
**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИБОРОВ
И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ МЕТОДИК**

dze

УДК 622.691.4

© В. С. Кондратенко, А. Ю. Рогов, А. В. Сорокин, А. И. Цветков, 2023

**НОВЫЙ МЕТОД И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБНАРУЖЕНИЯ
УТЕЧЕК УГЛЕВОДОРОДОВ**

В работе рассматривается проблема утечек в инфраструктуре логистики и хранения углеводородных веществ. Предложен новый метод обнаружения утечек углеводородных жидкостей на основе детектирования изменения концентрации углеводородов. Разработаны новый тип углеводородного сенсора и детектирующее цифровое устройство для построения многоканальной беспроводной системы обнаружения местоположения утечек углеводородов.

Кл. сл.: утечка, углеводородная жидкость, углеводородный сенсор, беспроводной канал, GSM оповещение, система, микроконтроллер, метод обнаружения утечек

ВВЕДЕНИЕ

При работе систем хранения и логистики углеводородных веществ (УГВ) часто возникают утечки. Вовремя не обнаруженные утечки углеводородов вызывают экологические и финансовые катастрофы.

Современные способы обнаружения утечек на нефтепроводах, газопроводах, мазутопроводах и др. системах транспортировки и хранения углеводородов, как правило, используют косвенные методы обнаружения утечек, основанные, например, на контроле учета расхода продукта, перепаде давлений, акустических и других эффектах, сопровождающих процесс утечки [1]. Системы обнаружения утечек, построенные на основе данных методов, — дорогие, затратные в эксплуатации, с высокой вероятностью ложных срабатываний и не обеспечивают определение местоположения утечки с желаемой точностью. Данные методы позволяют лишь приближенно указать местоположение утечки, поэтому более востребованы системы с прямым методом обнаружения, основанные на взаимодействии продукта утечки с УГВ-сенсором.

Разработанные за рубежом кабели-детекторы углеводородов решают проблему только частично, т.к. принцип их срабатывания основан на изменениях в структуре оболочек кабеля при непосредственном соприкосновении с углеводородной жидкостью, что приводит к большой задержке времени срабатывания или выходу из строя участка, который подвергся воздействию [2, 3].

Предлагаемый новый метод основан на детектировании утечки углеводородов с помощью

УГВ-сенсора нового типа, изменяющего свои электрические характеристики в зависимости от степени воздействия углеводородсодержащих веществ. Система на базе нового метода и УГВ-сенсоров будет эффективна при контроле утечек прежде всего на локальных объектах, таких как нефтегазохранилища и заводы по переработке нефти и газа (сжижения газа), терминалы перекачки СПГ, магистральные станции перекачки, и др. объектах, на которых число точек контроля ограничено. Разработка и создание такой отечественной системы обнаружения утечек углеводородов, конкурентоспособной зарубежным аналогам, приобретает в настоящее время особую актуальность [4].

**ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ
УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ**

Ниже описаны основные существующие технические решения регистрации утечек в трубопроводах на базе аппаратных, программных, математических или комплексных решений, применяемые в существующих системах обнаружения утечек УГВ [5].

1. Метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой. Данный метод основан или на сравнении давления, рассчитанного по гидравлическому уклону, или на измерении и сравнении локальных понижений давления.

2. Метод сравнения расходов основан на постоянстве расхода углеводородсодержащего продукта в начале и конце трубопровода при отсутствии утечки. В случае утечки расход увеличивается — обнаруживается утечка. Таким

методом невозможно определить местоположение утечки.

3. Метод сравнения изменения скорости расхода основан на мгновенном измерении скорости расходов в начале и конце трубопровода.

4. Корреляционный метод использует вибро-акустический сигнал, генерируемый двумя пьезодатчиками, установленными на трубопроводе для обнаружения утечки.

5. Метод акустической эмиссии — более точная версия корреляционного метода, использующая множество пьезодатчиков и специальную систему на базе компьютера, анализирующую показания с них. Обнаруживает трещины и микротрещины трубопровода.

6. Метод линейного баланса — математический метод, при котором рассчитываются интегральные объемы перекачиваемой жидкости в начале и конце трубопровода при отсутствии утечки. В случае утечки обнаруживается изменение расчетного значения.

7. Метод ударных волн Жуковского использует ударную диаграмму кривой зависимости давления от времени, записанной при гидравлическом ударе задвижки на конце трубы.

8. Метод отрицательных ударных волн. Метод основан на регистрации фронта волны изменения давления, которая происходит в месте разгерметизации трубопровода.

9. Метод гидравлической локации утечки. Данный метод основан на анализе гидравлических характеристик участка нефтепровода.

