

он, в основном, молекулами Al_2SiO_5 и Fe_2O_3 . Наличие этих молекул в его составе и полное отсутствие углерода предполагает использование шлака в индустрии строительных материалов.

Обобщая изложенное, можно предположить, что плазменно-дуговая газификация ВУТ, развиваясь как технология, является наиболее перспективной ввиду высокой интенсивности процесса, обуславливающую ее высокую производительность в газогенераторах большой единичной мощности. Она может обеспечить минимальное загрязнение окружающей среды, высокую калорийность получаемого синтез-газа за счет увеличения в нем составляющей – водорода и возможности организации комплексной безотходной технологии переработки угля и угольных отходов. Плазменно-дуговая газификация ВУТ позволяет так же перерабатывать без предварительного осушения глубокообводненные отходы углеобогащения и исключает из технологии дорогостоящий кислород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Георгиев, И.С. Влияние температуры и состава среды на энергозатраты при плазменной газификации бурых углей различного качества [Текст] / И.С. Георгиев, Б.И. Михайлов // Изв. Сибирского отделения АН СССР. - 1987. – Вып. 4. - № 15. – С.83-89.
2. Ибраев Ш.Ш. Взаимодействие плазмы с измельченным материалом в плазменных реакторах [Текст] / Ш.Ш. Ибраев // Генераторы низкотемпературной плазмы. Тезисы докл. Всесоюз. конф. по генераторам низкотемпературной плазмы. – Новосибирск, 1989.–ч. 2. - С. 249-250.
3. Колобова, Е.А. Газификация углей и шлама гидрогенизации в плазме водяного пара [Текст] / Е.А. Колобова // Химия твердого топлива. – 1983. – № 2 – С. 91-96.
4. Новиков, О.Я. Многодуговые системы [Текст] / О.Я. Новиков, П.И. Тамкиви, А.Н. Тимошевский. – Новосибирск: Наука, 1988. – 133с.
5. Змитренко Н.В. Явление инерции тепла. [Текст] / Н.В. Змитренко, А.П. Михайлов // В кн. Компьютеры, модели, вычислительный эксперимент. Под ред. А.А. Самарского. – М.: Наука, 1988. – 176 с.
6. Веденов А.А. Задачник по физике плазмы [Текст] / А.А. Веденов. – М.: Атомиздат, 1981. - 160 с.
7. Янговский Магнитогидродинамические генераторы / Е.И. Янговский, И.М. Толмач. – М: Наука, 1972. – 201 с.

УДК 622.016.25:622.831.325.3.004.15

Д-р техн. наук Б.В. Бокий
(ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько»)

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПАО «ШАХТА ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО»

Розглянуто можливості комплексного рішення проблеми оперативного керування процесом підвищення ефективності видобутку метану вугільних родовищ.

CREATING AUTOMATIC CONTROL SYSTEM IMPROVEMENT DEGASIFICATION WELLS PC "MINE NAMED AFTER A.F.ZASYADKO"

The possibilities of a complex solution to the problem of operational process control efficiency of extraction of methane from coal deposits.

В технологической схеме «поверхностная дегазация – утилизация метана» важнейшим вопросом является стабильность процесса транспортирования

газовой смеси от поверхностных скважин к когенерационной электрической станции (КГЭС), причем с наименьшими затратами.

В настоящее время на ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» к поверхностному сборному газопроводу диаметром 325 мм подключены 13 поверхностных дегазационных скважин (ПДС) с помощью трубопроводов диаметром 100 и 150 мм. Высокая концентрация метана (до 95%) в газовой смеси из поверхностных дегазационных скважин позволяет использовать такой газ для заправки автотранспорта, увеличения концентрации метана в топливной смеси, которая подается на КГЭС и поджига топливной смеси в цилиндрах двигателя внутреннего сгорания (ДВС). В 2011 году объем потребления метана КГЭС составил более 35 млн. м³, а объем потребления автомобильной газонакопительной компрессорной системой (АГНКС) – около 1,5 млн. м³ метана.

В такой действующей газотранспортной системе постоянно осуществляется контроль расхода и давления газовой смеси, а динамика изменения процентного содержания метана контролируется периодически.

