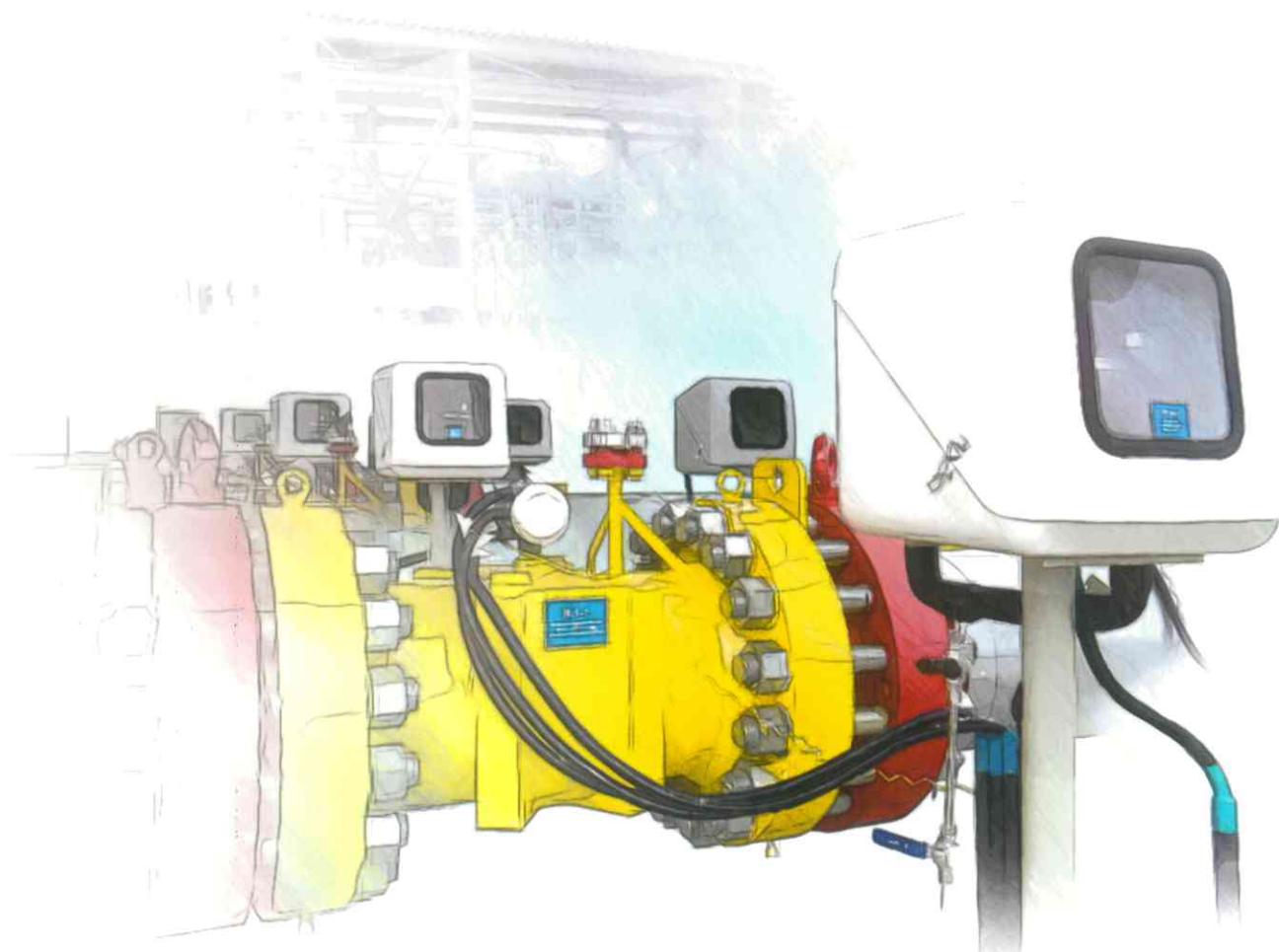


# ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Спецвыпуск № 2 (786) 2019

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 Г.  
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ РЕЦЕНЗИРУЕМЫХ НАУЧНЫХ ИЗДАНИЙ ВАК

