

## 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 г.) по программе и методике [2] устройство автоматизированного коммерческого учета природного газа на базе КОМПЛЕКСА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО «ДІА».

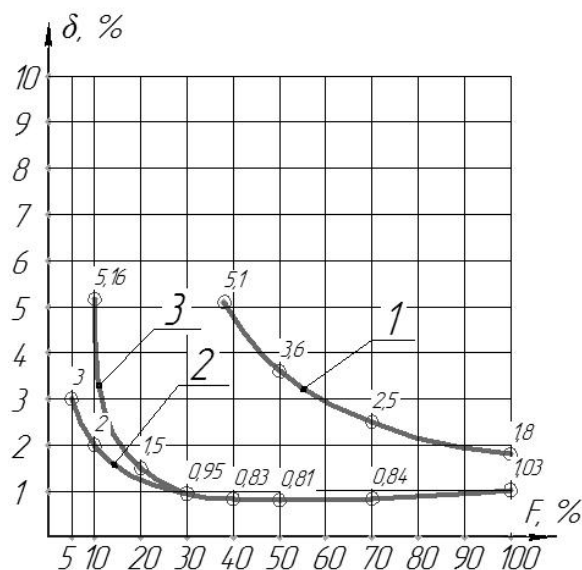


Рис.1. Графики зависимостей относительной погрешности измерения от диапазона расхода, 1 — для ДСС, 2 — для 4-х под диапазонов, 3 — для 3-х под диапазонов

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	6	
	– блок питания типа 22БП–36	1	
	– 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.

