

# Методика мікросейсмічного моніторингу гідророзриву пласта для родовищ вуглеводнів України

С.О. Кобрунов<sup>1,2</sup>, О.О. Верпаховська<sup>1</sup>, 2024

<sup>1</sup>Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ, Україна

<sup>2</sup>ТОВ «Геофізичні технології», Полтава, Україна

Надійшла 18 вересня 2024 р.

Для нафтогазової промисловості енергетична незалежність держави визначається насамперед наявністю родовищ вуглеводнів в її надрах та коректним оцінюванням їх запасів. Однак запаси більшості родовищ України, які перебувають не один рік у розробці, на жаль, не безмежні і для збільшення видобутку нафти і газу потребують нестандартних підходів. Як показує міжнародна практика, при видобутку вуглеводнів нетрадиційного типу треба використовувати не просто буріння, а буріння зі стимуляцією пластів. Ефективним методом стимуляції є гідророзрив пласта (ГРП). Однак при цьому результати стимуляції, а саме форма, напрямок і розміри створеної тріщини, дуже часто не відповідають запланованим теоретичним розрахункам. Тому для контролю результату виконання ГРП слід застосовувати певні методи, поміж яких можна виділити мікросейсмічний моніторинг, що набув широкого використання у світовій практиці, а в Україні тільки починає розвиватися. Метою роботи є проведення аналізу сучасних основних методик мікросейсмічного моніторингу гідророзриву пласта та визначення найбільш ефективної з них для застосування в геолого-геофізичних умовах родовищ вуглеводнів України. Перш за все методики мікросейсмічного моніторингу ГРП розрізняються системою реєстрації глибинних сигналів, яка при цьому використовується: свердловинна або поверхнева. Розглянуто переваги і недоліки цих систем, а також описано різне сучасне обладнання для виконання мікросейсмічного моніторингу ГРП від стандартного до новітнього з використанням технології DAS/DVS. Наведено критерії вибору необхідного типу обладнання з урахуванням глибинного розміщення родовищ України. Актуальність роботи пов'язана насамперед з пошуком нових підходів до оцінювання видобувних запасів і нових технологій розробки родовищ вуглеводнів України, зокрема нетрадиційного типу.

**Ключові слова:** ГРП, сейсмічні спостереження, мікросейсмічний моніторинг, родовища вуглеводнів.

**Вступ.** Забезпечення енергетичної незалежності держави — це сучасний виклик у галузі видобутку нафти та газу в Україні. Виснажені запаси більшості традиційних родовищ, що розроблялися десятиліттями, не дають змоги принципово збільшити видобуток вуглеводнів без застосування нових підходів до оцінки видобувних запасів і нових технологій розробки родовищ.

Зважаючи на те, що в надрах України знаходяться значні запаси вуглеводнів нетрадиційного типу (сланцевий газ, газ ущільнених порід-колекторів та сланцева нафта) можна говорити про те, що розробляючи як нові, так і старі родовища з використанням нових методів та

Citation: Kobrunov, S.O., & Verpakhovska, O.O. (2024). Microseismic monitoring technique for hydraulic fracturing of a formation for hydrocarbon deposits. *Geofizychnyi Zhurnal*, 46(6), 71—80. <https://doi.org/10.24028/gj.v46i6.311666>.

Publisher Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, 2024. This is an open access article under the CC BY-NC-SA license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

технологій, наша країна може забезпечити себе енергоресурсами в достатньому обсязі [Михайлов та ін., 2014].

Враховуючи міжнародний досвід у розробці щільних та нетрадиційних колекторів, все частіше постає питання необхідності застосування стимуляції пластів як основного методу збільшення рівня видобутку нафти та газу. Одним з ефективних сучасних методів стимуляції є гідророзрив пласта (ГРП), технологія якого вперше була застосована у 1947 р. в американському штаті Канзас, а описана та опублікована в 1949 р. Дж.Б. Кларком [Clark, 1949]. Згідно зі світовою статистикою у 2021 р. понад 90 % усіх газових свердловин та 70 % нафтових родовищ розробляються з використанням цієї технології [Wang, 2021]. Історію розвитку ГРП у світовій практиці висвітлено в статті [Краснікова та ін., 2023].