- 10 ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НАЦИОНАЛЬНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОМИТЕТА ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ ТК 052 «ПРИРОДНЫЙ И СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ»
- 28 СИСТЕМА РАБОТ ПО ПОВЕРКЕ И КАЛИБРОВКЕ – ОСНОВА МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА
- 34 КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО ПЕРВИЧНОГО СПЕЦИАЛЬНОГО ЭТАЛона ЕДИНИЦ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

**АСОГО**

Ассоциация строительных организаций  
газовой отрасли

[www.asogo.ru](http://www.asogo.ru)

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

# МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ГАЗОПРОВОДОВ КАК ОСНОВА НАДЕЖНОСТИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

УДК 681.518.3

Л.И. Бернер, д.т.н., проф., АО «АтлантикТрансгазСистема» (Москва, РФ), atgs@atgs.ru

С.А. Лавров, АО «АтлантикТрансгазСистема», lavrov@atgs.ru

А.А. Полянский, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), A.Polianskiy@adm.gazprom.ru

Системы телемеханики – важнейшие системы автоматизации технологического процесса трубопроводного транспорта газа. Применение систем линейной телемеханики позволяет персоналу контролировать в режиме онлайн технологические параметры объектов линейной части газопроводов, распределенных на значительных расстояниях, и оперативно управлять объектами в штатных и нештатных ситуациях. В связи с этим достоверность данных, характеризующих технологический процесс, имеет особую актуальность. В статье рассматриваются отдельные аспекты метрологического обеспечения систем линейной телемеханики и систем обнаружения утечек – основных видов погрешностей измерительных каналов, причины возникновения, а также методы и подходы к их снижению.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** СИСТЕМА ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ, КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПУНКТЫ, СНИЖЕНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ, БЫСТРОДЕЙСТВИЕ ДАТЧИКА.

Системы линейной телемеханики (СЛТМ) считаются системами нижнего иерархического уровня оперативного управления технологическими процессами транспортировки и распределения газа, функционирующими в составе и во взаимодействии с системами диспетчерского управления. Системы линейной телемеханики предназначены для обеспечения дистанционного автоматического контроля и управления оборудованием линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ), газопроводов-отводов, продуктопроводов и межпромысловых коллекторов газовых месторождений.

На СЛТМ возлагаются задачи непрерывного контроля технологических параметров и управления в штатных и нештатных ситуациях в целях безопасного и эффективного технологического процесса транспортировки газа, а также снижения возможного ущерба за счет предотвращения аварийных ситуаций и опера-

тивной локализации аварийных участков на ЛЧ МГ и газопроводах-отводах.

В силу физических свойств газа и значительных расстояний между контролируемыми пунктами основные контролируемые параметры (давление и температура газа в магистральном газопроводе) изменяются очень медленно. Данный фактор не позволяет эффективно использовать традиционные методы контроля за технологическим процессом, например, метод формирования аварийных сообщений при выходе значения контролируемого параметра за уставки. Условия эксплуатации оборудования также влияют на качество измерений контролируемых параметров – размещение приборов и электронного оборудования на ЛЧ МГ предопределяет возможность появления дополнительной погрешности, обусловленной применением средств измерений (СИ). Главная из них – дополнительная температурная

погрешность. Кроме того, необходимо обратить внимание на особенности подключения датчиков технологических параметров: отбор импульса измеряемого давления посредством импульсных трубок, поверхностный монтаж температурных датчиков, которые также могут вносить погрешность, вызванную инерционностью измерений (динамическая составляющая погрешности). В этих условиях даже достаточно сложные алгоритмы, основанные на контроле скорости изменения параметра и сравнения их с заданными уставками, в ряде случаев не дают положительных результатов.

