© И.М. Закоршменный,
В.Л. Шкуратник, 2006

УДК 622.278

И.М. Закоршменный, В.Л. Шкуратник

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СЖИГАНИИ УГЛЯ

Семинар № 15

Опыт подземного сжигания угля (ПСУ) убедительно свидетельствует о том, что его успешное развитие невозможно без надежной и своевременной информации обо всех стадиях технологического процесса, условиях, характере и особенностях его протекания во времени и в пространстве. Такая информация необходима для перехода к управляемому сжиганию, обеспечивающему стабильное получение энергетического и химического сырья с заданными характеристиками. Контроль этих процессов является необходимым элементом управления и автоматизации, так как играет решающую роль в решении задач обеспечения защиты производственного персонала, окружающей среды и технологического оборудования.

Выход, состав и температура получаемой газовой смеси зависят с одной стороны от природных факторов (состава угля, физико-механических свойств его и вмещающих пород, геологических условий залегания пласта, его мощности, строения, обводненности, проявлений горного давления и т.д.) а с другой стороны - от состава и количества подаваемого в скважины дутья, длины исходных реакционных каналов и некоторых других факторов, управление которыми возможно в ходе технологического процесса.

В зависимости от цели ПСУ (получения физического тепла или горючего газа) теплогазогенератор работает в различных режимах [1, 2]. При этом продукты подземного сжигания угля (ППСУ) могут иметь различный состав и температуры. Так, например, в первом случае количество метана может достигать 10 %, а во втором - не превышает 3 %, кислорода 12 % и I %, соответственно. При работе теплогазогенератора в режиме получения горючего газа, наблюдаются более стабильные температуры, которые обычно не превышают 400 °С. При работе в режиме получения физического тепла температуры могут достигать 600 °С и более. Следует учитывать так же особенности контроля в режиме депрессии и избыточного давления 1-2 атм.

Это необходимо учитывать при разработке контрольно-измерительной системы, которая должна нормально функционировать при всех возможных режимах работы теплогазогенератора.

Температура является одним из важнейших параметров, характеризующих и определяющих химико-технологические процессы подземного сжигания угля. От нее зависят степень окисления твердого топлива, формирование реакционных зон в каналах горения, эффективность теплообменных процессов в теплоэнергетической системе. В тоже время информация о температурных режимах непосредственно в зоне огневого забоя позволяет косвенно судить о процессах его зарождения, развития и перемещения. Поэтому измерение температуры в выработках, стволах и газопроводах яв-

ляется необходимым элементом контроля их состояния и количественного учета продуктов газификации.

Основными особенностями температурных измерений в условиях технологических комплексов подземного сжигания угля являются:

- значительный динамический диапазон измерения температур;
- постоянные значительные колебания свойств контролируемой сре-ды в точках измерения температур, агрессивный характер этой среды;
- многообразие внешних условий и обусловленных ими ограничений в местах установки первичных термометрических преобразователей;
- необходимость передачи достоверной информации о температурах на значительные расстояния при воздействии на каналы связи помех различной физической природы;
- невозможность, в ряде случаев, использования прямых методов контроля температур и использования проводных каналов передачи информации.

Места в технологической схеме, в которых необходимо измерение температур, могут быть разбиты на три специфические группы. В первую группу объединяются точки контроля, расположенные непосредственно в зоне огневого забоя, где температура может достигать 1500 °С и более, а использование проводных каналов передачи информации на поверхность практически исключено. Ко второй группе относятся точки контроля, расположенные в воздухоподводящих и газоотводящих выработках, скважинах и стволах, кабельная связь которых с поверхностными регистрирующими комплексами принци-пиально может быть обеспечена. Температуры здесь не превышают 8О0 °С. И, наконец, третья группа объединяет точки контроля, расположенные на поверхности (вход дутьевой и выход продуктивной скважин, поверхностные газопроводы, элементы теплоэнергетической системы), где температуры могут колебаться от -50 до 600 ^{o}С.

