

М., Недра, 1977, 360 с.

7. Бойко В.А. Энерготехнологические комплексы - будущее глубоких шахт Донбасса. Сборник научных трудов НГУ № 17, том 1, с. 93-103. Дн-ск, 2003.

УДК 622.817.47

Д-р техн. наук, проф. Н.Ф. Кременчуцкий,
ассистент О.А. Муха,
ассистент И.И. Пугач
(Национальный горный университет)

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ НА ПРИЗАБОЙНОМ УЧАСТКЕ ГАЗОПРОВОДА

У статті запропонована методика розрахунку параметрів дегазації на привибійній ділянці газопроводу з обґрунтуванням відносно постійного режиму дегазації.

SUBSTANTIATION OF PARAMETERS OF DECONTAMINATION ON THE TAKING-OUT SITE OF A GAS MAIN

In article the design procedure of parameters decontamination on the taking-out site of a gas main with a substantiation concerning a constant mode of decontamination is offered.

Параметры дегазации определяются для подрабатываемых сближенных пластов при бурении скважин навстречу очистному забою из погашаемых выработок.

Баланс метановоздушной смеси (МВС) на участке газопровода между точками подключения дегазационных скважин к газопроводу и отключения от него записывается в виде дифференциального уравнения

$$\frac{dc}{dl} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{mi} - c \sum_{i=1}^n Q_i}{l \sum_{i=1}^n Q_i},$$

где c – концентрация метана в газопроводе, мг/м³; l – переменная длина газопровода, м;

$\sum_{i=1}^n I_{mi}$ – суммарная масса метана, поступающего в газопровод, мг/мин;

$\sum_{i=1}^n Q_i$ – суммарный расход МВС, поступающего в газопровод, м³/мин;

n – количество одновременно работающих скважин.

Для определения концентрации метана в газопроводе после предварительного разделения переменных производится интегрирование

$$\int_{c_0}^{c_k} \frac{dc}{\sum_{i=1}^n I_{m_i} - c \sum_{i=1}^n Q_i} = \int_0^l \frac{dl}{l \sum_{i=1}^n Q_i}, \quad (1)$$

здесь c_k – концентрация метана в точке подключения к газопроводу n -ой скважины, мг/м³; c_0 – концентрация метана перед точкой подключения к газопроводу первой скважины, мг/м³.

Если верхний предел интеграла способен принимать различные значения, то интеграл становится функцией верхнего предела.

Принимая $c_0 = 0$, после интегрирования с заменой переменных получено уравнение

$$\frac{1}{\sum_{i=1}^n Q_i} \ln \frac{\sum_{i=1}^n I_{m_i}}{\sum_{i=1}^n I_{m_i} - c_k \sum_{i=1}^n Q_i} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n Q_i} \ln l,$$

Массовая концентрация метана в газопроводе в точке подключения последней скважины на расстоянии L от сопряжения выработки с лавой

$$c_k = \frac{\sum_{i=1}^n I_{m_i} (L-1)}{L \sum_{i=1}^n Q_i}, \text{ мг/м}^3 \quad (2)$$

Объемная концентрация метана

$$c_{k0} = c_k / 7136, \%$$

Масса 1 л метана при нормальных условиях равна 0,716 г [4].

Суммарная масса каптируемого метана будет

$$\sum_{i=1}^n I_{m_i} = \sum_{i=1}^n I_i \cdot 716000, \text{ мг/мин}$$

где $\sum_{i=1}^n I_i$ – суммарный расход каптируемого метана при дегазации на выемочном участке, м³/мин.

Расход метана, разрежение на устьях скважин и расход МВС определяются по материалам натурных наблюдений в шахте [2].

$$\sum_{i=1}^n I_i = a_0 n + a_1 (n^2 / 2 + n / 2) l_c + a_2 (n^3 / 3 + n^2 / 2 + n / 6) l_c^2 + a_3 \sum_{i=1}^n B_i, \text{ м}^3/\text{мин} \quad (3)$$

где l_c – расстояние между скважинами, м; B_i – разрежение на устье i -ой скважины, мм вод. ст.

Суммарная величина разрежений на устьях n скважин

$$\sum_{i=1}^n B_i = b_0 n + b_1 (n^2 / 2 + n / 2) l_c + b_2 (n^3 / 3 + n^2 / 2 + n / 6) l_c^2, \text{ мм вод. ст.} \quad (4)$$

Суммарный расход МВС

$$\sum_{i=1}^n Q_i = q_0 n + q_1 (n^2 / 2 + n / 2) l_c + q_2 (n^3 / 3 + n^2 / 2 + n / 6) l_c^2 + q_3 \sum_{i=1}^n B_i, \text{ м}^3/\text{мин} \quad (5)$$

где $a_0, a_1, a_2, a_3, b_0, b_1, b_2, q_0, q_1, q_2, q_3$ – коэффициенты уравнений регрессии (3) – (5), полученные при обработке материалов натуральных исследований.

