

Міністерство освіти і науки України  
Київський національний університет імені Тараса Шевченка  
Науково-навчальний інститут «Інститут геології»

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**КРАСНІКОВА ОЛЕНА ОЛЕКСАНДРІВНА**

УДК 550.552.553

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ГЕОФІЗИЧНИЙ СУПРОВІД ПЛАНУВАННЯ ТА ПРОВЕДЕННЯ  
ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА**

Спеціальність 103 – Науки про Землю

Галузь знань 10 - Природничі науки

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень.  
Використання чужих ідей, результатів і текстів мають посилання на відповідне  
джерело \_\_\_\_\_ О.О.Краснікова

Науковий керівник: Вижва Сергій Андрійович, доктор геологічних наук,  
професор

КИЇВ - 2024

## АНОТАЦІЯ

Краснікова О.О. «Геофізичний супровід планування та проведення гідравлічного розриву пласта». Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії в галузі знань 10 «Природничі науки» за спеціальністю 103 «Науки про Землю». – Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, 2024.

Дисертаційна робота присвячена аналізу особливостей та розробці оптимальної методики оцінки та контролю гідравлічного розриву пласта (ГРП) геофізичними методами з урахуванням регіональних особливостей нетрадиційних порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини.

У вступі обґрунтовано актуальність дисертаційної роботи у контексті загальнодержавної програми розвитку мінерально-ресурсної бази України на період до 2030 року. Автором встановлено мету, завдання, предмет, об'єкт, методи дослідження, описано наукову новизну отриманих результатів, їх практичне значення. Надано відомості щодо апробації результатів дисертаційного дослідження та особистий внесок здобувача.

У першому розділі наведено огляд історії розвитку технології ГРП, що набула широкого використання з початком активного видобутку з нетрадиційних колекторів вуглеводнів та застосування в цій галузі мікросейсмічного моніторингу, що почалося на початку 21 століття. Розглянуто основні поняття механіки тріщин та основні моделі поширення тріщини ГРП, в тому числі PKN, KGD, радіальну, P3D, PL3D та найбільш широко використовувані методи чисельного моделювання тріщини та систем тріщин та розломів. Охарактеризовано особливості петрофізичних досліджень, що проводяться на підготовчому етапі до проведення ГРП. Серед основних фізичних параметрів при плануванні ГРП використовуються модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона, індекс крихкості, тріщиностійкість, ефект пошкодження пласта. Описано основні принципи моделювання ГРП в лабораторних умовах з метою вимірювання зміни проникності до і після

виникнення тріщин, та акустичної емісії. Розглянуто принципи мікросейсмічного моніторингу ГРП, основні типи систем спостереження, їхні переваги й недоліки. Наведено основні етапи обробки мікросейсмічних даних, та класифікацію видів інтерпретації мікросейсмічних даних.

У другому розділі охарактеризовано два найбільш важливі етапи обробки мікросейсмічної інформації – побудову швидкісної моделі геологічного середовища та обчислення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій. Розглянуто основні етапи побудови та калібрування швидкісної моделі з урахуванням особливостей нетрадиційних порід-колекторів та наведено існуючі класифікації швидкісних моделей. Розглянуто класифікацію методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події з поділом на абсолютні та відносні. Описано теоретичні основи та особливості застосування основних методів в межах кожної з категорій та приведено порівняння результатів використання абсолютних та відносних методів визначення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій.

У третьому розділі розглянуто поняття «нетрадиційний колектор» та особливості його використання в технічній літературі, наведено відмінності нетрадиційних ресурсів вуглеводнів від традиційних, включаючи фільтраційно-ємнісні властивості, особливості залягання та технології видобутку. Приведено характеристику та розповсюдження нетрадиційних вуглеводнів основних нафтогазоносних регіонів України, - сланцеві вуглеводні, вуглеводні ущільнених теригенних та карбонатних порід, метан вугільних родовищ, газогідрати. Наведено характеристику досліджених в дисертаційній роботі об'єктів – ущільнених пісковиків центральної та північної прибортової частин ДДЗ.

У четвертому розділі надається аналіз розвитку досліджень крихкості в точних науках та науках про Землю. Наведено основні області використання індексу крихкості – підготовка до робіт з ГРП, горизонтальне буріння, геотермія, видобуток метану з вугільних пластів, моніторинг підземних та гідротехнічних споруд тощо. Розглянуто підходи до визначення індексу

крихкості гірських порід: мінералогічний (методи Jarvie, WangGale, Jin); на основі каротажних даних (емпіричні залежності); на основі пружних властивостей (Rickman, Goodway; за допомогою бразильського тесту; з використанням кута внутрішнього тертя). Проаналізовано переваги та недоліки наведених методів. Проведено розрахунок та порівняльний аналіз індексів крихкості різними методами – Jarvie, Jin, Rickman, кута внутрішнього тертя для нетрадиційних порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини, за результатами якого рекомендовано до використання метод Jarvie.

У п'ятому розділі наведено стисло характеристику методів, що використовуються при кількісній інтерпретації сейсмічних даних (технологій AVO, сейсмічної інверсії, літологічної класифікації сейсмічних даних на її основі) для вибору кандидатів на ГРП. Вперше розраховано індекси крихкості (ІК) за каротажними даними для порід кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ за методиками Jarvie, Goodway, Chen, Feng. Проаналізовано взаємозв'язки ІК з глинистістю, піщанистістю та пористістю. Запропоновано удосконалену методику кросплотингу літологічних класів для ущільнених порід-колекторів з використанням пар ІК. Отримано кубі літологічної класифікації та вірогідностей розповсюдження нетрадиційних пісковиків-колекторів для відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ. Проведено порівняння двох використаних пар ІК та рекомендовано до використання методику Feng -Chen за результатами «сліпого тесту» та матриці невідповідностей. Вперше отримано кубі крихкості для ДДЗ в цілому і відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини зокрема за технологією кольорової інверсії з використанням розширеного еластичного імпедансу (ЕЕІ).

Наукова новизна дослідження полягає у тому, що вперше на основі проведеного порівняльного аналізу методик розрахунку індексу крихкості за лабораторними даними для нетрадиційних теригенних порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини оцінено їх перспективність для проведення ГРП; вперше розраховано ІК за каротажними даними для порід

кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ за методиками Jarvie, Goodway, Chen, Feng. Проаналізовано взаємозв'язки ІК з глинистістю, та пористістю; було запропоновано удосконалену методику літологічної класифікації ущільнених порід-колекторів з використанням пар ІК. Отримано кубі літологічної класифікації та вірогідностей розповсюдження нетрадиційних пісковиків-колекторів для відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ. Проведено порівняння двох використаних пар ІК та рекомендовано до використання методику Feng-Chen за результатами «сліпого тесту» та матриці невідповідностей; вперше отримано кубі крихкості для ДДЗ в цілому і відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини, зокрема, за технологією кольорової інверсії з використанням розширеного еластичного імпедансу (ЕЕІ)); визначено особливості вибору методики обчислення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій при моніторингу процесу ГРП.

Ключові слова: сейсмозвідка, петрофізика, мікросейсмічний моніторинг, ГРП, індекс крихкості, нетрадиційні породи-колектори, нафта і газ, вуглеводні, нетрадиційні джерела вуглеводнів, гідророзрив пласта, ГДС, порода-колектор, швидкісна модель, розв'язання оберненої задачі, модуль пружності, ущільнені пісковики, Дніпровсько-Донецька западина.

## ABSTRACT

Krasnikova O.O. "Geophysical support of hydraulic fracturing planning and completion ". Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in the field of knowledge 10 "Natural Sciences" in the specialty 103 "Earth Sciences". – Taras Shevchenko Kyiv National University, Kyiv, 2024.

The dissertation is devoted to the analysis of characteristics and the development of the optimal methodology for the assessment and control of hydraulic fracturing (HF) by geophysical methods, taking into account the regional characteristics of unconventional reservoir rocks of the Dnipr-Donetsk Basin.

