

УДК 622.831

Визначення параметрів гідродинамічної стимуляції газовугільного масиву свердловинами

Визначено, що зона гідродинамічної стимуляції ділянки газовугільного масиву має форму еліпсоїда. Розроблено методику для визначення розмірів осей цього еліпсоїда та їх орієнтації в просторі з урахуванням нелінійної залежності проникності від головних осей нормальних напружень, що діють у масиві гірських порід, а також асиметрії центра еліпсоїда відносно точки, з якої здійснюється гідророзрив.

Ключові слова: дегазація газовугільного масиву, розміри й орієнтація еліпсоїда стимуляції масиву.

Контактна інформація: victor_nazimko@mail.ru, dedich.ia@donetsksteel.com

Комплексне використання газовугільних родовищ є одним із найперспективніших напрямів розвитку національної економіки, враховуючи сучасні тенденції до забезпечення енергетичної незалежності України. Попередня дегазація газовугільних родовищ – вагома компонента комплексного використання вугільного метану як цінного ресурсу, а також як важливого чинника безпеки підземних робіт та екології. Успішна й ефективна завчасна дегазація вугільного родовища не тільки сприяє утилізації метану, а й створює безпечні умови для відроблення вугільних пластів. Проте значний потенціал такої технології можна реалізувати лише за умови узгодження параметрів попередньої дегазації та системи розробки.

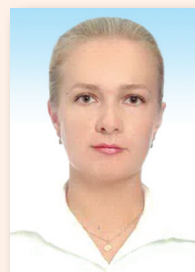
Проведення дегазації вугільних родовищ СНД і України зокрема до початку ведення очисних робіт можливе, якщо передбачити гідродинамічну стимуляцію вугільного масиву. Найважливішими параметрами завчасної дегазації є розміри та орієнтація зон стимуляції. Нині прогнозування вказаних параметрів базується на наукових положеннях, наведених у праці [1] і закладених у сучасних галузевих нормативних документах, наприклад [2, 3]. Розглянемо основні вимоги до технології завчасної дегазації та її параметри.

Згідно з діючим нормативним документом [2, с. 110] ефективний радіус дії дегазаційної свердловини на неторканий вугільний пласт у результаті гідророзчленування становить 120–140 м, причому зона стимуляції має форму еліпса, більша вісь якого орієнтована в напрямі головної системи тріщинуватості й має довжину 143–167 м, а менша – 100–117 м. Визначення прямої максимальної проникності в Інструкції [2] не вказано.

Дегазаційну свердловину потрібно пробурити із земної поверхні не пізніше моменту, коли очисний вибій наблизиться до її дна на 30 м [2, с.164]. Вибій (дно) свердловини треба розмістити в розвантаженій від гірського тиску зоні на відстані від покрівлі вугільного



І. О. ДЕДІЧ,
інж.
(ЗАТ «Донецьксталь»)



К. В. БАБЕНКО,
канд. техн. наук
(УкрНДМІ)



В. В. НАЗИМКО,
доктор техн. наук
(ДонНТУ)



Н. А. КОЛЕСНИК,
канд. техн. наук
(ДонНТУ)

