

Интернет-журнал «Отходы и ресурсы» <https://resources.today>
Russian Journal of Resources, Conservation and Recycling

2024, Том 11, № 1 / 2024, Vol. 11, Iss. 1 <https://resources.today/issue-1-2024.html>

URL статьи: <https://resources.today/PDF/03NZOR124.pdf>

DOI: 10.15862/03NZOR124 (<https://doi.org/10.15862/03NZOR124>)

2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Лозовой, С. В. Системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях / С. В. Лозовой // Отходы и ресурсы. — 2024. — Т. 11. — № 1. — URL: <https://resources.today/PDF/03NZOR124.pdf> DOI: 10.15862/03NZOR124

For citation:

Lozovoy S.V. Leak detection systems in oil and gas fields. *Russian Journal of Resources, Conservation and Recycling*. 2024; 11(1): 03NZOR124. Available at: <https://resources.today/PDF/03NZOR124.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.) DOI: 10.15862/03NZOR124

УДК 62

Лозовой Сергей Викторович

Sorror IT & Telecommunications Company, West Qurna-2 Project, Басра, Ирак
Инженер по системам безопасности
E-mail: sergeylozovoy80@gmail.com

Системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях

Аннотация. Статья посвящена обзору методических подходов к локализации и обнаружению утечек жидкости и газа при использовании трубопроводов на нефтяных и газовых месторождениях. Актуальность поднимаемого вопроса объясняется тем, что значительное количество инцидентов, негативно отражающихся на деятельности нефтегазовых компаний, происходит в связи с утечкой ресурсов на нефтяных и газовых месторождениях. Цель исследования — представление состояния современных акустических и инфракрасных методов, используемых для обнаружения утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях.

Автором для анализа характеристик методов были применены различные классификации, позволяющие разделить их на активные и пассивные; акустические, оптические, электрические и химические системы методов; стационарно установленные и передвижные системы обнаружения утечек жидкости и газа.

Среди рассмотренных методов обнаружения утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях акустические и инфракрасные методы являются наиболее эффективными, их можно достаточно легко интегрировать в существующую систему обнаружения утечек жидкости и газа. На трубопроводах также можно использовать инфракрасные и акустические методы, при этом последние применяются чаще в отличие от инфракрасных по причине того, что охватывают весьма длинные трубопроводы с помощью точечных искателей утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях.

Более новые концепции систем обнаружения утечки на нефтегазовых месторождениях подразумевают сочетание нескольких методов, например, в исследовании была отражена специфика сочетания магнитного и ультразвукового датчика для обнаружения утечки жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях. Несмотря на то, что инновационные концепции в настоящее время продолжают разрабатываться, на некоторых нефтегазовых

предприятиях до сих пор применяются методы с участием ручного человеческого труда, что включает в себя исследование и отбор проб содержимого трубопроводов.

В заключение было отмечено, что на современном этапе требуется практическое применение одновременно нескольких методов в системе обнаружения утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях, поскольку каждый из них в отдельности обладает значительными для нефтегазовых предприятий недостатками, которые могут быть нивелированы грамотным комбинированием существующих методов.

Ключевые слова: утечка жидкости и газа; система обнаружения и локализации утечки; нефтяные и газовые месторождения; опасности и последствия; акустические методы обнаружения утечек; инфракрасные методы обнаружения утечек; комбинирование методов обнаружения утечек

Введение

Оборудование для хранения и транспортировки жидкости и газа постоянно подвергается коррозии и эрозии, что может привести к существенным и непредсказуемым утечкам на нефтяных и газовых месторождениях. В большинстве случаев это приведет к критическим экологическим опасностям и отрицательным экономическим последствиям. Например, метан, который является основным компонентом природного газа, горюч, на воздухе его концентрация превышает 5 %, а также метан выступает сильным парниковым газом.¹ В работе [1] был сделан вывод, что в пределах верхних 7 % общего числа утечки в городских трубопроводах, на метан приходилось почти 50 % выбросов. Другие компоненты природного газа, такие как этан, пропан и бутан, могут образовывать летучие органические соединения, которые создают смог, представляющий опасность для развития промышленности. В среднем происходит 200 существенных инцидентов, приводящих ежегодно к повреждению оборудования или эксплуатационным потерям.²

Таким образом, существует острая необходимость точно обнаруживать и локализовать утечки на нефтяных и газовых месторождениях с целью их своевременного и экономически эффективного устранения.