The introduction substantiates the relevance of the dissertation work in the context of the national program for the development of the mineral resource base of Ukraine for the period up to 2030. The author established the main goal, tasks, subject, object, research methods, described the scientific novelty of the obtained results, their practical significance. Information on the approval of the results of the dissertation research and the personal contribution of the recipient is provided.

The first chapter provides an overview of the history of the development of fracturing technology, which became widely used with the beginning of active production from unconventional hydrocarbon reservoirs and the use of microseismic monitoring in this field, which started at the beginning of the 21st century. The basic concepts of fracture mechanics and the main fracture propagation models of hydraulic fracturing, including PKN, KGD, radial, P3D, PL3D and the most widely used methods of numerical modeling of fractures and systems of fractures and faults, are considered. The characteristics of petrophysical research conducted at the preparatory stage for hydraulic fracturing are described. Young's modulus, Poisson's ratio, brittleness index, fracture toughness, formation damage effect are used among the main physical parameters in hydraulic fracturing planning. The basic principles of hydraulic fracturing modeling in laboratory conditions are described in order to

measure changes in permeability before and after the occurrence of fractures, and acoustic emission. The principles of microseismic fracturing monitoring, the main types of monitoring systems, their advantages and disadvantages are considered. The main stages of processing microseismic data and the classification of types of interpretation of microseismic data are given.

The second chapter describes the two most important stages of processing microseismic information - building a velocity model of the geological environment and calculating the position of hypocenters of microseismic events. The main stages of construction and calibration of the velocity model are considered, taking into account the features of unconventional reservoir rocks, and the existing classifications of velocity models are given. The classification of methods for determining the hypocenter of a microseismic event, divided into absolute and relative, is considered. The theoretical foundations and features of the application of the main methods within each of the categories are described, and a comparison of the results of the use of absolute and relative methods for determining the position of hypocenters of microseismic events is given.

In the third section, the concept of "unconventional reservoir" and the features of its use in the technical literature are considered, the differences of unconventional hydrocarbon resources from traditional ones are given, including filtration-capacity properties, features of occurrence and production technologies. The characteristics and distribution of unconventional hydrocarbons of the main oil and gas-bearing regions of Ukraine are given - shale hydrocarbons, hydrocarbons of compacted terrigenous and carbonate rocks, methane of coal deposits, gas hydrates. The characteristics of the objects investigated in the dissertation work are presented - compacted sandstones of the central and northern parts of the DDB.

The fourth chapter provides an analysis of the development of brittleness research in the general and in earth sciences. The main areas of use of the brittleness index are given - preparation for hydraulic fracturing, horizontal drilling, geothermal energy, methane extraction from coal horizons, monitoring of underground and

hydrotechnical structures, etc. The approaches to determining the brittleness index of rocks are considered: mineralogical (Jarvie, Wang, Gale, Jin methods); based on logging data (empirical relations); based on elastic properties (Rickman, Goodway; using the Brazilian test; using the angle of internal friction). The advantages and disadvantages of the given methods are analyzed. Calculation and comparative analysis of fragility indices by various methods - Jarvie, Jin, Rickman, internal friction angle for non-traditional reservoir rocks of the Dnipro-Donetsk Basin was carried out, based on the results of which the Jarvie method is recommended for use.

The fifth chapter gives a brief description of the methods used in the quantitative interpretation of seismic data (AVO technologies, seismic inversion, lithological classification of seismic data based on it). For the first time, BI was calculated based on logging data for rocks of the Carboniferous period in the northern part of the DDB using the methods of Jarvie, Goodway, Chen, and Feng. Interrelationships of BI with clay, sand, and porosity were analyzed. An improved method of cross-plotting of lithological classes for tight reservoir rocks using BI pairs is proposed. Cubes of lithological classification and distribution of probabilities of unconventional reservoir sandstones for Carboniferous sediments of the northern part of the DDB were obtained. A comparison of the two BI pairs used was made and the Feng-Chen method was recommended for use based on the results of the "blind test" and the matrix of inconsistencies. For the first time, fragility cubes were obtained for DDB in general and deposits of the Carboniferous period of the northern part of the coast, in particular, using color inversion technology using EEI.

The scientific novelty of the study is that for the first time, based on the comparative analysis of methods for calculating the fragility index based on laboratory data for unconventional terrigenous reservoir rocks of the Dnipro-Donetsk basin, their prospects for hydraulic fracturing have been assessed; for the first time, BI was calculated based on logging data for rocks of the Carboniferous period in the northern part of the DDB using the methods of Jarvie, Goodway, Chen, and Feng. Interrelationships of BI with clayiness and porosity were analyzed; an

improved method of lithological classification of compacted reservoir rocks using IR pairs was proposed. Cubes of lithological classification and distribution probabilities of unconventional reservoir sandstones for Carboniferous sediments of the northern part of the DDB were obtained. A comparison of the two BI pairs used was made and the Feng-Chen method was recommended for use based on the results of the "blind well test" and the matrix of inconsistencies; for the first time, brittleness cubes were obtained for DDB as a whole and for deposits of the Carboniferous period of the northern part, in particular, by colored inversion technology using extended elastic impedance (EEI)); the choosing the method of calculating the position of the hypocenters of microseismic events during the monitoring of the hydraulic fracturing process are determined.

Keywords: seismic exploration, petrophysics, microseismic monitoring, hydraulic fracturing, brittleness index, unconventional reservoir rocks, oil and gas, hydrocarbons, unconventional hydrocarbon sources, hydraulic fracturing, well logging, reservoir rock, velocity model, solution of the inverse problem, modulus of elasticity , compacted sandstones, Dnieper-Donetsk depression.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

Краснікова, О., Лісний, Г., Вижва, С. (2021) Сучасний стан застосування методів мікросейсмічного контролю за проведенням та якістю ГРП. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія, 95 (4), 64–71. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08>

Краснікова, О., Вижва, С. (2023) Формування швидкісної моделі і теоретичні основи методів визначення гіпоцентру мікросейсмічної події при проведенні гідророзриву пласта. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Серія: Геологія, 101(2), 2023, с. 38-42, DOI: <https://doi.org/10.17721/1728-2713.101.05>

Краснікова, О., Кузьменко П., Вижва, С. (2024) Аналіз методів визначення індексу крихкості та їх застосування для теригенних порід-колекторів Дніпровсько-донецької западини. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія, 1(104), 22-29. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.104.03>

Попов С. А., Андрущенко Т. В., Краснікова О. О. Визначення пружних характеристик зразків гірських порід циліндричної форми методом резонансів // Вісн. Київ. нац. ун-ту. Сер. Фіз.-мат. науки. - 2017. - Вип. 3. - С. 181-184

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

Lisny G., Krasnikova O. and Vyzhva S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine, Conference Proceedings, Geoinformatics 2021, Volume 2021, p.1 – 6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>

Krasnikova O. (2021) Prospects of hydraulic fracturing laboratory studies in Ukraine, Conference Proceedings, The fifth international fuel congress, Society of Petroleum Engineers

Krasnikova O., Vyzhva S. (2023) Optimal methods of brittleness index calculation for terrigenous rocks of the Dnipro-Donetsk basin, Conference Proceedings, XVII International Scientific Conference “Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment”

Krasnikova O., Popov S. (2017) Resonance Method For Determining The Elastic Characteristics Of Rocks, Conference Proceedings, 12th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment

