

УДК 622.023.23:539.3

doi: <https://doi.org/10.31474/1999-981x-2020-1-71-82>

В.В. Назимко  
І.О. Дедіч  
О.Ю. Підгурна

## ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ КОМПЛЕКСНОЇ ДЕГАЗАЦІЇ ГАЗОВУГІЛЬНОГО РОДОВИЩА

**Мета:** виконати аналіз результатів натурних інструментальних спостережень параметрів зон гідродинамічної стимуляції газовугільного масиву гірських порід.

**Методика:** в роботі використані наступні методи: натурні спостереження; симуляція основних параметрів; аналіз результатів натурних спостережень форми і розмірів областей стимуляції.

**Результат:** встановлено, що форма області стимуляції нагадує еліпсоїд і визначається співвідношенням головних нормальних напружень, які діють у масиві, анізотропією міцності масиву, а також параметрами кліважних систем. Еліпсоїд розвертається так, що його головні вісі співпадають з головними напрямками проникності масиву. Параметри еліпсоїду є випадковими величинами, а їх розкид залежить від природного розкиду механічних і гідравлічних властивостей масиву. Раціональною формою дегазаційної свердловини є комбінація вертикальної ділянки, яка починається з земної поверхні і горизонтальної, що простягається уздовж площини вугільного пласта. Горизонтальну ділянку свердловини необхідно розвертати у напрямі, перпендикулярному лінії максимальної проникності масиву, або простяганню основної системи кліважу. Раціональним режимом комплексної дегазації слід вважати трьох стадійний: перша стадія виконується завдяки гідродинамічній стимуляції масиву з свердловин і триває 3-10 років. Друга стадія реалізується під час відпрацювання виїмкових стовпів і активізації зрушень масиву. Третя стадія є завершальною і здійснюється протягом кількох років завдяки відновленню продуктивності дегазаційних свердловин та додаткової стимуляції подробленого масиву через ці свердловини. Виїмкові стовпи доцільно орієнтувати уздовж горизонтальних ділянок дегазаційних свердловин, використовувати відпрацювання виїмкових стовпів через ярус, або застосовувати відпрацювання ярусів зі спадним порядком провітрювання очисних вибоїв, а також діагональне розташування виїмкових стовпів.

**Наукова новизна:** комплексний підхід до використання енергетичних ресурсів газовугільних родовищ для покращення безпеки підземних робіт, екології та раціональним використанням ресурсів.

**Практична значимість:** обгрунтована спеціальна форма вісі дегазаційної свердловини, яка забезпечує свердловину від зосереджених зрізів і таким чином гарантує ефективне відведення метану на стадії подробітку свердловини очисним вибоєм. Обгрунтовано спеціальний порядок відпрацювання виїмкових стовпів, що дозволяє зберегти дегазаційні свердловини від руйнування під час їх подробки очисними вибоями.

**Ключові слова:** дегазація, вуглеазові родовища, стимуляція масиву, узгодження параметрів дегазації і системи розробки.

### Вступ.

Вугільна промисловість - єдине джерело яке забезпечує енергетичну незалежність держави з оглядом на значні запаси кам'яного вугілля та вугільного метану. Останнім часом супутній видобуток метану з вугільних родовищ стає невід'ємною частиною комплексного освоєння газовугільних родовищ як в Україні, так і у всьому світі. Комплексний підхід до використання енергетичних ресурсів газовугільних родовищ дає цілу низку переваг, пов'язаних з покращенням безпеки підземних робіт, екології та раціональним використанням ресурсів. Економічну ефективність роботи шахт у ринкових умовах можливо забезпечити лише при наявності високонавантажених лав та максимальній концентрації гірських робіт. Основний фактор, який обмежує інтенсивність видобутку – високе метановиділення на видобувних дільницях та суттєво обмежені можливості системи вентиляції.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Світовий досвід свідчить, що раціональним є застосування завчасної дегазації вугільних родовищ за допомогою свердловин, які буряться з земної поверхні [1]. Решта метану каптується уже під час подробки вказаних свердловин очисними вибоями. Саме тому параметри дегазаційних свердловин повинні бути узгоджені таким чином, щоб мінімальною їх кількістю забезпечити максимальний видобуток метану. На сьогодні параметри завчасної дегазації, яка здійснюється до ведення очисних робіт, та поточного каптажу метану, який реалізується під час відпрацювання очисних вибоїв у результаті подробки газоносною товщі не узгоджуються, що обумовлює актуальність даної роботи.

Українські вугільні родовища розробляють у середньому на глибині, що вже перевищує 700м. Отже в умовах високого всебічного гірського тиску проникність масиву

надто мала, щоб забезпечити природну фільтрацію метану через свердловини, що буряться з земної поверхні для здійснення завчасної дегазації шахтних полів. Тому для збільшення проникності масиву гірських порід виконують так звану стимуляцію газоносного масиву [2]. Одна з найпоширеніших і ефективних технологій стимуляції масиву заснована на гідравлічному розриві порід [1,2] (ГРП). При цьому зона стимуляції охоплює певний об'єм гірської товщі, який згідно [1,3,4] має форму еліпсу і розповсюджується у масиві у вигляді тріщини гідророзриву.

Очевидно, що для забезпечення ефективної завчасної дегазації зонами стимуляції необхідно охоплювати усю площу шахтного поля чи його блока, який дегазується. З практичної точки зору достатньо забезпечити дотикання суміжних еліпсів тріщин ГРП [1-4]. За таких умов забезпечується стимуляція від 70 до 100 відсотків усієї площі вугільного пласта. Технологія завчасної дегазації, у більшості випадків, ефективна лише для вугільних пластів середньої та великої потужності, які у свою чергу відпрацьовуються. Частка метановиділення з вугільних пластів – супутників на діючих дільницях з видобутку вугілля в умовах Донбасу становить 60-70%, яка каптується під час підробки дегазаційних свердловин очисними вибоями та виноситься вентиляційною системою. Отже доцільно розташувати наземні дегазаційні свердловини таким чином, щоб ефективність етапу дегазації під час відпрацювання очисних вибоїв була максимальною. Для цього необхідно вирішити дві основні задачі: узгодити розміри зон стимуляції з розмірами виїмкових полів або ярусів, а також спланувати раціональне взаємне положення дегазаційних свердловин і ярусів, або виїмкових полів. Перш за все треба знати розміри зони стимуляції.

Виходячи з балансу мас встановлено [1,3,4], що розмір порожнини залежить у першу чергу від об'єму робочого флюїду (розчину, піни, газу), а також деформаційних параметрів масиву гірських порід, тиску газу родовища, тиску гідророзриву й інших параметрів. Серед великої кількості емпіричних залежностей для визначення розміру тріщини ГРП можна навести наступну формулу [3,4]:

$$L = \sqrt{\frac{VE}{5,6(1-\nu^2)h(Pf-Pg)}}, \quad (1)$$

де  $L$  – довжина тріщини ГРП, м,  $V$  – об'єм закачаного у масив робочого флюїду, м<sup>3</sup>,  $E$  – модуль пружності масиву, Па,  $\nu$  – коефіцієнт Пуассона,  $h$  – потужність вугільного пласта, м,  $Pf$  – тиск гідророзриву, МПа,  $Pg$  – тиск газу у масиві, МПа. Так, наприклад у випадку, коли об'єм робочого флюїду становить 1000 м куб, модуль і коефіцієнт Пуассона відповідно 10 ГПа і 0,3, потужність вугільного пласта 2 м, тиск гідророзриву 20МПа, а газу 18МПа, довжина тріщини ГРП оцінюється у 700м.