К методам предъявляются следующие требования:

- точность определения мест утечки;
- высокая чувствительность;

- степень надежности и автоматизации;
- достоверность информации;
- отсутствие помех, оказывающих влияние на перекачку;
- безопасность при эксплуатации;
- обеспечение контроля состояния трубопровода большой протяженности;
- экономичность;
- работоспособность при плохих климатических условиях.

Сравнительная оценка методов регистрации утечек в трубопроводах дана в Приложении.

На основе приведенных данных можно сделать выводы:

- ни один из представленных методов не удовлетворяет всем требованиям;
- наиболее точные методы требуют сложных и дорогих программно-аппаратных комплексов обработки информации, поступающей от объекта контроля.

НОВЫЙ МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОСНОВЕ УГВ-СЕНСОРА ДЕТЕКТИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Принцип работы детектирующего цифрового устройства

Новый метод детектирования утечек углеводородов предполагает использование УГВ-сensors, изменяющего свои электрические характеристики при взаимодействии с углеводородами.

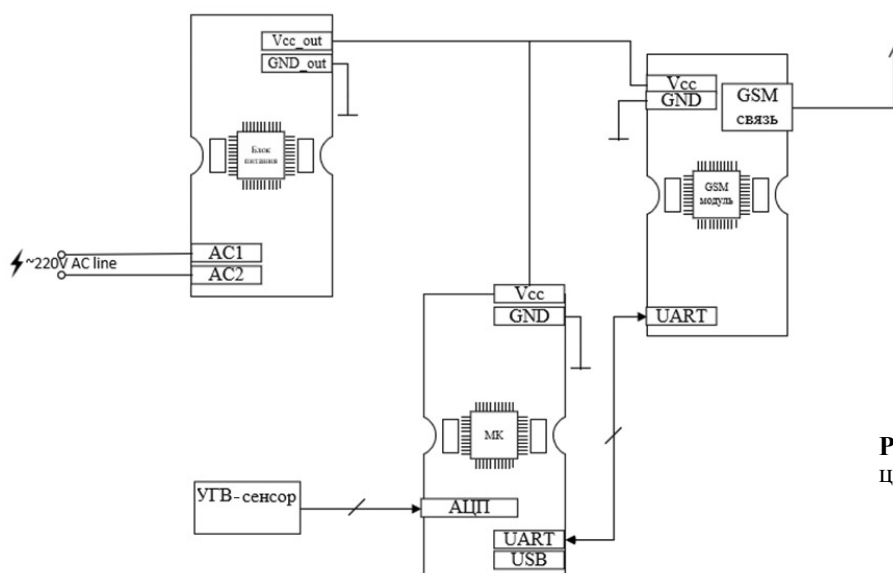


Рис. 1. Блок-схема детектирующего цифрового устройства

Принцип работы ДЦУ основан на регистрации и обработке изменений выходного электрического сигнала УГВ-сенсора с целью принятия алгоритмического решения о наличии воздействия утечки углеводородного вещества на сенсор.

В ДЦУ измеренные значения сопротивления через АЦП передаются микроконтроллеру для последующей обработки. Микроконтроллер имеет выход по USB-порту для включения устройства в макет для настройки, наладки и ремонта, а также порт UART для передачи данных GSM-модуля в виде сигнала об утечке оператору. Данные с GSM-модуля через GSM-связь (SIM-карта) направляются оператору на базовую станцию или мобильный телефон посредством СМС-сообщения в момент обнаружения воздействия утечки ДЦУ. Алгоритм работы ДЦУ представлен на рис. 2, а, и 2, б, [11].

На рис. 2, а, представлен алгоритм работы ДЦУ (далее в алгоритмах — устройство). Такие блоки, как "Инициализация АЦП и датчика", "Инициализация GSM" и "Опрос GSM", раскрыты на рис. 2, б.

Управление устройством происходит с помощью 3 кнопок:

- "ВЫВЕСТИ ИЗ РЕЖИМА ОЖИДАНИЯ",
- "ИНИЦИАЛИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВА В ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ БЕЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕВОДОРОДА",
- "ИНИЦИАЛИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВА С ВОЗДЕЙСТВИЕМ УГЛЕВОДОРОДА".

Во время непрерывной работы устройство управляется как кнопками, так и АТ-командами по GSM-связи.

УГВ-сенсор малой протяженности, например полоскового типа, представляет собой комбинированный материал, изменяющий свои электрические свойства под влиянием воздействия УГВ, в данной работе — сопротивление. Начальное значение сопротивления зависит от толщины материала сенсора, формы, однородности вещества. При детектировании углеводородов сенсор может увеличивать сопротивление до 1.5 раз.

