

УДК 550.837

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08>О. Краснікова¹, студ.,

E-mail: koatinga@gmail.com;

Г. Лісний², д-р геол. наук,

E-mail: lesnoygd@gmail.com;

С. Вижва¹, д-р геол. наук, проф.,

E-mail: vsa@univ.net.ua;

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна;²ТОВ "Геоюніт", просп. Степана Бандери, 9, м. Київ, 04073, Україна

СУЧАСНИЙ СТАН ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ МІКРОСЕЙСМІЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ТА ЯКІСТЮ ГРП

(Представлено членом редакційної колегії канд. геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)

Присвячено огляду особливостей обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу гідророзриву пласта (ГРП). Потреба у висвітленні напрямку робіт, пов'язаних з інтенсифікацією видобутку, зумовлена недостатньо розвинутою практикою застосування таких досліджень на території України. Розглянуто світовий досвід застосування мікросейсмічних спостережень та окреслено перспективи проведення таких робіт на території України. Значну увагу приділено розгляду особливостей обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу ГРП. Правильний вибір технологій пов'язаний із коректним урахуванням особливостей геологічної будови перспективної площі або родовища вуглеводнів, а також попередніх етапів розробки родовищ нафти і газу. Визначено шляхи використання світового досвіду мікросейсмічного моніторингу ГРП під час проведення таких робіт в умовах нафтогазоносних провінцій України.

Ключові слова: гідророзрив пласта, мікросейсмічний моніторинг, розв'язання оберненої задачі.

Постановка проблеми. Технологія гідравлічного розриву пласта (ГРП) поширювалася разом із зростанням потреби в інтенсифікації видобутку вуглеводів, у тому числі для родовищ нетрадиційних вуглеводнів. Такі технології застосовувалися на території України ще з радянських часів (Качмар і Цюмко, 2015). Однак проведення мікросейсмічного моніторингу ГРП в нафтогазових регіонах України і досі перебуває на стадії впровадження (Lisny et al., 2021).

Гідравлічний розрив пласта спрямований на збільшення проникності щільних гірських порід, таких як низькопористі пісковики та сланці, та стимулювання видобутку нафти та газу (Donaldson et al., 2013). Польова реалізація гідравлічного розриву безпосередньо не дає можливості спостерігати зміну форми зони поширення тріщин у гірській породі (Miskimins, 2019). Це зумовлює доцільність застосування мікросейсмічного моніторингу з метою отримання інформації щодо характеру поширення тріщин та геомеханіки родовища в цілому.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Дана стаття продовжує цикл робіт кафедри геофізики Інституту геології Київського національного університету імені Тараса Шевченка (Lisny et al., 2021, Vyzhva et al., 2019), пов'язаних з розробкою ефективних технологій та програм для обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу ГРП.

Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми. У статті наведено огляд світового досвіду застосування мікросейсмічних спостережень та окреслено перспективи проведення подібних робіт на території України.

Мета досліджень – огляд особливостей обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу ГРП, верифікація світового досвіду до роботи в умовах основних нафтогазоносних провінцій України.

Історія методу ГРП. У світовому масштабі історія ГРП як технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів почалася у дев'ятнадцятому столітті. У 1857 р. Престон Бармор за допомогою вибуху пороху у свердловині в Канадевей-Крік, штат Нью-Йорк, досяг утворення тріщин у породі і збільшив приплив з експлуатаційної свердловини (Morton, 2013). У 1865 р. брати Робертс удосконалили вибухову технологію ГРП (Morton, 2013).

У 30-х рр. минулого століття з'явилася ідея закачування кислоти в низькопористі карбонатні колектори для

стимулювання припливів вуглеводнів із свердловин (Montgomery and Smith, 2010).

Флойд Фарріс із Stanolind Oil (Morton, 2013) висунув гіпотезу, що розрив гірської породи гідравлічним тиском може підвищити ефективність ГРП порівняно з вибуховим та кислотним впливом. У 1947 р. відбулося перше застосування такої технології у свердловині № 1 Клеппер на родовищі Хьюгтон, штат Канзас. Особливості технології були вперше опубліковані Дж.Б. Кларком із Stanolind Oil (Clark, 1949). У 1949 р. було видано патент з ексклюзивною ліцензією компанії "Halliburton Oil Well Cementing Company". У перший рік ГРП за рахунок гідравлічного тиску був застосований на 332 свердловинах із середнім збільшенням видобутку на 75 %. ГРП швидко поширювався і збільшував видобуток нафти у США темпами вищими, ніж очікувалося. Протягом 1950-х років ГРП проводився в обсягах більше ніж у 3000 свердловин на місяць. Згодом ГРП почали застосовувати також у похилоспрямованих та горизонтальних свердловинах.

У середині 1970-х Міністерство енергетики США (DOE) та Інститут досліджень газу (GRI) у партнерстві з приватними компаніями розпочали розробку технологій отримання природного газу зі сланців. Особливостями технології було використання горизонтальних свердловин та багатоступеневий гідророзрив. У період між 1981 і 1998 рр. техаська компанія Mitchell Energy and Development експериментувала із цими методами, досліджуючи сланці Барнетт.

Розвиток технологій ГРП зумовив необхідність контролю за поширенням тріщин у гірських породах. Найефективнішою технологією, що вирішує цю задачу, виявився мікросейсмічний моніторинг ГРП (Maxwell, 2011). Теоретичні основи мікросейсмічного моніторингу пов'язані із сейсмологією землетрусів. Моніторинг ГРП у нафтогазовій галузі розпочався у 1970-х рр. Протягом 1980-х та 1990-х рр. було виконано кілька експериментальних проектів. У 2000 р. у сланцях Барнетта в басейні Форт-Ворт був завершений перший успішний проект мікросейсмічного моніторингу гідравлічного розриву (Maxwell et al., 2002). У той час родовище Барнетт було на початку свого розвитку. Згодом воно стало третім за величиною родовищем природного газу у США, а його успішна розробка сприяла поширенню видобутку сланцевого газу в усьому світі. Разом з тим необхідно

© Краснікова О., Лісний Г., Вижва С., 2021

відмітити, що у XXI ст. ГРП стало популярною темою для природоохоронних дискусій та бажаною метою засобів масової інформації (King, 2012).

Механіка гідророзриву. Фундаментом для даного розділу науки є механіка руйнування. Вона спирається на теорію Гріффіта (Griffith, 1921), що пояснює руйнування крихких матеріалів. Ірвін (Irwin, 1957) модифікував цю теорію, ввівши коефіцієнт інтенсивності напружень. Концепція Ірвіна передбачає, що кінець тріщини, що має інтенсивність напружень (K), рівну міцності тріщини (K_n – критичний коефіцієнт інтенсивності напружень), прискорюватиметься до швидкостей, що наближаються до кінцевої швидкості, яка регулюється швидкістю пружних хвиль у середовищі. Якщо критерій поширення тріщини не виконується, тобто якщо $K < K_n$, то тріщина залишається стабільною (Shen et al., 2014). Робота Желтова (Zheltov and Khristianovic, 1955), що описувала градієнт тиску та утворення вертикальних тріщин при проведенні гідророзриву, вважається однією з перших, присвячених механіці цього процесу (Detournay, 2016). Роботи Баренблатта (Barenblatt, 1956) посідають важливе місце не лише в механізмі руйнування, а також у динаміці флюїдів у пористих середовищах. У другій половині XX ст. було розроблено математичні підходи до побудови плоских та радіальних моделей гідророзривних тріщин (Geertsma and De Clerk, 1969; Nilson, 1983). Для цього застосовано принципи лінійної еластичної механіки руйнування (Vandamme, 1989).