ГРП є механічним методом впливу на цільовий об'єкт, якій полягає в тому, що гірська порода розривається по площині максимального горизонтального напруження в пласті під дією надлишкового тиску, що перевищує гірській. Зі збільшенням тиску вище критичних значень відбувається руйнування гірських порід та утворення тріщин, які і є метою стимуляції. Внаслідок гідророзриву пласта та створення широкої мережі тріщин стає можливим задіяти вуглеводневі ресурси в раніше не розроблених низькопроникних і нетрадиційних колекторах. Підвищується дебіт видобувних або продуктивність нагнітальних свердловин, оскільки знижуються гідравлічні опори у привибійній зоні, а також збільшується фільтраційна поверхня свердловини. Це призводить до збільшення кінцевої нафтогазової віддачі за рахунок залучення до видобутку зон і пластів, що слабо дреноються.

Вперше технологію ГРП в Україні було використано в 1955 р. на Бориславському родовищі на глибині 1530 м. При цьому українські видобувні компанії до 1996 р. проводили звичайний гідророзрив ньютонівськими рідинами із закріпленням тріщини піском чи без закріплення, а піз-

ніше почали застосовувати потужний гідророзрив пласта, який передбачає використання високов'язких ньютонівських рідин, а також збільшення кількості рідини та тиску її нагнітання [Качмар, Цьомко, 2015].

На жаль, практичний досвід проведення ГРП у світовій практиці та в Україні показує, що результати стимуляції, а саме: форма, напрямок та розміри створеної тріщини не відповідають запланованим, теоретичним розрахункам. Це зазвичай пов'язано з неоднорідним характером поширення властивостей порід. Більшість колекторів, що розробляються, мають складну, неоднорідну будову, тому прогнозування результатів ГРП з достатньою точністю стає надзвичайно складним завданням.

Є низка чинників, які впливають на результати проведення ГРП. Насамперед це геологічні умови — неоднорідність розподілу властивостей порід, непередбачувана реакція порід, розрив поза зоною інтересу та реактивація розлому. При цьому є і механічні чинники, до яких належать погане цементування, проблеми з колоною, порушення герметичності стадій.

Структура тріщинуватості, створена у результаті ГРП, істотно впливає не тільки на результат самого гідророзриву, а також і на всю подальшу роботу свердловини. Наслідки неправильної стимуляції цільового об'єкта можуть призвести до підключення водоносних пластів і передчасного обводнення свердловини, зменшення зони дронування відносно запланованої, незалучення всіх доступних запасів у процес фільтрації до свердловини та відповідно до значних економічних втрат на окремій свердловині та зниження перспектив цілих родовищ.

Для прогнозування ефективності та виявлення закономірностей результатів стимуляції, що повторюються на різних ділянках родовища, застосовують комплексний підхід до аналізу ГРП. Такий підхід базується на напрацюванні статистики з кількох свердловин, створенні геомеханічної моделі, комплексуванні ре-

зультатів крос-дипольного акустичного каротажу, даних мікроіміджера опорів. Однак фактична геометрія тріщини та визначення її положення у просторі не можуть бути оцінені без застосування певних методів.

Існує кілька основних методів, що дають змогу отримати дані про фактично проведені операції ГРП та оцінити параметри тріщин, що при цьому утворюються. Серед цих методів можна виділити наступні — дослідження трейсерами, гідродинамічні дослідження, свердловинні нахиломери, крос-дипольний акустичний каротаж, ізотопні маркери, термокаротаж, мікросейсмічний моніторинг.

Метод мікросейсмічного моніторингу ГРП, який набув широкого застосування в світовій практиці, базується на принципі реєстрації сигналу, що формується в процесі гідророзриву пласта при виділенні енергії від розкриття та закриття тріщин, зміщення частин породи однієї щодо іншої, при короткочасній зміні напруги в пласті. Для реєстрації глибинного мікросейсмічного випромінювання використовуються свердловинні, поверхневі спостереження або їх комбінації, на яких базуються методики мікросейсмічного моніторингу ГРП.

У статті проаналізовано сучасні основні методики реєстрації, що використовуються при мікросейсмічному моніторингу ГРП, завдання та сфера їх застосування, визначено і обґрунтовано методику, яка буде найбільш ефективною в геолого-геофізичних умовах родовищ України, що актуально та важливо для енергоне залежності нашої держави.