Основным недостатком существующих методов и средств измерения концентрации метана является то, что они адаптированы к чистому газу, в то время, как из дегазационных скважин кроме газа поступает вода, угольная и породная пыль. Указанные компоненты загрязняют рабочие элементы измерительных приборов, что приводит к увеличению погрешности измерений. Например, завод изготовитель ультразвуковых расходомеров гарантируют допустимые погрешности измерения только при запылённости до 1% и отсутствия капельной влаги. Кроме того, анализ применяемых образцовых измерительных средств показал, что в Украине, отсутствуют проверочные стенды и методики оценки погрешности непрерывного измерения расхода и состава газа в ПДС. Одновременно с этим существующая структура и техническое исполнение системы дегазационных газопроводов требует исследований на предмет взаимного влияния давления одних скважин на дебит других и конструкторского решения для сведения к минимуму числа узлов автоматизированного учета и автоматического регулирования параметров системы дегазации.

В связи с вышеизложенным, для повышения эффективности работы ПДС дегазационных скважин необходимо решить следующие задачи:

- разработать технологическую схему, сводящую к минимуму влияние вредных примесей дегазационных газов на погрешность и надежность средств измерения; изготовить экспериментальный образец узла учета, провести его производственные испытания и выдать рекомендации на освоение производства;

- разработать конструкцию и изготовить экспериментальные образцы различных типов расходомеров и газоанализаторов содержания метана в дегазационных потоках каждой скважины, разработать методики их метрологической аттестации с помощью образцового стенда и методики их промышленных испытаний на надёжность и оценку погрешности измерения в процессе эксплуатации;

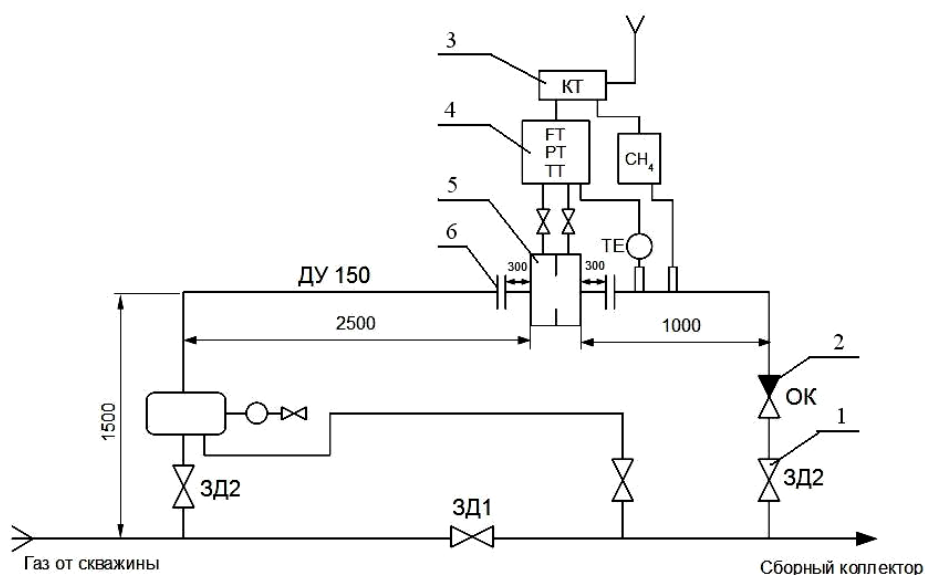
- разработать конструкцию опытных образцов, технологию изготовления и методику их испытаний на каждой стадии производства;
- разработать конструкцию образцового аэрогазодинамического стенда для проверки параметров погрешности вновь создаваемых средств непрерывного измерения расхода газа;
- разработать методику и программу его метрологической аттестации, сертифицировать и внести его в реестр образцовых поверочных средств;
- разработать методику и провести аттестацию опытных образцов расходомеров и газоанализаторов и установить допустимые погрешности измерений с помощью образцового стенда;
- выполнить опытно-конструкторские работы по освоению серийного производства средств измерений автоматизированной системы диспетчерского контроля, учета и управления системой дегазации, а также наладить их производство;
- разработать исходные данные для технического задания на создание автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на ПДС ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько»;
- разработать информационное, техническое, программное, математическое и организационное обеспечение АСУ ТП системы дегазации, закупить необходимое оборудование, изготовить, смонтировать, наладить и провести промышленное испытание АСУ ТП. Устранить выявленные в процессе промышленных испытаний недоработки и ввести АСУ ТП в промышленную эксплуатацию.