Системы обнаружения утечек можно классифицировать по-разному [2]. Например, их можно классифицировать на активные системы обнаружения утечек, где источник энергии или света используется для излучения акустической или световой волны в направлении удаленного приемника, и на пассивные системы обнаружения утечек, где нет источника света или энергии.

Системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях также можно разделить на акустические, оптические, электрические или химические системы. Оптические системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях могут использовать двумерные (2D) или трехмерные (3D) камеры для получения 3D-изображений определенных длин волн, особенно в длинном и среднем инфракрасном диапазоне (волны LWIR и MWIR соответственно) до качественного или даже количественного представления утечки жидкости и газа [3]. Они также могут представлять точечные датчики, принимающие фотодатчик, работающий в инфракрасном диапазоне, позволяет количественно измерять утечки. Оптические волокна также рассматривались для обнаружения утечек газа с использованием

¹ National Transportation Safety Board. Natural gas fueled building explosion and resulting fire. — URL: <http://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/PAR1501.aspx> (дата обращения: 04.01.2024).

² United States Environmental Protection Agency. Industry sector emissions. — URL: <http://epa.gov/climatechange/ghgmissions/sources/industry.html> (дата обращения: 04.01.2024).

волоконной решетки [4] или интерферометрических методов [5]. Фотоакустические датчики также успешно использовались для обнаружения утечек с помощью prb-метода чувствительности [6–8].

Датчики на химической основе (например, свинцовые сульфиды) работают по принципу, согласно которому их атомный состав изменяется при наличии определенного процента газа [9; 10]. Их преимущество заключается в том, что они дешевы и могут работать в суровых климатических условиях и относительно просты при практическом применении. Однако, они требуют частой калибровки и обслуживания, а их срок службы спрогнозировать не представляется возможным, так как их свойства в существенной мере зависят от локальных погодных условий [11]. Кроме того, эти датчики не предоставляют информацию о месте утечки и должны быть применены в районе утечки. В работе [12] был представлен опыт на примере датчика, имеющего крайне низкую мощность (2,64 мВт), сделанного на основе мембраны из гамма-оксида алюминия. Он успешно протестирован на обнаружение утечки метана в течение каждых 30 секунд, продление срока службы датчика возможно до 641 дней.

Системы обнаружения утечки на нефтяных и газовых месторождениях также могут быть классифицированы на стационарно установленные или передвижные системы, которые можно перенести либо с помощью оператора, либо посредством автономных транспортных средств, например, дронов [13]. Воспользовавшись последними достижениями в области мощных технологий беспроводной связи и зондирования, беспроводные сенсорные сети широко предлагались для постоянного размещения беспроводных датчиков обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях, определения источника утечки или даже измерения скорости утечек жидкости и газа [10]. Хотя наземная система обнаружения утечек с использованием ручных камер зачастую использовались в нескольких приложениях, она имеет явный недостаток ограниченного доступа ко многим областям нефтегазового производства и обслуживания, а также низкую масштабируемость по сравнению с методом, основанным на воздушной термографии. В дополнение к этому, они могут обнаруживать потенциально вредные химические вещества при помощи встроенного алгоритма распознавания, однако он не учитывает ветер, текущие климатические условия, которые могут способствовать неточным измерениям.