**Методика реєстрації сигналу при мікросейсмічному моніторингу ГРП.** Мікросейсмічний моніторинг ГРП є одним з ефективних методів, що дає змогу отримати дані про фактично проведені операції ГРП та оцінити параметри тріщин, що утворюються. При цьому щільність глибинного сигналу, який реєструється сейсмоприймачами, зростає в моменти утворення та розширення тріщин ГРП, що супроводжується різкими флуктуа-

ціями тиску при закачуванні та русі пропанту в породах-колекторах. При подальшому збільшенні тиску стінки тріщини стрибкоподібно віддаляються одна від одної, здійснюючи коливання, що швидко згасають. При цьому власна частота й амплітуда коливань залежать від розмірів тріщини, приєднаної маси, пружних і резонансних властивостей середовища, а також від темпу закачування рідини у пласт. Багаторазове повторення цього сценарію протягом усього періоду проведення ГРП призводить до появи послідовності мікросейсмічних подій, гіпоцентри яких можна пов'язати з просторовими та часовими координатами переміщень порід у природному резервуарі.

Основним результатом проведення мікросейсмічного моніторингу ГРП має бути оцінювання ефективності стимуляції. Тому мікросейсмічний моніторинг ГРП має відповісти на такі питання: якщо утворилася тріщина, то яка саме, а якщо не утворилася, то чому; яка реакція порід на конкретну методику стимуляції для подальшого її коригування; яка оптимальна відстань між наступними стимуляціями для збільшення ефективності розробки. У результаті має бути побудована модель розробки родовища на базі об'єму стимульованих робіт.

При всій різноманітності способів контролю виконання ГРП саме мікросейсмічний моніторинг дає змогу отримати найбільш детальну інформацію про основні параметри гідророзриву та тріщин, які при цьому утворюються: магнітуду події та механізм її виникнення, кореляцію процесу закачування та формування тріщин у пласті, азимут поширення тріщин, їх висоту, довжину та асиметрію. Тобто результатом мікросейсмічного моніторингу ГРП є інформація про геометрію тріщин, їх щільність і положення у просторі.

Для реєстрації глибинного мікросейсмічного сигналу використовуються свердловинні або поверхневі системи спостереження, а також їх комбінації. Схеми реєстрації сейсмічних даних, на яких ба-

зуються відповідні методики мікросейсмічного моніторингу ГРП, показано на рис. 1.

Зазвичай під час проведення мікросейсмічного моніторингу ГРП у свердловині для спостереження використовуються трикомпонентні сейсмічні прилади — геофони, що спускаються на трижильному геофізичному кабелі. Схематично свердловинну реєстрацію даних мікросейсмічного моніторингу ГРП показано на рис. 1, а. Існують різні технології свердловинного мікросейсмічного моніторингу з реєстрацією мікросейсмічного сигналу як безпосередньо в свердловині ГРП, так і в сусідніх спостережних свердловинах.

Довжина компонування та кількість приладів визначається відстанню від об'єкта стимуляції. Підготовку сейсмоприймачів та швидкісної моделі виконують з використанням реєстрації акустичного сигналу від перфорації стимульова-

ного інтервалу перед проведенням ГРП.

Дані, що реєструються комплексом сейсмоприймачів у свердловині в режимі реального часу, передаються на станцію збору даних, де можуть бути оперативно оброблені та проінтерпретовані.

До переваг свердловинного моніторингу слід віднести: близьке розташування приймачів до об'єкта стимуляції і, як наслідок, високий рівень сигналу, високе співвідношення сигнал/завади в спостережених даних і відсутність впливу на реєстрацію сигналу поверхневих завад.

Сучасні методики передбачають використання оптоволоконного кабелю як реєстратора акустичних коливань у вигляді системи DAS/DVS (Distributed Acoustic/Vibration Sensing — розподілені системи акустичного/вібраційного датчика) (рис. 2). DAS/DVS виявляють вібрації та вловлюють акустичну енергію вздовж оптичних волокон.