Одночасно спостереження свідчать про те, що форма області, яка охоплена гідродинамічною стимуляцією не завжди відповідає тріщині, а часто має об'ємну форму.

### Мета статті.

Виконати аналіз результатів натурних інструментальних спостережень параметрів зон гідродинамічної стимуляції газувугільного масиву гірських порід.

### Методи дослідження.

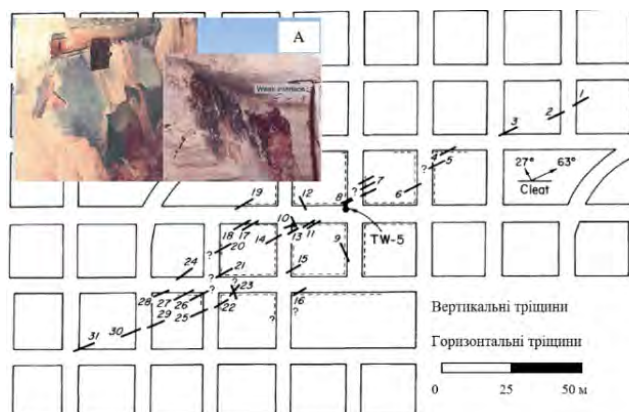
В роботі використані наступні методи: натурні спостереження; симуляція основних параметрів; аналіз результатів натурних спостережень форми і розмірів областей стимуляції.

### Виклад основного матеріалу

*Аналіз форми і розмірів областей стимуляції масиву згідно натурним спостереженням.*

На поточний момент розроблено і апробовано на практиці низку способів оцінки розмірів області стимуляції масиву гірських порід навколо свердловини, пробуреної з земної поверхні. Існує багато непрямих або опосередкованих методів, що базуються на застосуванні геоінформаційних технологій, моніторингу притоку пластових флюїдів, електрометрії [3] і т.д. Проте найбільш надійними способами є такі що використовують прямі виміри розмірів областей стимуляції. Перш за все це способи прямого спостереження зон стимуляції з середини гірських виробок, які розкривають вказані зони у процесі ведення гірничих робіт, наприклад підземного вуглевидобутку [6], або методи моніторингу техногенних сейсмічних подій, які виникають під час здійснення гідророзриву і динамічного руйнування масиву гірських порід [5, 7-12].

На рис. 1 наведено приклад огляду зон стимуляції вугільного пласта з підготовчих виробок, які були проведені після здійснення ГРП [6]. Дегазаційну свердловину TW5 бурили діаметром 203 мм на глибину 353 м. Підшва вугільного пласту потужністю 1,68 м розташована на глибині 350 м. Основний пласт мав супутник потужністю 0,76 м. Свердловину закріпили обсадною трубою, а інтервал вугільних пластів перебурили свердловиною діаметром 150 мм без обсадки.



**Рис. 1.** Результати відновлення положень тріщин після розкриття зони ГРП підземними виробками [6]

У покрівлі пласта залягав алевроліт, безпосередня підшва представлена аргілітом. Обстеження нижньої частини свердловини телевізійною камерою засвідчило, що безпосередня покрівля і підшва представлені стійкими породами без тріщин, тоді як вугільний пласт розбитий двома системами вертикального кліважу: витриманою (основною), яка мала азимут 65 град на північний схід і переривистою (другорядною), що мала румб 27 град на північний захід.

Безпосередньо перед стимуляцією основного вугільного пласта у його середині була вирізана щілина високо напірним струменем сумішшю води і піску. Сопло оберталося протягом 27 хвилин зі швидкістю 4 оберта за хв. Усього було витрачено 8,6 м<sup>3</sup> води і 2,5 тонни піску. Середній тиск струменя становив 12,5 МПа. Після вказаної операції за допомогою телевізійної камери було зареєстровано наявність кругової щілини навколо свердловини.

Робочий вугільний пласт був ізолюваний від решти свердловини пакером. Перший гідророзрив виконали чистою водою. Максимальний темп нагнітання води склав 0,2 м. Гідророзрив виник при тиску 6,7 МПа. Вода

прорвалася повз пакера у верхню частину свердловини. Потім у пласт закачали червону фарбу і флюоресцент. Пакер був знову встановлено і розперто і почали нагнітати 75 процентну азотну піну для дослідження продуктивності свердловини. Піну нагнітали без пропанту (мілкового піску) для того, щоб убезпечити руйнацію покрівлі і прориву робочої рідини вище пакеру у покрівлю пласта, а також запобігти зношенню обладнання абразивним піском. Нагнітання почали з темпами 0,32 м<sup>3</sup>/хв. з підвищенням темпів до 0,8 м<sup>3</sup>/хв. Потім здійснили витримку протягом півтори години і знову підвищили швидкість нагнітання до 1 м<sup>3</sup>/хв. Усього 200 м<sup>3</sup> азотної піни було закачано у пласт. Тиск нагнітання підвищували від 10 МПа до 14 МПа. Протягом 4,5 місяця завдяки гідродинамічній стимуляції газоносного масиву через дегазаційну свердловину TW5 було видобуто 184 тис. м<sup>3</sup>.

Свердловина TW5 підроблялась підземними виробками камерно-стовпової системи через 7 місяців після виконання гідророзриву. Таким чином дослідники мали змогу вивчити параметри зони стимуляції безпосередньо з гірських виробок. Це гарантувало максимальну достовірність результатів обстеження. Аналіз розподілу наведеної гідророзривом тріщинуватості вказує на те, що зона стимуляції пласта витягнута уздовж головної системи кліважу на 95-100 м від свердловини і має вигляд еліпсу у плані з більшою віссю 195 м (рис. 1). Менша вісь еліпсу орієнтована уздовж другорядної системи кліважу а її розмір становить 43 м (по 21,5 м у кожний бік від свердловини). У межах 23 м від свердловини спостерігаються рідкі тріщини гідророзриву, які орієнтовані уздовж другорядної системи кліважу (тріщини №№9,10,12 на рис. 1). На фрагменті (А) рис. 1 показано морфологію тріщин гідророзриву. Очевидна субвертикальна орієнтація тріщин, які розвинулись з кліважних, а також горизонтальне розшарування між безпосередньою покрівлею і вугільним пластом, яке виникло внаслідок зменшення міцності між контактами порід та вугільного пласта.

У межах 45-55 м від свердловини спостерігаються наведені гідророзривом горизонтальні розшарування, відмічені пунктиром на крайових частинах вугільних ціликів. Саме ця область відчула максимальну стимуляцію і отримала основний об'єм

додаткової проникності завдяки активній дії ГРП. Отже ця зона віддала майже увесь метан у період завчасної дегазації.

На даний момент більшу кількість натурних спостережень розмірів зон гідродинамічної стимуляції газоносного масиву отримують за допомогою моніторингу техногенної сейсмічності, яка виникає під час здійснення ГРП [5,9,10]. На рис. 2 наведено розподіл координат сейсмічних подій, які виникли під час виконання ГРП з горизонтальної частини свердловин на глибині 1143 м для стимуляції видобутку сланцевого газу [5].