Технологические разработки, выполненные по результатам комплекса научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ позволяет оперативно управлять процессом добычи метана из угольных месторождений с помощью ПДС, снизить эксплуатационные затраты, связанные с их эксплуатацией, повысить технику безопасности и экологию окружающей среды.

В соответствии с задачей первого этапа исследований ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» разработан переносной узел ручного учёта дебита и контроля параметров газа из дегазационных скважин, принципиальная схема которых представлена на рис. 1

Введем следующие обозначения: F_{\max} и F_{\min} – соответственно максимальный и минимальный измеряемый расход газа, приведенный к стандартным условиям, $\text{нм}^3/\text{сут}$; P_H – номинальное абсолютное давление газа, МПа; t – температура газа, $^{\circ}\text{C}$. Данная схема предложена для условий:

$F_{\max} = 2000 \text{ нм}^3/\text{ч} = 48000 \text{ нм}^3/\text{сут}$; $F_{\min} = 54 \text{ нм}^3/\text{ч} = 1296 \text{ нм}^3/\text{сут}$; $P_H = 7 \text{ кгс/см}^2 = 0,7 \text{ МПа}$; $t = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$,



1 – задвижка ручная; 2 – обратный клапан; 3 – комплект телемеханики; 4 – преобразователь вычислитель многопараметрический ПМ-3В; 5 – диафрагма; 6 – фланец

Рис.1 – Принципиальная схема запорной арматуры узла ручного учета дебита и контроля параметров газа из дегазационной скважины ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько»

Диафрагменный узел ручного учёта дебита газа состоит из переносной и стационарной частей. В стационарную часть входит: задвижка ЗД1, установленная на трубопроводе Ду325, в обход которой смонтирован байпас, диаметром Ду150, с двумя задвижками ЗД2, сепаратором, катушкой, смонтированной вместо вынимаемой диафрагмы Д, термокармана и штуцера для измерения состава газа.

Переносная часть содержит: диафрагму Д, с участками 2Д, преобразователь, преобразователь-вычислитель многопараметрический типа ПМ-3В, комплект телемеханики КТ и анализатор содержания метана. В комплект телемеханики КТ входит: контролер, GSM модем и аккумулятор, обеспечивающий функционирование преобразователя-вычислителя в течении 30 суток.

Принцип работы узла ручного учёта заключается в следующем:

- в исходном состоянии, когда не производится измерение задвижка ЗД1 открыта, а задвижки ЗД2 закрыты. При этом, газ течёт по магистральному трубопроводу, а вместо диафрагмы Д в байпасе установлена катушка;

- перед началом измерений катушка извлекается из байпаса и вместо неё, помощью фланцевого соединения устанавливается измерительная диафрагма, к которой подключается многопараметрический измерительный преобразователь двумя импульсными трубками (+) (-);

- в термокарман устанавливается термометр сопротивления ТЕ, который подключается кабелем к многопараметрическому измерительному преобразователю;

- к штуцеру отбора пробы подключается газоанализатор метана;

- измерительный преобразователь и анализатор метана подключается к комплекту телемеханики;

- процесс измерения дебита газа и параметров, каждой отдельно, скважины начинается с того, что все остальные скважины подключенные к этому сборному трубопроводу закрываются с помощью задвижек;

- на байпасе открываются задвижки ЗД2, а на сборном трубопроводе закрывается задвижка ЗД1. При этом, измеряемый поток газа попадает в сепаратор, очищается от капельной жидкости, пыли и проходит через измерительную диафрагму;

- многопараметрический преобразователь измеряет перепад давления на диафрагме, пропорциональный скорости потока газа, абсолютное давление и температуру газа, а также производит вычисление дебита газа из скважины в $\text{м}^3/\text{ч}$ при заданном среднем значении его плотности, приведенной к стандартным условиям;

- процентное содержание метана измеряется газоанализатором метана;

- сигналы от преобразователя-вычислителя и газоанализатора метана передаются в комплект телемеханики КП и по сотовой связи в ПЭВМ диспетчерского пункта, где обрабатываются, архивируются и представляются в виде, удобном для учета и контроля.