ДЕГАЗАЦІЯ УГОЛЬНИХ ПЛАСТОВ

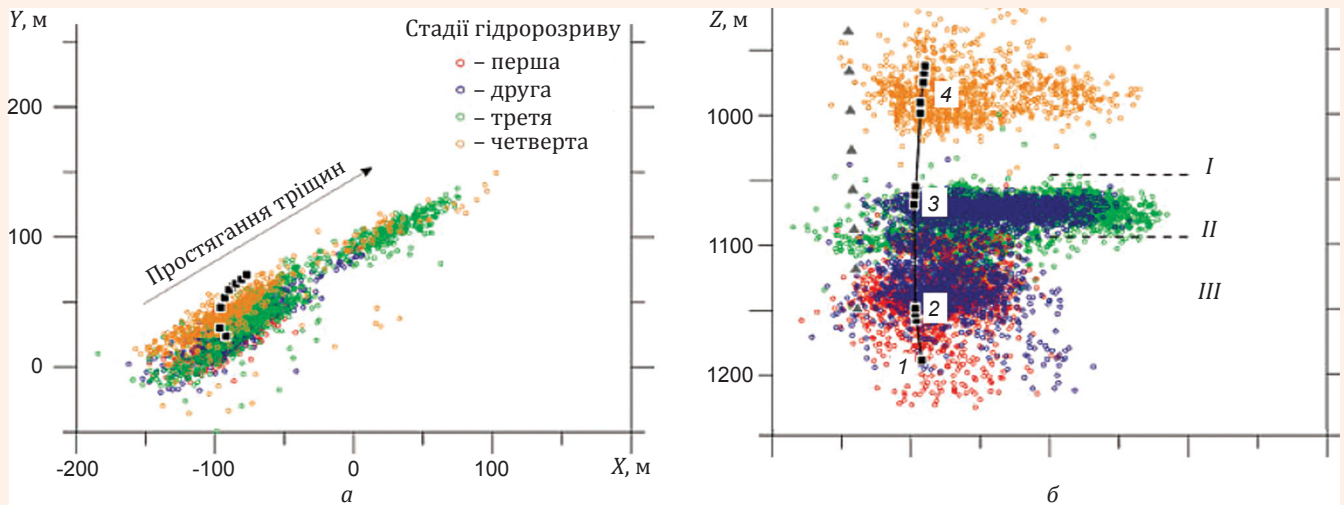


Рис. 1. Розподіл сейсмічних подій у плані (а) і на вертикальному розрізі (б) під час гідророзривів газувугільної товщі [4]: 1, 2, 3, 4 – ділянки, з яких здійснювався гідророзрив; I, II, III – породні шари; X і Y – відстані у напрямках сходу і півночі; Z – глибина гідророзриву.

пласта не менш як за десять його потужностей. Першу свердловину передбачається розмістити на відстані 30–40 м від монтажної камери. В умовах, коли свердловину неможливо зберегти в процесі підроблення, її бурять за очисним вибоєм на відстані, що перевищує крок обвалення основної покрівлі.

Згідно з Інструкцією [2, с. 168] для підвищення ефективності дегазації свердловину бурять вертикально-горизонтально з виведенням її горизонтальної частини на вугільний пласт, що відробляється, або в пласт-супутник, який залягає в покрівлі вугільного пласта. Горизонтальну ділянку свердловини орієнтують назустріч очисному вибою. Відстань від вентиляційної виробки до проекції вибою вертикальної дегазаційної свердловини та її горизонтальної ділянки, яка є паралельною вентиляційній виробці, визначається за виразом [2, с. 169]

$$L = b + M \operatorname{ctg}(\Psi + \alpha) + KN, \quad (1)$$

де b – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню масиву гірських порід;

M – відстань по нормалі між вугільним пластом, що відробляється, і пластом-супутником, що підробляється;

Ψ – кут розвантаження;

α – кут залягання;

K – коефіцієнт відхилення свердловини;

N – відстань від земної поверхні до пласта-супутника.

Відстань між вертикальними дегазаційними свердловинами вважається кратною кроку обвалення основної покрівлі вугільного пласт-

та, але не поза межами інтервалу 60–120 м. Зауважимо, що в попередній версії РД-15-09-2006 нормативного документа [2] діапазон інтервалу становив 25–50 м, що, можливо, було пов'язано зі зростанням швидкостей посування очисних вибоїв, однак це свідчить про низьку надійність визначення параметрів дегазаційних свердловин і недостатню наукову обґрунтованість. Згідно з Інструкцією [2, с. 183] для завчасної дегазації вертикальну свердловину розташовують так, щоб проекція її вибою перебувала від вентиляційного штреку зупиненої лави на відстані $1/4$ – $1/5$ її довжини і на відстані 140–150 м від демонтажної камери.

Останнім часом отримано численні результати, відповідно до яких параметри гідродинамічної стимуляції газоносного осадового масиву гірських порід, що пропонуються нормативним документом [2], є ненадійними, оскільки наукові результати [1], на яких вони базуються, недостатньо достовірні. З-поміж багатьох прикладів нових даних, які спростовують висновки публікацій [1, 2], можна назвати праці [4–6]. Так, згідно з даними праць [4, 5] і насамперед з даними пасивної томографії техногенної сейсмічності [7], зона гідродинамічної стимуляції газоносного масиву має довільну форму і здебільшого нагадує еліпсоїд, а не еліпс, як декларує документ [2], а розміри вказаного еліпсоїда випадкові та мають істотний розкид. Це видно на рис. 1, а і б, де показано розподіл координат техногенних сейсмічних подій у плані й на вертикальному розрізі [4]. Зазначе-

ні техногенні події виникли під час проведення гідророзриву товщі, що містила карбонові корисні копалини. Кожна кольорова точка на рис.1 вказує на елементарний об'єм масиву, у якому виникло динамічне руйнування внаслідок розвитку тріщини гідророзриву або її пересування у просторі.

Гідророзрив виконували в кілька стадій на інтервалах 1–4 (див. рис. 1, б), де розміри еліпсоїдів становлять у плані 100–150 та 50–100 м, а висота коливається від 70 до 130 м. Вочевидь, таку просторову ділянку масиву неможливо трактувати як двовимірну (тобто еліпс), натомість фактично вона являє собою тривимірний еліпсоїд і має створюватися системою тріщин гідророзриву, а ймовірніше – кількома системами.

Постійне вдосконалення технології сейсмічної томографії масиву гірських порід дало змогу істотно підвищити точність реєстрації координат техногенних подій і достовірність трактування результатів томографії. Так, А. Р. Ковчек зі співавторами [6] показав, що значна асиметрія тріщини гідророзриву осадового масиву виникає під час стимуляції паром вуглеводневого родовища. Розрив виконувався через вертикальну свердловину на глибині 360 м. По вертикалі розмір зони стимуляції становив уверх від інтервалу перфорації 120 м, униз – 90 м. По горизонталі розмір вказаної ділянки становив 30 м в один бік і 75 м – у другий.

