

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



СЕОЕВ ЛАЗАРЬ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**МОНИТОРИНГ УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МОБИЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТотРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ**

Специальность 2.8.5 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ (технические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель -
доктор технических наук, доцент
Земенкова Мария Юрьевна

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ МОНИТОРИНГА УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОБИЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ.....	10
1.1 Мобильные сборно-разборные трубопроводы.....	10
1.2 Анализ статистических данных потерь нефтепродуктов от утечек на мобильных сборно-разборных по результатам ранее проведенных исследований.....	17
1.3 Анализ причин, условий и факторов, оказывающих влияние на образование утечек нефтепродуктов при их перекачке по мобильным сборно-разборным трубопроводам.....	21
1.4 Системный анализ методов (способов) и средств (систем) определения местоположения утечек нефтепродуктов на сборно-разборных трубопроводах и трубопроводах нефтегазового комплекса.....	28
1.5 Исследование изменения расхода и распределения давления по длине участка сборно-разборного трубопровода при наличии утечки.....	49
1.6 Постановка задач исследования.....	56
Выводы по главе 1.....	57
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ КВАЗИСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МОБИЛЬНОГО СБОРНО-РАЗБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАРУШЕНИИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ.....	59
2.1 Разработка математической модели гидравлического состояния мобильных сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы насосных станций при нарушении герметичности линейной части.....	59
2.2 Определение гидравлического сопротивления мобильных сборно- разборных трубопроводов.....	66
2.3 Расчет коэффициентов аппроксимации гидравлических характеристик насосов средств перекачки, используемых для перекачки нефтепродуктов по мобильным сборно-разборным трубопроводам, при их представлении в аналитическом виде.....	70
Выводы по главе 2.....	79

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ И РАСХОДА УТЕЧЕК ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ МОБИЛЬНЫХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С РАСТРУБНЫМ СОЕДИНЕНИЕМ.....	80
3.1 Определение гидравлических сопротивлений мобильных сборно-разборного трубопроводов с раструбным соединением.....	80
3.2 Определение местоположения и расхода утечек при повреждении мобильных сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением	89
Выводы по главе 3.....	102
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ОСНОВНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОБИЛЬНЫХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	103
4.1 Апробация узла дистанционного контроля параметров транспортирования нефтепродуктов по мобильным сборно-разборным трубопроводам.....	103
4.2 Разработка программного обеспечения для оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей мобильных сборно-разборных трубопроводов	109
Выводы по главе 4.....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	116
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	117

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Согласно Энергетической стратегии России до 2050 г. (№ 908-р), в числе приоритетных задач обозначено развитие топливо-энергетического комплекса страны и обеспечение эффективной системы транспортирования нефти и нефтепродуктов (НП), разработка специализированного программного обеспечения для расчета трубопроводных систем. Кроме того, в соответствии с поручением Президента России В.В. Путина от 15 февраля 2025 г. (№ Пр-285) одной из актуальных задач системы нефтепродуктообеспечения страны является совершенствование методов планирования и осуществления мероприятий, направленных на предупреждение и ликвидацию разливов нефти и НП, а также привлечение дополнительных сил и средств для этих целей.

Современная система магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) включает мобильные сборно-разборные трубопроводы (МСРТ), которые предназначены для временной перекачки нефти, светлых НП и жидкого углеводородного сырья. МСРТ обычно используются для заполнения и опорожнения МНПП при проведении плановых ремонтных работ, ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли. С использованием МСРТ возможно развертывание в сжатые сроки модульных трубопроводных сетей для перекачки НП в различных климатических и инженерно-геологических условиях. Важнейшим требованием, определяющим эффективность использования МСРТ, является количественная сохранность НП при транспортировании.

Опыт использования МСРТ в качестве временных нефтепродуктопроводов и при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций показал, что значительное количество потерь НП возникает в результате нарушения герметичности МСРТ. В этих условиях особую актуальность приобретает задача своевременного обнаружения утечек НП на основе мониторинга основных гидродинамических показателей и режима работы трубопровода.

Степень разработанности темы исследования

Решению научных задач и разработке методов обнаружения утечек НП на сборно-разборных и магистральных нефтепродуктопроводах посвящены работы М.В. Лурье, П.И. Тугунова, В.Ф. Новоселова, Н.А. Гаррис, Б.Н. Мастобаева, Г.Е. Коробкова, А.М. Короленка, Р.А. Алиева, А.А. Коршака, Г.Г. Васильева, В.В. Середы, Ю.Д. Земенкова, Д.А. Дроздова, Д.У. Думболова, М.Ю. Земенковой, В.А. Полякова, И.Г. Данильченко, Н.Х. Абдрахманова, Ю.Н. Безбородова, В.Д. Белоусова, А.Д. Прохорова, А.С. Дидковской, Н.Н. Голунова, А.Р. Валеева, А.П. Белкина, А.М. Сиренко, Л.С. Лейбензона, Я.Ю. Блиновской, С.В. Маценко, А.М. Шаммазова, Р.А. Шестакова, Р.Р. Ташбулатова, Т.Е. Степанченко, В.Н. Антипьева, В.В. Миронова, Р.Е. Kreider , J. Zhang и др.

Исследования и научно-технические разработки проводились в АО «ВНИИСТ», ООО «НИИ Транснефть», АО «НПП «Тори», ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГАОУ ВО «ТИУ», ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны РФ», ФГБОУ ВО «УГНТУ».

Вопросы обнаружения утечек НП на магистральных трубопроводах нефтегазового комплекса достаточно полно изучены и опубликованы в открытой печати. Однако, для условий транспорта НП по МСРТ с раструбным соединением, остаются малоизученными вопросы определения местоположения и расхода утечек НП в период квазистационарного режима работы насосных станций (НС) в специфических условиях их эксплуатации.

Цель работы – разработка системы оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей эксплуатации мобильных сборно-разборных трубопроводов для своевременного обнаружения местоположения и определения объема утечек нефтепродуктов.

Задачи исследования:

1. Разработать математическую модель гидравлического состояния МСРТ в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности линейной части трубопровода.

2. Определить количественные значения показателей, характеризующих режим течения нефтепродуктов в МСРТ с раструбным соединением.

3. Установить зависимость координаты местоположения утечки нефтепродукта на МСРТ от специфических условий эксплуатации при нарушении герметичности участка между НС.

4. Разработать критерий нарушения герметичности и установить его граничные значения для МСРТ с учетом показателей, характеризующих расход утечки и эквивалентную площадь повреждения трубопровода.

5. Разработать программное обеспечение для оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ.

Объект исследования – МСРТ номинальным диаметром от 100 до 150 мм.

Предмет исследования – нестационарные режимы течения нефтепродуктов при нарушении герметичности МСРТ.

Методология и методы исследования. В работе использованы: системный анализ, математическое и имитационное моделирование, классические положения гидродинамики потока жидкости в трубопроводах и процессов истечения, методы планирования и обработки результатов многофакторных экспериментальных исследований, статистические методы обработки измерений на основе корреляционного и регрессионного анализа.

Научная новизна результатов работы:

1. Разработана математическая модель гидравлического состояния МСРТ диаметром от 100 до 150 мм в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности линейной части трубопровода с учетом изменения основных гидродинамических показателей режима работы МСРТ с различной угловой подвижностью раструбного соединения.

2. Экспериментально определены значения феноменологических коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в обобщенной формуле Л.С. Лейбензона для оценки гидравлических уклонов и сопротивлений участков МСРТ с раструбным соединением.

3. Получена аналитическая зависимость координаты местоположения утечки нефтепродукта на МСРТ от эквивалентного расхода, термодинамических условий эксплуатации, степени изменения гидравлических уклонов на разгерметизированном участке.

4. Обоснован критерий нарушения герметичности МСРТ и определены его граничные значения с учетом расхода утечки нефтепродукта и эквивалентной площади повреждения трубопровода.

5. Разработан комплекс гидродинамических показателей мониторинга и анализа режима работы МСРТ для оперативного определения местоположения и расхода утечек с учетом физических свойств нефтепродуктов и особенностей характеристик типовых средств перекачки.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Динамика основных гидродинамических показателей режима эксплуатации трубопровода при наличии утечки характеризуется математической моделью квазистационарного режима работы НС и МСРТ.

2. Значения безразмерных коэффициентов A и m , характеризующих режим течения и область гидравлического трения, являются определяющими точности расчета местоположения и объемов утечек НП при нарушении герметичности МСРТ.

3. Отношение гидравлических уклонов на участках трубопровода до и после места разгерметизации характеризует динамику квазистационарного режима МСРТ.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан критерий нарушения герметичности МСРТ, характеризующий динамику гидравлического режима потока, и определены его граничные значения с учетом расхода утечки нефтепродукта и эквивалентной площади повреждения трубопровода.

2. Получена аналитическая зависимость координаты местоположения утечки нефтепродукта от комплекса гидродинамических показателей режимов работы разгерметизированного МСРТ. Определены значения феноменологических

коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в уравнении степенного закона гидравлического сопротивления, характеризующие гидравлические уклоны и сопротивления участков МСРТ с раструбным соединением.

3. Разработанная система оперативного мониторинга и авторский программный комплекс позволяют эксплуатирующим организациям оперативно контролировать техническое состояние трубопроводов и определять местоположение и расход утечек НП в режиме реального времени в автоматизированном формате.

Личный вклад автора состоит в решении сформулированных задач теоретических и экспериментальных исследований, разработке математической модели и алгоритмов; анализе, обобщении и внедрении результатов исследования; обработке результатов экспериментальных исследований, имитационном моделировании; формулировании положений научной новизны, теоретической и практической значимости, основного содержания, выводов и рекомендаций.

Степень достоверности и апробации результатов

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов, изложенных в работе, обеспечены применением современных метрологических аттестованных методов и средств проведения экспериментально-теоретических исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы представлялись к обсуждению на Международной НПК «Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов» (РАН) (г. Нижневартовск, 2020 г.), НТК ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны РФ» (г. Москва, 2019-2023 гг.), Международной НТК «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (г. Тюмень, 2022-2023 гг.), Международной НТК «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового Океана» (г. Тюмень, 2023-2025 гг.), XXVII Московском международном Салоне изобретений инновационных технологий «Архимед-2024» (г. Москва, 2024 г.), Международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2025 г.), Международной НПК «Предупреждение и ликвидация разливов нефти: пути решения и перспективы» (г. Владивосток, 2025 г.).

Результаты работы апробированы при эксплуатации действующих МСРТ длиной 13 км при перекачке топлива ТС-1 и 59 км при перекачке дизельного топлива. Материалы исследований используются в учебном процессе Ульяновского ГУ и Уфимского ГНТУ при подготовке обучающихся по направлениям «Нефтегазовое дело» и «Промышленная безопасность».

Публикации. По теме диссертации опубликовано 14 научных работ, из которых 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования РФ, 3 из них – по специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, 1 – в рецензируемом издании, индексируемом в Scopus, получен 1 патент РФ на изобретение, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Рассматриваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатации нефтегазопроводов, баз и хранилищ по п. 1 «Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортирования и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения...» и п. 4 «Методы и средства информационных технологий, моделирования, мониторинга, прогнозирования, интеллектуального инжиниринга и управления, автоматизации и роботизации, стандартизации и цифровизации технологических процессов проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики, ремонта сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта...».

Структура и объем работы

Диссертация изложена на 136 листах машинописного текста, состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы, содержит 40 таблиц и 60 рисунков. Список литературы включает 150 наименований.

Глава 1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ МОНИТОРИНГА УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОБИЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

1.1 Мобильные сборно-разборные трубопроводы

Трубопроводные системы транспорта нефти и НП являются неотъемлемой и значимой частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России.

В современных условиях необходимость разработки оперативных систем мониторинга объектов ТЭК диктуют положения таких директивных документов как «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года (утв. Расп. Правительства РФ от 12.04.2025 г. №9 08-р.)», «О силах и средствах единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций требования нормативно-правовых актов и документов государственного уровня» (утв. Пост. Правительства РФ от 08.11.2013 № 1007 (ред. от 27.06.2025)), «Стратегия национальной безопасности РФ» (утв. Указом Президента 02.07.2021 № 400) [103-106, 141, 142]. Документы устанавливают требования по совершенствованию технологий мониторинга состояния опасных производственных объектов, в том числе систем нефтепродуктообеспечения страны, основанных на цифровых методах и алгоритмах реального времени.

Динамика аварий и инцидентов на объектах трубопроводного транспорта ТЭК РФ [40, 143] характеризует общую тенденцию сокращения количества ситуаций, связанных с чрезвычайными ситуациями, технологическими и экологическими катастрофами, во многом благодаря фундаментальным и перспективным отечественным разработкам систем мониторинга объектов ТЭК РФ. Однако аварии в ряде случаев по-прежнему имеют катастрофические последствия. В связи с этим актуальны вопросы разработки и применения современных и автоматизированных систем оперативного мониторинга систем трубопроводного транспорта нефти и НП.

Роль и место МНПП в системе нефтепродуктообеспечения страны определяется их функциональным предназначением, высокой эффективностью, живучестью и надежностью [116, 134, 136-139]. Однако в отдельных случаях при проведении ремонтных работ, а также при возникновении экологических катастроф с помощью МНПП невозможно доставить НП непосредственно до потребителей [27, 29, 41, 43].

Основная роль МСРТ, являющихся составной частью МНПП, заключается в создании единой гидравлически замкнутой трубопроводной системы на существующей технической базе МНПП [116]. Отдельным вопросам применения и совершенствования методов эксплуатации МСРТ посвящены работы И.Г. Данильченко, Д.И. Мельникова, В.П. Коваленко, В.В. Середы, Д.А. Дроздова, А.П. Белкина, Ю.В. Попова, А.И. Голеницкого, В.М. Михальченкова, М.В. Лурье, Г.Г. Васильева, Ю.Д. Земенкова, Б.Н. Мастобаева, Н.Н. Голунова, Г.Г. Калашника, С.Ю. Подорожникова, А.М. Сиренко и др. [24, 28, 38, 76, 77, 95, 117].

Для создания системы мониторинга для трубопроводов МСРТ необходимо учитывать их конструктивные и технологические особенности.

Мобильные трубопроводы предназначены для решения широкого ряда задач [39]:

- развертывание в качестве элемента единой трубопроводно-складской системы, включающей МНПП, комбинаты Росрезерва, нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) и другие объекты нефтепродуктообеспечения страны;
- подача НП со складов и баз промышленного сектора экономики страны, комбинатов Росрезерва, НПЗ и МНПП на стационарные и полевые склады НП;
- рассредоточение запасов НП и их эвакуация при угрозе возникновения и (или) ликвидации последствий экологических катастроф;
- перекачки НП через барьерные рубежи при разрушении стационарных транспортных коммуникаций;
- техническое прикрытие стационарных МНПП [67, 99, 100];
- подача технической воды в районы аварий и катастроф.

Режимы эксплуатации МСРТ определяются инженерно-геологическими и теплофизическими условиями, технологией развертывания, назначением

трубопроводной системы и техническими особенностями конструкции [24, 28, 33, 39, 77, 116].

Стандартные МСРТ представляют собой мобильные инженерно-технические комплексы [33, 36, 39, 54], предназначенные для подачи больших количеств светлых НП на значительные расстояния, и в сравнении с другими видами транспорта обладают рядом существенных преимуществ: высокие темпы сооружения, независимость от природно-климатических условий, рельефа местности (от равнинного до горного), малый объем проектно-изыскательских работ и инженерного оборудования трассы, модульность конструкции, энергетическая автономность, простота обслуживания и эксплуатации, возможность перевозки оборудования всеми видами транспорта, незначительные финансовые издержки и др.

МСРТ по типу соединительных устройств подразделяются на трубопроводы с раструбным по ГОСТ 20772 (рисунок 1.1) и муфтовым (МПТ) соединениями (рисунок 1.2) [67, 99, 100].

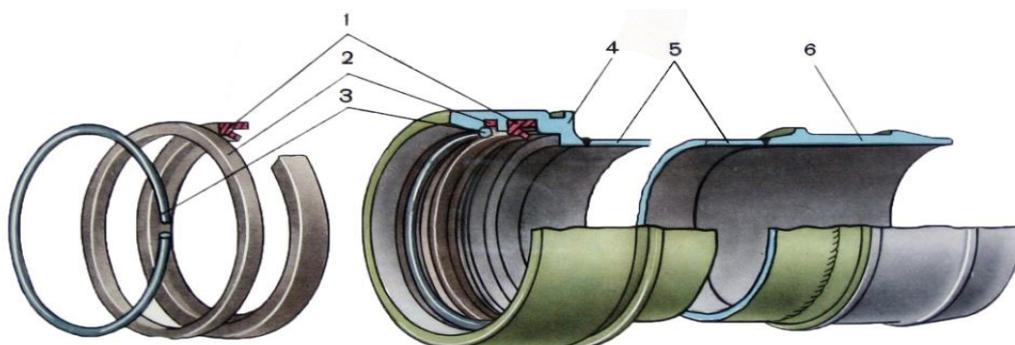


Рисунок 1.1 – Раструбное соединение по ГОСТ 20772» в сборе [100]:

1 – резиновое уплотнительное кольцо; 2 – резиновая микропористая подкладка;
3 – стальное запорное кольцо; 4 – раструб; 5 – тело трубы; 6 – манжета

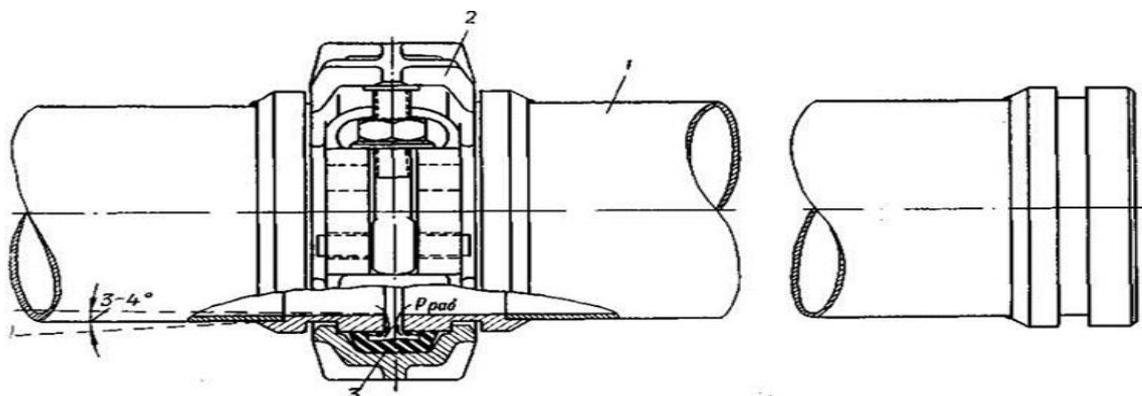


Рисунок 1.2 – Муфтовое соединение трубопровода $DN 150$ в сборе [99]:

1 – тело трубы; 2 – соединительная муфта; 3 – резиновое уплотнительное кольцо

Исследованиями принципов применения МСРТ и их модернизацией занимались И.Г. Данильченко, А.П. Белкин, В.В. Середа, Д.И. Мельников, Д.А. Дроздов, В.С. Лунин, В.М. Михальченков, Ю.В. Попов, А.И. Голеницкий, Г.Г. Калашник. Установлено, что с использованием МСРТ может быть эффективно решен целый комплекс актуальных проблем экономического характера, таких как увеличение общего производственного потенциала транспорта НП, повышение его устойчивости, живучести, надежности и готовности к работе в любых условиях, увеличение возможностей по распределению грузопотоков НП, развитие инфраструктуры топливно-энергетического комплекса, оборудование территории страны объектами нефтепродуктообеспечения, оптимизация распределения грузопотоков между видами транспорта, повышение управляемости транспортными потоками НП, особенно в условиях чрезвычайных ситуаций [24, 33, 35, 54, 80, 83-86].

Основные технические характеристики МСРТ приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика основных типов МСРТ [67]

Показатель	МСРТ DN 150	МСРТ DN100	МСРТ DN 150
Длина комплекта, км	150		
Производительность перекачки, т/сут.	2500	1200	2000
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	6,0 (60)		2,5 (25)
Испытательное давление, МПа (кгс/см ²)	7,5 (75)		3,8 (38)
Длина трубы, м	6,0		
Номинальный диаметр трубы, мм	150	100	150
Внутренний диаметр трубы, мм	145,6	97,6	145,5
Масса трубы, кг	80,9	36,2	78,0
Толщина стенки трубы, мм	3,2	2,2	3,25
Вместимость 1 м трубы, л	16,6	7,5	16,6
Тип соединения трубы	Раструбное по ГОСТ 20772		МПТ
Угловая подвижность в соединениях труб, град	1,3–2,0		3,0–4,0
Материал трубы	Сталь 16ГС		Сталь 10
Масса комплекта, т	2500	1100	2470

Подключение МСРТ к МНПП осуществляется с использованием специальных стационарных колодцев (рисунки 1.3-1.4), представляющих собой врезанный в линейную часть МНПП узел отбора НП [80, 95]. Основные характеристики узла приведены в таблице 1.2.

При значительном удалении стационарных колодцев от планируемого места выдачи НП, подключение МСРТ к МНПП может быть осуществлено с использованием метода «холодной» врезки (рисунок 1.5) [95]. Основные характеристики устройства врезки приведены в таблице 1.3.



Рисунок 1.3 – Общий вид колодца подключения МСРТ к МНПП

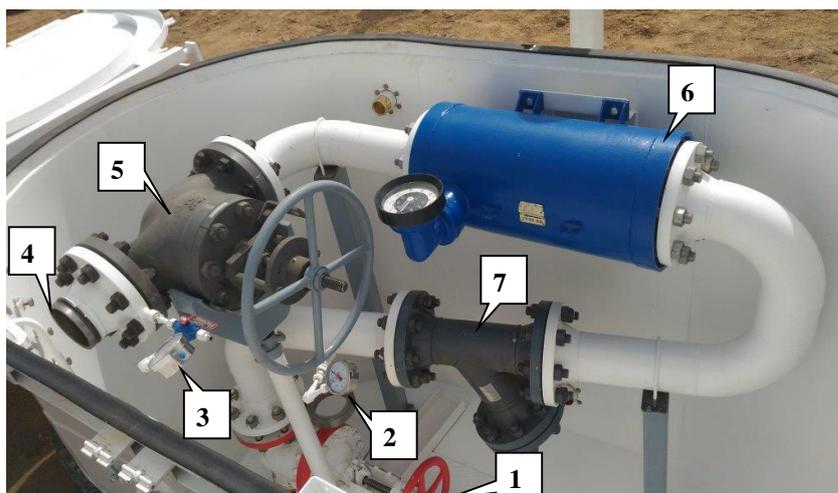


Рисунок 1.4 – Технологическое оборудование узла отбора НП:

1 – задвижка $DN\ 150$; 2, 3 – манометры; 4 – муфтовое быстроразъемное соединение;
5 – регулятор давления; 6 – расходомер; 7 – фильтр сетчатый

Таблица 1.2 – Основные характеристики узла отбора НП

Показатели	Параметры
Тип подключаемого трубопровода к узлу отбора НП	МСРТ $DN\ 150$ / МСРТ $DN\ 100$
Подача, $m^3/ч$ ($m^3/сут$), не менее	90 (1800)
Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$)	до 6,3 (63)
Номинальная толщина фильтрации, мм, не более	4
Относительная погрешность измерений массы, %, не более	$\pm 0,25$
Время приведения в рабочее состояние, ч	1,0
Время монтажа методом «холодной врезки», ч	24,0

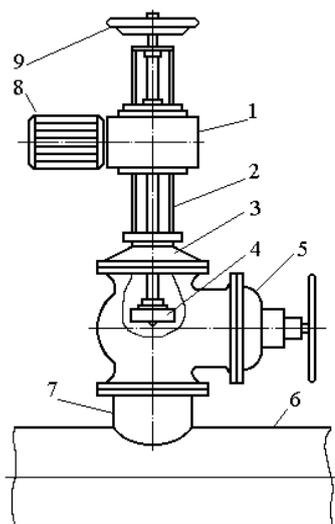


Рисунок 1.5 – Устройство «холодной» врезки и подключение узла к МНПП:
 1 – корпус с редуктором; 2 – направляющие штанги; 3 – фланец; 4 – Фреза;
 5 – задвижка; 6 – трубопровод; 7 – патрубок; 8 – электродвигатель; 9 – маховик;

Таблица 1.3 – Основные характеристики устройства «холодной» врезки в МНПП

Показатель	Значение
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм	150 и более
Давление рабочей среды в трубопроводе, МПа (кгс/см ²)	1,6 (16)
Толщина стенки трубопровода, мм	4...16
Диаметр прорезаемого отверстия, мм	93, 130, 170
Габариты устройства, мм	590x335x1350
Мощность электродвигателя, кВт	1,1
Масса устройства, кг	79

Особенности развертывания МСРТ обусловлены тем, что, в отличие от стационарного, он является быстровозводимым и, как правило, временным сооружением для транспортирования НП (рисунок 1.6), поэтому развертывание трубопровода во многом специфично [75-79]. Основанием для развертывания МСРТ чаще всего являются соображения о необходимости срочного создания транспортной магистрали, а не технико-экономические обоснования, что характерно для МНПП. Это связано, прежде всего, с тем, что МСРТ развертываются в короткие сроки и не требуют значительных капитальных вложений [83, 84].



Рисунок 1.6 – Временные МСРТ для перекачки НП

Обычно МСРТ сооружаются по кратчайшим направлениям с возможностью использования автотранспорта для доставки труб на трассу [67]. Однако развертывание трубопровода на местности в строго заданном направлении сопряжено с определенными трудностями. Это связано с наличием большого числа барьерных участков в полосе развертывания МСРТ (горы, реки, лесные массивы, дамбы, железные и автомобильные дороги и другие препятствия). Исходя из того, что на современном этапе необходимость в применении МСРТ может возникнуть во всех субъектах РФ, число препятствий будет значительно отличаться [77].

Таким образом, МСРТ занимают важную роль в системе нефтепродуктообеспечения страны [76], однако имеют ряд особенностей, связанных с малым диаметром (100–150 мм), конструкцией (длина секции 6 м), сжатыми сроками развертывания и ввода в эксплуатацию (1–3 сут.), применением для подачи НП на относительно короткие расстояния (5–25 км) для предупреждения и при ликвидации последствий аварий, чрезвычайных ситуаций, экологических катастроф [98, 116].

1.2 Анализ статистических данных потерь нефтепродуктов от утечек на мобильных сборно-разборных по результатам ранее проведенных исследований

Опыт развертывания и использования МСРТ показывает [78, 149], что эффективность применения мобильных трубопроводов может быть существенно повышена за счет сокращения потерь НП от утечек, возникающих вследствие аварий и неисправностей, имеющих место в процессе перекачки [149]. Авария на трубопроводе есть повреждение (дефект, отказ оборудования) трубопровода, устранить которое без прекращения перекачки НП невозможно. Неисправность – повреждение (дефект) трубопровода, которое может быть устранено без остановки перекачки НП имеющимися средствами или путем технического обслуживания неисправных узлов [67, 99, 100].

Вопросам сбора, обработки и анализа статистических данных потерь НП от утечек на МСРТ посвящены работы И.Г. Данильченко, Е.П. Серегина, А.М. Сиренко, В.М. Михальченкова, И.М. Баклагина, Ю.Н. Пирогова, Д.И. Мельникова, Д.А. Дроздова. Из анализа опубликованных работ и согласно статистическим данным [9, 10, 18, 22, 26, 35, 42] утечки в зависимости от их величины можно объединить в следующие группы:

- утечки незначительные, которые не требуют принятия немедленных мер для их ликвидации;
- утечки существенные, при которых обеспечивается выполнение поставленной задачи, но требуется принятие немедленных мер по их ликвидации;
- утечки аварийные, при которых необходимо прекращение перекачки и немедленное устранение аварии.

Из всего количества утечек до 80 % составляют незначительные утечки, которые возникают из-за негерметичности стыков трубопровода. Эти утечки выявляются и устраняются в процессе ввода трубопровода в эксплуатацию.

Существенные и аварийные утечки составляют около 20 % и вызываются, главным образом, разрывами соединений. Примерно 1 % приходится на внешние механические повреждения МСРТ и аварии, однако именно эти повреждения

приводят к наименьшим потерям перекачиваемых НП и к полному прекращению перекачки. На обнаружение существенных и аварийных утечек ремонтными бригадами в настоящее время затрачивается до одного часа, а в отдельных случаях до двух часов и более [131].

Поиск несущественных утечек является более трудной задачей. Эффективность поиска зависит от географических и инженерно-геологических условий пролегания трубопровода, состояния грунта, метеорологических условий и нередко может быть осуществлен только при непосредственном визуальном осмотре.

Проведенный анализ статистических данных [42] показал, что большинство аварий и неисправностей приходится на период заполнения и гидравлического испытания МСРТ (таблица 1.4). Для трубопроводов с раструбным соединением *DN 150* и *DN 100* число аварий на 1 км линии трубопровода составляет 0,231 и 0,011 соответственно [22, 26, 149].

В выполненных ранее исследованиях [24, 28, 45] проанализированы статистические данные, полученные при разворачивании и использовании МСРТ по назначению. Полученные при этом результаты свидетельствуют, что характер нарушения герметичности трубопровода в соединении зависит от типа и конструкции соединения труб (таблица 1.5).

Таблица 1.4 – Количество аварий и неисправностей в период заполнения и гидравлического испытания МСРТ

Тип трубопровода	Длина участка, км	Количество аварий и неисправностей	
		всего	на 1 км
МСРТ <i>DN 150</i>	153	51	0,333
	138	10	0,070
	150	20	0,133
	144	6	0,042
	130	7	0,054
	151	8	0,053
	160	16	0,100
	140	9	0,064
МСРТ <i>DN 100</i>	150	0	0
	92	4	0,043
	136	5	0,037
	50	29	0,58

Таблица 1.5 – Количество случаев нарушения герметичности МСРТ на 1 км

Тип соединения	Разрыв в соединении		Частичное нарушение герметичности (подтекание в соединении)		Трещина сварного шва	
	при заполнении	при использовании	при заполнении	при использовании	продольного	кольцевого
Раструбное	0,114	0,006	0,046	0,005	0,017	0,010
МПТ	0,085	–	0,403	0,231	0,027	–

Анализ данных, приведенных в таблице 1.6, показывает, что для мобильных трубопроводов с раструбным соединением наиболее часто встречающимся типом нарушения герметичности является разрыв в соединении, для МСРТ с муфтовым соединением – подтекание в узле сборки.

Таблица 1.6 – Доля видов нарушения герметичности МСРТ

Тип соединения	Разрыв трубопровода в соединении, %	Подтекание в соединении, %	Трещина по сварному шву, %
Раструбное	57,5	25,8	16,7
МПТ	11,4	85,0	3,6

Для проведения оценки потерь НП используется среднее число случаев нарушения герметичности за единицу времени (как правило, за 1 сут.), ориентировочный объем утечки и ее расход. Результаты оценки обобщены в таблице 1.7.

Менее значительными по сравнению с рассмотренными выше являются утечки НП через неплотности соединений труб и уплотнений арматуры. Расход утечки при неисправностях такого рода относительно низкая [20, 46, 49]. Средние значения расходов утечек НП при нарушении герметичности в соединении труб представлены в таблице 1.8. Однако, их доля в общем количестве случаев может достигать 25,8 % для трубопроводов с раструбным соединением и 85,0 % для трубопроводов с муфтовым соединением (таблица 1.6).

Таблица 1.7 – Обобщенные данные о нарушении герметичности МСРТ DN 150 и DN 100

Тип МСРТ	Длина участка, км	Продолжительность, сут	Случаи разгерметизации			
			всего		1 км/сут.	
			разрыв в соединении	трещина сварного шва	разрыв в соединении	трещина сварного шва
Заполнение и гидравлическое испытание						
DN 150	138	0,875	8	2	0,066	0,017
	150	1,750	19	1	0,072	0,004
	144	1,290	4	2	0,022	0,011
	151	0,839	4	1	0,032	0,008
	150	0,751	3	1	0,027	0,009
	160	1,500	5	1	0,021	0,004
	140	1,250	6	–	0,034	–
DN 100	92	0,548	1	1	0,019	0,019
	136	1,500	4	–	0,019	–
Использование по назначению						
DN 150	138	1,542	–	2	–	0,009
	150	1,542	4	1	0,017	0,004
DN 100	92	0,544	1	–	0,020	–

Объем утечек НП ввиду подтеканий в узлах соединений труб при подготовке их к монтажу определяется некачественным укомплектованием раструбных соединений, влиянием человеческого фактора при монтаже, загрязненностью соединений. Кроме того, длительная эксплуатация оборудования трубопровода в экстремальных условиях (высокие или низкие температуры перекачиваемых НП и окружающей среды) может привести к снижению эксплуатационных характеристик резиновых уплотнительных колец, в результате чего они частично или полностью теряют уплотняющую способность.

Таблица 1.8 – Средние значения расхода утечек НП при нарушении герметичности в соединении труб

Характер утечки	Интенсивности утечки, м ³ /ч·10 ⁻³
Одна капля в секунду	0,17–0,21
Капли, переходящие в струю	0,28
Струя диаметром 2,5 мм при давлении 0,1 МПа	34,70
Струя диаметром 3,0 мм	33,30
Струя диаметром 3,2 мм при давлении 0,1 МПа	56,90
Струя диаметром 4,8 мм	44,30

По результатам исследований [22, 26] было установлено, что наблюдается снижение расхода по заполненному НП МСРТ при сквозном повреждении

с эквивалентной площадью 80 мм² в зависимости от местоположения повреждения между НС (рисунок 1.7).

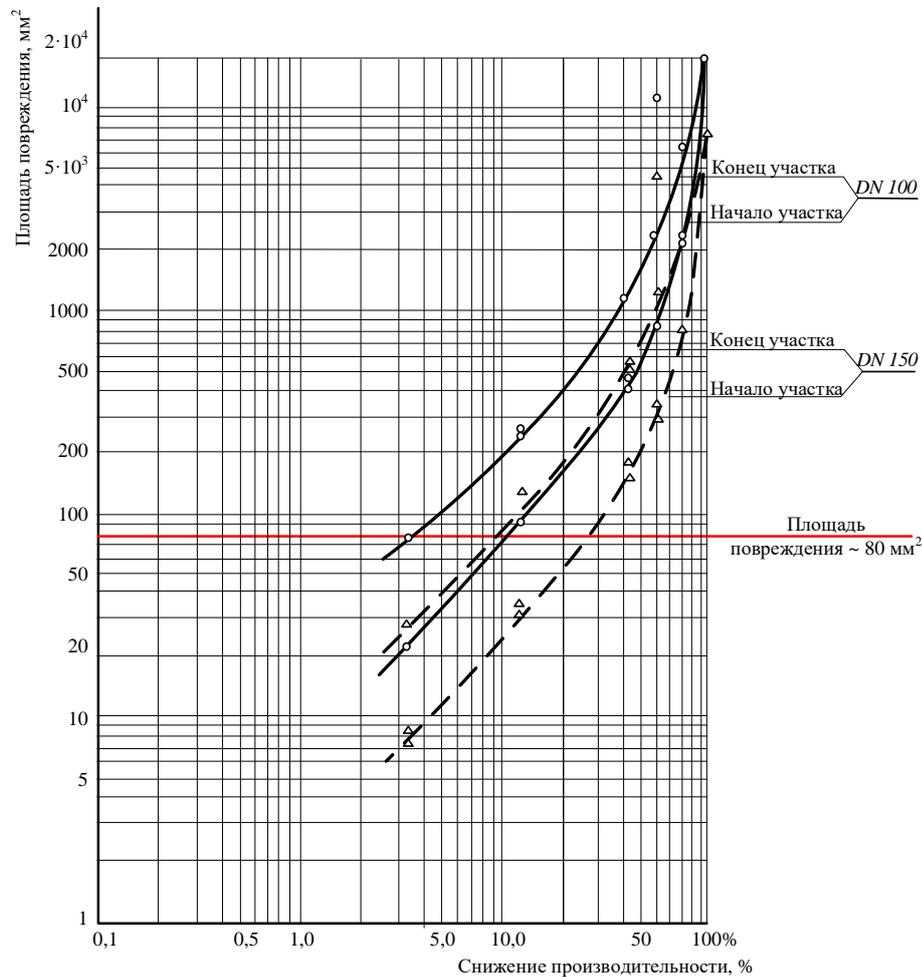


Рисунок 1.7 – Зависимость изменения расхода трубопроводов *DN 100* и *DN 150* от места и расхода утечки [26]

При таком типе повреждения происходит снижение расхода на 25% в начале и на 10% в конце участка МСРТ диаметром *DN 100* и на 12% и 3,5% соответственно для трубопровода *DN 150*.