При наличии низкой стоимости и высокой нагрузки дронов системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях на основе данных беспроводных технологий начали появляться в современных условиях [14]. Одной из проблем этих систем является общий вес реальных инфракрасных камер, который обычно превышает 1 килограмма. Кроме того, они обычно требуют дополнительное наличие системы охлаждения, использования относительно больших батарей. Однако, с постоянным развитием технологий эти технические проблемы, скорее всего, будут решены в ближайшем будущем.

Таким образом, не существует системы обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях, которая могла бы работать в любых условиях, например, в случае тумана или дождя. В исследовании было рассмотрено несколько обзорных статей, посвященных методам обнаружения утечек; тем не менее, с относительно быстрым развитием сенсорных сетей и крупномасштабной интеграции технологий, ряд новых концепций продолжает разрабатываться.

Целью данного исследования является представление состояния современных акустических и инфракрасных методов, используемых для обнаружения утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях.

Результаты и их обсуждение

Утечки жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях происходят преимущественно вдоль трубопроводов, где возникает внутреннее напряжение, вызванное движением ресурсов по значительному расстоянию, а также внешнее напряжение, обусловленное климатическими условиями и движением почвы. Данный факт был подтвержден в международном сообществе, например, в США ориентировочная стоимость модернизации и поддержки сети трубопроводов с 2003 года к 2023 году составила около 377 млрд долларов.³ Такой объём финансовых вложений определялся экономическими, экологическими и даже медицинскими проблемами. Например, из-за химических реакций, которые могут произойти во время утечки жидкости и газа, уровень pH воды, транспортируемой по трубопроводу, может упасть ниже 6,7 единиц, поэтому появляются существенные проблемы со здоровьем. Сложностью при обнаружении утечек, возникающих в трубопроводах, является их крайне значительная длина [15], особенно когда они закопаны, обнаружить небольшую утечку представляется достаточно трудной задачей. Это побудило исследователей заняться её решением, используя сочетание результатов различных инженерных областей.

Беспроводные сенсорные сети, которые подразумевают недорогое обнаружение утечек на нефтяных и газовых месторождениях, были предложены в качестве потенциального решения указанной проблемы [16]. Различные модели вычислительной гидродинамики (CFD), которые были созданы для оценки распространения газа и жидкости вокруг трубы, использовались для оптимизации размещения и минимизации количества беспроводных узлов. Оба беспроводных неинвазивных узла, которые не требуют любого проникновения в трубопроводы и инвазивные узлы, использовались в инфраструктуре беспроводных сенсорных сетей на предмет обнаружения утечки на нефтяных и газовых месторождениях.

