

Буковецкий Н.А.

студент

Санкт-Петербургский Горный университет

Россия, Санкт-Петербург

МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

Аннотация: Объекты нефтегазовой отрасли являются совокупностью сложных технических устройств, многие из которых являются критическими объектами инфраструктуры в обеспечении производственного процесса и безопасности сотрудников объекта и населения. По этой причине получение достоверных сведений об утечках углеводородов на объектах нефтегазовой отрасли является актуальной и крайне важной задачей. Утечки добываемых углеводородов на производственных объектах нефтегазовой отрасли могут повлечь за собой техногенную и экологическую катастрофу, а также репутационные издержки компании.

Ключевые слова: утечки углеводородов, методы обнаружения утечек, акустические методы обнаружения утечек, инфракрасный метод обнаружения утечек, метод контроля расхода.

Bukovetskiy N.A.

Student

St. Petersburg Mining University

Russia, St. Petersburg

HYDROCARBON LEAKS DETECTION METHODS

Abstract: The facilities in the oil and gas industry constitute a complex array of technical devices, many of which are critical infrastructure objects responsible for facilitating the production process and ensuring the safety of employees and the population. Therefore, procuring accurate information on hydrocarbon leaks at oil and gas facilities is a crucial and pressing task. The hydrocarbon leaks at production facilities in the oil and gas industry can lead to technological and ecological catastrophes, as well as corporate reputational costs.

Keywords: hydrocarbon leaks, leaks detection methods, acoustic leak detection, IR leak detection, flow control method.

ВВЕДЕНИЕ

Основным и одним из наиболее опасных с точки зрения возможности возникновения утечки компонентом объектов газопереработки является сеть трубопроводов. Трубопроводы представляют собой цилиндрические полые каналы, обладающие различными параметрами диаметра, длины и эксплуатационных характеристик и предназначенные для транспортировки жидкостей и газов. Эксплуатация трубопроводной сети для производства, переработки, экспорта прямо связана с сопутствующим риском утечек по бесчисленным причинам, начиная от выхода из строя компонентов/оборудования сети, ухудшения состояния активов и возможных последствий, связанных с коррозией, и заканчивая вмешательством человека из-за ненадлежащего технического обслуживания, неправильных методов монтажа, незаконные подключения третьих лиц и даже умышленный ущерб [2-4].

Утечки из трубопроводов представляют собой самопроизвольный выброс углеводородов в окружающую среду из трубопроводов для транспортировки углеводородов, изначально предназначенных для изоляции углеводородов от окружающей среды. Утечки углеводородов могут привести к травмам персонала, загрязнению почвы и грунтовых вод, потере активов в результате взрывов и пожаров и даже нематериальные убытки, такие как ущерб репутации и записям операторов активов. Кроме того, последствия утечки из трубопровода увеличиваются с размером утечки, поэтому утечки должны быть обнаружены и локализованы настолько быстро, насколько это возможно. Своевременное обнаружение утечек имеет решающее значение для минимизации производственных потерь и смягчения экономических и экологических последствий разливов углеводородов.

Учитывая внешние условия трубопроводов с многофазным потоком, требования к обеспечению безопасности потока высоки, и важную роль в этом играют технологии обнаружения утечек.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДНИМАЕМЫХ ВОПРОСОВ

Классификация существующих методов принимает несколько форм и, в целом, может быть разделена на внешние методы, внутренние (вычислительные) методы и визуальные (инспекционные) методы [1].

Внутренние (вычислительные) методы обнаружения утечек работают на основе модели или алгоритмического принципа, который отслеживает параметры потока в режиме реального времени, тогда как внешние методы обнаружения утечек работают на неалгоритмическом принципе физического обнаружения утекающей среды с использованием специальных внешних датчиков. Визуальные (инспекционные) методы не позволяют отслеживать параметры потока в режиме реального времени. Вместо этого запланировано регулярное проведение визуального осмотра людьми и бортовыми инспекционными приборами для воздушного наблюдения. На рисунке 1 обобщены распространенные типы методов обнаружения утечек. Несмотря на то, что существует множество доступных методов обнаружения утечек, цель обнаружения и локализации утечек редко решается с помощью одного метода, а скорее с помощью сочетания методов.

