

Мария Романова, Никита Раздайбедин, Анна Виноградова¹

Maria Romanova, Nikita Razdaybedin, Anna Vinogradova

**МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНОЙ
ТЕЛЕМЕХАНИКИ**

**METROLOGICAL SUPPORT OF THE LINEAR SYSTEM
TELEMECHANICS**

Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург

Saint Petersburg mining university, Saint Petersburg

В данной статье описаны некоторые особенности телемеханики как структуры автоматизированного управления технологическими процессами, направленными на выявление утечек газа при транспортировке. Представлен систематизированный подход процессу к возникновению погрешностей и способам их минимизации.

This article describes some of the features of telemechanics as a structure of automated control of technological processes aimed at detecting gas leaks during transportation. A systematic approach to the process for the occurrence of errors and methods for their minimization is presented.

Ключевые слова: телемеханика, метрологическое обеспечение, погрешности

Key words: telemechanics, metrological support, errors

Телемеханика представляет собой сложную структуру, к задачам которой относится сбор, обработка и передача информации, содержащей данные о характеристиках объектов контроля. Телемеханика как система тесно связана с совокупностью средств автоматизированного управления технологического процесса. Особую роль данный тандем играет в газовой отрасли, в том числе при транспортировке газа.

Развитие структуры автоматизированных система управления (АСУ) в форме линейной телемеханики открывает возможности ведения интерактивного контроля процессов на расстоянии всей линии газопроводов, а также повышает эффективность и оперативность необходимого вмешательства, что непосредственно вызывает высокую точность, предъявляемую к информационным данным.

¹ Романова М. – студентка бакалавриата
Раздайбедин Н. – студент бакалавриата
Виноградова А. – канд. техн. наук, доц.

ВВЕДЕНИЕ

Телемеханика трубопроводного транспорта играет роль логического звена в механизме транспортировки и распределения минерального сырья, которая влияет на процессы управления посредством взаимодействия с АСУ и звеном диспетчерского контроля. Основным требованием, выдвигаемым к ней, является постоянный мониторинг характеристик различных факторов, обеспечивающий надёжность и высокую эффективность перемещения газа по всей протяженности трубопровода. К этой задаче можно отнести и уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций таких, как выход из строя отдельных участков транспортной системы.

Главные параметры контроля – давление и температура в магистральном газопроводе, имеют свойства к низкой пластичности, что обусловлено природными особенностями самого газа, а также существенной протяженностью газопровода между точками контроля и регулирования [1]. На основании данного вытекает следующий вывод: классический аппарат управления нецелесообразен. Наглядно это подтверждается установкой генерации аварийных сообщений, сигнализирующих о несоответствии значения контролируемого параметра установленным пределам, что, в большинстве, случаев связано с проблемой некорректной расстановкой средств измерений (СИ) и оборудования, вследствие чего возникает погрешность.

На сегодняшний день человечество находится в состоянии перехода к киберфизическим и компьютеризированным АСУ, актуализированным в рамках четвертой промышленной революции. Потребность в непрерывающемся онлайн мониторинге в структуре телемеханики отразилась в создании и применении программных средств расчета, моделирующих газопроводную систему, поэтому высокая точность измерений ключевых параметров является неотъемлемой частью функционирования минерально-сырьевого сектора всего мира [4].

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ОБЛАСТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

ГОСТ Р 58329-2018 «Правила эксплуатации магистральных конденсаторов и продуктопроводов» [1] определяет систему линейной телемеханики как элемент трубопроводов, который входит в состав линейной части, может являться составной частью насосной станции, обеспечивает работоспособность диспетчерского управления.

Основными объектами эксплуатации систем телемеханики являются:

- КИП, установленные на газопроводах;

- преобразователи;
- СИ расхода энергоносителей;
- различные комплекты управления;
- средства, обеспечивающие непрерывность энергоснабжения.