Зазначені дослідження дали змогу охарактеризувати гідророзрив як взаємодію фізичних процесів, що впливають на поширення руйнування, а саме, потоку в'язкої рідини, створення тріщинних поверхонь у твердому тілі, утворення відставання між краєм тріщини та фронтом рідини, пружною деформацією твердого тіла та витіканням рідини з тріщини (Detournay, 2016).

При розгляді питань, пов'язаних з механікою гідророзриву, застосовується низка чисельних методів (Shahid et al., 2015). Більшість моделей гідралічного розриву ґрунтується на роботах Снеддона (Sneddon, 1946) щодо розкриття тріщин як для плоских деформацій, так і для круглих тріщин. Подальше вдосконалення теорії привело до формулювання загальновідомої моделі PKN (Perkins-Kern-Nordgren). Модель включає ефекти втрати рідини та передбачає еліптичний канал потоку, ширина якого визначається падінням тиску тертя (Perkins and Kern, 1961). Тому вона може застосовуватися для тріщин із великим співвідношенням довжини та висоти. Модель Перкінса і Керна передбачає постійну висоту тріщин незалежно від довжини тріщин. У моделі PKN передбачається двовимірна плоска модель деформації у вертикальній площині, де руйнування має еліптичний переріз як у горизонтальному, так і у вертикальному напрямках. Модель PKN передбачає, що висота тріщини набагато менша, ніж її довжина, а також, що енергія гідралічного руйнування буде розсіюватися або поглинатися лише за рахунок втрат енергії від потоку рідини без врахування міцності тріщин (Belyadi et al., 2017).

На рис. 1 показано схему геометрії тріщини в моделі PKN (Yew and Weng, 2014). Виведене Нордгеном рівняння для поширення гідралічно індукованої тріщини можна записати у такому вигляді:

$$\frac{G}{64 - (1 - \nu)\mu h} \frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} = \frac{8c_t}{\pi\sqrt{t - \tau(x)}} + \frac{\partial W}{\partial t},$$

де G і ν – модуль зсуву та коефіцієнт Пуассона породи; W – ширина тріщини; μ – в'язкість флюїду; $t(x)$ – час, коли витік рідини починається з положення x ; c_t – коефіцієнт втрати рідини.

Іншими загальноновживаними моделями є модель Христіановича–Герцма–де Клерка (KGD) і модель геометрії

радіального руйнування. Модель KGD передбачає двовимірну плоску модель деформації в горизонтальній площині з постійною висотою тріщини, що є більшою за довжину тріщини. Радіальна модель руйнування знайшла застосування в неглибоких формаціях, де напруження, спричинені покриваючими породами, є рівним мінімальному горизонтальному напруженню (Belyadi et al., 2017).

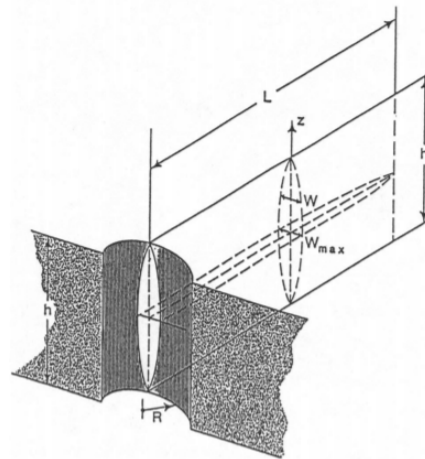


Рис. 1. Модель PKN (Yew and Weng, 2014)

З цих простих теоретичних моделей було розроблено два типи 3D-моделей: псевдотривимірна (P3D) (рис. 2) і площинно-тривимірні (PL3D) моделі. Ці розширення аналітичних моделей дозволили моделювати поширення гідралічного розриву в багатшаровій системі гірських порід (Rahman and Rahman, 2010). Моделі P3D широко використовуються в промисловості для проектування гідралічних розривів в багатшарових пластах. У підході до моделювання PL3D дискретизовано є площа, на якій поширення руйнування може відбуватися в шаруватій системі. Отже, остаточна геометрія руйнування може бути нерівномірною і залежати від механічних параметрів кожного шару.

Для моделювання гідралічного розриву пласта на родовищах вуглеводнів нетрадиційного типу використовуються різні чисельні підходи та схеми дискретизації моделей. Залежно від підходу моделювання, прийнятого різними авторами, ці моделі можна розділити на групи.

У моделі кінцевих елементів (МКЕ) пластова система дискретизується в субдоменах (кінцевих елементах) певної форми (як правило, тетраедри) за допомогою сітки. Перевагою використання методу є можливість моделювання складних 3D-об'єктів. Геомеханіка твердого тіла та флюїду взаємодіють за допомогою теорії Біо (Biot, 1955). Метод граничного елемента використовує дискретизацію лише меж області, тобто лише площин руйнування. У ньому домен поділяється на дві області: внутрішню (тріщина) та зовнішню (ціла гірська порода), що розділені межею (Rahman and Rahman, 2010).

Метод дискретних елементів використовує сукупність взаємодіючих дискретних елементів для імітації розривної системи; ці тіла можуть бути жорсткими або деформованими. Отримана макроскопічна поведінка імітує поведінку вибраного твердого матеріалу. Руйнування матеріалу можна змодельовувати, пошкодивши сили взаємодії між елементами.

Метод кінцево-дискретних елементів (FDEM) (Munjiza et al., 1995) є гібридним методом чисельного моделювання, який поєднує в собі ознаки методу кінцевих елементів та DEM. Він успадковує переваги МКЕ при описі пружних деформацій та можливості DEM у фіксації взаємодії та процесів руйнування твердих тіл (Zhao et al., 2014).