При выборе конкретных методов и средств измерения температур следует учитывать, что объектом контроля является сложная газовая среда, состав и, как следствие, окислительно-восстановительная способность которой непрерывно изменяются вдоль технологической цепочки. Эта среда может приводить к нарушению устойчивости работы и даже полному разрушению первичных термометрических преобразователей.

Из содержащихся в продуктах подземной газификации газов наиболее сильными окислителями являются $S0_2$, H_2O, и O_2. Окислителем является также двуокись углерода $C0_2$, которая, однако, даёт в 2-2,5 раза меньше окалины, чем атмосфера H_2O; СО и H_2. обладают восстановительной способностью.

Окислительная и восстановительная способности газов существенно зависят от их соотношения в смеси, от температуры, а также расхода воздуха в каналах горения угля. Так окислительная способность газов сильно возрастает при температурах более 800-1000 ^{o}С, а при определенном соотношении СО и $C0_2$, H_2 и H_20, образованная ими газовая среда может оказаться нейтральной.

При высоких температурах может происходить также разрушение стальной защитной арматуры первичных термопреобразователей, так как СО, H_2, 0_2 и H_20. взаимодействуя с углеродом стали, обезуглероживают ее поверхностный слой на глубину до 3 мм.

Кроме характера и степени воздействиям контролируемой среды при выборе первичных термопреобразователей, канала связи вторичных регистрирующих

приборов учитывают требования к их точности, инерционности, надежности, помехо- и виброустойчивости, экономичности и др., исходя из конкретных условий эксплуатации и целей контроля.

Методы измерения температур, основанные на использовании термометрических свойств, являются контактными (или собственно термометрическими), а методы, основанные на тепловом излучении объектов контроля - бесконтактными (пирометрическими). Последние играют в целом второстепенную роль при измерений температур 1000 °С, при t > I500 °С они становятся главными, а при t > 3000 °С - практически единственными.

Основными узлами приборов для измерения температур являются: чувствительный элемент (первичный термопреобразователь), где реализуется термометрическое свойство, и связанный с ним измерительный прибор (вторичный преобразователь), который измеряет численное значение этого свойства.

С учетом сформулированных выше особенностей температурных измерений при ПСУ в соответствующих системах контроля могут быть использованы термоэлектрические термометры и термометры сопротивления.

Газоаналитические измерения занимают одно из центральных мест в системе контроля процессов подземного сжигания угля, поскольку качественный и количественный состав определяет характеристики получаемой газовой смеси как химического и энергетического сырья. Кроме того, газовый состав несет важную информацию о ходе всего технологического процесса и может использоваться в качестве информативного параметра в системе АСУ ТП. Следует отметить также особую роль контроля газового состава в защите технологического оборудования, производственного персонала и окружающей среды.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что в состав ППСУ с получением горючего газа обычно входят: окись углерода (12-30 %), двуокись углерода (3-15 %), водород (14-20 %), метан (1,5-4 %), кислород (0-4%), азот (40-65%). При организации топочных процессов предельные значения состава продуктов сжигания следующие: окись углерода – до10 %, двуокись углерода – до 18 %, кислород – до 12 %, водород – до 10 %, метан – до 1,5 %. Кроме приведенных составляющих эти продукта могут содержать некоторые другие компоненты, неуглеводородного состава (в частности, соединения серы), являющиеся, как правило, агрессивными вредными примесями, а также механические частицы смолы и т.д.

Сложный многокомпонентный состав газа, наличие в нем механических и агрессивных примесей, широкие пределы изменения концентраций отдельных составляющих и высокая температура определяют трудности и основные особенности газового анализа.