В настоящее время для выявления нештатных и аварийных ситуаций на МГ все большее распространение получают программные системы, базирующиеся на математических моделях газопровода и выполняющие расчет стационарных и нестационарных режимов работы газотранспортной системы в режиме реального

**L.I. Berner**, PhD in Engineering, prof., AtlanticTransgasSystem JSC (Moscow, Russian Federation),  
atgs@atgs.ru

**S.A. Lavrov**, AtlanticTransgasSystem JSC, lavrov@atgs.ru

**A.A. Polyanskiy**, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation), A.Poliantskiy@adm.gazprom.ru

### Metrological support of gas pipeline telemechanical systems as the basis of their reliability

The telemechanical systems are the most important systems for automation of pipeline gas transmission process. Linear telemechanical systems provide to the staff the on-line control over process parameters of linear gas pipeline facilities distributed at significant distances and timely management of the facilities in standard and emergency situations. Therefore, ensuring the reliability of process data is especially relevant. The paper covers individual aspects of the metrological support of linear telemechanical systems and leak detection systems – main types of metering channel errors, reasons of occurrence and ways to reduce them.

**KEYWORDS:** LINEAR TELEMECHANICAL SYSTEMS, CHECK POINTS, MEASUREMENT ERROR REDUCTION, SENSOR FAST RESPONSE.

времени [3]. В связи с этим вопросы снижения погрешности результатов измерений физических параметров становятся ключевыми для эффективного использования СЛТМ при выполнении задач управления технологическими процессами транспортировки газа.

#### ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ СИСТЕМ

СТО Газпром 2-1.15-205-2008 «Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности» [1] относит системы линейной телемеханики к объектам 3-й категории, т. е. технически несложным объектам, не имеющим в своем составе измерительных систем, находящихся в сфере распространения государственного метрологического контроля и надзора. Для таких объектов документы по метрологическому обеспечению разрабатываются и сопровождаются организациями, эксплуатирующими такие объекты.

Рекомендация Р Газпром «Временные технические требования к системам линейной телемеханики», 2012 г. [2], определяет погрешность только контролируемых пунктов СЛТМ без учета погрешности датчиков технологических параметров.

Основными контролируемыми параметрами МГ служат давление и температура газа, а также температура грунта. Давление газа контролируется до и после линейных кранов, температура газа – после линейных кранов. Для измерения давления и температуры газа на МГ в настоящее время применяются датчики давления и температуры со встроенными нормирующими преобразователями и унифицированным выходом 4–20 мА.

Типовая структурная схема измерительных каналов СЛТМ с датчиками давления и температуры с унифицированным выходным сигналом 4–20 мА, имеющих встроенный первичный преобразователь, приведена на рис. 1. В соответствии со структурной схемой измерительных каналов, представленной на рис. 1, суммарная погрешность измерительных каналов СЛТМ складывается из погрешности датчика и погрешности контролируемого пункта. Цифровая система связи и оборудование пункта управления не вносят дополнительной погрешности.

Оценка границы основной и дополнительной относительной погрешности измерений при последовательном соединении СИ выполняется по следующей формуле:

$$\delta = k \sqrt{\sum \delta_i^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_i$  – оценка границы  $i$ -й составляющей относительной погрешности измерений;  $k$  – коэффициент, равный 1,2 для оценок границы относительной погрешности измерений наиболее важных параметров, равный 1,0 для оценок границы относительной погрешности измерений, не относящихся к наиболее важным.

#### ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПОГРЕШНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления и температуры, применяемые в СЛТМ, характеризуются основной и дополнительной погрешностью измерений, обусловленной изменением температуры окружающей среды.

В табл. 1 приведены сведения об основной и дополнительной погрешности датчиков давления и температуры, широко применяемых в СЛТМ.

В табл. 2 представлены сведения об основной и дополнительной погрешности контролируемых пунктов одной из СЛТМ, рекомендованных к применению на объектах ПАО «Газпром».