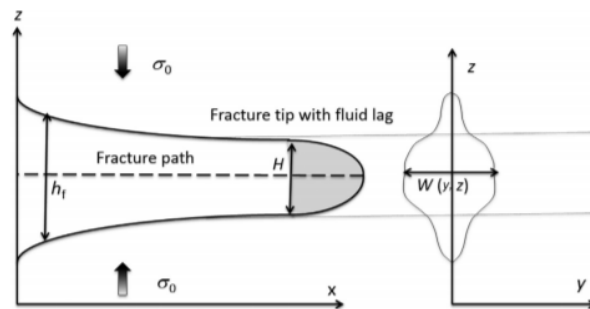


Рис. 2. Псевдотривимірна модель тріщини (Belyadi et al., 2017)

Поступове руйнування гірської породи може бути відтворено в FDEM шляхом моделювання утворення та поширення тріщин. FDEM має можливість моделювати акустичну емісію в лабораторних умовах та польові мікросейсмічні роботи. При гідророзриві енергія деформації, що накопичується в цей час, звільняється і може імітувати поширення пружних хвиль. Ця енергія оцінюється шляхом моніторингу відносного зсуву поверхонь тріщин та реєстрації кінетичної енергії вузлів у безпосередній близькості від тріщин. Для кожної події чисельно розраховуються важливі параметри джерела, включаючи час ініціювання, місце розташування джерела та сейсмічну енергію.

Важливим аспектом геомеханіки є моделювання поведінки природних тріщин. Природні тріщини та розломи можуть виступати в ролі більш проникного каналу, ніж порода в цілому. На пористість та проникність тріщин впливає геометрія, літологія та морфологія разом з існуючим напруженим станом та поровим тиском (Shahid et al., 2015).

Теорія Біо (Biot, 1955) заклала основи для комплексного гідромеханічного моделювання поведінки тріщин та розломів. Для моделювання поведінки тріщинуватої породи на етапі розробки та видобутку використовують різні підходи згідно з обраними схемами дискретизації. Найчастіше підхід, що використовується для моделювання системи тріщин та розломів, – це ітеративно зв'язана схема. Динамічна поведінка руйнованого пласта зазвичай моделюється з використанням подвійної пористості та підходу з подвійною проникністю (Shahid, 2015).

Discrete fracture network (DFN) являє альтернативу підходам до аналізу розривів. Доведено, що DFN реально імітує велику кількість тріщин у масштабі пласта. Тріщини чітко визначаються як окремі елементи в багатовимірному просторі моделі. Їх фізичні та геометричні властивості, такі як орієнтація, розмір та об'єм, статистично присвоюються кожному з елементів окремо (Shahid et al., 2015).

Іншою проблемою геомеханіки є опис природного тріщинуватого середовища, що піддається гідророзриву. На геометрію та розподіл напружень та тиску впливає наявність природних тріщин у нетрадиційних колекторах, що може призвести до розвитку складної геометрії тріщин. Тому під час вибору оптимальних параметрів гідравлічного руйнування на етапі моделювання важливо враховувати вже існуючі природні тріщини (Shahid et al., 2015).

Лабораторні дослідження. З моменту впровадження методу гідравлічного розриву проводилися експериментальні дослідження як у лабораторних, так і в польових умовах з метою вивчення основних параметрів, що впливають на геометрію та характеристики поширення руйнування (Yew and Weng, 2014). Лабораторні дослідження, що мають місце при роботах з гідророзриву пласта, включають у себе дослідження гірських порід, флюїду та їх взаємодії. Зазвичай при лабораторних дослідженнях використовують два типи зразків: циліндричний зразок із порожниною та прямокутний зразок із порожниною або тріщиною (Wang, 2014).

На підготовчому етапі, що передуює проведенню робіт, проводяться лабораторні дослідження гірських порід. Оскільки результатом ГРП має бути структура тріщин, що сприятиме найбільшій продуктивності пласта, існує потреба у визначенні набору параметрів гірських порід (Miskimins, 2019, Maslov et al., 2001). Важливими є модуль Юнга та коефіцієнт Пуассона, що зумовлюють фізико-механічні властивості породи. За їх допомогою оцінюється крихкість і пластичність порід, що прямо впливають на їх здатність до утворення тріщин. У 1966 р. Коутс і Парсонс ввели поняття індексу крихкості породи (Coates and Parsons, 1966), який визначався як відношення пружної деформації до загальної деформації при руйнуванні. На рис. 3 показано загальну криву напруги та деформації для тривісного стиснення, проведеного до руйнування. Синя лінія показує дані раннього напруження та деформації. Вона відповідає лінійній пружній області. Нахил синьої лінії відповідає модулю Юнга. Розрив зразка відбувається при τ_{max} , що вказує на міцність породи. Межа текучості зразка ідентифікується як перетин синьої лінії та напруги руйнування, перенесеної на фактичні дані про напруження та деформації. Пружна деформація представлена даними зліва, а пластична деформація – даними праворуч від межі текучості, яка обмежена руйнуванням зразка. Нарешті, залишкова міцність породи, τ_{res} , відображається після досягнення пікової напруги. Отже, індекс крихкості породи можна задати формулою

$$BI = \frac{\epsilon_{el}}{\epsilon_{tot}}, BI = \frac{\tau_{max} - \tau_{res}}{\tau_{max}}$$

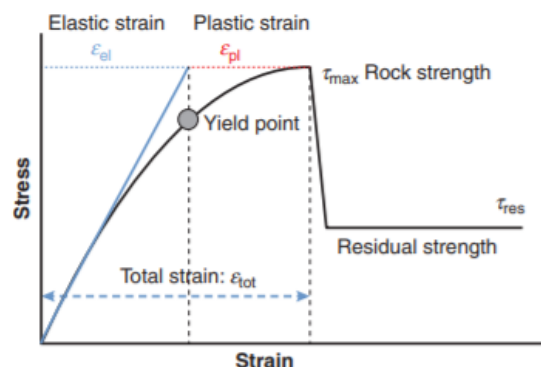


Рис. 3. Крива напруги та деформації (Miskimins, 2019)

Існує два загальні методи використання пружних властивостей для виявлення тенденцій до крихкості: brittleness method (Rickman et al., 2008) та fracability method (Goodway et al., 2006). Тріщинистікість (fracture toughness) та її роль при проведенні гідророзриву протягом багатьох років викликала численні дискусії (Miskimins, 2019). Величини та напрямки основних напружень мають принципові значення для характеру гідророзриву пласта. Незважаючи на проблемний характер

визначення основних напружень з аналізу керну, деякі наближення були отримані з використанням припущень про поперечну ізотропію та коефіцієнт тиску ґрунту. Розуміння ефекту пошкодження пласта (formation damage) необхідне для коректного проектування, а також здійснення гідравлічної обробки тріщин з метою отримання максимізації продуктивності свердловини в результаті гідророзриву. Типовими прикладами механізмів пошкодження пласта є міграція дрібних частинок, а також вплив часу та температури на провідність тріщини.

У лабораторних умовах можуть досліджуватися такі параметри, як тиск гідророзриву, характеристики тріщин, поведінка тріщин у горизонтальних свердловинах, особливості тріщин у кінцевій зоні, перетин тріщин тощо (Yew and Weng, 2014). На підставі цих даних проводиться моделювання гідророзриву. У роботі Papadopoulos (Papadopoulos et al., 1983) описано розроблений лабораторний апарат для імітації поширення підземного гідравлічного руйнування. Вимірювання проникності дає важливу інформацію, оскільки проникність після гідророзриву збільшується приблизно на три порядки порівняно з проникністю первинних порід (Gehne and Benson, 2019).