1.3 Анализ причин, условий и факторов, оказывающих влияние на образование утечек нефтепродуктов при их перекачке по мобильным сборно-разборным трубопроводам

Для сокращения и предотвращения потерь НП при перекачке по МСРТ важное значение имеет их четкая классификация.

Особенности причин, условий и факторов, оказывающих влияние на образование утечек НП при их перекачке по МСРТ изложены в работах И.Г. Данильченко, А.М. Сиренко, А.П. Белкина, Е.П. Серегина, В.В. Середы, В.Е. Бычкова. Известные подходы к разработке классификации являются частными и специфичными, разработанными для решения конкретных технических задач, и не могут в полной мере служить обоснованием для разработки системы мониторинга и направлений борьбы с утечками на нефтепродуктопроводах МСРТ.

В частности, утечки НП при повреждениях и разрушениях МСРТ рассматриваются не в причинной их связи, а только с точки зрения расхода утечек. В то же время ряду причин образования утечек внимания уделено не было.

В некоторых случаях рекомендуется классификация [26] только причинного характера – потери от испарения, утечек, проливов, неполного слива, смешения, обводнения, аварий. Вместе с тем данные классификации не учитывают специфику трубопроводов вообще и сборно-разборных – в частности. В некоторых работах [22] потери НП делятся на эксплуатационные и аварийные, а также в зависимости от фазового состояния перекачиваемого продукта – на потери в жидком и газообразном состоянии; потери на линейной части стационарных трубопроводов – на систематические и случайные. Существуют подходы, при которых потери предлагается делить на два больших класса – от испарения в резервуарах, от утечек в резервуарах и трубопроводах, или дополнительно подразделять потери, возникшие на МСРТ по техническим и другим причинам, на существенные, несущественные и аварийные [17, 19, 50].

Согласно [26] в зависимости от причин возникновения потери НП можно разделить на естественные, эксплуатационные и аварийные, а по характеру – на количественные, качественные и смешанные (рисунок 1.8).

Согласно приведенной классификации естественные потери зависят главным образом от физико-химических свойств НП, а также от условий окружающей среды. Эксплуатационные потери НП происходят в основном из-за неисправностей или неправильной эксплуатации технических средств вследствие утечек, проливов, неполного слива, загрязнения или обводнения топлива. Аварийные потери топлив

возникают в результате разрушения или повреждения технических средств при пожарах, наводнениях, землетрясениях и других стихийных бедствиях, повреждении средств транспортирования топлив при катастрофах или авариях, а также в других случаях, вызывающих разрушение оборудования.

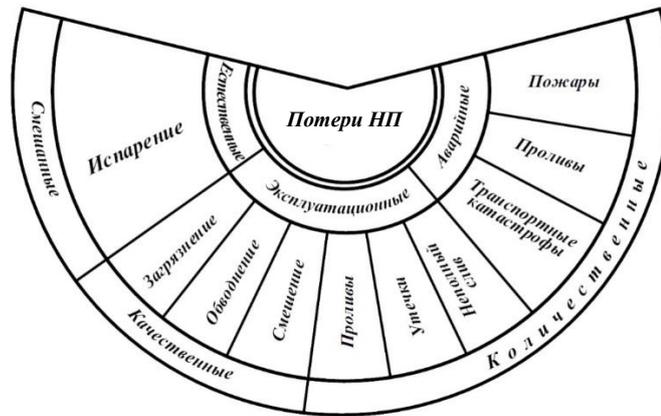


Рисунок 1.8 – Вариант классификации потерь НП при транспортировании и хранении [149]

Характер потерь зависит от того, сопровождаются ли они уменьшением массы НП или ухудшением его физико-химических и эксплуатационных свойств [11, 12, 47, 48, 52].

Количественные потери связаны только с уменьшением количества НП, качество которого не снижается. Качественные потери возникают при загрязнении, обводнении и смещении НП, при этом их качество ухудшается, а количество не изменяется. Смешанные потери, называемые также количественно-качественными, вызываются испарением легкокипящих НП.

Анализ подходов к классификации потерь НП показывает, что в большинстве случаев ее распространяют на различные типы технических сооружений – трубопроводы, резервуары, цистерны и другие объекты трубопроводного комплекса. В силу специфичности этих сооружений и отсутствия твердых принципов в подходах (например, по причинам, по величине, по последствиям) отсутствует достаточно четкая терминология, отождествляются понятия «потери» и «причины потерь». Это объясняется использованием более

общей классификации потерь НП, однако не позволяет в тоже время однозначно выбрать направления борьбы с ними на МСРТ.

Учитывая опыт применения МСРТ, а также существенно возросшие в последние годы требования по экологической безопасности, значительную актуальность приобретает систематизация и разработка классификации потерь НП, наиболее полно учитывающей конструктивные и технологические особенности МСРТ. Мобильные трубопроводы можно представить, как сложную систему, состоящую укрупненно из трех подсистем – линии трубопровода, НС и промежуточных резервуарных групп с технологическими обвязками. Однотипность входящего в подсистемы оборудования позволяет реализовать единый подход к классификации возможных потерь НП и выбрать направления их сокращения или полного устранения. Существующая классификация имеет общее в делении потерь на количественные, то есть приводящие к утрате массы или объема НП, и качественные, выражающиеся в изменении физико-химических показателей НП при перекачке по трубопроводу.

Потери НП следует подразделять на технологические, естественную убыль и иные виды потерь.

К естественной убыли топлив относятся только потери при хранении и перевозке, возникающие вследствие испаряемости и колебаний температуры (давления) окружающей среды. Технологические потери, в свою очередь, подразделяются на:

- потери, связанные с приемом-отпуском НП (заполнение резервуаров из транспортных средств и трубопроводов, налив емкостей транспортных средств, заполнение технологических трубопроводов);

- периодические потери, связанные с внутрискладскими (внутрибазовыми) перекачками из резервуара в резервуар;

- потери, связанные с применением переносных средств измерений и оборудования для отбора проб;

- потери в технологических трубопроводах, связанные с утечками через уплотнения насосно-силового, технологического оборудования и арматуры, вызванные несовершенством конструкции;

- потери, связанные с проведением технического обслуживания и ремонта оборудования (врезки вставок, ремонт запорной арматуры и другого технологического оборудования);

- потери, связанные с не сливаемыми остатками (из-за конструктивных особенностей емкостей транспортных средств) и «налипания» в транспортных емкостях (из-за физико-химических свойств);

- потери, связанные с изменением условий перекачки (простои, остановка перекачки, повышение и понижение давления);

- потери, связанные с открытием дренажных клапанов на трубопроводах;

- потери в объеме проб, отбираемых в соответствии с требованиями нормативных документов.

Иные виды потерь являются следствием:

- разовых потерь, связанных с нарушением герметичности технологических трубопроводов и оборудования (повреждения, разрывы и т.д.), состоянием иного применяемого технологического оборудования, вызванных повреждением транспортных емкостей и тары;

- потерь, связанных с порчей и смешением НП;

- потерь, вызванных нарушениями требований нормативно-технических документов, регламентов, инструкций и правил;

- всех видов аварийных потерь.

В руководящих документах [67, 99, 100], регламентирующих основные положения по устройству, разворачиванию, использованию по назначению и свертыванию, обслуживанию и хранению МСРТ, причиной основных потерь НП является нарушение герметичности трубопровода, вызванное авариями или неисправностями. В исследованиях [22, 26], в качестве условной границы между авариями и неисправностями предложено принимать величину утечки, равную $5 \text{ м}^3/\text{ч}$.

При использовании МСРТ следует применять термины и определения [29, 43, 51, 57, 58, 63, 64]:

- авария на трубопроводе – повреждение (дефект, отказ) трубопровода, устранить которое без остановки перекачки НП нельзя;
- дефект – каждое отдельное несоответствие оборудования (изделия, сборочной единицы, детали) требованиям, установленных документацией;
- неисправность на трубопроводе – повреждение (дефект) трубопровода, которое может быть устранено без остановки перекачки НП имеющимися средствами или путем технического обслуживания неисправных узлов;
- отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования (изделия, сборочной единицы, детали);
- повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния оборудования (изделия, сборочной единицы, детали) при сохранении работоспособного состояния;
- разлив НП – распространение разлитого или выливающегося НП по поверхности грунта или водного объекта;
- утечка НП – процесс истечения НП из трубопровода при нарушении герметичности вследствие аварий и неисправностей.

Возможные аварии и неисправности, возникающих на МСРТ, а также их основные причины их возникновения указаны в таблице 1.9.

Таким образом, при использовании МСРТ могут иметь место утечки перекачиваемых НП, вызванные авариями и неисправностями, возникающими в результате внешнего воздействия, некачественного монтажа соединений, заводских дефектов труб, ошибок обслуживающего персонала и технических неполадок (рисунок 1.9).

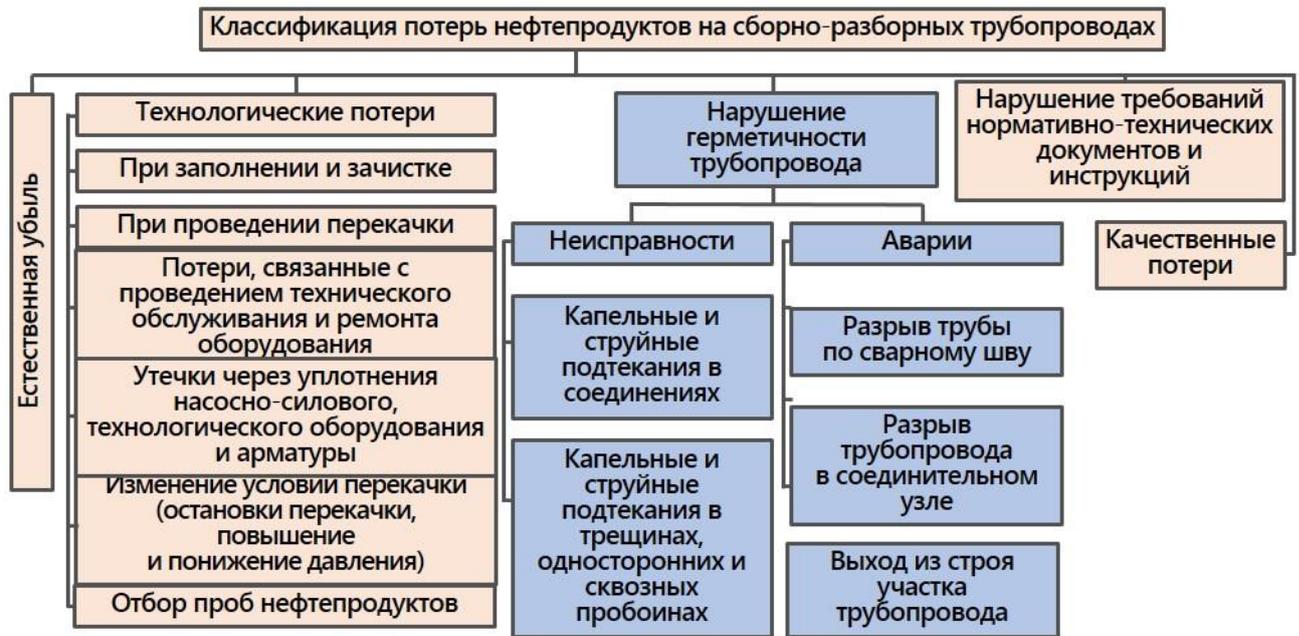


Рисунок 1.9 – Предлагаемая классификация потерь НП на МСРТ

Таблица 1.9 – Возможные аварии и неисправности на МСРТ

Возможные аварии и неисправности	Причины возникновения
Неисправности	
Капельная или струйная течь в соединении	Некачественная сборка соединения трубопровода, использование неисправных резиновых колец, замятие («закус») резинового уплотнительного кольца, механические повреждения присоединительных устройств труб и соединительных муфт МПТ
Капельная или струйная течь в трещинах, односторонних и сквозных пробоинах	Механические повреждения трубопровода в результате внешнего воздействия, некачественный сварной шов
Аварии	
Разрыв трубы по сварному шву	Некачественный сварной шов, повышение давления в трубопроводе выше допустимого, механические повреждения трубопровода в результате внешнего воздействия
Разрыв трубопровода в соединении	Некачественная сборка соединения трубопровода, неисправное запорное кольцо (для раструбного соединения), напряженный стык при большом угле поворота труб (для муфтового соединения), неисправная муфта МПТ (для муфтового соединения)
Разрыв тела трубы	Механические повреждения в результате внешнего воздействия

Такой подход позволяет наиболее полно и взаимосвязанно оценить характер и условия возникновения потерь НП при перекачке по МСРТ для дальнейшего моделирования, дать их количественные оценки и определить направления их предупреждения и сокращения.

1.4 Системный анализ методов (способов) и средств (систем) определения местоположения потерь нефтепродуктов на мобильных сборно-разборных трубопроводах и трубопроводах нефтегазового комплекса

Разработке методов обнаружения и оценки параметров утечек НП на сборно-разборных и магистральных нефтепродуктопроводах в различных эксплуатационных условиях посвящены многочисленные труды известных ученых: М.В. Лурье, П.И. Тугунова, В.Ф. Новоселова, Н.А. Гаррис, Б.Н. Мастобаева, Г.Е. Коробкова, А.М. Короленка, Р.А. Алиева, А.А. Коршака, Г.Г. Васильева, В.В. Середы, Ю.Д. Земенкова, Д.А. Дроздова, Д.У. Думболова, М.Ю. Земенковой, В.А. Полякова, И.Г. Данильченко, Н.Х. Абдрахманова, Ю.Н. Безбородова, В.Д. Белоусова, А.Д. Прохорова, А.С. Дидковской, Н.Н. Голунова, А.Р. Валеева, А.П. Белкина, А.М. Сиренко, Л.С. Лейбензона, Я.Ю. Блиновской, С.В. Маценко, А.М. Шаммазова, Р.А. Шестакова, Р.Р. Ташбулатова, Т.Е. Степанченко, В.Н. Антипьева, В.В. Миронова, Kreider R.E., Zhang J. и др. [3-5, 9-12, 16, 30, 31, 43-53, 62, 64, 70-74, 89, 92, 101, 102, 146], которые представляют собой методологические основы для разработки методов мониторинга утечек нефте- и нефтепродуктопроводов.

Известные методы и алгоритмы оценки параметров утечек предназначены для трубопроводных систем со специфичными условиями эксплуатации. Технологические условия развертывания и эксплуатации трубопроводов МСРТ требуют тщательного анализа и адаптации для оценки возможности применения в условиях оперативного развертывания и мониторинга в полевых условиях в режиме реального времени с учетом специфики конструкций МСРТ [28].

Математические и технологические аспекты разработки и применения методов и способов обнаружения утечек НП МНПП достаточно полно изложены в работах М.В. Лурье, Ю.Д. Земенкова, Е.В. Вязунова, А.А. Коршака, В.А. Полякова, В.Ф. Новоселова, Р.А. Алиев, А.С. Дидковской, В.Н. Антипьева, И.В. Альперовича, Р.А. Шестакова, Ч.И. Нурмухамедова, Р.Р. Ташбулатова, Р.М. Каримова и др.

В трудах профессора М.В. Лурье [69-71] представлены универсальные математические модели процессов трубопроводного транспорта нефти, НП и газа, в том числе расчеты нестационарных режимов работы трубопроводов, описаны основополагающие подходы к определению объема утечек НП, методы и системы, реализующие их. В работах А.С. Дидковской [30, 31] приведены теория и методы расчета переходных режимов работы трубопроводов и методы расчета аварийного истечения жидких углеводородов из трубопровода при его повреждении.

В частности, работы профессоров Ю.Д. Земенкова по разработке методологического обеспечения расчетов утечек и выбросов, В.Н. Антипьева были реализованы при разработке руководящего документа «Методика расчета потерь нефти при авариях на магистральных трубопроводах», «Инструкции по подсчету нефти при отказах на магистральных трубопроводах Западной и Северо-Западной Сибири» [9-12].

В работах А.Р. Валеева рассмотрены особенности обнаружения утечек с помощью акустического прослушивания и вопросы моделирования режимов течения жидкости, автоматического определения потерь нефти и нефтепродуктов на объектах трубопроводного транспорта [92].

В работах ученых В.А. Полякова, Р.А. Шестакова проанализированы вопросы точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе [101], разработана комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах [102]. Р.А. Шестаковым предложен алгоритм обнаружения утечек НП при трубопроводном транспорте с промежуточным отбором [146].

В работах С.В. Маценко, Я.Ю. Блиновской [72] представлены особенности организации операций по предупреждению по ликвидации разливов нефти и НП на морских акваториях, методы оценки показатели эффективности мероприятий.

Вопросы моделирования нестационарных режимов течения жидкостей, условия и особенности постановки квазистационарной модели течения жидкости в изотермических и неізотермических условиях подробно описаны в работах профессоров М.В. Лурье, Н.А. Гаррис, М.Г. Сухарева, А.Б. Шабарова, А.С. Дидковской, [31, 44, 71, 129, 130].

В трудах И.В. Альперовича [4, 5] представлены модели обнаружения отборов магистральных нефтепроводов на основании шлейфа волн давления, квазитурбулентная модель отборов и особенности адаптации моделей на объектах при стационарных режимах эксплуатации нефтепровода.

Большинство методов обнаружения утечек, как расчетных, так и аппаратных, показали свою высокую эффективность для объектов магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, однако, как показал анализ, технически сложно реализуемы для адаптации на МСРТ и имеют высокую стоимость приборного обеспечения [8, 87].

Определение мест повреждения

по изменению производительности перекачки

В период использования МСРТ по назначению контроль за производительностью перекачки может осуществляться путем учета количества перекачиваемых НП в начале и конце контролируемого участка с помощью расходомеров (счетчиков) [67, 99, 100].

Минимальная величина утечек, определяемых данным способом, зависит от точности показаний счетчиков и разницы в температурах НП в начале и конце контролируемого участка. В лучшем случае погрешность может быть 1 % от производительности перекачки по трубопроводу.

Система контроля герметичности, разработанная на основе использования метода контрольных значений производительности перекачки, была испытана на трубопроводе с пропускной способностью 200 м³/ч. Во время испытаний утечка с

интенсивностью 10 % от производительности перекачки обнаруживалась спустя 70 с, 30 % – спустя 24 с с момента возникновения.

Существенным ограничением применения приведенных способов и метода является невозможность определения места повреждения МСРТ. Обнаружение мест повреждений должно осуществляться визуальным методом.

Аналитический и графоаналитический способы определения мест повреждения трубопроводов

Сущность аналитического и графоаналитического способов определения мест утечки заключается в нахождении точки излома линии гидравлического уклона, соответствующей месту возникновения утечки [16, 66].

В первом случае расстояние до места утечки x определяют по формуле:

$$x = \frac{H_1 - h_1 - i_2 l - \Delta z}{i_1 - i_2}, \quad (1.1)$$

где H_1 – напор НС в момент возникновения утечки, м;

h_1 – напор в конце участка, м;

l – протяженность контролируемого участка, м;

Δz – разность геодезических отметок начальной и конечной точек контролируемого участка, м;

i_1 и i_2 – гидравлические уклоны в начале и конце контролируемого участка.

Во втором случае по найденным значениям i_1 , i_2 , H_1 , h_1 и Δz строится график гидравлического уклона контролируемого участка. Излом линии гидравлического уклона будет наблюдаться непосредственно в месте повреждения трубопровода. Перенеся точку пересечения линий гидравлического уклона на профиль трассы можно определить место повреждения (рисунок 1.10).

Графоаналитический способ позволяет определить место повреждения трубопровода для любого рельефа местности за исключением случая, когда повреждение находится за перевальной точкой.

Точность обнаружения места утечки рассмотренными способами повышается с увеличением размера утечки и уменьшается при удалении

повреждения от НС, поэтому они могут быть применимы для обнаружения утечек равных или более (30–50) % от производительности перекачки по трубопроводу. При меньших утечках можно составить лишь общее суждение о герметичности контролируемого участка.

Область применения данного метода определения местоположения утечек и эффективность применения ограничены периодичностью проверки расходов и давлений, а точность – способами сравнения их величин.

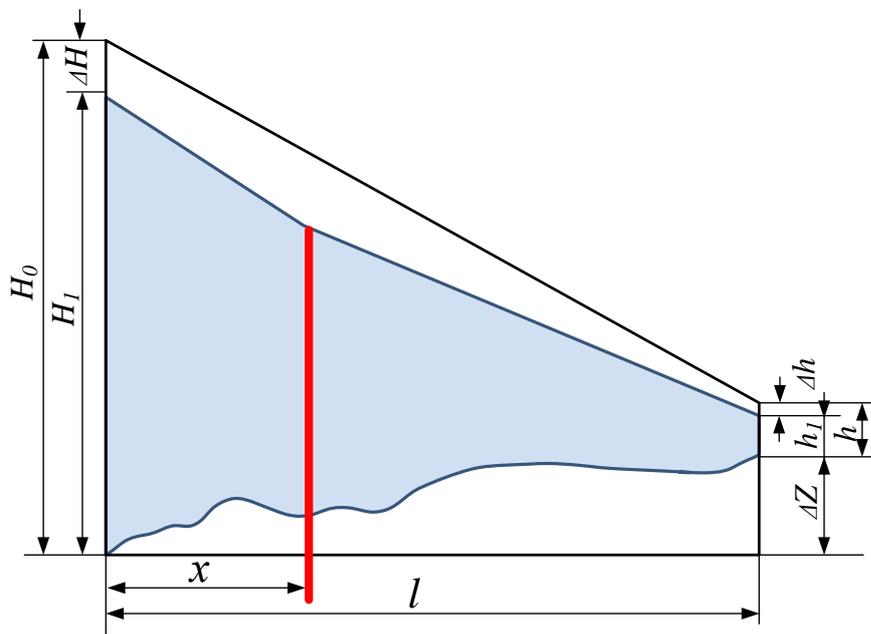


Рисунок 1.10 – Определение места нахождения утечки по излому линии гидравлического уклона

Контроль режима работы НС

При возникновении аварий и повреждений в линии трубопровода меняется режим работы НС, т.е. изменение числа оборотов вала двигателя (насоса), или падение давления на входе и выходе насоса дает основание предполагать о наличии утечек. В случае аварии, приводящей к утечке в полное сечение трубопровода (разрыв в соединении), наблюдается полная потеря подпора на последующей НС [67, 75, 117].

При предположении о возникновении утечки для ее обнаружения и ликвидации на трассу отправляется ремонтная бригада.

Ограничение рассмотренного метода заключается в том, что точность обнаружения повышается при увеличении размера утечки и уменьшается при удалении места повреждения от НС. На результаты контроля оказывают отрицательное влияние невысокая точность контрольно-измерительной аппаратуры, непостоянство режима перекачки и сложность осуществления непрерывного наблюдения за контрольной аппаратурой.

Контроль герметичности с использованием регистрации параметров волны давления, возникающей в трубопроводе в момент его повреждения
(метод «ударной диаграммы»)

Определение места утечки НП с помощью метода «ударной диаграммы» связано с регистрацией параметров переходных процессов в трубопроводе, возникающих в момент нарушения его герметичности [8]. Исследованиям по разработке и адаптации данного метода для использования на МСРТ посвящены работы профессора А.П. Белкина.

При обработке данных «ударной диаграммы», записанной с помощью установленных в начале и конце контролируемого участка трубопровода датчиков давления и регистрирующего устройства, можно с высокой точностью обнаружить место утечки. Данным методом возможно определить утечки величиной от 2% производительности перекачки.

Схема системы определения места и времени повреждения трубопровода, основанной на регистрации фронта волны разрежения, возникающей в месте утечки, показана на рисунке (рисунок 1.11).

При поступлении импульса ударной волны на датчик 1 включается счетчик времени, который работает до прихода сигнала от второго датчика, выключающего счетчик.

Значения времени прихода импульсов давления определяется по формуле:

$$t_1 = \frac{L - x}{v + w} \text{ и } t_2 = \frac{L + x}{v + w}, \quad (1.2)$$

где v – скорость распространения звука в перекачиваемом НП, м/с;

w – скорость потока перекачиваемого НП, м/с;

t_1 – время прихода импульса давления на датчик 1, с;

t_2 – время прихода импульса давления на датчик 2, с.

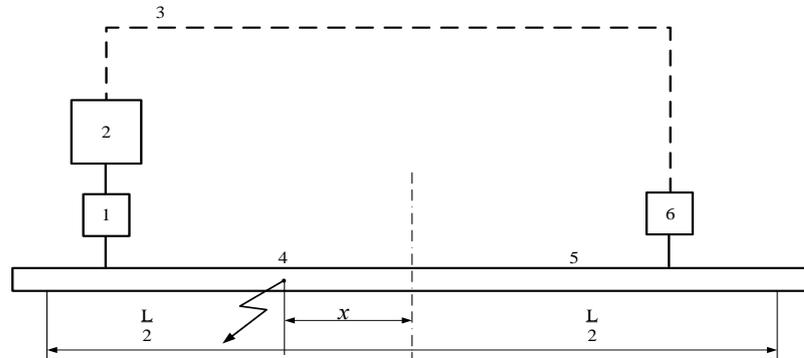


Рисунок 1.11– Схема системы
определения места и времени повреждения трубопровода:

1–6 датчики давления; 2 – счетчик времени; 3 – линия связи;

4 – место повреждения (утечки); 5 – трубопровод

L – протяженность контролируемого участка трубопровода, x – место утечки

Разность времени $\Delta t = t_2 - t_1$ прихода на датчики импульсов давления позволяет определить место повреждения трубопровода.

Учитывая то, что скорость распространения звука в перекачиваемых НП намного больше, чем скорость движения НП в трубопроводе ($v > w$), пренебрегая w , получим зависимости для определения времени и координаты повреждения трубопровода:

$$t \cong \frac{2x}{v}, \quad x \cong \frac{v}{2} \Delta t. \quad (1.3)$$

Блок-схема прибора, работающего на рассмотренной схеме, приведена на рисунке 1.12.

Прибор (рисунок 1.12) состоит из двух полукомплектов «а» и «б». Оба полукомплекта одинаковы за исключением того, что полукомплект «а» имеет дополнительный блок – счетчик импульсов и реле, включающие звуковой и световой сигнализаторы, показывающие, от какого датчика произошел запуск счетчика. В комплект входят две радиостанции.

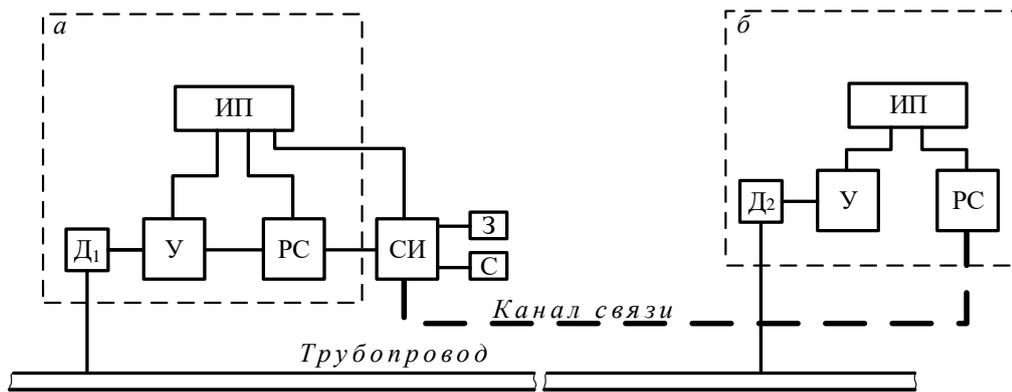


Рисунок 1.12– Блок-схема прибора, работающего на принципе регистрации волн отрицательного давления, с использованием проводной и радиосвязи:

«а» и «б» – полукомплекты, устанавливаемые на двух насосных станциях в начале и конце контролируемого участка трубопровода; D_1 и D_2 – датчики давления; $У$ – усилитель; $РС$ – релейная схема; $СИ$ – счетчик импульсов; $З$ – звуковой сигнализатор; $С$ – световой сигнализатор

Метод «ударной диаграммы» может быть реализован и без использования технических средств связи (рисунок 1.13). В этом случае при возникновении утечки волна возмущения, распространяясь от места повреждения, воздействует на датчик 2 и включает счетчик времени 1. Двигаясь в противоположную сторону, фронт волны воздействует на датчик 2', который через усилительно-преобразовательный блок 4 управляет электромагнитным клапаном (отражателем) 5, создающим искусственную волну давления, фронт которой вторично воздействует на датчик 2, останавливая счетчик 1.

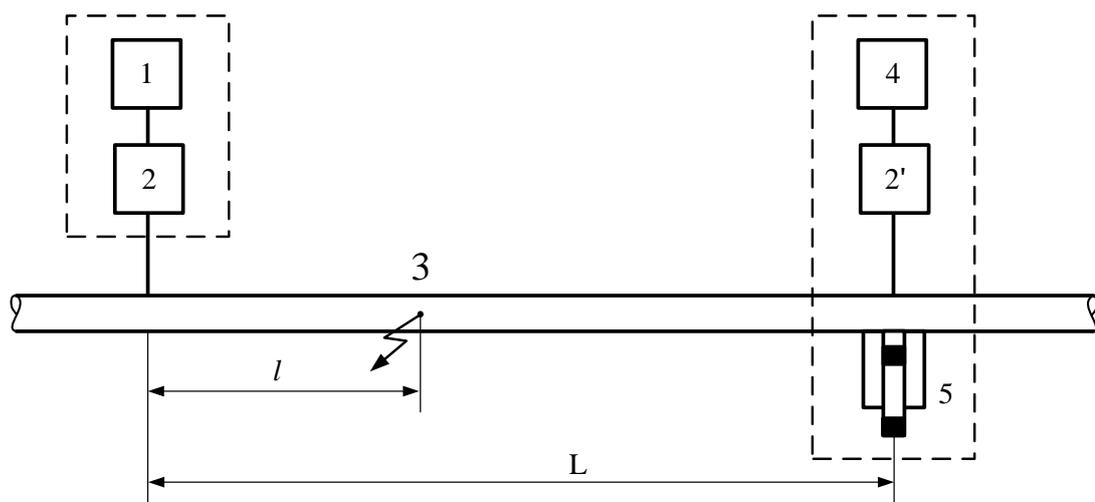


Рисунок 1.13 – Схема системы контроля герметичности трубопровода с искусственным возбудителем ответного сигнала:

1 – счетчик времени; 2 и 2' – датчики давления; 3 – место повреждения (утечки); 4 – усилительно-преобразовательный блок; 5 – электромагнитный клапан

Расстояние от места установки датчика 2 до места утечки определяется по формуле:

$$l = L - 0,5v \cdot \Delta t, \quad (1.4)$$

где Δt – показания счетчика времени, с;

v – скорость распространения звука в трубопроводе, м/с.

На рисунке 1.14 представлена схема распространения импульсов давления при контроле герметичности МСРТ рассмотренным методом.

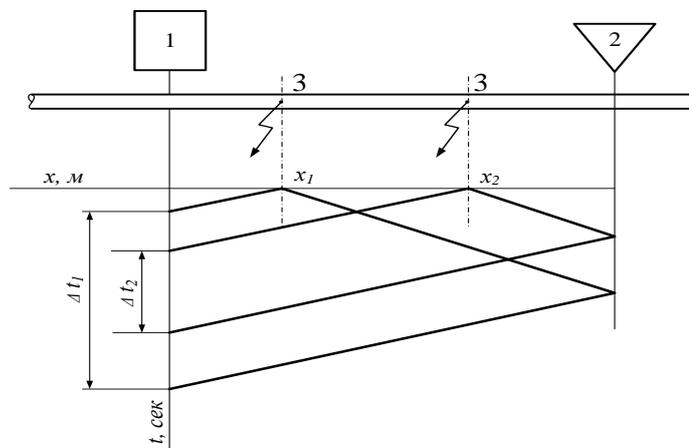


Рисунок 1.14 – Схема распространения импульсов:

1 – регистрирующий прибор; 2 – отражатель; 3 – место повреждения трубопровода

Область применения метода «ударной диаграммы» ограничена обнаружения крупных повреждений и аварий вследствие нарушения гидравлического канала связи при разрывах сплошности потока.

Характеристика рассмотренных способов контроля герметичности ПМТ представлена в таблице 1.10.

Таким образом, в настоящее время проблемы обнаружения утечек, перекачиваемых НП по МСРТ так и не решены. Проведенный анализ показывает, что из рассмотренных дистанционных способов контроля герметичности МСРТ наиболее подходящим под особенности и требования условий работы является способ, основанный на анализе изменения линии гидравлического уклона, с учетом использования контрольно-измерительной аппаратуры более высокого класса точности и реализации в специальном программном оборудовании для уменьшения времени

проведения расчетов. При разработке новых технических решений в области организации учета и контроля герметичности МСРТ, целесообразно использовать существующий научно-технический задел.

На трубопроводах нефтегазового комплекса применяются различные системы обнаружения утечек (СОУ), методы и способы, основанные на разного рода физических явлениях и вариативных принципах.