При инициализации (рис. 2, б, □) устройство посредством АЦП фиксирует данные с сенсора без воздействия. Во время работы устройство постоянно (раз в 1 мин) сравнивает зафиксированный уровень и измеренный уровень содержания углеводородов в окружающей среде.

Фиксированное значение умножается для сравнения с измеряемым значением на 1.2: для ликвидации возможных ложных срабатываний из-за погрешности измерений, АЦП, неоднородности вещества на полосковом сенсоре, шумов электрической развязки вокруг АЦП (для измерения сопротивления) и пр.

Логика программы построена таким образом, чтобы, используя начальное проинициализированное значение (для игнорирования постоянного фона паров углеводородов), с помощью сравнения текущего уровня углеводородов и начального оповестить оператора об утечке, если текущий уровень выше порогового начального более чем в 1.2 раза.

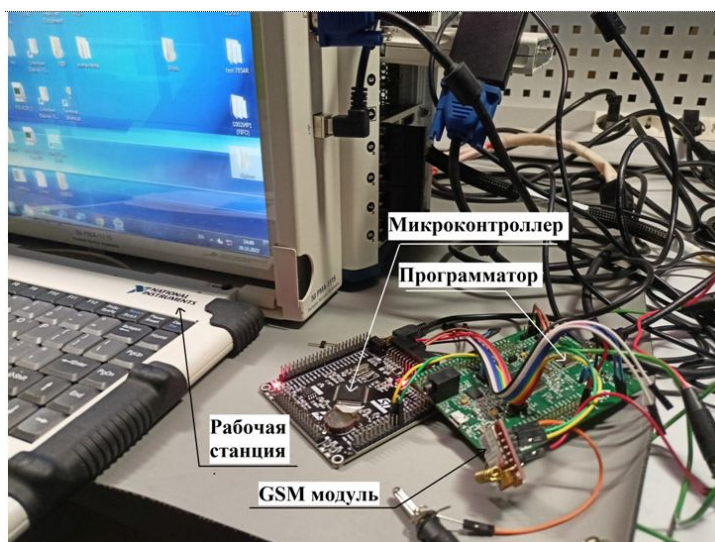


Рис. 3. Состав основных элементов макета ДЦУ

Во время работы **микроконтроллер** раз в 1 мин опрашивает GSM-модуль на наличие команд от оператора (СМС-сообщений от оператора), а также регистрирует цифровой сигнал со встроенного АЦП как результат преобразования аналогового значения сопротивления УГВ-сенсора полостного типа, отражающего степень воздействия углеводородов. Микроконтроллер сравнивает полученное с АЦП значение с заданным при инициализации (с динамичным пороговым) и формирует сообщение о наличии или об отсутствии утечки. Также микроконтроллер отслеживает параметры всего ДЦУ и УГВ-сенсоров, например низкий уровень заряда, устойчивость связи с бесконтактными УГВ-сенсорами и др., и в случае неисправности уведомляет оператора. В остальное время между периодами активности микроконтроллер находится в режиме сна для экономии заряда батареи.

При первом пуске ток потребления микросхем максимальный — GSM-модуль потребляет 1 А (при поиске и регистрации в сети связи). Во время работы GSM-модуль потребляет до 3 мА, микроконтроллер — 100 мА (при работе на 144 МГц). В режиме сна потребляет 9 мА.

На рис. 3 представлено фото макета детектирующего цифрового устройства без кор-

пуса, где микроконтроллер — stm32f407VET6; программатор — stlinkv2.1, распаянный на плате discovery; GSM-модуль — sim800l; рабочая станция — шасси NIPXI-1080 с NI-PMA 1115 со встроенным источником питания NIPXi-4130 для запитывания системы. Оператор сотовой связи для макета — "Билайн".

Многоканальная беспроводная система обнаружения местоположения утечек углеводородов

Так как ДЦУ на микроконтроллере может иметь компактные размеры, относительно недорого и непосредственно подключается к одному УГВ-сенсору, то оно, как правило, совместно с сенсором может размещаться в местах наиболее вероятной утечки углеводородов, реализуя так называемый зонный принцип обнаружения местоположения утечки: "один сенсор — одна зона контроля".

Система таких устройств способна охватить зонами контроля любой локальный объект ограниченной площади, а в зоне устойчивой GSM-связи — и участки трубопроводов различной протяженности (рис. 4).