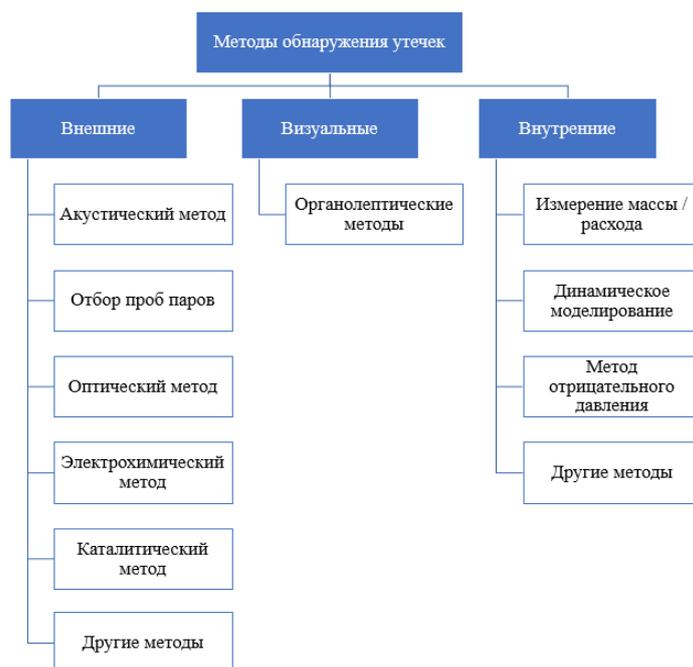


Рисунок 1. Классификация методов обнаружения утечек

При визуальном методе используется вспениваемая мыльная эмульсия, контролируется появление наледи, желтой травы летом или бурого снега зимой. Безусловно, инструментальные методы являются более совершенными и точными. В основе данных методов лежит применение приборов – газоанализаторов автоматического и ручного действия. В качестве автоматических газоанализаторов широко применяются датчики загазованности.

Датчик загазованности – это высокоточное измерительное устройство, используемое при непрерывном автоматическом контроле количества содержащихся в воздухе газов. Они мгновенно реагируют на повышение концентрации газов, исходящих от газотранспортной системы. При высоком уровне загазованности датчик подает световой и звуковой сигналы об опасности.

Промышленные приборы применяются для решения более значимых задач и используются в составе автоматизированных систем вместе с пультом управления, на котором отображена информация, поступающая от датчиков газа.

В данной статье описаны одни из наиболее распространенных методов обнаружения утечек углеводородов: акустические методы, оптический инфракрасный метод, мониторинг давления и расхода.

1.1 Акустические методы

Ультразвуковой метод измерения расхода основан на явлении смещения звукового колебания движущейся средой.

Основной недостаток метода – зависимость собственной скорости ультразвуковых колебаний от физико-химических свойств измеряемой среды. К достоинствам данного метода можно отнести отсутствие перепада давлений, высокое быстродействие; отсутствие подвижных элементов.

С 2018 года активно изучалось применение технологии акустической эмиссии в газожидкостных двухфазных трубопроводах с различными схемами течения [5].

При локализации места утечки акустическим методом необходимы скорость распространения акустических волн в жидкости и разница во времени между моментами прихода акустических сигналов утечки на разные датчики. Принцип локализации течи показан на рисунке 2, а формулу расчета можно записать в виде [6]:

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

где x – расстояние между точкой утечки и датчиком выше по потоку, L – это общее расстояние между двумя датчиками, c – скорость распространения акустической волны утечки, $\Delta t = t_1 - t_2$ – разница во времени прихода акустических сигналов утечки на разные датчики. Кроме того, необходима точная модель расчета скорости звука, чтобы обеспечить правильное значение c .



Рисунок 2. Принцип локализации течи на акустическом методе [22]

Анализ акустических сигнатур может успешно распознать более 95% сигнатур утечек на основе проверенных экспериментальных данных. Эти исследования заложили основу для последующего изучения закона распространения акустической утечки сигналов и их позиционирования [22].