Досліджувався процес розвитку тріщин гідророзриву у двох паралельних свердловинах, відстань між якими дорівнювала 610 метрів. Фрагмент (А) на рис. 1 показує розподіл координат сейсмічних подій у вертикальному розрізі. Видно, що зона стимуляції уверх від свердловин розповсюджується на 60 м, вниз на 16 м, причому щільність тріщин ГРП не є рівномірною, згущуючись біля свердловин, що добре узгоджується з результатами спостережень у вугільній шахті. У плані (фрагмент В на рис. 1) щільність тріщин ГРП також нерівномірна, проте спостерігається зіткнення зон стимуляції сусідніх свердловин.

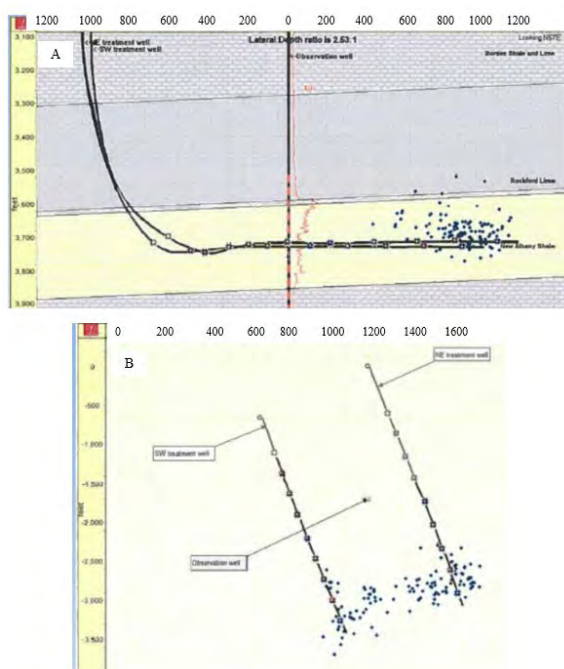


Рис. 2. Розподіл координат техногенної сейсмічності під час виконання ГРП

Це свідчить про те, що двома паралельними свердловинами цілком можливо

стимулювати газоносний вугільний пласт на ширину ярусу або виїмкового поля при типовій довжині лави 200-300м.

Варто зауважити, що значні розміри області стимуляції досягаються багатоцикловими ГРП. Графік гідродинамічного режиму такого ГРП показано на фрагменті (Е) рис. 3.

Стимуляція виконувалась чотирма послідовними ГРП. Тиск первинного гідророзриву або вторинного розкриття тріщин становив 51 МПа, а темпи закачки робочого флюїду підтримувались на рівні 1,6 м<sup>3</sup>/хв. На фрагменті (С) рис. 3 видно, як розмір зони стимуляції послідовно розростається у плані від циклу до циклу ГРП.

Очевидно, що взагалі область стимуляції більш нагадує еліпсоїд ніж пласку тріщину. Це означає, що область, яка охоплена гідродинамічною стимуляцією зазвичай має об'ємну форму. Цей висновок підтверджується рисунком 3, де фрагмент (А) демонструє розвиток стимульованої області у вертикальній площині [9], а фрагменти (В) і (С) у горизонтальній [9,10]. Очевидно, що зона стимуляції має форму еліпсоїду, головні вісі якого орієнтовані у просторі так, щоб співпадати з напрямками максимальної, мінімальної і проміжної проникності. Найдовша вісь орієнтується уздовж вісі максимальної проникності, найкоротша – паралельна напрямку мінімальної проникності. Найчастіше мінімальна проникність осадової товщі вугільних родовищ орієнтована перпендикулярно до нашарування порід у тому сенсі, що зазвичай породи безпосередньої покрівлі і підшви є на порядок менш проникними чим вугільний пласт. Напрямок решти осей визначається низкою факторів, які будуть аналізуватись у наступному пункті.

У таблиці 1 наведені результати аналізу розмірів осей еліпсоїдів стимульованих зон, обчислені об'єми цих еліпсоїдів а також приведені дані щодо об'ємів закачаних робочих флюїдів під час виконання ГРП.

На основі експериментальних даних, що наведені у таблиці 1 побудовано графік залежності об'єму еліпсоїду стимуляції від витрат закачаного робочого флюїду (рис. 3). Видно, що зв'язок між об'ємом робочого флюїду і стимульованим еліпсом є прямо пропорційним, що є наслідком закону збереження маси. Велике значення показника тісноти зв'язку між вказаними факторами обумовлене тим, що поруватість осадових

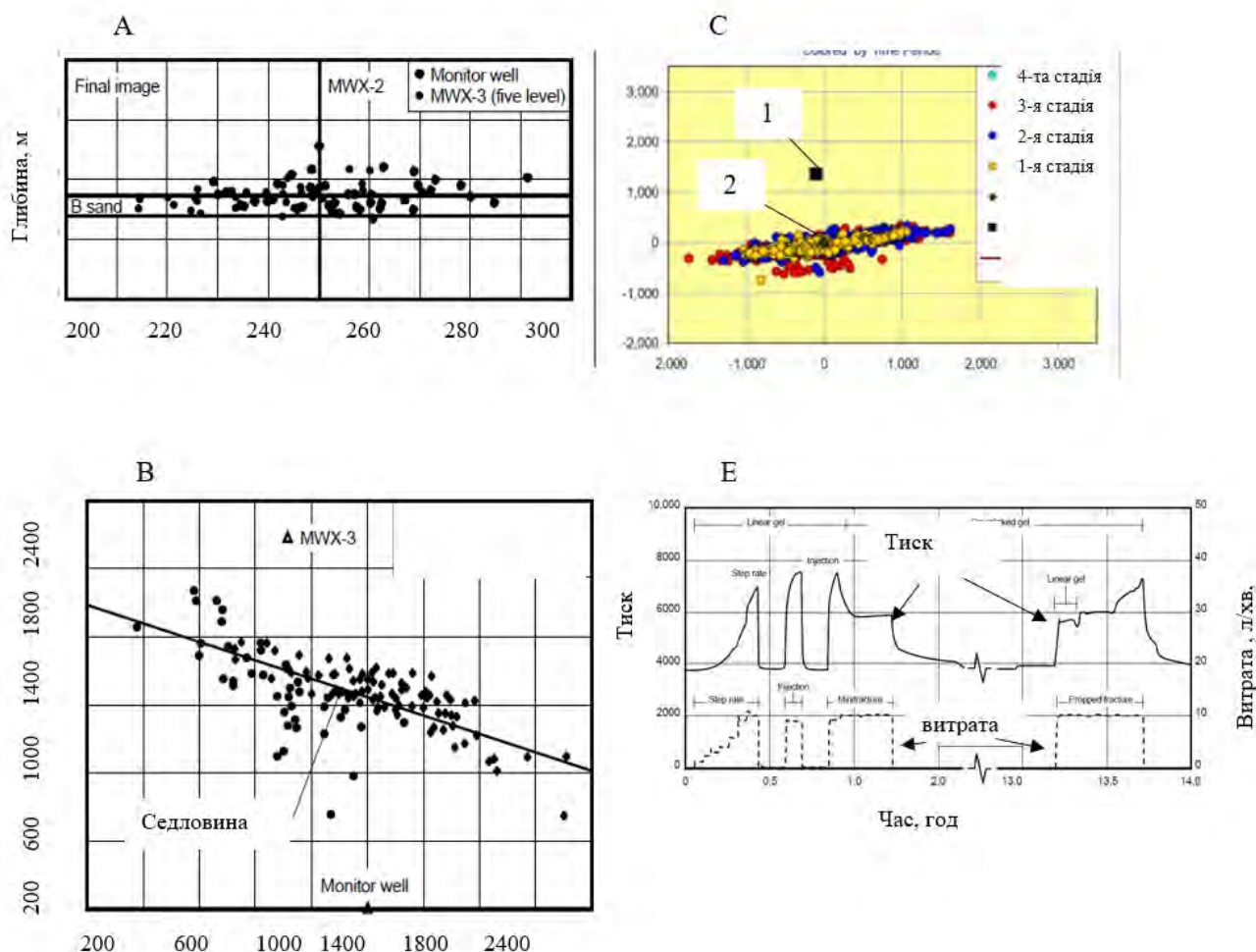


товщ, у яких виконувались експерименти варіане несуттєво.

