УДК 65.011.56

Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10065

С.В. Евсеев
начальник научно-исследовательского отдела программно-технических комплексов и систем управления объектами ТЭК
telemeh@niiis.nnov.ru

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» — «Научно исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова», Нижний Новгород, Россия

Целью данной работы является определение основных причин, вызывающих сложность выявления места утечки из многониточного магистрального газопровода сменным диспетчерским персоналом на основе информации, поступающей от системы линейной телемеханики. Проведен анализ действий диспетчера при ликвидации реальной аварии с полным разрывом газопровода. В результате анализа показаны основные недостатки существующих систем телемеханики и даны пути решения обозначенных проблем. Важным аспектом, раскрытым в работе, является необходимость применения системного подхода к информации, зафиксированной системой линейной телемеханики и создание дополнительных методов и алгоритмов автоматизированной обработки этой информации с целью определения момента и места возникшей утечки без применения специализированных датчиков.

Материалы и методы
В работе рассматриваются действия диспетчерской службы при ликвидации нештатной ситуации и дается анализ недостатков систем телемеханики

Ключевые слова
телемеханика, система обнаружения утечек, ликвидация аварии

Введение

В результате старения, коррозии и иных причин на магистральных газопроводах (далее — МГ) случаются аварии, которые имеют тяжелые последствия для промышленного персонала, населения и окружающей среды. Помимо экологических последствий, такие аварии наносят предприятиям ощутимый экономический ущерб. Поскольку аварийные события на многониточном МГ (далее —ММГ) возникают достаточно редко, то вследствие отсутствия опыта, диспетчерская служба (далее — ДС) линейно-производственных управлений (далее — ЛПУ) МГ не всегда может быстро и адекватно оценить ситуацию и принять действия по ее локализации. Неверные действия ДС при локализации нештатных событий (далее — НС) путем управления газовыми потоками с использованием систем автоматики и линейной телемеханики (далее — СЛТМ) могут привести к еще более значительным экологическим и финансовым потерям. Единственным инструментом ДС в части контроля за линейной частью (далее — ЛЧ) МГ является СЛТМ, обеспечивающая контроль за параметрами давления газа и состоянием запорной арматуры (кранов). Однако СЛТМ обеспечивает ДС только информацией о срабатывании аварийных и предупредительных уставок по датчикам давления и температуры газа и изменениями состояния кранов, что является недостаточным в условиях возникновения НС на ММГ.

Сложившаяся в настоящий момент практика организации рабочего времени ДС ЛПУ МГ, не позволяет сменному диспетчеру постоянно и полноценно контролировать параметры газодинамического режима работы МГ, находящегося в зоне его ответственности. В силу ряда причин, данные СЛТМ в момент возникновения НС могут быть либо неверно истолкованы, либо проигнорированы персоналом и, как следствие, приводят к неверным действиям при дальнейшей ликвидации НС. Одной из наиболее сложных нештатных ситуаций на ММГ является возникновение утечки газа в атмосферу, вплоть до полного разрыва трубопровода.

Различными производителями АСУ ТП разработаны специализированные системы обнаружения утечек [1]. Сложность применения таких систем состоит в том, что для их внедрения требуется разработка отдельного проекта, проведение строительно-монтажных работ, организация каналов связи, оснащение специализированными датчиками, обучение персонала, организация закупки запасных частей и принадлежностей. Таким образом, внедрение отдельной специализированной системы обнаружения утечек по стоимости сопоставима со стоимостью СЛТМ, в настоящее время обязательной для оснащения газопроводов.

В связи с этим возникает необходимость придания СЛТМ новых свойств, путем создания и включения в состав СЛТМ подсистемы обнаружения НС, обеспечивающей в режиме реального времени раннее обнаружение НС на ММГ и определение места ее возникновения. Актуальность данной темы подтверждается результатами анализа действий ДС ЛПУ МГ газотранспортных обществ ПАО «Газпром» при ликвидации аварийных ситуаций на ММГ.