Зміст	
<b>ВСТУП</b> .....	15
<b>Список використаних скорочень та абревіатур</b> .....	19
<b>РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ МЕТОДІВ МІКРОСЕЙСМІЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗА ЯКІСТЮ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА</b> .....	20
<b>1.1 Історія розвитку ГРП та мікросейсмічних методів</b> .....	20
<b>1.2 Механіка гідророзриву пласта</b> .....	22
<b>1.3 Лабораторні дослідження параметрів, пов'язаних з ГРП</b> .....	27
<b>1.4 Основні принципи мікросейсмічного моніторингу</b> .....	33
<b>Висновки до розділу 1</b> .....	41
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	43
<b>РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ АЛГОРИТМІВ ТА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ГІПОЦЕНТРА МІКРОСЕЙСМІЧНИХ ПОДІЙ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА</b> .....	50
<b>2.1 Особливості формування швидкісної моделі</b> .....	50
<b>2.2 Огляд методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події</b> .....	52
<b>2.3 Метод пошуку по сітці</b> .....	53
<b>2.4 Метод лінеаризованої інверсії для визначення гіпоцентру землетрусу</b> .....	54
<b>2.5 Метод визначення просторових координат мікросейсмічних джерел на основі продовження хвильових полів у середовище</b> .....	55
<b>2.6 Відносні методи визначення гіпоцентру мікросейсмічної події</b> .....	57
<b>2.7 Порівняння абсолютних та відносних методів визначення гіпоцентру мікросейсмічних подій</b> .....	60
<b>Висновки до розділу 2</b> .....	63

<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>64</b>
<b>РОЗДІЛ 3. ОСОБЛИВОСТІ НЕТРАДИЦІЙНИХ ПОРІД КОЛЕКТОРІВ ТА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ ..</b>	<b>67</b>
<b>3.1 Характеристика нетрадиційних порід- колекторів.....</b>	<b>67</b>
<b>3.1.1 Поняття про «нетрадиційні колектори» та світовий досвід у їх         дослідженні .....</b>	<b>67</b>
<b>3.1.2 Особливості нетрадиційних колекторів в Україні .....</b>	<b>70</b>
<b>3.2. Характеристика об’єктів, досліджених у дисертаційній роботі .....</b>	<b>73</b>
<b>Висновки до розділу 3 .....</b>	<b>74</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>75</b>
<b>4. ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ІНДЕКСУ КРИХКОСТІ ПОРІД ТА ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ДЛЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ .....</b>	<b>78</b>
<b>4.1 Поняття крихкості в геомеханіці .....</b>	<b>78</b>
<b>4.2 Класифікація способів визначення індексу крихкості. ....</b>	<b>81</b>
<b>4.2.1 Мінералогічний підхід отримання ІК. ....</b>	<b>82</b>
<b>4.2.2 Підхід до отримання ІК на основі пружних властивостей. ....</b>	<b>83</b>
<b>4.2.3 Підхід до отримання ІК на основі каротажних даних.....</b>	<b>86</b>
<b>4.3 Визначення індексів крихкості для порід Дніпровсько-Донецької     западини.....</b>	<b>87</b>
<b>Висновки до розділу 4 .....</b>	<b>96</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>97</b>
<b>Розділ 5. Удосконалення алгоритму кількісної інтерпретації сейсмічних даних для виділення нетрадиційних теригенних порід-колекторів та відбору кандидатів для проведення ГРП в умовах ДДЗ .....</b>	<b>101</b>
<b>5.1 Теоретичні основи кількісної інтерпретації сейсмічних даних.....</b>	<b>101</b>

<b>5.1.1</b>	<b>Комплексування кількісної інтерпретації та даних мікросейсмічного моніторингу ГРП.....</b>	<b>103</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Отримання кубів крихкості засобами кількісної сейсмічної інтерпретації .....</b>	<b>104</b>
<b>5.2</b>	<b>Аналіз ІК нетрадиційних колекторів за каротажними даними .....</b>	<b>105</b>
<b>5.3</b>	<b>Виділення нетрадиційних колекторів засобами сейсмічної інверсії з використанням ІК.....</b>	<b>109</b>
<b>5.3.1</b>	<b>Використання байєсівського підходу для удосконаленого виділення нетрадиційних порід-колекторів.....</b>	<b>115</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Побудова кубу індексу крихкості для визначення пластів-кандидатів для проведення ГРП.....</b>	<b>118</b>
	<b>Висновки до розділу 5 .....</b>	<b>120</b>
	<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>122</b>
	<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>127</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** З метою забезпечення потреб національної економіки у мінеральних ресурсах за рахунок власного видобутку було затверджено загальнодержавну програму розвитку мінерально-ресурсної бази України на період до 2030 року. Одним з ключових напрямків у вирішення цього питання є застосування методів інтенсифікації видобутку, зокрема, гідравлічного розриву пласта. Для забезпечення успішності виконання робіт з ГРП важливу роль грають геофізичні методи його контролю та оцінки. Вони використовуються як на підготовчому етапі для виділення найбільш перспективних для проведення ГРП інтервалів розрізу, так і для моніторингу процесу розповсюдження тріщини в процесі ГРП та визначення її геометрії й геомеханічних параметрів. Такі дослідження мають важливу роль завдяки тому, що дозволяють контролювати ГРП в реальному часі, а також закладати нові свердловини на родовищі з меншими ризиками.

**Зв'язок із науковими програмами, планами, темами.** Робота виконана на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка в межах тем наукових досліджень, вона пов'язана з науковими дослідженнями, що проведені в рамках держбюджетної теми «Петрофізичні та геохімічні критерії виділення та оцінки продуктивності ущільнених порід-колекторів нафти і газу» 0121U109843, у виконанні якої автор брала безпосередню участь.

**Мета та задачі дисертаційного дослідження.** Метою дослідження є аналіз особливостей та розробка оптимальної методики оцінки та контролю ГРП геофізичними методами з урахуванням регіональних особливостей нетрадиційних порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини.

У відповідності до мети, у дослідженні вирішувалися такі задачі:

- аналіз літературних джерел та світового досвіду у області оцінки та контролю процесу ГРП геофізичними методами;

- вивчення особливостей нетрадиційних порід-колекторів вуглеводнів у світі та в Україні та характеризування порід, що є об'єктом дослідження у дисертаційній роботі;

- вивчення існуючих методів оцінки перспективності порід-колекторів для проведення ГРП, зокрема, за допомогою коефіцієнта крихкості, та вибір оптимальної методики для нетрадиційних колекторів Дніпровсько-Донецької западини для розрахунків у лабораторних умовах, для каротажних досліджень та для побудови 3Д кубів сейсмічних атрибутів;

- дослідження особливостей мікросейсмічного моніторингу процесу ГРП, огляд основних етапів обробки мікросейсмічної інформації та розробка рекомендацій щодо їх використання в ДДЗ.

**Об'єктом** дослідження є нетрадиційні породи-колектори, перспективні для проведення ГРП.

**Предметом** дослідження є геофізичні, зокрема, акустичні та сейсмічні, методи контролю та оцінки процесу ГРП.

**Методи дослідження.** Серед емпіричних методів дослідження було застосовано спостереження, порівняння та експеримент, серед теоретичних – аналіз, класифікація, моделювання.

#### **Наукова новизна отриманих результатів:**

- Вперше на основі проведеного порівняльного аналізу методик розрахунку індексу крихкості за лабораторними даними для нетрадиційних теригенних порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини оцінено їх перспективність для проведення ГРП.

- Вперше розраховано ІК за каротажними даними для порід кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ за методиками Jarvie, Goodway, Chen, Feng. Проаналізовано взаємозв'язки ІК з глинистістю, піщанистістю та пористістю.

- Запропоновано удосконалену методику кросплотингу літологічних класів для ущільнених порід-колекторів з використанням пар ІК. Отримано куби літологічної класифікації та вірогідностей розповсюдження нетрадиційних пісковиків-колекторів для відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ. Проведено порівняння двох використаних пар ІК та рекомендовано до використання методику Feng -Chen за результатами «сліпого тесту» та матриці невідповідностей.
- Вперше отримано куби крихкості для ДДЗ в цілому і відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини, зокрема, за технологією кольорової інверсії з використанням розширеного еластичного імпедансу (ЕЕІ).
- Визначено особливості вибору методики обчислення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій при моніторингу процесу ГРП.

### **Практичне значення отриманих результатів.**

Здійснений автором аналіз найбільш оптимальних методів оцінки та контролю ГРП з урахуванням особливостей нетрадиційних колекторів Дніпровсько-Донецької западини та розроблені рекомендації мають практичне застосування та можуть бути використані при виділенні перспективних ділянок для проведення ГРП та застосуванні мікросейсмічного моніторингу на території Дніпровсько-Донецької западини.

