

ПРОБЛЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Ермакова В.Ю., студентка; Сафонова Е.К., доцент, к.т.н.

(Донецкий национальный технический университет, г.Донецк, Украина)

Известно, что взрывы газа, происходящие в угольных шахтах, обычно являются следствием возникновения совокупности непредвиденных обстоятельств, поэтому применяемое дегазационное оборудование и аппаратура должны выбираться с таким расчётом, чтобы полностью исключить возможность взрыва газа в системе даже при возникновении этих обстоятельств. Это требование имеет особенное значение вследствие того, что дегазация, как правило, применяется в наиболее опасных по газу шахтах, как, например, на шахте им. Засядько, когда взрыв газа в дегазационной системе может привести к распространению взрыва газа в саму шахту.[1]

При нарушении нормального режима работы дегазационной системы по той или иной причине (разрыв газопровода, образование в нем водяной пробки, подсос воздуха в скважину по трещинам, возникшим в результате осадки пород, и т. п.) концентрация метана в отсасываемом газе может упасть до верхнего предела взрывчатости (14%) и при наличии источника воспламенения возможен взрыв газа в дегазационной системе с распространением его при определённых условиях в шахту.[1] Взрыв газа в самой установке также могут вызвать следующие причины: низкое или недостаточное давление газа перед потребителем (перед теплообменными аппаратами, газовыми горелками котлов); повышение содержания кислорода в сжигаемом газе; снижение в воздухопроводе напора вторичного воздуха и поступление вследствие этого газа с высоким содержанием метана в воздухопровод с образованием в нём взрывчатой метано-воздушной смеси; образование в газопроводе водяной пробки из конденсируемых паров; значительное превышение разряжения (давления) газа вследствие закупорки газопровода.[1]

Все вышеперечисленные проблемы, возникающие при дегазации угольных пластов, существуют и при эксплуатации нового проекта по извлечению метана на КГЭС шахты им. Засядько, запущенного в работу совсем недавно, несмотря на то, что почти вся система дегазации оснащена новыми зарубежными приборами защиты, контроля и регулировки работы установки, а также одоризацией газа. (Проект автоматизации разработан согласно решений, принятых в технологической части проекта, с учётом действующих норм, касающихся проектирования и техники безопасности.[2])

Система контроля и автоматизации состоит из приборов полевого уровня, а именно: показывающие приборы (производства Германии), датчики и регуляторы (производства Германии), запорная арматура (производства Украины и России), приборное оснащение для дистанционной передачи (производства Германии). К системе контроля и автоматизации также относятся программ-

руемый логический контроллер и рабочая станция на базе IBM-совместимого компьютера.[2]

Однако любая система автоматического регулирования должна поддерживать регулируемую величину с наименьшими отклонениями от заданного значения.[3] В связи с этим обеспечение устойчивости при всех встречающихся на практике режимах работы объекта автоматизации является первоочередной задачей проектирования, а затем наладки и эксплуатации систем регулирования.

Как уже отмечалось выше, при работе дегазационной установки существуют некоторые нарушения режима работы. После изучения проблем, возникших на станции, нами было обнаружено, что большинство неполадок возникло по причине «неаккуратного» проведения гидравлического расчёта всего газопровода. Это и привело к определённым неполадкам как запорной арматуры, так и практически всех теплообменных аппаратов, подведённых к газопроводу. Некоторые расчёты, (например, трубопровода, ведущего на когенерационные модули) произведённые на предприятии, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Первоначальный расчёт газопровода

Участок	Д _н , мм	Д _в , мм	Длина, L, мм	Объём, V, м ³	Расход газа, Q, м ³ /с	Скорость газа, ω, м/с	Время, t, с
...прямой участок	219	219	2800	0,09783	0,778	22,25466	0,125818
отвод 90°	219	219	200	0,020804	0,778	7,477282	0,026748
прямой участок	219	219	3000	0,104847	0,778	22,25466	0,134803...

Данные расчёты велись по следующим расчётным формулам:

- скорость газа

$$\omega = \left(\frac{L}{1000} \right) / t;$$

- объём газа

$$V = \left[\frac{(L_n + L_k)}{2} - 2 \cdot \delta \right] / 2000 \cdot 3,14 \cdot L / 1000,$$

где δ – 8 мм - толщина стенки трубопровода на данных участках.

Нами же был проведён гидравлический расчёт более традиционными методами, с учётом каждой мелочи, однако мы добились желаемого результата, используя самые элементарные расчётные формулы. А именно:

- плотность газа

$$\rho = \rho_0 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T},$$

где ρ_0 - плотность газа в смеси; $T_0 = 273,15^{\circ}\text{C}$; $P_0 = 101325\text{Па}$ - параметры газа; T, P - исходные параметры газа;
 F_r - расчётное сечение

$$F_r = \frac{\pi d^2}{4};$$

- расчётная скорость газа

$$\omega = \frac{Q}{F_r},$$

Кроме того, были просчитаны все потери давления. Некоторые результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта газопровода

Уч-ток	Дн, мм	Дк, мм	Длин L, мм	Расход газа, Q, м ³ /с	Сечение газа, F _r , м ²	Скорость газа, ω, м/с	Плот- ность га- за, ρ, кг /м ³	Дин. дав- ление, P _{дин} , Па
прямой уч-ток	219	219	2800	0,788	0,0376	20,391	1,2813	206,567
отвод 90°	219	219	200	0,788	0,0376	20,391	1,2813	206,567
прямой уч-ток	219	219	3000	0,788	0,0376	20,391	1,2813	206,567...

В данных расчётах учитывались все местные сопротивления, сопротивления на трения, температура и т.д. для получения более точного результата, который позволит выявить все недостатки работы дегазационной системы, а также чётко наладить аппараты регулирования, автоматизации и контроля, без которых дальнейшая работа всей станции просто невозможна.

Перечень ссылок

1. Айруни А.Т. Освоение газоносных угольных месторождений. – М.: Наука, 1990.
2. Грязнов В.С. Арендное предприятие «Шахта им. А.Ф.Засядько». – К.: Уголь Украины, 2001.
3. Мануйлов П.Н. Теплотехнические измерения и автоматизация тепловых процессов. – М.: Энергия, 1976.