Автори праць [4–6] констатують значну асиметрію крил тріщини гідророзриву (230 м проти 30 м) і оцінюють розкид планових координат у межах ± 6 м, а вертикальних – від ± 2 до ± 5 м на основі моніторингу техногенної сейсмічності під час проведення гідророзриву.

Проривом у розвитку технології пасивної томографії техногенної сейсмічності стала технологія TFITM (tomographic fracture image) – томографічна картина тріщинуватості [7], яка створюється під час моніторингу техногенної сейсмічності, що виникає внаслідок руйнування нових ділянок неторканого масиву або проковзування берегів реліктових тріщин один відносно другого, що існували до виконання стимуляції масиву. Чіткість картини досягається використанням спеціального алгоритму визначення когерентності техногенної сейсмічності та відфільтровування шуму (сейсмічних подій, що випадково збігаються в часі з тими, які випромінюються певним елементарним об'ємом масиву). Шуми відфільтровуються завдяки визначенню їхньої нестабільності в часі. Тому зали-

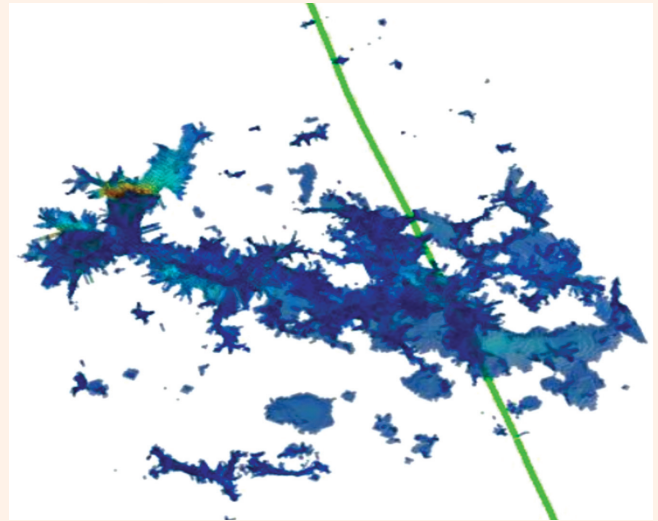


Рис. 2. Розподіл реально стимульованих зон [7].

шаються тільки стабільні в часі сигнали, тобто ті, що випромінюються від конкретної тріщини й не змінюють свої координати.

На рис. 2 показано розподіл тріщин, які реально проводять флюїди (газ, пару, піну тощо) і були стимульовані гідродинамічною дією робочого агента. Тріщини ідентифіковані завдяки виникненню стабільних динамічних подій унаслідок розриву неторканого масиву або зсуву берегів наявних тріщин під дією порового тиску й механічних напружень, що ініціювалися енергією гідророзриву. Як бачимо, ділянка масиву, на якій відбулася стимуляція товщі, складається з дискретних фрагментів-тріщин, що випадково розкидані в просторі. Проте багаточислічна гідродинамічна стимуляція дає змогу стимулювати тривимірні ділянки гірського масиву, форма яких схожа на еліпсоїд.

Невирішеною проблемою залишається достовірний прогноз розмірів та орієнтації осей еліпсоїда стимуляції у просторі. Авторі проаналізували значну кількість фактичних даних моніторингу процесів стимуляції масиву гірських порід і встановили, що для осадових товщ природною пористістю 1,5–3 % об'єм простимульованої ділянки $V_{кр}$ прямо пропорційний об'єму закачаної робочої рідини V_p під час виконання гідродинамічної стимуляції:

$$V_{кр} = 5,5V_p - 0,22. \quad (2)$$

Прямо пропорційна залежність природна і є наслідком закону збереження маси. Зауважимо, що внаслідок витікань і циркуляцій у затрубному просторі свердловин тільки незначна (1/5–1/10)

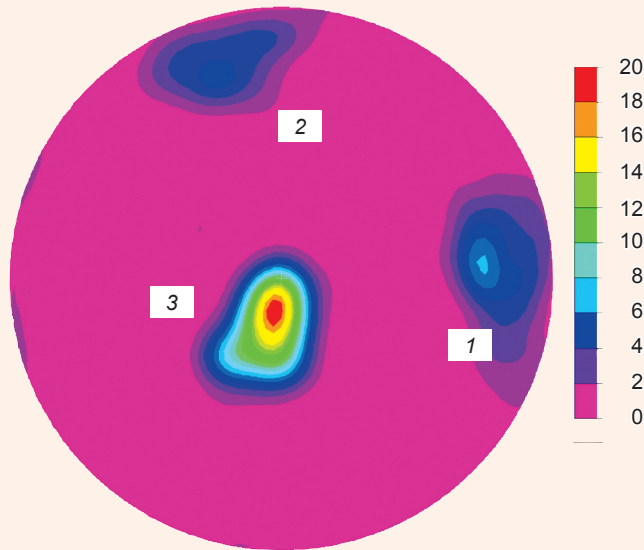


Рис. 3. Стереографічна проекція розподілу тріщинуватості газовугільної товщі: 1, 2 – системи кліважу; 3 – система окреможостей.