Аналогичным образом производится измерение дебита газа на всех скважинах, подключенных к сборному газопроводу.

Переходя к проблеме подземной дегазации, следует отметить, что и в этих условиях для обеспечения безопасного труда и предупреждения аварийных ситуаций необходим автоматический контроль параметров дегазационных установок. Контроль и автоматизация подземных систем дегазации угольных шахт подразумевает решение следующих задач:

- передача информации об основных параметрах работы используемого оборудования;

- контроль параметров каптируемой метановоздушной смеси (МВС) в скважинах, участковых и магистральном дегазационных трубопроводах с использованием стационарных переносных приборов;

- осуществление автоматического отключения или включения основных и резервных вакуум-насосов;

- сброс газа в атмосферу через «свечу» и перекрытие подачи газа потребителю.

В настоящее время на шахте им. А.Ф. Засядько применяется отечественная аппаратура контроля режима поверхностной и подземной дегазации (АКРД), которая обеспечивает [1]:

- одновременный автоматический контроль концентрации метана, температуры, давления и расхода газа в дегазационных трубопроводах, параметров и состава атмосферы, скорости и направления воздушного потока в горных выработках (в зависимости от комплекта аппаратуры);

- выдачу управляющих сигналов на пусковую и технологическую аппаратуру дегазационной установки, при достижении концентрации метана в дегазационном трубопроводе пороговых значений (для комплексов, включающих датчики метана систем дегазации ДМД [2], предназначенные для непрерывного автоматического измерения объемной доли метана в скважинах и газопроводах

дегазационной сети, выдачи выходного аналогового измерительного сигнала и дискретных сигналов на аппараты питания и управления для формирования команд по двум уровням. Датчик ДМД применяется для работы в продолжительном режиме в условиях умеренного и холодного климата в шахтах (горных выработках), опасных по газу, пыли и внезапным выбросам);

- звуковую и световую сигнализацию в соответствии с ГОСТ 24032, при достижении концентрации метана в дегазационном трубопроводе пороговых значений (для комплектов, включающих датчики ДМД);

- прием восьми аналоговых (от 0 до 5 мА) и четырех цифровых сигналов, обработку и отображение мгновенных значений параметров системы дегазации и окружающей атмосферы на дисплее аппарата АК и мониторе персонального компьютера ПК оператора;

- передачу информации на поверхность по двухжильному кабелю на расстоянии не менее 10 км при сопротивлении шлейфа кабеля не более 750 Ом;

- архивирование информации;

- конфигурацию узла учета на программном уровне (задание параметров трубопровода, диафрагмы, газа и параметров системы для каждой системы дегазации).

Аппаратура АКРД состоит из аппарата контроля АК, датчика давления и расхода ДДР, датчика температуры ДТ, устройства приема и передачи данных УПД, коробки кабельной искробезопасной ККИ. В целом, аппаратура АКРД соответствует требованиям ТУ У 32.2-00165706-26:2005 применительно к условиям эксплуатации ее технических средств (табл. 1)

Таблица 1 – Факторы условий эксплуатации технических средств аппаратуры АКРД

| Факторы условий эксплуатации | Значения факторов условий эксплуатации | Технические средства аппаратуры |
|--|--|---------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Допустимое отклонение напряжения питания от номинального значения, % | от -15 до +10 | УПД, АК, ДДР, ДТ |
| Температура окружающей среды, °С | от +5 до +35 | УПД, АК, ДДР, ДТ |
| Относительная влажность окружающей среды, % при 35 °С при 28 °С | 100 80 | АК, ДДР, ДТ, УПД |
| Атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.) | от 87,8 до 119,7 (от 660 до 900) | УПД, АК, ДДР, ДТ |
| Предельная запыленность окружающей среды, мг/м ³ , не более | 1000 | УПД, АК, ДДР, ДТ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|-----------------|-------------|
| Синусоидальная вибрация по ГОСТ 17516.1-90: - диапазон частот, Гц; - максимальная амплитуда ускорения, м/с ² | 0,5-35 5 | АК, ДДР, ДТ |