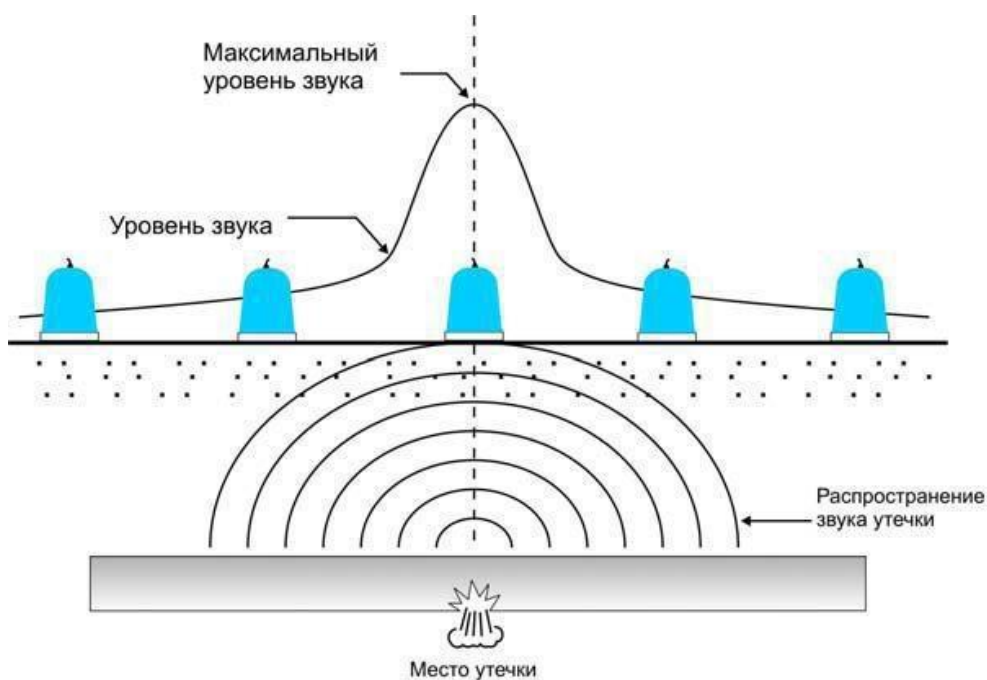


Рисунок 1. Акустический метод обнаружения утечек жидкости и газа (составлено автором)

³ United States Environmental Protection Agency. Industry sector emissions. — URL: <http://epa.gov/climatechange/ghgmissions/sources/industry.html> (дата обращения: 04.01.2024).

Акустические датчики являются одним из примеров фиксированных инвазивных устройств [17], которые необходимо вставить в трубопроводы с помощью разъемов крана для измерения статического давления (рис. 1). В зависимости от их принципа работы узлы могут быть размещены либо в пределах 100 % нижнего предела взрываемости или за пределами шлейфа утечки (другими словами, детекторы с открытым трактом), соответствующему менее 1 % нижнего предела взрываемости или 50 частей на 1 млн единиц.

Помимо трубопроводов, утечки жидкости и газа могут происходить в резервуарах для хранения [18], например, подобная утечка произошла из-за аварии в июле 2015 года на нефтехимическом заводе, расположенном в КНР, авария была вызвана взрывом, который способствовал гибели нескольких человек.

Утечки также могут возникать в кабелях высокого напряжения или трансформаторах. Тем не менее, в данной статье основное внимание уделяется системам обнаружения утечек в трубопроводах. В таблице 1 систематизированы основные методы, которые используются для обнаружения утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях в соответствии с доменом приложения.

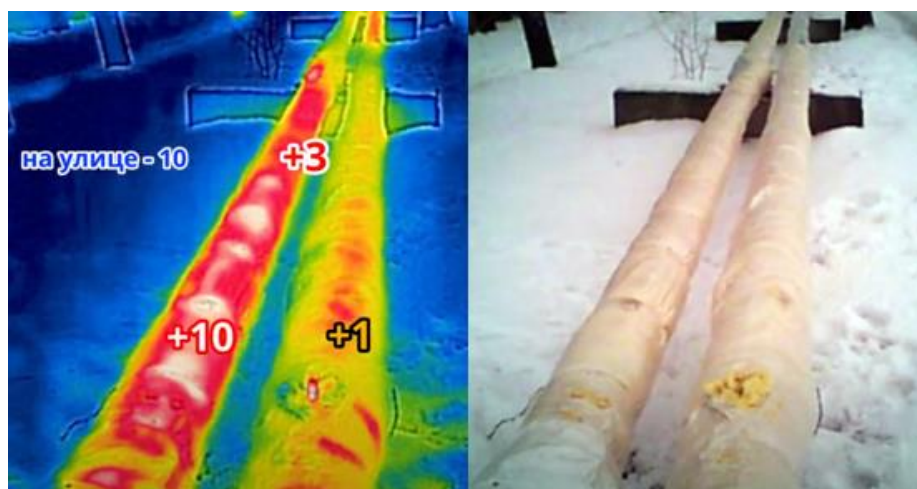
Таблица 1

**Основные методы, которые используются для обнаружения
утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях**

	Трубопроводы	Танкеры	Линии электропередач	Трансформаторы
Тензодатчик	+	+	-	-
Акустические методы	+	+	-	-
Георадары	+	+	+	+
Инфракрасные методы	+	+	+	+
Оптоволоконные методы	+	+	+	+
Метод измерения температур	+	+	+	-
Трубки для измерения паров	-	-	+	-
Химические методы	+	+	+	-
Применение полупроводников	+	+	-	-