частка робочої рідини бере участь у безпосередньому створенні та розширенні тріщин гідророзриву.

Щоб визначити об'єми стимуляції, потрібно дослідити розміри осей еліпсоїда стимуляції. Очевидно, що вказані розміри будуть пропорційними проникності масиву в усіх основних напрямках трансверсально-ізотропного масиву, яким є товща осадових порід. Для такого масиву дві з вказаних компонент проникності будуть орієнтовані в площині нашарування, а третя – перпендикулярна до неї. Щоб визначити значення цих компонент та їх напрями, використовуємо три основні системи тріщинуватості осадового масиву гірських порід: основну і вторинну системи кліважу (субвертикальні тріщини на похилому заляганні) і систему

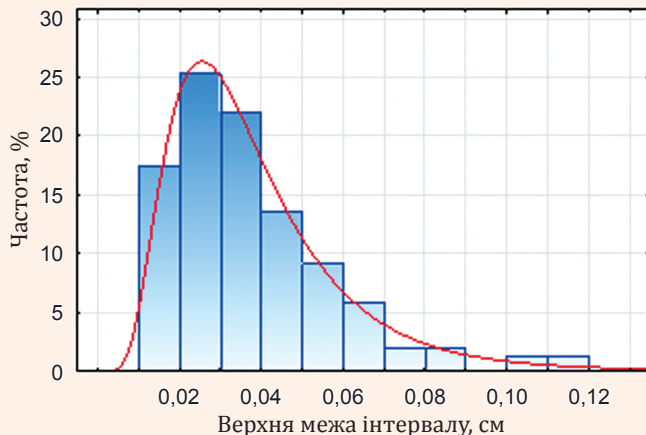


Рис. 4. Розподіл розкриття кліважних тріщин.

окреможостей (тріщини та поверхні ослаблення, що зберігаються за нашаруванням).

Параметри орієнтації тріщин у просторі можна встановити, скориставшись даними аналізу керна під час буріння розвідувальних свердловин та результатів каротажу, наприклад електричного каротажу [8]. Існують й інші методи дослідження параметрів орієнтації тріщин, зокрема метод аналогів, який базується на прогнозуванні тріщин, виходячи з фактичних параметрів тріщинуватості на суміжних ділянках шахтопласта.

На рис. 3 показано стереографічну проекцію параметрів тріщинуватості, яку автори цієї статті побудували на підставі масових польових інструментальних спостережень в умовах шахтного поля пласта d_4 блоку № 10 ПАО «Шахтоуправління «Покровське». Статистична обробка результатів вимірів азимута простягання та кута падіння тріщин дали змогу виокремити такі системи тріщинуватості: головну систему кліважу 1 (азимут $85^\circ \pm 15^\circ$, кут падіння $78^\circ \pm 18^\circ$), вторинну систему кліважу 2 (азимут $348^\circ \pm 10^\circ$, кут падіння $81^\circ \pm 15^\circ$), а також найчисленнішу систему окреможостей 3 (азимут $205^\circ \pm 13^\circ$, кут падіння $5^\circ \pm 15^\circ$, який фактично збігається з кутом залягання пласта). Усі три основні системи тріщинуватості приблизно ортогональні одна до одної.

Розміри розкриття тріщин вимірювали інструментальним щупом. З розподілу розкриття основного кліважу 1, показаного на рис. 4, видно, що він узгоджується з логнормальним законом, мінімальне розкриття становить 0,15 мм, максимальне – 1,15 мм, середнє – $0,38 \text{ мм} \pm 0,021 \text{ мм}$. Отже, коефіцієнт варіації становить 54,4 %. Максимальна щільність кліважу 1 дорівнює 8 (див. шкалу на рис. 3). Значення щільності відповідає кількості тріщин, які містяться на елементарній ділянці рівноплощової стереографічної проекції Каврайського, що зображена на рис. 3. За умови розбиття секторів проекції через 10° елементарна ділянка має площу 100 квадратних градусів, а загальна кількість елементарних ділянок на стереографічній проекції дорівнює $36 \cdot 9 = 324$ (36 уздовж паралелей і 9 уздовж меридіанів).

Аналогічному логнормальному закону розподілу відповідає і відстань між сусідніми кліважними тріщинами типу 1. Середнє значення відстані становить $0,964 \text{ м} \pm 0,281 \text{ м}$, мінімальне – 0,25 м, максимальне – 1,9 м, а коефіцієнт варіації – 29,2 %.

Параметри усіх основних систем тріщинуватості наведено в таблиці.