Таблица 1.10 – Характеристика способов дистанционного контроля герметичности трубопроводов

Сравниваемые параметры	Способ контроля					
	аналитический и графоаналитический	сравнение расходов		контроль режима работы насосных установок	использование химических процессов	регистрация параметров волн давления
		контрольных	постанционных			
Режим контроля	Периодический	Постоянный	Периодический	Периодический	Постоянный	Постоянный
Затраты времени на выдачу результатов а) по определению момента возникновения утечки б) по определению места утечки	На получение и сравнение результатов контроля На получение и графическую или аналитическую обработку результатов контроля при 30-50 % утечке и выше	1,5–2 минуты после возникновения утечки Не определяется выше	На получение и сравнение результатов контроля Не определяется	На получение и анализ показаний контрольных приборов Не определяется	До 12 часов с момента появления утечки Определяется после установления факта наличия утечки специальными средствами	До 2сек с момента появления утечки Одновременно с установлением факта наличия утечки
Чувствительность к величине утечки	В пределах чувствительности контрольных приборов	В пределах чувствительности контрольных приборов	0,7–2,5 % (в зависимости от способа снятия показаний)	Чувствительна к утечкам аварийной величины	Чрезвычайно высокая (1–2 капель достаточно для срабатывания системы контроля)	Теоретически 2 % от расхода при установившемся режиме перекачки
Точность определения места утечки	Прямо пропорциональна величине утечки	–	–	–	±30 см	±3,5–1000 м (зависит от конструкции прибора)
Используемые аппаратура и технические средства	Манометры или расходомеры; проводная или радиосвязь	Система дистанционного контроля, расходомеры, проводная линия связи	Емкости для сбора перекаченного НП, уровнемеры, проводная или радиосвязь	Средства контроля режима работы НС, проводная или радиосвязь	Специальный кабель в оболочке, чувствительной к углеводородам; средства обнаружения утечки	Система дистанционного контроля с использованием проводного, радио или гидравлического канала связи

Метод сравнения расходов

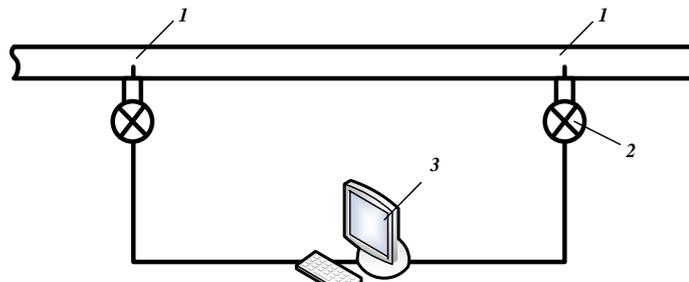
Метод сравнения расходов основан на постоянстве массового расхода НП в различных сечениях трубопровода при установившемся режиме. В начале и конце контролируемого участка устанавливают расходомеры (турбинного или объемного типа), информация с которых по каналам телеметрии непрерывно поступает на автоматизированное рабочее место (АРМ), расположенное в диспетчерском пункте. Информация содержит мгновенные значения плотности ρ НП, его температуры T и объемных расходов Q . В автоматическом режиме происходит сравнение массовых расходов $\rho_1 Q_1$ и $\rho_2 Q_2$ НП двух сечений трубопровода. В том случае, если разность расходов превышает допустимый предел, срабатывает аварийная сигнализация, означающая появление утечки [7, 45, 70, 71, 133].

Недостатком данного метода заключается в ложных срабатываниях системы, вызываемых нарушением стационарного характера перекачки НП, для реализации сложное программное обеспечение.

Метод сравнения скорости изменения расходов

Метод основан на измерении мгновенной скорости изменения расхода в различных сечениях трубопровода. В начале и конце контролируемого участка трубопровода устанавливаются измерительные диафрагмы (калиброванные сужения, позволяющие по разности давлений до и после сужения рассчитать скорости и расход НП) и оборудованные устройства дифференцирования (рисунок 1.15).

Электрические сигналы, пропорциональные скорости измерений расхода, по каналам телеметрии поступают на АРМ, где сравниваются с заранее рассчитанными значениями. Повреждение или разрыв трубопровода вызывает резкое изменение расхода перекачиваемых нефтепродуктов.



1 – диафрагмы; 2 – преобразователи; 3 – АРМ

Рисунок 1.15 – Схема обнаружения утечек:
по методу сравнения скоростей изменения расходов

Приближенно место утечки можно определить по разности моментов времени появления всплесков скорости изменения расходов в контрольных сечениях [135, 136].

Ограничение области применения данного метода, так же, как и у предыдущего, заключается сложности мониторинга системы при изменении параметров режимов, обусловленных ложными срабатываниями системы при признаках нарушения стационарности характера перекачки НП.

Метод акустической эмиссии

Метод основан на регистрации высокочувствительными пьезоэлектрическими датчиками обнаружения утечек (ДОУ), расположенными на контролируемом участке трубопровода, сигналов акустической эмиссии (АЭ) от напряженного состояния стенки трубопровода, микротрещин и от утечек нефтепродуктов (рисунок 1.16).

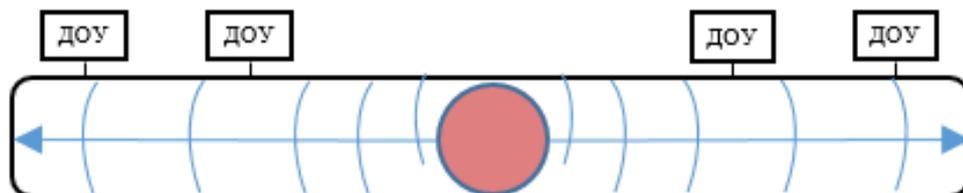


Рисунок 1.16 – Схема метода АЭ

АЭ является результатом высвобождения энергии из материала, находящегося в напряженном состоянии. ДОУ, расположенные на поверхности трубопровода, фиксируют упругие волны в металле трубопровода,

создаваемые истекающими через повреждение НП, затем эти сигналы усиливаются в $(10^6 \div 10^7)$ раз [135, 136]. Для обнаружения места утечки существует специальное оборудование анализа амплитуды и частоты приходящих импульсов АЭ.

Область применения метода АЭ ограничена высокой чувствительностью датчиков, малым радиусом действия передающих устройств, трудностью выделения сигнала АЭ на фоне шумов и помех.

Метод материального баланса нефтепродуктов на участке трубопровода

Метод основан на сопоставлении масс НП, закачанных на контролируемый участок и отобранных из него. Допускается дисбаланс между массами НП, однако разность этих масс должна коррелировать с изменением массы НП, происшедшим на рассматриваемом участке трубопровода [134-136].

В начале и конце участка трубопровода устанавливаются турбинные или ультразвуковые расходомеры, записывающие расходы $Q_1(t)$ и $Q_2(t)$, а также датчики давления, фиксирующие давления $p_1(t)$ и $p_2(t)$ в соответствующих сечениях трубопровода. Информация с расходомеров и датчиков поступает непрерывно на электронно-вычислительной машине (ЭВМ) диспетчерского пункта, где через определенные промежутки времени ($\Delta t = (15 \div 30)$ с) вычисляется ΔM массы НП на рассматриваемом участке трубопровода:

$$\Delta M = \int_0^{\Delta t} [\rho_1(t)Q_1(t) - \rho_2(t)Q_2(t)] dt \quad (1.5)$$

Разность сравнивается с изменением массы НП, произошедшем на участке трубопровода в течение интервала времени Δt :

$$\int_t^{t+\Delta t} [\rho_1(t)Q_1(t) - \rho_2(t)Q_2(t)] dt \approx M(t + \Delta t) - M(t), \quad (1.6)$$

где $M(t) = \int_0^L \rho(x,t)S(s,t)dx$, $M(t + \Delta t) = \int_0^L \rho(x,t + \Delta t)S(s,t + \Delta t)dx$ – массы НП на участке трубопровода в моменты времени t и $t + \Delta t$ соответственно, кг;

$S(x, t)$ – площадь сечения трубопровода, мм²;

L – протяженность контролируемого участка, м;

\sphericalangle – знак сравнения.

Сложность данного метода состоит в том, что, если левая часть равенства (1.5) определяется достаточно просто, то правая его часть прямому измерению не поддается, а в нестационарных процессах – даже и расчету.

Таким образом, для аналитического расчета изменений массы НП на контролируемом участке трубопровода используются давления $p_1(t)$ и $p_2(t)$, определяемые датчиками в начальном и конечном сечениях участка. Разработанная [134-136] теория и автоматизированная программа расчета, действующая в масштабе реального времени, позволяют вычислить величину $M(t+\Delta t) - M(t)$ с учетом поправок на давление и возможное наличие пустот в трубопроводе, а затем сравнить рассчитанную величину с разностью масс закачанного и отобранного горючего, как того требует равенство 1.6.

Данный метод свободен от многих недостатков, но требует использование более сложного программного обеспечения, а также датчиков измерения давления и расхода с высоким классом точности.

Волновой метод

Метод основан на регистрации фронта волны изменения давления (ударной волны), которая возникает в месте утечки из трубопровода. Место возникновения утечки находят, фиксируя возникающие ударные волны, которые распространяются вдоль трубопровода со скоростью c , равной скорости звука [4, 5, 134-136]. Моменты прихода волны на первую после утечки t_1 и первую до повреждения НС t_2 составляют соответственно:

$$t_1 = \frac{x}{c}, t_2 = \frac{l-x}{c}, \quad (1.7)$$

где l – расстояние между НС, м;

x – аварийный участок, м;

отсюда получим:

$$t_1 - t_2 = \frac{l - 2x}{c}. \quad (1.8)$$

Следовательно, расстояние до места утечки x :

$$x = \frac{l - c(t_2 - t_1)}{2} \quad (1.9)$$

При появлении ударной волны на НС и передачи этих сигналов по системе телемеханики возможно приблизительное определение места утечки на МНПП с точностью ± 3 км [133]. Точность расчета зависит от скорости передачи сигнала в пункт управления и правильности фиксации времени прихода волн.

Ограничением метода является затухание амплитуды волны давления из-за вязкого трения, невозможность прохождения сигнала при повороте линии трубопровода на 90° , невозможность идентифицировать утечки с малым расходом, ложные срабатывания сигнализаторов при нестационарных процессах.

Метод гидравлической локации

Метод основан на анализе гидравлических характеристик участка трубопровода. Обнаружение места утечки и оценка ее интенсивности определяются по измерению гидравлических уклонов в конечных сечениях участка магистрального нефтепродуктопровода [30, 31, 69, 70, 73, 93, 134].

Целью использования метода является определение конкретного местоположения утечки НП и оценка ее расхода в зависимости от изменения гидравлических уклонов на этих участках.

Исходными данными для расчета координаты утечки в данном случае будут являться показания средств измерения давления, установленных в начале и конце контролируемого участка (на НС) и на определенном расстоянии от НС, с помощью которых рассчитывается изменение гидравлического уклона на этих участках.

Координата (место) утечки x_0 определяется по формуле:

$$x_0 = L \frac{|\delta i_2|}{|\delta i_1| + |\delta i_2|}, \quad (1.10)$$

где L – протяженность участка трубопровода, м;

δi_1 и δi_2 – изменение гидравлического уклона на участках до и после утечки, соответственно.

Метод зональной локации утечек

Метод зональной локации утечек НП [31, 72] основан на методе характеристик, предусматривающем построение вычислительной сетки (рисунок 1.17).

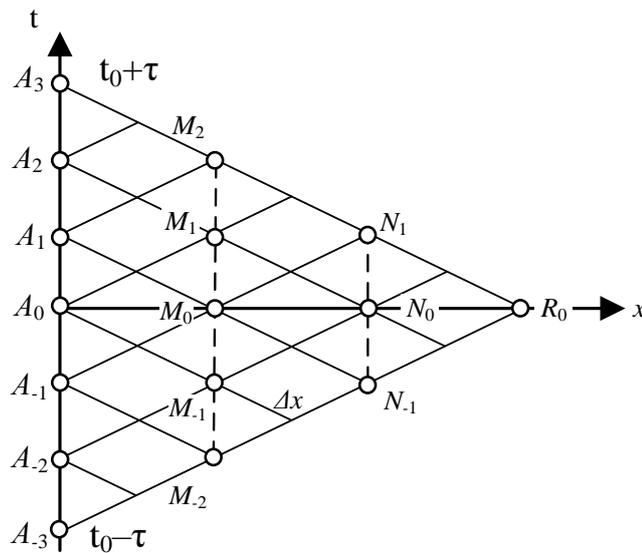


Рисунок 1.17 – Вычислительная сетка характеристик для определения места утечки

Для определения места утечки в двух выбранных произвольных сечениях x_1 и x_2 участка трубопровода измеряют давления $p(x_1, t)$, $p(x_2, t)$ и расходы $Q(x_1, t)$, $Q(x_2, t)$ топлив.

Поскольку давления $p_1(t) = p(x_1, t)$, $p_2(t) = p(x_2, t)$ и скорости движения топлив $v_1(t) = 4Q(x_1, t)/\pi d^2$, $v_2(t) = 4Q(x_2, t)/\pi d^2$ измеряются на концах сегмента $[x_1, x_2]$ трубопровода, то, в момент времени t_0 можно построить два распределения $p_1(x, t_0)$ и $p_2(x, t_0)$ давления по длине рассматриваемого сегмента

[72, 94]: один по измерениям на левом конце ($x=x_1$) сегмента, другой – по измерениям на правом конце ($x=x_2$) сегмента. Возможны два случая:

– первый случай: утечки НП на контролируемом сегменте $[x_1, x_2]$ нет.

В этом случае $p_1(x, t_0)=p_2(x, t_0)$, или в практической реализации метода $|p_1(x, t_0) - p_2(x, t_0)| < \varepsilon$, где ε – некоторая допустимая погрешность;

– второй случай: кривые $p_1(x, t_0)$ и $p_2(x, t_0)$ распределения давлений не совпадают в большинстве точек сегмента. Это означает, что на сегменте $[x_1, x_2]$ имеется утечка в некотором сечении $x^*(x_1 < x^* < x_2)$, а кривые $p_1(x, t_0)$ и $p_2(x, t_0)$, построенные в предположении об отсутствии утечки на сегменте $[x_1, x_2]$, неверны. Однако распределение $p_1(x, t_0)$ давления должно быть справедливым на сегменте $[x_1, x^*]$, т.е. начиная от левого конца сегмента $[x_1, x_2]$ и кончая сечением x^* в то время как распределение $p_2(x, t_0)$ давления должно быть справедливым на сегменте $[x^*, x_2]$, т.е. между правым концом сегмента $[x_1, x_2]$ и сечением x^* . Иными словами, распределение $p(x, t_0)$ должно иметь излом в сечении x^* утечки:

$$p(x, t_0) = \begin{cases} p_1(x, t_0), & x \in [x_1, x^*] \\ p_2(x, t_0), & x \in [x^*, x_2] \end{cases} \quad (1.11)$$

Таким образом, сечение x^* утечки может быть идентифицировано как сечение, в котором кривые $p_1(x, t_0)$ и $p_2(x, t_0)$ пересекаются друг с другом.

В практической реализации метод зональной локации для установившихся режимов работы трубопровода переходит в известный метод нахождения места утечки по излому кривой гидравлического уклона, изложенный выше.

Возможность реализации рассмотренных методов на МСРТ в настоящее время затруднена по причине большой погрешности штатных манометров, имеющих класс точности не более 1,5 и 2,5. Также имеются организационные трудности, такие как установка средств измерения давления на определенном расстоянии от НС, организация работы по снятию показателей со средств измерений с последующей передачей данных и пр.

Для контроля герметичности МСРТ используются два основных типа СОУ:

- гидравлические СОУ (параметрические и регистрирующие волну падения давления)
- оптоволоконные СОУ.

Наибольшее распространение в России получили транспортабельные СОУ следующих фирм: НИИ интроскопии Томского политехнического университета (акустико-эмиссионный течеискатель АФ41) (г. Томск) [122], ООО «ТЕХНО-АС» подразделением фирмы «ИНТЕКО» (г. Коломна, Московской обл.) (акустико-эмиссионный специализированный течеискатель АЭТ1МС, течеискатель акустический портативный «УспехАТ1», течетрассопоисковый комплект «УспехАТГ3»), Инжиниринговая компания «Комбит» (комбинированные методы обнаружения утечек, СОУ «AppiusLD») [124, 125] (г. Москва), НПО «Вымпел» [126] (комбинированные методы обнаружения утечек, СОУ «VYMPPEL») (г. Москва). В настоящее время эксплуатируются или проходят стадию внедрения стационарные системы контроля утечек разработки следующих отечественных фирм: ГП ВНИИФТРИ Госстандарта РФ совместно с ВНИИГАЗ [94, 119] (система автоматического контроля герметичности продуктопроводов), НИИ интроскопии Томского политехнического университета (система непрерывного контроля герметичности участков нефтепровода) [123] (г. Томск), ООО «Энергоавтоматика» (г. Москва) совместно с АОЗТ «ЭлеСи» (г. Томск) (система обнаружения утечек в магистральных нефтепроводах по волне давления) [122], АОЗТ «Электронные технологии и метрологические системы» (система контроля утечек СКУ Ф900) [121] и др.

За рубежом нашли распространение стационарные средства и системы контроля утечек следующих фирм: американской корпорации акустических систем ASI (система «WaveAlert VI») [118], «SpectraTec» (система контроля «WAVEALERT») [120], «PerinAlertE.S.P.Inc.» (США) (автоматическая система обнаружения и локализации утечек «LeaComSystem») [2] и др.

Сравнительная оценка основных характеристик
методов обнаружения утечек нефтепродуктов

Итоги проведенного анализа методов определения местоположения утечек, применяемых на трубопроводах нефтегазового комплекса, сведены в таблицу 1.11 и классифицированы по десяти критериям.

Таблица 1.11 – Сравнение эффективности методов определения местоположения утечек, применяемых на трубопроводах нефтегазового комплекса

Метод контроля	Точность	Чувствительность	Надежность и автоматизация	Достоверность информации	Помехоустойчивость	Безопасность в эксплуатации	Протяженность участка трубы	Экономичность	Влияние климатических условий	Использование дополнительных аппаратных средств
Метод сравнения расходов	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-
Метод сравнения изменения скорости расходов	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-
Метод акустической эмиссии	+	-	+	+	-	+	-	-	-	+
Метод материального баланса	-	-	+	+	-	+	+	-	-	-
Волновой метод	+	-	+	+	-	+	+	+	-	-
Метод гидравлической локации утечки / Метод зональной локации	+	-	+	+	-	+	+	+	-	-
Примечания: «+» – высокий уровень; «-» – низкий уровень										

При оценке преимуществ и недостатков отдельных методов определения местоположения утечек учитываются различные обстоятельства [101, 102]. Применение тех или иных методов ограничено параметрами трубопровода, профилем трассы, свойствами НП, зависит от направления и режима перекачки. Некоторые методы позволяют установить только факт наличия утечки, с помощью других удается определить также место повреждения.

Как показал анализ средств (систем) обнаружения местоположения и расхода утечек на трубопроводах нефтегазового комплекса особенностью МНПП является вполне определенная привязка к местности, при этом эксплуатация происходит в течение десятков лет. Это является принципиальным отличием с МСРТ, которые предусматривают многократную передислокацию в зависимости от обстановки. Дополнительно, рассмотренные стационарные системы определения местоположения и расхода утечек НП требуют длительного времени настройки и сбора статистической информации – не менее одного месяца.

Анализ эффективности методов определения местоположения утечек, применяемых на МНПП показал, что волновой метод и метод гидравлической локации обладают рядом преимуществ. Однако, следует также отметить технологические особенности стационарных систем, основанных на применении волнового метода, ограничивающие их возможности при адаптации в МСРТ:

- невозможность прохождения сигнала при повороте линии трубопровода на 90° (не везде возможно обеспечить плавное изменение угла поворота с использованием угольников 30° и 45° , особенно при преодолении различных преград);

- снижение достоверности показаний сигналов из-за наземного способа прокладки МСРТ (стационарные трубопроводы прокладываются в основном подземно, при этом значительная часть посторонних шумов экранируется);

- при осмотре линии МСРТ для визуального контроля герметичности периодически выполняется поднятие труб крючком монтажным (эти мероприятия вызовут дополнительные шумы и искажения сигнала, приводящие к недостоверным данным о воздействии на трубопровод).

В трубопроводном транспорте нашли широкое применение так называемые параметрические методы обнаружения утечек, основанные на определении изменения давления и подачи. Параметрические методы

обладают преимуществом, так как позволяют получить данные об изменении измеряемых параметров напрямую.

В отдельных случаях, параметрические методы имеют несколько более высокую погрешность, чем используемые стационарные системы. Однако, это компенсируется необходимыми в реальных условиях развертывания и использования по назначению МСРТ удобностью, надежностью и простотой в обращении с обеспечением необходимой точности определения местоположения и объема утечек.

1.5 Исследование изменения расхода и распределения давления по длине участка мобильного сборно-разборного трубопровода при наличии утечки

Одним из подходов моделирования гидродинамических процессов [38], протекающих при транспортировании НП по трубопроводам, является использование электрогидравлической аналогии, широко применяемой при моделировании установившихся режимов работы центробежных насосов при помощи скалярных и комплексных схем замещения.

Применение электрогидравлической аналогии базируется на систематическом переносе теории электрических цепей в гидравлику [13]. При этом основные электрические уравнения переходят в соответствующие гидравлические соотношения, которые всегда выполняются, и на основании которых можно составлять гидравлические схемы и анализировать их теми же хорошо развитыми методами, что и электрические цепи [13, 128].

Наибольшее распространение получили аналогии: давления P и напряжения U , объемного расхода Q и тока I , электрического сопротивления R и гидравлического сопротивления Rr . Электрические и гидравлические аналогии приведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Электрические и гидравлические аналоги

Подсистема	Фазовые переменные		Параметры элементов		
	Электрическая	Электрическое напряжение $U, В$	Электрический ток $I, А$	Электрическая емкость $C, Ф$	Электрическая индуктивность $L, Гн$
Гидравлическая	Давление $P, Па$	Расход $Q, м^3/ч$	Гидравлическая емкость $C_g, м^3/Па$	Гидравлическая индуктивность $L_g, с^2 \cdot Па/м^3$	Гидравлическое сопротивление, $R_g, с \cdot Па/м^3$

Дифференциальные уравнения, описывающие взаимосвязь электрических параметров в цепи с распределенными параметрами, в пренебрежении утечками через изоляцию, имеют вид:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial U}{\partial x} &= L \frac{\partial I}{\partial t} + R \cdot I \\
 -\frac{\partial U}{\partial t} &= \frac{1}{C} \cdot \frac{\partial I}{\partial x}
 \end{aligned}
 \quad (1.12)$$

Система уравнений для потока жидкости в трубопроводе имеет похожий вид:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{\rho}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{2a}{S} \cdot Q \\
 -\frac{\partial P}{\partial t} &= \frac{\rho \cdot c^2}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial x}
 \end{aligned}
 \quad (1.13)$$

где S – площадь поперечного сечения трубы, мм²;

c – скорость звука, м/с;

a – параметр трения.

Таким образом, уравнения электрической цепи и гидравлической линии трубопровода с потоком жидкости имеют схожий вид, а изменение их физических величин аналогично.

Согласно теоретическим представлениям переход от гидравлической цепи к электрической характеризуется следующими предположениями:

- жидкость несжимаема;
- состав и температура жидкости постоянны по длине трубопровода;
- площадь сечения трубопровода постоянна по длине;
- шероховатость стенок трубопровода постоянна по длине трубопровода;

– напор насоса постоянен и практически не меняется при небольшом изменении расхода;

– все точки трубопровода находятся на одной и той же высоте.

При электрогидравлическом моделировании, т.е. замене гидравлических величин на электрические необходимо также соблюдать условие геометрического подобия модели и натурального трубопровода. Если данное условие будет выполнено, то разность электрических потенциалов будет соответствовать разности действующих напоров в трубопроводе, и поэтому электрический ток в модели будет протекать по тем же законам, что и в натурном трубопроводе.

Для интерпретации результатов процесса перекачки по МСРТ при нарушении его герметичности моделирования методом электрогидравлических аналогий необходимо использовать безразмерный коэффициент подобия $k=const$, позволяющий обосновано отождествлять гидравлические и электрические величины: давления и напряжения, объемного расхода и силы тока, электрического и гидравлического сопротивления, характеристики дефекта (эквивалентная площадь) и дополнительного сопротивления.

В качестве коэффициент подобия k предлагается использовать отношение токов на участках до и после дополнительного сопротивления, имитирующего наличие утечки в электрической цепи, и отношение расходов на участках до и после повреждения трубопровода в гидравлической цепи:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Q_1}{Q_2} = k, \quad (1.14)$$

где I_1 и I_2 – сила тока на участках до и после дополнительного сопротивления, имитирующего утечку, соответственно, A ;

Q_1 и Q_2 – расход на участках до и после места нарушения герметичности трубопровода соответственно, $m^3/ч$.

Однако, стоит отметить, что для каждой серии экспериментов в аналогии количественный показатель коэффициента подобия k будет

отличаться, так как сопротивление участков будет изменяться при нарушении герметичности трубопровода в зависимости от его местоположения и эквивалентного диаметра.

Предположения, на которых базируется теория электрогидравлических аналогий, являются фундаментальными и введены лишь для упрощения изложения (простоты аналогичной цепи), любое из них может быть изменено и учтено при расчете сети (аналогичная электрическая цепь в этом случае будет другой).

Исходя из указанных выше замен физических величин производится замены гидравлического оборудования на его электрические аналоги. Например, насосный агрегат заменяется источником напряжения.

Для учета сил трения мысленно разобьем трубопровод на n малых участков.

На основе указанных предположений и произведя соответствующие замены, получаем аналогичную электрическую цепь, показанную на рисунке 1.18.

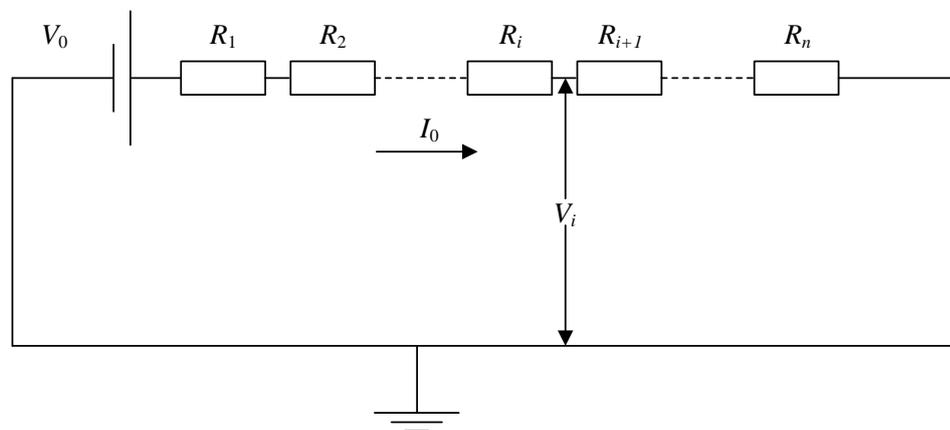


Рисунок 1.18 – Схема электрической цепи аналогичной гидравлической схеме трубопровода

Здесь $R_1 = R_2 = \dots = R_n = R^*n$ – сопротивление каждого элементарного участка трубопровода. Ток в цепи постоянен и равен:

$$I_0 = \frac{U_0}{R_0}, \quad (1.15)$$

где $R_0 = R_1 + R_2 + \dots + R_n = R \cdot n$ – общее сопротивление цепи (внутреннее сопротивление источника напряжения равно нулю в силу сделанных исходных предположений). Таким образом, возвращаясь к исходной гидравлической цепи, получаем, что в устоявшемся режиме течения расход постоянен по длине трубопровода, а давление линейно падает.

Рассмотрим тот же трубопровод, в котором произошло нарушение герметичности. Аналогичная электрическая схема в этом случае будет такой, как показано на рисунке 1.19.

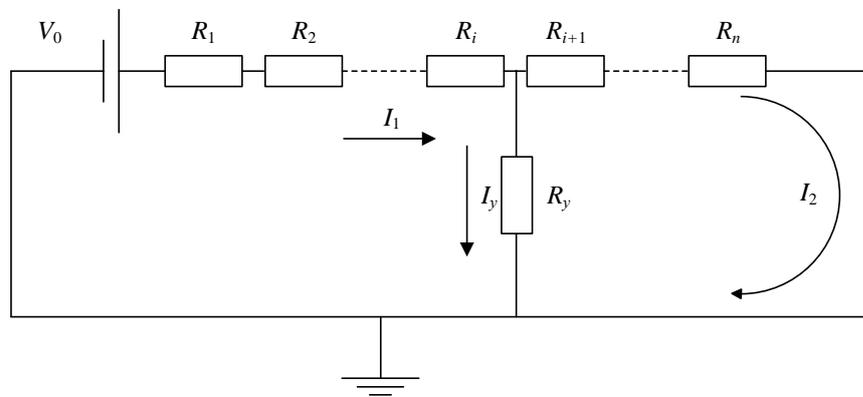


Рисунок 1.19 – Схема электрической цепи аналогичная гидравлической схеме трубопровода с разгерметизацией

Фактически приведенная схема на рисунке 1.19 отличается от предыдущей только наличием резистора R_y , соединяющего точку утечки с землей схемы. Рассмотрим установившийся режим работы такой схемы. Токи I_1 , I_2 и I_y будут постоянны и будет выполняться равенство $I_1 = I_2 + I_y$. Применяя закон Ома, получаем, что на участках от насосного агрегата до места нарушения герметичности и от места нарушения герметичности до конечного пункта трубопровода напряжение будет линейно падать (причем с разными градиентами). Исходя из изложенного, возможно сделать предположение, что напряжение (подача при переходе от электрической цепи к гидравлической) возрастет на участке от насосного агрегата до места нарушения герметичности вследствие уменьшения местных сопротивлений.

Для подтверждения закономерности изменения линии гидравлического уклона было проведено электрогидравлическое моделирование процесса перекачки по трубопроводу при нарушении герметичности. В этих целях была собрана экспериментальная установка, состоящая из электрической цепи, включающая три резистора с переменным сопротивлением, два из которых имитировали местные сопротивления по длине трубопровода и один с переключателем для имитации нарушения герметичности.

Результаты электрогидравлического моделирования представлены на рисунках 1.20-1.23.

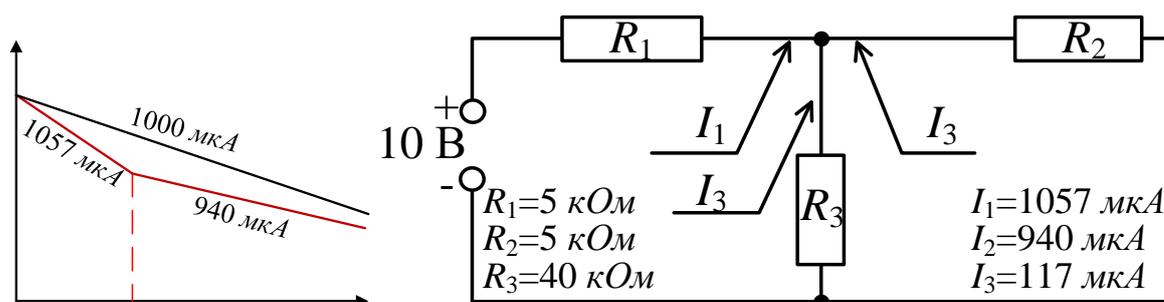


Рисунок 1.20 – Результат моделирования при имитации нарушения герметичности с сопротивлением 40 кОм

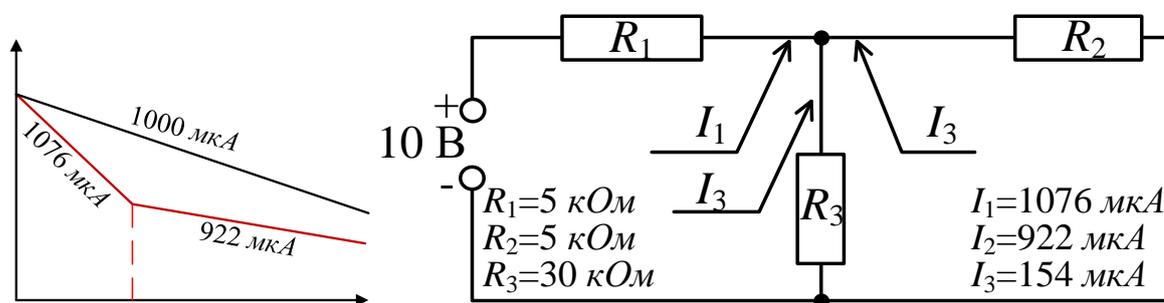


Рисунок 1.21 – Результат моделирования при имитации нарушения герметичности с сопротивлением 30 кОм

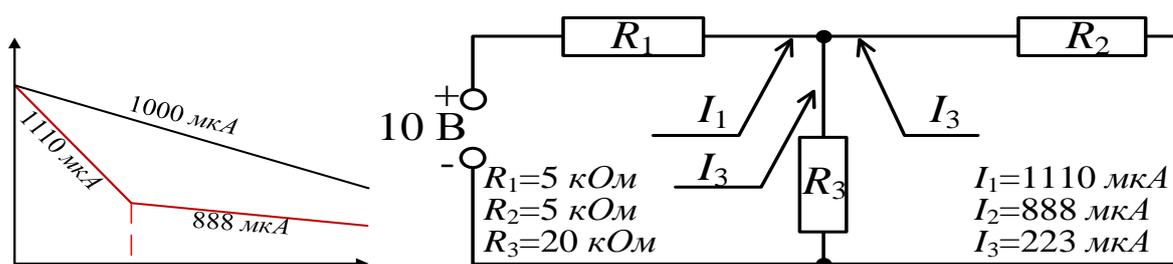


Рисунок 1.22 – Результат моделирования при имитации нарушения герметичности с сопротивлением 20 кОм

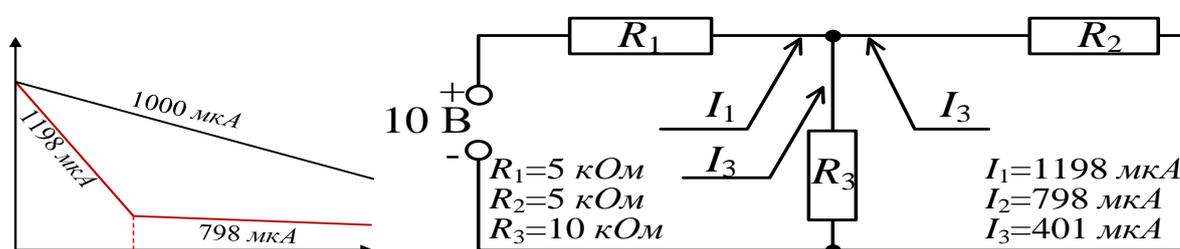


Рисунок 1.23 – Результат моделирования при имитации нарушения герметичности с сопротивлением 10 кОм

Анализ результатов моделирования показал, что изменение гидравлического уклона и расхода вследствие уменьшения местных сопротивлений участка является показателем нарушения герметичности, а координата утечки – перпендикуляр к профилю трассы трубопровода из точки надлома линии гидравлического уклона [109, 110, 114, 115].

В целях установления признака изменения гидравлического режима МСРТ предложено использование критерия нарушения герметичности K_{HP} [0;1]. Критерий нарушения герметичности представляет отношение уклонов или расходов на участках трубопровода до и после места нарушения герметичности:

$$K_{HP} = \frac{i_2}{i_1} = \frac{Q_2^{2-m}}{Q_1^{2-m}}, \quad (1.16)$$

где i_1 – гидравлический уклон на участке до утечки;

i_2 – гидравлический уклон на участке после утечки;

Q_1 – расход на участке до утечки, м³/ч;

Q_2 – расход на участке до утечки, м³/ч.

1.6 Постановка задачи исследования

Анализ существующих способов, методов и систем определения координат и расхода утечек НП показал отсутствие в опубликованных источниках универсальной системы мониторинга гидравлических режимов нефте- и нефтепродуктопроводов, применимого для МСРТ.

При исследовании процессов изменения расхода и распределения давления по длине участка МСРТ при наличии утечки сформирована гипотеза, что динамика основных гидродинамических показателей режима эксплуатации трубопровода при наличии утечки может быть охарактеризована математической моделью квазистационарного режима работы НС и МСРТ, а отношение гидравлических уклонов на участках трубопровода до и после места разгерметизации отражает динамику квазистационарного режима МСРТ.

