

ЛІТЕРАТУРА

1. Tzafestas S. Computational intelligence techniques for short-term electric load forecasting / S. Tzafestas, E. Tzafestas // *Journal of Intelligent and Robotic Systems*. – 2001. – 31. – P. 7–68.
2. Mandic D.P. *Recurrent Neural Networks for Prediction* / D.P. Mandic, J.A. Chambers. – Chichester: John Wiley&Sons, 2001. – 285 p.
3. Williams R.J. A Learning Algorithm for Continually Running Fully Recurrent Neural Networks / R.J. Williams, D. Zipser // *Neural Computation*. – 1989. – 1. – P. 270–280.
4. Elman J.L. Finding structure in time / J.L. Elman // *Cognitive Science*. – 1990. – 14. – P. 179–211.
5. Jordan M. Constrained supervised learning / M. Jordan // *Journal of Mathematical Psychology*. – 1992. – 36. – P. 396–452.
6. Vikko N., Lautala P. Short-term electric power production scheduling using simulated annealing algorithm: Proc. of the IASTED Inter. Sym / N. Vikko, P. Lautala // ACTA Press, Anaheim, CA, USA, 1990.
7. Чумаченко, Е. И. Алгоритм решения задачи прогнозирования / Е. И. Чумаченко, В. С. Горбатюк // *Искусственный интеллект*. – 2012. – № 2. – С. 24–30

пост. 06.10.2017

Р.К. СТАСЕВИЧ, к.т.н., доцент rishardstas@gmail.com
Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины

Методика повышения точности учета и функции защиты информации автоматизированной системы коммерческого учета природного газа угольных месторождений (АСУ ПГ)

Приведены результаты исследований и разработки метода повышения точности коммерческого учета газа диафрагменными расходомерными устройствами путем разделения всего диапазона измерения расхода газа на три поддиапазона. Дано описание устройства, информационного обеспечения и функций защиты от несанкционированной корректировки информации автоматизированной системы коммерческого учета природного газа и схемно-структурное решение для ее применения на утилизационных станциях подготовки газов угольных месторождений для транспортировки потребителям через газотранспортную систему Украины.

The results of research and development of a method for increasing the accuracy of commercial gas metering with diaphragm flowmeters are described by dividing the entire gas flow measurement range into three sub-ranges. The description of the device, information support and protection functions from unauthorized adjustment of the information of the automated system for commercial accounting of natural gas and a structural solution for its use at utilization stations for the preparation of coal gas, gases for transportation to consumers through the gas transportation system of Ukraine.

Введение

При выполнении исследований, проводимых ИТТМ НАН Украины по ГБ № П-64-15 «Удосконалення технологій та обладнання для підвищення ефективності ведення гірничих робіт за рахунок обґрунтування раціональних параметрів нових технічних рішень», розділ: «Обґрунтування параметрів видобутку метану вугільних родовищ із застосуванням ударно-розвантажувальної дії через свердловину на газонасичений вуглепородний масив» (ДР 0115U002145 необхідно проведення опытно-промислових випробувань, розроблених засобів видобування, дегазації та утилізації метану угольних родовищ)

Несмотря на то, что в мировой практике внедряются различные способы и средства измерения расхода (вихревые, турбинные расходомеры и др.), имеющие преимущества на определенных объектах, расходомеры по перепаду давления на сужающих устройствах [1] остаются наиболее приемлемыми для учета расхода метана угольных месторождений по нижеуказанным причинам:

- испытанная надежность при правильной установке и применении;
- великолепная воспроизводимость результатов измерений;

- возможность метрологической аттестаций без применения образцовых аэродинамических труб высокой точности;

- лёгкость обнаружения неисправностей и погрешностей в измерениях;

- распространённые во всём мире промышленные метрологические стандарты, а также теоретические и эмпирические зависимости [1];

- стоимость измерительных приборов мало зависит от диаметра трубопровода для газообразных и жидких сред,

- одни и те же типы измерительных преобразователей решают задачи измерений для широкого диапазона расходов.