Метод анализа акустической эмиссии является одним из наиболее распространенных среди методов автоматического обнаружения утечек трубопроводов. Метод акустической эмиссии основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе деформации и разрушения (роста трещин) трубопровода, а также при истечении рабочего тела (жидкости или газа) через сквозные отверстия в контролируемом объекте. Для приема сигналов акустической эмиссии применяются

пьезоэлектрические преобразователи и быстродействующие измерители давления. Преимуществами данного метода являются: высокая чувствительность к растущим дефектам; малое время обнаружения; высокая точность определения координат места утечки. Недостатком метода является трудность выделения сигнала акустической эмиссии на фоне шумов и помех. Для повышения помехоустойчивости и уменьшения количества ложных срабатываний применяются специальные методы обработки принимаемых сигналов.

Для обработки сигнала используется фильтр Фурье с разными частотами среза и вейвлет-фильтр Симлетса с разным уровнем разложения. Результат обработки исходного сигнала показан на рисунке 3. И фильтр Фурье, и вейвлет-фильтр могут эффективно устранять фоновый шум, однако по сравнению с фильтром Фурье вейвлет-фильтр эффективнее сохраняет амплитудную характеристику сигнала при фильтрации шума.

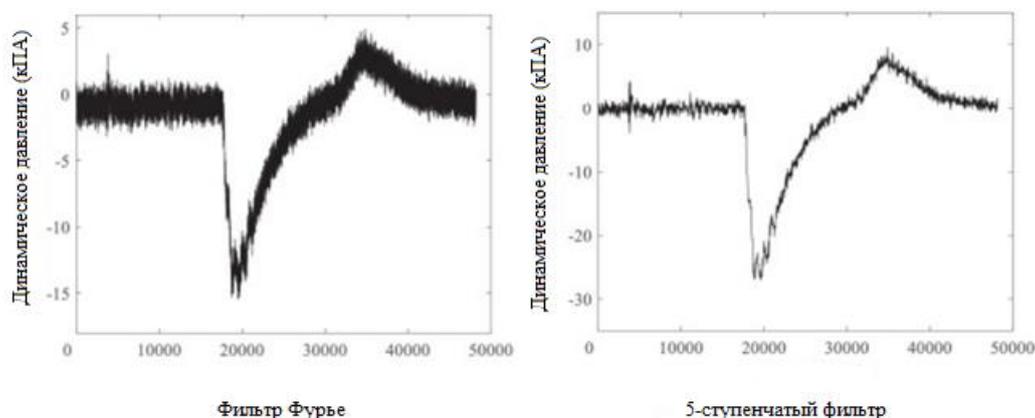


Рисунок 3. Сигналы после обработки [9]

Эффективность акустических методов ухудшается по мере увеличения интервала между любыми двумя измерениями, что требует оптимального размещения датчиков для достижения требуемой точности обнаружения утечки и одновременной надежности. Акустический метод также страдает от быстрого затухания сигнала по мере увеличения расстояния от места утечки. Метод также страдает от своей эффективности, когда трубопроводы проложены в среде с высоким уровнем шума.

Чтобы устранить это ограничение, был предложен метод локализации утечки, основанный на акустико-вибрационных сигналах течи [7], которые сегментированы как во временной, так и в частотной областях, а идентификация места утечки достигается с помощью алгоритма разности приходов времени наряду со статистическим анализом.

1.2 Оптический инфракрасный метод

Исследование и разработка различных инструментов на основе технологии инфракрасного излучения привлекли большое внимание как специалистов рабочих специальностей, так и ученых ввиду универсальности этого метода и его перспективности.

В однокомпонентном газе пропускание монохроматического источника света определяется законом Бера-Ламберта:

$$T(\nu) = \frac{I(\nu)}{I_0(\nu)} = e^{-\alpha(\tilde{\nu})b}, \quad (2)$$

где $\alpha(\tilde{\nu})$ – коэффициент линейного поглощения при заданной длине волны $\tilde{\nu}$, b – длина пути прохождения волны через образец.

Часто закон также выражается в виде молярной концентрации c и молярной абсорбции $\varepsilon(\tilde{\nu})$. В данном случае используется массовая концентрация $c' = c/M$ и массовый коэффициент ослабления $\varepsilon'(\tilde{\nu}) = \varepsilon(\tilde{\nu}) \cdot M$, где M – молярная масса газа.