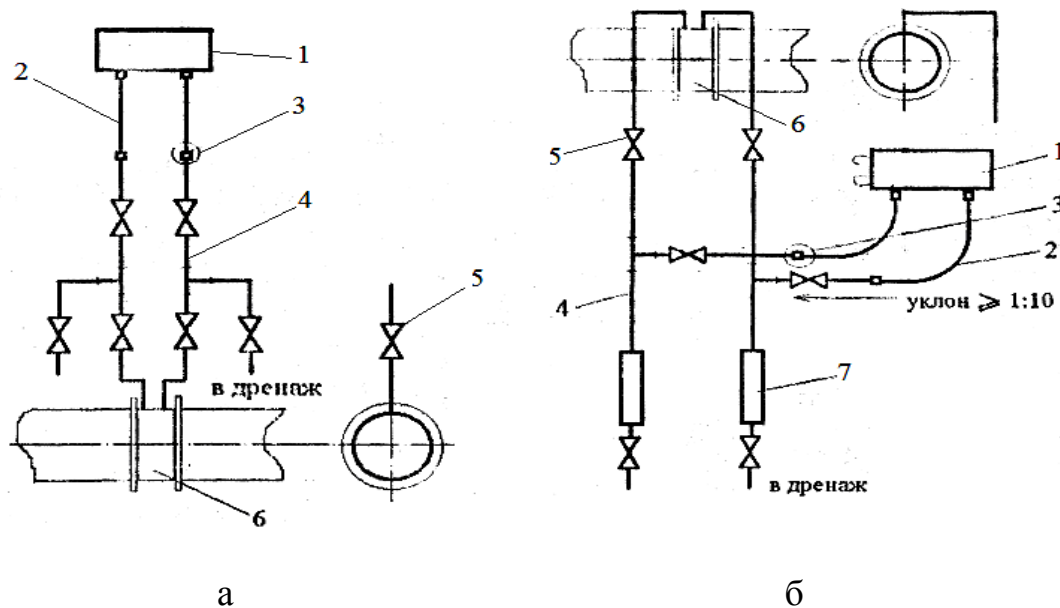
Технические характеристики аппаратуры АКРД:

- измерение и контроль расхода газовой смеси в диапазоне от 2 до 300 м³/мин;
- измерение и контроль избыточного давления в нагнетательной части трубопровода в диапазоне от 0 до 151,6 кПа;
- измерение и контроль разрежения в диапазоне от 0,7 до 86,5 кПа;
- диапазон измерения температуры газа в трубопроводе в диапазоне от 10 до 60° С;
- диапазон измерения содержаний метана высоких концентраций – от 0 до 99,9 % об. долей метана (для комплектов, включающих датчики ДМД);
- диапазон измерения содержаний метана низких концентраций – от 0 до 2,5 % об. долей метана (для комплектов, включающих анализаторы метана АТ1-1 или датчики АТ3-1);
- диапазон измерения содержания оксида углерода в атмосфере горных выработок – от 0 до 100 млн⁻¹ (для комплектов, включающих датчики окиси углерода ДООУ);
- диапазон изменения скорости и направления воздушного потока в горных выработках – от 0,25 до 8 м/с (для комплектов, включающих датчики скорости и направления движения воздуха ДСНВ);
- диапазон измерения температуры атмосферы горных выработок – от -10 до 150° С (для комплектов, включающих датчики ДТИ).

Преобразователи ППИ и выносные первичные преобразователи датчиков контроля параметров газа в дегазационных трубопроводах и атмосферы горных выработок, датчики давления и расхода ДДР, датчики температуры ДТ, аппараты сигнализации, сирена искробезопасности СИ-1 и аппарата контролера АК размещаются в подземных выработках шахты или в помещениях вакуум-насосных станций системы дегазации. Устройство приема-передачи данных размещается на поверхности, в диспетчерской.