Основной задачей аналитического контроля продуктов подземной газификации угля является определение вида газов, присутствующих в образующейся многокомпонентной газовой смеси, и значений их концентраций. При этом обычно используется одна из следующих единиц измерений:

I) объемная концентрация, определяющая отношение объема V_i i-го компонента к общему объему $V = \sum_{i=1}^{n} V_i$ газовой смеси (в %):

$$C_{oi} = \frac{V_i}{V} \cdot 100 \qquad (1)$$

2) массовая концентрация, определяюсь отношение массы m_i i-го компонента к общей массе газа (в %):

$$C_{вi} = \left(\frac{m_i}{\sum_{i=1}^{n} m_i} \right) \cdot 100 \qquad (2)$$

3) массовая концентрация, определяющая массу m_i i-го компонента газа в единице объема (в г/м^3, мг/дм^3, мг/м^3):

$$C_{всi} = \frac{m_i}{V} \qquad (3)$$

Определение концентрации отдельных компонентов в газовой смеси осуществляется специализированными приборами - газоанализаторами, которые по методу анализа подразделяются на химические, физико-химические и физические.

Химические методы основаны на последовательном избирательном поглощении компонентов смеси различными реагентами. При этом содержание искомого компонента определяется по разности между первоначальным и оставшимся после поглощения объемами газа. Физические методы основаны на измерении плотности, вязкости температуры кипения, теплопроводности, поглощения и испускания света, масс-спектров и других физических свойств газовой смеси, закономерно связанных с ее составом.

В физико-химических методах компонента газовой смеси поглощают раствором соответствующего реагента и измеряют электрическую проводимость, оптическую плотность или другую физико-химическую характеристику раствора.

Учитывая непрерывный и динамический характер процессов подземного сжигания угля, эффективный контроль образующихся продуктов может строиться только с использованием автоматических или автоматизированных газоаналитических систем. Такие системы, функционирующие на основе физических и физико-хими-ческих методов анализа, осуществляют непрерывный или дискретный анализ газовой смеси непосредственно в потоке при достаточно высокой точности.

Автоматизированный аналитический контроль включает четыре основных этапа: отбор газовой пробы на анализ, транспортирование ее к анализатору, подготовку пробы к анализу в непосредственно сам анализ. Каждый из указанных этапов осуществляется определенными элементами газоаналитической системы (ГАС) структурная схема которой представлена на рис. 1.

Отбор анализируемой пробы из потока ППСУ осуществляется с помощью пробоотборника (ПО), представляющего собой зонд в виде трубы определенного диаметра (4-10 мм), имеющей охлаждающую рубашку и терморегулятор, обеспечивающий поддержание температуры ПО выше точки росы, содержащейся в газе влаги. Задачу очистки газов от пыли, аэрозолей, легкоконденсируюищися паров выполняет фильтр (Ф), представляющий собой сосуд, разделенный пористым фильтрующим элементом (ФЭ) на две части. По мере накопления улавливаемых частиц в порах ФЭ последние заменяются, или подвергаются регенерации обратной непрерывной или импульсивной продувкой с давлением 0.6-1 МПа.

Пробоотборные устройства связаны с ГАС трубками (шлангами) диаметром 4-12 мм и толщиной стенок 1-2 мм, образующими линии транспортирования (ЛТ). В состав ЛТ, достигающих 50 м, входят различные переходы, штуцеры, муфты, сальники (для соединения трубок друг с другом и с вводами газоанализаторов), а также вентили и краны (для коммутации газовых потоков). Сохранение репрезентативности пробы при ее транспортировании достигается рацио-