**Особистий внесок здобувача.** Здобувачем особисто отримані й висвітлені в наукових роботах теоретичні та практичні результати, наукова новизна та висновки, що представлені в кваліфікаційній науковій праці.

У роботах, виконаних у співавторстві, здобувач брала участь в постановці та втіленні задач дослідження, аналізі даних та формуванні висновків.

### **Апробація результатів дисертації.**

Результати наукових досліджень, викладених у дисертації, доповідались на наукових конференціях, а саме: 12th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment (Київ, 2017), Geoinformatics (Київ, 2021), The fifth international fuel congress, Society of Petroleum Engineers (Київ, 2021), XVII International Scientific Conference “Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment”(Київ, 2023).

За результатами дослідження опубліковано 4 статті у наукових фахових виданнях України (у т.ч. 3 – у виданнях, що входять до міжнародної наукометричної бази Web of Science); 4 – тез доповідей на наукових конференціях.

**Структура та обсяг роботи.** Робота складається зі вступу, п’яти розділів, висновків, списку з 182 використаних джерел. Обсяг 128 сторінок, у тому числі 95 сторінок основного тексту, містить 2 таблиці, 35 рисунків.

## Список використаних скорочень та абревіатур

ГРП – гідравлічний розрив пласта

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

МС - мікросейсмічний

ІК – індекс крихкості

АЧХ – амплітудно-частотна характеристика

АІ – акустичний імпеданс

$V_p/V_s$  – співвідношення швидкостей повздовжніх та поперечних хвиль

АЕ – акустична емісія

ЕІ – еластичний імпеданс

ЕЕІ – розширений еластичний імпеданс

## **РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ МЕТОДІВ МІКРОСЕЙСМІЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗА ЯКІСТЮ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА**

Основні здобутки розділу наведено в публікаціях:

Краснікова, О., Лісний, Г., Вижва, С. (2021) Сучасний стан застосування методів мікросейсмічного контролю за проведенням та якістю ГРП. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія, 95 (4), 64–71. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08>

Lisny G., Krasnikova O. and Vyzhva S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine, Conference Proceedings, Geoinformatics 2021, Volume 2021, p.1 – 6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>

Krasnikova O. (2021) Prospects of hydraulic fracturing laboratory studies in Ukraine, Conference Proceedings, The fifth international fuel congress, Society of Petroleum Engineers

### **1.1 Історія розвитку ГРП та мікросейсмічних методів**

Появі методу ГРП передували технології, пов'язані з застосуванням вибухових речовин та стимулюванням припливів вуглеводнів за допомогою кислотної обробки (Montgomery and Smith, 2010). У 1940-х роках Флойд Фарріс із Stanolind Oil (Morton, 2013) висунув гіпотезу, що розрив гірської породи гідравлічним тиском може підвищити ефективність ГРП порівняно із вибуховим та кислотним впливом. У 1947 році 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 році був виданий патент з ексклюзивною ліцензією компанії «Halliburton Oil Well Cementing Company». У перший рік

використання ГРП за рахунок гідравлічного тиску був застосований на 332 свердловинах із середнім збільшенням видобутку на 75 %. ГРП швидко поширювався і збільшував видобуток нафти в США темпами вищими, ніж очікувалося. Протягом 1950-х років ГРП проводилося 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 були використання горизонтальних свердловин та багатоступеневий гідророзрив. У період між 1981 і 1998 роками техаська компанія Mitchell Energy and Development експериментувала з цими методами, досліджуючи сланці Барнетт.

Розвиток технологій ГРП обумовив необхідність контролю за поширенням тріщин у гірських породах. Найбільш ефективною 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 роках. Вперше технологію було застосовано The El Paso Natural Gas Company в басейні Сан-Хуан, Нью-Мексико, в 1973 році (Eaton, 2018) Протягом 1980-х та 1990-х років було виконано кілька експериментальних проектів. У 2000 році у сланцях Барнетт 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 в США, а його успішна розробка сприяла поширенню видобутку сланцевого газу в усьому світі. Разом з тим необхідно відмітити, що у двадцять першому столітті ГРП стало популярною темою для природоохоронних дискусій та бажаною ціллю засобів масової інформації (King, 2012).

## 1.2 Механіка гідророзриву пласта

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 та Христиановича (Zhel'tov 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 в динаміці флюїдів у пористих середовищах. У другій половині двадцятого століття 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 розкриття 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 гідравлічного розриву ґрунтується на роботах Снеддона (Sneddon, 1946) щодо розкриття тріщин як для плоских деформацій, так і для тріщин

круглого діаметру. 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 двовимірний плоский 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 їх довжина, а також, що енергія гідравлічного руйнування буде розсіюватися або поглинатися лише за рахунок втрат енергії від потоку рідини без врахування міцності тріщин (Belyadi et al., 2017, Wu et al., 2021).

На рис.1.1 показана схема геометрії тріщини довжиною  $L$  в моделі PKN (Yew and Weng, 2014) для свердловини радіусу  $R$ . Виведене Нордгеном рівняння для поширення гідравлічно 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  $\nu$  –модуль зсуву та коефіцієнт Пуассона породи,

$W$  –ширина тріщини,

$h$  – висота тріщини,

$\mu$  –в'язкість флюїду,

$\tau(x)$  –час, коли витік рідини починається з положення  $x$ ,

$c_t$  –коефіцієнт втрати рідини.

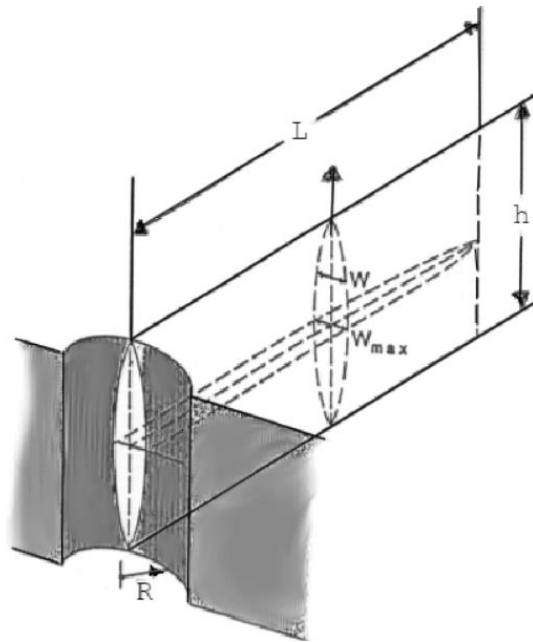


Рисунок 1.1. Модель PKN (модифіковано за Yew and Weng, 2014)

Іншими загальноживаними моделями є модель Христиановича-Герцмаде 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, спричинене покриваючими породами, є рівним мінімальному горизонтальному напруженню (Belyadi et al., 2017).

Незважаючи на те, що вищезгадані моделі спрощені, вони містять основну класичну теорію механіки гірських порід і, таким чином, служать для уявлення про поширення тріщин. Моделі PKN і KGD застосовуються для розрахунків площинного двовимірного (2D) поширення тріщин, де розповсюдження по вертикалі обмежене одним інтервалом. Інші доступні сьогодні моделі проходження тріщин застосовуються там, де за поширення по вертикалі тріщина зустрічається з кількома інтервалами з різними властивостями в кожному інтервалі (Veatch et al., 2017).

З цих простих теоретичних моделей було розроблено два типи 3D-моделей: псевдотривимірна (P3D) (рис.1.2) і площинно-тривимірні (PL3D) моделі. Ці розширення аналітичних моделей дозволили моделювати

поширення гідравлічного розриву в багат шаровій системі гірських порід (Rahman and Rahman, 2010). Моделі P3D широко використовуються в промисловості для проектування гідравлічних розривів в багат шарових пластах. У підході до моделювання PL3D дискретизовано є площина, на якій поширення руйнування може відбуватися в шаруватій системі. Таким чином, остаточна геометрія руйнування може бути нерівномірною і залежати від механічних параметрів кожного шару. Ширина і висота тріщини в кожному розрізі визначаються за допомогою значень механічних властивостей інтервалу породи, тиску розриву і профілів напружень *in situ*. Деякі моделі включають граничний інтегральний підхід. Робиться припущення, що властивості пласта в стовбурі свердловини залишаються незмінними в поперечному напрямку від стовбура свердловини до вершини тріщини, і вони застосовуються лише до площинного поширення тріщини (Veatch et al., 2017).