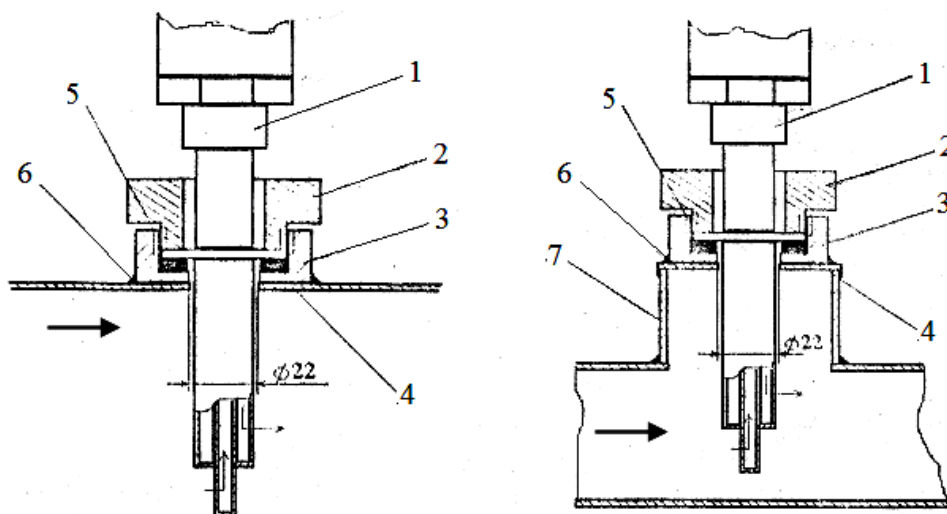
Допускаемая основная приведенная погрешность измерения разрежения, избыточного давления и температуры в дегазационном трубопроводе – не более 10%. Относительная погрешность измерения расхода газовой смеси – не более 10%. Погрешность преобразования, передачи и представления информации – 1,5%. Время прогрева аппаратуры и срабатывания сигнализации – не более 60 мин.

Схема соединения суживающего устройства (диафрагмы) с датчиком давления и расхода ДДР, способ установки преобразователя ПП.3 датчика ДМД на дегазационном трубопроводе соответственно представлены на рис. 2 и рис. 3



1 – датчик ДДР; 2 – рукав напорный соединительный для газовых приборов ААГР 234.100.004 ТУ У 21.1-2341001174-001-2002; 3 – резьбовое соединение с накидной гайкой шланга; 4 – труба стальная с внутренним диаметром 10 мм; 5 – запорный вентиль; 6 – диафрагма; 7 – отстойник

Рис. 2 – Схема соединения диафрагмы с датчиком давления и расхода ДДР, который расположен выше (а) и ниже (б) диафрагмы



→ – направление газовой струи; 1 – преобразователь ПП.3; 2 – накидная гайка 3 – гнездо; 4 – прокладка; 5 – резиновое соединение; 6 – место сварки; 7 – патрубок

Рис. 3 – Способ установки преобразователя ПП.3 датчика ДМД на трубопроводе большого (а) и малого (б) диаметров:

Технические характеристики ДМД:

- диапазон измерений в объемных долях метана – от 0 до 99,9 %;
- объемная доля метана, при которой срабатывает исполнительное устройство по первому уровню – 30 %;
- объемная доля метана, при которой срабатывает исполнительное устройство по второму уровню – 25 %;

- пределы допускаемой основной приведенной погрешности – $\pm 4 \%$;
- пределы допускаемой приведенной погрешности срабатывания по показаниям преобразователя – $\pm 2 \%$;
- цена наименьшего отсчета цифровой индикации в объемных долях метана – $0,1 \%$;
- время прогрева датчика – не более 60 мин;
- время установления показаний T_{09} – не более 60 мин;
- унифицированный выходной сигнал датчика на верхнем пределе измерения на нагрузке (от 0 до 1000 Ом) – $5 \pm 0,5$ мА;
- время непрерывной работы без применения ручного корректирования – не менее 30 сут.;
- коэффициент возврата по первому и второму уровням – не менее 0,8;
- номинальное напряжение питания переменного тока преобразователя ППИ.3 от искробезопасного источника питания аппарата питания и управления (одного из аппаратов АС.13, АС.15 или АПД) – 50 ± 3 В;
- номинальное напряжение питания переменного тока частотой (50 ± 1) Гц аппарата питания и управления (АС.13, АС.15 или АПД) – 36, 10, 127, 380 или 660 В;
- потребляемая мощность – не более 60 ВА.