ДЕГАЗАЦІЯ УГОЛЬНИХ ПЛАСТОВ

Тип тріщини	Характеристика	Азимут А, ...°	Кут падіння α, ...°	Розкриття, м	Відстань між тріщинами, м	Щільність, штук на елементарну площу	Коефіцієнт проникності, м ⁻²
1	Основний кліваж	85±15	78±18	0,00038± ±0,00021	0,964± ±0,281	10	4,74·10 ⁻¹²
2	Вторинний кліваж	348±10	81±15	0,00029± ±0,0003	1,42± ±0,251	7	1,43·10 ⁻¹²
3	Окремості	205±13	5±15	0,00012± ±0,00018	0,402± ±0,29	20	3,58·10 ⁻¹³

Стовпчик «щільність» (див. таблицю) побудовано за шкалою на рис. 3 і наведено для контролю правильності вхідних даних. Фактично менша щільність тріщинуватості відповідає більшій відстані між тріщинами. У цьому разі співвідношення відстаней є обернено пропорційним до співвідношення щільностей з варіацією, що не перевищує 11,1 %. Це цілком задовольняє вимоги точності розрахунків коефіцієнтів фільтрації в усіх трьох основних напрямках і свідчить про надійність вхідних даних щодо параметрів тріщинуватості.

Підготовлені дані використаємо для розрахунку коефіцієнтів проникності згідно з відомою залежністю [9] з поправкою на морфологію поверхні тріщин:

$$k = sb^3/12d, \quad (3)$$

де k – проникність тріщини, м⁻²;

s – показник морфології поверхні тріщин;

b – розкриття тріщини, м;

d – середня відстань між суміжними тріщинами, м.

За умови абсолютно гладких поверхонь і відсутності наповнювача показник s дорівнює одиниці. Що шорсткіші береги тріщин, а тріщина майже заповнена стороннім матеріалом, то менший показник морфології. У цьому прикладі вважаємо, що показник дорівнює одиниці.

Тепер побудуємо прогнозний еліпсоїд гідродинамічної стимуляції. Три головні осі еліпсоїда орієнтовані вздовж простягання систем 1, 2, 3 тріщинуватості, а співвідношення розмірів осей має бути таким, як і співвідношення коефіцієнтів проникності, наведених у таблиці. Ці вимоги відповідають припущенню щодо ламінарності потоків робочої рідини крізь тріщини гідророзривів та закону Нав'є–Стокса щодо потоку крізь шпарину з паралельними межами.

Визначення абсолютного значення розмірів еліпсоїда не є проблемою, оскільки, як свідчить практика, нагнітанням достатньої кількості робочої рідини та (або) застосуванням циклічного режиму нагнітання-розвантаження можна створити еліпсоїд будь-якого розміру в межах 200–300 м. Отже, на рис. 5 наведено дві проекції еліпсоїда гідродинамічної стимуляції: у плані

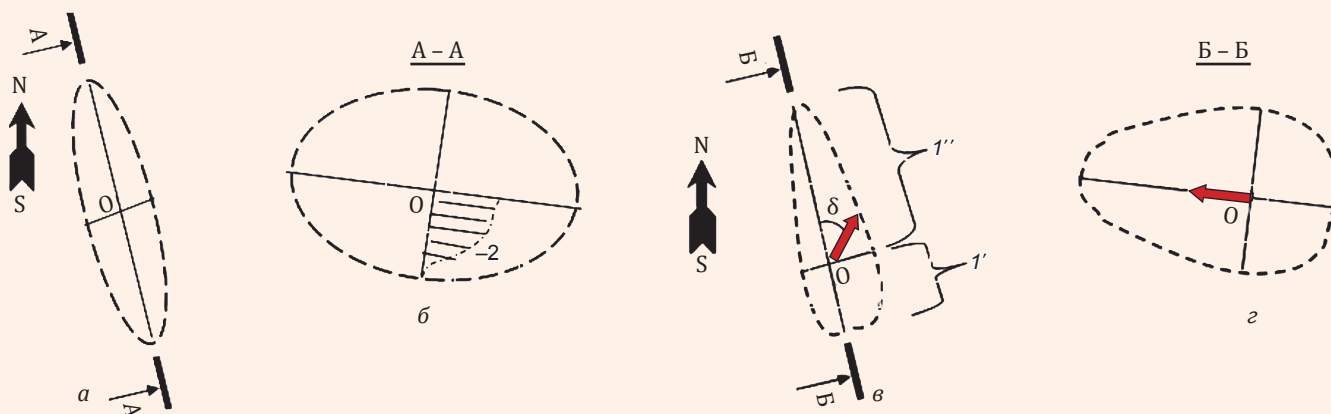


Рис. 5. Еліпсоїд гідродинамічної стимуляції: a, b – без урахування градієнта тиску; v, z – з урахуванням градієнта тиску; O – центр еліпсоїда; $1, 1'$ – менша і більша осі еліпсоїда відповідно; 2 – епора розподілу проникності; δ – кут орієнтації вектора градієнта порового тиску в площині нашарування порід відносно більшої осі еліпсоїда.