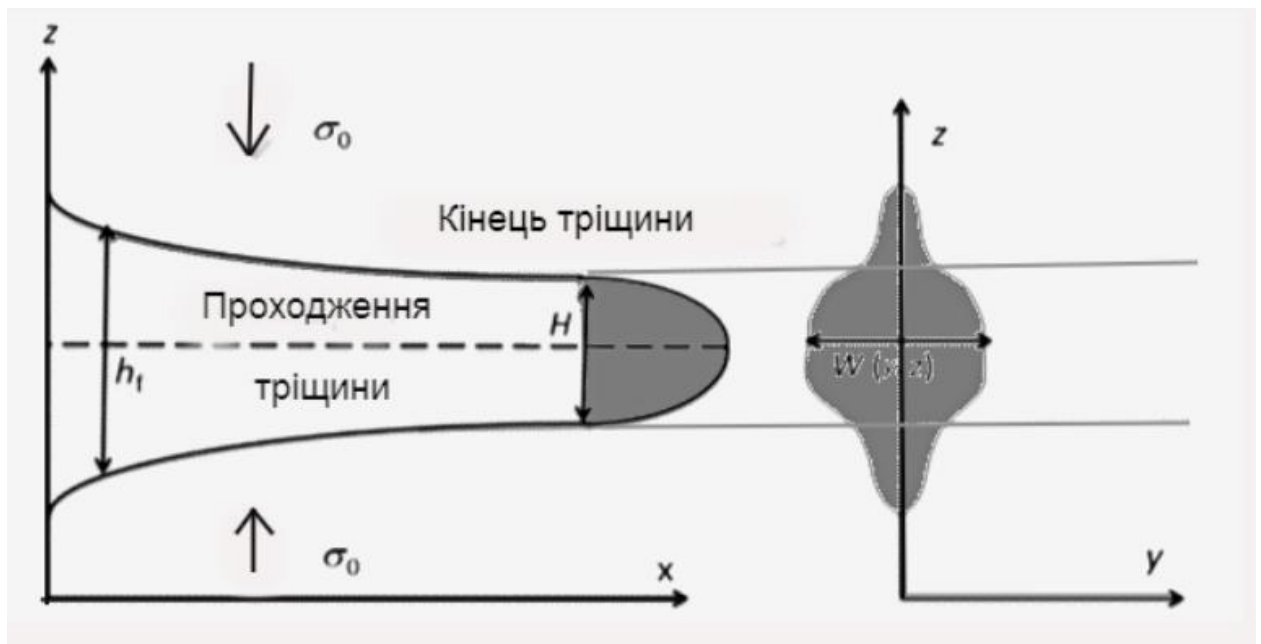


Рисунок 1.2. Псевдотривимірна модель тріщини (модифіковано за Belyadi et al., 2017)

Для моделювання гідравлічного розриву пласта в 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 змодельовати, 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 взаємодій та процесів руйнування твердих тіл (Zhao et al., 2014).

Поступове руйнування гірської породи може бути змодельовано в FDEM шляхом моделювання утворення та розповсюдження тріщин. FDEM має можливість моделювати акустичну емісію в лабораторних умовах та польові мікросейсмічні роботи. При гідророзриві енергія деформації, що накопичується під час деформації, 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 із 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. Найбільш часто використовуваний підхід 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/дискретна мережа тріщин (DFN) представляє 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).

### **1.3 Лабораторні дослідження параметрів, пов'язаних з ГРП**

З моменту впровадження методу гідравлічного розриву проводились експериментальні дослідження як в 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. Один - циліндричний зразок із порожниною, а другий - прямокутний зразок із порожниною або тріщиною (Wang, 2014).

На підготовчому етапі, що передує 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, Bakhshi et al, 2021). Важливими є динамічний модуль Юнга та коефіцієнт Пуассона, що обумовлюють фізико-механічні властивості породи. За їх допомогою оцінюється крихкість і пластичність порід, що прямо впливають на їх здатність до утворення тріщин. Відмінності у коефіцієнтах Пуассона між різними пластами впливають на поведінку профілю напружень *in situ*, а отже, на поширення вертикальних тріщин. Однак коефіцієнт Пуассона має лише другорядний вплив на ширину тріщини (Veatch, 2017).

У лабораторних умовах коефіцієнт Пуассона та модуль Юнга можуть визначатися опосередковано чи прямо. Динамічні методи їх визначення поділяються на три групи : а) пов'язані з визначенням власних частот коливань кристалічних зразків; б) ті, що використовують визначення швидкості звуку у обраних напрямках в анізотропному середовищі; в) засновані на взаємодії кристалічної ґратки з випромінюванням (Александров і Продайвода, 2000, Краснікова, 2018).

Для прямих вимірювань коефіцієнта Пуассона та модуля Юнга за участі автора на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка було створено апаратно-програмний комплекс з визначення пружних параметрів гірських порід та матеріалів резонансним методом (рис. 1.5). Як теоретичне підґрунтя використовувалася модифікація резонансного методу інтерполяції, у якій для

розрахунку пружних параметрів циліндричних зразків використовуються їх перші осесиметричні резонансні частоти коливань. Вимірювальна установка складається з датчика та вимірювального обладнання. Для початку вимірів циліндричний зразок гірської породи розмірами 30\*30 мм закріплюється в датчику між випромінюючою та приймальною п'єзоелектричними кераміками. Сигнал з приймальної кераміки передається на реєструючу лінію, що складається з передпосилувача, вимірювача амплітудно-частотних характеристик (АЧХ), осцилографа, частотоміра. Комплекс обладнання дозволяє здійснювати як аналоговий, так і цифровий запис АЧХ за допомогою самописця та програмного забезпечення осцилографа відповідно (Краснікова, 2018).



Рисунок 1.5. Комплекс вимірювального обладнання для визначення пружних модулів гірських порід резонансним методом

Важливим є оцінювання здатності гірської породи до формування тріщин. У 1966 році Коутсом і Парсонсом було введено поняття індексу крихкості породи (Coates and Parsons, 1966), який визначався як відношення пружної деформації до загальної деформації при руйнуванні.

Існує два загальних методи використання пружних властивостей для виявлення тенденцій до крихкості. Це brittleness method з використанням модуля Юнга та коефіцієнта Пуассона (Rickman et al, 2008) та fracability method з використанням параметрів Ламе (Goodway et al, 2006). Приклад розрахунку параметрів крихкості за цими методами наведено в таблиці 1.1.

Тріщиностійкість (fracture toughness - FT) та її роль при проведенні гідророзриву протягом багатьох років викликала численні дискусії (Miskimins, 2019). Низьке значення FT вказує на те, що матеріали зазнають крихкого руйнування, тоді як високі значення є сигналом пластичності.

Для оцінки крихкості використовують численні методи з застосуванням пружних параметрів, наприклад, за Miskimins, 2019:

$$\text{Brittleness ratio} = \frac{\left( \left( \frac{E_{\text{static}} - 1}{7} \right) * 100 \right) + \left( \left( \frac{\nu - 0.4}{-0.25} \right) * 100 \right)}{2}$$

$E_{\text{static}}$  – статичний модуль Юнга,

$\nu$  – коефіцієнт Пуассона.

Таблиця 1.1. Приклад розрахунків параметрів крихкості (за Miskimins, 2019).