Диаграммные самописцы типа ДСС, применяемые до 2000 года не обеспечивали высоких требований по точности и своевременной выдаче данных. Основные проблемы, связанные с их использованием, сводились вкратце к следующему:

- диаграммный самописец отличается высокой стоимостью технического обслуживания, включающего замену перьев, ленты, ремонт часов, сильфонов и частую калибровку;

- диаграммный самописец может терять данные и записывать их с ошибками из-за высыхания чернил, пятен

на диаграмме, влияния вибраций, влажности, температуры, дрейфа и механического износа.

Для вычисления величины расхода диаграммы следует проинтегрировать вручную, что требует дополнительных затрат и вносит влияние человеческого фактора на достоверность коммерческих данных для взаиморасчетов между поставщиком и потребителем.

Целью работы является исследование методов и средств повышения точности вычисления расходов природного газа на угольных месторождениях и предоставление достоверной информации поставщикам и потребителям для проведения взаиморасчетов.

Изложение материала и результатов

На рис.1 представлена графиком 1 зависимость погрешности измерения расхода природного газа приборов ДСС из которой видно, что при диапазоне расхода природного газа, равного 38% погрешность измерения достигает границы допустимой относительной погрешности измерения расхода газа, равной 5%.

Кроме того при применении приборов ДСС в определении суточного объема потребления газа вносились погрешность обусловленная человеческим фактором при обработке планиметром круговых диаграмм.

Действующая до 1977 года версия компьютерной программы «Расход –СТ-М» разработанный РИВЦ УРУ Гостстандарта СССР, позволяла оценить погрешность измерения диафрагменных расходомерных узлов в пределах от 100 до 30%. Поскольку разработанная нами АСУ ПГ создавалась на базе высокоточного измерительного преобразователя перепада давления типа «SITRANS» фирмы «SIEMENS» с цифровым выходным сигналом, то нами совместно с УКРЦСМ была разработана и утверждена Гостстандартом Украины программа и методика Государственной метрологической аттестации устройств автоматизированного учета потребления природного газа на базе Комплекса измерительного «ДІА» СПМА 081 (24.021-97) [2]. В этой программе весь диапазон измерения расходов газа, разделялся на 4 под диапазона измерения, что позволило при применении измерительного преобразователя класса точности 0,1% обеспечить погрешность измерения расхода газа, представленную графиком 2. на рис. 1

В связи со сложностями метрологической проверки измерительных преобразователей перепада давления в диапазоне их измерения ниже 10%, нами предложена в автоматизированной системе коммерческого учета метана угольных месторождений (АСУ МУМ) весь диапазон расходов разделять на три под диапазона. При этом рассчитанная нами относительная погрешность при измерении расхода и объема газа от диапазона измерения расхода представится графиком 3 (Рис.2.)

В основу разработки автоматизированной системы коммерческого учета метана угольных месторождений АСУ МУМ, положены требования нормативных документов [3,4,5,6] и аттестованное УКРЦСМ (свидетство №24-584 от 23.09.97 р.) по программе и методике [2] устройство автоматизированного коммерческого учета природного газа на базе КОМПЛЕКСА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО «ДІА».

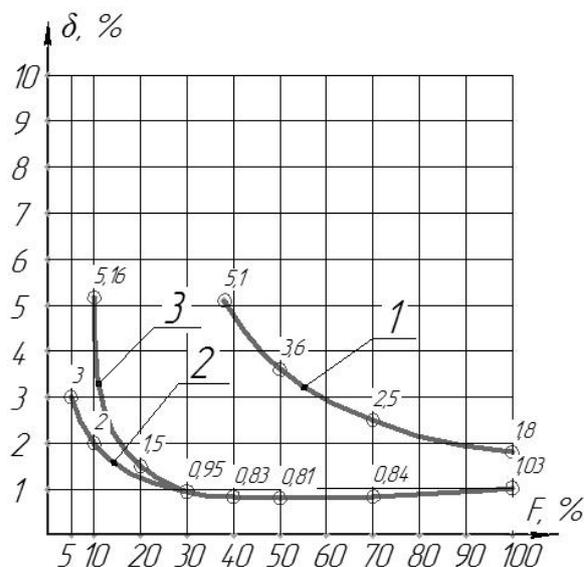


Рис.1. Графики зависимостей относительной погрешности измерения от диапазона расхода, 1 — для ДСС, 2 — для 4-х под диапазонов, 3 — для 3-х под диапазонов