Составлено автором

Несмотря на свою агрессивность, акустические датчики остаются одним из наиболее широко используемых устройств для обнаружения утечек, которые охватывают весьма длинные трубопроводы с помощью точечных искателей утечек жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях.



**Рисунок 2. Инфракрасный метод обнаружения
утечек жидкости и газа в трубопроводах (составлено автором)**

Они могут включать электрохимические полупроводники, которые наряду с акустическими также успешно использовались для работы инфракрасных датчиков (рис. 2).

В таблицу 1 не включены некоторые другие методы зондирования утечек жидкости и газа, которые менее успешно использовались для обнаружения утечек на нефтяных и газовых месторождениях. Метод зондирования включает электромагнитные датчики обнаружения утечек [19], которые содержат радиочастотный излучатель, генерирующий магнитное поле вблизи места утечки жидкости и газа. Другой радиочастотный приемник собирает информацию в магнитном поле, на интенсивность его работы может влиять наличие утечки (рис. 3).



ТЕХНОЛОГИЯ MFL + WM + CD

20" ÷ 48"
диаметры приборов

До 2,0 м/с
рабочий диапазон скорости

Жидкость
среда эксплуатации

3D
минимальный радиус отвода

-15°C ÷ +50°C
температурный диапазон

5 ÷ 27 мм
диапазон толщины стенки трубы

14 МПа
максимальное давление при эксплуатации

250 км
максимальная длина обследуемого участка

Диагностируемые дефекты:

- продольная трещина;
- дефекты продольных и поперечных сварных швов;
- питтинговая коррозия;
- расслоение и потери металла;
- риска.

Позволяет за один прогон проводить как магнитную (MFL), так и ультразвуковую (WM и CD) диагностику трубопровода на потери металла и наличие трещин продольной и поперечной ориентации. Это позволяет эффективно сочетать преимущества обоих методов.

Рисунок 3. Сочетание магнитного и ультразвукового датчика для обнаружения утечки жидкости и газа⁴

Однако этот метод не широко используется, поскольку он ограничен контролем утечек в пределах 2 метров — это максимальный диапазон по сравнению с акустическими методами, которые могут легко работать в радиусе нескольких километров от места утечки на нефтяных и газовых месторождениях.

Другой относительно традиционный метод измерения — использование расходомеров в дополнение к датчикам давления и температуры на входе и выходе участка трубопровода [20]. Наличие утечки может определяться уведомлением с использованием основных статических методов, таких как последовательный тест отношения вероятностей, на различия между притоком и оттоком. Однако данная технология подходит лишь для стационарных условий трубопровода, где поток жидкости и газа остается достаточно устойчивым. К сожалению, во время внезапно изменившихся условий меняются давление и расход ресурсов, следовательно, вероятны существенные утечки. Зарубежная корпорация Krohne и университет кафедры прикладных наук в Гельзенкирхене (Германия) предложили новый метод, а именно моделирование переходных процессов в реальном времени, которое преодолевает это ограничение путем постоянного отслеживания поведения жидкости и газа внутри трубопровода. Метод был успешно протестирован на Тайване (Formosa Petrochemical Corporation), где утечки топлива толщиной 3 миллиметра можно было обнаружить и даже локализовать на поверхности трубопровода с учётом расстояния, составившего 144 километра.

⁴ Pipeline operation services. In line inspection / GazTech. — URL: <http://www.gaztech.fr/services.html> (дата обращения: 15.01.2024).

