

УДК 622.817

Когтева О. П., аспірант

Донецький національний технічний університет, м. Покровськ, Україна

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИННОЇ ДЕГАЗАЦІЇ

У зв'язку з постійним збільшенням глибини видобутку і підвищенням природної газоносності вугілля, питання дегазації вугленосної товщі стає чи не найголовнішим. На сьогодні все ще актуальними є дослідження, що спрямовані на удосконалення технологій дегазаційної підготовки вугілля до виїмки, удосконалення методів прогнозування газовості очисного вибою та методик визначення колекторських властивостей вугільних пластів для уточнення гранично допустимих навантажень на очисний вибій за фактором метанобезпечності [1].

Розглядається наступна задача: вугільний пласт, вміщує вільний газ в мікропорах і тріщинах, тиск якого дорівнює $P_{пл.}$, у пласт, вглиб масиву, пробурена свердловина, довжина якої в декілька разів перевищує її діаметр. В

свердловину нагнітається рідина. Припустимо, що вугільний скелет ізотропний за механічними властивостями і рідина рухається плоско-радіально. Вугільний масив знаходиться в гідростатичному полі зусиль, що стискають інтенсивності q (коефіцієнт бокового розпору вважаємо рівним 1). Свердловина знаходиться далеко від денної поверхні, тому вплив руху рідини на перерозподіл напруг у вугільному скелеті носить локальний характер. Математично задача може бути сформульована як пласка задача теорії пружності (в рамках пласкої деформації) для площини з круговим отвором радіусу r_0 , що моделює свердловину. Площина на нескінченості стискається зусиллями q і рівномірно розподіленим за контуром отвору стискаючим навантаженням – P_n , рівним за величиною тиску рідини на свердловину.

Стискаюче навантаження q має вигляд:

$$q = -\gamma H \cdot (1 - m) - m \cdot p_{пл} \quad (1)$$

Враховуємо можливість зміни коефіцієнта опору b (величина, зворотна проникності) в залежності від деформації вугільного скелета. Вважаємо, що до нагнітання рідини в недоторканому вугільному масиві коефіцієнт опору b є величина постійна і рівна b_0 . В процесі нагнітання рідини, що не стискається і деформації вугільного скелета він змінюється і має вид:

$$b = b_0 + \beta \cdot e + \alpha \cdot e_r \quad (2)$$

Наступні рівняння описують фільтрацію рідини і напружено-деформований стан в полярній системі координат (r, θ) для задачі, що розглядається.

$$\begin{aligned} \frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} - m_0 \frac{dp}{dr} &= 0, \\ \frac{d}{dr}(rv_r) &= 0, \\ (b_0 + \beta \cdot e + \alpha \cdot e_r) \cdot v_r &= -\frac{dp}{dr}, \end{aligned} \quad (3)$$

Співвідношення, що пов'язують компоненти напружень вугільного скелета з компонентами деформації, узяті у вигляді закону Гука для ізотропного середовища.

Коефіцієнти (λ) і (μ) пов'язані з модулем пружності (E) і коефіцієнтом Пуассона (ν) відомими співвідношеннями.

Величини, що характеризують пружно-деформований стан, є функціями поточної координати r і, як наслідок, компоненти деформації (e_r) , (e_θ) пов'язані зі зміщенням (u) формулами, що в полярній системі координат мають вигляд [2]:

$$e_r = \frac{du}{dr}, e_\theta = \frac{u}{r}, e_{r\theta} = 0. \quad (4)$$

Сформульовані граничні умови з знання того, що при русі рідина повністю витісняє вільний газ і на границі розподілу газ-рідина ($r = r_b$) тиск рідини можна вважати рівним тиску газу в недоторканому вугільному пласті.

Отримаємо диференційне рівняння першого порядку відносно невідомої функції (p). Інтегруючи це рівняння і враховуючи, що на свердловині тиск рідини дорівнює (p_n), маємо:

$$p = p_n + \sum_{j=1}^2 M_j C_j \left(r_c^{k_j-1} - r^{k_j-1} \right). \quad (5)$$

Коефіцієнт (M_j) має вигляд:

$$M_j = \frac{C[\beta(k_j + 1) + 2 \cdot a \cdot k_j]}{k_j - 1}$$

Для визначення пружно-деформованого стану маємо задачу типа Ляме для площини з круговим отвором радіуса (r_b) і граничними умовами

$$\begin{aligned} \sigma_r &= q - (q - \sigma_b) \cdot \left(\frac{r_b}{r} \right)^2, \\ \sigma_\theta &= q + (q - \sigma_b) \cdot \left(\frac{r_b}{r} \right)^2. \end{aligned} \quad (6)$$

Отримані співвідношення (6) описують пружно-деформований стан вугільного скелета, розподіл тиску і поле швидкостей рідини в процесі нагнітання.