На рис. 5 показано схему зразка, що використовується для експериментів з моделювання гідророзриву пласта (Patel et al., 2017). Експерименти проводились на зразках циліндричної породи діаметром 10 см та завдовжки 14 см. У центрі циліндричного зразка зроблено отвір діаметром 6,35 мм. В середину поміщено сталеву трубку з отворами. Трубка цементується за допомогою епоксидної смоли. Експериментальна установка складається з тривісної системи, насосного агрегату для гідравлічної рідини та системи контролю та обробки акустичної емісії.

Мікросейсмічний моніторинг. За останні десять років мікросейсмічний моніторинг (МС) швидко поширився як технологія картування різних процесів на родовищах. Візуалізація гідравлічного розриву є найважливішим його застосуванням (Maxwell, 2010).

Типовим виміром мікросейсмічності є об'єм мікросейсмічно активної області як показник стимульованого об'єму на родовищі. Видобуток буде пропорційний масштабу

розриву, тобто величині стимульованого об'єму, а також щільності тріщин. Інший важливий аспект мікросейсмічного моніторингу пов'язаний із фізикою гірських порід або геомеханікою. Як правило, мікросейсмічність відповідає явищам деформації зсуву. Розкриття тріщин відбувається разом із деформацією зсуву, пов'язаною з посиленням порового тиску і прослизанням фрагментів гірських порід. Типові мікросейсмічні дані мають великі амплітуди сейсмічної S-хвилі порівняно з Р-хвилею, що свідчить про значний зсувний компонент для більшості мікросейсмічних деформацій. Ця деформація зсуву створює геомеханічний парадокс щодо класичного погляду на механіку гідравлічного розриву, яка оперує в основному деформацією розтягу. Деформація зсуву може бути наслідком активації напружень на розтяг навколо тріщини.

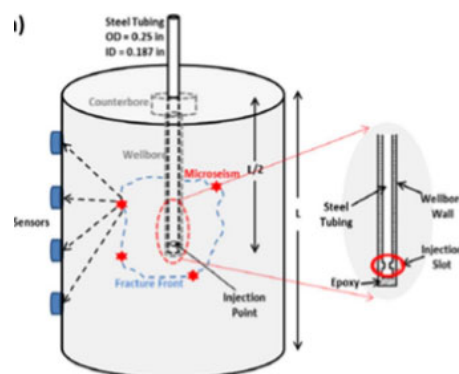


Рис. 5. Схема експериментальної установки для моделювання гідророзриву (Patel et al., 2017)

Мікросейсмічна зйомка передбачає безперервний пасивний сейсмічний контроль із використанням датчиків у ряді різних можливих конфігурацій (Maxwell, 2014). Датчики можуть бути розміщені постійно або тимчасово в контрольній свердловині або на поверхні, залежно від масштабу моніторингу. Свердловинне розміщення є доволі поширеним, однак датчики можуть бути розміщені і на поверхні, як під час моніторингу землетрусів (рис. 6).

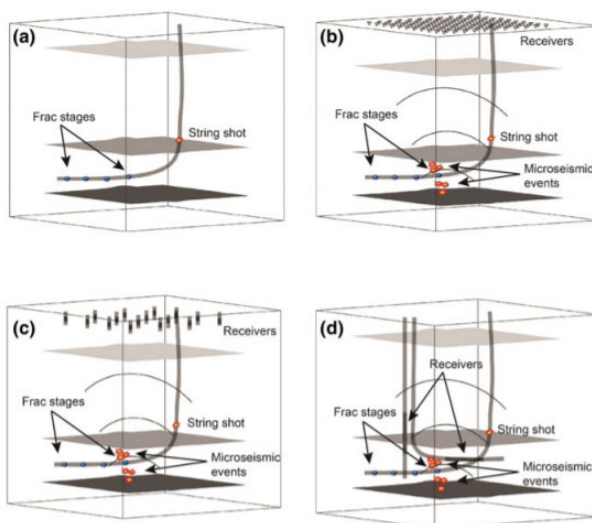


Рис. 6. Можливі конфігурації розміщення датчиків під час мікросейсмічного моніторингу (Maxwell, 2014)

Головною перевагою свердловинного мікросейсмічного моніторингу є близькість приймачів до зони проведення робіт, що приводить до великого відношення сигнал/шум

(S/N) для подій, які відбуваються на відстані до 1 км від свердловини (Akram, 2020). Водночас мікросейсмічний моніторинг на поверхні є значно вигіднішим економічно, оскільки

немає потреби бурити контрольні свердловини або розміщувати контрольні-вимірювальні прилади у свердловинах. Перевагою також є можливість використовувати набагато більшу кількість датчиків (Van der Baan, 2013).

Найбільшою проблемою мікросейсмічного моніторингу є отримання якісних сейсмічних сигналів з мінімальним рівнем завад та ступенем спотворення сейсмічних сигналів. Традиційно моніторинг ГРП – це короткочасна моніторингова діяльність, яка починається і припиняється з періодом закачування. Однак постійний моніторинг, включаючи базовий та моніторинг після закачування, стає все більш поширеним (Maxwell, 2014).

Ранні проекти свердловинного мікросейсмічного моніторингу ГРП використовували групи з кількох датчиків ЗС в одній, майже вертикальній свердловині (Maxwell et al., 2010). Кількість датчиків, розгорнутих у свердловині, з часом змінювалася. У ранніх експериментальних роботах використовували одиночні датчики ЗС. У деяких сучасних проектах моніторингу їх кількість сягає до сотень датчиків. Поверхневий мікросейсмічний моніторинг передбачає альтернативну конфігурацію без необхідності контрольної свердловини. Це особливо вигідно в місцях, де важко знайти відповідні свердловини. У деяких родовищах температура свердловин може перевищувати експлуатаційні характеристики свердловинних датчиків, що робить моніторинг на поверхні більш доцільним варіантом. Кілька ліній вертикальних датчиків або датчиків ЗС є типовою поверхневою конфігурацією, як правило, радіальною (Maxwell, 2014).

Обробка мікросейсмічних даних включає обчислення характеристик мікросейсмічного джерела за допомогою зареєстрованих мікросейсмічних сигналів. Базова обробка передбачає визначення координат джерел, а також атрибутів контролю якості, які разом складають основу для інтерпретації геометрії розриву (Maxwell, 2014).

Точне вимірювання або калібрування моделі швидкостей є важливим для отримання достовірних даних про поширення тріщин. Змодельовані місця мікросейсмічних подій потенційно можуть розташовуватися на десятки, а то й сотні метрів від їх фактичного розташування, якщо використовувати неякісні швидкісні моделі (Warpinski, 2014). Швидкісні моделі можуть бути побудовані за використанням даних з різних джерел, включаючи акустичний каротаж, геологічні моделі, сейсмічний каротаж або вертикальне сейсмічне профілювання, а також 3D сейсмічну томографію (Maxwell, 2014).