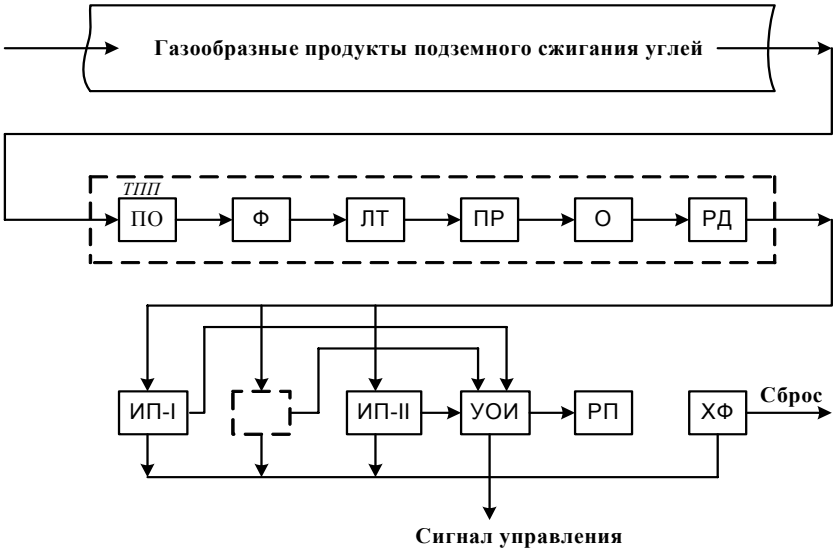

Рис. 1. Структурная схема автоматической системы газоаналитического контроля.

нальным выбором материала трубопровода, его геометрии и режима работы.

Среди элементов пробоподготовки важное место занимают также побудители расхода (ПР) и редукторы давления (РД), обеспечивающие стабилизации давления и расхода газа. ПР осуществляют подачу газовой смеси к измерительным преобразователям (ИП), когда давление на контролируемом участке близко к атмосферному, равно или ниже его.

Если газ на контролируемом участке находится под давлением, то задача поддержания заданного значения массового расхода решается поддержанием постоянного давления на входе ИП и реализуется на практике с помощью РД, представляющих собой насосы мембранного, ротационного или других типов.

Осушка пробы в ГАС предназначена для обеспечения требуемой надежности работы ее отдельных элементов, устранения и ограничения дополнительных погрешностей ИП. Она осуществляется специальным элементом тракта пробоподготовки - осушителем (0), в основе работы которого лежат процессы абсорбции влаги гигроскопическими жидкостями, адсорбции на активированных поглотителях конденсация путем охлаждения.

Пройдя тракт пробоподготовки (ТПП), анализируемый газ попадает в измерительные преобразователи, обеспечивающие генерацию материализованной информации, полученной от физического или физико-хими-ческого взаимодействия ИС с контролируемой средой. При этом сигнал на выходе ИП будет однозначно связан с концентрацией тех или иных компонентов газовой смеси. Этот сигнал поступает на устройство обработки информации (УОИ), на выходе которого формируются нормализованный сигнал, который может быть использован для управления технологическим процессом, а сигнал, адекватный концентрации анализируемых компонентов, регистрируется регистрирующим прибором (РП).

Прошедший через ИП газ для уменьшения вредных компонентов пропускается через химический фильтр (ХФ) откуда поступает на сброс. Очевидно, что важ-

нейшим элементом любой автоматической газоаналитической системы является ИП. В настающее время насчитывается более пятидесяти типов ИП, работающих на базе различных методов преобразования концентрации измеряемых газовых компонентов в электрический и другие виде сигналов, удобных для дальнейшего преобразования, обработки или хранения. Среди этих ИП для целей контроля продуктов подземной газификации угля наибольший интерес представляет оптико-окустические, термомагнитные, термокондуктометричес-кие, масс-спектрические и хромотографические преобразователи.

Важность проведения расходометрических измерений на входе технологической схемы определяется тем фактом, что выход, состав и теплота сгорания получаемого газа во многом определяются составом и количеством подаваемого в реакционные каналы воздушного или парокислородного дутья. Расход продуктов подземного сжигания на выходе технологической схемы представляет собой параметр, по которому, совместно с данными температурного и аналитического контроля, судят о ходе всего процесса. С другой стороны, указанный расход выступает основным учетным фактором. Таким образом, измерение расхода является непременным условием оптимального уп-равления технологическими процессами подземного сжигания угля.

Если измерение расхода на входе технологический схемы представляет собой относительно простую задачу, то расходометрия на ее выходе сопряжена с определенными трудностями, обусловленными высокой температурой продуктов и большим содержанием в них агрессивных, а также твердых и смолистых компонентов. В результате одна часть соответствующих стандартных средств принципиально не может быть использована для расходометрии продуктов подземного сжигания, а другая часть для такого использования требует определенной модернизации или специальных режимов эксплуатации.