На рис. 2 изображены графики зависимости приведенной погрешности компонентов измерительных каналов (системы телемеханики и датчики параметров) при изменении температуры окружающей среды.

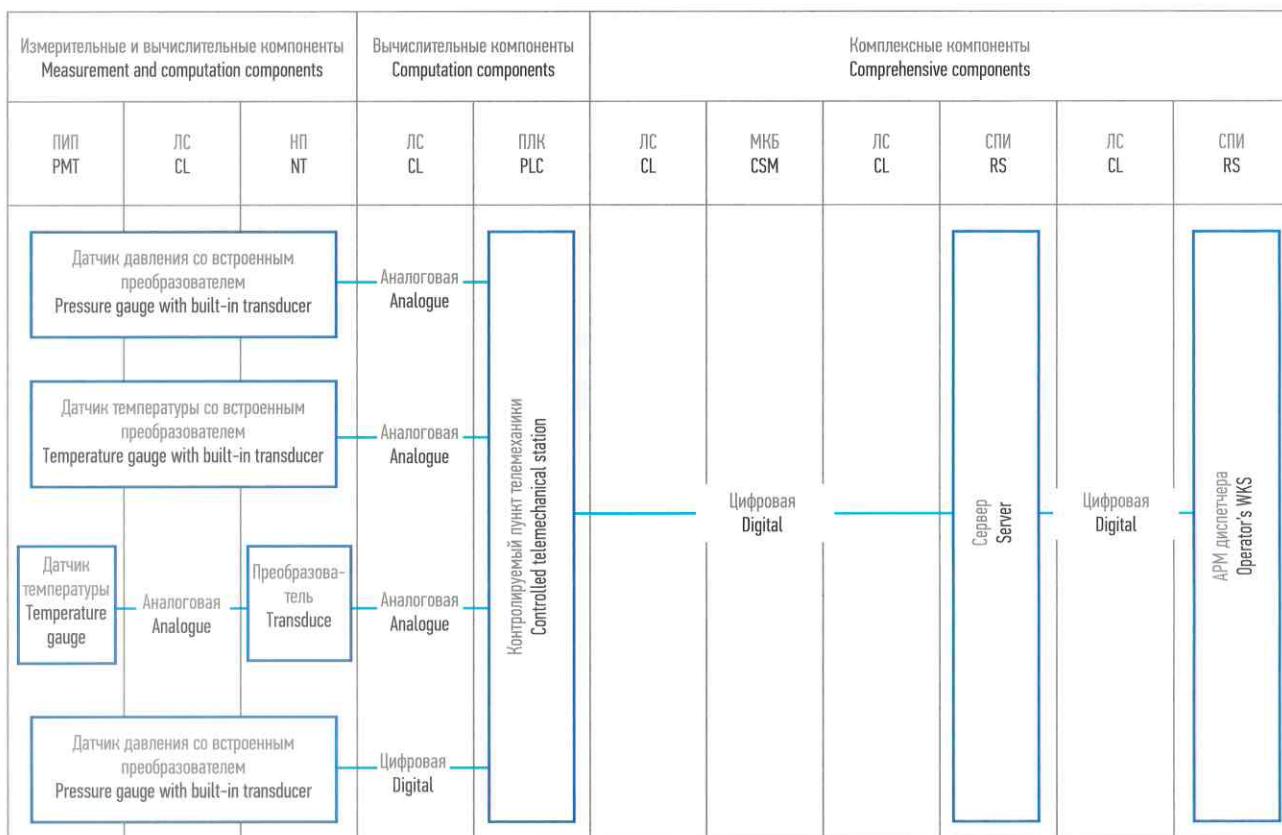


Рис. 1. Структурная схема измерительных каналов системы линейной телемеханики: ПИП – первичный измерительный преобразователь; ЛС – линия связи; НП – нормирующий преобразователь; ПЛК – программируемый логический контроллер; МКБ – модуль коммутации бесконтактный; СПИ – система представления информации

Fig. 1. Block diagram of measurement channels of the linear telemechanical system: PMT – primary measurement transducer; CL – communication line; NT – normalizing transducer; PLC – programmable logical controller; CSM – contactless switching module; RS – reporting system

На рис. 3 продемонстрированы графики зависимости приведенной суммарной погрешности измерительного канала системы при изменении температуры окружающей среды при применении различных датчиков параметров. В соответствии с формулой (1) для датчиков давления  $k = 1,2$ ; для датчиков температуры  $k = 1,0$ .