Концентрация метана в газопроводе на выемочном участке может быть меньше допустимой. Одним из основных путей повышения величины концентрации метана является увеличение коэффициента дегазации.

Принимая

$$\sum_{i=1}^n I_{mi} = I_{m0} k_{\partial},$$

где I_{m0} – абсолютная масса выделения метана из сближенных пластов на выемочном участке, мг/мин; k_{∂} – коэффициент дегазации сближенных пластов, необходимый коэффициент дегазации будет равным

$$k_{\partial} = \frac{c_{\kappa\partial} L \sum_{i=1}^n Q_i}{L_{m0} (L - 1)},$$

где $c_{\kappa\partial}$ – заданная (допустимая) величина концентрации метана в газопроводе, мг/м³.

Для повышения коэффициента дегазации, прежде всего, необходимо улучшить герметизацию устья скважин.

При интенсивной дегазации уровень концентрации метана по длине газопровода можно использовать для обоснования расстояния между скважинами.

Используя уравнение (1), расстояние между скважинами может определять формула

$$l_c = \frac{\sum_{i=1}^n I_{mi} - c_{np} \sum_{i=1}^n Q_i}{\sum_{i=1}^n I_{mi} - c_{zn} \sum_{i=1}^n Q_i},$$

где $\sum_{i=1}^n I_{mi}$ – интенсивность выделения метана в точке присоединения $(n-1)$ -ой

скважины к газопроводу, мг/мин; $\sum_{i=1}^n Q_i$ – расход МВС в той же точке, м³/мин; c_{np} – концентрация метана в $(n-1)$ -ой точке, мг/м³; c_{zn} – заданная концентрация метана в точке присоединения к газопроводу n -ой дегазационной скважины, мг/м³.

Суммарная интенсивность выделения метана в дегазационные скважины на участке длиной l_c определяется уравнением

$$\begin{aligned} I_S &= \int_0^{l_c} \left[A_0 n + A_1 \left(\frac{n^2}{2} + \frac{n}{2} \right) l_c + A_2 \left(\frac{n^3}{3} + \frac{n^2}{2} + \frac{n}{6} \right) l_c^2 \right] dl_c = \\ &= A_0 n l_c + \frac{1}{2} A_1 \left(\frac{n^2}{2} + \frac{n}{2} \right) l_c^2 + \frac{1}{3} A_2 \left(\frac{n^3}{3} + \frac{n^2}{2} + \frac{n}{6} \right) l_c^3, \text{ м}^3/\text{мин} \end{aligned}$$

где $A_0 = a_0 + a_3 b_0$; $A_1 = a_1 + a_3 b_1$; $A_2 = a_2 + a_3 b_2$.

Объем выделившегося в скважина метана на этом участке

$$I_O = I_S \frac{l_c}{V}, \text{ м}^3$$

где $\frac{l_c}{V}$ – время отработки участка пласта длиной l_c , мин; V – скорость подвигания очистного забоя, м/мин.

Произведены натурные измерения параметров дегазации подрабатываемых сближенных пластов на выемочном участке 857 лавы пласта C_8^H горизонта 480 м шахты «Западно-Донбасская» при скорости подвигания очистного забоя 3,2 м/сут. Дегазируется подрабатываемый пласт C_8^B . Длина скважин 45 м, угол разворота скважин $\varphi = 50^\circ$, угол наклона к горизонтальной плоскости $\beta = 30^\circ$, расстояние между скважинами $l_c = 12$ м. При выполнении натурального эксперимента в работе одновременно находились 2 скважины. Расстояние между точками подключения и отключения скважин 24 м. В таблице 1 приведены коэффициенты регрессии, полученные при обработке натуральных наблюдений

Таблица 1 – Коэффициенты регрессии

a_0	a_1	a_2	a_3	b_0	b_1	b_2	q_0	q_1	q_2	q_3
-1,0636	0,31	-0,0116	0,0234	45,939	3,3925	-0,0809	7,093	-0,2486	0,0101	0,104

При $n=2$ и $l_c=12$ м концентрация метана в газопроводе на расстоянии $L=24$ м от лавы согласно уравнению (2) $C_{k0}=14,44\%$ при суммарном расходе МВС $\sum_{i=1}^n Q_i = 28,71$ м³/мин и расходе каптируемого метана $\sum_{i=1}^n I_i = 4,33$ м³/мин.