Согласно СТО Газпром 2-1.15-205-2008 «Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности» [2] системы линейной телемеханики – объекты третьей категории, которые характеризуются простотой технических средств, не попадающих под влияние сферы государственного метрологического контроля и надзора. Следовательно, ответственность за создание и применение нормативной документации (НД) в области метрологического обеспечения (МО) возлагается на предприятие, использующее такие средства.

Рекомендация Р Газпром «Временные технические требования к системам линейной телемеханики» [3] вводит понятие погрешностей систем линейной телемеханики, мотивируя необходимость в учете лишь точек управления факторами. Данный подход не рассматривает многие технологические свойства и условия эксплуатации. Под действие попадают только давление и температура газа. Помимо данных параметров учитывается изменение температуры грунта в точке контроля.

ПРОЦЕСС СУЩЕСТВУЮЩЕГО МОНИТОРИНГА СИСТЕМЫ

На данный момент с целью получения информации о значениях контрольных величин широко применяются датчики давления, проверка параметров на которых производится в два этапа – до линейных кранов и после, и температуры, где выходная величина подвергается контролю только после линейных кранов.

Суммарная погрешность измерительных каналов, оснащенных датчиками давления и температуры со встроенным нормированным преобразователем и унифицированным выходным сигналом величиной от 4 мА до 20 мА – сумма погрешностей самого датчика и точки проверки. При этом стоит обратить внимание на интервал относительных погрешностей. В случае последовательного соединения СИ и вспомогательного оборудования оценка границы определяется таким образом:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \cdot \sum_{j=1}^n \delta_j^2} = k \sqrt{\sum_{j=1}^n \delta_j^2}, \quad (1)$$

где δ_j – оценка границы j -ой относительной погрешности измерений;

k – коэффициент, за величину которого берут значение, равное 1,2 для оценок границы приоритетных величин, или 1,0 – для незначимых и косвенных величин.

ПОГРЕШНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ И ПРИЧИНЫ ЕЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ

Опираясь на представленную структурную схему рис. 1 можно сказать, что суммарная погрешность ни что иное, как сумма погрешностей самого датчика и Важной проблемой, сказывающейся на изменение основной и дополнительной погрешностях измерений давления и температуры в телемеханике, является амплитудные колебания температуры, вызванные климатическим и природным воздействием окружающей среды на корпус датчиков

На объектах ПАО «Газпром» наибольшее распространение получили следующие устройства:

- датчик давления Метран 150 TG;
- датчик давления Элемер 100 (1160);
- датчик температуры ТСМУ 011;
- датчик температуры ТСПУ 011.ХТ.

В телемеханики используются устройства счета давления, характеризующиеся таким динамическим метрологическим показателем, как быстродействие. Данная потребность обусловлена необходимостью быстрого фиксирования и передачи информации об изменяющихся контролируемых параметрах, вызванных волновым давлением.

Значения основной приведенной погрешности измерений и дополнительной приведенной погрешности от воздействия амплитуды температуры окружающей среды для данных моделей датчиков представлены в табл.

Таблица

Метрологические характеристики датчиков давления и температуры

Модель датчика	Основная приведенная погрешность, не более, %	Дополнительная приведенная погрешность от амплитуды температур окружающей среды, не более, %
Метран 150 TG	0,075	0,06 % на каждые 10 °С (при $P_{max} = P_0$)
Элемер 100 (1160)	0,15	0,09 % на каждые 10 °С (при $P_{max} = P_0$)
ТСМУ 011	0,5	0,01 % на каждые 10 °С
ТСП 011	0,4	0,02 % на каждые 10 °С
Система телемеханики	0,1	0,2 % в диапазоне температур –20...+70 °С 0,3 % в диапазоне температур –40...+70 °С

Иллюстрационный материал позволяет убедиться в большой величине погрешностей граничных зон диапазона рабочих температур окружающей среды. Это связано с увеличением агрессивного влияния фактора окружающей среды, температуры которого выходят за рамки нормальных рабочих условий технических устройств.