**Таблиця 1** - Результати аналізу експериментальних даних щодо розмірів еліпсоїдів стимуляції

Об'єм закачаної робочої рідини, літрів	Вісь а, м	Вісь в, м	Вісь с, м	Об'єм прости-мульованої зони, м куб	Джерело інформації
9687500	600,0	150,0	50,0	56549	[5]
205375	190,5	42,0	0,0	1005	[6]
438124	310,0	58,0	9,0	2184	[7]
308572	276,0	89,0	6,5	2727	[8]
1345982	312,0	103,0	2,0	8346	[9]
4947728	472,0	183,0	8,0	20985	[10]
984173	302,0	96,5	9,5	7263	[11]

Таким чином, практика свідчить про те, що типовий розмір зони стимуляції пластів сучасними технологіями на великих глибинах (1000 м і глибше) є не меншою за 300 м ( $\pm 150$  м у кожний бік від свердловини). Це добре узгоджується з даними натурних спостережень на глибині 330м і свідчить про те, що можливо забезпечити попередню дегазацію вугільного пласта двома паралельними горизонтальними свердловинами на ширину 300м, що відповідає оптимальній ширині ярусу стовпової системи розробки. Таким чином для обґрунтування раціональних параметрів завчасної дегазації газувугільних родовищ необхідно визначити параметри ГРП.



**Рис. 3.** Вертикальна (А), горизонтальні (В,С) проєкції координат сейсмічних подій під час виконання ГРП, та режими багато циклового ГРП (Е)

Визначення параметрів гідророзриву газоносної товщі.

Хуберт і Вілліс були першими, хто наочно довели, що тріщина гідророзриву в однорідному суцільному масиві завжди орієнтується уздовж дії мінімального нормального напруження [12]. Саме тому переважна більшість тріщин гідророзриву, який виконується з вертикальних свердловин орієнтується вертикально. Було також доведено, що тиск гідророзриву  $P_f$  або ініціації тріщини біля свердловини визначається згідно залежності:

$$P_f - P_g = [3(\sigma_h - P_g) - (\sigma_H - P_g) + T_0]/K, (2)$$

$$\text{де } K = 2 - \frac{[a(1-2\nu)]}{(1-\nu)},$$

де  $a = 1 - \frac{C_m}{C_n}$  – модуль Біо,  $\frac{C_m}{C_n}$  – стикованість масиву і породного скелету відповідно;  $\sigma_h$ ,  $\sigma_H$  – мінімальне і максимальне нормальне горизонтальне напруження;  $T_0$  – межа міцності масиву гірських порід на розтяг.

У разі спроби здійснити гідророзрив порід у довільному напрямку, наприклад за допомогою нарізки початкової тріщини, вона все рівно розвертається шляхом повороту і скручування відносно вісі свердловини у напрямку мінімального напруження (яке найчастіше діє у горизонтальній площині).

Радіус повороту визначається згідно залежності [13]:

$$R = \lambda \sqrt{\frac{E^2 \mu q}{h_f}} \left( \frac{1}{\sigma_{h, \text{min}}(k-1)} \right)^2, (3)$$

де  $\lambda$  – емпіричний коефіцієнт,  $\mu$  – в'язкість робочого флюїду,  $k$  – відношення напруження, у напрямі якого зроблено ГРП до мінімального напруження,  $q$  – темпи закачки робочого флюїду л/хв.,  $h_f$  – висота тріщини (потужність газоносного пласта),  $\sigma$  – мінімальне горизонтальне напруження. Чим вище темпи закачки, більше в'язкість робочого флюїду, менше потужність пласта, менше мінімальне напруження і менше різниця між напруженнями (мінімальним і тим, у напрямі якого починає рости тріщина ГРП), тим більше радіус повороту тріщини. Проте так чи інакше тріщина ГРП розвертається у напрямку дії мінімального напруження. Додатково треба відмітити, що фактично у переважній більшості випадків замість пласкої тріщини

мова йде про найбільшу вісь еліпсу стимуляції масиву.

Варто зауважити, що вказані закономірності стосуються розповсюдження тріщини ГРП у однорідному масиві. Анізотропія міцності і пружності масиву гірських порід суттєво корегує напрямок розвитку тріщини ГРП. Найбільш очевидна анізотропія міцності виникає у випадку наявності кліважу, що характерно для вугільних пластів. Зарубіжні автори вважають доцільним розглядати дві кліважні субвертикальні системи [6-9, 14]: одна (основна) система 1 створює суцільні (неперервні) тріщини, інша, приблизно перпендикулярна основній системі є вторинною системою тріщин 2, які перериваються блоками породи або вугілля, як показано на фрагменті (А) на рис. 4.

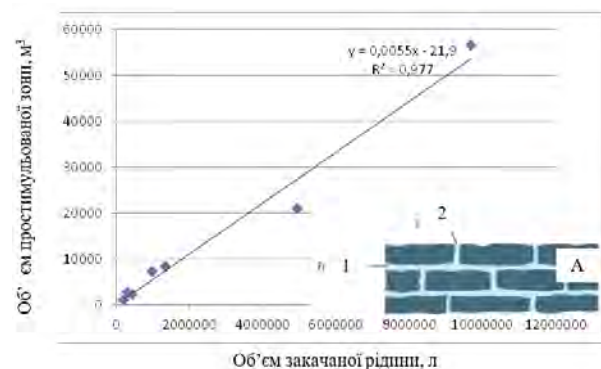


Рис. 4. Зв'язок між об'ємом закачаної робочої рідини і об'ємом зони

Важливо, що у загальному випадку на орієнтацію тріщин ГРП частіше всього впливає головна кліважна система.

Проте варто пам'ятати, що кліваж виник на ранніх стадіях формування вугільних родовищ, а тектонічні напруження формувались багато разів поспіль (протягом не менш 20 періодів тектонічної активності). Отже може виникати ситуація, коли основна система кліважних тріщин закрита під дією нормальних напружень, які випадкового діють перпендикулярно вказаній системі. У такому випадку напрямок головної вісі еліпсу стимуляції визначати набагато складніше. Треба також наголосити на тому, що анізотропія міцності взагалі кажучи є незалежним фактором від кліважу. Наприклад типовою анізотропією міцності є контакти між породними шарами. Саме на таких контактах часто спостерігається різке пониження

зчеплення та коефіцієнту внутрішнього тертя. Горизонтальні тріщини ГРП є наочним підтвердженням наслідків такої анізотропії, яка показана на рис. 1 пунктирними лініями.