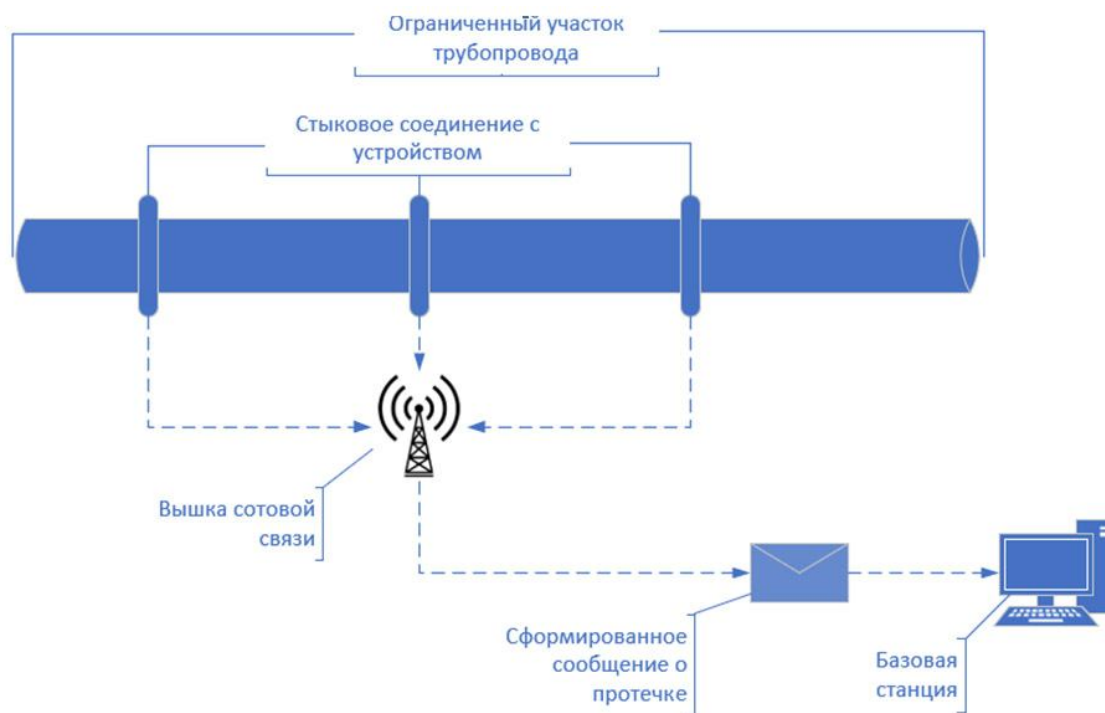


Рис. 4. Многоканальная беспроводная система обнаружения местоположения утечек углеводородов

На рис. 4 представлен схематичный вид системы. На местах вероятного появления утечек из элементов трубопровода размещаются УГВ-сенсоры полоскового типа, присоединенные к ДЦУ. Все сигналы ДЦУ через вышку сотовой связи периодически отправляет сформированными сообщениями оператору. В сообщении может входить: уникальный код устройства — ID для точного определения местоположения ДЦУ; специальный код, означающий утечку, разряд батареи номерного ДЦУ и др. сообщения о некорректной работе устройства, по которым оператор может принять действенное решение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлен новый метод детектирования протечек углеводородов и детектирующее цифровое устройство, реализующее совместно с УГВ-сенсором метод обнаружения изменения концентрации углеводородов в окружающей среде (обнаружение воздействия углеводородных веществ на УГВ-сенсор). Также

представлены архитектура и логика работы детектирующего цифрового устройства с УГВ-сенсором полоскового типа, например, для контроля утечек УГВ из фланцевых соединений.

Система таких устройств обнаружения местоположения утечек углеводородов сенсорами позволяет отслеживать и оповещать дежурные службы контроля об утечках прежде всего на локальных объектах нефте- и газовой инфраструктуры хранения и транспортировки углеводородов.

С учетом того, что ДЦУ является отечественной разработкой с закрытым исходным кодом, использующей для оповещения систему GSM с отечественными операторами, а также имеется возможность установки дополнительных модулей шифрования и дешифрования (или дополнить программу специальным алгоритмом), такое устройство может использоваться на федеральных, военных или иных специальных объектах, где невозможна эксплуатация систем иностранного производства.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Сравнительная оценка методов регистрации утечек в трубопроводах