Для повышения концентрации метана до допустимого уровня можно снизить расход МВС.

Расход МВС после уменьшения должен быть равным $\sum Q_{\partial i} = 17,3$ м³/мин.

Подсосы воздуха на устьях скважин равны

$$Q_n = q_3 \sum_{i=1}^n B_i = 0,104 \cdot 155,76 = 16,20 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Приточки воздуха в местах подсоединения скважин к газопроводу равны

$$28,71 - 16,20 = 11,51 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Если даже не повышать качество герметизации скважин, то добиться повышения концентрации метана до допустимой величины в рассматриваемых условиях можно путем повышения герметизации внешней сети газопровода на призабойном участке.

Квадратичные потери давления на i -том участке газопровода [3]

$$(\Delta P_i)^2 = \alpha_i l_i Q_i^2, \text{ гПа}$$

где α_i – удельное аэродинамическое сопротивление i -го участка газопровода, гПа·с²/м⁷.

Потери давления на i -том призабойном участке газопровода

$$(\Delta P)^2 = 0,518 l_c d^{-5,35} \left(c_{k01}^{-0,17} Q_{1c}^2 + c_{k02}^{-0,17} Q_{2c}^2 + \dots + c_{k0n}^{-0,17} Q_{nc}^2 \right), \text{ гПа}$$

где d_i – диаметр газопровода на призабойном участке, м; $Q_{1c}, Q_{2c}, \dots, Q_{nc}$ – расходы МВС, проходящей на участке между первой и второй скважинами, второй и третьей и т.д. до n -ой скважины, м³/с; $c_{k01}, c_{k02}, \dots, c_{k0n}$ – концентрация метана в конечных точках i -тых участков ($i=1, 2, \dots, n$), %.

Для рассматриваемых условий

$$Q_1 = \frac{1}{60} [(q_0 + q_3 b_0) + (q_1 + q_3 b_1) l_c + (q_2 + q_3 b_2) l_c^2] = 0,223 \text{ м}^3/\text{с}; \quad Q_2 = 0,478 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$c_{k01} = \frac{I_{m1}(l_c - 1)}{7136 \cdot l_c Q_1} = 18,86 \%; \quad c_{k01} = \frac{\sum_{i=1}^2 I_{mi}(2l_c - 1)}{2 \cdot 7136 \cdot l_c \sum_{i=1}^2 Q_i} = 14,44 \%$$

где I_{mi} , мг/мин; Q_i , м³/мин.

$$(\Delta P)^2 = 5,18 \cdot 12 \cdot 0,15^{-5,35} (18,86^{-0,17} \cdot 0,223^2 + 14,44^{-0,17} \cdot 0,478^2) = 2,8 \cdot 10^4 \text{ гПа}$$

При увеличении диаметра газопровода до 0,20 м потеря давления на участке газопровода уменьшается до $(\Delta P)^2 = 5,9 \cdot 10^3$ гПа, а при увеличении до 0,30 м – до $(\Delta P)^2 = 6,83 \cdot 10^2$ гПа.

При дегазации подрабатываемых сближенных пластов с бурением двух скважин навстречу очистному забою с погашаемых выработок расстояние между скважинами целесообразно принимать равным расстоянию от начальной точки до точки с максимальным газовыделением в скважины.

$$I = a_0 + a_3 b_0 + (a_1 + a_3 b_1) l_c + (a_2 + a_3 b_2) l_c^2 \rightarrow \max$$

Оптимальное расстояние определяется при решении уравнения

$$\frac{dI}{dl_c} = \frac{a_1 + a_3 b_1}{2(a_2 + a_3 b_2) l_c} = 0,$$

Для шахты «Западно-Донбасская» оптимальное расстояние $l_{con} = 14,4$ м. При количестве 3 и более скважины целесообразно располагать равномерно на продуктивном участке дегазируемого пласта.

$$l_c = \frac{L_{np}}{n},$$

где L_{np} – длина участка, на котором имеют место поступления метана в скважины, м.

Для шахты «Западно-Донбасская» при $n = 3$ расстояние между скважинами $l_c = \frac{L_{np}}{3} = \frac{24}{3} = 8$ м. Принимается 10 м.