Целью данной работы является определение причин, вызывающих трудность определения места возникновения утечки на ММГ и нахождение пути их решения с использованием штатных аппаратных средств СЛТМ.

Описание существующих требований к СЛТМ ПАО «Газпром»

Современные СЛТМ для ММГ разрабатываются с учетом «Временных технических требований» ПАО «Газпром» и «...предназначены для обеспечения автоматического контроля и автоматизированного управления технологическими процессами и оборудованием ЛЧ МГ...». СЛТМ должны выполнять функции контроля, управления и отображения информации о параметрах телеуправления, телесигнализации и телеизмерений. Требования по дополнительной обработке данных не предъявляются. В том числе, отсутствует функция определения нештатного события. Таким образом, СЛТМ является только

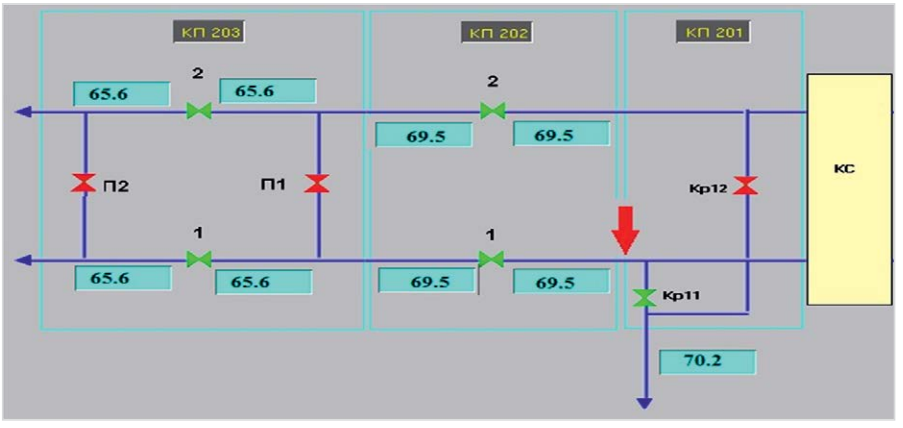

Рис. 1 — Участок ЛПУ МГ
Fig. 1 — GMPL LPM section

инструментом контроля и управления. Все решения по обнаружению и локализации НС принимает человек — диспетчер ЛПУ МГ. При этом эффективность его действий напрямую зависит от индивидуального опыта, скорости реакции в условиях стрессовой обстановки, времени, прошедшего от начала возникновения аварийной ситуации до начала процесса ее ликвидации. Первые две особенности являются индивидуальными свойствами человека — диспетчера и не рассматриваются в данной статье. Предметом исследования являются свойства СЛТМ и пути повышения их эффективности для сокращения времени от начала НС до момента отображения актуальной информации на мнемосхеме пульта управления (далее — ПУ) СЛТМ.

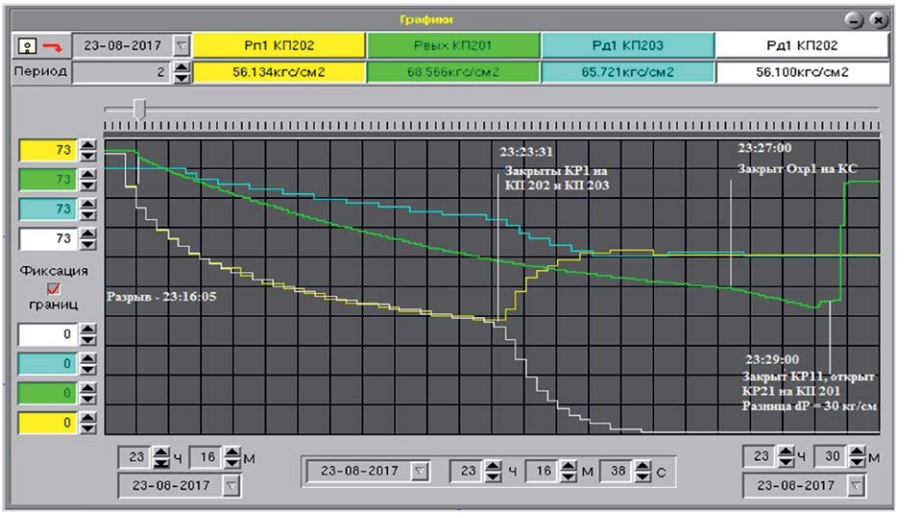

Рис. 2 — Графики параметров СЛТМ
Fig. 2 — ALTMS parameters diagrams

Причины ошибок диспетчера и недостатки существующих систем телемеханики для многониточных магистральных газопроводов