Розташування гіпоцентру мікросейсмічних подій є основним атрибутом джерела та основним напрямком базової обробки. Координати джерела та час початку мікросейсмічної події – це невідомі, оцінювані за сейсмограмами, як і при землетрусах (Maxwell, 2014). Загальноприйнятою методологією є інверсія часів надходження сейсмічних хвиль (Gibowicz and Kijko, 1994). Технологія може використовувати час приходу Р- або S-хвилі на ряд датчиків. Рішення, як правило, знаходиться методом найменших квадратів. У результаті визначаються координати x , y , z мікросейсмічного джерела та час початку його роботи або час початку мікросейсмічної події.

На відміну від методів інверсії часів приходу сейсмічних хвиль альтернативна технологія визначення параметрів мікросейсмічного джерела базується на методах продовження хвильових полів у середовище, наприклад з використанням інтегралу Кірхгофа або інших методів (Лісний, 2002, 2012; Duncan and Eisner, 2010; Maxwell, 2014).

Технологія визначення просторових координат мікросейсмічних джерел або мікросейсмічних подій нагадує побудову сейсмічних зображень геологічного середовища з

використанням площинних сейсмограм центральних променів. У задачах розвідки родовищ вуглеводнів такі сейсмограми не реєструються безпосередньо в польових умовах, а обчислюються з використанням відповідного набору зареєстрованих площинних сейсмограм спільних точок збудження. Для побудови сейсмічних зображень геологічного середовища приймається модель випромінюючих елементів, якими можуть бути точкові або протяжні випромінювачі сейсмічної енергії. При цьому функція швидкості у середовищі має множник $1/2$.

У разі мікросейсмічної емісії для побудови зображення мікросейсмічних джерел використовується дещо інша модель. Вважається, що мікросейсмічні джерела є точковими, а їх сукупність визначає геометрію тріщин довільної форми, що утворилися внаслідок проведення ГРП. У цьому випадку сейсмічне або, точніше, мікросейсмічне зображення тріщинної зони може бути побудовано шляхом сканування простору зображення із знаходженням в кожній точці середовища значень хвильової функції за рахунок продовження хвильового поля з поверхні спостережень у середовище. При цьому швидкісна функція використовується без нормування. Такі функції можуть відповідати різним швидкісним моделям, наприклад середньошвидкісній або пластовій.

Однак під час побудови зображень мікросейсмічних подій виникає принципова проблема. Якщо для побудови сейсмічних зображень геологічного середовища за сейсмограмами центральних променів час початку випромінювання є константою, що дорівнює нулю, то для мікросейсмічних зображень часи початку випромінювання мікросейсмічних джерел не є константою. Більш того, їх значення априорно невідомі. Для вирішення цієї проблеми крім просторового сканування області мікросейсмічного зображення необхідно провести сканування за часом для кожної просторової точки мікросейсмічного зображення. Це дозволяє визначити часи початку випромінювання мікросейсмічних джерел. Достовірність мікросейсмічних зображень тріщинної зони у цьому випадку підвищується разом із збільшенням кількості приймачів мікросейсмічних хвиль.

Кроскореляційні методи також можна використовувати для оцінки параметрів мікросейсмічного джерела. Відносно сильні мікросейсмічні події з великими амплітудами сигналів хвиль можуть бути використані як основні події. Тоді перехресна кореляція може знаходити сигнали меншої амплітуди з подібними до основних подій характеристиками форми хвилі. Цей метод є ефективним для виявлення подібних мікросейсмічних подій.

У роботі Шмакова (Шмаков, 2012) наведено приклад реєстрації, обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу ГРП. Реєстрація передбачає використання сейсмічної антени з апертурою 800–1000 м, що складається з 30–60 однокомпонентних вертикальних сейсмічних датчиків, відстань між якими становить 30–50 м (рис. 7).

Для вирішення оберненої задачі застосовується така система рівнянь:

$$T_j(x, y, z, V) = \tau_j,$$

де $T_j(x, y, z, V) = \frac{\rho(M_{j0}, S)}{V} - \frac{\rho(M_j, S)}{V}$ – різниця часів приходу хвилі до точок спостереження M_j ; $S(x, y, z)$ – координати джерела; V – швидкість поширення сейсмічних хвиль;

$\rho(M_j, S) = \sqrt{(x_j - x)^2 + (y_j - y)^2 + (z_j - z)^2}$ – відстань між точками спостереження сейсмічної антени і джерелом.

Інтерпретація мікросейсмічних даних проводиться для визначення геометрії гідралічного розриву та для того,

щоб зрозуміти мікросейсмічну геомеханічну реакцію. Інтерпретацію можна класифікувати як геометричну і деформаційну. Будь-який тип інтерпретації покращується завдяки залученню наявної додаткової геологічної, свердловинної інформації, геомеханічних даних тощо. Для коректної прив'язки результатів мікросейсмічного моніторингу до гідралічного розриву пласта використовуються відповідні дані про процес гідророзриву, зокрема часові характеристики

процесу закачування або інжекції, тиск закачування, концентрація пропанта (гранулоподібної речовини, що запобігає закриттю тріщин та забезпечує надходження вуглеводнів з пласта до свердловини) тощо. У цьому випадку часову мікросейсмічну шкалу можна зіставити з деталями інжекції та розглядати мікросейсмічні події як реакцію на специфічні характеристики інжекції.

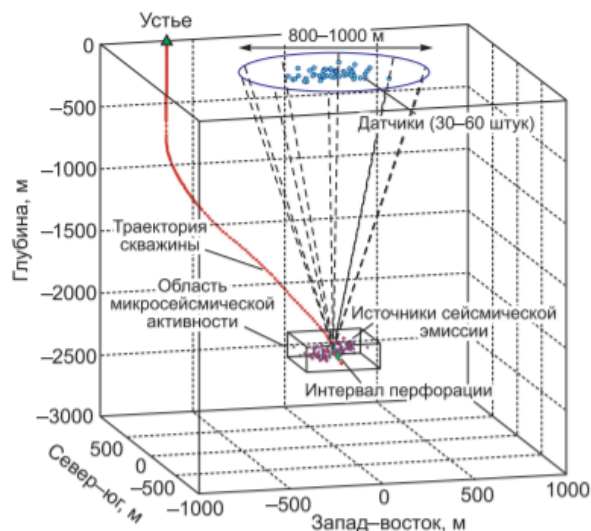


Рис. 7. Схема спостереження для мікросейсмічного моніторингу (Шмаков, 2012)

Висновки. У статті наведено детальний огляд та аналіз сучасного стану методу ГРП. Показано, що для отримання ефективних результатів ГРП необхідно застосовувати мікросейсмічний моніторинг. Це дозволяє визначати оптимальні параметри ГРП та використовувати їх у процесі гідророзриву. Визначення розмірів зон поширення тріщин, що виникають у процесі гідророзриву, дозволяє оцінювати ймовірне збільшення припливів вуглеводнів та визначати доцільний сценарій експлуатації родовищ. Водночас геометрія зон поширення тріщин запобігає виникненню негативних результатів гідророзриву, пов'язаних з непередбаченим руйнуванням продуктивних пластів та виникненням проблем екологічного характеру.