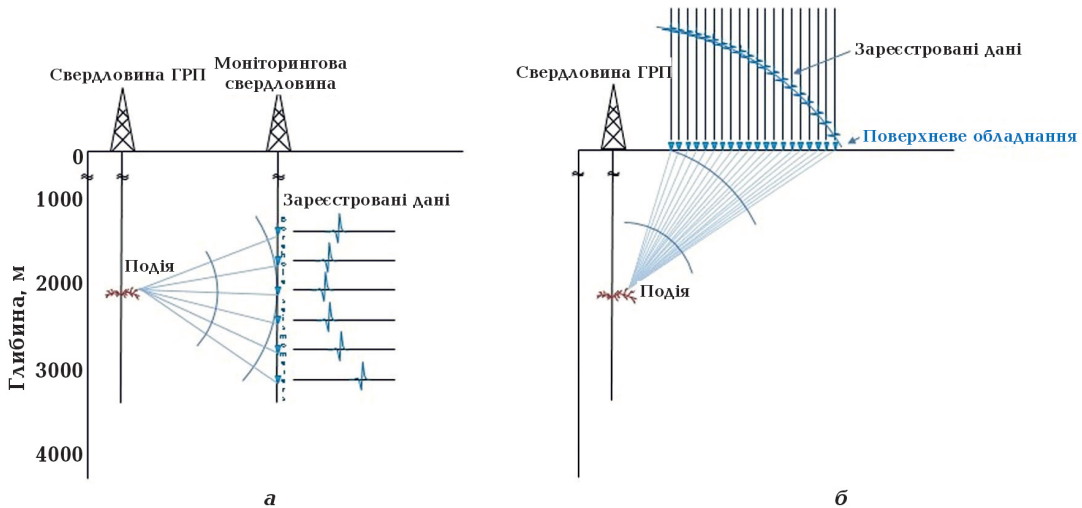


Рис. 1. Схема свердловинної (а) і поверхневої (б) систем спостережень мікросейсмічного моніторингу ГРП.

Fig. 1. Scheme of well (a) and surface (b) observation systems for microseismic fracturing monitoring.



Рис. 2. Система реєстрації акустичних коливань з використанням оптоволоконного кабелю DAS (<https://www.apsensing.com/publications>).

Fig. 2. System for registering acoustic vibrations using DAS fiber optic cable (<https://www.apsensing.com/publications>).

У міжнародній практиці використовуються різні технології DAS/DVS, з яких найпоширенішою є C-OTDR на основі когерентної оптичної рефлектометрії у часовій області. Ця технологія дає змогу виявляти сигнали звукової частоти на великих відстанях за рахунок використання зворотного розсіювання Релея. Її основна перевага полягає у безперервному записі даних уздовж всього стовбуру свердловини [Dean et al., 2016].

Однак свердловинна реєстрація даних при мікросейсмічному моніторингу ГРП потребує дотримання певних критеріїв, а саме: дистанція між зоною ГРП та інтервалом реєстрації не повинна перевищувати кілька сотень метрів, а дистанція між гирлами свердловин ГРП і геофонами має бути максимальною, наскільки це можливо; необхідно враховувати високий рівень вібрації обсадної колони, наявність працюючих інтервалів у свердловині з геофонами та шумів у сусідніх свердловинах, а також фон завад, спричинених роботою важкої техніки ГРП на гирлі свердловини.

Крім того, використання окремої свердловини з геофонами призводить до додаткових технічних ризиків і фінансових витрат, пов'язаних з організацією такого моніторингу. На жаль, на сьогоднішній день в Україні відсутнє обладнання для формування спостережної гірлянди сейсмічних зондів необхідної довжини для втілення такого дослідження.

З урахуванням геолого-геофізичних умов родовищ України альтернативою свердловинній методиці реєстрації даних мікросейсмічного моніторингу слід розглядати методику поверхневого або наземного мікросейсмічного моніторингу ГРП. Схема системи поверхневої реєстрації глибинного сигналу показана на рис. 1, б. На поверхні реєстрація сигналу від утворення тріщин може бути організована за допомогою площинних сейсмічних розстановок геофонів. Геофони — це ключові елементи будь-якої системи мікросейсмічного моніторингу, які перетворюють механічні коливання ґрунту, спричинені сейсмічними подіями,

на електричні сигнали, які потім обробляються. Вибір типу геофону залежить від конкретних умов проведення моніторингу, а саме: від глибини залягання цільового горизонту, очікуваної частоти сигналів, рівня шумів та інших факторів.

Під час вибору геофонів визначальними параметрами є:

- частотний діапазон (необхідно обирати геофони, чутливі до очікуваних частот сигналів від мікросейсмічних подій);
- чутливість (визначає мінімальну амплітуду сигналу, яку геофон може зареєструвати);
- динамічний діапазон (визначає діапазон амплітуд сигналів, які геофон може реєструвати без спотворень);
- шум (власні шуми геофону не повинні маскувати корисний сигнал);
- температурна стабільність (важлива для тривалих спостережень в умовах мінливої температури);
- габарити і маса (залежить від умов розміщення геофонів (наземні, свердловинні)).