Ранние системы обнаружения утечек с участием человека, такие как те, которые используют метод отбора проб газа, являются еще одной категорией традиционных систем обнаружения, не указанных в таблице 1. Они имеют определенное преимущество, которое состоит в высокой чувствительности к достаточно низким концентрациям газов и жидкостей, а также относительной невосприимчивостью к ложным срабатываниям, что делает их предпочтительным методом в ряде ситуаций. Однако время их отклика относительно медленное, и они ограничены в работе на малом расстоянии, что делает их неспособными контролировать длинные трубопроводы.

Адекватный выбор системы обнаружения утечек должен учитывать несколько факторов, таких как физические свойства, химический состав вытекшей жидкости, ее распространение и объем. Например, в отдаленных и недоступных территориях при существовании переносимой системы обнаружения утечек может потребоваться мобильный дрон или вертолет. В суровых климатических условиях окружающей среды высокая чувствительность и надежность системы обнаружения утечек к постоянной работе с минимальной калибровкой и обслуживанием работы — это наиболее желанные функции для нефтяных и газовых месторождений.

Заключение

В данном исследовании рассмотрены различные технологии для обнаружения утечки жидкости и газа. Однако физико-химическое ограничение, обусловленное используемыми датчиками, делает их непригодными для всех типов ситуаций. Акустические датчики могут обнаружить и локализовать утечки жидкости и газа из подземных и незаглубленных трубопроводов. Данный метод наиболее всего подходит для стальных трубопроводов, чем для трубопроводов из пластика, поскольку шум утечки легко не распространяется через пластиковые трубопроводы. Кроме того, этого недостаточно для обнаружения небольших утечек, когда относительно большое количество датчиков требуется для мониторинга длинных трубопроводов во избежание ложных ситуаций утечек жидкости и газа. Развертывание большого количества датчиков является основой достижения точного обнаружения и локализации утечки жидкости и газа на нефтяных и газовых месторождениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Phillips N.G. Mapping urban pipeline leaks: Methane leaks across Boston / N.G. Phillips, R. Ackley, E.R. Crosson, A. Down, L.R. Hutyra, M. Brondfield, J.D. Karr, K. Zhao, R.B. Jackson. — DOI 10.1016/j.envpol.2012.11.003 // Environmental Pollution. — 2013. — Vol. 173. — P. 1–4. — URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0269749112004800> (дата обращения: 07.01.2024).
2. Чепурной И.В. Системы обнаружения утечек на нефтегазовых трубопроводах / И.В. Чепурной // Достижения науки и технологий-ДНиТ-11-2023. Сб. научных статей II Всерос. науч. конф. — Красноярск: ОУ ККДНиТ, 2023. — С. 168–171. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=50398587> (дата обращения: 05.01.2024).
3. Meribout M. Leak detection systems in oil and gas fields: Present trends and future prospects / M. Meribout, L. Khezzar, A. Azzi, N. Ghendour. — DOI 10.1016/j.flowmeasinst.2020.101772 // Flow Measurement and Instrumentation. — 2020. — Vol. 75. — URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0955598620301205> (дата обращения: 07.01.2024).