Сьогодні в Україні працює ряд компаній, що успішно виконують роботи з гідророзриву пластів. Разом з тим мікросейсмічний моніторинг ГРП в Україні застосовується доволі обмежено. Це певною мірою пов'язано з тим, що компанії, які працюють на ринку ГРП, віддають перевагу сервісу з мікросейсмічного моніторингу як більш прибутковому. Вони володіють унікальними технологіями та програмним забезпеченням власної розробки. Крім того, такі технології часто характеризуються наявністю доволі значної частки суб'єктивного аналізу результатів мікросейсмічного моніторингу. Наслідком цього є відсутність пропозицій з продажу відповідних технологій та програмного забезпечення на світовому ринку.

Отже, актуальною задачею широкого впровадження мікросейсмічного моніторингу в діяльність нафтогазової галузі України є розробка власних технологій та програм контролю за ГРП. Сьогодні на кафедрі геофізики ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка ведуться розробки ефективних технологій і програм для обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу ГРП. Одним з напрямків таких досліджень є розробка автоматизованих програм

обробки даних мікросейсмічного моніторингу, що ґрунтуються на розв'язанні крайової задачі для хвильового рівняння і продовження зареєстрованих мікросейсмічних хвильових полів у геологічне середовище. Застосування таких технологій і програмного забезпечення дозволить підвищити ефективність розробки родовищ вуглеводнів на території України, зокрема родовищ, що характеризуються наявністю низькопористих та низькопроникних гірських порід.

Список використаних джерел

- Качмар, Ю.Д., Цюмко, В.В. (2015). До 60-річчя застосування гідралічного розриву пласта у ПАТ "Укрнафта". *Нафтогазова галузь України*, 4, 43-46. http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2015_4_12.
- Лісний, Г.Д. (2002). Використання моделі анізотропного середовища для аналізу сейсмічних зображень геологічних об'єктів. Київ: "Київський університет".
- Лісний, Г.Д. (2012). Практичні аспекти побудови об'ємних сейсмічних зображень за сейсмограмами спільних джерел. Київ: ПВНЗ "Інститут Тутковського".
- Шмаков, Ф.Д. (2012). Методика обработки и интерпретации данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП. *Технологии сейсморазведки*, 3, 65-72.
- Akram, J. (2020). Understanding Downhole Microseismic Data Analysis: With Applications in Hydraulic Fracture Monitoring. *Springer*.
- Shen, B., Stephansson, O., Rinne M. (2014) Modelling Rock Fracturing Processes: Theories, Methods, and Applications. Springer 2014.
- Barenblatt, G. I. (1956). On certain problems of the theory of elasticity arising in the studies of the mechanism of the hydraulic fracturing of the oil-bearing strata. *Applied Mathematics and Mechanics (PMM)*, 20, 4, 475-486.
- Belyadi, H., Fathi, H. and Belyadi, F. (2017). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs Theories, Operations, and Economic Analysis. Gulf Professional Publishing.
- Biot, M.A. (1955). Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. *Journal of Applied Physics, American Institute of Physics*, 26 (2), 182-185. <https://doi.org/10.1063/1.1721956>.
- Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *J. Pet. Technol.*, 1, 1-8. <https://doi.org/10.2118/949001-G>
- Coates, D., Parsons, R. (1966). Experimental Criteria for Classification of Rock Substances. *Int. J. Rock. Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* 3 (3), 181-189. <https://doi.org/10.4095/300105>
- Detournay, E. (2016). Mechanics of Hydraulic Fractures. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 48, 311-339. <https://doi.org/10.1146/annurev-fluid-010814-014736>
- Donaldson, E. C., Alam, W., Begum, N. (2013). Hydraulic Fracturing Explained. Evaluation, Implementation, and Challenges. Gulf Publishing Company.