У деяких випадках мікросейсмічного моніторингу, коли відстань між джерелом коливань і системою спостереження досить невелика для того, щоб реєструвати та використовувати поперечну хвилю, доцільно використовувати трикомпонентні геофони. Для великих глибин, характерних для родовищ Дніпровсько-Донецької западини, основну увагу треба приділяти кількості однокомпонентних геофонів та їх розташуванню на площі робіт. На сьогодні в Україні досить великий вибір компаній, що оперують різними типами геофонів. Існують компанії, в яких є достатня кількість стандартних дротових однокомпонентних геофонів, здатних забезпечити активну систему спостережень із залученням 2000—3000 SG-10 або аналогів (рис. 3, а).

Дротове обладнання для реєстрації сигналу — це класичні групи геофонів, які з'єднуються проводами з периферійним обладнанням і телеметричною системою (рис. 3, б).

Переваги такої системи полягають у





Рис. 3. Дронове обладнання для поверхневого моніторингу: *а* — геофон SG-10, *б* — кабель з геофонами для спостережень (<https://www.sercel.com/en/products/SG-10>).

Fig. 3. Wire equipment for surface monitoring: *a* — geophone SG-10, *b* — cable with geophones for surveillance (<https://www.sercel.com/en/products/SG-10>).

можливості в реальному часі спостерігати та контролювати працездатність обладнання, низькому рівні завад, відсутності неочікуваного втручання в систему спостереження важкої техніки, неможливості пошкодження з'єднання кабелів, якості записаних сейсмограм та ін. Однак така система має і свої недоліки, а саме: існує потреба у великій кількості необхідного обладнання, техніки та персоналу, встановлення та збір приладів займає багато часу, існує небезпека пошкодження кабелю важкою технікою та ін.

Деякі компанії, що займаються сейсмічними роботами, використовують при виконанні польових сейсмознімальних робіт сучасні бездротові системи спостережень (Stride, Quantum) (рис. 4), які можуть бути високоефективними при проведенні мікросейсмічного моніторингу ГРП.

Бездротове обладнання — це сучасні технології, які характеризуються наступними перевагами: легкість обладнання, зменшення кількості обслуговуючого персоналу та часу на встановлення системи спостереження, ефективна робота в зонах складного рельєфу, здебільшого висока чутливість. Недоліками системи є обмеження контролю якості спостережених даних у реальному часі.

Наявність такого обладнання в Україні дасть змогу суттєво розширити можливості використання поверхневого мето-

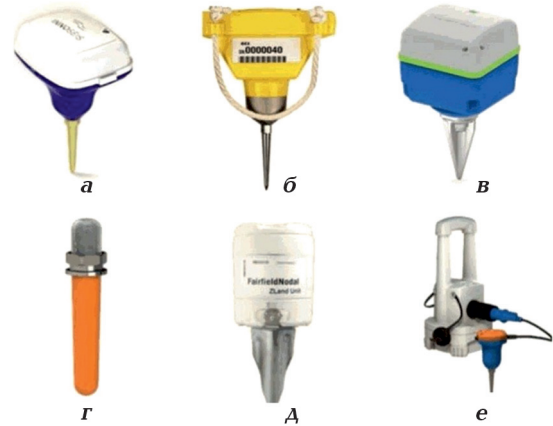


Рис. 4. Бездротове обладнання для поверхневого моніторингу: *а* — Innoseis Tremornet/Inova Quantum, *б* — Geospace GCL, *в* — DTCC SmartSolo, *г* — Stride, *г* — Fairfield ZLand generation 2, *е* — Sercel WTU-508 [Dean et al., 2018].

Fig. 4. Wireless equipment for surface monitoring: *a* — Innoseis Tremornet/Inova Quantum, *b* — Geospace GCL, *в* — DTCC SmartSolo, *г* — Stride, *г* — Fairfield ZLand generation 2, *е* — Sercel WTU-508 [Dean et al., 2018].

ду мікросейсмічного моніторингу ГРП та підвищити ефективність його застосування.