Рассмотрим ошибки диспетчера и недостатки существующих СЛТМ на примере локализации реальной НС, возникшей на одном из ЛПУ МГ. Участок ЛПУ МГ, приведенный на рис. 1, обслуживается системой телемеханики УНК ТМ, разработки филиала РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова». На рис. 1 стрелкой обозначено место утечки.

Хронология событий

23:16 на участке между контролируемым пунктом (далее — КП) 201 и КП 202 произошел полный разрыв МГ с возгоранием.

Через 30 сек с КП 202 на ПУ пришла информация об изменении показаний датчиков давления до и после крана 1 и отобразилась на ПУ в виде аварийных сигналов.

Через 1 мин и 20 сек с КП 203 пришла информация об изменении показаний датчиков давления до и после крана 1 и отобразилась на ПУ в виде аварийных сигналов.

Через 5 мин диспетчер, закрыв краны 1 на КП 203 и 202 и открыв перемычку П2 на КП 203, по его мнению, локализовал разрыв. Однако на КП 201 и КС продолжалось падение давления.

Через 4 мин закрыт кран на охранной площадке КС.

Через 2 мин закрыт кран на потребителя.

Таким образом, время локализации аварии составило более 13 мин и это на простейшей системе МГ. Графики давлений на датчиках КП приведены на рис. 2.

Рассмотрим, что привело к неверным действиям ДС при локализации аварии и какие недостатки систем телемеханики желательно устранить.

При анализе суточных протоколов УНК ТМ было выявлено:

— ДС установила на КП 201 для датчика давления на выходе к потребителю уставки предупредительной и аварийной сигнализации 25–75 кг/см^2 и, как следствие, своевременно не сработал сигнал тревоги, что в дальнейшем и привело к неверному определению места аварии;

— вследствие частых аварийных сигналов по изменениям показаний потенциалов катодной защиты и температуры газа у персонала ДС была выработана привычка игнорировать звуковые сигналы СЛТМ. Диспетчер начал действовать только после звонка очевидцев об открытом горении МГ, когда все датчики давления на участке сообщали о нарушении уставок. В сложившейся ситуации на диспетчера легла задача за кратчайшее время в стрессовой обстановке разобраться в сложившейся ситуации и принимать необходимые, в том числе и неверные, решения.

На рис. 2 приведено информационное окно СЛТМ с графиками показаний основных параметров от времени начала аварии до времени локализации места разрыва и показаны действия диспетчера.

Так какие же проблемы и недостатки СЛТМ выявила данная авария?

1. В СЛТМ всех производителей каждый элемент контроля ММГ (датчик, концевой выключатель и т. д.) рассматривается и контролируется отдельно, без взаимосвязи с соседними элементами.
2. Отсутствует комплексная оценка состояния объектов на КП СЛТМ.
3. В СЛТМ нет комплексного представления рассматриваемого участка ММГ как единой системы, при этом полная информация о всех контролируемых параметрах на ПУ ТМ есть.

Пути решения проблемы выявления места утечки газа средствами телемеханики

Как было предложено ранее, рассмотрим возможные пути определения признаков утечки газа на ММГ без изменения состава аппаратной части ТМ, только за счет применения алгоритмов дополнительной обработки информации в программном обеспечении СЛТМ.

Первое. Введем понятие основного информационного объекта ММГ, представляющего комбинацию линейного крана и двух датчиков давления газа до и после крана (рис. 3).