(див. рис. 5, а, в) і на вертикальному розрізі (див. рис. 5, б, з). Нагадаємо, що центр еліпсоїда O збігається з віссю свердловини, з якої нагнітають робочу рідину в газовугільний масив. Зауважимо, що максимальні значення проникності будуть у центрі еліпсоїда O , де вони відповідають значенням, наведеним у таблиці. На межі еліпсоїда, яка позначена пунктирною лінією, проникність газовугільної товщі буде така сама, як і проникність неторканого масиву. У першому наближенні можна вважати, що закон розподілу проникності вздовж головних осей еліпсоїда буде сигмоїдальним. Відрізок епюри розподілу проникності вздовж напрямку меншої осі еліпсоїда показано штрихпунктирною лінією 2 на фрагменті рис. 5, б.

Ще одним важливим невіршеним завданням є врахування несиметричності еліпсоїда. Фізична причина несиметричності була встановлена авторами публікації [10], які довели, що несиметричність еліпсоїда гідродинамічної стимуляції відносно осі свердловини, з якої здійснюється стимуляція, є закономірною і пояснюється впливом градієнта порового тиску або (та) градієнта механічних напружень. Традиційно відроблення газовугільного родовища ведуть від середини до меж шахтного поля. У міру створення виробленого простору виникає зона дегазації, де поровий тиск падає до нуля. У глибині неторканого масиву він зберігається на природному високому рівні й подекуди досягає 10 МПа. На межі виробленого простору виникає істотний градієнт порового тиску, який «здуває» еліпс гідродинамічної стимуляції в бік низького тиску, тобто в бік виробленого простору. Саме тому біля свердловин, що буряться поблизу виробленого простору, часто спостерігається виражена асиметрія зон стимуляції. Градієнт сягає 8–10 кПа/м.

Для врахування асиметрії осей еліпсоїда відносно свердловини, з якої здійснюється гідродинамічна стимуляція газовугільного масиву, а також впливу компонент гірського тиску на розміри розкриття тріщин застосуємо емпіричні формули корекції коефіцієнтів проникності [10]:

$$\begin{aligned} k_x &= (f_x/12)[b_r + b_{\max} \exp\{-(\alpha_x \sigma_x + \alpha_y \sigma_y)\}]^3 + \\ &+ (f_{dx}/12) [d_{\max} \{1 - \exp\{-\gamma_x(k - k_c)\}\}]^3; \\ k_y &= (f_y/12)[b_r + b_{\max} \exp\{-(\beta_x \sigma_x + \beta_y \sigma_y)\}]^3 + \\ &+ (f_{dy}/12) [d_{\max} \{1 - \exp\{-\gamma_y(k - k_c)\}\}]^3, \end{aligned} \quad (4)$$

де k_x, k_y – коефіцієнти проникності, m^{-2} , уздовж довільних осей у площині нашарування, наприклад уздовж ліній простягання квіважу 1 і 2 (див. рис. 3); f_x, f_y – еквівалентні щільності квіважу вздовж тих самих осей, m^{-1} , $f_x = 12k_x/b_i^3$, $f_y = 12k_y/b_i^3$; ураховуються завжди й відображають вплив нормальних напружень σ_x, σ_y на розкриття тріщин; b_r, b_{\max} – початкове або залишкове (мінімальне при максимальному нормальному стисненні тріщини) і максимальне розкриття квіважних тріщин, м; максимальне розкриття відповідає умові $\sigma_x = 0$, $\sigma_y = 0$; α_x, α_y – коефіцієнти пропорційності, які відображають закриття тріщин під дією нормальних напружень σ_x, σ_y у напрямі осі X (у цьому випадку осі 1 на рис. 5, в); β_x, β_y – те саме в напрямі осі Y (у цьому випадку осі 2); f_{dx}, f_{dy} – еквівалентні щільності квіважу, m^{-1} , які відображають розкриття тріщин d_x, d_y , м, під час зсуву їх берегів одного відносно іншого; ураховуються тільки за умов $k < k_{кр}$; $k_{кр} = 1 + \sin\varphi/(1 - \sin\varphi)$, $k = \sigma_x/\sigma_y$; $k_{dx} = (f_{dx}/12) d_x^3$; d_{\max} – максимальне розкриття тріщини після зсуву її берегів одного відносно іншого; γ_x, γ_y – коефіцієнти пропорційності між розкриттям тріщин і розмірами зсуву; φ – кут внутрішнього тертя, ...°.

Наведемо значення вказаних коефіцієнтів для умов шахтоуправління «Покровське»:

Еквівалентна щільність за нормального стиснення в напрямі x , f_x , m^{-1}	1/0,964 = 1,04
Те саме, у напрямі y , f_y , m^{-1}	1/1,42 = 0,704
Коефіцієнти:	
α_x, α_y для b_x	0,042; 0,035
β_x, β_y для b_y	0,032; 0,015
пропорційності напружень для розкриття f_{dx}, f_{dy}	0,09; 0,08
γ_x, γ_y для розущільнення d_x, d_y	1,88; 1,95
Еквівалентна щільність для умов зсуву, m^{-1}	0,143; 0,085
Залишкове розкриття b_r , м	0,00005
Максимальне розкриття b_{\max} , м	0,0009
Кут внутрішнього тертя φ , ...°	28
Критичне відношення для нормальних напружень $k_{кр}$	2,77
Глибина розробки, м	800
Нормальні напруження в площині нашарування σ_x, σ_y , МПа	10; 10
Градієнт порового тиску $grad \bar{p}$, кПа/м	2