Фактично на сьогодні відсутні достовірні методи визначення орієнтації еліпсу стимуляції масиву за допомогою ГРП з урахуванням усіх основних факторів: напрямку трьох головних компонент нормальних напружень, які діють у масиві, анізотропії міцності масиву, а також напрямку

кліважних систем тріщин. Тому напрямок орієнтації еліпсу стимуляції визначають у кожному конкретному випадку, застосовуючи сучасні методи комп'ютерного моделювання та геомеханіки [15]. Спочатку модель калібрують шляхом моделювання контрольної задачі, рішення якої відомо і отримане натурним експериментом. Параметри моделі настроюють так, щоб результати моделювання співпадали з відомим рішенням. Після цього моделюють процес розвитку

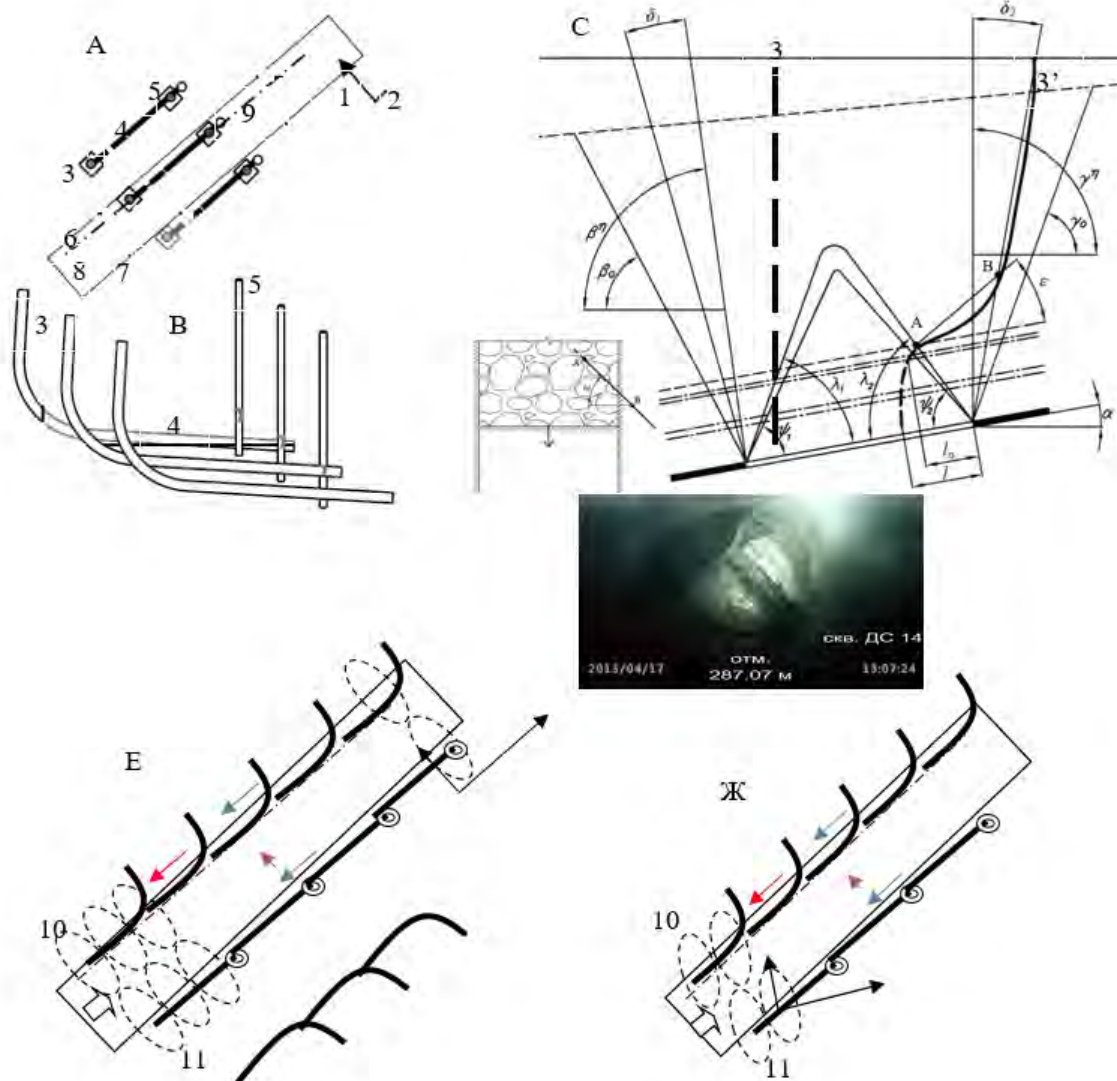


Рис. 5. Параметри комплексної дегазації газовугільного родовища

тріщин під дією ГРП. Достовірність результатів моделювання оцінюють за допомогою непрямих вимірювань або безпосереднього контролю процесу розвитку еліпсу стимуляції, наприклад за допомогою моніторингу техногенної сейсмічної активності у польових умовах.

### Обговорення результатів.

*Обґрунтування раціональних параметрів комплексної дегазації газовугільного родовища.* Виходячи з задекларованого принципу вибору параметрів комплексної дегазації, необхідно їх вибрати таким чином, щоб мінімальною кількістю дегазаційних свердловин видобути

та відвести максимальний об'єм газу, що містився у газовугільному родовищі. При виборі конфігурації дегазаційних свердловин враховуємо останні результати австралійських спеціалістів, які довели, що ефективність комбінації вертикальних свердловин з горизонтальними у півтора рази вище ніж вертикальних [5,7].

На рис. 5,а,в показана конфігурація свердловин. Фрагмент (А) вид у плані, а (В) – аксонометричний вид. З земної поверхні бурять вертикальну свердловину 3, яку поступово трансформують у горизонтальну 4, що проходить через тіло вугільного пласта, який планується відпрацювати. Розворот горизонтальної частини дегазаційної свердловини 4 виконують з урахуванням орієнтації систем вугільного кліважу таким чином, щоб вісь горизонтальної частини свердловини була перпендикулярна простяганню або площині основної системи кліважу 1. Вторинну кліважну систему позначено лінією 2 без стрілки. Таким чином забезпечуються умови для орієнтування горизонтальної частини дегазаційної свердловини перпендикулярно головній вісі еліпсу стимуляції масиву.

Необов'язково але доцільно пробурити додаткову вертикальну свердловину 5 напроти кінця горизонтальної 4. Це допоможе ефективно відводити метан з найвіддаленіших ділянок горизонтальних свердловин. Відстань між сусідніми паралельними горизонтальними свердловинами вибирають рівною ширині виїмкового стовпа або ярусу при панельній системі розробки. Таким чином виїмкові виробки (наприклад штреки) 6 і 7 планують до проходки паралельно вісі 9 горизонтальних свердловин 4.

Під час стимуляції вугільного пласта еліпси ГРП 10 орієнтуються уздовж простягання основної системи кліважу 1 (фрагмент (Е) рис. 5). Витрати робочого флюїду і кількість циклів стимуляції вибирають так, щоб з урахуванням анізотропії масиву сусідні еліпси стимуляції стикались, як показано на фрагменті (Е) рис. 5. За таких умов завчасною дегазацією охоплюється практично уся площа шахтного поля або блоку, який планується до розробки в майбутньому. Через 3-5 років природна метаносність вугільного пласта буде істотно знижена, що дозволить безпечно відпрацювати ділянку за газовим фактором.