Поглощение пробы газа может быть определено как:

$$A(\tilde{\nu}) = \log \left(\frac{I_0(\nu)}{I(\nu)} \right) = \varepsilon(\tilde{\nu})'c'b \quad (3)$$

В N -компонентной смеси все компоненты вносят свой вклад в оптическую плотность, которая рассчитывается как:

$$A(\tilde{\nu}) = \sum_{i=1}^N \varepsilon_i(\tilde{\nu})'c_i''b \quad (4)$$

Закон Бера и его распространение на смеси справедливы только при следующих допущениях: монохроматическое излучение, независимые поглотители, коллимированное излучение, однородный образец без явления рассеяния, без насыщения поглощением и линейность детекторов.

Обычно для измерения коэффициента пропускания ИК-излучения используются широкополосные источники света. Коэффициент пропускания при конкретной длине волны определяют с помощью узкополосного фильтра.

В смесях $A(\tilde{\nu})$ в общем случае является нелинейной функцией состава смеси из-за увеличения столкновений частиц. Более того, $A(\tilde{\nu})$ изменяется в зависимости от полосы пропускания фильтра. Несмотря на эти эффекты, оценка состава смеси может быть достигнута применением современных алгоритмов оценки, таких как частичная регрессия методом наименьших квадратов (PLS), искусственным интеллектом, пошаговой регрессией и другими.

Система ИК-датчиков состоит из источника инфракрасного излучения, детектора, различного фильтра и газовой ячейки с окнами из фторида кальция (CaF_2) (рисунок 4). Фильтр имеет электрическую перестройку в диапазоне между 3,0-4,1 мкм с полушириной 80 нм. Источник ИК излучает прямоугольную волну с частотой 10 Гц; в качестве детектора используется фоторезистор PbS. Сопротивление детектора модулируется излучением ИК-источника, модуляция пропорциональна интенсивности падающего света. Возбуждение ИК-источника и считывание сигнала детектора осуществляется модулем сбора данных (DAQ). Для измерения сдвига сопротивления к резистору приложено постоянное напряжение, а ток через сопротивление усилено преобразователем ток-напряжение (рисунок 5). Поскольку сдвиг сопротивления невелик (менее 3% номинального значения), сигнал имеет большое смещение. Это смещение удаляется путем вычитания соответствующего сигнала, поступающего от DAQ с помощью дифференциального усилителя. Сигнал дифференциального усилителя считывается модулем сбора данных, амплитуда сигнала получается дискретным преобразованием Фурье. При необходимости модулированный выходной сигнал дифференциального усилителя перекрывает весь входной

диапазон АЦП (если усиление выбрано соответствующим образом), а не только 3%, которые использовались бы в противном случае).

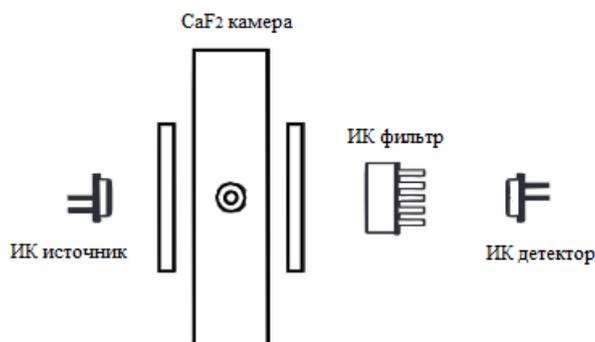


Рисунок 4. Схематичное описание ИК-системы измерения

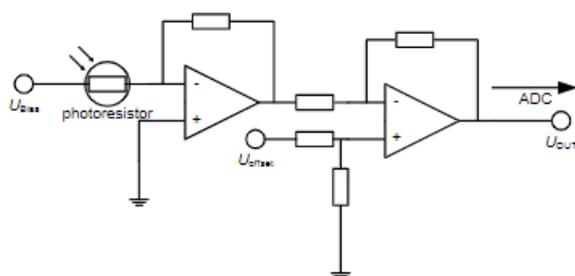


Рисунок 5. Схема усилительного контура для сигнала фоторезистора

В качестве примера на рисунке 6 показаны измеренные спектры поглощения смесей пропана и азота с различными мольными долями пропана.