Известные методы и методики расчета координат утечек НП не могут учесть влияние процессов, возникающих при нарушении герметичности трубопровода МСРТ. При этом в настоящий момент системы мониторинга, реализованные в специальном программном оборудовании, обладают возможностью решения высокопроизводительных задач и обработки большого массива данных при изменении режима работы трубопровода.

В работе поставлена цель создать систему оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей эксплуатации МСРТ для своевременного определения местоположения и объема утечек НП. Для достижения цели необходимо решить ряд задач, в частности: разработать математическую модель гидравлического состояния МСРТ при нарушении герметичности линейной части трубопровода, определить количественные значения коэффициентов, характеризующих режим течения нефтепродуктов в МСРТ с раструбным соединением, установить зависимость для определения местоположения утечки на МСРТ с учетом специфических условий эксплуатации, разработать критерий нарушения герметичности и установить его граничные значения для МСРТ с учетом показателей, характеризующих расход утечки и эквивалентную площадь повреждения трубопровода,

комплекс алгоритмов для расчета показателей и разработать программное обеспечение для оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ.

Выводы по главе 1

1. Обоснована актуальность задачи создания системы мониторинга утечек для МНПП, включающих МСРТ для временной перекачки нефти, светлых НП и жидкого углеводородного сырья, заполнения и опорожнения МНПП, при проведении плановых ремонтных работ, предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли.

2. Предложена классификация потерь НП на МСРТ (рисунок 1.9), позволяющая наиболее комплексно и системно оценить характер и условия их возникновения, получить количественные оценки, а также определить направления предупреждения и сокращения потерь НП.

3. Установлено, что большинство из существующих методов и стационарных систем определения места и расхода утечек НП, используемых на МНПП, требуют длительного времени – не менее одного месяца на пуско-наладочные работы, настройку и сбор статистической информации и не могут быть рекомендованы для МСРТ по причинам специфики использования, сжатых сроков применения, а также возможной многократной передислокации в зависимости от обстановки.

4. Показано, что известные ранее методы и методики определения местоположения и расхода утечек НП при их применении на системах с перекачкой по МСРТ имеют ряд ограничений и не позволяют осуществлять оперативный мониторинг утечек в режиме реального времени, обнаружение местоположения и оценку объема утечек.

5. Установлено, что из рассмотренных дистанционных способов контроля герметичности МСРТ наиболее подходящим под особенности и требования условий работы является способ, основанный на анализе

изменения линии гидравлического уклона, с учетом использования контрольно-измерительной аппаратуры более высокого класса точности.

6. Показано, что для обеспечения оперативности идентификации местоположения утечки и оценки объема, а также сокращения времени проведения расчетов и уменьшения влияния человеческого фактора при обработке массива исходных данных необходимо разработать систему мониторинга основных гидродинамических показателей эксплуатации МСРТ, интегрируемую с существующей системой контроля режима перекачки НП.

7. Обосновано использование критерия нарушения герметичности $K_{НГ}$ $[0;1]$ для характеристики признака изменения степени гидравлического уклона МСРТ, который представляет отношение уклонов или расходов на участках трубопровода до и после места нарушения герметичности.

ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ КВАЗИСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МОБИЛЬНОГО СБОРНО-РАЗБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАРУШЕНИИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

2.1 Разработка математической модели гидравлического состояния мобильных сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы насосных станций при нарушении герметичности линейной части

Выполним математическое моделирование изменения основных гидродинамических показателей МСРТ с раструбным соединением при нарушении герметичности. Рассмотрим участок трубопровода номинальным диаметром от 100 до 150 мм, с рабочим давлением 5 МПа, протяженностью $L = 15$ км между НС при перекачке светлых НП (рисунок 2.1) с расходом Q_0 [64, 65].

Теория гидравлического расчета участка трубопровода, для которого осуществляется процесс перекачки нефти или НП, основана на уравнении Д.Бернулли [38, 68, 69, 134]:

$$\left(\frac{p_1}{\rho \cdot g} + \frac{w_1}{2 \cdot g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho \cdot g} + \frac{w_2}{2 \cdot g} + z_2 \right) = h_{1-2}(t), \quad (2.1)$$

где p_1, p_2 – давление в сечениях x_1 и x_2 трубопровода соответственно, Па;
 w_1 и w_2 – скорости течения жидкости в сечениях x_1 и x_2 трубопровода соответственно, м/с.

z_1 и z_2 – высотные отметки в сечениях x_1 и x_2 трубопровода соответственно, м;

h_{1-2} – потери напора на участке трубопровода $[x_1, x_2]$, м.

Так, отношение $\frac{p}{\rho \cdot g}$ есть пьезометрический напор, $\frac{w}{2 \cdot g}$ – скоростной напор, а величина z – геометрический напор в сечение x трубопровода.

Однако, во время утечки режим работы трубопровода изменяется на нестационарный вследствие изменения основных гидродинамических

показателей потока во времени. При этом уравнение Бернулли записывается следующим образом [144, 148]:

$$\left(\frac{p_1}{\rho \cdot g} + \frac{w_1}{2 \cdot g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho \cdot g} + \frac{w_2}{2 \cdot g} + z_2 \right) = h_{1-2} + h_{\text{ин}}, \quad (2.2)$$

где $h_{\text{ин}}$ – инерционный напор, м.

Инерционный напор определяет изменения во времени удельной кинетической энергии жидкости на участке x_1 и x_2 трубопровода [148]:

$$h_{\text{ин}} = \frac{1}{g} \int_{x_1}^{x_2} \frac{\partial w}{\partial t} dx. \quad (2.3)$$

Таким образом, при нестационарном режиме работы трубопровода на перекачиваемый НП, согласно (2.2), действует дополнительная сила, иными словами, среда становится более инерционной в реакциях на изменение ее скорости. Однако, при моделировании изменения гидравлического состояния трубопроводных систем при возникновении утечек справедливо принять допущение о квазистационарном режиме работы НС и трубопровода. При этом инерционный напор не учитывается ($h_{\text{ин}} \approx 0$), так как его значение невелико, а модель процесса транспортирования НП в данных условиях рассматривается в виде последовательной смены стационарных состояний, т.е. используется квазистационарная модель [31, 71].

При моделировании состояния МСРТ начальными условиями является следующая система уравнений:

$$\begin{cases} p = p(x, t); \\ Q = Q(x, t); \\ i_1(t) = i_2(t); \\ q = 0 \end{cases}, \quad (2.4)$$

где p – давление, МПа; x – линейная координата, м; t – время, с; Q – расход, м³/ч; q – расход утечки, м³/ч; i_1 и i_2 – гидравлический уклон до и после утечки на участках МСРТ соответственно. *Граничные условия:* диаметр исследуемого трубопровода от 100 до 150 мм; рабочее давление 3-6 МПа; расход от 60 до 160 м³/ч; длина трубопровода 12-15 км; плотность нефтепродуктов 700-860 кг/м³.

После нарушения герметичности трубопровода на какой-либо удаленности x от первой НС гидравлические уклоны участков до и после места

разгерметизации соответственно перестают быть равными [21], изменяется и расход на этих участках.

Зависимость гидравлического уклона i от расхода Q определяется с использованием следующего выражения [30, 53, 55]:

$$i = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot d^5 \cdot g}. \quad (2.5)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле [68]:

$$\lambda = \frac{A}{\text{Re}^m}, \quad (2.6)$$

где A и m – коэффициенты, зависящие от режима течения и области гидравлического трения.

Число О.Рейнольдса Re в свою очередь определяется из соотношения [68]:

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d v}, \quad (2.7)$$

где v – кинематическая вязкость перекачиваемого продукта, $\text{м}^2/\text{с}$.

Подставляя формулы (2.6) и (2.7) в (2.5), получим зависимость для определения гидравлического уклона:

$$i = \frac{A \cdot \pi^m \cdot d^m \cdot v^m \cdot 8Q^2}{4^m \cdot Q^m \cdot \pi^2 \cdot d^5 \cdot g} = \frac{8A \cdot v^m \cdot Q^{2-m}}{4^m \cdot \pi^{2-m} \cdot d^{5-m} \cdot g}. \quad (2.8)$$

Изменение гидравлического уклона в период квазистационарного режима работы НС на участках до и после места разгерметизации можно представить системой уравнений [31, 136]:

$$\begin{aligned} \delta i_1 &= \frac{\delta(\Delta H_1)}{x} = \left(\frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \cdot \delta Q_1; \\ \delta i_2 &= \frac{\delta(\Delta H_2)}{L-x} = \left(\frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \cdot \delta Q_2. \end{aligned} \quad (2.9)$$

где δi_1 и δi_2 – изменение уклона на участках трубопровода до и после утечки;
 $\delta(\Delta H_1)$ и $\delta(\Delta H_2)$ – изменение напора на участках трубопровода до и после утечки;

δQ_1 и δQ_2 – изменение расхода на участках трубопровода до и после утечки;

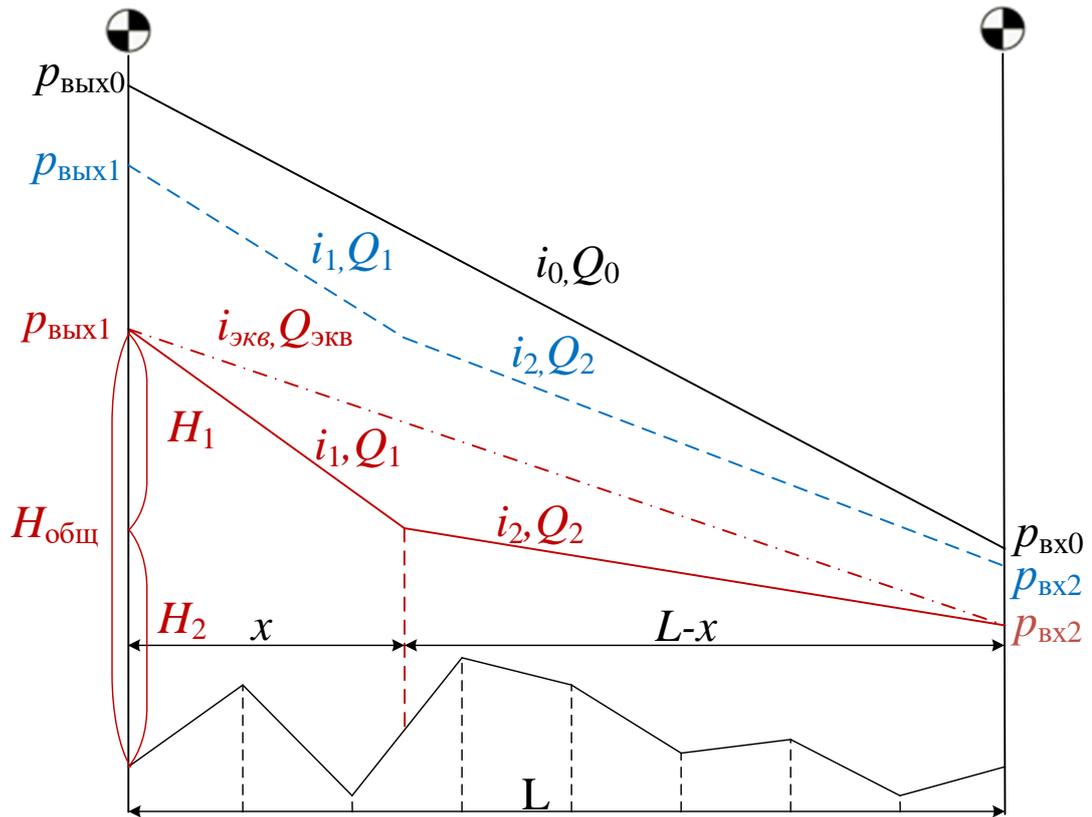


Рисунок 2.1 – Графическая интерпретация изменения гидродинамических параметров МСРТ при нарушении герметичности:

$p_{\text{вых}0}$ – давление на выходе НС при номинальном режиме в начале контролируемого участка МСРТ, МПа; $p_{\text{вх}0}$ – давление на входе НС при номинальном режиме в конце контролируемого участка МСРТ, МПа; i_0 – гидравлический уклон, соответствующий участку МСРТ протяженностью L , при номинальном режиме; x – место утечки НП, м; $p_{\text{вых}1}$ – давления на выходе НС в начале контролируемого участка МСРТ при утечке НП, МПа; $p_{\text{вх}2}$ – давления на входе НС в конце контролируемого участка МСРТ при утечке НП, МПа; i_1 – гидравлический уклон, соответствующий участку МСРТ до утечки x , при номинальном режиме; Q_1 – расход на участке x при утечке НП, м³/с; i_2 – гидравлический уклон, соответствующий участку МСРТ после утечки $L-x$, при номинальном режиме; Q_2 – расход на участке $L-x$ при утечке НП, м³/с; $i_{\text{экв}}$ – гидравлический уклон, соответствующий участку МСРТ протяженностью L , при утечке НП

Для определения расхода воспользуемся аналитической зависимостью гидравлических характеристик ($Q-H$) центробежных насосов в зависимости от частоты вращения [23, 37, 59]:

$$H_i(t) = \left(\frac{n_{\phi_i}(t)}{n_0} \right)^2 \cdot a - b Q_{\text{ни}}^2(t) \quad (2.10)$$

где $H_i(t)$ – напор, развиваемый насосом средства перекачки, м;

$Q_{\text{ни}}(t)$ – подача насоса, м³/ч;

n_0 и $n_{\phi_i}(t)$ – номинальная (максимальная) и фактическая частота вращения вала двигателя соответственно, мин⁻¹;

a, b – коэффициенты аппроксимации.

Значения коэффициентов аппроксимации характеристик « $Q-H$ » насосов штатных средств перекачки МСРТ представлены в таблице 2.1.

Однако, величины относительных отклонений расчетных (аппроксимированных по пяти точкам) характеристик, полученные с использованием существующих коэффициентов (a , b), от заводских в некоторых случаях превышают 5 %, поэтому целесообразно проведение исследований по определению коэффициентов аппроксимации для различных диапазонов подач [70, 88].

Таблица 2.1 – Существующие коэффициенты аппроксимации характеристик « $Q-H$ » насосов средств перекачки

Тип насоса (средство перекачки)	Коэффициенты аппроксимации	
	a , м	b , м/(м ³ /ч) ²
6НГМ-7×2 (ПСГ-160)	187,72	$39,79 \cdot 10^{-4}$
ЦН-240/140 (ПСГ-240)	166,50	$2,92 \cdot 10^{-4}$
ЦН-500/65 (ППУ-500)	87,28	$0,89 \cdot 10^{-4}$
ЦН 80-60 (ПНУ-75)	671,75	$153,07 \cdot 10^{-4}$
4Н-6×2А (ПНУ-100/200М)	325,24	$15,06 \cdot 10^{-4}$
4Н-6×2М (ПНУ-100/200К)	311,72	$28,84 \cdot 10^{-4}$
4Н-6×2М1 (ПНУ-140)	387,70	$32,95 \cdot 10^{-4}$

Тогда, дифференциальное давление p_i , развиваемое насосом средства перекачки, есть разница между величинами давления на выходе из насоса $p_{\text{вых}i}$ и входе в насос $p_{\text{вх}i}$.

Следовательно, зная дифференциальное давление p_i , развиваемое насосом средства перекачки, возможно определить напор H_i :

$$H_i(t) = \frac{p_i(t) \cdot 10^6}{\rho_t \cdot g}, \quad (2.11)$$

где $p_i(t)$ – дифференциальное давление, МПа;

ρ_t – плотность НП при фактической температуре, кг/м³.

Плотность НП при фактической температуре [140] окружающего воздуха в период использования трубопровода по назначению определяется по формулам:

$$\rho_t = \rho_{20} + (1,828 - 0,00132 \cdot \rho_{20}) \cdot (20 - t),$$

или

$$\rho_t = \rho_{15} + (1,828 - 0,00132 \cdot \rho_{15}) \cdot (15 - t), \quad (2.12)$$

$$\rho_t = \rho_{15} + (1,828 - 0,00132 \cdot \rho_{15}) \cdot (15 - t), \quad (2.18)$$

где ρ_{20} или ρ_{15} – плотность НП по данным паспорта качества, соответственно при 20°C или 15°C , кг/м^3 ;

t – температура окружающей среды в период использования трубопровода по назначению, $^\circ\text{C}$.

Таким образом, выражая расход $Q_i(t)$ из формул (2.9) и (2.10), получим зависимость, позволяющую определять расход на участках до $Q_1(t)$ и на участке после $Q_2(t)$:

$$Q_i(t) = \sqrt{\frac{\left(\frac{n_{\Phi_i}(t)}{n_0}\right)^2 \cdot a - \left(\frac{(p_{\text{вых}_i}(t) - p_{\text{вх}_i}(t)) \cdot 10^6}{\rho_i \cdot g}\right)}{b}} \quad (2.13)$$

Эквивалентная линия гидравлического уклона рассматриваемого участка МСРТ протяженностью L в период квазистационарного режима НС после нарушения герметичности трубопровода на рисунке 2.1 показана пунктиром и определяется следующим образом:

$$i_{\text{экви}} = \frac{(p_{\text{вх}_1}(t) - p_{\text{вх}_2}(t)) \cdot 10^6}{L \cdot \rho \cdot g}, \quad (2.14)$$

где $p_{\text{вх}_1}(t)$ – давление на выходе из НС в начале участка в определенный момент времени t , МПа;

$p_{\text{вх}_2}(t)$ – давление на входе в НС в конце участка в определенный момент времени t , МПа.

Потери напора на всем рассматриваемом участке трубопровода L есть сумма потерь напоров на участках трубопровода x и $(L-x)$ соответственно. Таким образом, потери напора на участке трубопровода L можно представить следующим образом:

$$|i_{\text{экви}} \cdot L| = |x \cdot i_1(t)| + |(L-x) \cdot i_2(t)|, \quad (2.15)$$

где $i_{\text{экви}}$ – гидравлический уклон на участке L ;

$i_1(t)$ – гидравлический уклон на участке x ;

$i_2(t)$ – гидравлический уклон на участке $L-x$;

L – протяженность контролируемого участка, м.

В результате математических преобразований с использованием формулы (2.14) получим зависимость для определения местоположения

утечки в период квазистационарного режима работы НС через величины гидравлических уклонов [110, 113-115]:

$$x = L \frac{|i_{\text{эКВ}}| - |i_2(t)|}{|i_1(t)| + |i_2(t)|}. \quad (2.16)$$

Используя зависимость (2.8), получим формулу для определения эквивалентного расхода на участке трубопровода L в период квазистационарного режима работы НС при наличии утечки:

$$Q_{\text{эКВ}} = \left(\frac{(p_{\text{вЫХ}_1}(t) - p_{\text{вХ}_2}(t)) \cdot 4^m \cdot \pi^{2-m} \cdot d^{5-m} \cdot 10^6}{8A \cdot L \cdot v^m \cdot \rho} \right)^{1/(2-m)}, \quad (2.17)$$

Таким образом, выражая гидравлический уклон с использованием формул (2.9), (2.14) и (2.17) и подставляя в зависимость (2.15), получим аналитическую зависимость координаты местоположения утечки НП на МСРТ от эквивалентного расхода, термодинамических условий эксплуатации, степени изменения гидравлических уклонов на разгерметизированном участке [109, 110, 113-115]:

$$x = L \frac{Q_{\text{эКВ}}^{2-m} - Q_2(t)^{2-m}}{Q_1(t)^{2-m} - Q_2(t)^{2-m}}. \quad (2.18)$$

В свою очередь, для определения расхода утечки q при различных авариях и неисправностях используем разность значений расходов на участках до и после места разгерметизации:

$$q = Q_1(t) - Q_2(t). \quad (2.19)$$

В научно-технической литературе [12, 31, 46, 47, 50, 57, 127] для расчета расхода утечки НП предлагается формула:

$$q = \mu \cdot S_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (2.20)$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода;

$S_{\text{отв}}$ – площадь повреждения трубопровода, м^2 .

Выражая из формулы (2.20) $S_{\text{отв}}$, получим зависимость для определения эквивалентной площади повреждения трубопровода [109, 110, 113-115]:

$$S_{\text{отв}} = \frac{q_y}{\mu(2 \cdot g \cdot \Delta H)^{0.5}}. \quad (2.21)$$

Таким образом, разработанная математическая модель гидравлического состояния МСРТ диаметром от 100 до 150 мм с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности представляет собой систему аналитических закономерностей и зависимостей, учитывающих прямую корреляционную связь снижения давления на выходе из НС и увеличения скорости перекачки на участке до утечки и позволяет оценить изменение основных гидродинамических показателей трубопровода. Получена аналитическая зависимость координаты местоположения утечки НП на МСРТ от эквивалентного расхода, термодинамических условий эксплуатации, степени изменения гидравлических уклонов на разгерметизированном участке.

2.2 Определение гидравлического сопротивления мобильных сборно-разборных трубопроводов

В разработанной математической модели, в частности в зависимостях (2.17) и (2.18), необходимо использовать некоторые числовые коэффициенты, характеризующие коэффициент гидравлического сопротивления [6]:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} . \quad (2.22)$$

Коэффициент ε , учитывающий шероховатость внутренней поверхности трубопровода, принимается равным:

– для трубопроводов с муфтовым соединением 0,0001 (для труб с эмалированным (крашеным) покрытием и алюминиевых) и 0,00031 (для труб с оцинкованным покрытием) [25, 32, 90];

– для трубопроводов с раструбным соединением 0,0001 (для труб с эмалированным (крашеным) покрытием) и 0,00011 (для труб с оцинкованным покрытием) [25, 35, 108].

При решении ряда практических задач формулу для коэффициента гидравлического сопротивления представляют в общем степенном виде [25, 33]:

$$\lambda = \frac{A}{\text{Re}^m}, \quad (2.23)$$

где A и m – числовые коэффициенты, характеризующие режим течения и область гидравлического трения, их значения зависят от применяемых формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления λ .

Для МСРТ значения коэффициентов A и m равны:

– с муфтовым соединением и оцинкованной внутренней поверхностью в диапазоне чисел Рейнольдса $1 \cdot 10^4 < \text{Re} < 1,6 \cdot 10^5$: $A = 0,2197$ и $m = 0,211$ (формула Николаева В.В. и Лобанова Г.В.);

– с муфтовым соединением и оцинкованной внутренней поверхностью в диапазоне чисел Рейнольдса $1,6 \cdot 10^5 < \text{Re} < 6 \cdot 10^5$: $A = 0,0595$ и $m = 0,1$;

– с муфтовым соединением и с эмалированным внутренним покрытием, а также алюминиевых в диапазоне чисел Рейнольдса $1 \cdot 10^4 < \text{Re} < 6 \cdot 10^5$: $A = 0,2375$ и $m = 0,22$;

– с раструбным соединением и оцинкованной внутренней поверхностью в диапазоне чисел Рейнольдса $1 \cdot 10^4 < \text{Re} < 6 \cdot 10^4$: $A = 0,3164$ и $m = 0,25$ (формула Блазиуса);

– с раструбным соединением и оцинкованной внутренней поверхностью в диапазоне чисел Рейнольдса $6 \cdot 10^4 < \text{Re} < 6 \cdot 10^5$: $A = 0,183$ и $m = 0,2$.

Следует отметить, что данные значения коэффициентов получены при проведении исследований на трубах МСРТ с муфтовым соединением [25], исследования оцинкованных труб с раструбным соединением не проводились. Таким образом, формула Николаева В.В. и Лобанова Г.В. предназначена для трубопроводов с муфтовым соединением в диапазонах чисел Рейнольдса до $2 \cdot 10^5$ [90].

Однако, формула (2.22) при преобразовании к виду (2.23) записывается следующим образом [25]:

$$\lambda = \frac{0,11 \cdot (68 + \varepsilon \cdot \text{Re})^{0,25}}{\text{Re}^m}, \quad (2.24)$$

Значения коэффициентов при этом: $A = 0,11 \cdot (68 + A \cdot \text{Re})^{0,25}$ и $m = 0,25$.

С позиции необходимости выполнения прикладных расчетов представляет интерес сопоставительный анализ расчетных и опытных данных, полученных при испытаниях МСРТ [60, 61, 90, 91]. В таблицах 2.2 и 2.3 представлены результаты испытаний труб мобильного трубопровода условным диаметром 150 мм при перекачке дизельного топлива зимнего и топлива ТС-1 [108, 111].

Таблица 2.2–Результаты испытаний МСРТ DN 150 с раструбным соединением при перекачке дизельного топлива зимнего [25]

Re	λ	λ по формуле (2.22)	Относительное отклонение, %
40 320	0,0212	0,022621	-7,19
47 040	0,0234	0,021815	6,4
57 120	0,0208	0,020847	-0,72
63 840	0,0199	0,020325	-2,15
77 280	0,0196	0,019466	0,19
84 000	0,0204	0,019104	5,86
90 720	0,0184	0,018781	-2,61
100 800	0,0183	0,018352	-0,83
114 240	0,0167	0,017863	-7,63
126 000	0,0169	0,017495	-3,54
131 040	0,0167	0,017351	-4,58
144 480	0,0167	0,017002	-2,44
151 200	0,0166	0,016844	-2,09
161 280	0,0165	0,016625	-1,35
171 360	0,0164	0,016424	-0,77

Для оцинкованных труб мобильного трубопровода с муфтовым соединением имеются опытные данные только для диаметра 100 мм при испытаниях на воде [25, 60, 61]. Следует отметить, что данный тип трубопровода в настоящее время не применяется эксплуатирующими организациями. Предположим, что с достаточной для инженерных расчетов точностью, гидравлическое сопротивление имеет идентичный характер для одного материала внутреннего покрытия труб, типа соединения и близкого диаметра, тогда полученные данные можно использовать в исследовании. Испытания также проводились трубах с муфтовым соединением без цинкового покрытия. Принято допущение: величина сопротивления труб с цинковым сопротивлением и без него отличается незначительно, а характер кривых по зависимости $\lambda = f(\text{Re})$ сходен [25]. В таблице 2.4 показаны результаты испытаний трубопровода с муфтовым соединением при перекачке воды [108, 113].

Таблица 2.3 – Результаты испытаний МСРТ DN 150 с раструбным соединением при перекачке авиакеросина [25]

Re	λ	λ по формуле (2.22)	Относительное отклонение, %
105 677	0,0175	0,018165	-4,39
126 813	0,0162	0,017471	-8,51
169 084	0,0149	0,016467	-10,51
190219	0,0159	0,016087	-1,18
211 355	0,0152	0,015764	-4,39
253 626	0,0148	0,015238	-3,65
281 806	0,0145	0,014952	-3,83
302 942	0,0146	0,014764	-1,82
338 168	0,0141	0,014491	-3,5
373 393	0,0139	0,014257	-3,31
393 355	0,0144	0,014139	1,13
401 5741	0,0149	0,014093	4,76

Таблица 2.4 – Результаты испытаний МСРТ DN 100 с муфтовым соединением при перекачке воды [25]

Re	λ	λ по формуле (2.22)	Относительное отклонение, %
46 750	0,02281	0,022558	1,07
66 000	0,02192	0,021056	3,86
76 400	0,02064	0,020479	0,58
41 700	0,01971	0,019812	-0,57
47 700	0,01951	0,019594	-0,47
100 000	0,01900	0,019260	-1,37
144 000	0,01820	0,018393	-1,06
165 000	0,01800	0,018027	-0,15
185 000	0,01740	0,017741	-1,96
145 000	0,01740	0,017615	-1,24
225 000	0,01750	0,017294	1,18
232 000	0,01727	0,017229	0,182
235 000	0,01714	0,017212	-0,42
247 000	0,01709	0,017099	-0,053
260 000	0,01713	0,016998	0,018

В таблицах 2.5 и 2.6 [25] представлены результаты испытаний труб мобильного трубопровода DN 150 с муфтовым соединением на воде и дизельном топливе [61].

Таблица 2.5 – Результаты испытаний трубопровода МСРТ DN 150 с муфтовым соединением при перекачке воды [25]

Re	λ	λ по формуле(2.22)	Относительное отклонение, %
33 000	0,02420	0,024289	-0,367
36 800	0,02434	0,023723	2,53
172 000	0,01780	0,017921	-0,68
206 000	0,01750	0,017489	0,07
227 000	0,01700	0,017275	-1,62
286 300	0,01688	0,016814	0,39
270 000	0,01681	0,016924	-0,68
313 000	0,01650	0,016655	-0,94
357 500	0,01655	0,016436	0,69
383 800	0,01625	0,016327	-0,47
419 000	0,01650	0,016200	1,82
466 000	0,01625	0,016056	1,19

Таблица 2.6 – Результаты испытаний МСРТ DN 150 с муфтовым соединением при перекачке дизельного топлива [25]

Re	λ	λ по формуле(2.22)	Относительное отклонение, %
10 700	0,0330	0,031460	4,67
11 700	0,0298	0,030798	-3,35
13 000	0,0296	0,030039	-1,48
31 000	0,0250	0,024623	1,51
42 000	0,02340	0,023067	1,425
51 000	0,02233	0,022158	0,77
65 000	0,02087	0,021117	-1,18
78 500	0,019960	0,020376	-2,09
89 000	0,019650	0,019917	-1,36
94 200	0,019400	0,019718	-1,64
109 000	0,018700	0,019230	-2,83
126 500	0,018500	0,018767	-1,44
137 000	0,018060	0,018534	-2,62
154 000	0,017525	0,018209	-3,9
173 000	0,017530	0,017906	-2,15
177 700	0,017525	0,017839	-1,79

Из анализа имеющихся данных видно, что трубы с раструбным соединением испытывались при числах Рейнольдса от $4 \cdot 10^4$ до $6 \cdot 10^4$, при этом большинство полученных опытных точек находится в области, которая начинается от чисел Рейнольдса $1 \cdot 10^5$ и более [25]. Однако на практике может возникнуть необходимость работы и при меньших значениях числа Рейнольдса [25, 70]. В этих целях необходимо проведение экспериментальных исследований по определению гидравлического сопротивления и численных коэффициентов A и m для МСРТ с раструбным соединением в реальных условиях проведения перекачки нефтепродуктов [108, 111].

2.3 Расчет коэффициентов аппроксимации гидравлических характеристик насосов средств перекачки, используемых для перекачки нефтепродуктов по мобильным сборно-разборным трубопроводам, при их представлении в аналитическом виде

Для проведения расчетов по определению коэффициентов аппроксимации (a , b) необходимы дополнительные исходные данные, а именно значения напоров $H_{0n.a.i}$ (для соответствующих им значений подачи $Q_{0n.a.i}$, м³/ч), м, снятые минимум с пяти точек гидравлической характеристики (Q - H) центробежного насоса насосного агрегата. Коэффициенты (a , b) определяются по аппроксимирующим формулам [23]:

$$a_{Hn.a.} = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_{0n.a.i} \cdot Q_{0n.a.i}^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_{0n.a.i} \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^4}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^2 \right)^2 - 5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^4} \quad (2.25)$$

$$b_{Hn.a.} = \frac{5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_{0n.a.i} \cdot Q_{0n.a.i}^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_{0n.a.i} \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^2}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^2 \right)^2 - 5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_{0n.a.i}^4} \quad (2.26)$$

Для получения расчетных характеристик и коэффициентов (a , b) предлагается проводить аппроксимацию гидравлических характеристик (Q - H) центробежных насосов, разбивая снятые с паспортной характеристики (Q - H) центробежного насоса насосного агрегата значения напоров H и подач Q на отдельные диапазоны. При относительных отклонения расчетных характеристик от заводских более 5 % допускается проведение аппроксимации по двум ближайшим точкам паспортной характеристики.

Полученные значения коэффициентов аппроксимации характеристик « Q - H » насосов штатных средств перекачки для отдельных диапазонов подач Q представлены в таблице 2.7 [113, 115].

Таблица 2.7 – Коэффициенты аппроксимации характеристик « Q - H » насосов штатных средств перекачки для отдельных диапазонов подач Q

Тип насоса (средство перекачки)	Диапазоны подач Q , м ³ /ч	Коэффициенты аппроксимации	
		a , м	b , м/(м ³ /ч) ²
6НГМ-7×2 (ПСГ-160)	0 – 40	183,17	-4,34 · 10 ⁻⁴
	40 – 120	189,25	41,14 · 10 ⁻⁴
	120 – 155	220,33	59,70 · 10 ⁻⁴
	155 – 160	352,82	118,29 · 10 ⁻⁴
ЦН-240/140 (ПСГ-240)	0 – 110	162,36	-2,52 · 10 ⁻⁴
	110 – 230	171,34	4,47 · 10 ⁻⁴
	230 – 280	183,87	7,02 · 10 ⁻⁴
ЦН-500/65 (ППУ-500)	0 – 240	85,19	0,33 · 10 ⁻⁴
	240 – 440	88,67	0,81 · 10 ⁻⁴
	440 – 540	104,04	1,61 · 10 ⁻⁴
ЦН 80-60 (ПНУ-75)	0 – 40	649,67	-15,52 · 10 ⁻⁴
	40 – 100	684,12	168,55 · 10 ⁻⁴
4Н-6×2А (ПНУ-100/200М):	0 – 50	313,54	-58,11 · 10 ⁻⁴
	50 – 130	338,59	28,12 · 10 ⁻⁴
	130 – 170	341,86	33,56 · 10 ⁻⁴
4Н-6×2М (ПНУ-100/200К)	0 – 40	300,06	-72,41 · 10 ⁻⁴
	40 – 110	315,28	30,27 · 10 ⁻⁴
	110 – 180	324,72	38,96 · 10 ⁻⁴
4Н-6×2М1 (ПНУ-140)	0 – 50	357,03	-94,41 · 10 ⁻⁴
	50 – 130	387,98	33,01 · 10 ⁻⁴
	130 – 200	397,19	38,92 · 10 ⁻⁴

Сопоставление заводских и расчетных характеристик насосов штатных средств перекачки представлены в таблицах 2.8 – 2.14 и на рисунках 2.2 – 2.8.