№ п/п	Метод контроля																		
		Точность		Чувствительность		Надежность		Достоверность		Помехоустойчивость		Безопасность		Протяженность		Экономичность		Влияние климата	
1	Метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой	В	Н	В	Н	Н	В	В	В	В	Н	В	В	В	Н	В	Н	В	Н
2	Метод сравнения расходов	Н	Н	В	Н	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
3	Метод сравнения изменения скорости расхода	Н	Н	В	Н	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
4	Корреляционный метод	В	Н	В	Н	В	В	В	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
5	Метод акустический эмиссии	В	В	В	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
6	Метод линейного баланса	Н	Н	В	В	Н	В	В	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
7	Метод ударных волн Жуковского	В	Н	В	В	Н	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Н	В	Н	В
8	Метод отрицательных ударных волн	В	Н	В	В	Н	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Н	В	Н	В
9	Метод гидравлической локации утечки	В	Н	В	В	Н	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Н	В	Н	В

Примечание: Н — низкий уровень; В — высокий уровень.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Yunusa Z., Nizar-Hamidon M., Kaiser A., Awang Z. Gas Sensors: A Review // *Sensors & Transducers*. 2014. Vol. 168, is. 4. P. 61–75. URL: https://www.sensorsportal.com/HTML/DIGEST/P_1957.htm
2. Orduña-Reyes E., Téllez-García R. New sensor cable for the detection and location of leaks in pipelines for transportation of hydrocarbons // *Journal of Applied Research and Technology*. 2012. Vol. 10, is. 4. P. 585–589. DOI: 10.22201/icat.16656423.2012.10.4.380
3. Мамонова Т.Е. Методы диагностики линейной части нефтепродуктов для обнаружения нефти // *Проблемы информатики*. 2012. № S3 (17). С. 103–122. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20260387>
4. Манукян М.М. Импортзамещение нефтегазового оборудования как основа подъема экономики страны // *Вестник Самарского университета. Экономика и управление*. 2017. Т. 8, № 2. С. 31–35. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=34963353>
5. Мамонова Т.Е. Учет геометрического профиля нефтепровода при определении параметров утечки // *Электронный научный журнал нефтегазовое дело*. 2012. № 2. С. 85–102. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20891930>
6. Кондратенко В.С., Рогов А.Ю., Кобыш А.Н. Новый подход к контролю утечек углеводородных жидкостей на борту летательного аппарата // *Труды МАИ*. 2018. № 102. С. 18–18. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36589973>
7. Кондратенко В.С., Кобыш А.Н. Кондратенко В.С., Рогов А.Ю., Сакуненко Ю.И., Сорокин А.В. Разработка методов определения места и размеров протечек с помощью сорбционного гидросенсорного кабеля // *Контроль. Диагностика*. 2018. № 5. С. 32–37. DOI: 10.14489/td.2018.05.pp.032-037
8. Кудж С.А., Кондратенко В.С., Рогов А.Ю., Сакуненко Ю.И., Дружинин Е.А. Сорбционный кабельный сенсор с большим диапазоном чувствительности и области его применения // *Российский технологический журнал*. 2020. Т. 8, № 3. С. 59–80. DOI: 10.32362/2500-316X-2020-8-3-59-80
9. Рогов А.Ю. Повышение эффективности обнаружения протечек с помощью сорбционных кабельных сенсоров // *Базис*. 2019. № 2 (6). С. 21–28. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41374365>
10. Рогов А.Ю. Метод контроля работоспособности систем жидкостного охлаждения суперкомпьютеров на основе сорбционного кабельного сенсора // *Приборы*. 2022. № 4 (262). С. 32–37. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=48932440>
11. Белов А.В. Создаем устройства на микроконтроллерах. Изд-во: СПб.–Наука и техника, 2007. 307 с.

**Институт перспективных технологий
и индустриального программирования
РТУ МИРЭА, Москва**

Контакты: Цветков Артем Игоревич,
cartem@bk.ru

Материал поступил в редакцию 15.12.2022

A NEW METHOD AND TECHNICAL MEANS FOR DETECTING HYDROCARBON LEAKS

V. S. Kondratenko, A. Yu. Rogov, A. V. Sorokin, A. I. Tsvetkov

Institute of Advanced Technologies and Industrial Programming "MIREA — Russian technological University"

The paper considers the issue of leaks in the infrastructure for transportation and storage of hydrocarbons. A novel technique for finding leaks of hydrocarbon liquids based on detecting changes in the concentration of hydrocarbons is proposed. A novel kind of hydrocarbon sensor and a detecting digital device have been developed to build a multi-channel wireless system for locating hydrocarbon leaks.

Keywords: leakage, hydrocarbon liquid, hydrocarbon sensor, wireless channel, GSM alert, system, microcontroller, leak detection method

INTRODUCTION

Leaks often occur during the operation of storage and logistics systems for hydrocarbon substances (HCSs). Leaks of hydrocarbons not detected in time cause environmental disasters and financial losses.