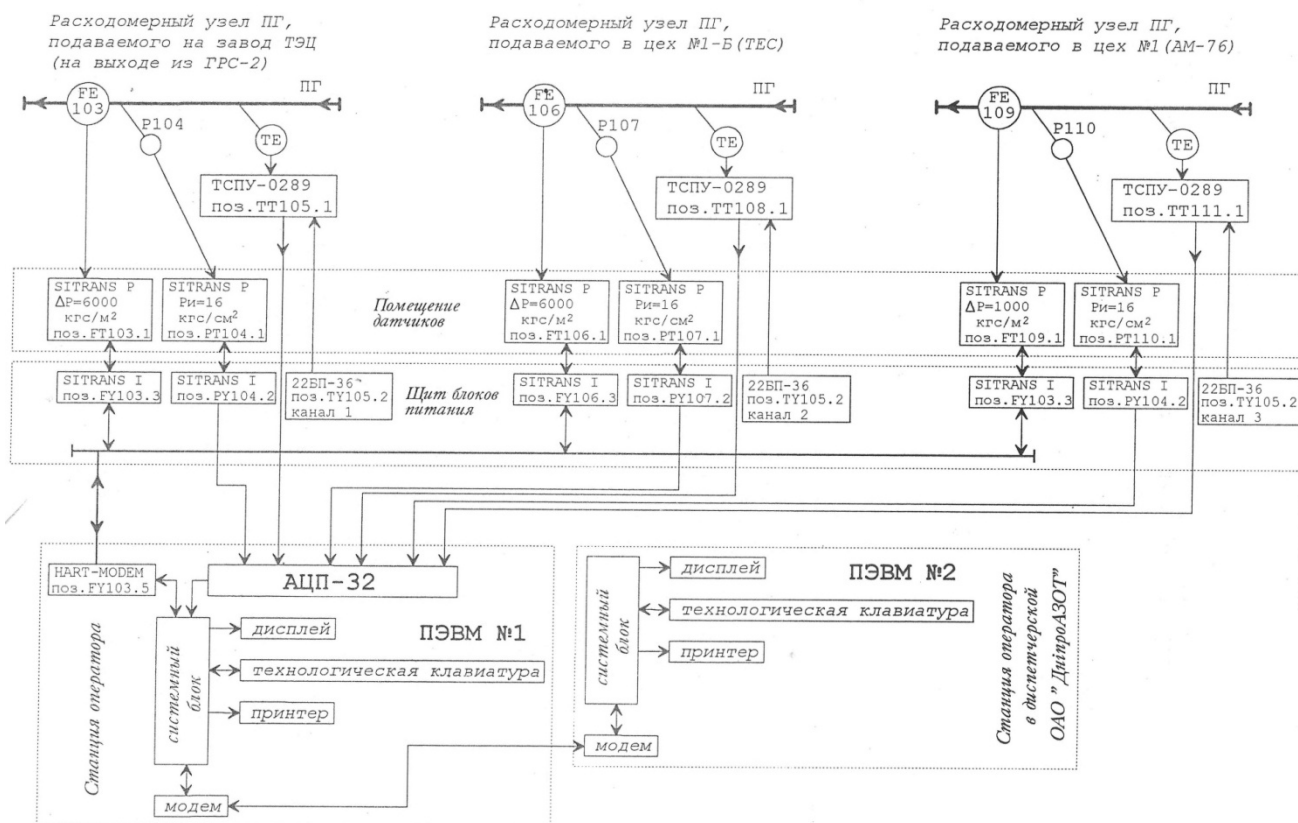


Рис. 2. Структурная схема АСУ ПГ на ГРС-2

### 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<sub>2</sub> и N<sub>2</sub> 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.м<sup>3</sup>/час) и массовый (т.у.т/час) расход природного газа, а также расход теплоты сгорания (Гкал/час);
- среднесуточное значение избыточного давления кГс/см<sup>2</sup>;
- 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<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> 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, м<sup>3</sup>/ч;  $\alpha$  — коэффициент расхода (определяется при расчете сужающего устройства);  $\varepsilon$  — коэффициент расширения газа;  $K_t$  — поправочный множитель на тепловое расширение сужающего устройства;  $d_{20}$  — диаметр отверстия сужающего устройства, мм (определяется при расчете сужающего устройства);  $\Delta P$  — перепад давления на диафрагме, кгс/м<sup>2</sup> (измеряется дифманометром);  $P$  — абсолютное давление среды, кгс/см<sup>2</sup>;  $K$  — коэффициент сжимаемого газа;  $\rho_n$  — 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<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub> 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 объемного 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:

Абсолютная температура

$$T = t + 273,15.$$

Относительная площадь сужающего устройства

$$m = (d/D)^2.$$

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  $0,84 \leq T_c \leq 1,09$ ;

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

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.

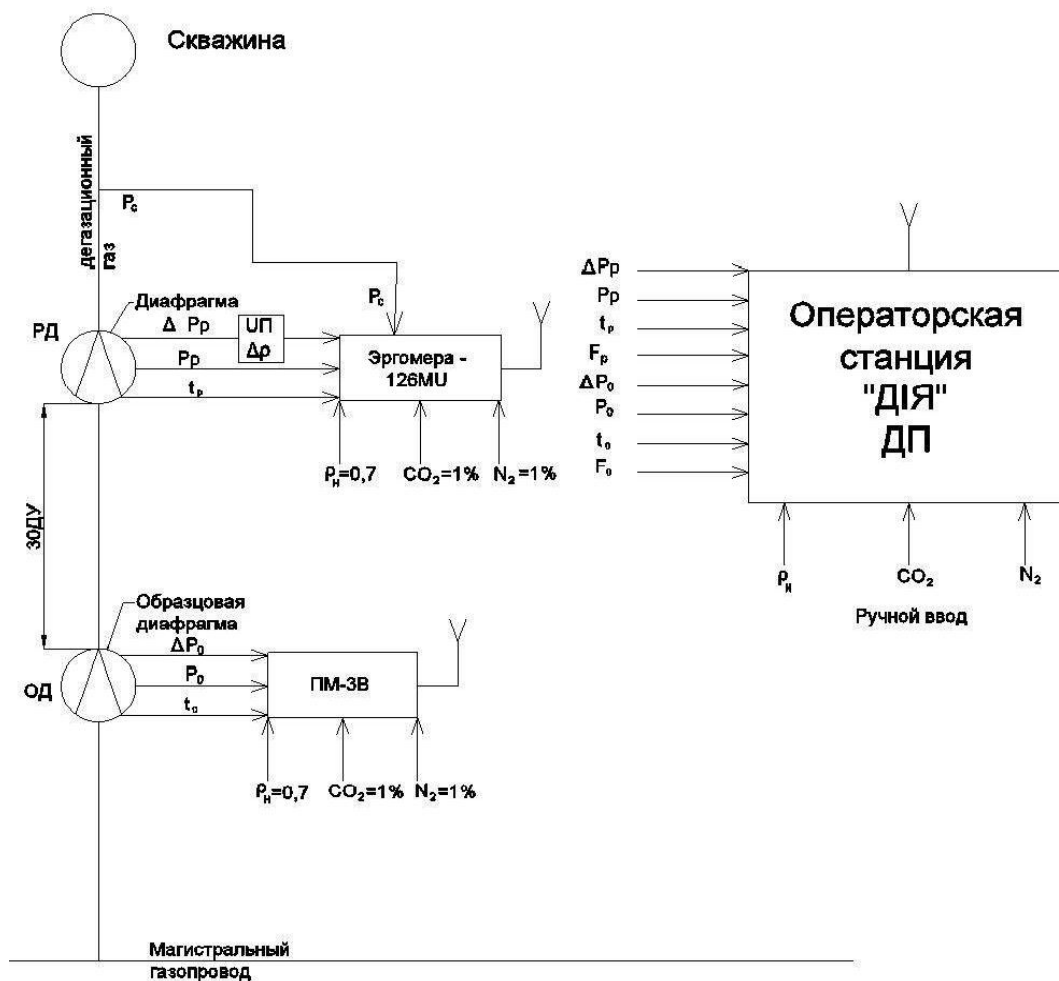


Рис. 3. Структурная схема модуля автоматизированной системы коммерческого учета газа угольных месторождений



**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