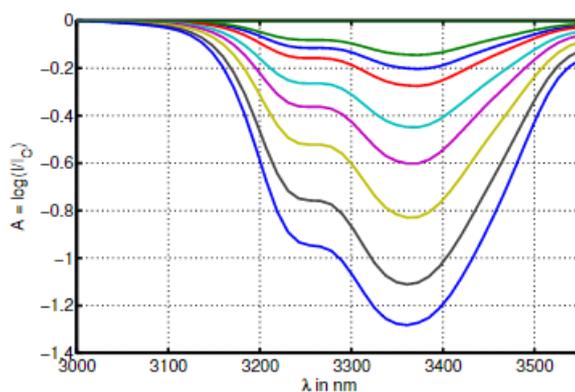


Рисунок 6. ИК поглощение в диапазоне 3000-3550 нм смеси пропана-азот для мольных фракций пропана от 0 до 1

1.3 Мониторинг давления/расхода

На сегодняшний день применяются методы обнаружения утечек, которые отслеживают обычные производственные данные, такие как входное и выходное давление и скорость потока, и любое отклонение от рабочих условий будет анализироваться и впоследствии помечаться как утечка.

В данном метода была поставлена задача обнаружения утечек с точки зрения гидромеханики, рассматривая в качестве индикаторов изменение давления на входе и общего расхода на выходе. Было обнаружено, что изменение давления на входе чувствительно как к размеру утечки, так и к месту утечки, в то время как общий расход вниз по течению чувствителен только к размеру утечки [7]. В другом численном исследовании моделирования многофазных потоков было также доказано, что давление в трубопроводе выше по течению служит критическим индикатором для обнаружения утечек, даже если размер утечки невелик, а скорость потока ниже по течению выступает в качестве доминирующего индикатора утечки, если для обнаружения утечек выбран мониторинг расхода [12].

Объемно-балансовый метод контроля основан на том, что при образовании утечки расход на входе становится больше расхода на выходе (рисунок 7). Кроме того, этот метод учитывает также количество газа в самой трубе, которое при образовании утечки уменьшается. Для реализации этого метода необходимо измерять расход на концах контролируемого участка с помощью высокоточных приборов. Параметром контроля газопровода при объемно-балансовом методе является не давление потока, а нормализованный расход газа через сечение трубы, то есть, по сути, количество перекачиваемого газа. Контроль участка газопровода осуществляется путем определения разности нормализованных объемов газа, входящих и выходящих из участка газопровода между двумя локальными расходомерами. Расход объемного баланса по участкам позволяет определять возможное место утечки в газопроводе только с

точностью до участка. Перепад давления от входа до выхода трубопроводной системы представлен на рисунке 8.

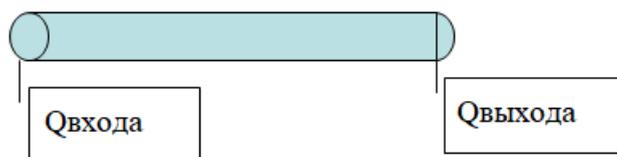


Рисунок 7. Сводка давлений в секциях трубопровода [8]

$$\Delta p = p_{\text{входа}} - p_{\text{выхода}}, \quad (5)$$

где Δp – баланс потока, $p_{\text{входа}}$ – измеряемый входящий поток, $p_{\text{выхода}}$ – измеряемый выходящий поток.

Поскольку скорость потока после точки утечки относительно ниже начальной скорости потока, градиент давления также меньше, как показано на рисунке 6.