На базе этого устройства разработана автоматизированная система коммерческого учета природного газа (АСУ ПГ), которая предназначена для непрерывного автоматического измерения и вычисления расхода и количества природного газа в виде объема, приведенного к нормальному состоянию, массы и теплоты сгорания по методу переменного перепада давления на стандартных диафрагмах измерительных трубопроводов газо измерительных пунктов.

АСУ ПГ обеспечивает измерение и вычисления расхода природного газа в соответствии с "Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами" РД 50-213-80. С учетом введенных вручную значений (при нормальных условиях) плотности газа, содержания азота и углекислого газа, барометрического давления и низшей теплоты сгорания природного газа.

АСУ ПГ является средством измерения, коммерческого учета и диспетчерского контроля. Поэтому содержит измерительные преобразователи, станцию оператора и станцию диспетчерского контроля.

К станции оператора может быть подключено до 15 измерительных трубопроводов путем до укомплектования GSM-модемами, АЦП и портами ввода.

К станции диспетчерского контроля может быть подключено до 64 станций оператора.

Состав технических средств АСУ ПГ, приведенный в таблице 1, представлен на примере узла коммерческого учета природного газа, потребляемого ОАО «ДнепрАзот» от ГРС-2

Таблица 1. Состав технических средств АСУ ПГ

п/п	Наименование и тип	Кол-во, шт.	Примечание
1	Стенд датчиков:		
	– измерительные преобразователи разности давлений типа SITRANS P	3	
	– измерительные преобразователи избыточного давления типа SITRANS P	3	
2	Термопреобразователи типа ТСПУ–0289	3	
3	Шкаф блоков питания:		
	– блок питания типа SITRANS	1	
	– блок питания типа 22БП–36	6	
	– агрегат бесперебойного питания АБП	1	
4	Операторская станция:		
	– цветной матричный принтер	1	используется при наладочных работах
	– инженерная клавиатура	1	
	1		

Структурная схема АСУ ПГ ГРС-2 представлена на рис. 2.