4. Tan Y. Hollow core fiber-based high finesse resonating cavity for high sensitivity gas detection / Y. Tan, W. Jin, F. Yang, Y. Qi, C. Zhang, Y. Lin, H.L. Ho // Journal of Lightwave Technology. — 2017. — Vol. 35. — No. 14. — P. 2887–2893. — URL: <https://opg.optica.org/jlt/Abstract.cfm?uri=jlt-35-14-2887> (дата обращения: 07.01.2024).
5. Ma W. CO₂ Gas Sensing Using Optical Fiber Fabry–Perot Interferometer Based on Polyethyleneimine/Poly (Vinyl Alcohol) Coating / W. Ma, R. Wang; Q. Rong, Z. Shao, W. Zhang, T. Guo, J. Wang, X. Qiao. — DOI 10.1109/JPHOT.2017.2700053 // IEEE Photonic Journal. — 2017. — Vol. 9. — No. 3. — URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7918509/authors> (дата обращения: 10.01.2024).
6. Leis J. A robust method for tuning photoacoustic gas detectors / J. Leis, D. Buttsworth. — DOI 10.1109/TIE.2017.2762636 // IEEE Transactions on industrial electronics. — 2018. — Vol. 65. — No 5. — P. 4338–4346. — URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8068266> (дата обращения: 10.01.2024).
7. Miklós A. Application of acoustic resonators in photoacoustic trace gas analysis and metrology / A. Miklós, P. Hess, Z. Bozóki. — DOI 10.1063/1.1353198 // Review of Scientific Instruments. — 2001. — Vol. 72. — No. 4. — P. 1937–1955. — URL: <https://pubs.aip.org/aip/rsi/article-abstract/72/4/1937/436411/Application-of-acoustic-resonators-in> (дата обращения: 10.01.2024).
8. Bauer R. 3D-printed miniature gas cell for photoacoustic spectroscopy of trace gases / R. Bauer, G. Stewart, W. Johnstone, E. Boyd, M. Lengden. — DOI 10.1364/OL.39.004796 // Optics Letters. — 2014. — Vol. 39. — No. 16. — P. 4796–4799. — URL: <https://opg.optica.org/ol/Abstract.cfm?uri=ol-39-16-4796> (дата обращения: 08.01.2024).
9. Mosahebfard A. Highly sensitive room temperature methane gas sensor based on lead sulfide colloidal nanocrystals / A. Mosahebfard, H.D. Jahromi, M.H. Sheikhi. — DOI 10.1109/JSEN.2016.2546966 // IEEE Sensors Journal. — 2016. — Vol. 16. — No. 11. — P. 4174–4179. — URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7442778> (дата обращения: 08.01.2024).
10. Somov A. Compact low power wireless gas sensor node with thermos compensation for ubiquitous deployment / A. Somov, E.F. Karpov, E. Karpova, A. Suchkov, S. Mironov, A. Karelin, A. Baranov, D. Spirjakin. — DOI 10.1109/TII.2015.2423155 // IEEE Transactions on Industrial Informatics. — 2015. — Vol 11. — No 6. — P. 1660–1670. — URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7088611> (дата обращения: 07.01.2024).
11. Kasyutich V.L. Multipass optical cell based upon two cylindrical mirrors for tunable diode laser absorption spectroscopy / V.L. Kasyutich, P.A. Martin // Applied Physics B. — 2007. — Vol. 88. — No 1. — P. 125–130. — URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00340-007-2620-z> (дата обращения: 07.01.2024).
12. Somov A. Energy aware gas sensing using wireless sensor networks / A. Somov, A. Baranov, A. Savkin, M. Ivanov, L. Calliari, R. Passerone, E. Karpov, A. Suchkov. — DOI 10.1007/978-3-642-28169-3_16 // Wireless Sensor Networks. — 2012. — Vol. 7158. — P. 245–260. — URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-28169-3_16 (дата обращения: 07.01.2024).