Завдяки корекції значень проникності згідно з формулами (4) з урахуванням закриття тріщин кліважу і окремостей проникності зменшились. Додатково врахували вплив градієнта порового тиску \bar{p} , який в умовах шахтоуправління становив приблизно 2 кПа/м. Напряг градієнта вказано на фрагменті (див. рис. 5, в, з) червоною стрілкою, орієнтованою на північний захід. Асиметрія AS осей еліпсоїда, яка виникла під дією градієнта порового тиску, визначається за формулою

$$AS = (1 + 1,3LN(\text{grad } \bar{p}) \cos(\delta)), \quad (5)$$

де δ – гострий кут між градієнтом і віссю еліпсоїда.

Градієнт вказує, у скільки разів треба збільшити піввісь $1''$ еліпсоїда порівняно з піввіссю $1'$ (див. фрагмент на рис. 5, в). Видно, що асиметрія еліпсоїда виникла тільки в площині нашарування, оскільки градієнт порового тиску найчастіше діє саме в цій площині (порівняйте фрагменти б і з на рис. 5). Отже, розроблена методика дає змогу не тільки визначити орієнтацію еліпсоїда в просторі, а й урахувати зменшення його розмірів під дією механічних напружень, зумовлених гірським тиском, а також асиметрію осей еліпсоїда, що виникає під впливом градієнта порового тиску газу. Порівняння фрагментів в і з на рис. 5 і рис. 1 свідчить про якісний збіг натурних спостережень і розрахункових результатів.

Однак залишається неврахованим важливий чинник, який стосується певної невизначеності форми еліпсоїда гідродинамічної стимуляції. Ця невизначеність добре помітна в результатах польового моніторингу техногенної сейсмічності (див. рис. 1) та її томографії (див. рис. 2) під час проведення гідродинамічної стимуляції гірського масиву. Остаточна форма ділянки масиву, яка була простимульована, нагадує еліпсоїд, особливо тоді, коли здійснюється багатоциклова стимуляція. Проте розкид меж стимульованої ділянки дуже істотний. Це пояснюється фундаментальною природою випадковості процесу руйнування твердого тіла [11] і гірських порід зокрема [12].

Для врахування випадкової природи процесу гідродинамічного руйнування газувугільного масиву застосуємо основи теорії ймовірності. Похибка визначення коефіцієнта проникності масиву σ_k у найпростішому випадку складається з природного розкиду значень розкриття трі-

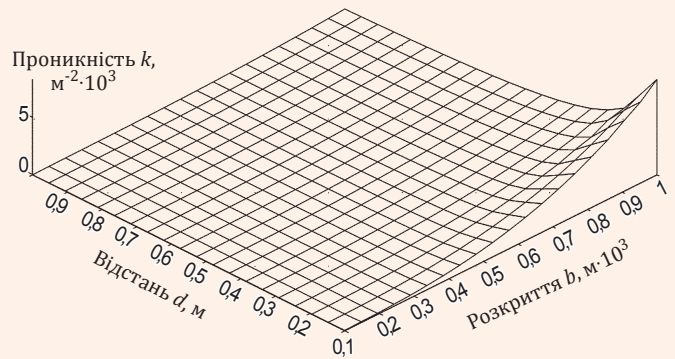


Рис. 6. Залежність проникності k від розкриття тріщин b і відстані d між ними.

щин та їх щільності в просторі; розкид орієнтації тріщин, напружень, градієнта порового тиску на першому етапі досліджень не враховуватимемо:

$$\sigma_k = \sqrt{(f_b^2 \sigma_b^2 + f_d^2 \sigma_d^2)}, \quad (6)$$

де f_b, f_d – частинні похідні від виразу (3) по b і d , які дорівнюють відповідно

$$f_b = b^2/4d \text{ і } f_d = -(b^3/12d^2); \quad (7)$$

σ_b, σ_d – стандартне відхилення розкриття b й відстані d .

На рис. 6 показано залежність розкиду коефіцієнта проникності газувугільного масиву від середнього значення розкриття тріщин, що зумовлюють указану проникність і відстані між ними. Оскільки середня відстань між тріщинами більша на чотири порядки за їх розкриття й на десять порядків за проникність, останні два параметри були масштабовані множенням на відповідні коефіцієнти (10^3 і 10^{10}). Це дало змогу побудувати наочну залежність проникності від розкриття тріщин і відстаней між ними (див. рис. 6). Проникність швидко зростає зі збільшенням розкриття тріщин і зменшенням відстані між ними. Така форма залежності зумовлена нелінійністю частинних похідних (див. формулу (7)).