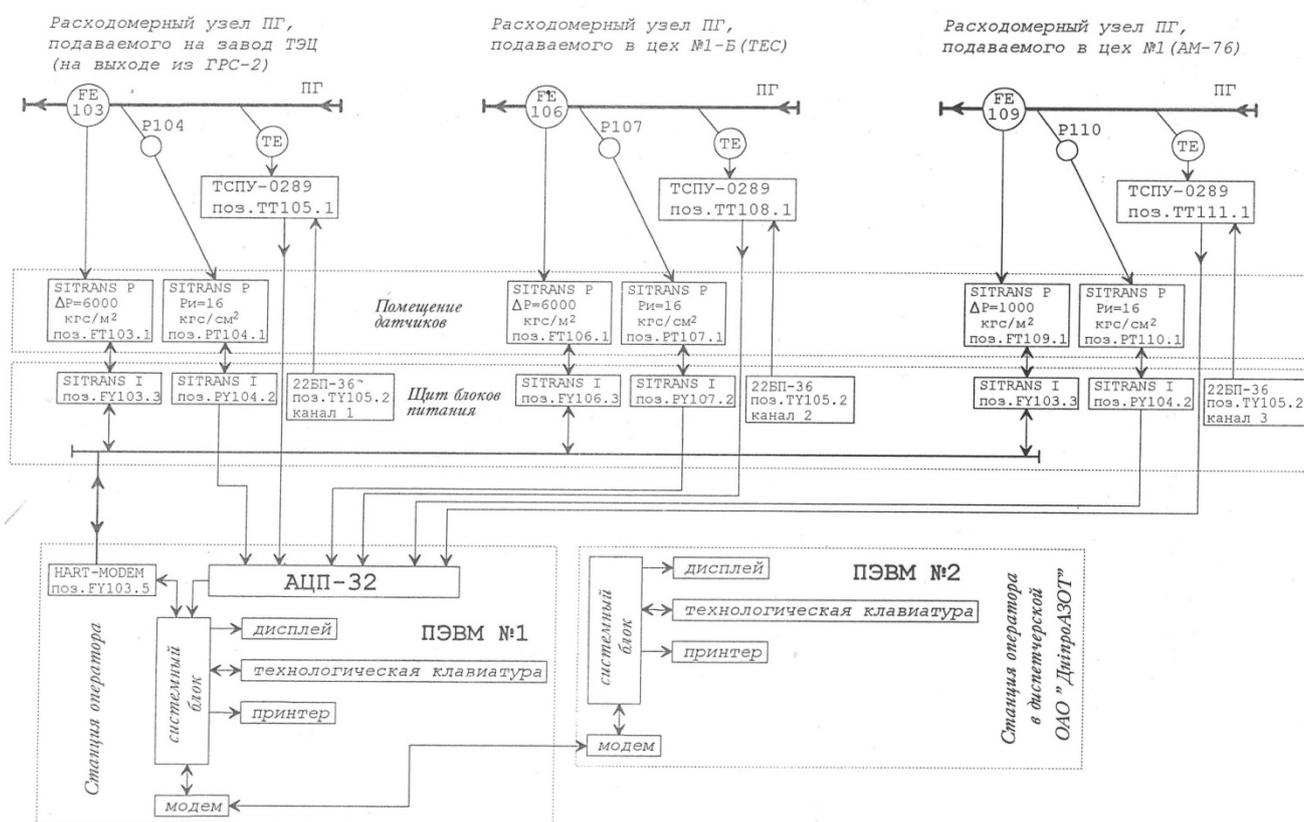


Рис. 2. Структурная схема АСУ ПГ на ГРС-2

Основные функции и технические данные АСУ ПГ.

Функции централизованного контроля.

Автоматическое измерение и подготовка к выдаче оперативному персоналу текущих (мгновенных) значений перепадов давления на диафрагмах, давления, температуры, массового расхода и расхода его теплоты сгорания и ручной ввод значений плотности и низшей теплоты сгорания природного газа при нормальном состоянии, а также молярной концентрации CO_2 и N_2 и барометрического давления.

Автоматический контроль с отображением на дисплее и регистрацией мгновенных значений параметров.

Оперативное обнаружение, отображение, цветом, регистрация, сигнализация (световая и звуковая) и речевое оповещение о выходе значений параметров за допустимые пределы (договорные или заданные).

Автоматизированный контроль с обнаружением, отображением, регистрацией, сигнализацией и речевым оповещением неисправностей измерительных преобразователей, и технических средств операторских станций.

Создание, хранение и воспроизведение истории процесса измерения.

Вычислительные и логические функции информационного и учетного характера.

Вычисление через каждые 5 сек. объемного расхода природного газа, приведенного к нормальному состоянию, и количества в виде объема, потребленного за интервал, соответствующий виду отчета.

Расчет количества природного газа в виде массы и теплоты сгорания, потребляемого за интервал, соответствующий виду отчета.

Защита информации автоматизированной системы коммерческого учета природного газа выполняется рядом организационно-технических мероприятий:

- исключение возможности несанкционированного доступа в систему учета, архивированием учетных параметров и действий оператора;
- обеспечением учета промежутков времени, в течение которых автоматизированная система была отключена (отключение ПЭВМ) датчика и прочее;
- организационными мероприятиями, позволяющими учитывать потребление природного газа за промежутки времени, в течение которых автоматизированная система была отключена;
- организацией бесперебойного электропитания элементов АСУ ПГ;
- пломбированием всех элементов автоматизированной системы, через которые возможно повлиять на достоверность учета природного газа (пульта оператора, соединительных коробок, датчиков и прочее);
- защитой от невозможности корректировки учетных значений количества газа, при работе АСУ ПГ с технологической клавиатурой;
- диагностикой режимов технологии газоснабжения;
- созданием, хранением и воспроизведением истории процесса вычисления.