Зразок	Стат.модуль	КП	Крихкість (Rickman)	$\lambda$	$\mu$	Крихкість (Goodway)	Модуль Юнга/ Коефіцієнт Пуассона
1	4,8	0,33	41,1	3,50	1,80	1,94	14,5
2	5,3	0,35	40,7	4,58	1,96	2,33	15,1
3	4,5	0,27	51,0	2,08	1,77	1,17	16,7
4	3,5	0,22	53,9	1,13	1,43	0,79	15,9
5	3,3	0,25	46,4	1,32	1,32	1,00	13,2

6	5	0,3	48,6	2,88	1,92	1,50	16,7
7	4,5	0,27	51,0	2,08	1,77	1,17	16,7

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. 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 в 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 масивного 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, Kag et al, 2022).

На кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка моделювання та вивчення параметрів гідророзриву пласта здійснюється за допомогою спеціалізованої установки, що дозволяє вивчати поведінку керну під час насичення робочими рідинами під тиском, визначати зміни в проникності породи та здійснювати фізичне моделювання ГРП (рис. 1.6). Основними її елементами є камера високого тиску, обладнання для подачі робочих рідин та вимірювання тиску, аналогово-

цифрові перетворювачі, програмне забезпечення для запису вимірних параметрів.



Рисунок 1.6. Установка для вивчення поведінки гірських порід під час ГРП.

У геологічному середовищі явище акустичної емісії (АЕ) пов'язане з процесами деформації та руйнування, які супроводжуються раптовим вивільненням енергії деформації (Lou et al, 2017). По суті, вимірювання активності АЕ є відносно простим. Відповідний перетворювач прикріплюють до конструкції або зразка, вихід перетворювача підключають до відповідної системи моніторингу, а акустичні сигнали, що виникають у конструкції або зразку, внаслідок внутрішнього чи зовнішнього напруження чи деформації, обробляються та записуються належним чином (Hardy, 2003, , Zhang et al, 2023, Qian et al, 2020).

На рис. 1.7 показано схему установки, що використовується для експериментів з моделювання гідророзриву пласта (Patel et al., 2017). Експерименти проводились на зразках циліндричної породи діаметром 10 см та довжиною 14 см. У центрі циліндричного зразка зроблено отвір діаметром 6,35 мм. Всередину поміщено сталеву трубу з отворами. Труба цементується за допомогою епоксидної смоли. Експериментальна установка складається з тривісної системи, насосного агрегату для гідравлічної рідини та системи контролю та обробки акустичної емісії.

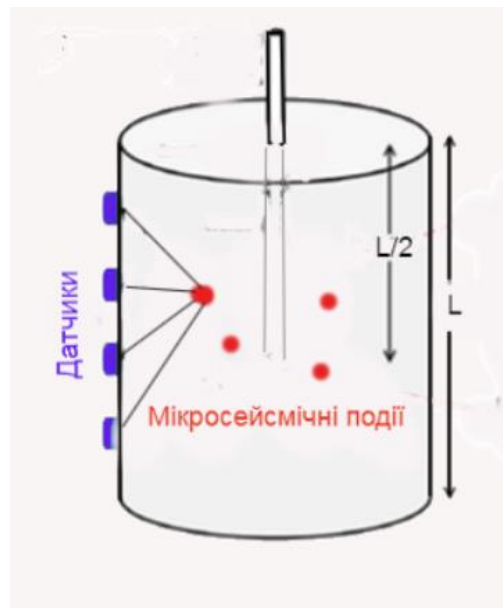


Рисунок 1.7. Схема експериментальної установки для моделювання гідророзриву (модифіковано за Patel et al., 2017)

Зазвичай при вимірах АЕ використовується певна форма п'єзоелектричного елемента. Доступні різноманітні природні та штучні п'єзоелектричні матеріали, однак зазвичай використовуються титанат барію або титанат-цирконат свинцю.

Вимірювання АЕ при моделюванні ГРП в лабораторних умовах можна вважати лабораторним аналогом мікросейсмічного моніторингу ГРП.

#### 1.4 Основні принципи мікросейсмічного моніторингу

За останні двадцять років мікросейсмічний моніторинг (МС) швидко поширився як технологія картування різних процесів на родовищах. Візуалізація гідравлічного розриву є найбільш важливим 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 величини стимульованому 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 просковзуванням фрагментів гірських порід. Типові мікросейсмічні дані мають великі амплітуди сейсмічної S-хвилі порівняно із P-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.

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 типу моніторингу (рис. 1.8). Також може використовуватись і комбінована система спостережень, де застосовуються і поверхневі, і свердловинні датчики.

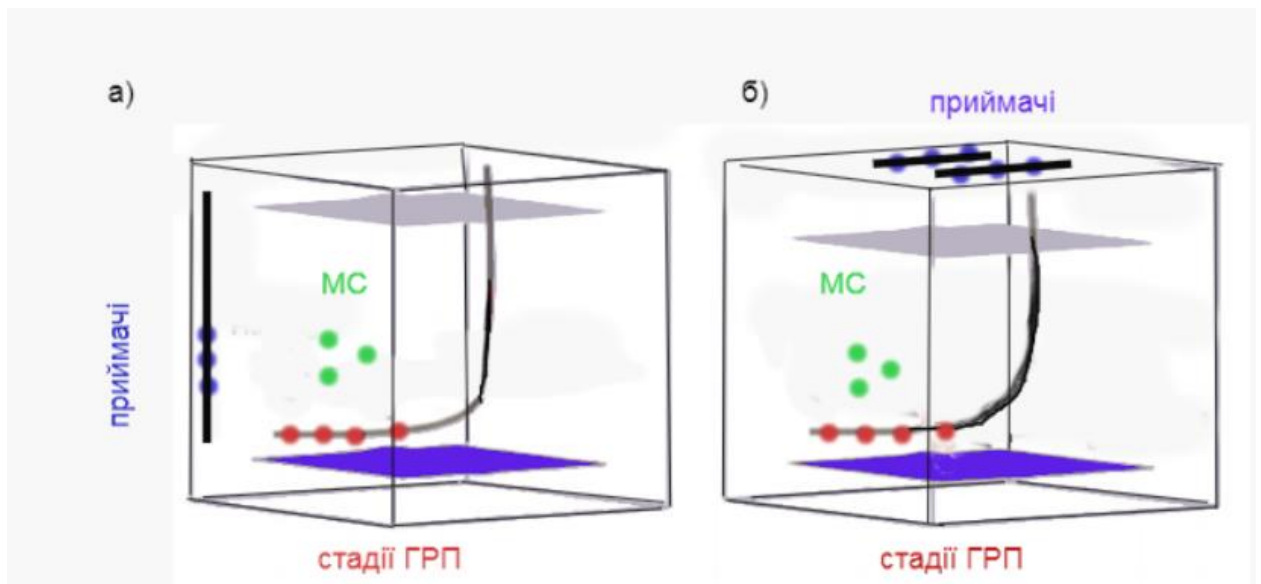


Рисунок 1.8. Можливі конфігурації розміщення датчиків при мікросейсмічному моніторингу: а-свердловинна, б-поверхнева (модифіковано за Maxwell, 2014)

Головною перевагою свердловинного мікросейсмічного моніторингу є близькість приймачів до зони проведення робіт, що приводить до підвищеного відношення сигнал / завада ( $S / N$ ) для подій, що знаходяться на відстані до одного кілометра від свердловини. (Akram, 2020; Maxwell, 2014). Водночас мікросейсмічний моніторинг на поверхні дозволяє використовувати значну кількість датчиків. Це, у свою чергу, приводить до підвищення економічної ефективності таких досліджень (van der Vaan, 2013).

Для успішного проведення свердловинного МС моніторингу вирішальне значення має розташування датчиків. Відстань від них до джерела коливань має бути обґрунтованою з урахуванням слабкості сигналу. Крім того, датчики мають бути розміщені приблизно на глибині проведення ГРП. Також важливо мати точні дані про геометрію та координати усіх залучених свердловин. Паралельне використання датчиків у двох свердловинах дозволяє підвищити роздільну здатність та охопити більший об'єм при МС (Miskimins, 2019).

Через значні витрати, потрібні для буріння нової свердловини спеціально для використання в якості мікросейсмічної спостережної свердловини, у

багатьох випадках свердловинні датчики встановлюються в існуючі свердловини. Одним із сценаріїв є розгортання свердловинного масиву датчиків в сусідній периферійній свердловині (Eaton, 2018).