Таблица 2.8 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса 6НГм-7×2 ПСГ-160

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	181,90	187,72	3,20	183,17	0,70
20	184,76	186,13	0,74	183,34	-0,77
40	182,85	181,36	-0,82	183,56	0,55
60	174,76	173,40	-0,78	174,43	-0,19
80	161,90	162,26	0,22	162,91	0,63
100	148,60	147,94	-0,45	148,10	-0,34
120	130,00	130,43	0,33	130,00	0,00
140	104,76	109,74	4,75	103,32	-1,37
155	74,76	92,14	23,24	76,90	2,87
160	50,00	85,87	71,74	50,00	0,00

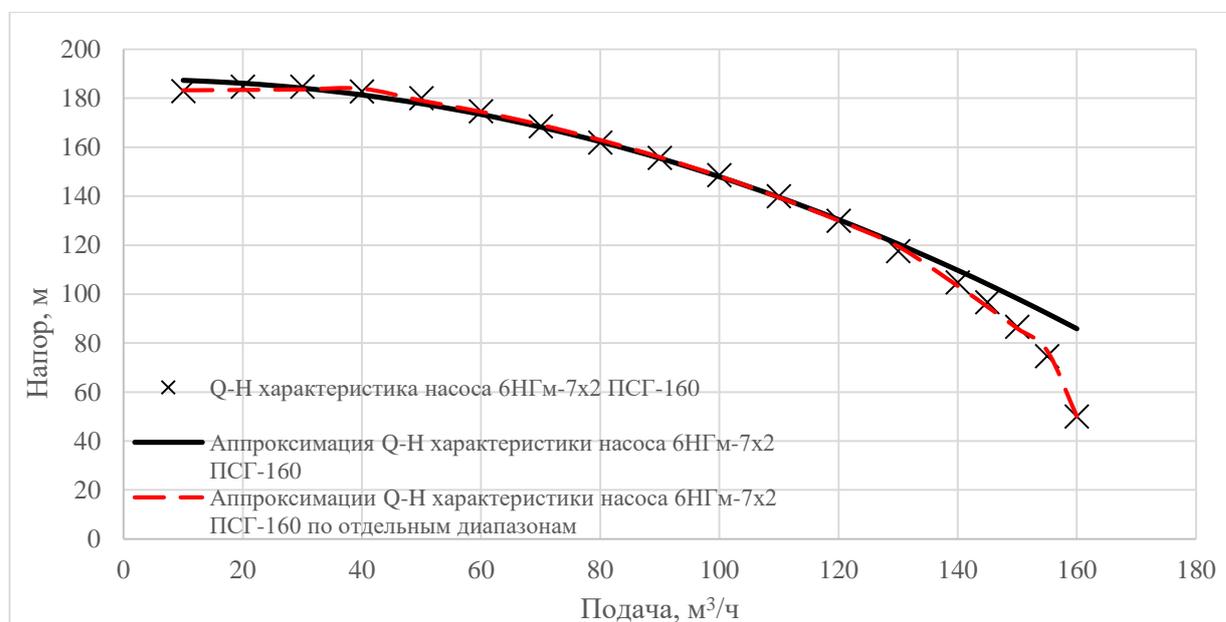


Рисунок 2.2 – Характеристика насоса 6НГм-7×2 ПСГ-160

Таблица 2.9 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса ЦН-240/140 ПСГ-240

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	161,00	166,50	3,42	162,36	0,85
10	161,50	166,47	3,08	162,39	0,55
30	162,60	166,24	2,24	162,59	-0,01
40	163,00	166,03	1,86	162,76	-0,14
50	164,00	165,77	1,08	162,99	-0,62
60	164,50	165,45	0,58	163,27	-0,75
70	164,80	165,07	0,16	163,60	-0,73
80	165,00	164,63	-0,22	163,97	-0,62
90	164,80	164,14	-0,40	164,40	-0,24
100	164,70	163,58	-0,68	164,88	0,11
110	164,50	162,97	-0,93	165,94	0,87
120	164,20	162,30	-1,16	164,91	0,43
130	163,80	161,57	-1,36	163,79	-0,01
150	162,20	159,93	-1,40	161,29	-0,56
160	161,20	159,03	-1,35	159,90	-0,81
170	160,00	158,07	-1,21	158,42	-0,98
190	156,00	155,97	-0,02	155,21	-0,51
210	152,00	153,63	1,07	151,63	-0,24
220	149,50	152,38	1,92	149,71	0,14
230	146,60	151,06	3,05	146,72	0,08
240	143,00	149,69	4,68	143,42	0,30
250	140,00	148,26	5,90	139,98	-0,01
260	136,50	146,77	7,53	136,40	-0,07
270	133,00	145,23	9,19	132,68	-0,24
280	128,50	143,62	11,77	128,82	0,25

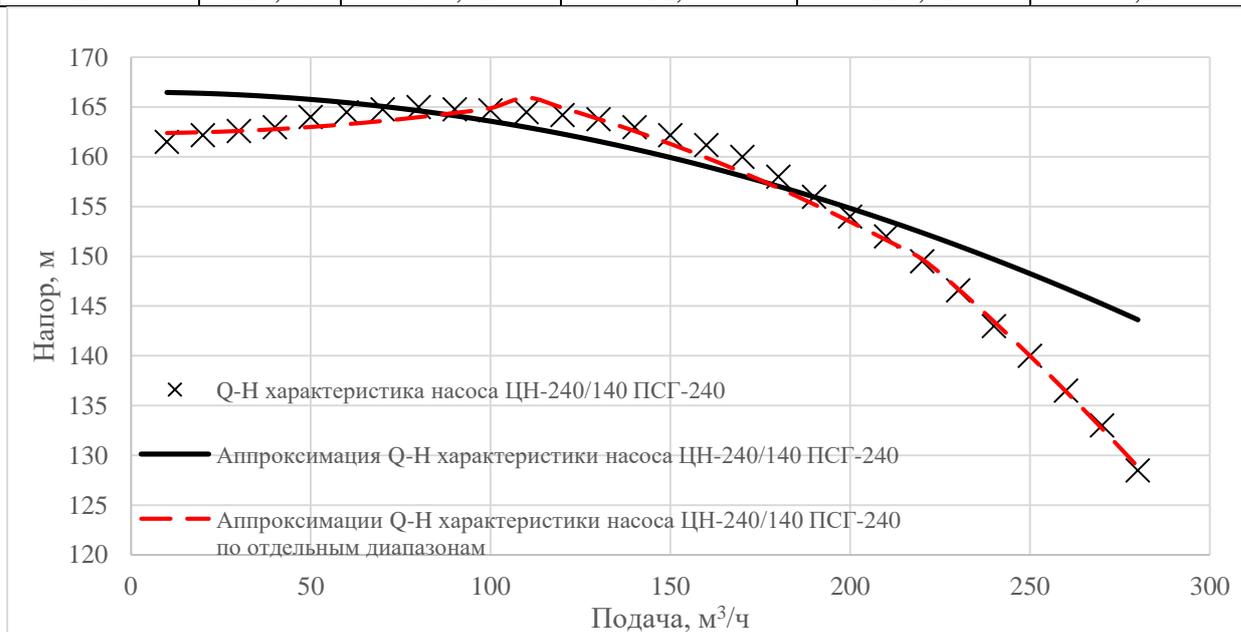


Рисунок 2.3 – Характеристика насоса ЦН-240/140 ПСГ-240

Таблица 2.10 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса ЦН-500/65 ППУ-500

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	85,50	87,28	2,08	85,19	-0,37
20	85,30	87,24	2,28	85,17	-0,15
60	84,95	86,96	2,36	85,07	0,14
80	84,90	86,71	2,13	84,97	0,09
100	84,70	86,39	1,99	84,85	0,18
120	84,50	85,99	1,77	84,71	0,25
140	84,30	85,53	1,46	84,54	0,28
160	84,10	85,00	1,06	84,34	0,28
180	84,00	84,39	0,46	84,11	0,13
200	83,90	83,71	-0,22	83,86	-0,05
240	83,40	82,14	-1,51	84,00	0,72
260	83,00	81,25	-2,10	83,19	0,23
280	82,50	80,29	-2,68	82,31	-0,22
320	81,00	78,15	-3,51	80,37	-0,78
340	79,90	76,98	-3,66	79,30	-0,76
360	78,50	75,73	-3,53	78,16	-0,43
380	77,40	74,41	-3,86	76,96	-0,57
400	75,60	73,02	-3,41	75,69	0,12
420	74,00	71,56	-3,30	74,36	0,49
440	72,40	70,03	-3,28	72,87	0,65
460	70,00	68,42	-2,25	69,97	-0,04
480	67,50	66,75	-1,11	66,95	-0,82
500	65,00	65,00	0,00	63,79	-1,86
520	61,00	63,18	3,58	60,51	-0,80
540	56,50	61,30	8,49	57,10	1,06

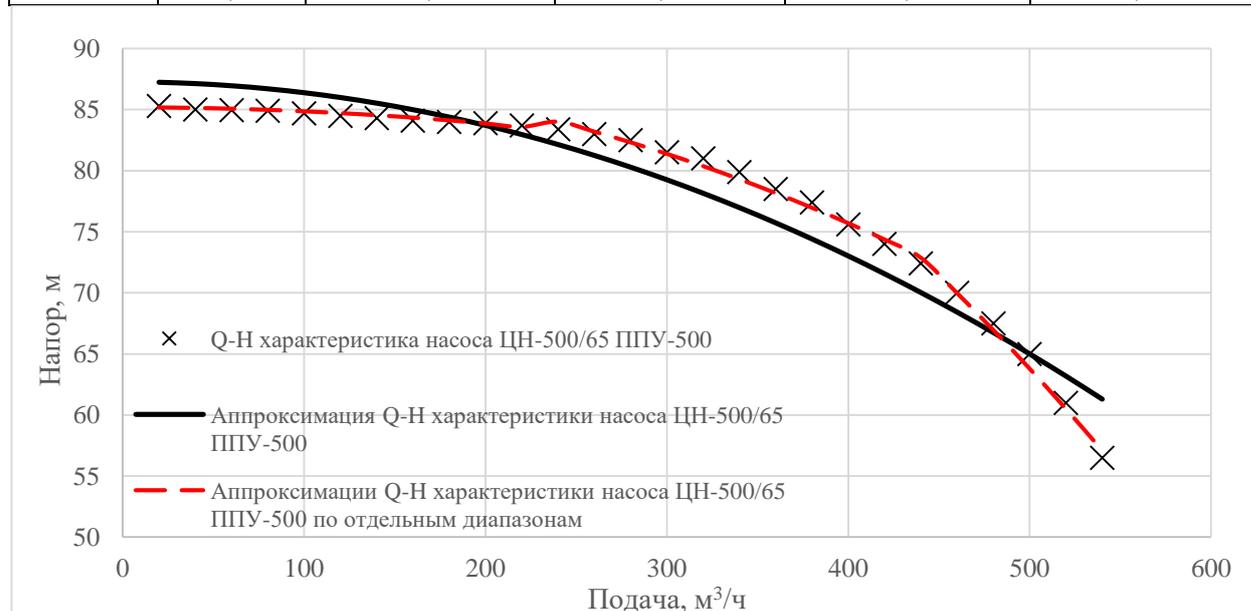


Рисунок 2.4 – Характеристика насоса ЦН-500/65 ППУ-500

Таблица 2.11 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса 4Н-6×2А ПНУ-100/200М

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	309,30	325,24	5,15	313,54	1,37
10	312,00	325,09	4,19	314,13	0,68
20	317,60	324,64	2,22	315,87	-0,55
30	322,20	323,88	0,52	318,77	-1,06
40	324,50	322,83	-0,51	322,84	-0,51
50	325,50	321,47	-1,24	328,07	0,79
60	325,90	319,82	-1,87	328,47	0,79
70	325,90	317,86	-2,47	324,81	-0,33
80	322,70	315,60	-2,20	320,59	-0,65
90	322,20	313,04	-2,84	315,81	-1,98
100	314,80	310,18	-1,47	310,47	-1,38
110	308,30	307,02	-0,42	304,56	-1,21
120	297,20	303,55	2,14	298,09	0,30
130	285,90	299,79	4,86	285,13	-0,27
140	274,62	295,72	7,68	276,07	0,53
150	266,50	291,36	9,33	266,34	-0,06
160	256,90	286,69	11,60	255,93	-0,38
170	244,40	281,72	15,27	244,85	0,19

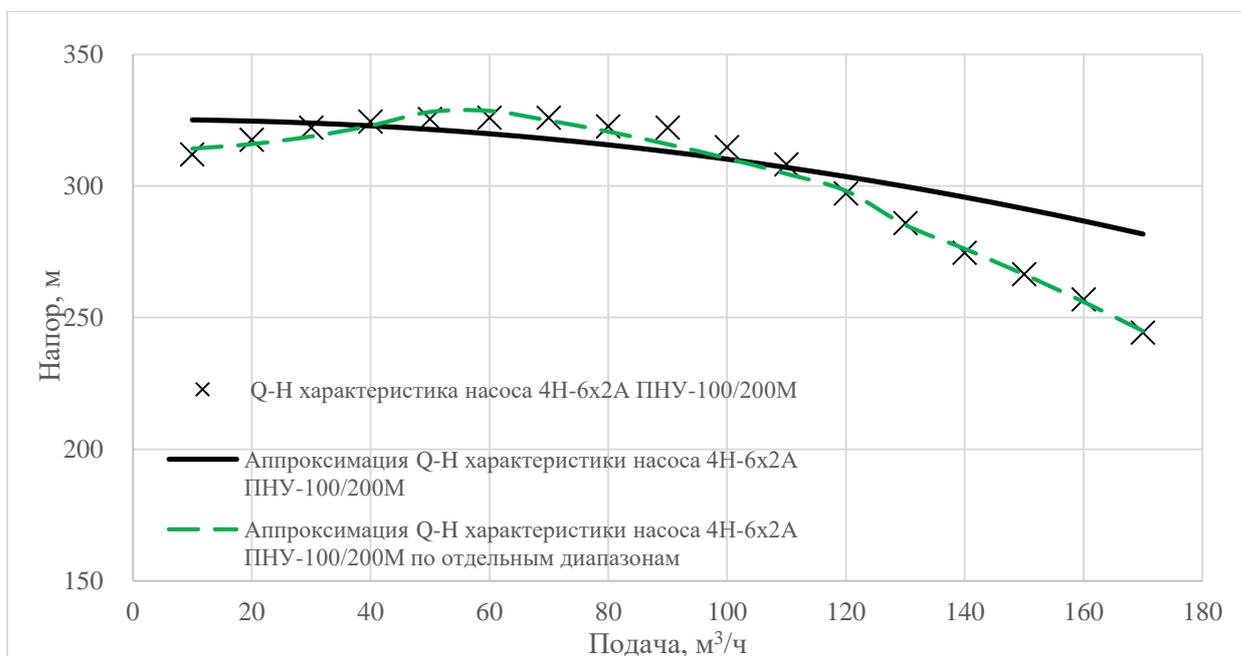


Рисунок 2.5 – Характеристика насоса 4Н-6×2А ПНУ-100/200М

Таблица 2.12 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса 4Н-6×2М ПНУ-100/200К

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	296,00	311,72	5,31	300,06	1,37
10	302,00	311,43	3,12	300,78	-0,40
20	306,00	310,56	1,49	302,95	-1,00
30	308,00	309,12	0,36	306,57	-0,46
40	310,00	307,10	-0,93	311,64	0,53
50	308,00	304,51	-1,13	307,71	-0,09
60	306,00	301,34	-1,52	304,38	-0,53
70	300,00	297,59	-0,80	300,45	0,15
80	296,00	293,26	-0,93	295,91	-0,03
90	292,00	288,36	-1,25	290,76	-0,42
100	284,00	282,88	-0,39	285,01	0,36
110	278,00	276,82	-0,42	278,65	0,23
120	268,00	270,19	0,82	268,61	0,23
130	260,00	262,98	1,15	258,87	-0,43
140	248,00	255,19	2,90	248,35	0,14
150	236,00	246,83	4,59	237,05	0,45
160	226,00	237,89	5,26	224,98	-0,45
170	212,00	228,37	7,72	212,12	0,06
180	198,00	218,28	10,24	198,48	0,24

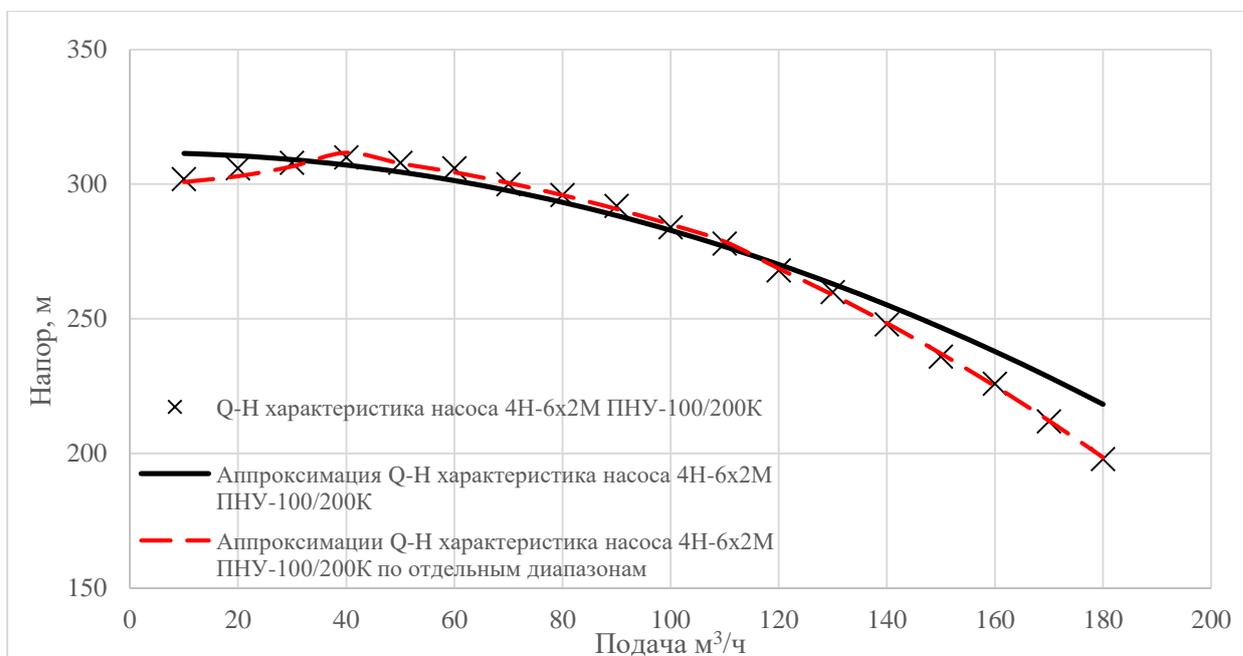


Рисунок 2.6 – Характеристика насоса 4Н-6×2М ПНУ-100/200К

Таблица 2.13 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса ЦН 80-60 ПНУ-75

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	644,00	672,74	4,46%	649,67	0,88%
10	652,00	671,20	2,94%	649,82	-0,33%
20	654,00	666,56	1,92%	650,29	-0,57%
30	653,00	658,84	0,89%	651,07	-0,30%
40	650,00	648,04	-0,30%	652,15	0,33%
50	644,00	634,14	-1,53%	641,98	-0,31%
60	630,00	617,15	-2,04%	623,44	-1,04%
70	608,00	597,08	-1,80%	601,53	-1,06%
80	580,00	573,92	-1,05%	576,25	-0,65%
90	550,00	547,67	-0,42%	547,59	-0,44%
100	510,00	518,33	1,63%	515,57	1,09%

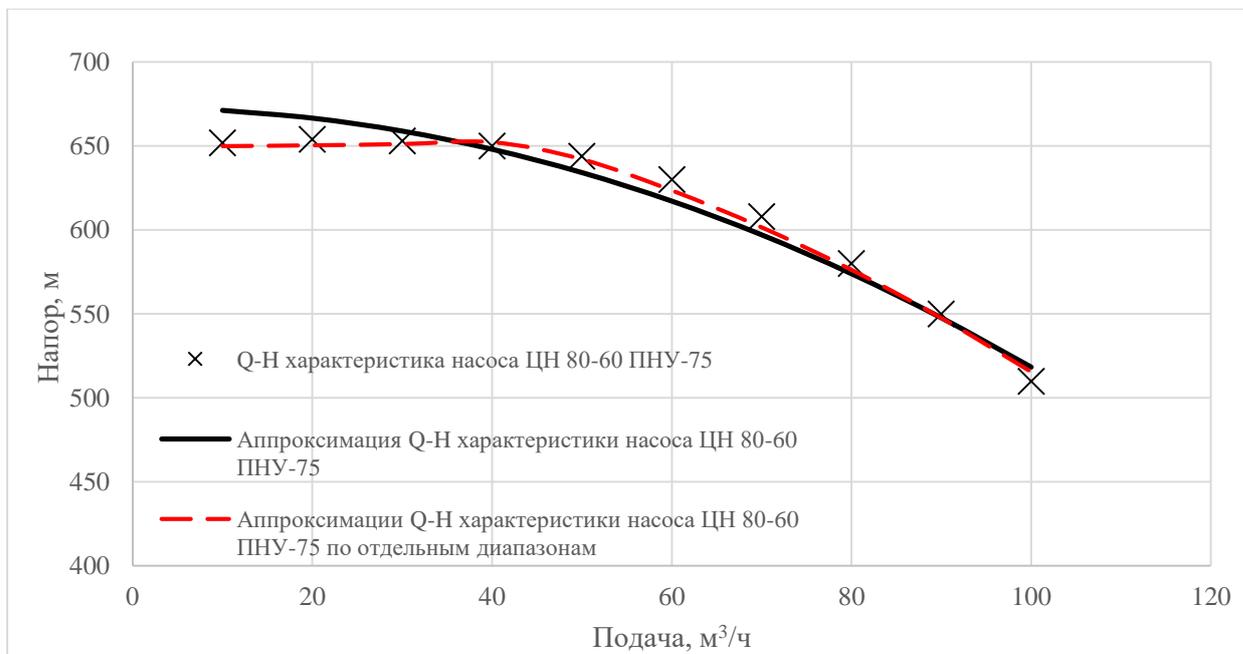


Рисунок 2.7 – Характеристика насоса ЦН 80-60 ПНУ-75

Таблица 2.14 – Сопоставление заводских и расчетных характеристик насоса 4Н-6×2М1 ПНУ-140

Заводские характеристики		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.1)		Расчетные характеристики (по формуле (2.10) с использованием коэффициентов из таблицы 2.7)	
подача Q , м ³ /ч	напор H , м	напор H , м	относительное отклонение, %	напор H , м	относительное отклонение, %
0	348,00	381,70	9,68	357,04	2,60
10	357,00	381,37	6,83	357,98	0,27
20	367,00	380,38	3,65	360,81	-1,69
30	373,00	378,73	1,54	365,53	-2,00
40	377,00	376,43	-0,15	372,14	-1,29
50	377,00	373,46	-0,94	379,73	0,72
60	377,00	369,84	-1,90	376,10	-0,24
70	373,00	365,55	-2,00	371,80	-0,32
80	367,00	360,61	-1,74	366,85	-0,04
90	363,00	355,01	-2,20	361,24	-0,48
100	357,00	348,75	-2,31	354,97	-0,57
110	350,00	341,83	-2,34	348,04	-0,56
120	340,00	334,25	-1,69	340,44	0,13
130	330,00	326,01	-1,21	331,43	0,43
140	320,00	317,11	-0,90	320,92	0,29
150	310,00	307,55	-0,79	309,63	-0,12
160	300,00	297,34	-0,89	297,57	-0,81
170	287,00	286,46	-0,19	284,72	-0,79
180	270,00	274,93	1,82	271,10	0,41
190	257,00	262,73	2,23	256,70	-0,12
200	240,00	249,88	4,12	241,52	0,63

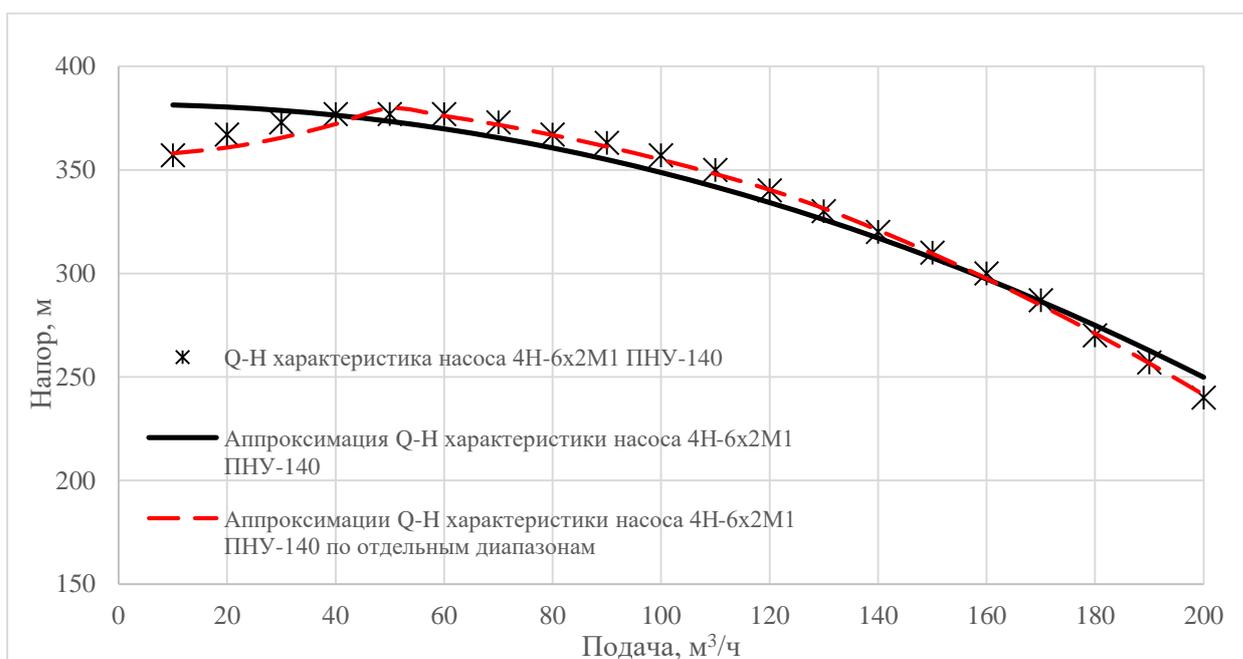


Рисунок 2.8 – Характеристика насоса 4Н-6×2М1 ПНУ-140

В таблицах 2.8–2.14 величины относительных отклонений расчетных характеристик с использованием существующих коэффициентов аппроксимации при определенных значениях подачи, превышают 5 %. В то же время, анализ полученных характеристик с использованием коэффициентов аппроксимации из таблицы 2.7, показывает, что величина относительного отклонения не превышает 3 %.

Выводы по главе 2

1. Разработана математическая модель гидравлического состояния МСРТ с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности линейной части, характеризующая динамику основных гидродинамических показателей трубопровода и учитывающая значительное количество местных сопротивлений, а также отклонения от прямолинейности, обусловленных угловой подвижностью раструбного соединения.

2. Получена аналитическая зависимость координаты местоположения утечки НП на МСРТ от эквивалентного расхода, термодинамических условий эксплуатации, степени изменения гидравлических уклонов на разгерметизированном участке.

3. Определены численные значения коэффициентов аппроксимации гидравлических характеристик ($Q-H$) центробежных насосов средств перекачки, используемых при перекачке НП по МСРТ, позволяющие определять расход НС с величиной относительного отклонения менее 3 %.

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ И РАСХОДА УТЕЧЕК ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ МОБИЛЬНЫХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С РАСТРУБНЫМ СОЕДИНЕНИЕМ

3.1. Определение гидравлических сопротивлений мобильных сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением

При оценке гидравлических сопротивлений МСРТ необходимо учитывать влияние на поток жидкости сборно-разборных соединений, а также отклонений от прямолинейности, обусловленных угловой подвижностью труб [97, 112, 138]. Для этого при проведении экспериментальных исследований по определению гидравлических сопротивлений требуется, чтобы длина испытательного участка трубопровода была не меньше 1000 м, а длина всего развернутого МСРТ на местности должна составлять не менее 5000 м [61].

Коэффициент относительной шероховатости ε , как безразмерный критерий гидродинамического подобия, определяется отношением коэффициента эквивалентной шероховатости к внутреннему диаметру трубопровода [108, 112]:

$$\varepsilon = \frac{k_{\varepsilon}}{d}, \quad (3.1)$$

где k_{ε} – коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб, мм;

d – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Коэффициент эквивалентной шероховатости k_{ε} характеризует фактическую величину гидравлического сопротивления труб и зависит от материала и технологии их изготовления, качества сварных швов, особенностей внутреннего покрытия, типа и способа соединения труб. Значения коэффициента эквивалентной шероховатости определяются экспериментально при исследованиях гидравлического сопротивления труб и численно не равны значениям шероховатости поверхности, полученным путем прямых измерений профилометрами.

Для определения гидравлических сопротивлений МСРТ в реальных условиях эксплуатации определены потери давления при перекачке топлива для реактивных двигателей ТС-1 (кинематической вязкостью $\nu = 1,186$ сСт и плотностью $\rho = 772,8$ кг/м³) по трубопроводу МСРТ DN 100 с раструбным соединением (внутренним диаметром 97,6 мм) общей протяженностью 12670 м (рисунок 3.1) [112]. Средства измерения давления (P_n , P_{2752} , P_{11030}) были установлены в секционирующие задвижки с клапанными штуцерами: в начале участка трубопровода (высотная отметка 4 м), а также на расстоянии 2752 м (высотная отметка 115 м) и 11030 м (высотная отметка 102 м) от начала участка. Использовались манометры МВТИ (рисунок 3.2) класса точности 0,4 со шкалой 6,0 МПа (в начале) и 2,5 МПа. Избыточное давление в конце участка трубопровода (высотная отметка 88 м) отсутствовало ($P_k = 0$ МПа).

Средства измерений, используемые в ходе испытаний, приведены в таблице 3.1.

Давление на выходе ($P_{\text{вых}}$) из насосной установки варьировалось принудительным изменением частоты вращения вала двигателя, в диапазоне (1,8÷2,6) МПа с шагом (0,1÷0,2) МПа. Значения подачи определялись по установленному перед насосной установкой счетчику СЖ-ППВ-100-1,6 (относительная погрешность 0,25%). Экспериментальные данные по определению гидравлического сопротивления СРТ представлены в таблице 3.2, полученная зависимость расхода от давления в начале участка трубопровода показана на рисунке 3.3 [112].



Рисунок 3.1 – Профиль трассы трубопровода с местами установки средств измерений давления



Рисунок 3.2 – Оценка снижения перепада давления по длине трубопровода

Таблица 3.1 – Средства измерений для проведения исследований

Наименование средств измерений	ГОСТ (ТУ)	Предел измерений	Класс точности (погрешность)
Секундомер	ТУ 25-1894.003-90	0–60 мин	3
Манометр МВТИ	ГОСТ 2405–80	0–10 МПа	0,4
Манометр МВТИ	ГОСТ 2405–80	0–6 МПа	0,4
Манометр МВТИ	ГОСТ 2405–80	0–2,5 МПа	0,4
Мановакуумметр МВТИф	ГОСТ 2405–80	-0,1–2,4 МПа	0,4
Счетчик жидкости СЖ-ППВ-100-1,6	ТУ 4213-260-05806720-2007	от 15 до 180 м ³ /ч	± 0,25 %

Таблица 3.2 – Экспериментальные данные по определению гидравлического сопротивления МСРТ

№ опыта	Подача Q , м ³ /ч	Давление			
		$P_{\text{вых}}$, МПа	$P_{\text{н}}$, МПа	P_{2752} , МПа	P_{11030} , МПа
1	37,8	2,55	2,50	1,25	0,19
	35,1	2,35	2,28	1,07	0,16
	33,1	2,16	2,10	0,94	0,13
	30,9	1,96	1,94	0,80	0,11
	28,4	1,77	1,79	0,67	0,09
2	31,4	1,96	1,94	0,83	0,11
	33,2	2,16	2,10	0,94	0,13
	35,6	2,35	2,30	1,09	0,16
	37,6	2,55	2,46	1,21	0,18

По известному значению перепада давления и расхода определялся коэффициент гидравлического сопротивления на участках трубопровода по формуле:

$$\lambda = \frac{\left(\frac{\Delta P \cdot 10^6}{\rho \cdot g} - \Delta z \right) \cdot \pi^2 \cdot d^5 \cdot g}{8 \cdot L \cdot Q^2}, \quad (3.2)$$

где ΔP – разница показаний средств измерения давления, МПа;

Δz – разница высотных отметок конца и начала участка трубопровода, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

L – протяженность участка трубопровода, м;

ρ – плотность перекачиваемого продукта, кг/м³;

Q – показание средства измерения расхода (производительности перекачки) по трубопроводу, м³/с.

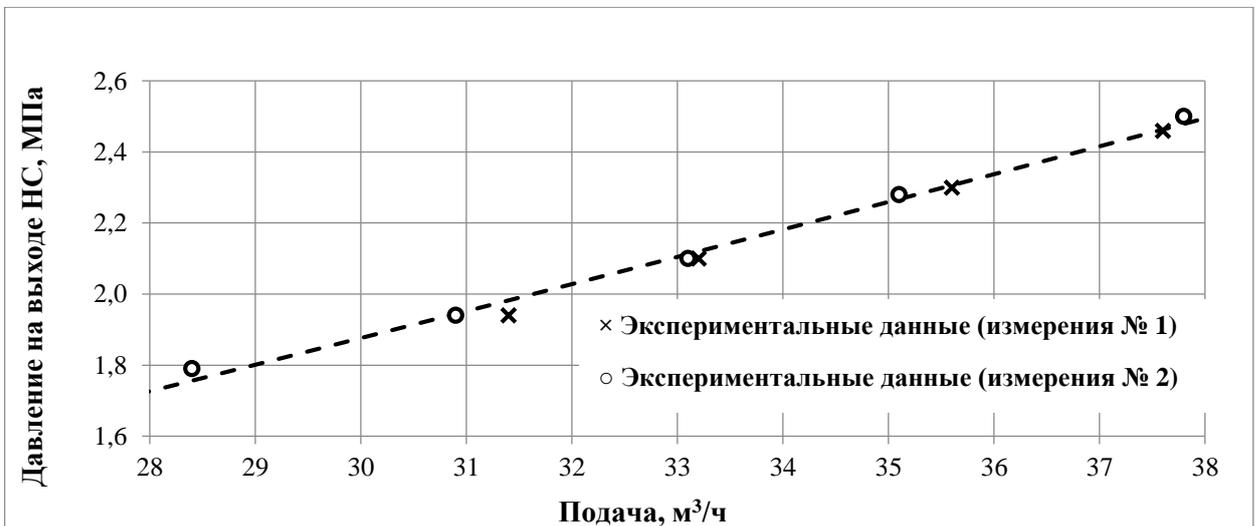


Рисунок 3.3 – Зависимость подачи по МСРТ DN 100 с раструбным соединением

При обработке экспериментальных данных дополнительно учитывалось, что в конце участка трубопровода был установлен счетчик жидкости ЛЖ-100 (коэффициент местного сопротивления $\xi = 10$), а также осуществлялся верхний налив перекачиваемого продукта в резервуар (высота 2,9 м) с использованием резиноканевых рукавов (внутренний диаметр 100 мм) общей длиной 18 м (коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_p = 0,09$). Расчетные потери давления в рукавах и счетчике – (0,01 ÷ 0,02) МПа в зависимости от подачи.

Результаты обработки экспериментальных данных, полученных при проведении исследований по определению гидравлического сопротивления, представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты обработки экспериментальных данных по определению гидравлических сопротивлений МСРТ

Число Re	Коэффициент гидравлического сопротивления λ на участках					
	1640 м ($\Delta z = -14$ м)	2752 м ($\Delta z = 111$ м)	8278 м ($\Delta z = -13$ м)	9918 м ($\Delta z = -27$ м)	11030 м ($\Delta z = 98$ м)	12670 м ($\Delta z = 84$ м)
115554	0,019856	0,019015	0,017929	0,018248	0,018200	0,018415
107300	0,020559	0,019894	0,018102	0,018508	0,018549	0,018809
101186	0,020257	0,019335	0,018337	0,018654	0,018586	0,018802
94461	0,021136	0,020793	0,018262	0,018737	0,018893	0,019184
86818	0,022540	0,022966	0,018603	0,019254	0,019691	0,020060
95989	0,020419	0,018112	0,018358	0,018699	0,018297	0,018571
101492	0,020126	0,019219	0,018227	0,018541	0,018474	0,018688
108829	0,019942	0,019339	0,017946	0,018276	0,018293	0,018507
114943	0,019295	0,019218	0,017651	0,017923	0,018042	0,018204

Коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб определялся по формуле:

$$k_{\text{Э}} = \left(6860\lambda^4 - \frac{68}{\text{Re}} \right) d. \quad (3.3)$$

Среднее значение коэффициента эквивалентной шероховатости для экспериментальных данных из таблицы 3.3 составило $k_{\text{Э}} = 0,025$ мм [112].