Вычислительные и логические функции сервисного характера.

Отображение на экране дисплея текущих значений параметров по пунктам в виде обзорного кадра, мнемосхемы, графика мгновенных значений и группового кадра.

Архивирование мгновенных значений параметров в течение 40 суток.

Архивирование среднечасовых значений параметров потребления природного газа за год.

Архивирование нарушений и действий оперативного персонала за сутки и месяц.

Переключение измерительных преобразователей в режим поверки или калибровки.

Калибровка измерительных преобразователей и измерительных каналов.

Переключение измерительных преобразователей из режима поверки в рабочий режим.

Автономное питание в течение 3-х суток.

Функции отчетного характера.

Формирование, просмотр на экране монитора и выдача на печать месячного отчета за каждый из прошедших 12 месяцев, в котором представлены следующие данные:

- дата (число, месяц, год);
- количество природного газа, потребленного за каждые сутки и за месяц в целом в виде объема, приведенного

к нормальному состоянию (мД, массы (т.у.т), и теплоты сгорания (Гкал);

- средний за каждые сутки и месяц объемный (тыс.м³/час) и массовый (т.у.т/час) расход природного газа, а также расход теплоты сгорания (Гкал/час);
- среднесуточное значение избыточного давления кГс/см²;
- среднесуточное значение температуры (град. С);
- дата последнего изменения конфигурирования вычислительного контроллера;
- графики среднечасовых значений всех параметров автоматического измерения, ручного ввода и вычислительных ПЭВМ, представленные в виде декадных видеogramм, состоящих из взаимосвязанных графиков числом до пяти за любой из прошедших 12 месяцев;
- графики средних пятиминутных значений в виде суточной видеogramмы всех параметров за каждые сутки, прошедших 12 месяцев;
- графики мгновенных значений всех параметров за прошедшие 40 суток;
- журнал действий оперативного персонала;
- журнал нарушения процесса газопотребления.

Формирование, просмотр на экране и выдача на печать промежуточного отчета за прошедшие сутки текущего месяца, в котором представляется также информация.

Формирование, просмотр на экране и выдача на печать сменных отчетов за сутки, в которых представлена следующая информация:

- дата (число, месяц, год);
- время (часы, минуты, секунды);
- расход газа за каждый час;
- количество газа, потребляемое в каждую смену в виде объема, массы и теплоты сгорания;
- средний перепад давления за каждый час, за смену;
- значения среднего избыточного давления и температуры за каждый час;
- средние значения избыточного давления и температуры за смену;
- значения всех параметров ручного ввода за каждый час;
- средние значения всех параметров ручного ввода за смену;
- графики средних пятиминутных значений в виде суточной видеogramмы;
- графики мгновенных значений всех параметров;
- журнал нарушений в процессе газоснабжения;
- журнал действий оперативного персонала.

Принцип действия АСУ ПГ.

Величины мгновенных значений перепадов давлений на диафрагмах, измеренные с помощью интеллектуальных измерительных преобразователей серии ЕЭ в цифровой форме посредством НАЙТ-модемов, передаются в ПЭВМ.

Величины мгновенных значений избыточных давлений и температуры природного газа в трубопроводах, полученные с помощью измерительных преобразователей в виде аналоговых сигналов 4—20 мА, передаются на входы АЦП-32 станции оператора ГРС-2 и на входы микропроцессорного контроллера типа Р-130 операторской станции ТЭЦ. В этих устройствах аналоговые стандартные сигналы преобразуются в цифровую форму и передаются в системные блоки ПЭВМ.

Значения плотности и низшей теплоты сгорания газа определяются расчетным путем на основании результатов обработки отобранных проб природного газа в лаборатории ДУ ДТИ ПХТ.