Найбільшою проблемою при мікросейсмічному 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 декількох датчиків ЗС в одній, майже вертикальній свердловині (Maxwell et al., 2010). Кількість датчиків, розгорнутих у свердловині, з часом збільшувалася.

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. Для підвищення значення S/N датчики можуть розміщуватися в шпурах. (Maxwell, 2014).

На мікросейсмічний моніторинг надмірно впливають завади, що може бути наслідком буріння поблизу, поганого цементування, виробничих процесів на родовищі, сейсмічної зйомки поблизу, сильного вітру та інших факторів. Досить часто відмінність між успішним і невдалим МС полягає в здатності правильно враховувати рівень завад, що може вимагати припинення буріння та виконання ряду інших активних кроків (Miskimins, 2019). При моделюванні розміщення систем приймачів рекомендується лишати прогалини у околі розташування обладнання для закачування, адже його робота може спричинити значні завади у хвильовому полі.

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).

Рисунок 1.9 показує узагальнений процес обробки свердловинних мікросейсмічних даних, що включає такі елементи:

1. Завантаження даних
2. Фільтрація
3. Виявлення подій
4. Визначення часу прибуття
5. Орієнтація приймачів
6. Ротація даних
7. Побудова швидкісної моделі
8. Визначення розташування гіпоцентру.



Рисунок 1.9. Процес обробки свердловинних мікросейсмічних даних (модифіковано за Akram, 2020)

Точне вимірювання або калібрування моделі швидкостей є важливим для отримання достовірних даних про поширення тріщин. Змодельовані місця мікросейсмічних подій потенційно можуть знаходитися на десятки, а то й сотні метрів далі від їх фактичного розташування через використання неякісної швидкісної моделі (Warpinski, 2014).

Для побудови швидкісних моделей використовуються різні дані включаючи акустичний каротаж, геологічні моделі, сейсмічний каротаж, вертикальне сейсмічне профілювання, а також 3D сейсмічну томографію (Maxwell, 2014).

Початкова швидкісна модель, як правило, будується з використанням інформації, отриманої за допомогою каротажу. Як мінімум, він повинен охоплювати область, яка містить весь сейсмічно активний об'єм, що простягається вгору до поверхні (тобто не обмежуючись діапазоном глибин цільової зони).

Уточнення початкової моделі швидкостей з використанням калібрувальних джерел є суттєвим для отримання надійного та точного розташування гіпоцентру. Калібрувальні джерела – це сейсмічні джерела з відомим розташуванням. Швидкісна модель калібрується за допомогою ітераційного методу (Eaton, 2018).

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 P або S-хвилі на ряд датчиків. Рішення, як правило, знаходиться методом найменших квадратів. В результаті визначаються координат  $x$ ,  $y$ ,  $z$  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 продовження хвильових полів (Лісний, 2002; Лісний, 2012; Duncan and Eisner, 2010; Maxwell, 2014).

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.

Інтерпретація мікросейсмічних даних проводиться для визначення геометрії гідравлічного розриву та оцінки мікросейсмічної геомеханічної реакції (Ou et al, 2021). 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 гідравлічного 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.

## Висновки до розділу 1

1. Розвиток технології гідравлічного розриву пласта, що була започаткована в 40-х роках 20 століття, отримав прискорення з початком активного видобутку з нетрадиційних колекторів вуглеводнів. Початок широкого застосування мікросейсмічного моніторингу при роботах з ГРП на початку 21 століття пов'язаний з успіхами в розробці формації слаців Барнетт та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів в США. Ця технологія показала себе як надійний засіб контролю ГРП.

2. Ключові поняття у механіці формування тріщини пов'язані з механікою руйнування. Для оцінки поширення тріщин у середовищі використовують 2D і 3D моделі тріщини ГРП, серед яких PKN (Perkins-Kern-Nordgren), KGD (Христианович-Герцма-де Клерк), радіальна, P3D, PL3D. Найбільш широко використовувані методи чисельного моделювання тріщини - кінцевих елементів, дискретних елементів, кінцево- дискретних елементів. Розглянуто особливості моделювання систем тріщин та розломів з використанням теорії Біо та Discrete fracture network.

3. Серед петрофізичних досліджень, що проводяться на підготовчому етапі до проведення ГРП, варто виділити дослідження пружних модулів в лабораторних умовах, дослідження проникності зразків гірських порід до і після змодельованого процесу ГРП та вимірювання акустичної емісії з метою вивчення поширення тріщин в зразках. Серед основних параметрів порід, що використовуються при плануванні ГРП, -модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона, індекс крихкості, тріщиностійкість, ефект пошкодження пласта.

4. Розглянуто принципи міросейсмічного моніторингу ГРП. До основних типів систем спостереження відносять поверхневі, свердловинні та комбіновані, вимоги до них та переваги й недоліки. Основною перевагою свердловинного мікросейсмічного моніторингу є близькість приймачів до зони проведення робіт з ГРП, що приводить до підвищеного відношення сигнал/завада ( $S / N$ ), в той час як поверхнева система спостереження не потребує контрольної свердловини та вимагає залучення меншої кількості

коштів. Наведено основні етапи обробки міросейсмічних даних, найбільш важливими з яких є побудова й калібрування швидкісної моделі геологічного середовища та обчислення положення гіпоцентра джерела мікросейсмічної події.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Akram J. (2020), Understanding Downhole Microseismic Data Analysis: With Applications in Hydraulic Fracture Monitoring, *Springer*
2. van der Baan M., Eaton D., and 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.*
3. Bakhshi, Elham & Shahrabadi, Abbas & Golsanami, Naser & Seyedsajadi, Sh & Liu, X. & Wang, Z.. (2021). Joint Application of Diagenetic, Petrophysical and Geomechanical Data for Selecting Hydraulic Fracturing Candidate Zone: A Case Study from a Carbonate Reservoir in Iran. *International Journal of Petroleum Technology*. 8. 55-79. 10.15377/2409-787X.2021.08.5.
4. Baotang Shen, Ove Stephansson, Mikael Rinne (2014) Modelling Rock Fracturing Processes: Theories, Methods, and Applications. *Springer 2014*
5. 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. *Prikladnaya Matematika i Mekhanika (Applied Mathematics and Mechanics (PMM))*, 20, No. 4, pp. 475-486 (in Russian)
6. Belyadi H., Fathi H. and Belyadi F. (2017) Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs Theories, Operations, and Economic Analysis, *Gulf Professional Publishing*
7. Biot M.A. (1955). Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid, *Journal of Applied Physics, American Institute of Physics*, 26 (2), pp.182-185. [ff10.1063/1.1721956](https://doi.org/10.1063/1.1721956). [ffhal01368659f](https://doi.org/10.1063/1.1721956)
8. 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>
9. Coates, D., and 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>

10. Detournay E. (2016), Mechanics of Hydraulic Fractures, *Annual Review of Fluid Mechanics* 2016. 48:311-339. <https://doi.org/10.1146/annurev-fluid-010814-014736>
11. Duncan P.M. and Eisner L., (2010), Reservoir characterization using surface microseismic monitoring, *GEOPHYSICS* 75: 75A139-75A146. [10.1190/1.3467760](https://doi.org/10.1190/1.3467760)
12. Eaton, D. (2018). *Passive Seismic Monitoring of Induced Seismicity: Fundamental Principles and Application to Energy Technologies*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781316535547
13. 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>
14. 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>
15. Geiger, L. (1912). Probability method for the determination of earthquake epicenters from the arrival time only, *Bull. St. Louis Univ.* 8, 60-71
16. Gibowicz, S. J., and Kijko A. (1994), An introduction to mining seismology, *Academic Press*.
17. Goodway, B. V., Varsek, J., and Abaco, C. (2006), Practical Application of P-Wave AVO for Unconventional Gas Resource Plays: Seismic Petrophysics and Isotropic AVO, *The Recorder* 31, p. 90–95
18. Grechka, Vladimir, & Heigl, Werner M. 2017. Microseismic Monitoring. *Society of Exploration Geophysicists*.
19. 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>