Способ установки датчика температуры ДТ на дегазационном трубопроводе представлен на рис. 4.

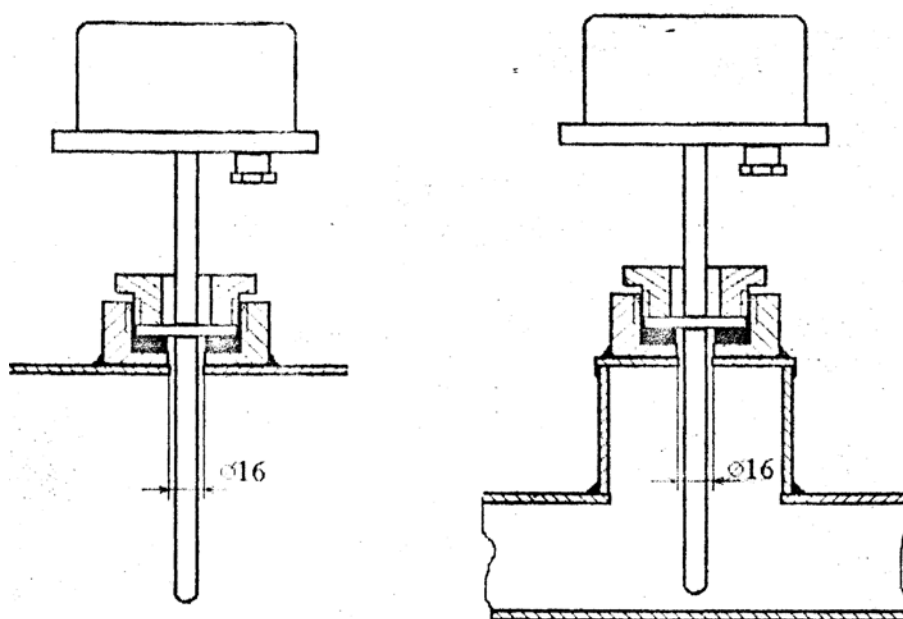


Рис. 4 – Способ установки датчика температуры ДТ на трубопроводе большого (а) и малого (б) диаметров.

Действующая система контроля на базе аппаратуры АКРД позволила осуществить модернизацию структуры контроля и управления. К основным задачам решаемыми этой системой относятся: измерение объемной доли метана, оксида углерода, скорости газового потока, контроль состояния технологического оборудования, контроль работы систем дегазации и газоотсоса, местная и телесиг-

нализация о превышении значений контролируемых параметров заданных величин на подземных и наземных вычислительных устройствах, централизованное воздействие на локальные системы автоматического управления основным и вспомогательным оборудованием, формирование отчетов о работе технологического оборудования.

Так, на экране ПЭВМ диспетчера в окне системы учета газа (окно постоянной индикации) всегда отображаются сведения о газе в одном из газопроводов. Отсюда получают данные о конкретном участке газопровода, общем объеме газа, расходе при нормальных условиях, перепаде давления на диафрагме, абсолютном давлении газа, его температуре, дате и времени [3].

Меню системы мерного трубопровода включает пункты следующего назначения (табл. 2)

Таблица 2 – Назначение пунктов главного меню системы мерного трубопровода

| Название подменю | Назначение |
|---------------------|--|
| 1.Просмотр архивов | Просмотр и печать суточных и почасовых архивов нештатных ситуаций и вмешательств оператора. |
| 2. Преобразователи | Просмотр и установление режимов работы измерений – переход на константу, информационных пределов, калибровка преобразователей, определение коэффициента фильтрации. |
| 3. Параметры газа | Просмотр и определение плотности газа, концентрации CO ₂ , N ₂ и барометрического давления. |
| 4.Параметры системы | Определение параметров мерного трубопровода (диаметра трубопровода и диафрагмы, коэффициента теплового расширения и шероховатости). Определение уровня расхода по перепаду давления. определение границ минимального и максимального расходов, выход за которые считается как нештатная ситуация |

Все вычисления в системе учета выполняются с точностью 0,001%, однако архивные данные выводятся в печать с разной точностью: почасовые и суточные значения объема газа в стандартных условиях с точностью 0,001%; почасовые и суточные значения объема газа в рабочих условиях, а также среднечасовые значения давления и температуры с точностью 0,5 %. Кроме просмотра архивов система АКРД обеспечивает выдачу любой архивной информации параметрах газового потока в дегазационных (шахтных или поверхностных) трубопроводах в виде напечатанного отчета, для чего достаточно ввести дату и время начала и окончания периода времени, за который необходим данный отчет.