Полученные значения плотности и низшей теплоты сгорания природного газа для температуры 20 °С и барометрического давления 760 мм.рт.ст., а также значения процентного содержания CO_2 , N_2 и барометрического давления вводятся в ПЭВМ вручную помощью технологической клавиатуры. В ПЭВМ производится обработка входных значений параметров, вычисление расходов по нижеприведенным формулам.

$$F_n = 0,2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot K_t^2 \cdot d_{20}^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho_n \cdot T \cdot K}},$$

где F_n — объёмный расход, приведенный к нормальному состоянию, м³/ч; α — коэффициент расхода (определяется при расчете сужающего устройства); ε — коэффициент расширения газа; K_t — поправочный множитель на тепловое расширение сужающего устройства; d_{20} — диаметр отверстия сужающего устройства, мм (определяется при расчете сужающего устройства); ΔP — перепад давления на диафрагме, кгс/м² (измеряется дифманометром); P — абсолютное давление среды, кгс/см²; K — коэффициент сжимаемого газа; ρ_n — плотность газа в нормальном состоянии.

Плотность газа определяется еженедельно лабораторным путём, пикнометрическим методом или аналитическим расчетом по составу газа, определяемому хроматографическим путём, и вводится для расчёта в контроллере с технологической клавиатуры.

Отбор пробы газа предусмотрен на измерительном участке в месте измерения температур.

Контроллер по текущим измеренным значениям перепада давления, давления и температуры, а также по ежедневно вводимым значениям плотности, молярной концентрации N_2 и CO_2 и калорийности природного газа, вычисляет мгновенный, часовой и суточный расходы природного газа и количество теплоты сгорания, а также среднесуточные значения давления и температуры.

В ПЭВМ производится архивирование расчетных значений расхода и ввода информации на дисплей и принтер о мгновенных значениях всех измеряемых и вводимых вручную параметров.

В ПЭВМ производится также вычисление средних пятиминутных и часовых значений объёмного расхода природного газа, приведенного к нормальному состоянию. Расчет массового расхода, расхода теплоты сгорания природного газа и количества природного газа в виде объема, массы и теплоты сгорания.

В процессе выполнения расчета вычисляют следующие промежуточные величины:

$$\text{Абсолютная температура} \\ T = t + 273,15.$$

$$\text{Относительная площадь сужающего устройства} \\ m = (d/D)^2.$$

$$\text{Псевдокритическое давление } P_{пк}$$

$$P_{пк} = 30,168 \left[\begin{array}{l} 0,05993(26,831 - \rho_{ном}) + \\ + (N_{CO_2} - 0,392 N_{N_2}) \end{array} \right].$$

Псевдокритическая температура $T_{пк}$

$$T_{пк} = 88,25[1,7591(0,56364 + \rho_{ном}) - (N_{CO_2} - 0,392 N_{N_2})].$$

Приведенное давление

$$P_{ПП} = \frac{P}{P_{пк}}.$$

Приведенная температура

$$T_{ПП} = \frac{T}{T_{пк}}.$$

Динамическая вязкость

$$\mu_{CM} = \frac{0,5173}{10^6} [1 + \rho_{ном}(1,104 - 0,25\rho_{ном})] \times$$

$$\times [T_{ПП}(1 - 0,1038T_{ПП}) + 0,037] \left[1 + \frac{P_{ПП}^2}{30(T_{ПП} - 1)} \right].$$

Показатель адиабаты метана

$$\chi = 1,29 + \frac{0,704}{10^6} [2575 + (346,23 - T)^2] P.$$

Коэффициент расширения газа определяется по формуле

$$\varepsilon = 1 - (0,41 + 0,35m^2) \frac{\Delta P}{P \cdot \chi}.$$

Поправочный множитель на тепловое расширение материала сужающего устройства

$$K_T = 1 + B_T(T - 20).$$

Расчет числа Рейнольдса

$$Re = 0,0361 \frac{Q_{ном} \cdot \rho_{ном}}{D \cdot \mu}.$$

Расчет коэффициента расхода

$$\alpha_y = \frac{1}{\sqrt{1 - m^2}} \left[\begin{array}{l} 0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,184m^4 + \\ + 0,0029m^{1,25} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,75} \end{array} \right].$$