Описание состояния объекта:

$$dP_i = \begin{cases} 0 \text{ при } P_{in} = P_{it} \\ -1 \text{ при } P_{in} > P_{it} \\ 1 \text{ при } P_{in} < P_{it} \end{cases}$$

$$Key = \begin{cases} -1 - \text{ кран закрыт} \\ 1 - \text{ кран открыт} \end{cases}$$

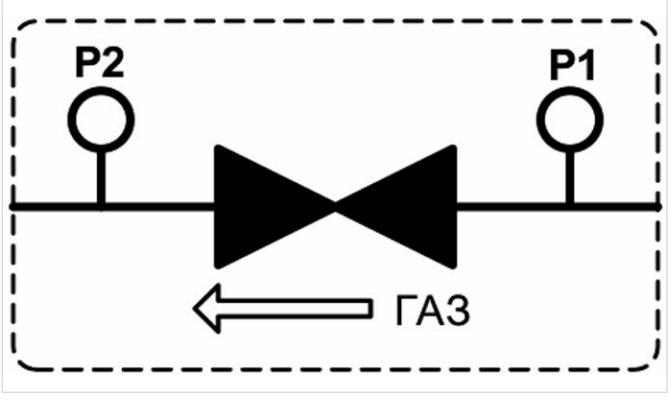

Рис. 3 — Основной информационный объект МГ
Fig. 3 —GMPL basic data entity

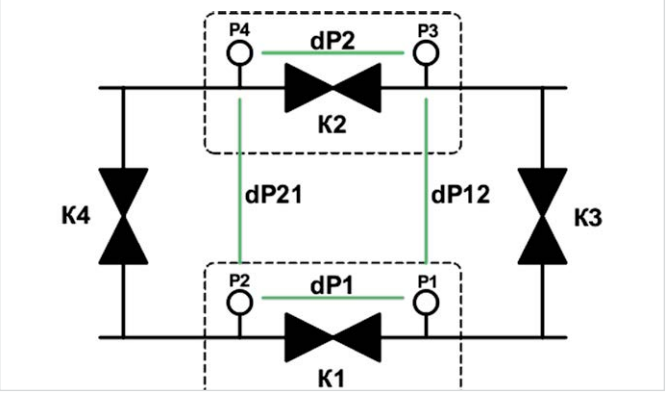

Рис. 4 — Пример взаимного рассмотрения основных информационных объектов
Fig. 4 —Example of the basic data entities mutual consideration

где: Pin — давление опорное Pit — давление измеренное.

В результате появляется возможность отойти от анализа абсолютных значений давления газа и рассматривать только значения изменения давления при превышении заданного порога изменения между предыдущим и текущим значениями. По комбинации изменений dP1, dP2 и состояния крана Key определять возможные нештатные ситуации, связанные с утечкой газа.

Второе. Для частичного исключения ложных определений утечки необходимо разработать алгоритмы информационного взаимодействия основных информационных объектов на КП и ПУ, посредством введения в рассмотрение состояний кранов перемычек. Таким образом, мы исключим возможные случаи ложного определения утечек при штатном изменении режимов транспортировки газа по ММГ. Пример возможного решения данной проблемы приведен на рис. 4.

Третье. Необходимо ввести синхронизацию времени между ПУ и КП с точностью до секунды, что позволит сопроводить информацию об обнаруженных признаках утечки газа временем ее обнаружения на КП.

Кроме этого, после уверенного определения наличия утечки на КП в адрес ПУ должно передаваться экстренное аварийное сообщение с типом «Утечка» с указанием адресов КП и основного информационного объекта, содержащее градиенты изменения давления и время его обнаружения для дальнейшей обработки информации на уровне ПУ ТМ [2].

В ПО ПУ должна быть разработана карта ММГ в виде матрицы или взвешенного неориентированного графа, с указанием связи основных информационных объектов и расстояниями между ними. В ПО ПУ должен быть разработан алгоритм определения времени распространения волн утечки между основными информационными объектами, с учетом состояния открытия кранов и перемычек.