На практике совместно с классическими методами контроля ключевых физических величин при мониторинге параметров магистрального газопровода применяются механизмы выявления утечек газа. Наиболее эффективным и удобным в использовании считается способ, основанный на оценке поведения волны давления [5]. Суть данной методики заключается в обнаружении области предполагаемой утечки по мере распространения волны, движущейся со скоростью примерно равной 450 м/с [6], посредством данных, зафиксированных и переданных устройствами телемеханики в диспетчерское управление. Программное обеспечение определяет предполагаемую область следующим образом:

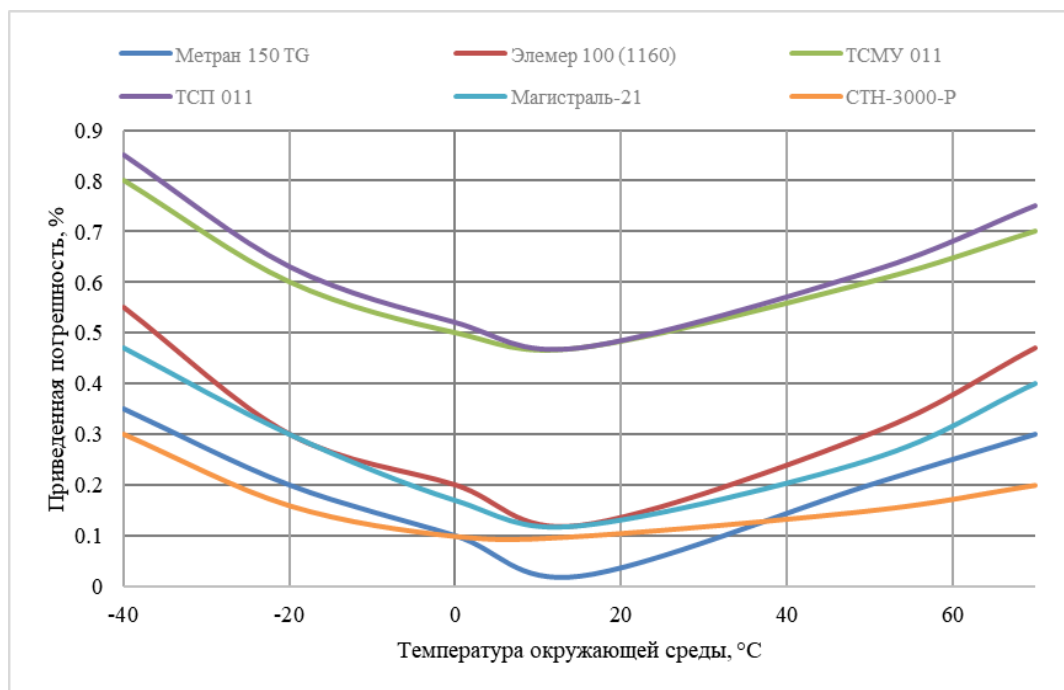


Рис. – Погрешность элементов системы телемеханики

$$A = \frac{L + (T_1 - T_2) \cdot 450}{2}, \quad (2)$$

где L – расстояние в метрах между пунктами контроля;

T_1 и T_2 – время снятия показаний в секундах пунктами контроля 1 и 2 соответственно.

Важная особенность, которую необходимо учитывать при метрологическом обеспечении линейной телемеханики, – амплитуда температуры природного газа в процессе транспортировки. Следовательно, для повышения точности определения области утечки нужно учитывать влияние температуры на скорость распространения волны. Для этого используют формулу

$$v_1 = v_0 + \alpha \Delta t, \quad (3)$$

где v_0 – скорость, с которой проходит волна в природном газе при начальной температуре, м/с;

Δt – амплитуда температур, °С.