- Duncan, P.M., Eisner L. (2010). Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. *GEOPHYSICS* 75: 75A139-75A146. 10.1190/1.3467760.
- Geertsma, J., De Klerk, F. (1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *J. Pet. Technol.*, 21 (12), 1571–158. <https://doi.org/10.2118/2458-PA>
- Gehne, S., Benson, P.M. (2019). Permeability enhancement through hydraulic fracturing: laboratory measurements combining a 3D printed jacket and pore fluid over-pressure. *Sci. Rep.*, 9, 12573. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-49093-1>
- Gibowicz, S.J., Kijko A. (1994). An introduction to mining seismology. Academic Press.
- Goodway, B.V., Varsek, J., Abaco, C. (2006). Practical Application of P-Wave AVO for Unconventional Gas Resource Plays: Seismic Petrophysics and Isotropic AVO. *The Recorder*, 31, 90–95.
- Griffith, A. A. (1921). The phenomena of rupture and flow in solids. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, A, 221 (582–593), 163–198. <https://doi.org/10.1098/rsta.1921.0006>
- Irwin, G. (1957). Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate. *Journal of Applied Mechanics*, 24, 361–364.
- Khrisianovic, S.A. Zheltov, Y.P. (1955). Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. *Proceedings of the 4th World Petroleum Congress*, June 6–15, 1955.
- King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference February 6–8, 2012, The Woodlands, Texas, USA*. <https://doi.org/10.2118/152596-MS>
- Lisny, G., Krasnikova, O., Vyzhva, S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine. *Conference Proceedings, Geoinformatics 2021*, Vol. 2021, p.1 – 6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>
- Maslov, B., Prodaivoda, G.T., Vyzhva, S. (2001). Mathematical modeling of elastic wave velocity anisotropy in a cracked geological medium. *Geophysical Journal*, 20, 191–212.
- Maxwell, S. (2010). Microseismic: Growth born from success. *The Leading Edge*, 29, 338–343. <https://doi.org/10.1190/1.3353732>
- Maxwell, S. (2011). Microseismic hydraulic fracture imaging: The path toward optimizing shale gas production. *The Leading Edge*, 30, 340–346. <https://doi.org/10.1190/1.3567266>
- Maxwell, S. (2014). Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs. *Society of Exploration Geophysicists*. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803164>
- Maxwell, S.C., Rutledge, J., Jones, R., Fehler, M., (2010). Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*, 75, 5, 75A129–75A137. <https://doi.org/10.1190/1.3477966>
- Maxwell, S., Urbanic, T., Steinsberger, N., Zinno, R. (2002). Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett shale. *SPE paper*, 77440. <https://doi.org/10.2118/77440-MS>
- Miskimins, J.(2019). Hydraulic fracturing: fundamentals and advancements. Society of Petroleum Engineers.
- Montgomery, C. and Smith, M. (2010). Hydraulic Fracturing. History of An Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62 (12), 26–40. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>
- Morton, M. (2013). Unlocking the Earth A Short History of Hydraulic Fracturing. *GeoExPro*, 10, 6.
- Munjiza, A., Owen, D.R.J., Bicanic, N. (1995). A combined finite-discrete element method in transient dynamics of fracturing solids. *Engineering Computations*, 12, 2, 145–174.
- Nilson, R.H., Griffiths, S.K. (1983). Numerical analysis of hydraulically-driven fractures. *Comput. Methods Appl. Mech. Eng.*, 36, 359–70. [https://doi.org/10.1016/0045-7825\(83\)90129-9](https://doi.org/10.1016/0045-7825(83)90129-9)
- Papadopoulos, J.M., Narendran, V.M., Cleary, M.P. (1983). Laboratory Simulations of Hydraulic Fracturing. *Proceedings of SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado*.
- Patel, S., Sondergeld, C., Rai, C. (2017). Laboratory studies of hydraulic fracturing by cyclic injection. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 95, 8–15. 10.1016/j.ijrmms.2017.03.008
- Perkins, T.K., Kern, L.R. (1961). Widths of hydraulic fractures. *J. Pet. Technol.*, 13(9), 937–949.
- Rahman, Md., Rahman, M. (2010). A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand. *Energy Sources. Part A: Recovery*, 1416–1436. 10.1080/15567030903060523.
- Rickman, R., Mullen, M.J., Petre, J.E. et al. (2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008*. doi: <https://doi.org/10.2118/115258-MS>
- Shahid, A.S.A., Fokker, P.A., Rocca, V. (2016). A Review of Numerical Simulation Strategies for Hydraulic Fracturing, Natural Fracture Reactivation and Induced Microseismicity Prediction. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 2016, 9, (Suppl-1, M5) 72–91. <http://dx.doi.org/10.2174/1874834101609010072>
- Sneddon, I.N. (1946). The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid. *Proc. R. Soc. Lond. A Math. Phys. Sci.*, 187, 1009, 229–260. <https://doi.org/10.1098/rspa.1946.0077>
- van der Baan, M., Eaton, D., Dusseault, M. (2013). Microseismic Monitoring Developments in Hydraulic Fracture Stimulation. *Proceedings of the ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, Brisbane, Australia, May 2013*.
- Vandamme, L., Curran, J. (1989) A three-dimensional hydraulic fracturing simulator *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 28, 4, 909–927.
- Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Conference Proceedings, Monitoring 2019*, Vol. 2019, 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>
- Wang, J.J. (2014). Hydraulic Fracturing in Earth-Rock Fill DAMS. China Water and Power Press, 4. 10.1002/9781118725542
- Warpinski, N.R. (2014). A Review of Hydraulic-Fracture Induced Microseismicity. *Proceedings of the 48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis, Minnesota, June 2014*.
- Yew, C.H., Weng, X. (2014). Mechanics of Hydraulic Fracturing. Gulf Professional Publishing.
- Zhao, Q., Lisjak, A., Mahabadi, O., Liu, Q., Grasselli, G. (2014). Numerical simulation of hydraulic fracturing and associated microseismicity using finite-discrete element method. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 6, 10.1016/j.jrmge.2014.10.003.

References

- Akram, J. (2020). Understanding Downhole Microseismic Data Analysis: With Applications in Hydraulic Fracture Monitoring. *Springer*
- Barenblatt, G. I. (1956). On certain problems of the theory of elasticity arising in the studies of the mechanism of the hydraulic fracturing of the oil-bearing strata. *Applied Mathematics and Mechanics (PMM)*, 20, 4, 475–486. [in Russian]
- Belyadi, H., Fathi, H. and Belyadi, F. (2017). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs Theories, Operations, and Economic Analysis. Gulf Professional Publishing.
- Biot, M.A. (1955). Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. *Journal of Applied Physics, American Institute of Physics*, 26 (2), 182–185. <https://doi.org/10.1063/1.1721956>
- Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *J. Pet. Technol.*, 1, 1–8. doi: <https://doi.org/10.2118/949001-G>
- Coates, D., Parsons, R. (1966). Experimental Criteria for Classification of Rock Substances. *Int. J. Rock. Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* 3 (3), 181–189. <https://doi.org/10.4095/300105>
- Detournay, E. (2016). Mechanics of Hydraulic Fractures. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 48, 311–339. <https://doi.org/10.1146/annurev-fluid-010814-014736>
- Donaldson, E. C., Alam, W., Begum, N. (2013). Hydraulic Fracturing Explained. Evaluation, Implementation, and Challenges. Gulf Publishing Company.
- Duncan, P.M., Eisner L. (2010). Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. *GEOPHYSICS* 75: 75A139-75A146. 10.1190/1.3467760.
- Geertsma, J., De Klerk, F. (1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *J. Pet. Technol.*, 21 (12), 1571–158. <https://doi.org/10.2118/2458-PA>
- Gehne, S., Benson, P.M. (2019). Permeability enhancement through hydraulic fracturing: laboratory measurements combining a 3D printed jacket and pore fluid over-pressure. *Sci. Rep.*, 9, 12573. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-49093-1>
- Gibowicz, S.J., Kijko A. (1994). An introduction to mining seismology. Academic Press.
- Goodway, B.V., Varsek, J., Abaco, C. (2006). Practical Application of P-Wave AVO for Unconventional Gas Resource Plays: Seismic Petrophysics and Isotropic AVO. *The Recorder*, 31, 90–95.
- Griffith, A. A. (1921). The phenomena of rupture and flow in solids. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, A, 221 (582–593), 163–198. <https://doi.org/10.1098/rsta.1921.0006>
- Irwin, G. (1957). Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate. *Journal of Applied Mechanics*, 24, 361–364.
- Kachmar, Yu.D., Tsomko, V.V. (2015). To the 60th anniversary of the application of hydraulic fracturing in PJSC "Ukrnafta". *Oil and gas industry of Ukraine*, 4, 43–46. http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2015_4_12. [in Ukrainian]
- Khrisianovic, S.A. Zheltov, Y.P. (1955). Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. *Proceedings of the 4th World Petroleum Congress*, June 6–15, 1955.
- King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference February 6–8, 2012, The Woodlands, Texas, USA*. <https://doi.org/10.2118/152596-MS>
- Lisny, G. (2002). Using the model of anisotropic medium for the analysis of seismic images of geological objects. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]
- Lisny, G. (2012). Practical aspects of three-dimensional seismic imaging based on common source seismograms. Kyiv: Tutkovsky Institute Publishing. [in Ukrainian]
- Lisny, G., Krasnikova, O., Vyzhva, S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine. *Conference Proceedings*,

Geoinformatics 2021, Vol. 2021, p. 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>

Maslov, B., Prodaivoda, G.T., Vyzhva, S. (2001). Mathematical modeling of elastic wave velocity anisotropy in a cracked geological medium. *Geophysical Journal*, 20, 191–212.