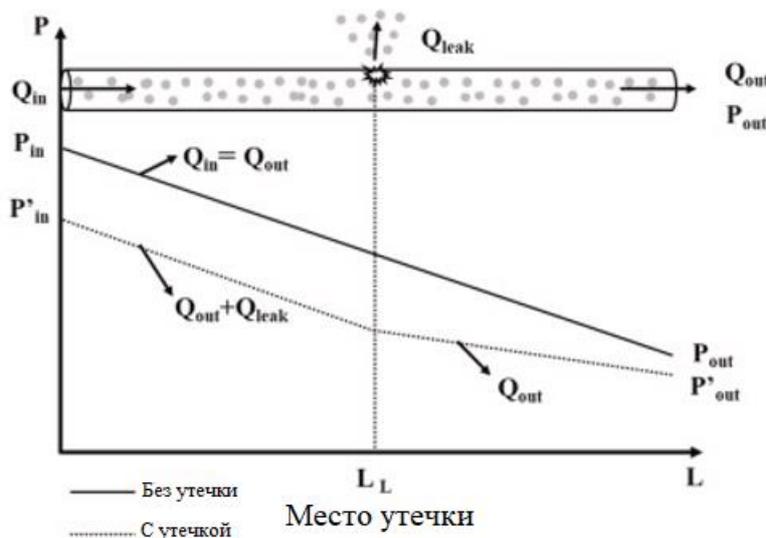


Рисунок 6. Колебания давления в трубопроводной системе с утечкой и без нее [14]

Этот метод позволяет диагностировать, как быстро развивающиеся разрывы в трубе, так и медленно развивающиеся утечки на очень больших участках трубопровода между расходомерами. Минимальная величина диагностируемой утечки определяется, в первую очередь, погрешностью измерения расхода и при имеющихся в настоящее время средствах измерения расхода находится на уровне 0,5-1%. Метод не позволяет определять координаты утечки. Точность контроля утечек зависит от

точности расходомеров. Невозможно обнаружить утечку, которая меньше, чем погрешность измерения расхода. В данном случае абсолютно не имеет значения абсолютная величина погрешности измерения, а только относительная погрешность одного прибора относительно другого.

Измерение расхода газа является важной задачей в газовой промышленности. Система учета количества веществ невозможна без средств измерения расхода, которые основаны на различных методах измерения расхода. На объектах газовой промышленности для измерения расхода газа и его количества наибольшее распространение получил метод переменного перепада давления на сужающем устройстве, при помощи тахометрических расходомеров и счетчиков, а также в последнее время активно внедряются ультразвуковые расходомеры.

НЕРЕШЕННЫЕ НАУЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Анализ показывает, что все методы определения расхода зависят от параметров среды. Поэтому основной задачей является достижение независимости результатов измерения от изменения параметров среды. У большинства расходомеров изменение плотности среды, в частности, ее давления и температуры, существенно сказывается на результатах измерения. Возникающая при этом дополнительная погрешность может достигать больших величин. Кроме того, вещество, заполняющее пространство трубы, в зависимости от его температуры влияет на параметры стенок трубопровода, что в свою очередь прямо влияет на параметры материала трубопровода и, как следствие, влияет на физические параметры различных явлений в материале. Температура влияет на плотность материала, что, в свою очередь, может изменить его объем.

Существенный недостаток объемно-балансового метода заключается в том, что он не позволяет определить координату утечки. Расход объемного баланса по участкам даёт возможность определять место утечки в

газопроводе только с точностью до участка трубы. Это, в свою очередь, приводит к дополнительным затратам времени и потерям газа с момента утечки до момента ее обнаружения и устранения.

Акустический метод также страдает от своей эффективности, когда трубопроводы проложены в среде с высоким уровнем шума.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ВЫЯВЛЕННЫХ НАУЧНЫХ ПРОБЛЕМ

Возможны два пути решения проблемы изменения свойств среды ввиду температурного фактора. Первый путь – это широкое внедрение дополнительных приборов, которые по принципу своего действия измеряют массовый расход и количество. Второй путь – оснащение обычных расходомеров и измерителей количества автоматическими устройствами, корректирующими их показания в соответствии с изменением давления и температуры или же плотности газа.

Ввиду длительности применения метода переменного перепада давления накоплена большая научная и нормативная база. Данный метод требует своего развития в сторону отказа от устаревших механических приборов контроля давления и перепада давления. Метод должен развиваться путем внедрения цифровых приборов с функцией вычисления.

Ультразвуковой метод контроля развивается длительное время, однако развитие метода сдерживает его дороговизна и отсутствие нормативных документов.

Для компенсации высокого уровня шумов при использовании акустического метода контроля утечек в трубопроводах необходимо использовать метод локализации утечки, основанный на акустико-вибрационных сигналах течи, которые сегментированы как во временной, так и в частотной областях, а идентификация места утечки достигается с помощью алгоритма разности приходов времени наряду со статистическим анализом.