Для проведения оценки погрешностей определены границы доверительных интервалов при заданном значении доверительной вероятности (при условии, что закон распределения измеренных значений приближен к нормальному закону) [1, 14, 15, 132, 145, 147].

Среднее значение коэффициента эквивалентной шероховатости [1]:

$$\tilde{k}_{\text{Э}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{Э}i}, \quad (3.4)$$

где n – количество опытов (объем выборки данных).

Среднеквадратическое отклонение определялось по формуле [15]:

$$\tilde{\sigma}_{k_{\Sigma}} = k_n \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (k_{\Sigma i} - \tilde{k}_{\Sigma})^2 \right]^{0,5}, \quad (3.5)$$

где k_n – коэффициент, значение которого выбирают в соответствии с количеством опытов (объемом выборки данных).

Величина доверительного интервала определялась из соотношения [145]:

$$\alpha = F \left(\frac{\theta n^{0,5}}{2\tilde{\sigma}_{k_{\Sigma}}} \right), \quad (3.6)$$

где α – доверительная вероятность для математического ожидания при известном среднеквадратическом отклонении;

$F(z)$ – функция Лапласа.

Значение доверительного интервала θ при распределении Стьюдента определялось по формуле:

$$\theta = \frac{t_{\alpha} \tilde{\sigma}_{k_{\Sigma}}}{n^{0,5}}, \quad (3.7)$$

где t_{α} – величина распределения Стьюдента.

При проведении оценки погрешностей [1, 15, 147] (количество опытов $n=54$; коэффициент $k_n=1,0051$; доверительная вероятность для математического ожидания при известном среднеквадратическом отклонении $\alpha=0,95$; величина, определяемая по таблице распределения Стьюдента, $t_{\alpha}=2,021$) значение среднеквадратического отклонения расчетного k_{Σ} от экспериментально полученного составило 0,02137, верхняя и нижняя граница доверительного интервала для значения коэффициента эквивалентной шероховатости – 0,03 мм и 0,02 мм соответственно.

По формуле (3.1) для полученного коэффициента эквивалентной шероховатости определено количественное значения коэффициента относительной шероховатости $\varepsilon = 0,00026$ при $k_{\Sigma} = 0,025$ мм [112].

На основании полученного коэффициента относительной шероховатости ε формула (2.18) методом наименьших квадратов приведена к виду (2.19) для диапазона $1 \cdot 10^4 < Re < 4 \cdot 10^5$:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m} = \frac{0,16}{Re^{0,18}}, \quad (3.8)$$

при этом значения коэффициентов $A = 0,16$; $m = 0,18$ [112].

С целью валидации полученного значения коэффициента ($k_{\Sigma} = 0,025$ мм) проведены расчеты коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул [112] (таблицы 3.4–3.9 и рисунок 3.4).

Таблица 3.4 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 1640 м, $\Delta z = -14$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,019132	0,017883	-6,53	0,018774	-1,87
107300	0,019256	0,018166	-5,66	0,019019	-1,23
101186	0,019526	0,018395	-5,79	0,019220	-1,57
94461	0,019833	0,018670	-5,86	0,019462	-1,87
86818	0,020595	0,019017	-7,66	0,019769	-4,01
95989	0,019643	0,018605	-5,28	0,019405	-1,21
101492	0,019480	0,018383	-5,63	0,019209	-1,39
108829	0,019255	0,018111	-5,94	0,018972	-1,47
114943	0,018806	0,017903	-4,80	0,018791	-0,08

Таблица 3.5 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 2752 м, $\Delta z = 111$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,018663	0,017883	-4,18	0,018774	0,60
107300	0,018985	0,018166	-4,31	0,019019	0,18
101186	0,018875	0,018395	-2,54	0,019220	1,83
94461	0,019765	0,018670	-5,54	0,019462	-1,53
86818	0,020341	0,019017	-6,51	0,019769	-2,81
95989	0,019101	0,018605	-2,60	0,019405	1,59
101492	0,018881	0,018383	-2,64	0,019209	1,74
108829	0,018941	0,018111	-4,38	0,018972	0,16
114943	0,018862	0,017903	-5,08	0,018791	-0,37

Таблица 3.6 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 8278 м, $\Delta z = -13$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,018829	0,017883	-5,03	0,018774	-0,30
107300	0,019002	0,018166	-4,40	0,019019	0,09
101186	0,019237	0,018395	-4,38	0,019220	-0,09
94461	0,019162	0,018670	-2,57	0,019462	1,57
86818	0,019503	0,019017	-2,49	0,019769	1,37
95989	0,019183	0,018605	-3,01	0,019405	1,15
101492	0,018972	0,018383	-3,11	0,019209	1,25
108829	0,018605	0,018111	-2,65	0,018972	1,97
114943	0,018508	0,017903	-3,27	0,018791	1,53

Таблица 3.7 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 9918 м, $\Delta z = -27$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,018790	0,017883	-4,83	0,018774	-0,08
107300	0,019095	0,018166	-4,87	0,019019	-0,40
101186	0,019283	0,018395	-4,60	0,019220	-0,33
94461	0,019420	0,018670	-3,86	0,019462	0,22
86818	0,020015	0,019017	-4,99	0,019769	-1,23
95989	0,019368	0,018605	-3,94	0,019405	0,19
101492	0,019167	0,018383	-4,09	0,019209	0,22
108829	0,018854	0,018111	-3,94	0,018972	0,63
114943	0,018468	0,017903	-3,06	0,018791	1,75

Таблица 3.8 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 11030 м, $\Delta z = 98$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,018668	0,017883	-4,21	0,018774	0,57
107300	0,018758	0,018166	-3,16	0,019019	1,40
101186	0,019345	0,018395	-4,91	0,019220	-0,65
94461	0,019445	0,018670	-3,99	0,019462	0,08
86818	0,019535	0,019017	-2,66	0,019769	1,20
95989	0,019295	0,018605	-3,57	0,019405	0,57
101492	0,018902	0,018383	-2,75	0,019209	1,63
108829	0,018684	0,018111	-3,07	0,018972	1,54
114943	0,018453	0,017903	-2,98	0,018791	1,83

Таблица 3.9 – Результаты расчетов коэффициента гидравлического сопротивления с использованием существующей (2.20) и предлагаемой (3.8) формул (участок 12670 м, $\Delta z = 84$ м)

Re	λ	λ по формуле (1)	Относительное отклонение, %	λ по формуле (13)	Относительное отклонение, %
115554	0,018762	0,017883	-4,69	0,018774	0,06
107300	0,01918	0,018166	-5,29	0,019019	-0,84
101186	0,019194	0,018395	-4,16	0,019220	0,13
94461	0,019604	0,018670	-4,76	0,019462	-0,72
86818	0,019771	0,019017	-3,82	0,019769	-0,01
95989	0,019110	0,018605	-2,64	0,019405	1,54
101492	0,019079	0,018383	-3,65	0,019209	0,69
108829	0,018873	0,018111	-4,04	0,018972	0,52
114943	0,018553	0,017903	-3,51	0,018791	1,28

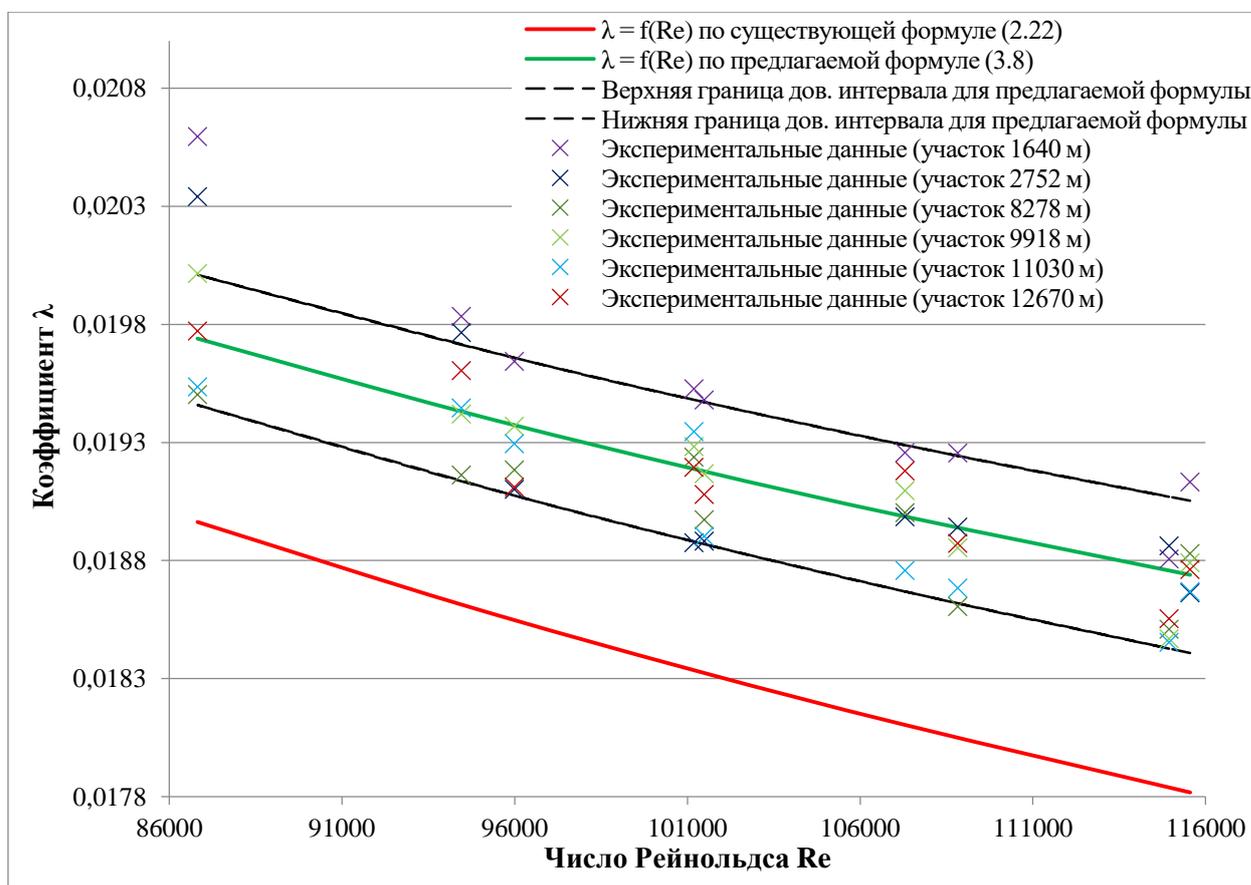


Рисунок 3.4 – Сравнение экспериментальных данных с расчетными зависимостями $\lambda = f(Re)$

Сравнительный анализ экспериментальных данных с расчетными зависимостями показал, что предложенная формула (3.8) имеет меньшее относительное отклонение, чем формула (2.22) с ранее предложенным

коэффициентом относительной шероховатости. Следовательно, формула (3.8) может быть рекомендована к использованию для расчетов коэффициента гидравлического сопротивления МСРТ с раструбным соединением [112].

Относительно большой разброс значений экспериментальных данных для отдельных участков предположительно обусловлен дополнительными потерями давления на местные сопротивления в конце трубопровода, а также возмущениями потока в точке измерения давления (2752 м), расположенной вблизи угольников, изменяющих направление линии трубопровода. Представляется целесообразным проведение дальнейших исследований с целью определения значений коэффициентов местных сопротивлений различного трубопроводного оборудования и арматуры МСРТ.

Таким образом, при проведении экспериментальных исследований по определению гидравлических сопротивлений МСРТ с раструбным соединением установлены значения феноменологических коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в обобщенной формуле Лейбензона Л.С. [112], позволившие скорректировать формулу расчета коэффициента гидравлического сопротивления для МСРТ с раструбным соединением для более точного определения гидравлических уклонов и сопротивления участков трубопровода (формула (3.8)).

3.2. Определение местоположения и расхода утечек при повреждении мобильных сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением

Экспериментальные исследования проводились на трубопроводах МСРТ $DN 150$ при перекачке воды (условного НП) и МСРТ $DN 100$ при перекачке топлива ТС-1. В ходе проведения исследований на МСРТ $DN 150$ при перекачке воды (условного НП) приняты следующие исходные данные:

- протяженность испытательного участка $L_1 = 7950$ м;
- тип насосной установки: ПНУ-100/200К;

- фактическая координата имитации утечек: точка № 1 – 3198 м от НС, точка № 2 – 3778 м от НС, точка № 3 – 4288 м от НС;

- характеристика повреждений: точка № 1 – два последовательно смонтированные вставки $152 \times 3,2 \times 450$ мм с шаровыми кранами $DN 8$ (рисунок 3.5); точка № 2 – задвижка стальная $DN 100$ (открытие задвижки на 3, 4, 5 оборотов маховика) (рисунок 3.6); точка № 3 – вставка $152 \times 3,2 \times 450$ мм с шаровым краном $DN 8$ (рисунок 3.7);

- координата установки средств измерения давления и их тип: место установки № 1 – 0 м (на НС) (манометр $0 \div 6$ МПа, класс точности 2,5, манометр МВТИ $0 \div 6$ МПа, класс точности 0,4); место установки № 2 – 1608 м от НС (манометр МВТИ $0 \div 2,5$ МПа, класс точности 0,4); место установки № 3 – 5918 м от НС (манометр МВТИ $0 \div 2,5$ МПа, класс точности 0,4); место установки № 4 – 7878 м от НС (мановакуумметр МВТИ $-0,1 \div 2,4$ МПа, класс точности 0,4);

- характеристика средства измерения производительности перекачки по трубопроводу: расходомер ультразвуковой портативный времяимпульсный тип Pater Approval Certificate of Measuring Instruments, погрешность измерения не более $\pm 1,5$ %.



Рисунок 3.5 – Имитация утечек НП (точка № 1)



Рисунок 3.6 – Имитация утечек НП (точка № 2)



Рисунок 3.7 – Имитация утечек НП (точка № 3)

После вывода НС на рабочий режим перекачки последовательно имитировались утечки на точках №№ 1–3. Давление на выходе из НС варьировалось принудительным изменением частоты вращения вала двигателя в диапазоне $1,0 \div 1,6$ МПа ($10 \div 16$ кгс/см²) с шагом $0,1 \div 0,2$ МПа ($1 \div 2$ кгс/см²).

Экспериментальные данные, полученные при проведении исследований по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности на трубопроводе МСРТ DN 150, представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Экспериментальные данные, полученные при проведении исследований при перекачке условного НП

№ опыта	№ измерения	Тип утечки	Показания НС		Давление 1608 м, P_{1608} , кгс/см ²	Давление 5918 м, P_{5918} , кгс/см ²	Давление 7878 м, P_{7878} , кгс/см ²
			$P_{вх}$, кгс/см ²	$P_{вых}$, кгс/см ²			
Место имитации утечки НП № 1 (3198 м от НС)							
1	1	Открыт один шаровый кран DN 8	5,0	15,5	13,5	10,0	7,8
	2		5,0	15,5	13,4	10,1	7,8
	3		5,0	15,4	13,6	9,9	7,9
	4		5,0	15,6	13,5	10,0	7,9
	5		5,0	15,5	13,4	10,0	7,7
2	1	Открыто два шаровых крана DN 8	5,0	14,0	12,0	8,9	7,3
	2		5,0	14,1	12,0	9,0	7,3
	3		5,0	14,0	12,1	8,9	7,2
	4		5,0	14,0	12,1	8,9	7,2
	5		5,0	14,0	12,0	9,0	7,3
Место имитации утечки НП № 2 (3778 м от НС)							
3	1	Задвижка DN 100 3 оборота маховика	5,0	13,0	11,0	7,5	6,6
	2		5,0	12,9	11,0	7,6	6,5
	3		5,0	12,9	11,1	7,5	6,6
	4		5,0	13,1	11,0	7,6	6,6
	5		5,0	13,0	11,0	7,5	6,5
4	1	Задвижка DN 100 4 оборота маховика	5,0	11,0	8,2	4,0	3,5
	2		5,0	10,9	8,3	4,0	3,5
	3		5,0	11,0	8,3	4,1	3,4
	4		5,0	11,1	8,2	4,0	3,4
	5		5,0	11,0	8,2	4,1	3,5
5	1	Задвижка DN 100 5 оборотов маховика	5,0	10,0	7,0	2,8	2,6
	2		5,0	10,0	7,0	2,8	2,6
	3		5,0	10,1	7,0	2,8	2,6
	4		5,0	10,1	7,1	2,7	2,5
	5		5,0	10,1	7,7	2,8	2,6
Место имитации утечки НП № 3 (4288 м от НС)							
6	1	Открыт шаровый кран DN 8	5,0	15,0	13,0	8,7	7,8
	2		5,0	15,0	13,1	8,7	7,8
	3		5,0	15,1	13,0	8,8	7,7
	4		5,0	15,0	13,0	8,7	7,8
	5		5,0	14,9	13,0	8,6	7,8

В ходе проведения исследований на трубопроводе МСРТ DN 100 при перекачке топлива ТС-1 приняты следующие исходные данные:

- протяженность испытательного участка L_2 – 11030 м;
- тип насосной установки: ПНУ-75;
- фактическая координата имитируемых утечек: 1078 м от НС;

- характеристика имитируемых повреждений – задвижка стальная DN 100 (открытие задвижки на 0,5, 0,75, 1, 1,25 оборотов маховика) (рисунок 3.8);

- координата установки средств измерения давления и их тип: место установки № 1 – 0 м (на НС) (манометр (0÷6) МПа, класс точности 2,5, манометр МВТИ (0÷6) МПа, класс точности 0,4); место установки № 2 – 1078 м от НС (манометр МВТИ (0÷2,5) МПа, класс точности 0,4); место установки № 3 – 2752 м от НС (манометр МВТИ (0÷2,5) МПа, класс точности 0,4); место установки № 4 – 11030 м от НС (мановакуумметр МВТИ (-0,1÷2,4) МПа, класс точности 0,4);

- характеристика средства измерения производительности перекачки по трубопроводу: счетчик жидкости СЖ-ППВ-100-1,6 (рисунок 3.9), погрешность измерения не более $\pm 0,25$ %.



Рисунок 3.8 – Технологический узел имитации утечек НП



Рисунок 3.9 – Счетчик жидкости СЖ-ППВ-100-1,6

В целях недопущения потерь и разлива НП при проведении серии экспериментов в месте имитации повреждений дополнительного было оборудовано устройство для слива топлива в автомобильный транспорт, состоящее из трубопроводного оборудования МСРТ $DN 100$ (рисунок 3.10).



Рисунок 3.10 – Устройство для слива НП в автомобильный транспорт

Давление на выходе из насосной установки варьировалось принудительным изменением частоты вращения вала двигателя в диапазоне $1,0 \div 2,6$ МПа ($10 \div 26$ кгс/см²) с шагом $0,1 \div 0,2$ МПа ($1 \div 2$ кгс/см²).

Экспериментальные данные, полученные при проведении исследований по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при перекачке топлива ТС-1 по трубопроводу МСРТ DN 100, представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Экспериментальные данные, полученные при проведении исследований при перекачке топлива ТС-1

№ опыта	№ измерения	Тип повреждения	Показания ПНУ		Давление в точке измерения, кгс/см ²		
			$P_{вх}$, кгс/см ²	$P_{вых}$, кгс/см ²	1078 м	2752 м	7878 м
1	1	Задвижка DN 100 0,5 оборота маховика	2,3	23,6	20,6	11,7	1,7
	2		2,3	23,5	20,5	11,5	1,9
	3		2,2	23,5	20,6	11,8	1,8
	4		2,4	23,7	20,7	11,7	1,8
	5		2,3	23,6	20,6	11,6	1,7
2	1	Задвижка DN 100 0,75 оборота маховика	0,8	20,8	15,5	7,2	1,3
	2		1,0	21,0	15,6	7,4	1,5
	3		0,8	20,9	15,6	7,3	1,5
	4		0,9	21,1	15,4	7,2	1,4
	5		0,8	20,8	15,5	7,3	1,3
3	1	Задвижка DN 100 1 оборот маховика			10,5	3,1	1,1
	2		0,1	15,6	10,7	3,1	1,1
	3		0,1	15,6	10,5	3,2	1,3
	4		0,1	15,5	10,6	3,1	1,2
	5		0,1	15,5	10,6	3,1	1,1
4	1	Задвижка DN 100 1,25 оборота маховика	0,1	12,5	7,4	2,0	1,0
	2		0,1	12,6	7,3	1,9	1,0
	3		0,1	12,5	7,2	2,1	1,0
	4		0,1	12,7	7,5	2,0	1,0
	5		0,1	12,8	7,3	1,9	1,0

Итоговые расчеты на основании экспериментальных данных, полученных при перекачке условного НП по трубопроводу МСРТ DN 150, проводились с использованием существующих значений коэффициентов A и m (из формулы (2.22), характеризующие коэффициент гидравлического сопротивления. Результаты обработки представлены в таблице 3.12 и рисунках 3.11–3.16.

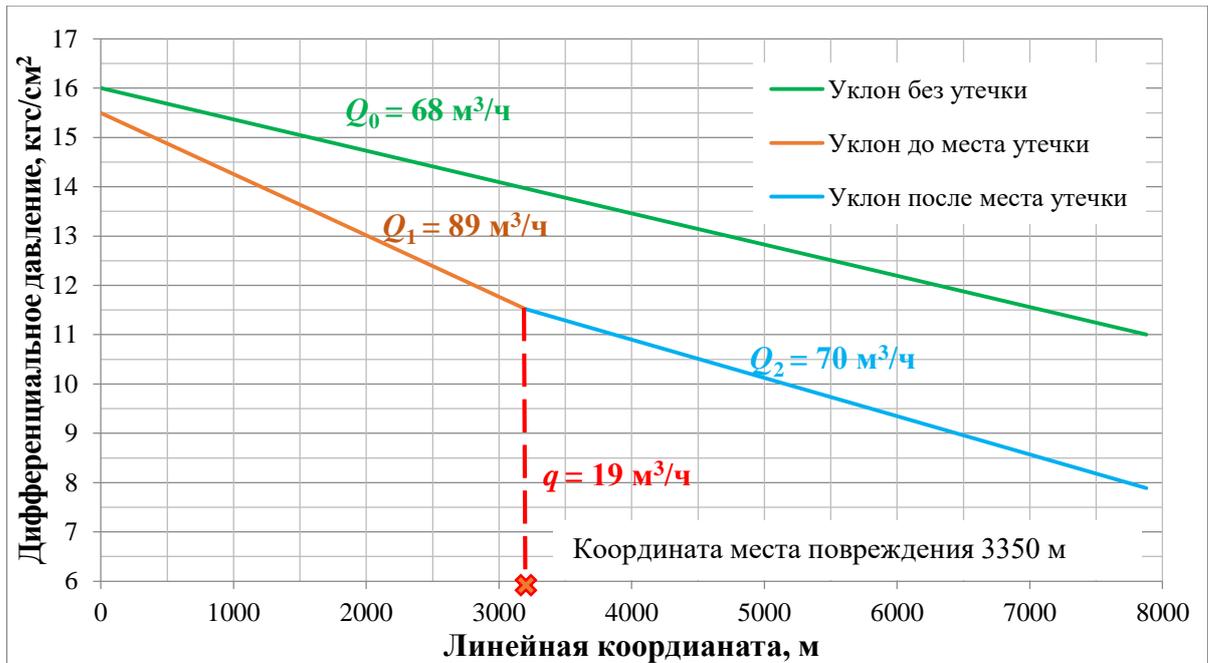


Рисунок 3.11 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации повреждения DN 8 на МСРТ DN 150

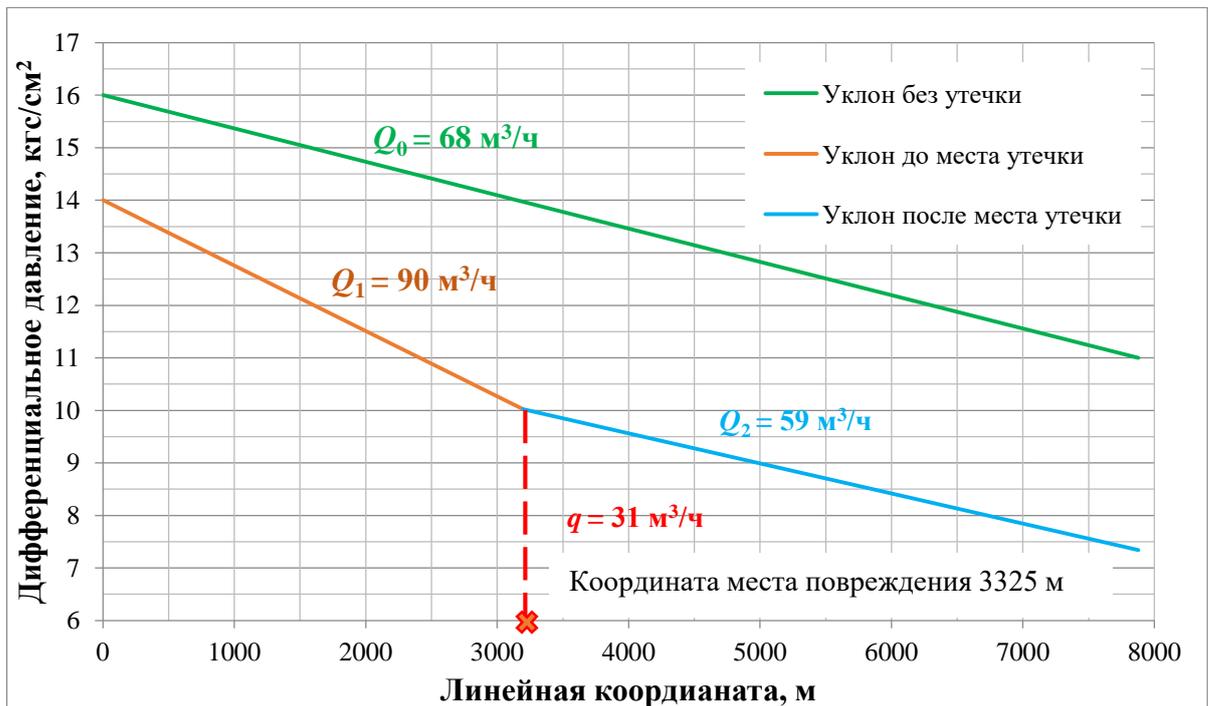


Рисунок 3.12 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации двух повреждений DN 8 на МСРТ DN 150

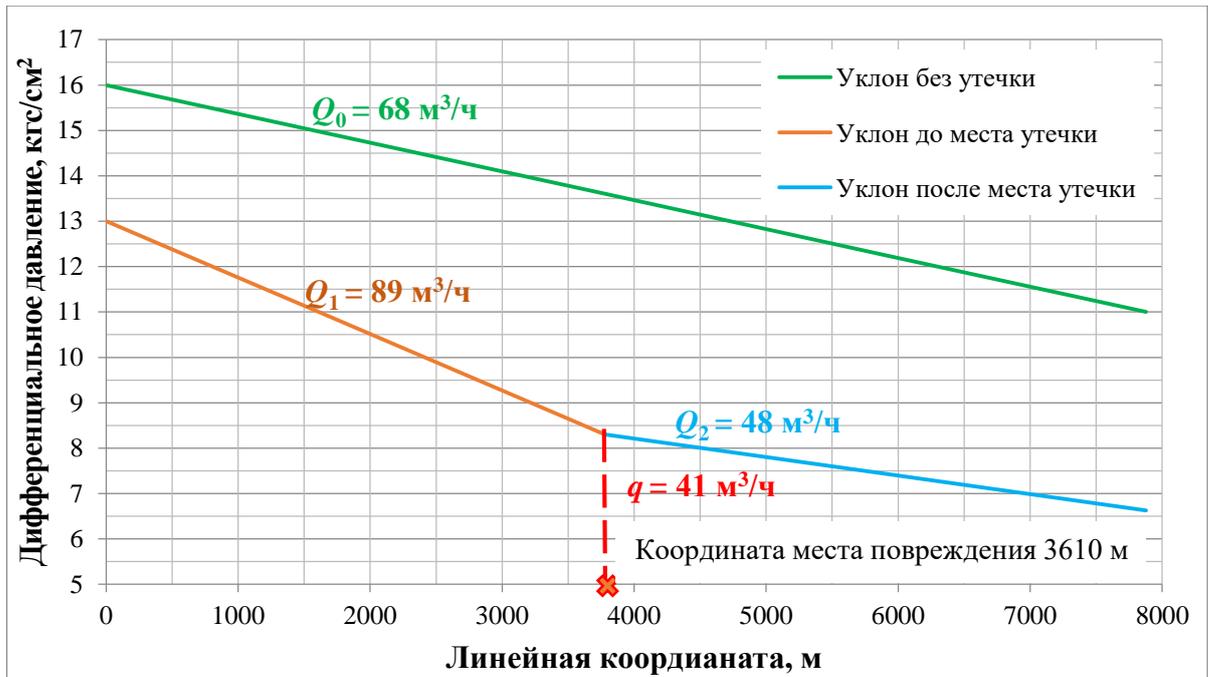


Рисунок 3.13 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации повреждения в три оборота маховика задвижки $DN 100$ на МСРТ $DN 150$

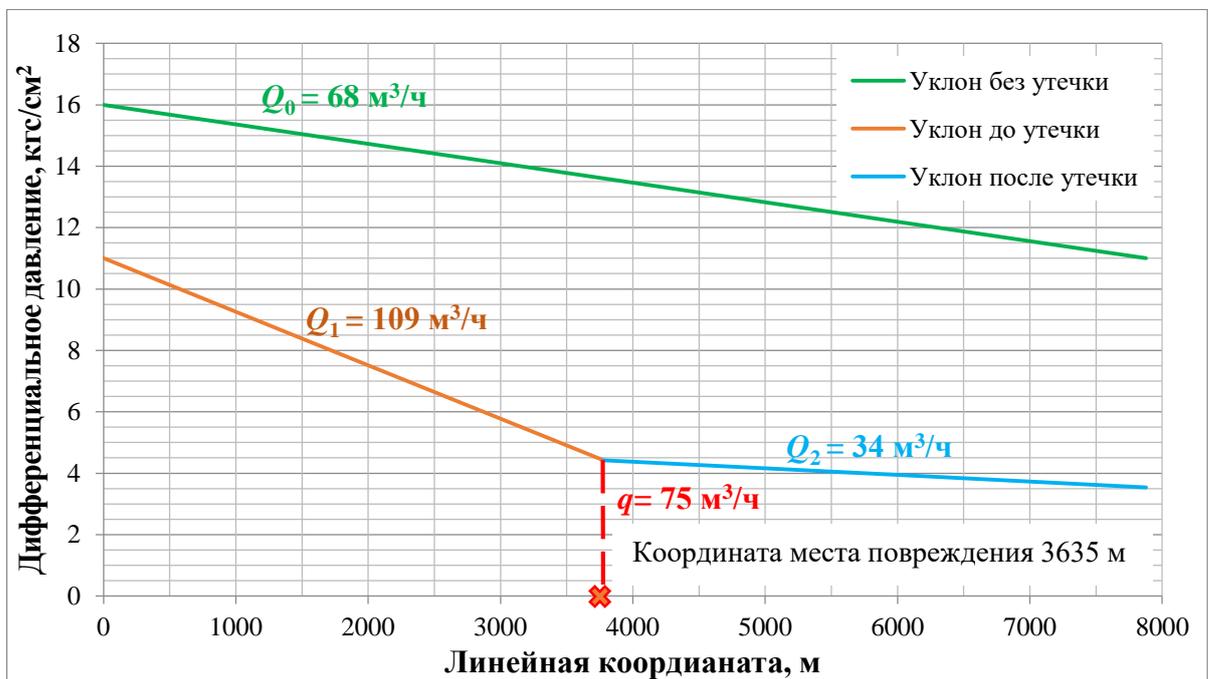


Рисунок 3.14 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации повреждения в четыре оборота маховика задвижки $DN 100$ на МСРТ $DN 150$

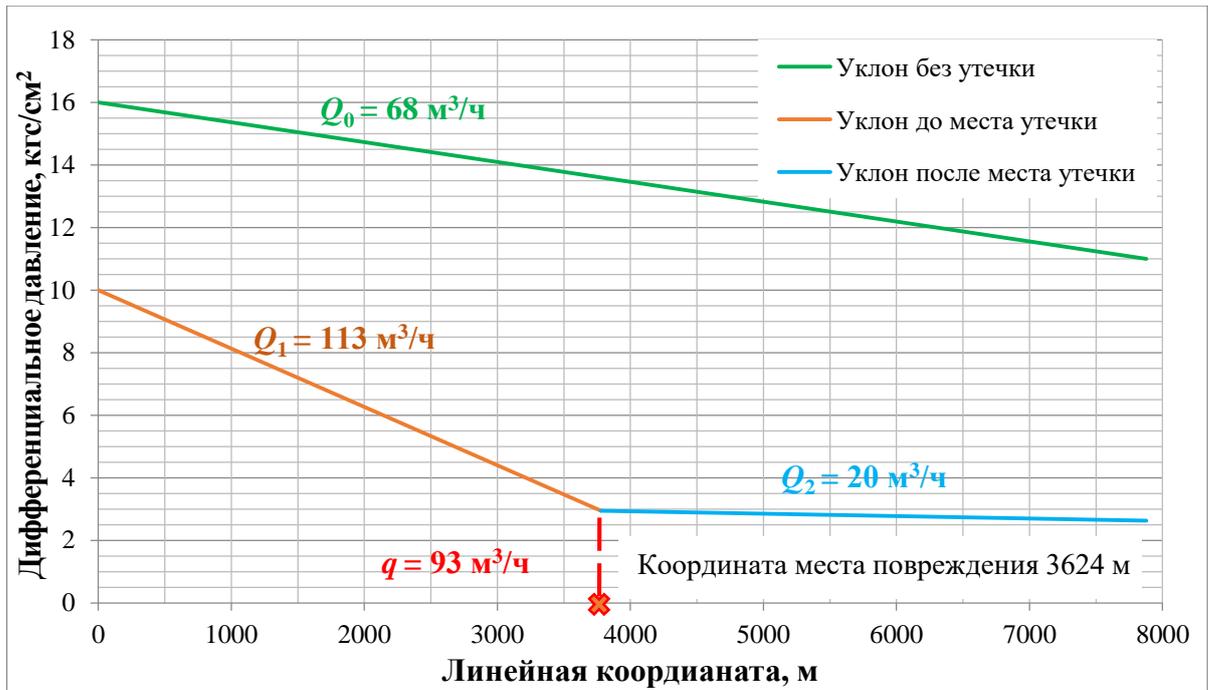


Рисунок 3.15 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации повреждения в пять оборотов маховика задвижки DN 100 на МСРТ DN 150

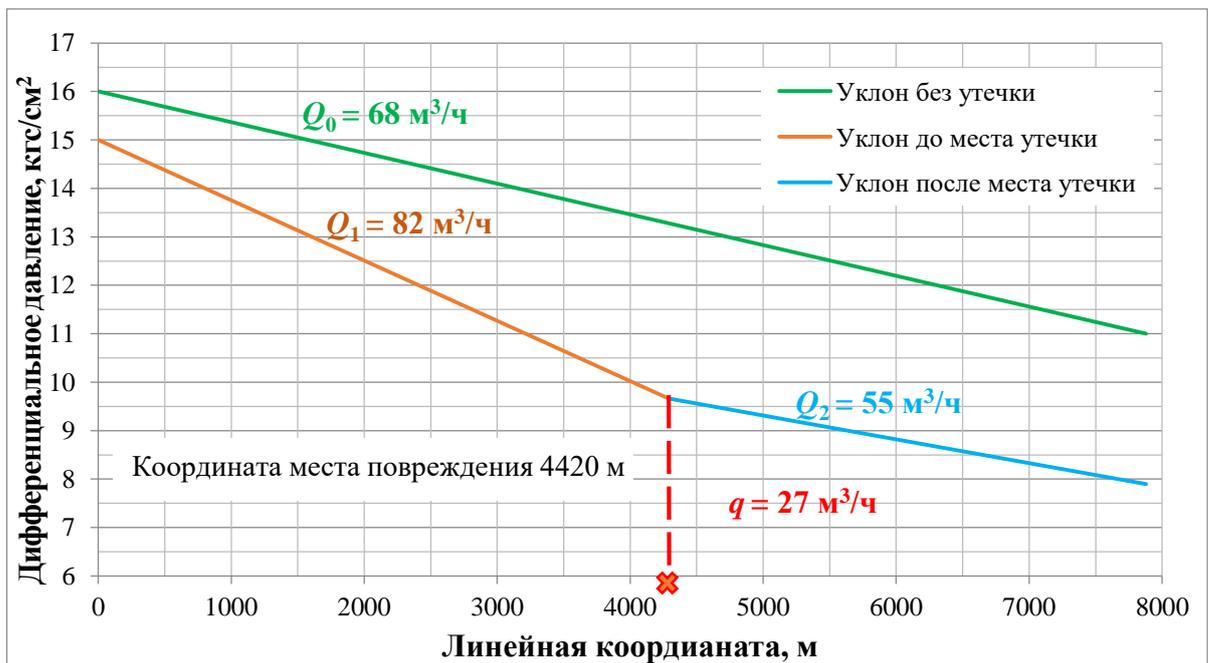


Рисунок 3.16 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности при имитации повреждения DN 8 на МСРТ DN 150

Таблица 3.12 – Результаты обработки экспериментальных данных, полученных при перекачке условного НП по трубопроводу МСРТ DN 150

№ опыта	№ измерения	Тип повреждения	Расход до утечки, $Q_1, \text{м}^3/\text{ч}$	Расход после утечки, $Q_2, \text{м}^3/\text{ч}$	Расход утечки, $q, \text{м}^3/\text{ч}$	Расчетная координата, $x, \text{м}$	Отклонение, $\Delta, \text{м}$
Место имитации утечек НП № 1 (3198 м от НС, номинальный расход $Q_0=68 \text{ м}^3/\text{ч}$)							
1	1	Открыт один шаровый кран DN 8	89	70	19	3350	152
	2		90	70	20	3357	159
	3		89	71	18	3349	151
	4		89	70	19	3350	152
	5		89	71	18	3349	151
2	1	Открыто два шаровых крана DN 8	90	59	31	3325	127
	2		91	60	31	3325	127
	3		90	60	30	3330	132
	4		92	60	32	3335	137
	5		90	61	29	3340	142
Место имитации утечек НП № 2 (3778 м от НС, номинальный расход $Q_0=68 \text{ м}^3/\text{ч}$)							
3	1	Задвижка DN 100 3 оборота маховика	89	48	41	3610	168
	2		92	47	45	3596	182
	3		90	48	42	3592	186
	4		89	47	42	3594	184
	5		89	49	40	3591	187
4	1	Задвижка DN 100 4 оборота маховика	109	34	75	3635	143
	2		105	32	73	3674	104
	3		108	33	75	3701	77
	4		107	34	73	3693	85
	5		108	33	75	3699	79
5	1	Задвижка DN 100 5 оборота маховика	113	20	93	3624	154
	2		115	20	95	3615	163
	3		111	21	90	3598	180
	4		113	21	92	3632	146
	5		114	20	94	3652	126
Место имитации утечек НП № 3 (4288 м от НС, номинальный расход $Q_0=68 \text{ м}^3/\text{ч}$)							
6	1	Открыт шаровый кран DN 8	82	55	27	4420	132
	2		85	56	29	4389	101
	3		83	54	29	4435	147
	4		82	55	27	4420	132
	5		84	56	28	4402	114

Анализ данных, полученных при перекачке воды (условного НП) по трубопроводу МСРТ DN 150 показала, что отклонение фактического места утечки от расчетного составило $(77 \div 187)$ м при использовании существующих значений коэффициентов A и m (из формулы (2.24), характеризующие коэффициент гидравлического сопротивления, что технологически приемлемо, исходя из реальных условий использования МСРТ по назначению.