Поверхнева реєстрація даних мікросейсмічного моніторингу має низку переваг перед свердловинною. Для її проведення не потрібна додаткова свердловина на певній відстані, певної глибини, заглушена та вільна для спуску обладнання. Поверхнева реєстрація даних може бути розгорнута за довільною системою і при будь-яких поверхневих умовах. При цьому може застосовуватися стандартне сейсмічне обладнання, яке є в Україні. Висока кратність (1500—3000) дозволяє впевнено виділяти корисний сигнал та використовувати сучасні процедури обробки даних 2D/3D сейсмознімки, такі як редакція сейсмограм, різноманітні типи фільтрації, підсумовування трас, сейсмічна міграція та ін. Якщо враховувати, що в Інституті геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України існує значний досвід розробки власних методів сейсмічної міграції, а також моделювання хвильового поля як у двовимірному, так і тривимір-

ному варіантах [Пилипенко и др., 2016; Верпаховская, Пилипенко, 2020], то залучення цих розробок дасть змогу надалі розробити власну методику обробки даних мікросейсмічного моніторингу ГРП з урахуванням геолого-геофізичних умов родовищ України. Це все істотно розширює можливості застосування поверхневої реєстрації сигналу.

До недоліків поверхневого мікросейсмічного моніторингу необхідно віднести великий обсяг спостережених даних і боротьбу з завадами, які впливають на швидкість обробки, а також необхідність отримання дозволів для встановлення обладнання.

Слід зазначити, що незважаючи на факт існування технології мікросейсмічного моніторингу в світі, вона дуже недооцінена в Україні. Стимуляції нетрадиційних об'єктів вуглеводнів широко тестуються державними та приватними компаніями на родовищах країни, але отримані результати дуже часто неоднозначні і зрозуміло чому. Світовий досвід показує, що є велика різниця між прогнозними параметрами тріщини ГРП і фактичними результатами. Традиційні моделі припускають нереалістичну геометрію тріщин і не враховують мінливість геології. Із світової практики відомо, що бувають ситуації, коли стимуляція пласта виконується в зоні, де присутні природні тріщини — тектонічні порушення. Реактивація таких порушень у процесі стимуляції призводить до низки негативних результатів від просто втрати енергії стимуляції та часу до капітального ремонту свердловини, якщо реактивоване порушення з'єднає продуктивну зону з водонасиченою за межами свердловини (рис. 5) [Kratz et al., 2012].

Подібна ситуація могла статися при виконанні стимуляції на деяких родовищах у Дніпровсько-Донецькій западині. Наприклад, при проведенні ГРП у Машівсько-Шебелинському газоносному районі, а саме в районі Західноєфремівського сольового штоку, в зоні, де ймовірно присутні тектонічні порушення, утворені сольовим тектогенезом. Видобуток піс-

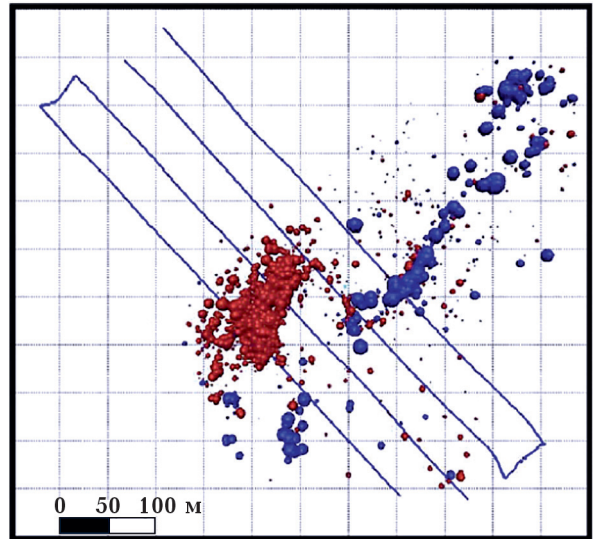


Рис. 5 Стадії ГРП (показано червоним) і реактивація розлому (показано синім) [Kratz et al., 2012].

Fig. 5. Stages of hydraulic fracturing of the reservoir (shown in red) and fault reactivation (shown in blue) [Kratz et al., 2012].

ля стимуляції виявився принципово гіршим за прогнозований. На жаль, мікросейсмічний моніторинг не проводився на проєкті, і такі результати, на думку авторів, можливо були пов'язані з недостатньою якістю колектора, що знизило перспективи родовища в цілому. Хоча наданий вище приклад реактивації розлому говорить про те, що технічні або недостатньо вивчені геологічні ускладнення в районі стимуляції можуть значно вплинути на результат, не знижуючи перспектив родовища.

Взагалі перспективи нетрадиційних вуглеводнів в Україні досить суттєві. За даними, опублікованими в праці [Михайлов та ін., 2014], об'єм прогнозних ресурсів вуглеводнів нетрадиційного типу в Україні становить:

- сланцевий газ: 13—25 трлн м<sup>3</sup>;
- газ ущільнених порід-колекторів: 4—11 трлн м<sup>3</sup>;
- сланцева нафта: 500—650 млн т.