Лінія 9 горизонтальних свердловин 4 повинна бути розташована з боку вентиляційної виробки 6 на відстані  $L$  від границі виробленого простору, що не перевищує ширини зони розвантаження, але не ближче ніж 3-5 виїмкових потужностей пласту до штучних опор, які можуть використовуватися для охорони вентиляційної виробки 6 [1].

$$L = b + M \cdot ctg(\psi + \alpha) + KN, \quad (4)$$

де  $b$  – протяжність зони, що перешкоджає розвантаженню масиву гірських порід,  $M$  – відстань по нормалі між вугільним пластом, який відпрацюється й супутником що підроблюється;  $\psi$  – кут розвантаження;  $\alpha$  – кут залягання;  $K$  – коефіцієнт відхилення свердловини;  $N$  – відстань від земної поверхні до супутника.

За таких умов прийомна частина дегазаційної свердловини і, зокрема, уся горизонтальна частина свердловини буде розміщатися у зоні розвантаження і максимального розшарування (фрагмент (С) рис. 5. Саме у цій зоні відбувається найбільш інтенсивне газовиділення, а також накопичення, а отже й каптаж метану.

Проте залишається дві проблеми, які необхідно було вирішити. У випадку буріння прямолінійної вертикальної свердловини вона потрапляє у небезпечні зони під час відпрацювання виїмкових стовпів. Доведено, що стовпи дегазаційних свердловин перерізуються зосередженими зрізами, а поперечний переріз свердловини з круга перетворюється в еліпс з двома кутами (фото на фрагменті (С)) [16]. У разі, коли діаметр такого частково перекритого перерізу становиться меншим за радіус свердловини, її аеродинамічний простір різко збільшується, що призводить до падіння дебіту газу і зниження ефективності дегазації. Для того, щоб ухилитися від такого негативного ефекту, обґрунтовано нові параметри дегазаційної свердловини [17].

Враховуючи встановлені залежності розподілення небезпечних деформацій був запропоновано засіб підвищення стійкості дегазаційних свердловин, який базується на виборі раціональних параметрів розташування їх стовбура відносно вказаних небезпечних зон. Загальний принцип розташування дегазаційної свердловини відображено на рис. 5С. Газопровідну (верхню) частину



свердловини доцільно розташовувати за межами небезпечної зони, оскільки за допомогою комп'ютерного моделювання та з допомогою натурних спостережень було доведена можливість зрізу стовбура свердловини практично на будь-якому її інтервалі. Нижню (перехідну) ділянку свердловини доцільно виконувати криволінійною з таким розрахунком, щоб її вісь була за можливості паралельна або збігалась з площиною напластування. При цьому зріз буде орієнтовний уздовж вісі свердловини, а не перпендикулярно до неї. Завдячуючи цьому зосереджений зріз не втрачає площі перетину свердловини на ділянці перетину небезпечної зони.

Отже з урахуванням вказаної спеціальної траєкторії вісі свердловини її вигляд у плані буде таким, як відображено на фрагментах (Е, Ж) рис. 5. Така траєкторія забезпечує свердловину від зосереджених зрізів і таким чином гарантує ефективне відведення метану на стадії підробітку свердловини очисним вибоєм. Схема розташування дегазаційних свердловин, яка відображена на рис. 5, Е забезпечує стійкість свердловин під час підробки очисним вибоєм за умов, коли відпрацювання запасів виконується через ярус. Наприклад спочатку відпрацюють лави у непарних ярусах, а потім у парних. Варто зауважити, що доробка запасів у парних стовпах, які залишаються між двома виробленими просторами буде дещо знижувати ефективність дегазації на другій стадії, тому що всі дегазаційні свердловини, які підроблюються стовпами у парних ярусах, потрапляють у небезпечні зони активних зрушень.

Як варіант, другий і усі послідовні яруси можна відпрацювати лавами, зі спадним порядком провітрювання, а свердловини розвертати так, як показано у нижній частині фрагмента (Е) рис. 5. Це цілком доцільно на малих кутах падіння порід (до 10 градусів). Ще один варіант планування сітки дегазаційних свердловин базується на діагональному розташуванні виїмкових стовпів. Стовпи розвертають під гострим кутом до лінії простягання або падіння так, щоб лінія очисного вибою була паралельною головному кліважу.

Фрагменти (А,Е) рисунку 5 відображають випадок коли основна система кліважних тріщин вугільного пласту є перпендикулярною до простягання пласта.

Проте у загальному випадку орієнтація кліважу відносно простягання пласта може бути довільною як показано на фрагменті (Ж) рис. 5. У такому випадку ефективність дегазації на першій стадії може зменшуватись. Аналіз свідчить про те, що суттєве падіння ефективності дегазації починається після того, як кут між основною системою кліважу і простяганням вугільного пласта стає меншим за 30-35 градусів. У такому випадку рекомендується відпрацювати підготовлені і частково дегазовані запаси стовпами по падінню або повстанню і відповідно орієнтувати лінії ділянок дегазаційних свердловин, що проходять по пласту (тепер ці свердловини уже будуть не горизонтальними).

Можна не пов'язувати параметри завчасної дегазації (першої стадії) і поточної дегазації, яка здійснюється під час відпрацювання виїмкових стовпів (друга стадія). Іншими словами горизонтальні частини дегазаційних свердловин бурять перпендикулярно основному кліважу незважаючи на орієнтацію лінії простягання вугільного пласту і за рахунок цього здійснюють найбільш ефективну завчасну дегазацію. Тоді у випадку, коли кут між осями горизонтальних свердловин і простяганням буде меншим за 30-35 градусів, друга стадія дегазації буде дещо менш ефективною, оскільки процес відведення газу буде менш стійким.

Варто проте зауважити, що напрямок кліважу часто варіює у межах шахтного поля і тому на деяких ділянках пласту несприятлива взаємна орієнтація лінії простягання і напрямку основного кліважу неминуча. Отже орієнтація еліпсів стимуляції також буде мати природний розкид. Таким чином ідеальне планування і узгодження сітки дегазаційних свердловин та положення ярусів не завжди можливе.

Третя стадія дегазації є не менш важливою ніж перші дві, оскільки доцільно продовжувати процес видобутку газу після віддалення очисних вибоїв і завершення активної стадії зрушень підробленої товщі порід. Для забезпечення необхідної ефективності третьої стадії дегазації необхідно застосовувати додаткову стимуляцію масиву, а також відновлення дегазаційних свердловин сучасними методами гідродинамічної дії на масив газоносних гірських порід, а саме активації свердловини пневмогідродинаміч-

ними [1], пневмогідроімпульсними [18], фізико-хімічними [1,5] методами.

Доцільно виконати з вертикального стовбу дегазаційних свердловин додаткову стимуляцію супутників і вугільних пластів неробочої потужності, які залишились у підробленій товщі вище 150 виїмкових потужностей відпрацьованого стовпа. За умов, коли окремі супутники вказаного діапазону містять значну кількість метану, доцільно добути горизонтальні свердловини у вказані пласти. Розрахунки свідчать про те, що застосування усіх трьох стадій комплексної дегазації дає змогу утилізувати до 70-90% цінного енергетичного ресурсу, яким є вугільний метан.