Анализ графиков на рис. 2, 3 показывает, что наибольшая погрешность измерений наблюдается на краях диапазона рабочих температур окружающей среды со смещением в области отрицательных температур.

Дополнительно к традиционным функциям измерения давления и температуры газа в магистраль-

ном газопроводе на базе системы телемеханики реализуются системы обнаружения утечек. Один из автоматических методов обнаружения утечек из МГ основан на анализе волны давления [4]. При появлении утечки возникает волна давления, которая распространяется вдоль магистрального газопровода со скоростью звука в природном

Таблица 1. Метрологические характеристики датчиков давления и температуры  
Table 1. Metrological properties of pressure and temperature gauges

Модель датчика Gauge model	Основная приведенная погрешность измерения, % Basic reduced measurement error, %	Дополнительная приведенная погрешность от изменения температуры окружающей среды Complementary reduced error caused by ambient temperature variation
Датчик давления Метран 150TG Metran 150TG pressure gauge	0,075	0,06 % на каждые 10 °C (для диапазона 2–4 при $P_{max} = P_b$ ) 0,06 % for each 10 °C (for 2–4 range at $P_{max} = P_b$ )
Датчик давления Элемер 100 (1160) Elemer 100 (1160) pressure gauge	0,15	0,09 % на 10 °C (при $P_{max} = P_b$ ) 0,09 % for 10 °C (at $P_{max} = P_b$ )
Датчик температуры ТСМУ 011 TSMU 011 temperature gauge	0,5	0,1 % на каждые 10 °C 0,1 % for each 10 °C

Таблица 2. Метрологические характеристики систем телемеханики  
Table 2. Metrological properties of telemechanical systems

Система телемеханики Telemechanical system	Основная приведенная погрешность измерения, % Basic reduced measurement error, %	Дополнительная приведенная погрешность от изменения температуры окружающей среды Complementary reduced error caused by ambient temperature variation
СТН-3000-Р STN-3000-R	0,1	0,2 % в диапазоне температур $-20\ldots+70^{\circ}\text{C}$ 0,2 % in the temperature range $-20\ldots+70^{\circ}\text{C}$ 0,3 % в диапазоне температур $-40\ldots+70^{\circ}\text{C}$ 0,3 % in the temperature range $-40\ldots+70^{\circ}\text{C}$

газе (450 м/с) [5]. Контролируемые пункты (КП) телемеханики, расположенные вдоль МГ, фиксируют изменение давления в соответствующие моменты времени по мере того, как волна давления доходит до места установки контролируемого пункта (рис. 4).

Местоположение утечки вычисляется по формуле:

$$x = \frac{L + (T_1 - T_2) \cdot V}{2} \quad (2)$$

где  $L$  – длина участка газопровода, м;  $T_1$  – время регистрации волны давления на КП 1, с;  $T_2$  – время регистрации волны давления на КП 2, с;  $V$  – скорость распространения звука в природном газе, м/с. В процессе транспортировки природного газа по МГ его температура значительно изменяется. На выходе из компрессорной станции температура природного газа может достигать  $40^{\circ}\text{C}$ , а в конце линейного участка магистрального газопровода его температура практически уравнивается с температурой грунта  $8\ldots10^{\circ}\text{C}$ . Для более точного выявления места утечки необходимо принимать во внимание зависимость скорости прохождения звуковой волны  $V$  от температуры среды, рассчитываемую по формуле:

$$V_1 = V_0 + \alpha \Delta t, \quad (3)$$

где  $V_0$  – скорость прохождения звуковой волны в природном газе при начальной температуре, м/с;  $\Delta t$  – отклонение температуры среды от начальной температуры,  $^{\circ}\text{C}$ .