Причиной погрешности образования утечки, как правило, являются время синхронизации пунктов контроля и величиной быстродействия устройств счета давления. Для расчета данной погрешности применяется формула

$$\gamma = (t_1 + t_2 + t_3) \cdot v, \quad (4)$$

где t_1 – величина быстродействия устройства счета давления, с;

t_2 – ошибка синхронизации времени в соседних пунктах, с;

t_3 – ошибка опросного периода устройства счета давления, с.

Предполагаемая область утечки газа, основанная на анализе формул (2)-(4), выглядит следующим образом:

$$A = \frac{L + (T_1 - T_2) \cdot (v_0 + \alpha \Delta t)}{2} \pm (t_1 + t_2 + t_3) \cdot (v_0 + \alpha \Delta t). \quad (5)$$

СИСТЕМА ОСЛАБЛЕНИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОГРЕШНОСТЬ

Обеспечение качественного подхода к высокой точности измерений представляет собой сложную систему, принимающую во внимание метрологические и технические характеристики СИ, особенности их применения, а также влияние внешних и внутренних факторов на результаты измерений.

Ключевым механизмом повышения качества точностных показателей системы телемеханики можно назвать систематизированный подход осуществления выбора необходимых СИ и вспомогательного оборудования, суммарная погрешность которых в заданном диапазоне рабочих температур минимальна. В данном случае необходимо учитывать как статические, так и динамические характеристики, среди которых ключевую роль играет величина быстродействия. При выборе СИ необходимо определить приемлемые показатели данного параметра, поскольку слишком низкое быстродействие негативно скажется на всей системе магистральных газопроводов в случае произошедшей утечки, а

чрезмерно высокое – способно осуществить ошибочное отключение схемы выявления утечек.

К методам снижения погрешности также относится стабилизация и обеспечение защитными барьерами элементов измерительного канала, что способствует меньшему воздействию внешних факторов на показания.

Использование компьютеризированных систем управления в режиме реального времени с эффективным программным обеспечением, моделирующим газотранспортную систему, позволяет не только повысить точность измерений, но и способно к прогнозированию чрезвычайных ситуаций и разработке плана предупреждающих действий.

Для повышения точностных показателей синхронизации времени используют современные системы передачи данных в онлайн формате, а также различные приемники, оснащенный системами GPS.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие и модернизация систем телемеханики вызвано потребностью бесперебойной, непрерывной и безопасной транспортировки газа

При внедрении высококачественной системы ослабления факторов, влияющих на погрешность, предприятие, осуществляющее эксплуатацию и управление линейной телемеханикой, обеспечивается достаточно надёжной необходимой информацией, влияющей на своевременное обнаружение и решение возможных проблем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 58329-2018. Правила эксплуатации магистральных конденсатороводов и продуктопроводов: национальный стандарт Российской Федерации: дата введения 2019-09-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 145 с.
2. СТО Газпром 2-1.15-205-2008. Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности: стандарт ПАО «Газпром»: дата введения 2008-10-10 / ПАО «Газпром». – Изд. официальное. – Москва: Полиграфия, 2008. – 43 с.
3. Р Газпром. Временные технические требования к системам линейной телемеханики: рекомендации организации ПАО «Газпром»: дата введения 2012-05-02 / ПАО «Газпром». – Изд. официальное. – Москва: Полиграфия, 2012. – 37 с.
4. Метод обнаружения утечки газа в линейной части газопровода / С. А. Коршунов, А. М. Чионов, К. А. Казак [и др.] // Трубопроводный транспорт: Теория и практика. – 2013. – № 1 (35). – С. 14–21.
5. Методы обнаружения утечек газа из магистральных трубопроводов / В. Р. Чупин, Е. В. Гаськов, Д. И. Майзель // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2012. – № 2 (3). – С. 123–127.
6. Обнаружение утечек газа из магистрального газопровода / В. Р. Чупин, Д. И. Майзель // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2011. – № 1 (1). – С. 142–148.