13. Радионова С.Г. Оценка возможности применения современных методов раннего обнаружения и мониторинга аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на водных объектах / С.Г. Радионова, С.А. Половков, В.Н. Слепнёв // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 6. — С. 124–128. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29359099> (дата обращения: 15.01.2024).
14. Дашкина А.Р. Применение беспилотных летательных аппаратов для повышения безопасности в нефтегазовой отрасли / А.Р. Дашкина // Нефтяная смена. Энергия будущего! Материалы VIII Всерос. науч.-практич. конф. — 2022. — С. 28–30. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=50177772> (дата обращения: 08.01.2024).
15. Михайлова Ю.С. Локализация местоположения нарушения целостности магистрального нефтепровода / Ю.С. Михайлова // Молодежная школа-семинар по проблемам управления в технических системах имени А.А. Вавилова. — 2023. — Т. 1. — С. 24–27. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=54779041> (дата обращения: 08.01.2024).
16. Базарбаев Ш.Е. Проблемы создания надежных систем мониторинга трубопроводов для обнаружения утечек нефти / Ш.Е. Базарбаев // Вестник науки. — 2021. — Т. 2. — № 6-1(39). — С. 275–279. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-sozdaniya-nadezhnyh-sistem-monitoringa-truboprovodov-dlya-obnaruzheniya-utechek-nefti> (дата обращения: 11.01.2024).
17. Бобриков А.И. Акустические методы обнаружения утечек нефте/газопроводов / А.И. Бобриков, Н.В. Алексеенко // Современная российская наука: актуальные вопросы. Сб. статей VI Всерос. науч.-практич. конф. — 2023. — С. 15–18. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=59067082> (дата обращения: 11.01.2024).
18. Воронов В.А. Обеспечение экологической и пожарной безопасности хранения сжиженного природного газа в криогенных резервуарах / В.А. Воронов, Е.А. Любин, Е.Ю. Загороднева // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). — 2015. — № S7. — С. 759–767. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obespechenie-ekologicheskoy-i-pozharnoy-bezopasnosti-hraneniya-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-kriogennyh-rezervuarah> (дата обращения: 05.01.2024).
19. Банькова К.Ю. Обзор способов мониторинга трубопроводов и обнаружения утечек нефти / К.Ю. Банькова, А.В. Никитина, Ю.М. Ем // Научный альманах. — 2021. — № 4-2. — С. 35–39. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=45845994> (дата обращения: 05.01.2024).
20. Сафаров Р.А. Система учета контроля нефти / Р.А. Сафаров // Мавлютовские чтения. — 2022. — С. 332–336. — URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=49796842> (дата обращения: 05.01.2024).

Lozovoy Sergey Victorovich

Sorrer IT & Telecommunications Co, West Qurna-2 Project, Basra, Iraq
E-mail: sergelyozovoy80@gmail.com

Leak detection systems in oil and gas fields

Abstract. The article is devoted to a review of methodological approaches to the localization and detection of liquid and gas leaks when using pipelines in oil and gas fields. The relevance of the issue is explained by the fact that a significant number of incidents that negatively affect the activities of oil and gas companies occur in connection with the leakage of resources in oil and gas fields. The purpose of the study is to present the state of the art of modern acoustic and infrared methods used to detect liquid and gas leaks in oil and gas fields.

The author used various classifications to analyze the characteristics of the methods, allowing them to be divided into active and passive; acoustic, optical, electrical, and chemical systems methods; permanently installed and mobile liquid and gas leak detection systems.

Among the considered methods for detecting liquid and gas leaks in oil and gas fields, acoustic and infrared methods are the most effective; they can be quite easily integrated into an existing liquid and gas leak detection system. Infrared and acoustic methods can also be used on pipelines, with the latter being used more often than infrared methods due to the fact that they cover very long pipelines using pinpoint liquid and gas leak detectors in oil and gas fields.

More advanced concepts for leak detection systems in oil and gas fields involve a combination of several methods, for example, the study reflected the specificity of combining a magnetic and ultrasonic sensor for detecting liquid and gas leaks in oil and gas fields. Although innovative concepts continue to be developed, some oil and gas enterprises still employ methods based on manual human labor which includes examining and sampling the contents of pipelines.

In conclusion, it was noted that at the present stage the practical application of several methods simultaneously in the system for detecting liquid and gas leaks in oil and gas fields is required, since each of them individually has significant disadvantages for oil and gas enterprises, which can be offset by an appropriate combination of existing methods.

Keywords: liquid and gas leakage; leak detection and localization system; oil and gas fields; hazards and consequences; acoustic leak detection; infrared leak detection; combination of leak detection methods