Для регистрации волны давления датчики, применяемые в системах

датчиков давления приведены в табл. 3.

Быстродействие датчика давления определяет его возможность измерить кратковременные импульсы давления, вызванные волной, распространяющейся от места утечки вдоль газопровода. Кроме того, быстродействие датчика влияет на время диагностики изменения давления при прохождении волны давления, которая определяется в том числе периодом опроса, контролируемым пунктом подключенных датчиков давления.

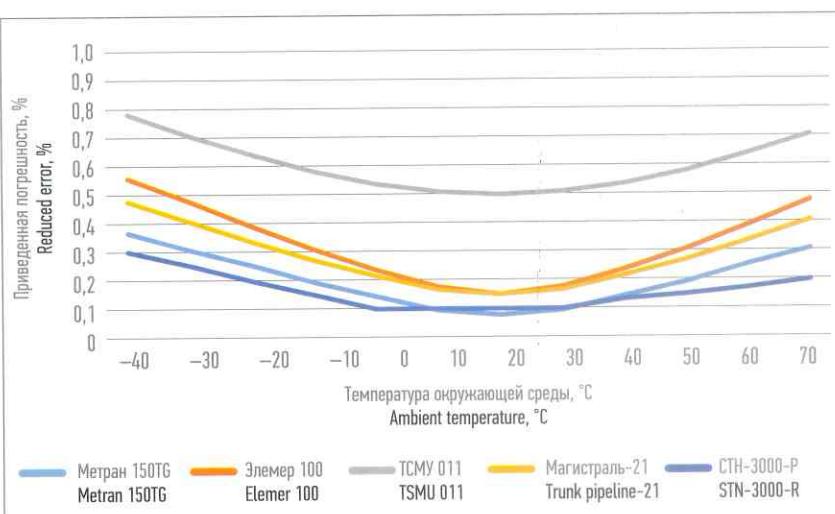


Рис. 2. Погрешность компонентов измерительных каналов  
Fig. 2. Measurement channel components error

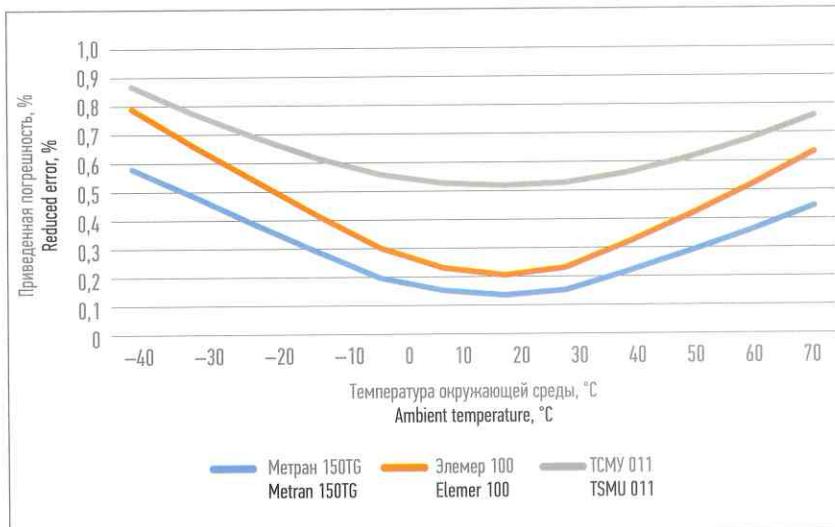


Рис. 3. Погрешность измерительных каналов в целом в СЛТМ СТН-3000-Р  
Fig. 3. Total measurement channels error in SLTM STN-3000-R