В случае получения на ПУ от КП информации о первой обнаруженной утечке на основном информационном объекте, производится расчет времени возможного обнаружения утечек для всех возможных других основных информационных объектов. При приходе следующих сообщений об обнаруженной утечке от других основных информационных объектов производится сравнение разницы времен между первым и текущим сообщениями об утечке и, если это время менее рассчитанного при первом сообщении, производится определение места возникновения утечки с учетом расстояний, записанных в графе или матрице ММГ. В случае, если время совпадает или более рассчитанного, данное сообщение может свидетельствовать, что утечка произошла за пределами основных объектов, что тоже может представлять интерес для диспетчера.

Для обозначения на ПУ утечки, в ПО ПУ СЛТМ должен быть предусмотрен отличный от других звуковой сигнал и всплывающее окно с сообщением об обнаруженной утечке и предполагаемом месте ее нахождения.

Кроме этого, в ПО ПУ должен быть предусмотрен алгоритм оповещения КП о включении и отключении поиска утечек, что является необходимым при проведении РТО или регламентных работ.

Итоги

Показаны пути решения проблем определения места утечки газа из магистрального газопровода с использованием стандартных аппаратных средств линейной телемеханики.

Выводы

Реализация комплексного подхода к информации, собранной системой линейной телемеханики и введение дополнительных алгоритмов ее обработки, позволят определять факт возникновения утечки и место ее возникновения с точностью, ограниченной классом применяемых датчиков и рассинхронизацией времени между пультом управления и контролируемыми пунктами.

В большинстве случаев общее время локализации аварийного участка и время ликвидации аварии сократится в несколько раз.

Литература

1. Бухвалов И.Р. Методы и алгоритмы информационной поддержки управления газотранспортной системой. Владимир: 2007. 131 с.
2. Бухвалов И.Р., Александров Д.В., Гусев М.А. Математическая модель линейной части магистрального газопровода. XX Международная научная конференция. Ярославль: ЯГТУ, 2007.

ENGLISH **AUTOMATION**

UDC 65.011.56

Problem of defining leakage at multi line gas-main pipeline by standard linear telemetering gear

Author

Sergey V. Yevseyev — chief of research department for fuel-energy complex soft-and-hardware complexes and control systems; telemeh@niiis.nnov.ru

Branch of FSUE "RFNC-VNIIEF" — "Research Institute of Measuring Systems named after Yu.Ye. Sedakov", Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

The present work objective is to define the main reasons causing complexity of defining leakage location at a multi-line gas-pipeline by a shift dispatching personnel on the basis of the information received from the linear telemechanics system. Analysis of dispatcher actions in case of real breakdown elimination when the gas-pipeline is broken completely was carried out. As a result of the analysis there are indicated available telemechanics systems basic shortcomings and the ways to solve the said problems. An important aspect presented in the work is the necessity of using system approach to the information recorded by the linear telemechanics system and creating additional methods and algorithms for automated processing this information in order to define the time and location of the emerged leakage without specialized sensors.

Materials and methods

There are considered dispatcher service actions when eliminating an emergency event and analyses of telemechanics systems imperfections

Results

There are presented the ways of solving the problems of gas leakage location detection at gas-main pipelines using standard linear telemechanics hardware.

Conclusions

Implementation of the unified approach to the information collected by linear telemechanics system and introduction of additional algorithms for its processing allow to define the fact of leakage initiation and its location accurate within the class of the applied sensors and mistiming between the control board and supervised stations.

Keywords

telemechanics, leakage detection system, breakdown elimination.

References

1. Bukhvalov I.R. *Metody i algoritmy informatsionnoy podderzhki upravleniya gazotransportnoy sistemoy* [Methods and algorithms of gas-transport system control infotainment]. Vladimir: 2007, 131 p.
2. Bukhvalov I.R., Aleksandrov D.V., Gusev M.A. *Matematicheskaya model' lineynoy chasti magistral'nogo gazoprovoda* [Mathematical model of the gas-main pipeline linear portion]. XX international scientific conference. Yaroslavl': YSTU, 2007.