#### Висновки.

Форма області гідродинамічної стимуляції газоносного масиву гірських порід нагадує еліпсоїд і визначається співвідношенням головних нормальних напружень, які діють у масиві, анізотропією міцності масиву, а також параметрами кліважних систем. Параметри еліпсоїду є випадковими величинами, а їх розкид залежить від природного розкиду механічних і гідравлічних властивостей масиву.

Об'єм еліпсоїду пропорційний об'єму закачаного робочого флюїду, що є наслідком закону збереження маси. Незалежно від напрямку початкового росту зони стимуляції еліпсоїд розвертається так, що його головні вісі співпадають з головними напрямками проникності масиву.

Раціональною формою дегазаційної свердловини є комбінація вертикальної ділянки, яка починається з земної поверхні і горизонтальної, що простягається уздовж площини вугільного пласта. Горизонтальну ділянку дегазаційної свердловини необхідно розвертати у напрямі, перпендикулярному лінії максимальної проникності масиву. У вугільних пластах з розвинутою кліважною системою напрямком максимальної проникності з великою ймовірністю співпадає з простяганням основної системи кліважу.

Раціональним режимом комплексної дегазації слід вважати трьох стадійний: перша стадія виконується завдяки гідродинамічній стимуляції масиву з свердловин і триває 3-10 років. Друга стадія реалізується під час відпрацювання виїмкових стовпів і активізації зрушень масиву. Третя стадія є завершальною і здійснюється протягом кількох років завдяки

відновленню продуктивності дегазаційних свердловин та додаткової стимуляції підробленого масиву через ці свердловини.

Сучасне гідравлічне обладнання дає змогу сформувати еліпси стимуляції масиву, довжина найдовшої вісі яких складає 250-300м, що створює сприятливі умови для узгодження параметрів завчасної дегазації масиву з параметрами стовбової системи розробки і виконання її мінімальною кількістю свердловин, а саме по два ряди свердловин на один виїмковий стовп.

Виїмкові виробки (штреки або бортові хідники) доцільно розташувати уздовж рядів дегазаційних свердловин так, щоб відстань між вентиляційною виробкою і рядом свердловин не перевищувала ширини зони розвантаження, але не ближче ніж 3-5 виїмкових потужностей пласту до штучних опор, які можуть використовуватися для охорони вентиляційної виробки. Саме в цій зоні відбувається найбільш інтенсивна десорбція метану з газоносної товщі та його накопичення з усього очисного вибою.

Обґрунтована спеціальна форма вісі дегазаційної свердловини, яка забезпечує свердловину від зосереджених зрізів і таким чином гарантує ефективне відведення метану на стадії підробітку свердловини очисним вибоєм.

Обґрунтовано спеціальний порядок відпрацювання виїмкових стовпів, що дозволяє зберегти дегазаційні свердловини від руйнування під час їх підробки очисними вибоями. Для цього використовують відпрацювання виїмкових стовпів через ярус, або застосовують відпрацювання ярусів зі спадним порядком провітрювання очисних вибоїв, а також діагональне розташування виїмкових стовпів.

Ефективність третьої стадії дегазації досягається відновленням дегазаційних свердловин та додатковою стимуляцією масиву сучасними методами гідродинамічної дії на масив газоносних гірських порід, а саме активації свердловини пневмогідродинамічними, пневмогідроімпульсними, та фізико-хімічними методами.

#### Список літератури

1. Пучков Л. А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. Москва, 2002. 383 с.
2. Arthur J., Bohm B., Layne M. Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale.

The Ground Water Protection Council. Annual Forum Cincinnati, Ohio, 2008. С. 16.

3. Кременецкий М. И., Колупаев И. С., Ипатов А. И. и др. Опыт реализации технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при ОПЭ. *Производственно-технический журнал «Инженерная Практика»*. 2014. №1. С. 42–48.

4. Афанасьев Е. Ф., Шурыгина И. Г. Метод расчета устойчивых вертикальных магистральных трещин, исходящих из скважины, в насыщенном флюидом пористом пласте. *Актуальные проблемы механики деформированного твердого тела: материалы Тр. Международн. научн. конф.* 1992. С.94–106.

5. Cook P. J. Technologies and Potential Impacts. Report for the New South Wales Office of the Chief Scientist and Engineer. Life Cycle of Coal Seam Gas Projects. 2013. p. 85.

6. Mahoney J. V., Stubbs P. B., Schwerer F. C., Dobscha F. X. Effects of a No-Proppant Foam Stimulation Treatment on a Coal-Seam. Vol. 33, #11. 1981. p. 34–42.

7. Japan - Australia Collaborative Project on Coal Mine Gas Control at Dartbrook Mine). CSIRO. 1998.

8. Mitsumasu M. Proceedings of the Asia Pacific Workshop on Coal Mining Technology. *Mitsumasu*. 1999. P. 357–371.

9. Washington D. C. Committee on Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. Washington. US NAS. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies, 2012.

10. Shale gas ex-traction in the UK: a review of hydraulic fracturing. *The Royal Society and the Royal Academy of Engineering*, 2012.

11. Green et al. Preese Hall shale gas fracturing: review and recommendations for induced seismic mitigation. Green et al. Department of Energy and Climate Change: London, 2012.

12. Hubbert M. K., Willis D. G. Manuscript received, July 4, 1972. Published, in revised form, with permission of Society of Petroleum Engineers of AIME. *Originally published in Transactions of Society of Petroleum Engineers of AIME*. 1958. p. 153–168.

13. Romero J., Mack M. G., Elbel J. L. Theoretical Model and Numerical Investigation of Near-Wellbore Effects in Hydraulic Fracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*, 1995.

14. Economides M. J., Brand C. W., Frick T. P. Well Configurations in Anisotropic Reservoirs. *SPE Formation Evaluation*. 1996. p. 257–262.

15. A laboratory acoustic emission experiment and numerical simulation of rock fracture driven by a high-pressure fluid source / X.15. Lei, T. Funatsu, S. Mab, L. Liu. // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2015. p. 1–8.

16. Ильяшов М. А., Дедич И. А., Назимко В. В. и др. Обоснование методики прогноза мест разрушения стволов скважин, пробуренных с поверхности. *Уголь Украины*. 2014. №3. С. 3–9.

17. Спосіб дегазації підроблюваного вуглепородного масиву: Дедіч І.О., Назимко В.В. Заявка на патент № а201314530 від 04.12.2013.

18. Софийский К. К. Перспективы применения пневмогидродинамического воздействия через поверхностные дегазационные скважины на углепородный массив для интенсификации газовыделения. *"Форум гірників - 2009"*. 2009. С. 61–69.

## References

1. Puchkov L. A. (2002). Coal Bed Methane Extraction [Yzvlachenye metana yz uholnikh plastov]. Moscow: Moscow State Mining University. (in Russian).

2. Arthur J., Bohm B., Layne M. (2008). Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the marcellus shale. The ground water protection council. *Annual Forum Cincinnati, Ohio*. (in Russian).

3. M. Y. Kremenetskiy, Y. S. Kolupaev, A. Y. Ypatov other (2014). Experience in implementing technology to control inflow and its composition in the technological selection mode at the wholesale electricity market [Opyit realizatsii tehnologii kontrolya pritoka i ego sostava na tehnologicheskome rezhime otbora pri WEM]. *Production and technical journal "Engineering Practice"*, №1, 42–48. (in Russian).