Расчет коэффициента сжимаемости выполняется по выведенной нами формуле

$$k = \frac{\left(1 + \frac{1,32 \cdot 10^{-3}}{T_C^{3,25}} \right)}{\frac{B_1}{B_2} - B_2 + \frac{Q_2}{3}} P_C,$$

$$\text{где } B_1 = \frac{300 - Q_1 Q_2^2}{9 Q_1},$$

$$B_2 = \sqrt[3]{B_0} + \sqrt{B_0^2 + B_1^3},$$

$$B_0 = \frac{450 - Q_1 Q_2^2 Q_2 - 50 \cdot P_C F}{Q_1},$$

$$Q_1 = \frac{\frac{1,61358}{T_C^2} - 2,21323}{T_C} + 3,30378,$$

$$Q_2 = \frac{\frac{4,57697}{T_C^2} + 26,5827}{T_C} - 13,3185 \cdot \frac{1}{T_C Q_1}$$

При $0,0147 \leq P_c \leq 1,3$ и $0,84 \leq T_c \leq 1,09$;

$$F = 1 - \frac{75 \cdot P_C^{1,3} \left[2 - \exp^{(20T_C - 21,8)} \right] + \left. \right\}}{10^3 + 1756(1,09 - T_C)^4 \cdot (1,69 - P_C^2)}$$

При $0,0147 \leq P_c \leq 2$ и $1,09 \leq T_c \leq 1,4$;

$$F = 1 - \frac{P_C^2}{10^3} \left[\frac{0,75 P_C^{0,3} \cdot \exp^{(21,8 - 20T_C)} + \sqrt{T_C - 1,09(2,17 + 1,4\sqrt{T_C - 1,09 - P_C})^2}}{1,1} \right]$$

Псевдо приведенное давление

$$P_C = 0,6717 P_{ПР}$$

Псевдо приведенная температура

$$T_C = 0,71892 T_{ПР}$$

Структурная схема модуля автоматизированной системы коммерческого учета метана угольных месторождений (АСУ ПГ) (рис. 3) включает рабочую трехрадиусную диафрагму РД, образцовую диафрагму ОД, универсальный контроллер «Эргомера»- 126 МУ, измерительный преобразователь перепада давления ИП с классом точности не ниже 0.1, измерительный многопараметрический преобразователь- вычислитель ПМ-3В, устанавливаемых в устье скважин, операторную станцию «ДЯ», связанную с контроллером «Эргомера»- 126 МУ и преобразователем ПМ-3В по GSM связи.

При проведение поверки модуля АСУ ПГ в процессе эксплуатации скважину не целесообразно отключать на время поверки модуля. Поэтому путем переключения задвижек на схеме обвязки скважин вместо катушки устанавливают образцовую диафрагму, которую подключают к преобразователю- вычислителю ПМ-3В и в течение не менее одних суток производят совместный учет параметров работы скважины по модулю и по образцовому расходомеру ПМ-3В. Сравнивают расхождение результатов и по известным формулам вычисляют относительные погрешности измерения параметров.