К отечественным системам контроля аэрогазодинамических параметров можно отнести систему контроля параметров дегазационной сети шахты, в которой используется аппаратура «КРУГ» [4], а также систему газоаналитическую многофункциональную «МИКРОН 1Р» [5]

Следует отметить, что в разработке точных газоаналитических систем и приборов мировыми лидерами являются фирмы DRAGER (Германия) и RIKEN KEIKI (Япония). В частности на российском рынке продукция фирмы DRAGER представлена трассовыми газоанализаторами серий GDXL и GD200, а также контрольно-измерительной системой Polytron-Regard [6]. Отличительной осо-

бенностью этой системы является ее возможность ее использования в трубопроводах высокого и низкого давления.

На основании выше сказанного можно сделать следующие выводы:

- использование аппаратуры АКРД позволяет осуществлять автоматизированный контроль и управление системой дегазации, что способствует повышению эффективности работы этой системы и снижает вероятность возникновения аварийных ситуаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аппаратура контроля режима дегазации АКРД: Руководство по эксплуатации 1951.00.00.000РЭ [Текст]: Утв. 12.06.2006 / ОАО «Красный металлист». – Конотоп, 2006. – 33 с.
2. Датчик метана систем дегазации ДМД: Руководство по эксплуатации 1589.00.00.000РЭ [Текст]: Утв. 12.06.2006 / ОАО «Красный металлист». – Конотоп, 2006. – 25 с.
3. Комплекси технічних та програмних засобів перетворення сигналів КЗПС. Перетворювач мікропроцесорний багатоканальний ППС.1-М [Текст]: Керівництво з експлуатації / НПВП ТзОВ «Техприлад». – Львів, 2006. – 21 с.
4. Аппаратура «КРУГ». Система контроля параметров дегазационной сети шахты [Текст]: Руководство пользователя ИГТ.041410.002-00.003 РП. – Екатеринбург, 2008. – 20 с.
5. Руководство по оборудованию и эксплуатации системы газоаналитической шахтной многофункциональной «Микрон 1Р» [Текст]: 4217.01.000.000 РЭ. – Екатеринбург, 1997-2009. – Т.1. – 44 с.
6. Системы контроля загазованности оптического типа [Текст] / Р.М. Хамадиев, Д.Н. Федосеев, И.И. Лукица, О.Г. Зверев // Экспозиция Нефть Газ. – Казань: Логос, 2007. – № 11. – С. 43 – 45.

УДК 622.451.004.14+622.8.012.2

Канд. техн. наук Т.В. Бунько
(ИГТМ НАН Украины)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕТЕЙ ПЕТРИ ДЛЯ РЕОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ УЧАСТКА ВЕНТИЛЯЦИИ И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ

Розроблено методичний підхід та основні принципи розв'язання задач та прийняття рішень дільницею вентиляції і техніки безпеки вугільної шахти на основі використання мереж Петрі та створення у складі дільниці нового підрозділу – групи інформаційного забезпечення.

USE OF THE PETRY NETWORKS FOR REORGANIZATION WORKS OF AREA OF VENTILATION AND ACCIDENT PREVENTION OF COAL MINE

Methodical approach and basic principles of decision of tasks and acceptance of decisions by the area of ventilation and accident prevention of coal mine on the basis of the use of the Petry networks and creation in composition the area of a new subsection – group of the informative providing is developed.

Для моделирования функционирования организационных структур в настоящее время используются методы теории расписаний, конечных автоматов, теории систем массового обслуживания, сети Петри и др. В литературе по исследованию операций приведены детальные анализы достоинств и недостатков этих методов [1-3]. Участок вентиляции и техники безопасности (ВТБ) имеет свою специфику, существенно отличающуюся от организационных структур других производственных (не горного профиля) предприятий, функционирует в условиях информационной неопределенности; поэтому адаптация его работы к