Maxwell, S. (2010). Microseismic: Growth born from success. *The Leading Edge*, 29, 338–343. <https://doi.org/10.1190/1.3353732>

Maxwell, S. (2011). Microseismic hydraulic fracture imaging: The path toward optimizing shale gas production. *The Leading Edge*, 30, 340–346. <https://doi.org/10.1190/1.3567266>

Maxwell, S. (2014). Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs. *Society of Exploration Geophysicists*. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803164>

Maxwell, S., Urbancic, T., Steinsberger, N., Zinno, R. (2002). Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett shale. *SPE paper*, 77440. <https://doi.org/10.2118/77440-MS>

Maxwell, S.C., Rutledge, J., Jones, R., Fehler, M., (2010). Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*, 75, 5, 75A129–75A137. <https://doi.org/10.1190/1.3477966>

Miskimins, J. (2019). Hydraulic fracturing: fundamentals and advancements. Society of Petroleum Engineers.

Montgomery, C. and Smith, M. (2010). Hydraulic Fracturing. History of An Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62 (12), 26–40. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>

Morton, M. (2013). Unlocking the Earth A Short History of Hydraulic Fracturing. *GeoExPro*, 10, 6.

Munjiza, A., Owen, D.R.J., Bicanic, N. (1995). A combined finite-discrete element method in transient dynamics of fracturing solids. *Engineering Computations*, 12, 2, 145–174.

Nilson, R.H., Griffiths, S.K. (1983). Numerical analysis of hydraulically-driven fractures. *Comput. Methods Appl. Mech. Eng.*, 36, 359–70. [https://doi.org/10.1016/0045-7825\(83\)90129-9](https://doi.org/10.1016/0045-7825(83)90129-9)

Papadopoulos, J.M., Narendran, V.M., Cleary, M.P. (1983). Laboratory Simulations of Hydraulic Fracturing. *Proceedings of SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado*.

Patel, S., Sondergeld, C., Rai, C. (2017). Laboratory studies of hydraulic fracturing by cyclic injection. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 95, 8–15. [10.1016/j.ijrmms.2017.03.008](https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.03.008)

Perkins, T.K., Kern, L.R. (1961). Widths of hydraulic fractures. *J. Pet. Technol.*, 13(9), 937–949.

Rahman, Md., Rahman, M. (2010). A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight

Oil/Gas Sand. *Energy Sources. Part A: Recovery*, 1416–1436. [10.1080/15567030903060523](https://doi.org/10.1080/15567030903060523).

Rickman, R., Mullen, M.J., Petre, J.E. et al. (2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008*. doi: <https://doi.org/10.2118/115258-MS>

Shahid, A.S.A., Fokker, P.A., Rocca, V. (2016). A Review of Numerical Simulation Strategies for Hydraulic Fracturing, Natural Fracture Reactivation and Induced Microseismicity Prediction. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 2016, 9, (Suppl-1, M5) 72–91. <http://dx.doi.org/10.2174/1874834101609010072>

Shen, B., Stephansson, O., Rinne M. (2014) Modelling Rock Fracturing Processes: Theories, Methods, and Applications. Springer 2014.

Shmakov, F.D. (2012). Methods of processing and interpretation of hydraulic fracturing ground microseismic monitoring data. *Seismic technologies*, 3, 65–72. [in Russian]

Sneddon, I.N. (1946). The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid. *Proc. R. Soc. Lond. A Math. Phys. Sci.*, 187, 1009, 229–260. <https://doi.org/10.1098/rspa.1946.0077>

Van der Baan, M., Eaton, D., Dusseault, M. (2013). Microseismic Monitoring Developments in Hydraulic Fracture Stimulation. *Proceedings of the ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, Brisbane, Australia, May 2013*.

Vandamme, L., Curran, J. (1989) A three-dimensional hydraulic fracturing simulator *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 28, 4, 909–927.

Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Conference Proceedings, Monitoring 2019, Vol. 2019, 1–5*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>

Wang, J.J. (2014). Hydraulic Fracturing in Earth-Rock Fill DAMS. China Water and Power Press, 4. [10.1002/9781118725542](https://doi.org/10.1002/9781118725542)

Warpinski, N.R. (2014). A Review of Hydraulic-Fracture Induced Microseismicity. *Proceedings of the 48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis, Minnesota, June 2014*.

Yew, C.H., Weng, X. (2014). Mechanics of Hydraulic Fracturing. Gulf Professional Publishing.

Zhao, Q., Lisjak, A., Mahabadi, O., Liu, Q., Grasselli, G. (2014). Numerical simulation of hydraulic fracturing and associated microseismicity using finite-discrete element method. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 6. [10.1016/j.jrmge.2014.10.003](https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2014.10.003).

Надійшла до редколегії 15.09.21

O. Krasnikova¹, Stud.,
E-mail: koatinga@gmail.com;

G. Lisny², Dr. Sci. (Geol.),
E-mail: lesnoygd@gmail.com;

S. Vyzhva¹, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: vyzhva_s@ukr.net;

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine;

²Geounit LLC, 9 Stepana Bandery Str., Kyiv, 04073, Ukraine

CURRENT STATE OF APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING MICROSEISMIC MONITORING METHODS

The article is devoted to the review of processing and interpretation of microseismic fracturing monitoring. The need to cover the works related to the intensification of production is caused by the underdeveloped practice of such research in Ukraine. The article describes the world experience of microseismic observations and outlines their prospects on the territory of Ukraine. Considerable attention is paid to the processing and interpretation of fracturing microseismic monitoring data. The choice of technologies is associated with the correct consideration of the geological structure of the prospective area or hydrocarbon field, as well as the previous stages of development of oil and gas fields. The ways of using the world experience of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in the conditions of oil and gas provinces of Ukraine are determined.

Keywords: hydraulic fracturing, microseismic monitoring, solving the inverse problem.

Е. Красникова¹, студ.,
E-mail: koatinga@gmail.com;

Г. Лесной², д-р геол. наук,
E-mail: lesnoygd@gmail.com;

С. Вызхва¹, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vsa@univ.net.ua;

¹Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина;

²ООО "Геоунит", проспект Степана Бандеры, 9, г. Киев, 04073, Украина

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА ПРОВЕДЕНИЕМ И КАЧЕСТВОМ ГРП

Посвящено обзору особенностей обработки и интерпретации данных микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП). Потребность в освещении направлений работ, связанных с интенсификацией добычи, обусловлена недостаточно развитой практикой применения таких исследований на территории Украины. В статье рассмотрен мировой опыт применения микросейсмических наблюдений и намечены перспективы проведения таких работ на территории Украины. Значительное внимание уделено рассмотрению особенностей обработки и интерпретации данных микросейсмического мониторинга ГРП. Правильный выбор технологий связан с корректным учетом особенностей геологического строения перспективной площади или месторождения углеводородов, а также предыдущих этапов разработки месторождений нефти и газа. Определены пути использования мирового опыта микросейсмического мониторинга ГРП при проведении таких работ в условиях нефтегазоносных провинций Украины.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг, решение обратной задачи.