Modern leak detection in oil pipelines, gas pipelines, mazut pipelines, and other systems for the transportation and storage of hydrocarbons uses, as a rule, indirect methods of leak detection based, for example, on the control of product flow, pressure drop, acoustic, and other effects accompanying the leakage process [1]. Leak detection systems based on these methods are expensive, costly to operate, have a high probability of false positives, and do not provide leak detection with the desired accuracy. These methods allow for only an approximate indication of the leak location, so direct detection systems based on the interaction of the detected product with the HCS sensor are more in demand.

The cables-detectors of hydrocarbons developed abroad only partially solve the problem, because the principle of their operation is based on changes in the structure of the cable sheaths in direct contact with a hydrocarbon liquid, which leads to a significant delay in operation time or failure of the affected area [2, 3].

The proposed new method is based on the detection of hydrocarbon leakage using a new type of HCS sensor that changes its electrical characteristics depending on the degree of exposure to hydrocarbon-containing substances. A system based on the new method and HCS sensors will be effective in monitoring leaks, primarily at local facilities, such as oil and gas storage facilities, oil and gas (gas liquefaction) processing plants, LNG pumping terminals, main pumping stations, and other facilities where the number of control points is limited. The development and creation of such a domestic system for detecting hydrocarbon leaks, competitive with foreign analogues, is currently acquiring particular relevance [4].

TRADITIONAL PIPELINE LEAK DETECTION METHODS

The main existing technical solutions for detecting pipeline leaks based on hardware, software, mathematical, or complex solutions used in existing HCS leak detection systems are described below [5].

1. The pressure reduction method is used with either a fixed or sliding installation. This method is based either on comparing pressure calculated from hydraulic slope or on measuring and comparing local pressure drops.

2. The flowrate comparison method is based on the constancy of the hydrocarbon-containing product flowrate at the beginning and end of the pipeline in the absence of leakage. In the event of a leak, the flow increases — a leak is detected. It is impossible to determine the location of the leak using this method.

3. The method of comparing the flowrate change is based on the instantaneous measurement of the flowrate at the beginning and end of the pipeline.

4. The correlation method uses a vibro-acoustic signal generated by two piezo sensors installed on a pipeline to detect a leak.

5. The acoustic emission method is a more accurate version of the correlation method, which employs many piezoelectric sensors and a special computer-based system that analyzes the readings from them. It detects cracks and microcracks in the pipeline.

6. The linear balance method is a mathematical method in which the integral volumes of the pumped liquid are calculated at the beginning and end of the pipeline in the absence of leakage. In the event of a leak, a change in the calculated value is detected.

7. The Zhukovsky shock wave method uses the shock diagram of the pressure versus time curve recorded during a hydraulic shock on a valve at the end of a pipe.

8. Method of negative shock waves. The method is based on recording the front of the pressure change

wave that occurs at the point of pipeline depressurization.

9. The hydraulic leak localization method. This method is based on an analysis of the hydraulic characteristics of the oil pipeline section.

Methods are subject to the following requirements:

- leak detection precision;
- high sensitivity;
- high degree of reliability and automation;
- reliability of information;
- a lack of interference affecting pumping;
- operation safety;
- control over the condition of a long pipeline;
- profitability;
- performance under bad climatic conditions.

A comparative assessment of methods for registering leaks in pipelines is given in the Appendix.

Based on the data presented, the following conclusions can be drawn:

- none of the presented methods satisfy all the requirements;
- the most accurate methods require complex and expensive software and hardware systems for processing information coming from the control object.

A NEW METHOD FOR DETECTING HYDROCARBON LEAKAGES BASED ON A HCS SENSOR FOR DETECTING CHANGES IN THE HYDROCARBON CONCENTRATION

The operation principle of the detecting digital device

A new method for detecting hydrocarbon leaks involves the use of a HCS sensor that changes its electrical characteristics when interacting with hydrocarbons.

A small size HCS sensor, for example, of the strip type, is a combined material that changes its electrical properties under the influence of hydrocarbon substances in the liquid or gas phase. The initial resistance value depends on the sensor material's thickness, shape, and uniformity of composition. When exposed to hydrocarbons, the resistance of the HCS sensor can increase by up to 1.5 times, while the detecting digital device (DDD) records the change in sensor resistance and, after a message generation, sends a signal to the operator about the effect of hydrocarbons on the sensor.

In [6–10], much attention is paid to the sorption cable sensor, methods for detecting the location of leaks of both water and hydrocarbons, and potential technical solutions for constructing automated systems for detecting such events are presented.

This paper presents a block diagram of a DDD connected to a HCS sensor and using a GSM module for communication with a base station (Fig. 1).