Аналогічну форму має залежність розкиду значень проникності. Але найважливішим є те, що рівень значень розкиду проникності на три порядки вищий, ніж самі величини. Так, максимум розкиду проникності становить $1,36 \cdot 10^{-06} \text{ м}^{-3}$, а мінімум – $1,51 \cdot 10^{-09} \text{ м}^{-3}$, тоді як порядок середніх значень проникності – $10^{-12} \dots 10^{-13} \text{ м}^{-2}$ (див. таблицю). Це означає, що розкид проникності масиву на три-шість порядків вищий, ніж самі значення проникності.

Хоча такий результат є досить несподіваним, варто зазначити його достовірність і природність, про що можна пересвідчитися, розглядаючи реальний розподіл ділянок проникності в межах еліпсоїда стимуляції на рис. 2, які отримані за технологією томографії. Великий розкид проникності в межах еліпсоїда стимуляції буде істотно згладжуватися внаслідок дифузії і фільтрації метану. До того ж, що довше здійснюється дегазація, то значніше згладжування.

Висновки. Сучасні нормативні галузеві документи не дають змоги достеменно визначити розміри та орієнтацію зони гідродинамічної стимуляції масиву, оскільки базуються на недостовірних наукових результатах. Практика свідчить, що всупереч вказівкам стандартів зона стимуляції має не пласку форму еліпса, а схожа на об'ємний еліпсоїд, центр якого розташований асиметрично відносно ділянки свердловини, з якої нагнітають робочий флюїд.

Розроблена методика дає змогу не тільки визначити розміри осей і орієнтацію еліпсоїда в просторі, а й урахувати зменшення його розмірів під дією механічних напружень, зумовлених гірським тиском, а також асиметрію осей еліпсоїда, що виникає під впливом градієнта порового тиску газу.

Установлено нелінійну залежність розкиду проникності газувугільного масиву від середніх значень розкриття тріщин і відстані між суміжними тріщинами. Показано, що розкид значень проникності на три-шість порядків більший за самі значення проникності газувугільного масиву. Цей висновок підтверджується натурним сейсмічним моніторингом розподілу проникності в зонах гідродинамічної стимуляції.

Процеси дифузії і фільтрації метану істотно згладжують нерівномірність розвитку тріщин гідродинамічної стимуляції, причому що довше здійснюється дегазація, то значніше згладжування. Практична цінність результатів досліджень полягає в підвищенні точності й достовірності

прогнозу зон стимуляції газувугільного масиву, що передусім сприяє безпеці підземних робіт.

ЛІТЕРАТУРА

1. Пучков Л. А. Извлечение метана из угольных пластов / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, К. С. Коликов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 384 с.
2. Инструкция по дегазации угольных шахт / НТЦ «Промышленная безопасность». – М., 2012. – Сер. 05. – Вып. 22.– 250 с.
3. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації: СОУ 10.1.001174088.001–2004. – К., 2004. – 160 с. – (Нормативний документ Мінвуглепрому України).
4. Fischer T. The creation of an asymmetric hydraulic fracture as a result of driving stress gradients / T. Fischer, S. Hainzl, T. Dahm // Geophys. J. Int. – 2009. – № 179. – P. 634–639.
5. Romero J. Theoretical Model and Numerical Investigation of Near-Wellbore Effects in Hydraulic Fracturing / J. Romero, M. Mack, J. Elbel // SPE Annual Technical Conf. and Exhibition, oct. 22–25, 1995. – Dallas, Texas USA, 1995. – 32 p.
6. Kovscek A. R. Analysis of Hydrofracture Geometry and Matrix/Fracture Interactions During Steam Injection / A. R. Kovscek, R. M. Johnston, T. W. Patzek // Society of Petroleum Engineers, Inc. – 1995. – P. 145–158.
7. Zoback M. D. The importance of slow slip on faults during hydraulic fracturing stimulation of shale gas reservoirs / M. Zoback, I. Das A. Kohli, M. McClure // Americas Unconventional Resources Conferences. – June 5–7. 2012. – 9 p.
8. Pardo D. Sensitivity analysis for the appraisal of hydrofractures in horizontal wells with borehole resistivity measurements / D. Pardo, C. Torres-Verdín // Geophysics. – 2013. – 78 (4). – P. D209–D222.
9. Klimczak C. Cubic law with aperture-length correlation: implications for network scale fluid flow / C. Klimczak, R. Schultz, R. Parashar, D. Reeves // Hydrogeology Journal. – 34(3). – P. 243–258.
10. Min Ki-Bok. Stress-dependent permeability of fractured rock masses: a numerical study / Ki-Bok Min, J. Rutqvist, Chin-Fu Tsang, Lanru Jing // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2004. – 41 (7). – P. 1191–1210.
11. Регель В. Р. Кинетическая природа прочности твердых тел: монография / В. Р. Регель, А. И. Слущер, Э. Е. Томашевский. – М.: Наука, 1974. – 560 с.
12. Шашенко А. Н. Некоторые задачи статистической геомеханики / А. Н. Шашенко, С. Б. Тулуб, Е. А. Сдвижкова. – К.: Пульсары, 2002. – 304 с.