Кроме того, целесообразна замена традиционных акустических методов на метод акустической эмиссии. Однако основным недостатком этого метода является трудность выделения сигналов акустической эмиссии на фоне шумов и помех. Для повышения помехоустойчивости и уменьшения количества сигналов ложных срабатываний применяются специальные алгоритмы обработки применяемых сигналов. Точность методов зависит от точности расходомеров. Невозможно обнаружить утечку, которая меньше, чем погрешность измерения расхода. В данном случае не имеет значения абсолютная погрешность измерения, а только относительная погрешность одного прибора относительно другого. При этом необходимо предварительно определить скорость распространения волны возмущения, учитывая изменение ее величины по длине трубопровода из-за изменения температуры и других факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Очевидно, что единый механизм обнаружения утечек не может контролировать только всю трубопроводную сеть из-за определенных ограничений в применимости каждого метода и из-за характера среды, транспортируемой по трубопроводу. Поскольку существует много вероятностей и сценариев утечки в трубопроводе, таких как множественные утечки, локализация утечки, и размер утечки, важно рассмотреть все возможные аспекты, чтобы уменьшить возникновение и ограничить утечку. Также стоит отметить, что объединение двух ортогональных методов в их принципе работы показало, что обнаружение утечек происходит с гораздо большей точностью и быстрее при совместном использовании. Объединение методов обнаружения утечек также позволит локализовать утечку в пределах нескольких метров.

Большинство внешних методов обнаруживают и локализуют утечку с более высокой точностью, но не могут определить скорость утечки. Акустические методы надежны для обнаружения и локализации утечек в

газопроводах. Внутренние (вычислительные) методы контролируют параметры потока, которые дают преимущество в определении скорости утечки, при условии, что инструменты трубопровода хорошо откалиброваны. Внутренние (вычислительные) методы подходят как для наземных, так и для морских трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lei Liang, Kun Feng, Gang Xu, Zhenhua Zhu and Xiongbing Zhou, Pipeline Leakage Test Based on FBG Pressure Sensor, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 170, Issue 2, 170 022049 (2018). DOI 10.1088/1755-1315/170/2/022049 (4 цитирования)
2. Xu Diao, Zhaozhao Chi, Juncheng Jiang, Ahmed Mebarki, Lei Ni, Zhirong Wang, Yongmei Hao, Leak detection and location of flanged pipes: An integrated approach of principle component analysis and guided wave mode, Safety Science, Volume 129, 2020, 104809, ISSN 0925-7535, <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2020.104809>. (10 цитирований)
3. Irina Bolotina, Valeriy Borikov, Veronica Ivanova, Kseniya Mertins, Sergey Uchaikin, Application of phased antenna arrays for pipeline leak detection, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 161, 2018, Pages 497-505, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.059>. (21 цитирование)
4. Guoxi He, Yongtu Liang, Yansong Li, Mengyu Wu, Liying Sun, Cheng Xie, Feng Li, A method for simulating the entire leaking process and calculating the liquid leakage volume of a damaged pressurized pipeline, Journal of Hazardous Materials, Volume 332, 2017, Pages 19-32, ISSN 0304-3894, <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2017.02.039>. (57 цитирований)
5. Pan, S.; Xu, Z.; Li, D.; Lu, D. Research on Detection and Location of Fluid-Filled Pipeline Leakage Based on Acoustic Emission Technology. Sensors 2018, 18, 3628. <https://doi.org/10.3390/s18113628>. (30 цитирований)