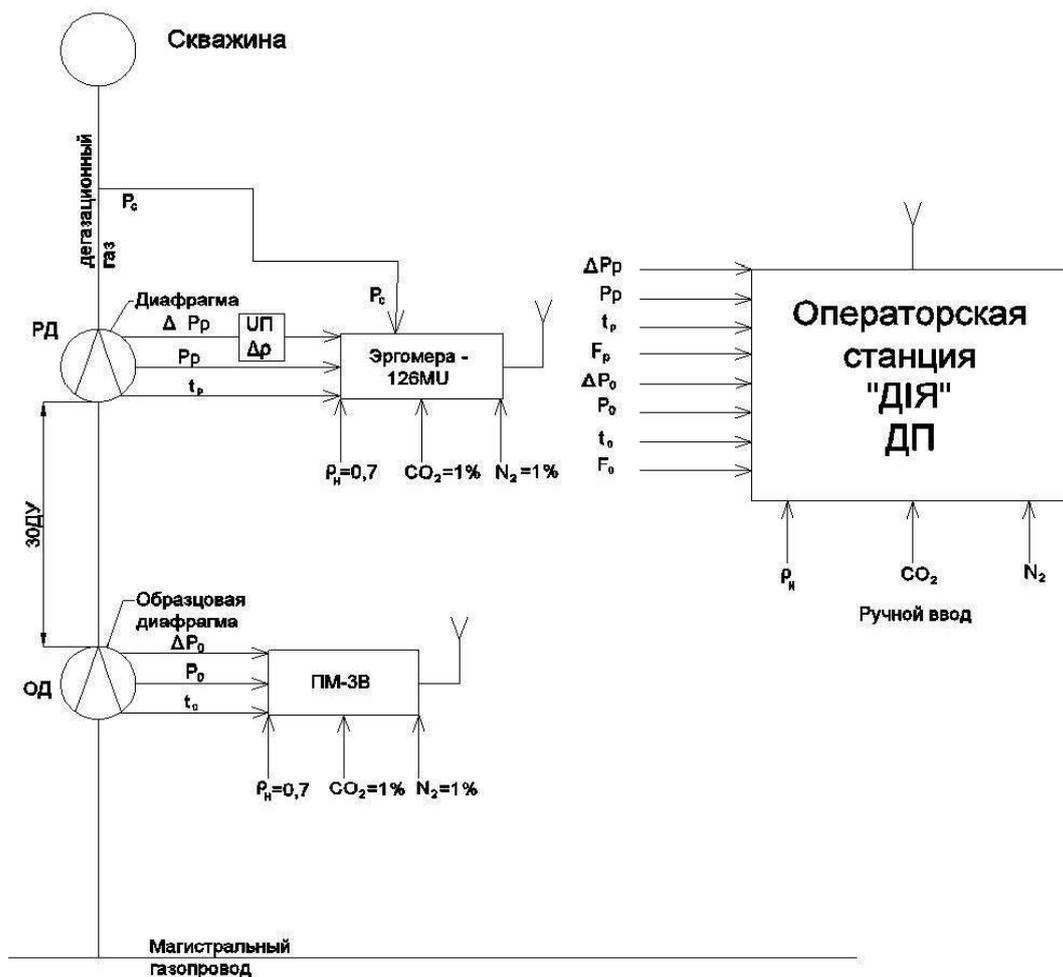


Рис. 3. Структурная схема модуля автоматизированной системы коммерческого учета газа угольных месторождений

Выводы

1. Разработан новый метод повышения точности коммерческого учета природного газа угольных месторождений, заключающийся в разделении всего диапазона измерений расхода газа на 3 поддиапазона, использованный при создании устройства автоматизированного учета природного газа на базе комплекса измерительного «ДІА».

2. Разработана структура, принцип действия, методика вычисления расхода природных газов и газов угольных месторождений и проведены промышленные испытания экспериментального образца АСУ ПГ на газораспределительной станции № 2 г. Днепродзержинска.

3. Сформированы новые функции автоматизированных систем коммерческого учета природного газа и газов угольных месторождений, необходимые для предоставления достоверной информации при взаиморас-

четах поставщиков и потребителей и по ее защите от несанкционированной корректировки.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України та нормативні матеріали з ефективного використання газу»;
2. Программа и методика Государственной метрологической аттестации устройств автоматизированного учета потребления природного газа на базе КОМПЛЕКСА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО «ДІА» (ПМА 081/24.021-97)
3. ДБН В.2.5-20-2001 «Газоснабжение»;
4. ДНАОП 0.00-1.20-98 «Правила безопасности систем газоснабжения Украины»;
5. Порядок допуска к газотранспортной системе НАК Нефтегаз Украины (приказ №79 от 26.03.01 г.).

пост. 17.10.2017