Для определения степени колебания режима дегазации можно использовать

величину кривизны плоской линии, описывающей расход метана. Кривизна плоской линии – это величина, характеризующая степень отклонения ее от прямой в окрестности некоторой точки М. Кривизна линии определяется по формуле

$$k = \frac{|y''|}{(1 + y'^2)^{3/2}}, \quad (6)$$

Для определения кривизны линии расхода каптируемого на участке метана формула (6) записывается в виде

$$k = \frac{\left| \sum_{i=1}^n I_i \right|''}{\left(1 + \left(\sum_{i=1}^n I_i \right)'2 \right)^{3/2}},$$

Знак кривизны плюс имеет место – при выпуклости, а знак минус – при вогнутости кривой в точке М. Задача имеет небольшую размерность, поэтому ее можно решать перебором вариантов.

Для условий шахты «Западно-Донбасская» зависимость кривизны от числа скважин и расстоянием между ними приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Зависимость кривизны от параметров дегазации

Количество скважин	Расстояние между скважинами							
	10	12	14	16	18	20	22	24
2	-0,129	-0,102	-0,072	-0,048	-0,032	-0,022	-0,015	-0,011
3	-0,070	-0,027	-0,012	-0,007	-0,004	-0,003	-0,002	-0,001

Как видно из табл. 2 стационарность режима дегазации возрастает с увеличением количества скважин, находящихся в одновременной работе, а также при увеличении расстояний между одновременно работающими скважинами.

Одним из важных элементов расчета дегазационных систем является расчет параметров дегазации на призабойном участке газопровода. Для обоснования параметров используется дифференциальное уравнение, описывающее баланс МВС на выемочном участке. Дано подробное обоснование параметров, входящих в уравнение, а также путей повышения эффективности дегазации с соблюдением положений безопасности.

Материалы статьи могут быть использованы при проектировании дегазации шахт и при научных исследованиях, посвященных дегазации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Выгодский М.Я. Справочник по высшей математике. – М.: Наука, 1977. – 872 с.

2. Прогноз газообильности и управления газовойделением в угольных шахтах. / Кременчуцкий Н.Ф., Масленко Н.К., Балашов С.В. и др. – К.: УМКВО, 1988. – 88 с.

3. Руководство по применению дегазации при ликвидации горения метана в угольных шахтах: – М.: Недра, 1983. – 100с.

4. Ушаков К. З., Бурчаков А. С., Пучков Л. А., Медведев И. И. Аэрология горных предприятий. М.: – Недра, 1987. – 421 с.

УДК 553.98: 662.6

Д-р техн. наук П.В.Г. Перепелиця,
інженер О.І. Ананьєва, аспірант Д.Г. Підтуркін
(ІГТМ НАН України)

ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ І ТОРФУ В ЯКОСТІ МІСЦЕВОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИРОВИНИ

Рассмотрены возможности использования продукции малодебитных нефтяных и газовых скважин, а также запасов природного торфа как основы топливной базы для местного теплоэнергоснабжения, выполнена региональная оценка распределения указанных запасов в пределах Украины.

RATING OF THE OPPORTUNITY OF USE OF HYDROCARBONS AND PEAT AS LOCAL POWER RAW MATERIAL

Opportunities of use of production a little output of well oil and gas chinks, and also stocks of natural peat as bases of fuel base for local heat energy supply are considered, the regional rating of distribution of the specified stocks is executed within the limits of Ukraine.

Одним з важливих завдань, які мають вирішуватися вітчизняним паливно-енергетичним комплексом, є самозабезпечення регіонів тепловою і електричною енергією на базі місцевих енергоносіїв. І якщо стосовно відходів вуглезбагачення, низькосортного вугілля і шахтного метану ці питання вирішені як концептуально, так і в межах техніко-економічного обґрунтування конкретних теплоенергетичних комплексів на базі вуглевидобувних підприємств, то для решти видів місцевого палива питання поки що залишається відкритим.

Між тим, сучасною тенденцією у розвитку енергетики Європи є використання місцевих низькокалорійних джерел енергоресурсів (торфу, паперових і деревинних відходів, нафти, газу та конденсату малодебітних свердловин, біогазу, тощо) і створення на їх базі малих, потужністю 3-30 МВт, теплоенергетичних станцій. Європейські держави заохочують до використання відходів деревини і торфу у енергетиці шляхом створення системи податкових пільг та зборів на викиди і сировину. Європейський Союз підтримує розвиток виробки теплової і електричної енергії на цих видах палива також наданням технічної і фінансової допомоги при реалізації проектів зазначеного напрямку.

Крім того, виймання торфу, як і утилізація деревинних відходів, вважається природоохоронним заходом, тому що після виймання торфу і проведення меліоративних робіт утворюються відкриті ділянки земель сільськогосподарчого призначення, що має особливе значення для лісових і заболочених регіонів.

Торф як паливо для електростанцій широко використовується ще за часів