Расход вещества - количество вещества, проходящее черва данное сечение канала (трубопровода, скважины, выработки, ствола) в единицу времени.

Количество вещества выражают в единицах объема ($м^3$) или массы (кг). Соответственно в СИ объемный расход Q выражается в $м^3/с$, а массовый M - в кг/с. Внесистемной единицей расхода является литр в секунду (л/с).

Количество газа измеряют исключительно в единицах объема, переходя, при необходимости, к массовым единицам. Для получения сравнимых результатов измерений объем газа приводят к следующим нормальным условиям: относительная влажность $\varphi = 0$, температура 20 °С (293,I5 К) и давление 101325 Па (760 мм рт. ст.). Соотношение объемов газа в нормальных $V_н$ и рабочих V условиях определяется выражением:

$$V_н = V \cdot \frac{P}{P_н} \cdot \frac{T_н}{T \cdot N} \qquad (4)$$

где P и $P_н$ - давление газа в рабочих и нормальных условиях; T и $T_н$ - абсолютные температуры, соответствующие рабочим и нормальным условиям, в.К; N - коэффициент сжимаемости газов N~1 при P< 0,49 МПа и T<323,15 К).

При переходе от объемных единиц к массовым плотность газа также приводится к нормальным условиям:

$$\rho_н = \rho \cdot \rho_н \cdot \frac{T \cdot K}{(P \cdot T_н)} \qquad (5)$$

где $\rho_н$ и ρ плотности сухого газа при нормальных и рабочих условиях.

Влияние влагосодержания в газе на его плотность может быть учтено в соответствии со следующим выражением:

$$\rho_{вг} = \rho_{сг} + \rho_{вп} = \rho_{сг} + \varphi\ \rho_{нп} \qquad (6)$$

где

$$\rho_{сг} = \rho_{н}\left(P - \varphi\ \ \rho_{вп}\right) \cdot \frac{T_{н}}{\left(T\ \cdot P_{н} N\right)} \qquad (7)$$

где $\rho_{вг}$ - плотность влажного газа при давлении P и температуре T; $\rho_{сг}$ - плотность сухого газа во влажном газе при температуре T и нормальном давлении, сухого газа, равном $P - \varphi\ P_{вп}$; $\rho_{вп}$ - плотность пара в газе при его парциальном давлении равном $\varphi\ P_{вп}$; φ - относительная влажность, т.е. отношение массы пара в 1 м^3 влажного газа к максимально возможной его массе при тех же температурах и давлении; $\rho_{нп}$ и $P_{нп}$ - плотность давление насыщенного водяного пара при температуре t.

Значения параметров, входящих в (1-4), имеются в соответствующей справочной литературе.

Средней скоростью потока называется отношение объемного расхода к площади F поперечного сечения потока: $V_{ср} = Q/F$, физически $V_{ср}$ представляет собой постоянную во всех точках сечения величину скорости потока. В реальном потоке, вследствие влияния вязкости, скорость по сечению потока распределяется не равномерно. В центре сечения скорость максимальна.

Если $V_{ср}$ и Q в сечении потока не меняются во времени, то поток называют установившимся, в противном случае - неустановившимся. Различают также ламинарные (безвихревые) и турбулентные (вихревые) потоки.

Приборы для измерения расхода вещества называют расходомерами, а приборы для измерения его количества - счетчиками. Расходомеры могут быть снабжены специальными интеграторами. В этом случае они выполняют одновременно функции расходомера и счетчика.