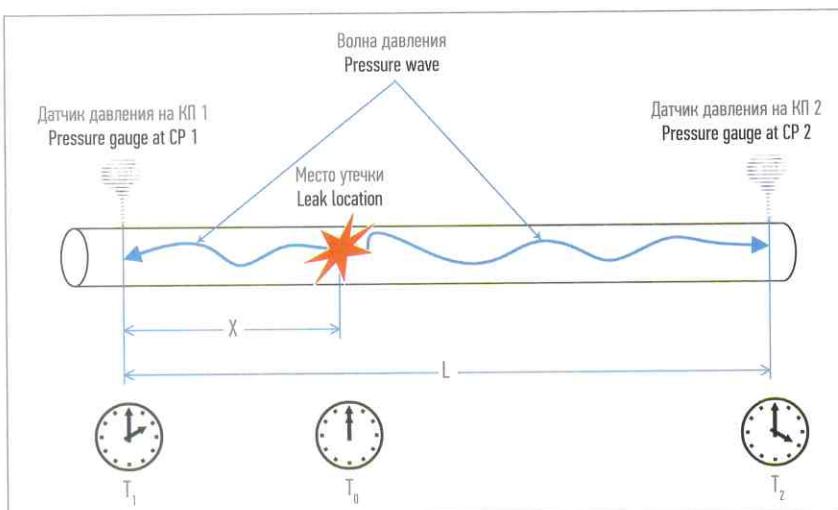


Рис. 4. Метод обнаружения утечки по волне давления  
Fig. 4. The method of leak detection by pressure wave

Не менее важной для точного определения места возникновения утечки с помощью данного метода имеет погрешность синхронизации времени на всех контролируемых пунктах системы телемеханики. Погрешность в синхронизации времени в КП всего в две секунды увеличивает погрешность определения утечки на один километр.

Таким образом, погрешность определения места возникновения утечки, обусловленная быстродействием датчика давления и погрешностью синхронизации времени, определяется по формуле:

$$\delta = (t_1 + t_2 + t_3) \cdot V, \quad (4)$$

где  $t_1$  – быстродействие датчика давления, с;  $t_2$  – ошибка синхронизации времени в соседних КП, с;  $t_3$  – ошибка, связанная с периодом опроса датчиков КП, с.

Для точной синхронизации времени пункт управления периодически посыпает специальные команды, со-

держащие метку времени. Несмотря на то, что команды синхронизации времени рассыпаются в широковещательном режиме (предназначены для исполнения всеми КП системы), из-за задержек в низкоскоростных каналах передачи данных (модемы выделенных линий, радиоканал и т. п.) в многоуровневых системах телемеханики команды синхронизации времени могут доходить до разных КП с разной задержкой и обеспечивать синхронизацию времени в системе телемеханики, недостаточную для приемлемой погрешности определения места утечки.

#### МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ К СНИЖЕНИЮ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Высокая точность измерений – комплексная задача, требующая учета технических характеристик СИ, входящих в СЛТМ, а также особенностей применения СИ на объекте.

Таблица 3. Динамические характеристики датчиков давления  
Table 3. Dynamic properties of pressure gauges

Модель датчика Gauge model	Быстродействие, мс Fast response, ms
Датчик давления Метран 150TG Metran 150TG pressure gauge	45
Датчик давления Элемер 100 (1160) Elmer 100 (1160) pressure gauge	100

Основополагающим методом снижения погрешности измерительных каналов СЛТМ является применение компонентов, обеспечивающих низкую погрешность во всем диапазоне рабочих температур.

Хорошие результаты также может принести частичная термостабилизация измерительных компонентов системы. Например, применение защитных шкафов (кофейхов) с электроподогревом для датчиков давления и температуры может в 2–3 раза снизить их погрешность в холодное время года. Контролируемые пункты телемеханики обычно размещаются в блок-контейнерах, которые даже в отсутствие дополнительного обогрева защищают измерительные компоненты от резких перепадов температуры.