6. Cuiwei Liu, Yuxing Li, Liping Fang, Minghai Xu, Experimental study on a de-noising system for gas and oil pipelines based on an acoustic leak detection and location method, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Volume 151, 2017, Pages 20-34, ISSN 0308-0161, <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.02.001>. (43 цитирования)
7. Naga Venkata Saidileep Korlapati, Faisal Khan, Quddus Noor, Saadat Mirza, Sreeram Vaddiraju, Review and analysis of pipeline leak detection methods, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, Volume 2, Issue 4, 2022, 100074, ISSN 2667-1433, <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100074>. (0 цитирований)
8. P., Dr & Varkey, Eldose, Survey on Recent Trends in Pipeline Monitoring to Detect and Localize Leaks using Sensors. *International Journal of Advanced Science and Technology*. Vol. 29. 3199-3210, 2020. (2 цитирования)
9. Xuejie Li, Yuan Xue, Huimin Du, Linjing Yue, Rui Ding, Cuiwei Liu, Yuxing Li, Investigation on leakage detection and localization in gas-liquid stratified flow pipelines based on acoustic method, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2022, 100089, ISSN 2667-1433, <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100089>. (0 цитирований)
10. Niresh Behari, M. Ziyah Sheriff, Mohammad Azizur Rahman, Mohamed Nounou, Ibrahim Hassan, Hazem Nounou, Chronic leak detection for single and multiphase flow: A critical review on onshore and offshore subsea and arctic conditions, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volume 81, 2020, 103460, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103460>. (22 цитирования)
11. Nadimi, N.; Javidan, R.; Layeghi, K. Efficient Detection of Underwater Natural Gas Pipeline Leak Based on Synthetic Aperture Sonar (SAS) Systems. *J. Mar. Sci. Eng.* 2021, 9, 1273. <https://doi.org/10.3390/jmse9111273>. (3 цитирования)
12. Mutiu Adesina Adegboye, Aditya Karnik, Wai-Keung Fung, Numerical study of pipeline leak detection for gas-liquid stratified flow, *Journal of Natural*

Gas Science and Engineering, Volume 94, 2021, 104054, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104054>. (8 цитирований)

13. Lanjile, A, Younis, M, Kim, S, & Lee, S. "Exploiting Multi-Modal Sensing for Increased Detection Fidelity of Pipeline Leakage." Proceedings of the ASME 2019 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference. Volume 2B: 45th Design Automation Conference. Anaheim, California, USA. August 18–21, 2019. V02BT03A017. ASME. <https://doi.org/10.1115/DETC2019-97553>. (1 цитирование)

14. Juhyun Kim, Minju Chae, Jinju Han, Simon Park, Youngsoo Lee, The development of leak detection model in subsea gas pipeline using machine learning, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 94, 2021, 104134, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104134>. (6 цитирований)

15. Qingmin Hou, "An FBG Strain Sensor-Based NPW Method for Natural Gas Pipeline Leakage Detection", Mathematical Problems in Engineering, vol. 2021, Article ID 5548503, 8 pages, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/5548503>. (4 цитирования)

16. Javad Sekhavati, Seyed Hassan Hashemabadi, Masoud Soroush, Computational methods for pipeline leakage detection and localization: A review and comparative study, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Volume 77, 2022, 104771, ISSN 0950-4230, <https://doi.org/10.1016/j.jlpr.2022.104771>. (4 цитирования)

17. Ogunsanya Opeyemi, Odutola Toyin Olabisi, An effective leak detection method for in-service gas pipeline systems, Scientific African, Volume 14, 2021, e00978, ISSN 2468-2276, <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2021.e00978>. (2 цитирования)

18. Гостинин Игорь Александрович, Вирясов Александр Николаевич, Семенова Марина Андреевна Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов // ИВД. 2013. №2 (25). URL:

- <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-avariynyh-situatsiy-na-lineynoy-chasti-magistralnyh-gazoprovodov> (дата обращения: 12.11.2022). (0 цитирований)
19. Adegboye, M.A.; Fung, W.-K.; Karnik, A. Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and Approaches. *Sensors* 2019, 19, 2548. <https://doi.org/10.3390/s19112548>. (173 цитирования)
20. Franziska Baensch, Wolfram Baer, Peter Wossidlo, Abdel Karim Habib, Damage evolution detection in a pipeline segment under bending by means of acoustic emission, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2022, 104863, ISSN 0308-0161, <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104863>. (0 цитирований)
21. Чупин В. Р., Гаськов Е. В., Майзель Д. И. Методы обнаружения утечек газа из магистральных трубопроводов // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. 2012. №2 (3).
22. Jian Ji, Yuxing Li, Cuiwei Liu, Dongxu Wang, Huafei Jing, "Application of EMD Technology in Leakage Acoustic Characteristic Extraction of Gas-Liquid, Two-Phase Flow Pipelines", *Shock and Vibration*, vol. 2018, Article ID 1529849, 16 pages, 2018. <https://doi.org/10.1155/2018/1529849>. (6 цитирований)