Fig. 1. Block diagram of a detecting digital device

The block diagram (Fig. 1) shows: short HCS sensor (strip type); DDD based on stm32f407VET6 microcontroller; GSM module — GSM transceiver sim800l; power supply for the microcontroller and GSM module — AC-DC converter EPS-15-5; power supply unit 5 V, 3 A, 15 W, mains operated.

The principle of operation of the DDD is based on the registration and processing of changes in the output electrical signal of the HCS sensor in order to make an algorithmic decision about the presence of the hydrocarbon leak impact on the sensor.

In the DDD, the measured resistance values are transmitted through the ADC to the microcontroller for further processing. The microcontroller has a USB output to integrate the device into the layout to secure adjustment and alteration, as well as a UART port for transmitting data from the GSM module in the form of a leak alert signal to the operator. The GSM module data, via the GSM communication (SIM card) are sent to the base station or via mobile phone SMS to the operator at the moment when DDD detects the impact of the leak. The DDD work algorithm is shown in Fig. 2, a, б, [11].

Fig. 2. Algorithm for the operation of the DDD.

a — basic algorithm (individual blocks of the algorithm are additionally marked with number plates); б — disclosure of the content of the marked individual blocks of the algorithm

Fig. 2, a, presents the algorithm of the DDD operation (hereinafter in the algorithms — the device). Blocks "ADC and sensor initialization", "GSM initialization" and "GSM inquiry" are shown in Fig. 2, б.

The device is controlled using 3 buttons:

- WAKE UP,
- DEVICE INITIALIZATION IN THE ENVIRONMENT WITHOUT IMPACT OF HYDROCARBONS,
- DEVICE INITIALIZATION WITH THE EXPOSURE OF HYDROCARBONS.

During continuous operation, the device is controlled by both buttons and AT commands via a GSM connection.

A **HCS sensor** of short length, for example, in the shape of a strip, is a combined material that changes its electrical properties (in this work, namely — resistance) under the influence of HCS. The initial resis-

tance value depends on the thickness of the sensor material, shape, and homogeneity of the substance. When detecting hydrocarbons, the sensor can increase its resistance up to 1.5 times.

During initialization (Fig. 2, 6, □), the device, using the ADC, captures the sensor data without any impact. During operation, the device constantly (every 1 min) compares the primarily recorded level and the currently measured level of hydrocarbons in the environment.

The recorded reference value is multiplied by 1.2 for comparison with the measured value to eliminate possible false alarms due to measurement errors, ADC, material inhomogeneity on the strip sensor, electrical decoupling noise around the ADC (for measuring resistance), etc.

The logic of the program allows, using the starting set value (to ignore the constant background of hydrocarbon vapors) and comparing the current level of hydrocarbons with the initial one, to notify the operator of a leak if the current level is higher than the threshold initial value by more than 1.2 times.

During operation, *the microcontroller* polls the GSM module once every 1 min for commands from the operator (operator's SMS messages), and also registers a digital signal from the built-in ADC as a result of converting the analog value of the strip-type HCS sensor resistance, which stands for the degree of exposure to hydrocarbons. The microcontroller compares the value received from the ADC with the dynamic threshold value set during initialization and generates a message about the presence or absence of a leak. Also, the microcontroller monitors the parameters of the entire DDD and HCS sensors, for example, low charge level, instability of communication with non-contact HCS sensors, etc., and notifies the operator in case of a malfunction. The rest of the time between periods of activity, the microcontroller is in sleep mode to conserve battery power.

At the first start, the current consumption of microcircuits is maximum — the GSM module consumes 1 A (when searching and registering in the communication network). During operation, the GSM module consumes up to 3 mA, the microcontroller — 100 mA (during operation at 144 MHz). In sleep mode, it consumes 9 mA.

Fig. 3 shows a photo of the prototype of a detecting digital device without a housing, with a microcontroller (stm32f407VET6); programmer (stlinkv2.1, soldered on the discovery board); GSM module (sim800l); workstation (NIPXI-1080 chassis with NIPMA 1115 and built-in NIPXI-4130 power supply). The mobile operator for the prototype is Beeline.

Fig. 3. The composition of the main elements of the DDD model

Multichannel wireless system for hydrocarbon leak location detection

Since the DDD with a microcontroller can be compact, relatively inexpensive, and directly connected to one HCS sensor, it, as a rule, can be positioned together with the sensor in the places of the most probable hydrocarbon leak, implementing the so-called zone principle of leak location detection: "one sensor — one control zone".

The system of such devices is capable of covering any local object in a limited area with control zones and also sections of pipelines of various lengths in the zone of stable GSM communication (Fig. 4).