Выполнение системой телемеханики измерений давления и температуры газа в МГ с низкой погрешностью позволит уменьшить допуск при сравнении реальных данных с расчетными данными, полученными с помощью математической модели газотранспортной системы, что даст возможность в автоматическом режиме на раннем этапе и с большей точностью выявлять нештатные и аварийные ситуации на МГ.

Динамические характеристики датчиков давления задаются их производителем исходя из особенностей технологического процесса, для которого предназначены данные приборы. Применение датчиков с высоким быстродействием из-за флюктуаций выходного сигнала может привести к ложным срабатываниям системы обнаружения утечек.

Большой резерв повышения точности определения места утечки газа заложен в механизме синхронизации времени в КП СЛТМ. Использование быстродействующих систем передачи данных в СЛТМ сокращает рассогласование времени в КП по сравнению с традиционными низкоскоростными системами передачи данных, такими как каналы тональной частоты

или радиоканал УКВ. Еще большую точность синхронизации времени различных компонентов СЛТМ может дать применение приемников ГЛОНАСС/GPS на КП и пункте управления СЛТМ.

Таким образом, предлагаемые методы снижения погрешности измерительных каналов позволяют обеспечить оперативный диспетчерский персонал точной и достоверной информацией о ходе

технологического процесса транспорта газа, выявлять и предотвращать на ранней стадии нештатные и аварийные ситуации, что будет способствовать надежному снабжению газом потребителей. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-1.15-205-2008 «Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности» [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://zinref.ru/000\\_uchebniki/01500\\_gaz/301\\_00\\_STO\\_gazprom\\_raznie/186.htm](https://zinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/301_00_STO_gazprom_raznie/186.htm) (дата обращения: 06.06.2019).
2. Р Газпром «Временные технические требования к системам линейной телемеханики». М.: ОАО «Газпром», 2012. 37 с.
3. Коршунов С.А., Чионов А.М., Казак К.А. и др. Метод обнаружения утечки газа в линейной части газопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2013. № 1 (35). С. 14–21.
4. Чупин В.Р., Гаськов Е.В., Майзель Д.И. Методы обнаружения утечек газа из магистральных трубопроводов // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. 2012. № 2 (3). С. 123–127.
5. Чупин В.Р., Майзель Д.И. Обнаружение утечек газа из магистрального газопровода // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. 2011. № 1 (1). С. 142–148.

#### REFERENCES

- (1) STO Gazprom 2-1.15-205-2008 *Metrological Support in the Design of Gas Industry Facilities*. Available from: [https://zinref.ru/000\\_uchebniki/01500\\_gaz/301\\_00\\_STO\\_gazprom\\_raznie/186.htm](https://zinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/301_00_STO_gazprom_raznie/186.htm) [Accessed 6th June 2019]. (In Russian)
- (2) R Gazprom *Temporary Technical Requirements for Linear Telemechanical Systems*. Moscow: Gazprom PJSC; 2012. P. 37. (In Russian)
- (3) Korshunov SA, Chionov AM, Kazak KA, et. al. The Method for Detecting Gas Leaks from the Linear Part of Gas Pipelines. *Pipeline Transmission: Theory and Practice (Truboprovodniy Transport: Teoriya i Praktika)*. 2013; 1 (35): 14–21. (In Russian)
- (4) Chupin VR, Gaskov YeV, Mayzel DI. Methods for Detecting Gas Leaks from Trunk Pipelines. *News of Higher Educational Institutions. Investments. Construction. Reliability. (Izvestiya Vuzov: Investitsii. Stroitelstvo. Nedvizhimost)*. 2012; 2 (3): 123–127. (In Russian)
- (5) Chupin VR, Mayzel DI. Detecting Leaks from Trunk Gas Pipelines. *News of Higher Educational Institutions. Investments. Construction. Reliability. (Izvestiya Vuzov: Investitsii. Stroitelstvo. Nedvizhimost)*. 2011; 1 (1): 142–148. (In Russian)

Больше на сайте  
[neftegas.info](http://neftegas.info)



Подписывайтесь на нас в