Цих об'ємів достатньо для забезпечення енергонезалежності держави. Важливим моментом цього напряму є науковий підхід і застосування сучасних актуальних технологій. Так, наприклад, в 2023 р.

ПАТ «Укрнафта» отримало патент на проведення гідророзриву пласта за технологією Fly Ash Frac із застосуванням як розклинюючого агента сухої золи виносу з українських теплових електростанцій [Кузуб та ін., 2023]. Фахівці компанії провели всі необхідні дослідження та отримали доказ безпеки та надійності нової технології. Додатково до існуючих сучасних технологій гідророзриву пласта це дає перспективи для активного розвитку мікросейсмічного моніторингу ГРП родовищ вуглеводнів України в найближчому майбутньому.

**Висновки.** Для забезпечення незалежності України в енергетичному секторі існує досить високий потенціал. Для цього необхідно нарощувати розробку родовищ з колекторами нетрадиційного типу з використанням сучасних технологій та світових практик. Однією з таких технологій є мікросейсмічний моніторинг, який дасть змогу суттєво збільшити ефективність стимуляції пластів методом ГРП.

Вибір методики проведення мікросейсмічного моніторингу, крім наявності об-

ладнання, зводиться до вирішення головної проблеми — отримання максимально можливого співвідношення сигнал/завада безпосередньо в спостережених даних і застосування такої методики обробки, яка б значно його збільшила. У цьому сенсі кращими умовами моніторингу виглядає застосування моніторингової свердловини. Але до складнощів пошуку «ідеальної моніторингової свердловини» правильної глибини, на правильній відстані від тріщини та вільної для спуску обладнання додається проблема відсутності обладнання для свердловинного моніторингу в Україні.

Отже, враховуючи об'єктивні обмеження використання свердловинного моніторингу в умовах родовищ України, для найбільшої ефективності пропонується використовувати методику поверхневого мікросейсмічного моніторингу ГРП за технологією 3D. При цьому висока кратність спостережень і сучасні методи обробки дадуть змогу отримати сигнал високої якості та впевнено відбудувати положення тріщини в просторі.

### Список літератури

- Верпаховская А.О., Пилипенко В.Н. Трехмерное конечно-разностное моделирование волновых полей для задач сейсмологии. *Геофиз. журн.* 2020. Т. 42. № 6. С. 176—191. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i6.2020.222293>.
- Качмар Ю.Д., Цюмко В.В. До 60-річчя застосування гідравлічного розриву пласта у ПАТ «Укрнафта». *Нафтогазова галузь України.* 2015. № 4. С. 43—46.
- Краснікова О., Лісний Г., Вишва С. Сучасний стан застосування методів мікросейсмічного контролю за проведенням та якістю ГРП. *Вісник Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія.* 2023. № 4(95), 64—71. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08>.
- Кузуб С.М., Халак Я.М., Магун М.Я., Бабій М.Б. Спосіб гідророзриву пластів. Патент на корисну модель № 152676. ПАТ «Укрнафта». Опубл. 29.03.2023.
- Михайлов В.А., Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України.* Київ: Ніка-Центр, 2014, 280 с.
- Пилипенко В.Н., Верпаховская А.О., Будкевич В.Б. Трехмерная временная миграция по исходным данным площадной сейсморазведки. *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 1. С. 43—56. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i1.2016.107721>.
- Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1, 1—8. <https://doi.org/10.2118/949001-G>.
- Dean, T., Cuny, Th., & Hartog, A.H. (2016). The effect of gauge length on axially incident P-waves measured using fibre optic distributed vibration sensing. *Geophysical Prospecting*,



- 65(1), 184—193. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12419>.
- Dean, T., Tullet, J., & Barnwel, R. (2018). Nodal Land seismic acquisition: The next generation. *First Break*, 36(1), 47—52. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0061>.
- Kratz, M., Aulia, A., & Hill, A. (2012). Identifying Fault Activation in Shale Reservoirs Using Microseismic Monitoring during Hydraulic Stimulation: Source Mechanisms, b Values, and Energy Release Rates. *CSEG Recorded — Jun 2012* (Vol. 37, pp. 20—28). Retrieved from <https://csegrecorder.com/articles/view/identifying-fault-activation-in-shale-reservoirs-using-microseismic-monitor>.
- Wang, Q. (Ed.). (2021). *Oil and Gas Chemistry Management Series. Vol. 1. Fluid Chemistry, Drilling and Completion*. Elsevier Science, 492 p.