Аналіз отриманих результатів показує, що при одних і тих же значеннях модуля Юнга (E) і коефіцієнта Пуассона (ν), пластового тиску газу ($P_{пл}$) і глибини залягання (H), пружно-деформований стан вугільного скелета, значення тиску рідини і коефіцієнт опору (проникність) суттєво залежать від коефіцієнтів (β) і (α).

Зі зменшенням коефіцієнтів (β) і (α) тиск рідини, розподіл поля напруг і деформацій прагнуть до випадку, коли коефіцієнт опору є величиною постійною, рівна $b=b_0$. Отже, коли значення коефіцієнтів (β) і (α) складають не більше 10-15% від величини b_0 , то при рішенні задач з нагнітання рідини в пружний вугільний пласт можна вважати, що проникність вугілля постійна.

Приходимо висновку, що облік зміни проникності вугільного масиву призводить до зниження значень компонент деформацій за абсолютною величиною, нормальної компоненти напружень (σ_r) і тиску рідини в обробленій області у порівнянні із ситуацією, коли коефіцієнт опору вважається константою.

З аналізу результатів слідує, що через деякий час після початку проведення заходу з нагнітання рідини, у вугільному масиві встановлюється: коефіцієнт опору приймає мінімальне значення на свердловині (проникність найбільша в даний момент часу), а потім збільшується по мірі віддалення вглиб масиву (проникність вугілля зменшується).

Побудоване рішення дозволяє оцінити тиск гідророзриву в залежності від фізико-механічних властивостей пласта [2, 4, 5].

Формула визначення тиску рідини дозволяє визначити критичний тиск рідини для конкретного вугільного пласта в залежності від фізико-механічних властивостей вугілля. Це дозволяє керувати процесом нагнітання рідини в заданому режимі.

Після проведення гідродинамічної обробки, починається процес газовиділення в свердловину. Для оцінки кількості газу можна скористатися рівняннями, що описують несталий процес фільтрації газу [3].

Після ряду перетворень функція $p(x,t)$ в області $(0, l_*)$ в першому наближенні запишеться у виді:

$$p^2(x,t) = \sum_{n=0}^{\infty} B_n \sin \frac{(2n+1)\pi x}{2l_*} \exp \frac{-(2n+1)\pi^2 T}{4l_*^2 b^2} + p_0^2 \quad (7)$$

$$\text{д } b^2 = \frac{\mu \Phi(p(x,t_0))}{k}$$

$$B_n = 4l_*(p_*^2 - p_0^2) \cdot ((-1)^n + 0.5(2n+1)^2 \sum_{m=1}^{\infty} \exp(-\frac{m^2 n^2 t_0}{l_*^2 b^2}) (2(m-n)-1)^{-1} \cdot \sin \left(\left(2(m-n) - 1 \right) \frac{\pi}{2} \right) - (2(m+n)+1)^{-1} \sin \left(\frac{2n+k+1}{2} \right)) m^{-1} \quad (7)(8)$$

Таким чином, дана математична модель дозволяє до проведення гідродинамічної обробки вугільного масиву провести оцінку його фізико-механічних параметрів і обрати оптимальний режим нагнітання.

Враховуючи рішення задачі нестійкої фільтрації газу і знаючи вихідну газонасиченість вугільного масиву, можна в кожний момент часу провести оцінку ступеня дегазації вугілля, тобто ефективності даного заходу.

Список літератури

1. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана, на угольных шахтах / № 31. ООН, Нью-Йорк. 2010. С. 107.
2. Бондаренко Н.В., Куцерубов В.М., Болотских Т.В., Юсипук Ю.А. Методика определения параметров гидродинамического воздействия на угольный пласт. 2010. С. 7.
3. А.А. Левшин, С.И. Егоров. Напряжённно-деформированное состояние анизотропного массива горных пород и исследование процесса газовыделения при разработке угольного пласта. Донецк: ЦБНТИ, 1993. С. 72.
4. Левшин А.А., Егоров С.И. Основные уравнения механики анизотропного массива горных пород. Донецк: ЦБНТИ, 1993. С. 58.
5. G. Yue, H.Liu, J. Yue, M. Li, W.Liang. Influence radius of gas extraction borehole in an anisotropic coal seam: Underground in-situ measurement and modeling. *Energy Sci.Eng.* 2019; 7: P. 694–709.