В зависимости от принятого метода измерений различают более десяти различных типов расходомеров и счетчиков, из которых, учитывая специфику решаемых задач, могут быть использованы только четыре: тахометрические приборы, работающие по принципу измерения частоты вращения ротора, находящегося в потоке газа; ультразвуковые расходомеры, работающие на принципе измерения скорости распространения ультразвука в контролируемом потоке; расходомеры переменного перепада давления, основанные на зависимости от расхода перепада давлений в сужающем устройства вследствие частично-го перехода потенциальной энергии потока в кинетическую; расходомеры динамического давления, использующие зависимость динамического давленая от скорости потока. Все четыре указанных типа расходомеров могут использоваться для измерения расхода дутья, и только два последних из них - для расходометрии ППСУ.

Количество и места установки первичных преобразователей (ПП) контролируемых параметров определяются в каждом конкретном случае, исходя из принципа максимальной концентрации (централизации) измерений и исключении их возможного дублирования. В соответствии с этим принципом каждый ПП устанавливается лишь в том случае, если он действительно необходим и позволяет получить значения измеряемого параметра значительно отличающихся от значений, полученных в соседних

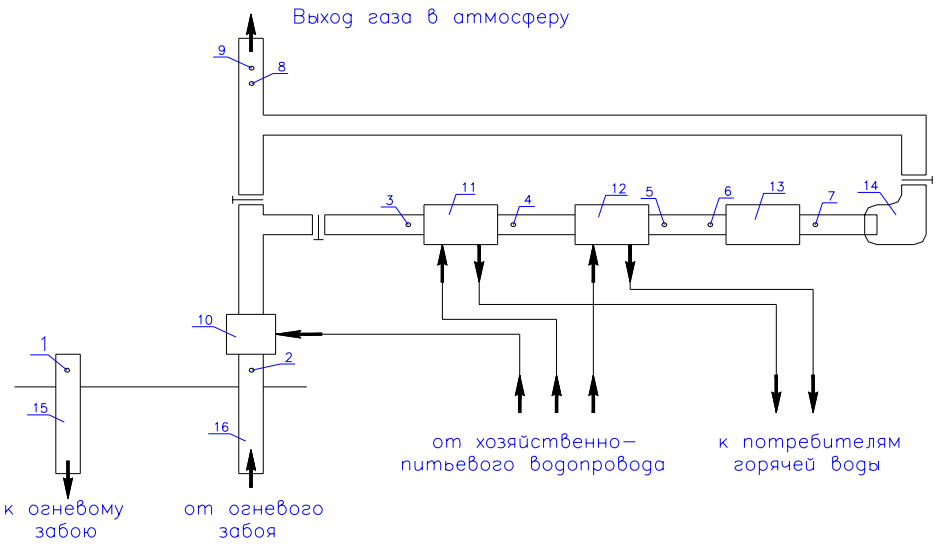

Рис. 2. Схема, иллюстрирующая рекомендуемые места установки первичных измерительных преобразователей и пробоотборников: *1, 9* – первичные расходометрические преобразователи; *2-5, 8* - первичные термометрические преобразователи; *6, 7*- газовые пробоотборники; *10* - блок охлаждения; *11, 12* - котлы- утилизаторы тепла; *13* - блок газоочистки; *14* - дымосос; *15* - воздухоподающая скважина; *16* - газоотводящая (продуктивная) скважина

точках, и когда оценить этот параметр по показаниям соседних ПП не представляется возможным. Рекомендуемые места установки ПП и пробоотборников указаны на рис. 2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Получение* различных видов энергии при подземном сжигании угля по технологии «Углегаз». Сб. научных трудов. Под ред. В.В. Ржевского. – М.: МГИ, 1988, 98 с.

2. *Крейнин Е.В., Федоров Н.А., Звягинцев К.Н., Пьянова Т.М.* Подземная газификация угольных пластов. – М.: Недра, 1982, 150 с.

Коротко об авторах

Закоршменный И.М. – кандидат технических наук, доцент кафедры «Подземная разработка пластовых месторождений», декан факультета заочного обучения,

Шкуратник В.Л. – профессор, доктор технических наук, заведующий кафедрой «Физико-технический контроль процессов горного производства»,

Московский государственный горный университет.