Обработка опытных данных, полученных при перекачке топлива ТС-1 по трубопроводу МСРТ DN 100, проводилась с использованием экспериментально полученных коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в уравнении

степенного закона гидравлического сопротивления. Результаты обработки представлены в таблице 3.13 и рисунке 3.17.

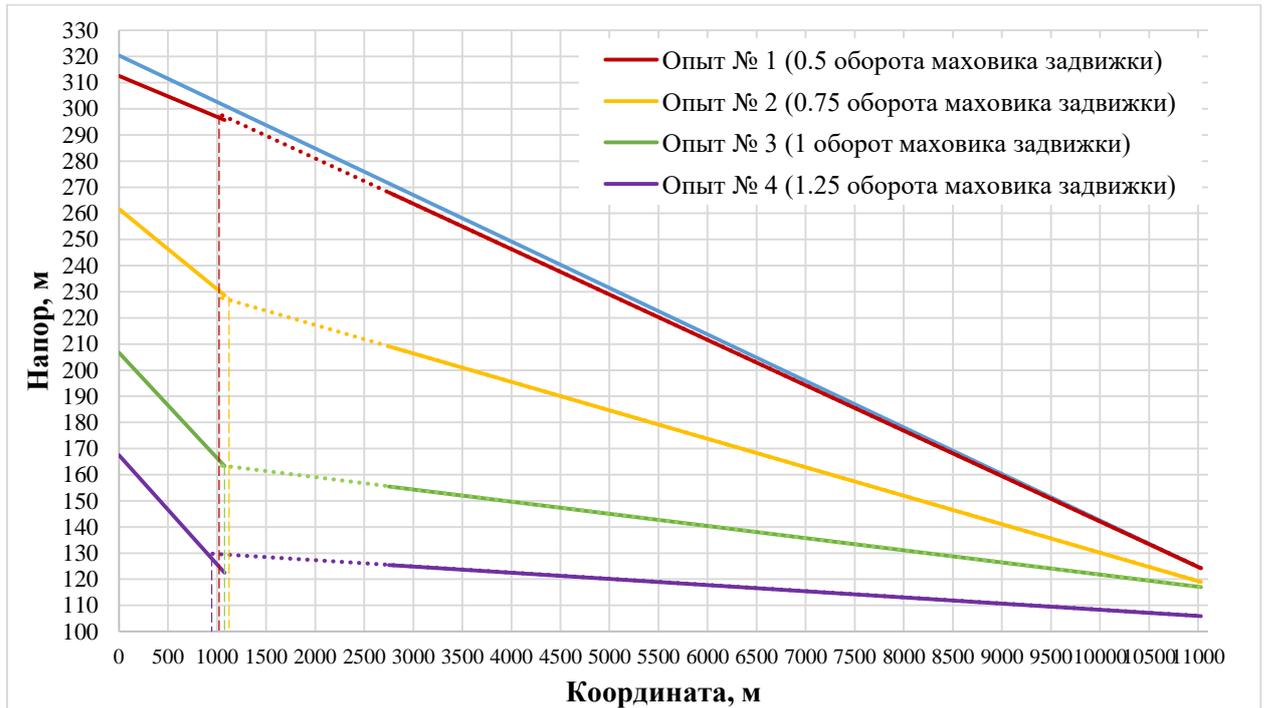


Рисунок 3.17 – Результат обработки экспериментальных данных по определению количественных показателей утечек НП и мест нарушения герметичности на МСРТ DN 100

Таблица 3.13 – Результаты обработки экспериментальных данных, полученных при перекачке авиационного керосина по трубопроводу МСРТ DN 100

№ опыта	№ измерения	Тип повреждения	Расход до утечки, Q_1 , м ³ /ч	Расход после утечки, Q_2 , м ³ /ч	Расход утечки, q , м ³ /ч	Расчетная координата, x , м	Отклонение Δ , м
1	1	Задвижка DN 100 0,5 оборота маховика	34,6	32,7	1,9	1082	4
	2		35,2	33,0	2,2	1081	3
	3		34,4	32,5	1,9	1083	5
	4		35,0	33,1	1,9	1085	7
	5		34,6	32,6	2,0	1084	6
2	1	Задвижка DN 100 0,75 оборота маховика	47,3	26,8	20,5	1084	6
	2		47,4	26,7	20,7	1090	12
	3		48,0	26,9	21,1	1083	5
	4		48,1	26,6	21,5	1091	13
	5		47,2	26,8	20,4	1086	8
3	1	Задвижка DN 100 1 оборот маховика	55,1	16,8	38,3	1100	22
	2		55,0	16,9	38,5	1098	20
	3		55,2	16,7	38,1	1101	23
	4		54,9	16,8	38,2	1095	17
	5		54,9	16,8	38,1	1096	18
4	1	Задвижка DN 100 1,25 оборота маховика	55,6	11,6	44,0	1077	1
	2		55,6	11,6	44,0	1079	1
	3		55,4	11,5	43,9	1081	3
	4		55,5	11,4	44,1	1075	3
	5		55,6	11,6	44,0	1076	2

Обработка экспериментальных данных, полученных при перекачке топлива ТС-1 по трубопроводу МСРТ DN 100, показала, что отклонение фактического места утечки от расчетного составило $(1 \div 22)$ м при использовании экспериментально полученных значений коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в обобщенной формуле Лейбензона Л.С в уравнении степенного закона гидравлического сопротивления.

С использованием полученных данных установлены граничные значения критерия нарушения герметичности, позволяющие оперативно оценить объемы потерь НП в зависимости от эквивалентной площади повреждений. Количественной характеристикой критерия является следующая зависимость:

$$K_{\text{НР}} = \frac{i_2}{i_1} = \frac{l_2}{l_1} \cdot \left(\frac{P_y - P_{\text{вх}_2}}{P_{\text{вх}_1} - P_y} \right) = \frac{Q_2^{1,82}}{Q_1^{1,82}}. \quad (3.9)$$

Значение критерия нарушения герметичности $K_{\text{НР}}$ $[0;1]$ может варьироваться от 0 (полный разрыв трубопровода – НП не поступает на конечный пункт трубопровода) до 1 (номинальный (рабочий) режим работы трубопровода). В качестве условной границы в значениях потерь при несущественном (неисправность) и существенном (авария) повреждениях принято отношение расходов в начале и конце контролируемого участка МСРТ, составляющее не более 10%. Принимая во внимание, что для определения значения $K_{\text{НР}}$ отношение расходов возводятся в степень 1,82, $K_{\text{НР}}$ при повреждении несущественном (неисправности) должен составлять $(0,8;1)$, а при повреждении существенном (аварии) – $(0;0,8]$. Границы критерия нарушения герметичности представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Границы критерия нарушения герметичности

Критерий нарушения герметичности ($K_{\text{НР}}$)		
Относительные показания давления и расхода	$K_{\text{НР}} = 1$	Номинальный (рабочий) режим трубопровода
	$0,8 < K_{\text{НР}} < 1$;	Повреждение несущественное (неисправность)
	$0 < K_{\text{НР}} \leq 0,8$;	Повреждение существенное (авария)
	$K_{\text{НР}} = 0$	Полный разрыв трубопровода

Выводы по главе 3

1. Экспериментально определены значения феноменологических коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$) в обобщенной формуле Лейбензона Л.С в уравнении степенного закона гидравлического сопротивления, существенно влияющие на точность определения координаты утечки и позволяющие корректно оценивать гидравлические уклоны и сопротивления участков МСРТ с раструбным соединением.

2. Обоснован критерий нарушения герметичности МСРТ для различных значений утечек НП и установлены его граничные значения, характеризующие расход утечки и эквивалентную площадь повреждения трубопровода (номинальный (рабочий) режим работы трубопровода – $K_{НР}=1$; незначительное повреждение, неисправность – $0,8 < K_{НР} < 1$; существенное повреждение, авария – $0 < K_{НР} \leq 0,8$; полный разрыв трубопровода – $K_{НР}=0$).

3. Апробирована математическая модель гидравлического состояния МСРТ с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности линейной части и аналитическая зависимость для определения местоположения утечки НП. Отклонение расчетного местоположения утечки от фактического составило (1÷22) м при проведении экспериментов на реально действующем мобильном трубопроводе с раструбным соединением при перекачке авиакеросина.

4. Установлено в результате экспериментальных исследований, что точность определения координаты утечки зависит от безразмерных коэффициентов в степенном законе гидравлического сопротивления. Полученные значения коэффициентов A и m позволяют корректно рассчитывать гидравлические уклоны и сопротивления участков МСРТ с раструбным соединением.

Глава 4. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ОСНОВНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОБИЛЬНЫХ СБОРНО- РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Апробация узла дистанционного контроля параметров транспортирования нефтепродуктов по мобильным сборно-разборным трубопроводам

Узел дистанционного контроля параметров транспортирования НП (УДК ПТН) [84, 96] предназначен для обеспечения контроля количества перекачанных НП по МСРТ. Исследования по апробации оборудования экспериментального образца УДК ПТН проводились в реальных условиях использования по назначению трубопровода МСРТ *DN* 150 при перекачке дизельного топлива ДТ-Л сорт С. В рамках исследований апробированы контрольно-измерительные приборы и вторичная аппаратура УДК ПТН и узла дистанционного контроля режимов работы НС (УДК РРНС). (рисунок 4.1).

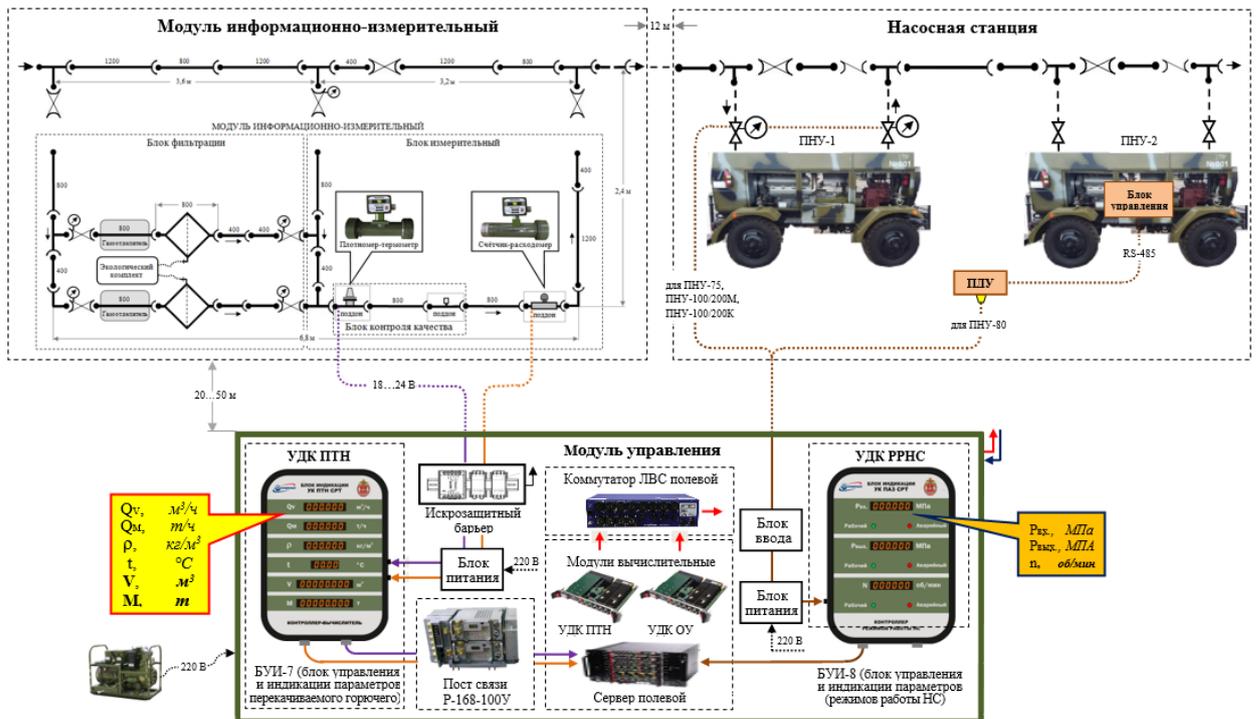


Рисунок 4.1 – Варианты использования УДК ПТН и УДК РРНС на МСРТ

Технологическое оборудование УДК ПТН включает применяемые в составе измерительной линии фильтры-газоотделители ФЖУ-100-2,5 для удаления воздуха (паров НП) из потока НП и защиты чувствительных элементов счетчика жидкости и автоматического поточного плотномера-термометра от механических повреждений.

На измерительной линии были установлены последовательно по направлению потока жидкости фильтр-газоотделитель ФЖУ-100-2,5; счетчик жидкости СЖ-ППТ-100-2,5 и автоматический поточный плотномер-термометр ПЛОТ-3Б-2 (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 – Измерительная линия УДК ПТН

Характеристики счетчика жидкости СЖ-ППТ-100-2,5:

- номинальный диаметр – 100 мм;
- предел допускаемой относительной погрешности – $\pm 0,25$ %;
- рабочее давление – 2,5 МПа (25,0 кгс/см²);
- испытательное давление – 3,5 МПа (35,0 кгс/см²);
- диапазон расходов – от 15 до 180 м³/ч;
- диапазон рабочих температур – от минус 40 °С до 50 °С.

Характеристики поточного плотномера-термометра ПЛОТ-3Б-2:

- диапазон измерения плотности – от 630 до 1010 кг/см³;
- рабочее давление – 2,5 МПа (25,0 кгс/см²);

- испытательное давление – 3,5 МПа (35,0 кгс/см²);
- пределы допускаемой абсолютной (относительной) погрешности измерения плотности при температуре жидкости и окружающей среды: от минус 20 °С до 50 °С – $\pm 0,5$ кг/см³ (0,05 %); от минус 40 °С до минус 20 °С и от 50 °С до 85 °С – $\pm 1,0$ кг/м³ (0,1 %);
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры – $\pm 0,5$ °С;
- диапазон рабочих температур – от минус 40 °С до 85 °С.

Характеристики фильтра-газоотделителя ФЖУ-100-2,5:

- номинальный диаметр – 100 мм;
- рабочее давление – 2,5 МПа (25,0 кгс/см²);
- испытательное давление – 3,5 МПа (35,0 кгс/см²);
- пропускная способность при вязкости НП от 0,55 до 6,0 мм²/с – 120 м³/ч, при вязкости НП от 6 до 60 мм²/с – 80 м³/ч;
- номинальная тонкость фильтрации – 100 мкм;
- диапазон рабочих температур – от минус 50 °С до 50 °С;
- масса – не более 50 кг.

В ходе проведения исследований выполнен анализ технических и метрологических характеристик автоматического поточного плотномера-термометра ПЛОТ-3Б-2 при измерении плотности и температуры НП и сравнении показаний с результатами ручных измерений. Определение плотности и температуры в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51069 для перекачиваемого дизельного топлива ЕВРО марки ДТ-Л сорт С по ГОСТ 32511 проводилось с использованием нефтенсиметров типа АНТ-1.

По результатам проведенных исследований установлено, что счетчик жидкости СЖ-ППТ-100-2,5 и автоматический поточный плотномер-термометр ПЛОТ-3Б-2 обеспечивают непрерывную стабильную работу, выполнение измерений параметров и передачу информации по кабельной линии.

На блоке индикации контроллера-вычислителя УДК ПТН отображаются (рисунок 4.3) следующие показатели НП: объемный расход (Q_V , м³/ч), массовый расход (Q_M , т/ч), плотность (ρ , кг/м³), температура (t , °C), суммарный объем (V , м³), итоговая масса (M , т).



Рисунок 4.3 – Показатели параметров НП на блоке индикации контроллера-вычислителя УДК ПТН

При перекачке ДТ-Л сорт С по трубопроводу МСРТ *DN* 150 обеспечивался расход в пределах от 42 до 48 м³/час, составляющий менее 5 % от заявленного предприятием-изготовителем диапазона расходов турбинного счетчика СЖ-ППТ-100, что соответствует классу точности ±0,15 %. Допускаемая абсолютная (относительная) погрешность измерений плотности автоматическим поточным плотномером ПЛОТ-3Б-2 составляет ±0,5 кг/см³ (0,05 %). Учитывая, что суммарная погрешность указанных средств измерений, используемых при вычислении массы НП, составляет менее 0,25 %, можно предложить использовать комплекты УДК ПТН на начальном и конечном пунктах МСРТ для сокращения времен, затрачиваемого на определение местоположения и расхода утечек НП при нарушении герметичности трубопровода с необходимой точностью.

УДК РРНС включает: датчики измерения давления малогабаритные КОРУНД-ДИ-001М-IP68 и КОРУНД-ДИ-001М-IP16, кабельные линии связи, контроллер режимов работы НС с блоком управления и индикации параметров.

Характеристики датчика измерения давления КОРУНД-ДИ-001М-IP68:

- диапазон измеряемого давления – от 0 до 6,0 МПа (от 0 до 60 кгс/см²);
- допускаемая основная погрешность от диапазона – 0,5 %;
- диапазон рабочих температур окружающей среды – от минус 40 °С до 80 °С;
- напряжение питания – 24 В.

Характеристики датчика измерения давления КОРУНД-ДИ-001М-IP16:

- диапазон измеряемого давления – от 0 до 1,6 МПа (от 0 до 16 кгс/см²);
- допускаемая основная погрешность от диапазона – 0,5 %;
- диапазон рабочих температур окружающей среды – от минус 40°С до 80°С;
- напряжение питания – 24 В.

Датчики измерения давления УДК РРНС были установлены в клапанных штуцерах задвижек и заглушек МСРТ DN 150 технологической обвязки НС на линии всасывания и нагнетания (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Датчики давления УДК РРНС в технологической обвязке НС

В ходе проведения исследований установлено, что при эксплуатации УДК РРНС с использованием датчиков давления обеспечивается дистанционный контроль режимов работы НС, а также передача показаний от датчиков давления по кабельной линии на контроллер режимов работы НС. Давление в линии перед НС составляло от 0,126 до 0,468 МПа. Давление на выходе из НС составляло от 1,34 до 1,93 МПа.

На блоке индикации контроллера УДК РРНС отображались два параметра работы НС (рисунок 4.5): давление на входе ($P_{вх}$, МПа) и выходе НС ($P_{вых}$, МПа).



Рисунок 4.5 – Отображение на блоке индикации УДК РРНС значений давления на входе и выходе из НС

В результате проведенного исследования по апробации оборудования УДК ПТН установлено, что счетчик-жидкости СЖ-ППТ-100-2,5, плотномер-термометр ПЛОТ-ЗБ-2 и датчики измерения давления КОРУНД совместно с контроллерами-вычислителями могут быть использованы в качестве измерительных приборов в линии трубопровода для оценки изменения основных гидродинамических показателей режима работы НС при определении местоположения и объема утечек НП в результате нарушении герметичности МСРТ, что позволит повысить оперативность, обоснованность и качество принимаемых решений при обнаружении утечек.

4.2. Разработка программного обеспечения для оперативного мониторинга основных гидродинамических показателей мобильных сборно-разборных трубопроводов

Исходными данными для проведения расчета по определению местоположения и расхода утечки НП при нарушении герметичности МСРТ в соответствии с разработанным алгоритмическим комплексом на участке между НС являются [150]:

- протяженность контролируемого участка МСРТ, м;
- плотность НП при температуре перекачке, кг/м³;
- высотная отметка в начале контролируемого участка МСРТ, м;
- высотная отметка в конце контролируемого участка МСРТ, м;
- расход при рабочем режиме трубопровода, м³/ч;
- давление на выходе из НС в начале контролируемого участка МСРТ при нарушении герметичности, МПа;
- расход НС в начале контролируемого участка МСРТ при нарушении герметичности, м³/ч;
- давление на входе в НС в конце контролируемого участка МСРТ при нарушении герметичности, МПа;
- расход НС в конце контролируемого участка МСРТ при нарушении герметичности, м³/ч.

Алгоритм (рисунок 4.6) системы программного мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ представляется в следующих этапах.

Рассчитывается дифференциальное давление НС. При условии изменения дифференциального давления больше 3 кгс/см², то выполняется расчет по определению местоположения и расхода утечки. Определяется фактическая плотность НП в соответствие с температурой окружающей среды. Производится расчет напоров для НС в начале и конце контролируемого участка МСРТ. Рассчитываются фактические значения расхода на участках трубопровода до и после утечки. Вычисляются значения

критерия нарушения герметичности трубопровода. Рассчитывается эквивалентное значение расхода на контролируемом участке. Производятся расчеты эквивалентной площади повреждения, координаты и расхода утечки.

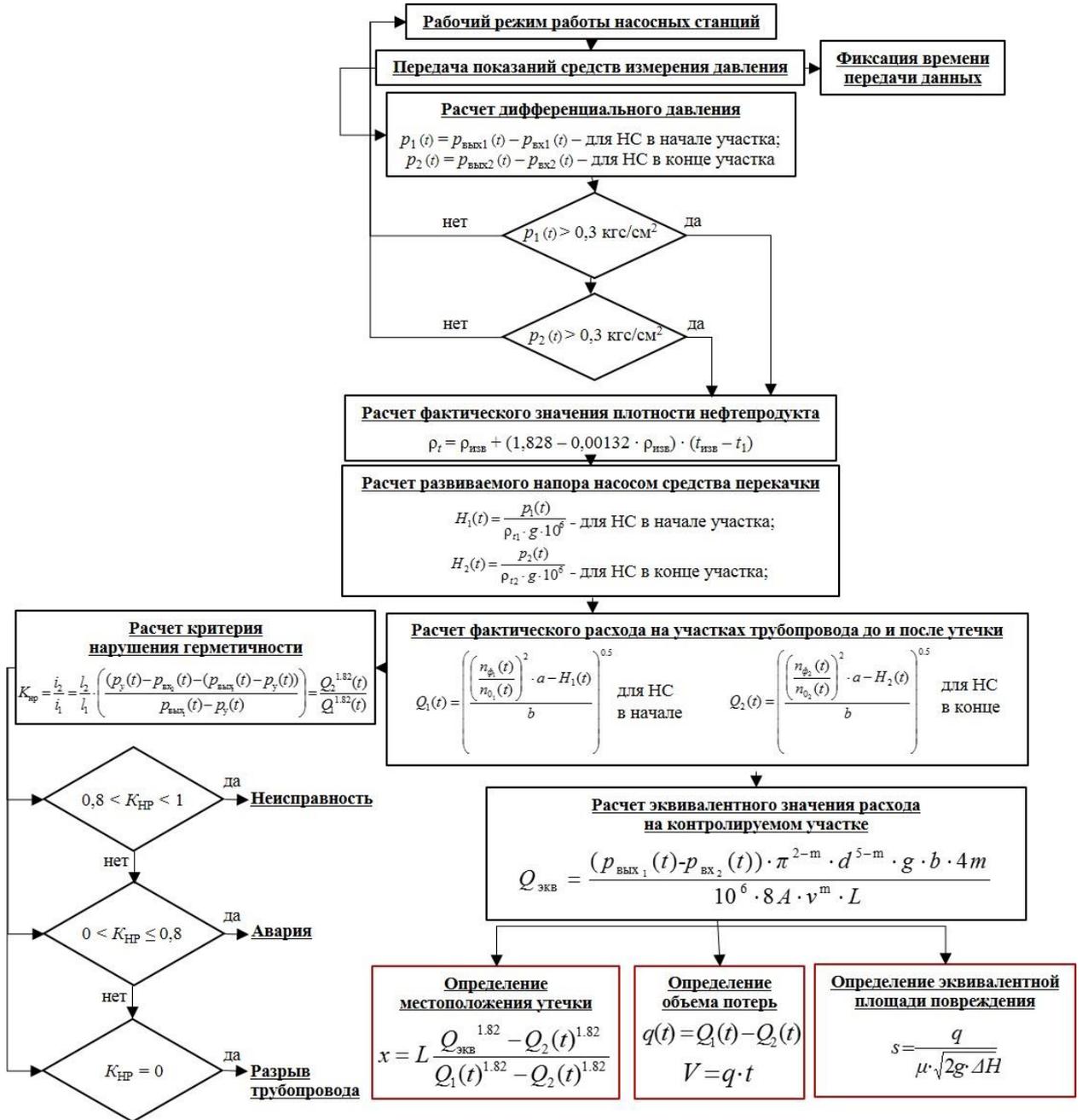


Рисунок 4.6 – Алгоритм программного комплекса определения местоположения и расхода утечек на МСРТ

Рассмотрим алгоритм определения местоположения и расхода утечек НП при нарушении герметичности МСРТ с использованием разработанных алгоритма и программного комплекса.

Общий вид экранной формы программного обеспечения представлен на рисунке 4.7 [107], в котором имеются четыре блока для внесения исходных данных, блок вывода расчетных значений местоположения и расхода утечки, диаметра и площади повреждения трубопровода и окно вывода сопутствующих расчетов.

Начало участка		Контролируемый участок			
Высота:	1,00 м	Протяженность:	1 м	Рабочий режим:	1,0 м³/ч
Производительность:	0,00 м³/ч	Тип (марка) трубы:	<Неизвестно>		Диаметр трубы:
Давление:	0,00 МПа				
Конец участка		Перекачка			
Высота:	1,00 м	Температура:	0 °C		
Производительность:	0,00 м³/ч	Продукт:	<Неизвестно>		
Давление:	0,00 МПа	Плотность:	1,00 кг/м³		
		Вязкость:	1,000 * 10(-6) м²/с		
		Коэффициент А:	1,0000		
		Коэффициент m:	1,00		
Расчёт					
Местоположение:		Интенсивность:	Диаметр:	Площадь:	
-		-	-	-	

Рисунок 4.7 – Общий вид экранной формы программного обеспечения алгоритмического комплекса мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ

Блок «Контролируемый участок»

В данный блок последовательно вводятся исходные данные о протяженности контролируемого участка МСРТ, расход при рабочем режиме трубопровода (из гидравлического расчета) тип (марка) трубопровода (рисунок 4.8). При выборе конкретного типа трубопровода значение внутреннего диаметра заполняется в автоматическом режиме. В случае если используется нестандартный трубопровод, в ячейке «Тип (марка) трубы» выбирается значение «Неизвестно», а значение внутреннего диаметра трубопровода вводится вручную.

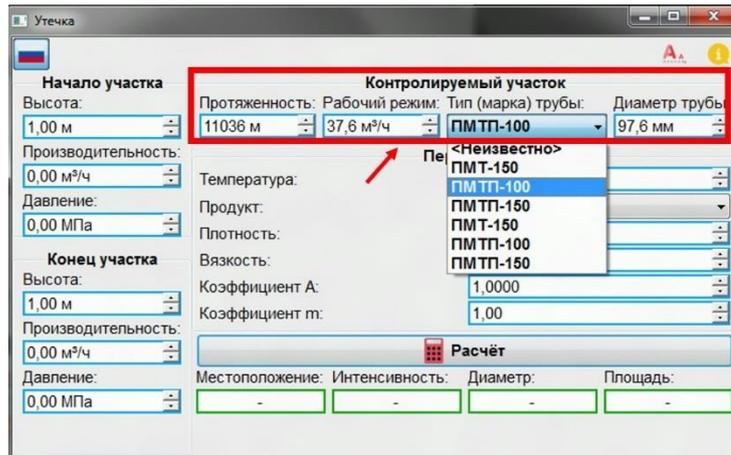


Рисунок 4.8 – Блок «Контролируемый участок»

Блок «Перекачка»

В данный блок вводятся исходные данные о температуре окружающей среды в период проведения перекачки, выбирается вид НП, ячейки «Плотность» и «Вязкость» заполняются автоматически при выборе конкретного НП (рисунок 4.9). В случае если в перечне предлагаемых НП к выбору отсутствует необходимый вид, то выбирается значение «Неизвестное», а ячейки «Плотность» и «Вязкость» заполняются вручную. В ячейку «Коэффициент А» вводится значение «0,16», в ячейку «Коэффициент m» – «0,18». При необходимости значения коэффициентов возможно изменить с использованием ползунков.

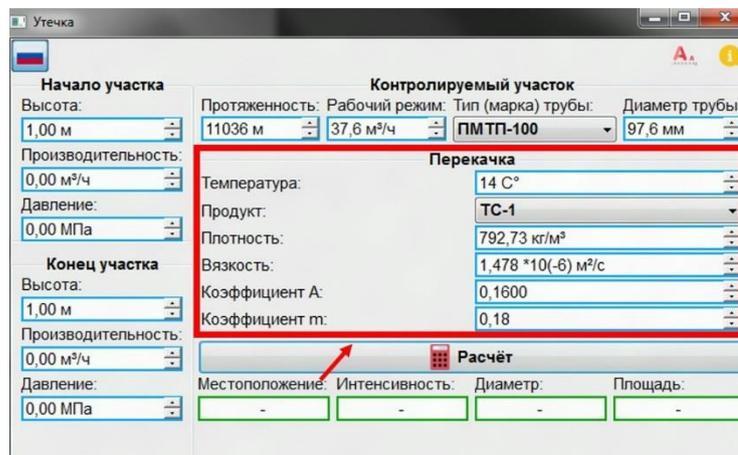


Рисунок 4.9 – Блок «Перекачка»

Блок «Начало участка»

В данный блок (рисунок 4.10) вводятся исходные данные о высотной отметке в начале контролируемого участка МСРТ, расход и давления на выходе из НС, установленной в начале, при нарушении герметичности.

Рисунок 4.10– Блок «Начало участка»

Блок «Конец участка»

В данный блок (рисунок 4.11) вводятся исходные данные о высотной отметке в конце контролируемого участка МСРТ, расход и давления на выходе из НС, установленной в конце, при нарушении герметичности.

Рисунок 4.11 – Блок «Конец участка»

После заполнения всех исходных данных необходимо нажать на клавишу «Расчет». В ячейках «Местоположение», «Интенсивность»,

«Диаметр» и «Площадь» отобразятся расчетные значения координаты повреждения МСРТ, расход утечки, эквивалентные диаметр и площадь повреждения трубопровода соответственно. В окне вывода сопутствующих расчетов отобразятся расчетные значения расхода при рабочем режиме трубопровода в м³/с, расход в начале и конце контролируемого участка МСРТ в м³/с, значения напоров в начале и конце контролируемого участка МСРТ, расчетные значения эквивалентных гидравлического уклона и расхода, соответствующие всему контролируемому участку МСРТ между НС при нарушении герметичности (рисунок 4.12).