## Microseismic monitoring technique for hydraulic fracturing of a formation for hydrocarbon deposits

*S.O. Kobrunov<sup>1,2</sup>, O.O. Verpakhovska<sup>1</sup>, 2024*

<sup>1</sup>Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

<sup>2</sup>Geophysical Technologies LLC, Poltava, Ukraine

For the oil and gas industry, the country's energy independence is primarily determined by hydrocarbon deposits in its subsoil and the correct assessment of their reserves. However, the reserves of most deposits of Ukraine, which have been in development for more than one year, are unfortunately not unlimited, and to increase oil and gas production, non-standard approaches are needed. At the same time, when extracting hydrocarbons of an unconventional type, as international practice shows, drilling and formation stimulation are necessary. Hydraulic fracturing (fracking) is an effective stimulation method. However, the results, namely the shape, direction, and size of the created crack, very often do not correspond to the planned theoretical calculations. Therefore, to control the result of fracturing, it is necessary to apply certain methods, among which microseismic monitoring can be singled out. Microseismic monitoring has become widely used in world practice and is beginning to develop in Ukraine. The purpose of the work is to analyze the modern basic methods of microseismic monitoring of hydraulic fracturing and to determine the most effective method for use in the geological and geophysical conditions of hydrocarbon deposits of Ukraine. First of all, the methods of microseismic fracturing monitoring differ in the depth signal registration system used: borehole or surface. We consider the advantages and disadvantages of these systems and various modern equipment for microseismic fracturing monitoring from standard to the latest using DAS/DVS technology is presented. The criteria for choosing the necessary type of equipment are given, taking into account the deep location of deposits in Ukraine. The relevance of the work is primarily related to the search for new approaches to the estimation of mining reserves and new technologies for developing hydrocarbon deposits in Ukraine, particularly the unconventional types.

**Key words:** hydraulic fracturing, seismic observations, microseismic monitoring, hydrocarbon deposits.

## References

- Verpakhovskaya, A.O., & Pilipenko, V.N. (2020). Three dimensional finite-differential simulation of the wave field taking sphericity of the Earth into account. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 42(6), 176—191. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i6.2020.222293> (in Russian).
- Kachmar, Yu.D., & Tsemko, 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 (in Ukrainian).
- Krasnikova, O., Lisny, G., & Vyzhva, S. (2023). Current state of application of hydraulic fracturing microseismic monitoring methods. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4(95), 64—71. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08> (in Ukrainian).
- Kuzub, S.M., Khalak, Y.M., Magun, M.Ya., & Babiy, M.B. (2023). *Method of hydraulic fracturing of formations*. Patent for utility model No. 152676. PJSC «Ukrnafta». Published on 03/29/2023 (in Ukrainian).
- Mykhaylov, V.A., Vakarchuk, S.G., & Zeykan, O. Yu. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book VIII. Theoretical substantiation of unconventional hydrocarbon resources of sedimentary basins of Ukraine*. Kyiv: Nika-Center, 280 p. (in Ukrainian).
- Pilipenko, V.N., Verpakhovskaya, A.O., & Budkevich, V.B. (2016). Three-dimensional temporal migration according to initial data of areal seismic exploration. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 38(1), 43—56. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i1.2016.107721> (in Russian).
- Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1, 1—8. <https://doi.org/10.2118/949001-G>.
- Dean, T., Cuny, Th., & Hartog, A.H. (2016). The effect of gauge length on axially incident P-waves measured using fibre optic distributed vibration sensing. *Geophysical Prospecting*, 65(1), 184—193. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12419>.
- Dean, T., Tullet, J., & Barnwel, R. (2018). Nodal Land seismic acquisition: The next generation. *First Break*, 36(1), 47—52. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0061>.
- Kratz, M., Aulia, A., & Hill, A. (2012). Identifying Fault Activation in Shale Reservoirs Using Microseismic Monitoring during Hydraulic Stimulation: Source Mechanisms, b Values, and Energy Release Rates. *CSEG Recorded — Jun 2012* (Vol. 37, pp. 20—28). Retrieved from <https://csegrecorder.com/articles/view/identifying-fault-activation-in-shale-reservoirs-using-microseismic-monitor>.
- Wang, Q. (Ed.). (2021). *Oil and Gas Chemistry Management Series. Vol. 1. Fluid Chemistry, Drilling and Completion*. Elsevier Science, 492 p.