4. Afanasev E. F. (1992). Method for calculating stable vertical main-fractures emanating from a well in a fluid-saturated porous formation [Metod rascheta ustoychiviyh vertikalnyih magistralnyih-treschin, ishodyaschih iz skvazhinyi, v nasyischennom flyuidom poristom plaste]. *International Scientific conf. "Actual problems of the mechanics of a deformed solid body"*, 94–106 (in Russian).

5. Cook P. J. (2013). Technologies and Potential Impacts. Report for the New South Wales Office of the Chief Scientist and Engineer. Life cycle of coal seam gas projects.

6. J. V. Mahoney, P. B. Stubbs, F. C. Schwerer, F. X (1981). Dobscha effects of a no-proppant foam stimulation treatment on a coal-seam, Vol.33, #11, 34–42.

7. Japan - Australia Collaborative Project on Coal Mine Gas Control at Dartbrook Mine. (1998). CSIRO.

8. Mitsumasu M. (1999). Proceedings of the Asia Pacific Workshop on Coal Mining Technology. *Mitsumasu*, 357–371.

9. Washington D. C. (2012). Committee on Induced Seismicity Potential in Energy Technologies / Washington. US NAS. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies.

10. Shale gas ex-traction in the UK: a review of hydraulic fracturing. (2012). *The Royal Society and the Royal Academy of Engineering*.

11. Green et al. (2012) Preese Hall shale gas fracturing: review and recommendations for induced seismic mitigation. London: Department of Energy and Climate Change.

12. Hubbert M. K. (1958). Manuscript received, July 4, 1972. Published, in revised form, with permission of Society of Petroleum Engineers of AIME. *Originally published in Transactions of Society of Petroleum Engineers of AIME*, 153–168.

13. Romero J. (1995). Theoretical Model and Numerical Investigation of Near-Wellbore Effects in Hydraulic Fracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*.

14. M. J. Economides, C. W. Brand, T. P. Frick. (1996). "Well Configurations in Anisotropic Reservoirs". *SPE Formation Evaluation*. 257–262.

15. Lei, T. Funatsu, S. Mab, L. Liu. (2015). A laboratory acoustic emission experiment and numerical simulation of rock fracture driven by a high-pressure fluid source. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 1–8.

16. Ilyashov M. A., Dedich I. A., Nazimko V. V. (2014). Justification of the methodology for predicting places of destruction of wellbores drilled from the surface [Obosnovanie metodiki prognoza mest razrusheniya stvolov skvazhin, proburenyih s poverhnosti]. *Coal of Ukraine*, №3, 3–9 (in Russian).

17. Dedich I.O., Nazimko V.V. (04.12.2013) The method of degasification of the blubbery loam massif [Sposib degazatsiyi pidroblyuvanogo vugleporodnogo massivu] Patent Application No. a201314530. (in Ukrainian).

18. Sofiyskiy K. K. (2009). Prospects for the application of pneumohydrodynamic effects through surface degassing wells on a carbonaceous massif for intensification of gas evolution [Perspektivyi primeneniya

pnevmogidrodinamicheskogo vozdeystviya cherez poverhnostnyie degazatsionnyie skvazhinyi na ugleporodnyiy massiv dlya intensivatsii gazovyideleniya]. *Collection "Forum girmikiv - 2009"*, 61–69. (in Russian).

Надійшла до редакції 30.04.2020  
Рецензент д-р техн. наук, проф. М.О. Ільшов

**Назимко Віктор Вікторович** - професор, доктор технічних наук, провідний науковий співробітник відділу проблем розробки родовищ корисних копалин Інституту фізики гірничих процесів Національної академії наук України (ІФГП НАНУ), (вул. Сімферопольська, 2 А, Дніпро, 49005, Україна).

E-mail: [victor.nazimko@gmail.com](mailto:victor.nazimko@gmail.com).

**Дедіч Іван Олександрович** - начальник відділу з управління ризиками промислової безпеки ПРАТ «ДМЗ», (вул. Торгівельна, буд. 106а, м. Покровськ, 85300, Україна).

E-mail: [ivan.dedich@donetsksteel.com.ua](mailto:ivan.dedich@donetsksteel.com.ua).

**Підгурна Ольга Юрійвна** - аспірант кафедри «Розробка родовищ корисних копалин», Державний вищий навчальний заклад «Донецький національний технічний університет», (пл. Шибанкова, 2, м Покровск, 85300, Україна).

E-mail: [o.j.pidgurnaya@gmail.com](mailto:o.j.pidgurnaya@gmail.com)

### OPTIMAL PARAMETERS FOR COAL DEPOSIT DEGASIFICATION

**Purpose:** to describe analysis of zone parameters that occurs due to hydrodynamic stimulation of coal deposit containing methane.

**Methodology:** field observations; simulation of the main parameters; analysis of the results of field observations of the shape and size of the stimulation regions.

**Result:** The zone has a shape that is similar to ellipsoid and is determined by function of major in situ stresses, rock mass strength anisotropy and cleavage. The ellipsoid is positioned in such a way that its major axis coincide with main directions of permeability. The ellipsoid dimensions have stochastic nature and their variation depends on natural variation in mechanic and hydraulic properties of the rock mass. The optimal shape of the degassing well is a combination of vertical section and horizontal hole that goes through the coal seam. The horizontal hole should be perpendicular to major permeability of the rock mass or to the face cleavage. Combination of three-stage degasification is optimal. The first stage should be accomplished in virgin rock mass due to hydrodynamic stimulation. The second stage of degasification occurs during vertical well undermining and the last stage extracts methane after retirement of the longwall faces and additional stimulation of the undermined rock mass. Longwall panels should be oriented along horizontal holes and have to be mined in alternant order: first odd panels, and then even panels should be mined. It is advisable to ventilate the longwall panels in descending or downward direction. Another alternative is to orient the panels at the acute angle to the coal seam strike.

**Scientific novelty:** the integrated approach to the use of energy resources of gas fields to improve the safety of underground work, the environmental situation, as well as the rational use of resources was proposed.

**Practical relevance:** the special axis of the degassing well has been substantiated, which protects the well from concentrated cuts and thus guarantees effective methane removal at the stage of underworking the well. The special procedure for working out mining columns has been justified, which allows saving degassing wells from destruction during their underworking by working faces.

**Key words:** degasification, coal-methane deposits, rock mass stimulation, adaptation of degassing system and longwall panel parameters.

**Nazimko Victor Victorovich** - Professor, Doctor of Science (Engineering), Principal Researcher in Division of Deposit Extraction, Institute of Physics of Rock Mass under the National Academy of Science of Ukraine (IPRM, NASU), (2A, Simferopolska St, Dnipro, 49005, Ukraine).

E-mail: [victor.nazimko@gmail.com](mailto:victor.nazimko@gmail.com).

**Diedich Ivan Alexandrovich** - Head of Industrial Safety Risk Management, PJSC "DONETSKSTEEL"-IRON AND STEEL WORK», (106a, Torgovaya str., Pokrovsk, 85300, Ukraine).

E-mail: [ivan.dedich@donetsksteel.com.ua](mailto:ivan.dedich@donetsksteel.com.ua).

**Pidgurnaya Olga Yuryevna** - graduate student, Public higher education institution Donetsk National Technical University, (2, Shybankova square, Pokrovsk, Donetsk region, 85300 Ukraine).

E-mail: [o.j.pidgurnaya@gmail.com](mailto:o.j.pidgurnaya@gmail.com).