Местоположение:	Интенсивность:	Диаметр:	Площадь:
0,593 км	22,600 м³/ч	14 мм	149 мм²

Производительность перекачки (рабочий режим трубопровода), м³/с:	0.0104444
Производительность перекачки в начале участка, м³/с:	0.0141944
Производительность перекачки в конце участка, м³/с:	0.00791667
Напор в начале участка, м:	271.466
Напор в конце участка, м:	118.717
Гидравлический уклон (эквивалентный):	0.013841
Производительность перекачки (эквивалентная), м³/с:	0.00834946

Рисунок 4.12 – Итоги расчета с применением программной реализации алгоритмического комплекса мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ

Таким образом, разработанное программное обеспечение позволяет выполнять расчет местоположения и расхода утечки НП и основных характеристик (диаметр, площадь) повреждения трубопровода. Алгоритмический комплекс мониторинга основных гидродинамических показателей МСРТ реализован в программном модуле, возможность установки которого предусмотрена на АРМ как с операционной системой ASTRA LINUX, так и с операционной системой WINDOWS [107]. Использование алгоритмического комплекса совместно с УДК ПТН позволит

сократить время обнаружения повреждений трубопровода и повысить точность и оперативность расчета местоположения и расхода утечек.

Выводы по главе 4

1. Разработан комплекс гидродинамических показателей мониторинга и анализа режима работы МСРТ, обоснованы и апробированы контрольно-измерительные приборы, которые могут быть использованы в линии мобильных трубопроводов с раструбным соединением для оценки изменения основных гидродинамических показателей режима работы НС при определении местоположения и объема утечек НП в результате нарушения герметичности МСРТ.

2. Разработан алгоритмический комплекс расчета авторских гидродинамических показателей мониторинга и анализа режима работы МСРТ, позволяющий выполнять расчеты эквивалентной площади повреждения, координаты и расхода утечки при повреждении МСРТ с раструбным соединением.

3. Создана система оперативного мониторинга, реализованная в программном модуле для АРМ, совместимом с операционной системой ASTRA LINUX и WINDOWS. Установлено, что разработанная система оперативного мониторинга (СОМ) гидродинамических показателей МСРТ позволяет оперативно выполнять расчет местоположения и расхода утечки НП и основных характеристик (диаметр, площадь) повреждения трубопровода.

4. Разработаны алгоритмы совместного использования с УДК ПТН для точного и оперативного определения местоположения и расхода утечек НП при нарушении герметичности мобильных нефтепродуктотранспортных систем. Показано, что использование СОМ с УДК ПТН позволяет дополнительно сократить время обнаружения повреждений трубопровода, повысить точность и оперативность расчета местоположения и расхода утечек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель гидравлического состояния МСРТ диаметром от 100 до 150 мм с раструбным соединением в период квазистационарного режима работы НС при нарушении герметичности линейной части, характеризующая динамику изменения основных гидродинамических показателей трубопровода и учитывающая значительное количество местных сопротивлений, а также отклонения от прямолинейности, обусловленные угловой подвижностью раструбного соединения.

2. Получена аналитическая зависимость координаты местоположения утечки НП на МСРТ, учитывающая эквивалентный расход, термодинамические условия эксплуатации МСРТ, степень изменения гидравлических уклонов при разгерметизации на участке между НС.

3. В уравнении степенного закона гидравлического сопротивления определены значения феноменологических коэффициентов ($A = 0,16$; $m = 0,18$), существенно влияющие на точность определения координаты утечки и позволяющие корректно рассчитывать гидравлические уклоны и сопротивления МСРТ с раструбным соединением.

4. Обоснован критерий нарушения герметичности МСРТ для различных значений утечек НП и установлены его граничные значения, характеризующие расход утечки и эквивалентную площадь повреждения трубопровода (номинальный (рабочий) режим работы трубопровода – $K_{НР}=1$; незначительное повреждение, неисправность – $0,8 < K_{НР} < 1$; существенное повреждение, авария – $0 < K_{НР} \leq 0,8$; полный разрыв трубопровода – $K_{НР}=0$).

5. Разработанный комплекс гидродинамических показателей мониторинга и анализа режима работы МСРТ и созданная система оперативного мониторинга с авторским программным комплексом реализованы при эксплуатации сборно-разборных нефтепродуктопроводов, развернутых на направлении Южно-Торавейское НМ - Лабоганское НМ. Результаты работы апробированы при эксплуатации действующих МСРТ протяженностью 13 км и 59 км при перекачке дизельного топлива и ТС-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абезгауз Г.Г., Тронь А.П., Копейкин Ю.Н., Коровина И.А. Справочник по вероятностным расчетам. – М.: Воениздат, 1970. 536 с.
2. Автоматическая система обнаружения и локализации утечек «LeaComSystem». «PerinAlertE.S.P.Inc.». Режим доступа <http://www.ogbus.ru/> (дата обращения 21.01.2023).
3. Алладинский В.В. Мониторинг объектов магистрального нефтепроводного транспорта / В.В. Алладинский, Ю.Б. Григорьева // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы VII международной научно-технической конференции, Новополоцк, 22–25 ноября 2011 года / Под общей редакцией В.К. Липского. – Новополоцк: Учреждение образования «Полоцкий государственный университет», 2011. – С. 16-21.
4. Альперович, И.В. Адаптация модели утечки из магистрального нефтепровода / И.В. Альперович // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 1-2. – С. 24-28. – DOI 10.24412/0131-4270-2022-1-2-24-28.
5. Альперович, И.В. Математическое усиление волн расхода при обнаружении утечек в нефтепроводах методом RTFS / И.В. Альперович // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2024. – № 3-4. – С. 37-41. – DOI 10.24412/0131-4270-2024-3-4-37-41.
6. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления. – М.: «Недра», 1982, 224 с.
7. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России / А.Б. Александров, С.А. Александров, В.Ф. Мартынюк [и др.]; Под редакцией Е.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. – Москва: ООО "Анализ опасностей", 2003. – 341 с.
8. Анализ систем обнаружения утечек на магистральных нефтепродуктопроводах / Н. Х. Абдрахманов, М. А. Галлямов,

В.В. Саляхутдинов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3(109). – С. 154-164.

9. Антипов В.Н., Архипова В.П., Земенков Ю.Д., Кудрявцева Н.А. Инструкция по подсчету потерь нефти при отказах на магистральных нефтепроводах Западной и Северо-Западной Сибири. – Тюмень: ТюмИИ, 1986. – 50 с.

10. Антипов, В.Н. Контроль утечек при трубопроводном транспорте жидких углеводородов / В.Н. Антипов, Ю.Д. Земенков. – Тюмень: ТГНГУ, 1999. – 326 с.

11. Антипов, В.Н. Разработка методики расчета потерь нефти при авариях на магистральных нефтепроводах / В.Н. Антипов, Ю.Д. Земенков // Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа: Тез. докл. Всесоюзной научн. – техн. конф. – Ивано-Франковск: ОВЦ, 1985. С. 128-129.

12. Антипов, В.Н. Разработка руководящего документа «Методика расчета потерь нефти при авариях на магистральных нефтепроводах» / В.Н. Антипов, Ю.Д. Земенков // Проблемы основания нефтегазовых ресурсов Западной Сибири: Межвуз. Сб. научн. Тр. ТюмИИ. – Тюмень: ТюмИИ, 1986. С. 55-56.

13. Аронзон, Н.З. Применение электрического моделирования для расчета компрессорных станций / Н.З. Аронзон, В.А. Козлов, А.А. Козобков // М.: Недра, 1969. – 178 с.

14. Вентцель, Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения: учебное пособие для студентов высших технических учебных заведений / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров; Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – 5-е изд., стер. – Москва: КноРус, 2011. – 441 с.

15. Волковец, А.И. Теория вероятностей и математическая статистика: Конспект лекций для студентов всех спец. и форм обучения БГУИР / А.И. Волковец, А.Б. Гуринович – Мн.: БГУИР, 2003. – 84 с.

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

17. Головицкий, А.Г. Опыт трассового обследования дефектов магистрального нефтепровода // Безопасность труда в промышленности. – 1996. - № 2. – С. 8-14.

18. Горенков, А.Ф. Сокращение качества нефтепродуктов при транспортировании и хранении / А.Ф. Горенков, В.П. Коваленко, Г.Б. Сквородин // М.: ЦНИ-ИТЭНефтехим, 1980. – 40 с.

19. Гостинин, И.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводах [Электронный ресурс] / И.А. Гостинин, А.Н. Вирясов, М.А. Семенова // Электронный научный журнал «Вестник Дона». – 2 (2013). – Режим доступа: <https://www.ivdon.ru/magazine/archive/n2y2013/1618> (дата. обр.: 15.03.2024).

20. Гросс, С.А. Определение расхода и времени вытекания жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода / С.А. Гросс, Б.Г. Янов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1992. – Вып. 11. – С. 10-11.

21. Гусейн-заде, М.А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах / М.А. Гусейн-заде, В.А. Юфин. – Москва: Недра, 1981. – 232 с.

22. Данильченко, И.Г. Анализ потерь горючего на полевых магистральных трубопроводах и пути их сокращения / И.Г. Данильченко, В.М. Михальченков, И.М. Баклагин, Ю.В. Попов // Эксплуатация и ремонт технических средств службы горючего. Научно-технический сборник. – М.: – Военное издательство, 1990. С. 68–76.

23. Данильченко, И.Г. Аналитическое представление характеристик нефтепродуктов для гидравлического расчета ПМТ / И.Г. Данильченко, А.И. Голеницкий, Д.И. Мельников // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. Выпуск 54 / [под общ. Ред. В.В. Середы]. – М.: Гралия М, 2008. – 616 с.

24. Данильченко, И.Г. Использование сборно-разборных трубопроводов при ремонте и техническом обслуживании магистральных нефтепродуктопроводов / И.Г. Данильченко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – № 2. – С. 62-73.

25. Данильченко, И.Г. Подходы к определению коэффициента гидравлического сопротивления для сборно-разборных трубопроводов / И.Г. Данильченко, Д.А. Дроздов // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2014. – № 56. – С. 529-538.

26. Данильченко, И.Г. Сокращение потерь горючего при транспортировании по полевым магистральным трубопроводам. Дисс. канд. техн. наук – М.: в/ч 74242, 1985.

27. Дегтярев, В.Н. Прогнозирование времени наступления порывов на нефтепроводах / В.Н. Дегтярев // Трубопроводный транспорт нефти. – 1994. – № 6. – С. 25-30.

28. Демиров, В.И. Особенности сборно-разборных трубопроводов: инженерные решения и практика применения / В.И. Демиров, Н.Н. Голунов, Б.Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – Т. 15, № 1. – С. 47-55.

29. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов: Учебное пособие для студентов специальности 0907.01 «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / В.Н. Антипьев, Ю.Д. Земенков, А.Б. Шабаров [и др.]. – Тюмень: Издательство "ВекторБук", 2002. – 432 с.

30. Дидковская, А.С. Истечение нефти через сквозное отверстие в поверхности трубопровода / А.С. Дидковская, М.В. Лурье // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 104-107.

31. Дидковская, А.С. Теоретическое обобщение методов расчета гидродинамических процессов в трубопроводах для перекачки жидких углеводородов: диссертация ... доктора технических наук: 25.00.19 /

Дидковская Алла Семеновна; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа (нац. исслед. ун-т) им. И.М. Губкина]. - Москва, 2019. - 226 с.

32. Дроздов, Д.А. Исследование процесса смешения топлив при их последовательной перекачке по сборно-разборным трубопроводам / Д.А. Дроздов, Д.И. Мельников // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – № 2 (624). – С. 37-43.

33. Дроздов, Д.А. Мобильные системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов. Предиктивное управление режимами с учетом динамики реологических свойств в условиях низких температур / К.М. Плотникова, Д.А. Дроздов, Д.И. Мельников [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 8 (128). – С. 34-37.

34. Дроздов, Д.А. Определение коэффициента гидравлического сопротивления сборно-разборных трубопроводов при турбулентном режиме течения / Д.А. Дроздов, К.М. Плотникова // Промышленный сервис. – 2019. – № 2 (71). – С. 22-27.

35. Дроздов, Д.А. Применение автоматизированного программного обеспечения при проведении оперативных гидравлических расчетов полевого магистрального трубопровода / Д.А. Дроздов, Д.И. Мельников, П.Ю. Мясин [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 2(148). – С. 152-168.

36. Дроздов, Д.А. Сокращение аварийных потерь авиационного керосина в системах централизованной заправки самолетов упрощенного типа / Д.А. Дроздов, Е.И. Горелкина // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № S2. – С. 19-24.

37. Дудин, С.М. Интеллектуальное управление моделированием структурных форм течения газожидкостных потоков в трубопроводах / С.М. Дудин, С.Ю. Подорожников, Ю.Д. Земенков [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 12 (132). – С. 36-40.

38. Дудин, С.М. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта углеводородного сырья / С.М. Дудин,

С.Ю. Подорожников, Ю.Д. Земенков [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 111 с.

39. Думболов, Д. У. Сборно-разборные трубопроводы / Д.У. Думболов, Д.И. Мельников, Д.А. Дроздов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. – № 5(41). – С. 18-24.

40. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения 09.05.2025 г.).

41. Журавель, В.И. Моделирование поведения разливов нефти при эксплуатации МЛСП «Приразломная». Оценка возможности ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти [Электронный ресурс] / В.И. Журавель. – Режим доступа: <https://www.greenpeace.org/russia/ru/press/reports/14-08-2012-modelirovanie-razlivov-nefti/> (дата обр.: 15.01.2025).

42. Заключительный отчет по НИР «Исследование методов сокращения потерь топлив при эксплуатации полевых магистральных трубопроводов». Этап 1. М. 2020. Инв. № 4635. ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России». 222 с.

43. Земенков, Ю.Д. Анализ отказов насосно-силового оборудования нефтепроводов Западной Сибири / Ю.Д. Земенков, Г.А. Хойрыш // Нефть и газ Западной Сибири: Тез. докл. Международн. конф. – Тюмень: ТГНГУ, 1996. – С. 95-96.

44. Земенков, Ю.Д. Измерение расхода углеводородов: монография / Ю.Д. Земенков, А.А. Вакулин, А.Б. Шабаров. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 180 с.

45. Земенков, Ю.Д. Инновационные технологии в области специальных методов перекачки углеводородов. Монография / Ю.Д. Земенков, Д.А. Дроздов, Я.М. Курбанов [и др.] // Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 320 с.

46. Земенков, Ю.Д. К вопросу об определении объема откачиваемого нефтепродукта при порыве трубопровода / Ю.Д. Земенков, В.П. Архипова, В.Н. Антипьев // Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири: Межвуз. сб. научн. трудов. Тюмень: ТюмИИ, 1991. – С. 128-133.

47. Земенков, Ю.Д. Количественный учет на объектах хранения нефти и нефтепродуктов: учебное пособие // Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин, Л.М. Маркова, Т.В. Сорокина. – Тюмень: ТГНГУ, 1994. – 120 с.

48. Земенков, Ю.Д. Определение утечек на магистральных нефтепроводах / Ю.Д. Земенков, В.Л. Долговых, Н.П. Коваленко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 2. – С. 72-75.

49. Земенков, Ю.Д. Оценка объема утечки из горизонтального нефтепровода / Ю.Д. Земенков, Т.Т. Кутузова, Н.П. Коваленко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 2. – С. 64-67.

50. Земенков, Ю.Д. Прогнозирование мест повышенной опасности на продуктопроводах / Ю.Д. Земенков, В.П. Архипова, А.И. Забазнов // Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири: Межвуз. сб. научн. тр. – Тюмень: ТюмИИ, 1990. – С. 146-150.

51. Земенков, Ю.Д. Прогнозирование опасностей на нефтепроводных системах / Т.Т. Кутузова, Ю.Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 133.

52. Земенков, Ю.Д. Сокращение потерь нефти при отказах на магистральных нефтепроводах / Ю.Д. Земенков // Пути развития научно-технического прогресса в нефтяной промышленности: Тез. докл. Всесоюзной конференции. – М.:, 1986. – С.101.

53. Земенков, Ю.Д. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: В 2-х томах / Ю.Д. Земенков, Р.Р. Исламов, Я.М. Курбанов [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 313 с.

54. Земенкова, М.Ю. Использование полевых магистральных трубопроводов для повышения пожарной безопасности в РФ / В.В. Середа,

И.Г. Данильченко, Д.И. Мельников, М.Ю. Земенкова // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 10-2. – С. 309-313.

55. Земенкова, М.Ю. Математическое моделирование показателей надежности объектов магистрального транспорта углеводородов в условиях эксплуатации / Ш.Т. Мутавалиев, Ю.Д. Земенков, М.Ю. Земенкова // *Вестник Таджикского национального университета. Серия естественных наук*. – 2015. – № 1-1. – С. 108-114.

56. Земенкова, М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов: монография. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 397 с.

57. Земенкова, М.Ю. Мониторинг надежности при транспорте и хранении углеводородов / М.Ю. Земенкова, Ю.Д. Земенков, А.Л. Пимнев, В.А. Петряков // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. – 2015. – № 11-12(47-48). – С. 64-70.

58. Зоненко, В.И. Статистическая оценка данных об отказах и восстановлениях магистральных трубопроводов / В.И. Зоненко, Б.И. Ким // *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: Обз. инф.* – М., 1988. – Вып. 5. – С. 25-28.

59. Использование мгновенных характеристик неизотермического нефтепровода для прогнозирования подачи центробежных насосов / Н.А. Гаррис, М.И. Байкова, О.Ю. Полетаева [и др.] // *Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2025. – № 5 (157). – С. 65-76.

60. Исследование гидравлического сопротивления полевых магистральных трубопроводов ПМТ-100 и ПМТ-150. Научно-технический отчет № 902. – М.: НИИ ГСМ МО, 1958. – 27 с.

61. Исследование и разработка метода гидравлического расчета полевых магистральных трубопроводов повышенной производительности ПМТП-100 и ПМТП-150. Научно-технический отчет № 2914, в/ч 74242, 1978. – 175 с.

62. Калач, А.В. Формализация и алгоритмизация на начальном этапе обнаружения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций / А.В. Калач,

В.В. Здольник, А.Ю. Зенин // Вестник Воронежского института ФСИИ России. – 2022. – № 2. – С. 61-65.

63. Коваленко, Н.П. Оценка потери газа и нефти при их транспорте по трубопроводам / Н.П. Коваленко, Ю.Д. Земенков, О.А. Степанов // Научн. техн. проблемы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: Межвуз. сб. научн. тр. ТюмГНГУ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1995. – С. 24-26.

64. Коршак, А.А. Обеспечение надежной работы магистральных нефтепродуктопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1994. – 148 с.

65. Крамер Г. Математические методы статистики, 2 изд., пер. с англ., М., 1975. – 648 с.

66. Креммер, В.Н. Система контроля утечек нефти и нефтепродуктов из трубопроводов // В.Н. Креммер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Зарубежный опыт: Эксп. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - № 4. – С. 7-110.

67. Лавренчук, А.И. Учебно-методическое пособие: Полевые магистральные трубопроводы / А.И. Лавренчук, В.Ю. Яковлев, Д.И. Мельников, П.Е. Поветкин и др. // М: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2022 г. – 101 с.

68. Ларионов В.М., Филипов С.Е. Введение в гидродинамику. Учебное пособие: курс лекций, решение задач. – Казань: КГУ, 2010. 2010. – 108 с.

69. Лурье, М.В. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода / М.В. Лурье, П.С. Макаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – № 12. – С. 65-69.

70. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и газонефтехранилищ» направления «Нефтегазовое дело» / М.В. Лурье. – Москва: Нефть и газ, 2003. – 335 с. – (Высшее образование).

71. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2012. – 456 с.

72. Лурье, М.В. Метод зональной локации для обнаружения утечек нефти из трубопровода / М.В. Лурье, Ф.С. Зверев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1(5). – С. 48-51.

73. Мамонова, Т.Е. Модифицированный метод гидравлической локации для определения утечек в нефтепроводах. / Т.Е. Мамонова // Дисс. канд. техн. наук – Томск.: ФГБУ «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2012.

74. Маценко, С.В. Показатели эффективности мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морских акваториях: организационные и технологические аспекты / С.В. Маценко, Я.Ю. Блиновская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2023. – № 2(311). – С. 5-11.

75. Мельников, Д.И. Автоматизированная система индикации расхода и контроля герметичности ПМТ / Д.И. Мельников, А.И. Голеницкий // М.: Труды 25 ГосНИИ МО РФ, 1998. – Выпуск 51. – С. 235-240.

76. Мельников, Д.И. Использование полевых магистральных трубопроводов при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций / Д.И. Мельников, В.В. Середа, И.Г. Данильченко // Военная мысль. – 2014. – № 9. – С. 29-36.

77. Мельников, Д.И. Использование сборно-разборных трубопроводов в системе нефтепродуктообеспечения / Д.И. Мельников, В.В. Середа, Д.А. Дроздов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3(23). – С. 29-37.

78. Мельников, Д.И. Использование сборно-разборных трубопроводов при ликвидации последствий аварий и проведении ремонтно-восстановительных работ на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах

/ Д.И. Мельников, В.В. Середа, Ю.В. Попов // Транспорт и хранение нефтепродуктов - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1998. – № 11. – С. 13-20.

79. Мельников, Д.И. Использование средств навигационного обеспечения глобальных спутниковых систем при планировании трассы полевых магистральных трубопроводов / Д.И. Мельников, В.А. Маркин, Д.А. Дроздов, С.Н. Волгин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 1(77). – С. 34-40.

80. Мельников, Д.И. Методика обоснования состава и оптимизации режимов работы мобильной противопожарной трубопроводной системы при локализации и тушении лесных и торфяных пожаров / Д.И. Мельников, В.В. Середа, С.Т. Зыков, А.А. Братков // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Информационный сборник. Выпуск № 3. М.: ВИНТИ, 2002.

81. Мельников, Д.И. Методические подходы к определению технического состояния линейного оборудования комплектов полевых магистральных трубопроводов / Д.И. Мельников, Д.А. Дроздов, Н.Н. Дячек, Ю.Н. Сергеев // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2016. – № 57. – С. 500-509.

82. Мельников, Д.И. Обоснование возможности применения штатных средств перекачки трубопроводных частей для подачи воды в районах ЧС / Д.И. Мельников // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2015. – № 3. – С. 56-62.

83. Мельников, Д.И. Особенности сооружения временного нефтепровода «Мусюршор – Сандивей» / Д.И. Мельников, И.Г. Данильченко, А.И. Голеницкий // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. Выпуск 52 – М.: ООО "Русло", 2002.

84. Мельников, Д.И. Перспективное направление развития автоматизированной системы мониторинга сборно-разборного трубопровода / Д.И. Мельников, Г.Г. Калашник // Тезисы докладов Межведомственной научно-технической конференции «55 лет химмотологии – основные итоги и направления развития». М.: Принтлето, 2019. Стр. 284-289.

85. Мельников, Д.И. Перспективные направления строительства и развития автоматизированной системы управления технологическими процессами применения сборно-разборных трубопроводов / Д.И. Мельников, Г.Г. Калашник // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2020. – № 59. – С. 585-607.

86. Мельников, Д.И. Прогноз потребности в оборудовании полевых магистральных трубопроводов для тушения лесных и торфяных пожаров / Д.И. Мельников // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2014. – № 56. – С. 547-552.

87. Методы обнаружения утечек в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах / В.В. Бараков, И.М. Ванчугов, К.С. Резанов, Р.А. Шестаков. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2025. – 92 с.

88. Нефтепродуктообеспечение: Курс лекций: учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (уровень бакалавриата) / А.М. Короленок, В.А. Короленок, Д.Н. Комаров [и др.]. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 427 с.

89. Низамутдинов, Р.И. Обнаружение утечек на нефтепроводах с безнапорными участками на принципах контроля основных параметров потока / Р.И. Низамутдинов // Дисс. канд. техн. наук – Санкт-Петербург.: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», 2016.

90. Николаев, В.В. Гидравлические сопротивления полевых магистральных трубопроводов / В.В. Николаев, В.А. Юфин// Научно-технический бюллетень НИИ ГСМ. – 1959. – № 10. С. 31–38.

91. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешностей результатов измерений. Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 248 с.

92. Обнаружение утечек в трубопроводах с помощью метода акустического прослушивания / Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Ташбулатов,

Р.М. Каримов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – Т. 15, № 2. – С. 114-122.

93. Патент № 2368843 С1 Российская Федерация, МПК F17D 5/02. Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов: № 2008110995/06: заявл. 21.03.2008: опубл. 27.09.2009 / М.В. Лурье, Ф.С. Зверев; заявитель Федеральное агентство по образованию Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина.

94. Патент № 2421657 С1 Российская Федерация, МПК F17D 5/02. Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов: № 2010105700/06: заявл. 18.02.2010: опубл. 20.06.2011 / М.В. Лурье, Ф.С. Зверев; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина.

95. Патент № 2439415 С1 Российская Федерация, МПК F16L 1/024. Способ строительства наземного металлического сборно-разборного нефтепродуктопровода: № 2010124326/06 : заявл. 17.06.2010: опубл. 10.01.2012 / В.М. Михальченков, А.И. Голеницкий, И.Г. Данильченко [и др.]; заявитель Федеральное автономное учреждение «25 Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации».

96. Патент № 2812007 С1 Российская Федерация, МПК G05B 19/418. Автоматизированный комплекс мониторинга процесса транспортирования нефтепродуктов по наземному сборно-разборному полевому магистральному трубопроводу с соединением «раструб»: № 2023124101: заявл. 19.09.2023: опубл. 22.01.2024 / Г.Г. Калашник, К.М. Плотникова, В.А. Маркин [и др.]; заявитель Федеральное автономное учреждение «25 Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации».

97. Планирование эксперимента: учебно-практическое пособие / Т.В. Ерещенко, Н.А. Михайлова. – Волгоград: Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет, 2014. – 78 с.

98. Плотникова, К.М. Исследование влияния давления насыщенных паров автомобильных бензинов и учет режимов их течения на самотечном участке сборно-разборного трубопровода / К.М. Плотникова, В.В. Середа, Г.Г. Васильев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 5(149). – С. 52-59.

99. Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности. Руководство по эксплуатации (РЭ). – М.: Военное издательство МО СССР, 1982. – 368 с.

100. Полевые магистральные трубопроводы. Руководство по эксплуатации (РЭ). – М.: Военное издательство МО СССР, 1968. – 356 с.

101. Поляков, В.А. К вопросу точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. - № 4 (20). – С. 76-79.

102. Поляков, В.А. Комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков, Д.Н. Комаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. - № 1(65). – С. 40-42.

103. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 (ред. от 30.09.2025) «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_45914/ (дата обращения 06.07.2025 г.)

104. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. № 2415 «О проведении эксперимента по внедрению системы дистанционного контроля промышленной безопасности».

105. Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 № 2451 (ред. от 11.12.2023) «Об утверждении Правил организации мероприятий

по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_373619/ (дата обращения 06.07.2025 г.)

106. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_503079/ (дата обращения 06.07.2025 г.)

107. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023666287 Российская Федерация. Обнаружение местоположения и интенсивности истечения топлив при авариях и повреждениях полевого магистрального трубопровода: № 2023665541: заявл. 25.07.2023: опубл. 28.07.2023 / Л.В. Сеоев, Д.В. Варнаков, С.А. Симачков [и др.]; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ульяновский государственный университет».

108. Сеоев, Л.В. Study of hydraulic resistance in collapsible pipelines (Исследование гидравлического сопротивления сборно-разборных трубопроводов) / Л.В Сеоев, Д.А. Дроздов, К.М. Плотникова, А.В. Елькин // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering: 2, – Khanty-Mansyisk, 2020. – P. 012022. – DOI: 10.1088/1757-899X/921/1/012022.

109. Сеоев, Л.В. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при повреждениях сборно-разборных трубопроводов / Л.В. Сеоев, М.Ю. Земенкова, С.Ю. Подорожников, Е.Л. Чижевская // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3(171). – С. 148-157.

110. Сеоев, Л.В. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных

систем / Л.В. Сеоев, Д.И. Мельников, М.Ю. Земенкова [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 5-6(125-126). – С. 90-92.

111. Сеоев, Л.В. Исследование гидравлического сопротивления сборно-разборных трубопроводов / Л.В. Сеоев, Д.А. Дроздов // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2020. – № 59. – С. 647-656.

112. Сеоев, Л.В. Исследование гидравлического сопротивления сборно-разборных трубопроводов с раструбным соединением/ Л.В. Сеоев, М.Ю. Земенкова, С.Ю. Подорожников, Е.Л. Чижевская // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2026. – № 1 (159). – С. 98-108.

113. Сеоев, Л.В. К вопросу обнаружения координаты утечек нефтепродуктов при авариях и повреждениях сборно-разборных трубопроводов / Л.В. Сеоев, Д.И. Мельников, И.В. Горожанин // Нефтегазовый терминал: материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 02–03 июня 2022 года. Том 2. Выпуск 23. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 231-237.

114. Сеоев, Л.В. Определение места нарушения герметичности полевого магистрального трубопровода при авариях и неисправностях / Л.В. Сеоев // Рассохинские чтения - 2025: Материалы 17-й международной конференции, Ухта, 06–07 февраля 2025 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2025. – С. 251-260.

115. Сеоев, Л.В. Подходы к моделированию процесса транспортирования топлив по сборно-разборному трубопроводу при нарушении герметичности / Л.В. Сеоев, М.Ю. Земенкова, С.Ю. Подорожников, Е.Л. Чижевская // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 3 (155). – С. 134-149.

116. Сеоев, Л.В. Сборно-разборные магистральные трубопроводы нового поколения / Л.В. Сеоев, А.Б. Квашнин, Д.И. Мельников // Гражданская оборона на страже мира и безопасности: Материалы VI Международной научно-практической конференции, посвященной Всемирному дню гражданской обороны. В 4-х частях, Москва, 01 марта 2022 года / Сост.

В.С. Бутко, М.В. Алешков, С.В. Подкосов, А.Г. Заворотный [и др.]. Том Часть II. – Москва: Академия Государственной противопожарной службы Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2022. – С. 233-239.

117. Серeda, В.В. Применение средств измерения в автоматизированной системе контроля и управления транспортированием нефтепродуктов при эксплуатации сборно-разборных трубопроводов / В.В. Серeda, Г.Г. Калашник, Д.И. Мельников, А.В. Елькин // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2018. – № 58. – С. 544-562.

118. Система «WaveAlert VI». Американская корпорация акустических систем ASI. Режим доступа <http://www.wavealert.com/> (дата обращения 21.01.2023).

119. Система автоматического контроля герметичности продуктопроводов. ГП ВНИИФТРИ Госстандарта РФ совместно с ВНИИГАЗ. Режим доступа <http://www.vniigaz-gazprom.ru/> (дата обращения 19.09.2022).

120. Система контроля «WAVEALERT». «SpectraTec». Режим доступа <http://www.spectratec.se/> (дата обращения 21.01.2023).

121. Система контроля утечек SKU Ф900. АОЗТ «Электронные технологии и метрологические системы». Режим доступа <http://www.zetlab.com/> (дата обращения 30.12.2022).

122. Система непрерывного контроля герметичности участков нефтепровода. НИИ интроскопии Томского политехнического университета. Режим доступа <http://www.portal.tpu.ru/> (дата обращения 30.12.2022).

123. Система обнаружения утечек в магистральных нефтепроводах по волне давления. ООО «Энергоавтоматика» совместно с АОЗТ «ЭлеСи». Режим доступа <http://www.energoautomatica.ru/> (дата обращения 30.12.2022).

124. Система обнаружения утечек в трубопроводах. СОУ «Arpius LD». [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://www.kombit.ru/> (дата обращения: 22.05.2023).

125. Система обнаружения утечек в трубопроводах. СОУ «Appius LD». [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://www.kombit.ru/> (дата обращения: 22.05.2023).

126. Система обнаружения утечек в трубопроводах. СОУ «VYMPPEL» [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://vumpel.group/products> (дата обращения: 26.05.2023).

127. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев, Ю.В. Богатенков; Под редакцией Ю.Д. Земенкова. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.

128. Сунцов, Н.Н. Методы аналогий в аэрогидродинамике / Н.Н. Сунцов // М.: Государственное издательство физико-математической литературы. - Москва : Физматгиз, 1958. – 324 с.

129. Сухарев, М.Г. Квазистационарная гидравлическая модель течений в нефте- и нефтепродуктопроводах / М.Г. Сухарев, В.В. Южанин // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 10 (603). – С. 59-69.

130. Сухарев, М.Г. Квазистационарная модель нефте- и нефтепродуктопроводов / М.Г. Сухарев, В.В. Южанин, И.А. Лузинов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 1 (606). – С. 48-58.

131. Тарачев, В.Н. Вопросы организации аварийно-восстановительной службы на магистральных нефтепроводах / В.Н. Тарачев, В.Д. Куликов, В.И. Яковлев, А.В. Шибнев. – М: ВНИИОЭНГ, 1989. – 64 с.

132. Теория планирования эксперимента: Учебное пособие / Е.А. Задорожная; Министерство образования и науки Российской Федерации, Южно-Уральский государственный университет, Политехнический институт, Кафедра «Автомобильный транспорт». – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 92 с.

133. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата / А.А. Коршак, А.И. Забазнов, В.П. Новоселов [и др.]. – Москва: Всероссийский

научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. – 224 с.

134. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов: Учебное пособие по вопросам теории расчета / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. – Москва: Нефть и газ, 1999. – 300 с.

135. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – М.: Недра, 1988. – 250 с.

136. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 «Нефтегазовое дело»: В 2 томах / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров [и др.]. Том 2. – Москва: Издательство «Недра», 2004. – 621 с.

137. Трубопроводный транспорт углеводородного сырья / В.Д. Черняев, Е.И. Яковлев, А.С. Казак [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 344 с.

138. Тугунов, В.П. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / В.П. Тугунов – М.: Недра, 1984. – 224 с.

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

140. Тугунов, П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов – М.: Недра, 1973. – 88 с.

141. Указ Президента РФ от 10 октября 2019 г. № 490 «О развитии искусственного интеллекта в Российской Федерации».

142. Указ Президента РФ от 19 апреля 2017 г. № 176 «О Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года».

143. Уроки, извлеченные из аварий. Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/> (дата обращения 09.05.2025 г.).

144. Чарный, И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И.А. Чарный. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Издательство "Недра", 1975. – 296 с.

145. Чионов, А.М. Оценка достоверности определения координаты утечки в нефтепроводе / А.М. Чионов, А.А. Амерханов, И.С. Симонов, С.В. Петренко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 4. – С. 378-386.

146. Шестаков, Р.А. Алгоритм обнаружения утечек нефтепродуктов при трубопроводном транспорте с промежуточным отбором / Р.А. Шестаков, Д.Р. Макулов, Ю.С. Матвеева // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 1. – С. 150-159.

147. Шилова, З.В. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие / З.В. Шилова, О.И. Шилов. – Саратов: Ай Пи Ар Букс, 2015. – 158 с.

148. Штеренлихт, Д.В. Гидравлика: Учебник для вузов / Д.В. Штеренлихт –М: Энергоатомиздат, 1984. – 640 с.

149. Экономия горючего / Серегин Е.П., Борисенко А.И., Бычков В.Е. и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Воениздат, 1986. – 189 с.

150. Экспериментальная оценка алгоритмов прикладного программного обеспечения по диагностике утечки нефти на нефтепроводах / А.С. Лосенков, А.Г. Трефилов, В.П. Нархов и др. // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. - № 7. – С. 7-10.