Fig. 4. Multichannel wireless hydrocarbon leak location detection system

Fig. 4 shows a schematic layout of the system. In places where leaks from pipeline elements are likely to occur, strip-type HCS sensors are placed, connected to the DDD. All DDD signals through the cell tower are periodically sent via generated messages to the operator. The message may include: a unique device code — ID for precise determination of the location of the DDD; a special code indicating leakage, low battery of the DDD, and other messages about incorrect operation of the device, that allow the operator to make an effective decision.

CONCLUSION

This study introduces a new technique for identifying hydrocarbon leaks as well as a digital device that, when used with an HCS sensor, detects changes in the amount of hydrocarbons in the environment (detection of the impact of hydrocarbon substances on the HCS sensor). The architecture and operation logic of a detecting digital device with a strip-type HCS sensor, for example, to control HCS leaks from flanged joints, are also presented.

The system of such devices for detecting the location of hydrocarbon leaks with sensors makes it possible to track and notify duty control services about leaks, primarily at local facilities of the oil and gas infrastructure for storing and transporting hydrocarbons.

Taking into account the fact that DDD is a domestic development with a closed source code that uses the GSM system with domestic operators for notification, and it is also possible to install additional encryption and decryption modules (or supplement the program with a special algorithm), such a device can be used on federal, military, or other special facilities where the operation of foreign-made systems is impossible.

APPENDIX

Tab. Comparative evaluation of methods for registering leaks in pipelines

REFERENCES

1. Yunusa Z., Nizar-Hamidon M., Kaiser A., Awang Z. Gas Sensors: A Review. *Sensors & Transducers*, 2014, vol. 168, is. 4, pp. 61–75. URL: https://www.sensorsportal.com/HTML/DIGEST/P_1957.htm
2. Orduña-Reyes E., Téllez-García R. New sensor cable for the detection and location of leaks in pipelines for transportation of hydrocarbons. *Journal of Applied Research and Technology*, 2012, vol. 10, is. 4, pp. 585–589. DOI: 10.22201/icat.16656423.2012.10.4.380
3. Mamonova T.E. [Diagnostic methods for the linear part of petroleum products for oil detection]. *Problemy informatiki* [Problems of computer science], 2012, no. S3 (17), pp. 103–122. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20260387>
4. Manukyan M.M. [Import replacement of oil and gas equipment as the basis of economic energy growing]. *Vestnik Samarskogo universiteta. Ehkonomika i upravlenie* [Vestnik of Samara University. Economics and management], 2017, vol. 8, no. 2, pp. 31–35. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=34963353> (In Russ.).
5. Mamonova T.E. [The account of the geometrical oil pipeline profile for leaks parameters determination]. *Ehlektronnyi nauchnyi zhurnal neftegazovoe delo* [Electronic scientific journal Oil and Gas Business], 2012, no. 2, pp. 85–102. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20891930>
6. Kondratenko V.S., Rogov A.Yu., Kobyshev A.N. [A new approach to hydrocarbon liquids leakages control onboard an aircraft]. *Trudi MAI* [Proceedings of the Moscow Aviation Institute], 2018, no. 102, pp. 18–18. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36589973>
7. Kondratenko V.S., Rogov A.Yu., Sakunenko Yu.I., Sorokin A.V. [Development of methods to determine the size and location of water leaks with the help of sorption of hydro-sensor cable]. *Kontrol'. Diagnostika* [Testing. Diagnostics], 2018, no. 5, pp. 32–37. DOI: 10.14489/td.2018.05.pp.032-037 (In Russ.).
8. Kudzh S.A., Kondratenko V.S., Rogov A.Yu., Sakunenko Yu.I., Druzhinin E.A. [Sorption cable sensor with large sensing range and fields of its application]. *Rossiiskii tekhnologicheskii zhurnal* [Russian Technological Journal], 2020, vol. 8, no. 3, pp. 59–80. DOI: 10.32362/2500-316X-2020-8-3-59-80 (In Russ.).
9. Rogov A.Yu. [Improving the efficiency of detection of leaks by using sorption cable sensors]. *Bazis* [Basis], 2019, no. 2 (6), pp. 21–28. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41374365>
10. Rogov A.Yu. [Method for monitoring the operability of liquid cooling systems of supercomputers based on sorption cable sensor]. *Pribory* [Devices], 2022, no. 4 (262), pp. 32–37. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=48932440>
11. Belov A.V. *Sozdaem ustroistva na mikrokontrollerakh* [Create devices on microcontrollers]. Saint Petersburg, Nauka i tekhnika Publ., 2007. 307 p. (In Russ.).

Contacts: Tsvetkov Artem Igorevich,
cartem@bk.ru

Article received by the editorial office on 15.12.2022