20. Grigoli F, Cesca S, Krieger L, Kriegerowski M, Gammaldi S, Horalek J, Priolo E, Dahm T. (2016) Automated microseismic event location using Master-Event Waveform Stacking. *Sci Rep.* 2016 May 17;6:25744. doi: 10.1038/srep25744
21. Hardy, J.,H.R. (2003). Acoustic Emission/Microseismic Activity: Volume 1: Principles, Techniques and Geotechnical Applications (1st ed.). *CRC Press*. <https://doi.org/10.1201/9780203971109>
22. Irwin G. (1957), Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate, *Journal of Applied Mechanics* 24, 361–364.
23. Khristianovic, S.A. and 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*
24. 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>
25. Kang, Y., Li, P., Cao, W., Chen, W., You, L., Liu, J., Lai,J., (2022) Investigation of pore structure alteration and permeability enhancement of shale matrix by supercritical water treatment after hydraulic fracturing, *Petroleum*, ISSN 2405-6561, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.05.002>.
26. Lisny G., Krasnikova O. and Vyzhva S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine, *Conference Proceedings, Geoinformatics 2021, Volume 2021, p.1 – 6*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>
27. Lou, Ye, Zhang, Guangqing, and Xiaoxiao Wang. "Study on Fracture Mechanism of Hydraulic Fracturing in Sandstone by Acoustic Emission Parameters." Paper presented at the ISRM European Rock Mechanics Symposium - EUROCK 2017, Ostrava, Czech Republic, June 2017.

28. 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.
29. Maxwell S. (2010), Microseismic: Growth born from success, *The Leading Edge* 29: 338-343. <https://doi.org/10.1190/1.3353732>
30. 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>
31. Maxwell S. C., Rutledge J., Jones R., and Fehler M., (2010), Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring, *Geophysics*, 75, no. 5, 75A129–75A137 <https://doi.org/10.1190/1.3477966>
32. 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>
33. Maxwell S., Urbancic T., Steinsberger N., and Zinno R. (2002) Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett shale, *SPE paper*, 77440. <https://doi.org/10.2118/77440-MS>
34. Miskimins J.(2019) Hydraulic fracturing: fundamentals and advancements Society of Petroleum Engineers
35. Montgomery C. and Smith M. (2010) Hydraulic Fracturing. History of An Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology* 62 (12), p. 26-40, <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>
36. Morton M. (2013) Unlocking the Earth A Short History of Hydraulic Fracturing, *GeoExPro Vol. 10, No. 6*
37. Munjiza, A., Owen, D.R.J. and Bicanic, N. (1995), A combined finite-discrete element method in transient dynamics of fracturing solids, *Engineering Computations*, Vol. 12 No. 2, pp. 145-174.
38. 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)

39. Ou, Chenghua & Liang, Chenggang & Li, Zhaoliang & Luo, Li & Yang, Xiao. (2021). 3D visualization of hydraulic fractures using micro-seismic monitoring: Methodology and application. *Petroleum*. 8. 10.1016/j.petlm.2021.03.003.
40. 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*
41. 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
42. Perkins T.K., and Kern L.R. (1961) Widths of hydraulic fractures, *J. Pet. Technol.*, 13(9):937–949.
43. Qian, Yelin & Guo, Panpan & Wang, Yixian & Zhao, Yanlin & Lin, Hang & Liu, Yan. (2020). Advances in Laboratory-Scale Hydraulic Fracturing Experiments. *Advances in Civil Engineering*. 2020. 1-18. 10.1155/2020/1386581.
44. Rahman, Md and 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.
45. 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>
46. Shahid A.S.A., Fokker P.A. and 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>

47. 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.*, vol. 187, no. 1009, pp. 229-260. <https://doi.org/10.1098/rspa.1946.0077>
48. Vandamme, L., Curran, J. (1989) A three-dimensional hydraulic fracturing simulator *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, vol. 28, issue 4, pp. 909-927
49. Veatch R. W., King G. E., Holditch S.A.(2017) Essentials of Hydraulic Fracturing: Vertical and Horizontal Wellbore, *PennWell Books*
50. Wang J.J. (2014), Hydraulic Fracturing in Earth-Rock Fill DAMS, *China Water and Power Press*. 4 10.1002/9781118725542 Yew C.H., Weng X. (2014) Mechanics of Hydraulic Fracturing, *Gulf Professional Publishing*
51. 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*.
52. Wu, Zhongwei & Cui, Chuanzhi & Jia, Peifeng & Wang, Zhen & Sui, Yingfei. (2021). Advances and challenges in the development of hydraulic fracturing of tight reservoirs: A critical review. *Energy Geoscience*. 3. 10.1016/j.engeos.2021.08.002.
53. Zhang, Shuhui & Wang, Chenghu & Zhu, Guangpei & Gao, Guiyun & Zhou, Hao. (2023). Experimental investigation on fracturing effects in hydraulic sand fracturing with acoustic emission and 3d laser scanning. 10.21203/rs.3.rs-2897178/v1.
54. 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.
55. Александров К.С., Продайвода Г.Т. Анизотропия упругих свойств минералов и горных пород // М. 2000.
56. Краснікова О., (2018) Резонансний метод вимірювання пружних властивостей гірських порід. Кваліфікаційна робота бакалавра

57. Лісний Г.Д. (2002), Використання моделі анізотропного середовища для аналізу сейсмічних зображень геологічних об'єктів, *Видавництво «Київський університет», Київ, 2002. 136 с.*

58. Лісний Г.Д. (2012), Практичні аспекти побудови об'ємних сейсмічних зображень за сейсмограмами спільних джерел, *Київ, видавництво ПВНЗ «Інститут Тутковського», 2012. 264 с.*

## РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ АЛГОРИТМІВ ТА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ГІПОЦЕНТРА МІКРОСЕЙСМІЧНИХ ПОДІЙ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

Основні здобутки розділу наведено в публікаціях:

Краснікова, О., Вижва, С. (2023) Формування швидкісної моделі і теоретичні основи методів визначення гіпоцентру мікросейсмічної події при проведенні гідророзриву пласта. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Серія: Геологія, 101(2), 2023, с. 38-42, DOI: <https://doi.org/10.17721/1728-2713.101.05>

Головним завданням обробки мікросейсмічної інформації є визначення гіпоцентру мікросейсмічної події (Краснікова et al, 2021). У світовій практиці для вирішення цієї задачі застосовується широкий спектр методів, вибір яких у кожному конкретному випадку здійснюється з урахуванням низки факторів, як то кількість та якість вхідної інформації, особливості вибраної модифікації польової розстановки тощо. Також важливо відмітити, що на відміну від даних активних методів сейсмозв'язки, для мікросейсмічних даних є невідомими час збудження та розташування джерела (Wu et al, 2018). Завдяки цьому багато методів класичної сейсмології застосовуються у обробці мікросейсміки нарівні з методами сейсмозв'язки.

### 2.1 Особливості формування швидкісної моделі

Усі методи оцінки гіпоцентру спираються на точну фонову модель, створення якої входить у послідовність обробки даних мікросейсмічного моніторингу. Оскільки нетрадиційні колектори є переважно анізотропними через сланцюватість або тріщинуватість, тому використання правильних анізотропних моделей швидкості є важливим для мінімізації будь-яких систематичних помилок у розташуваннях гіпоцентрів. Для перевірки моделі

потрібен алгоритм для визначення гіпоцентрів калібрувальних подій, який має бути ідентичним методу, що використовується для визначення місцезнаходження виявлених подій (Eaton, 2018). Основні кроки створення моделі включають:

1. Побудову початкової апріорної моделі швидкості, яка визначає просторовий розподіл швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль. Як правило, початкова модель використовує дані каротажу. У випадках, коли дані каротажу свердловини відсутні або є ненадійними, спочатку будується літологічна модель і наповнюється значеннями швидкостей, визначеними за іншими даними.

2. Модель швидкості може бути узагальнена для включення ефектів анізотропії та затухання. У випадку середовища, що характеризується вертикальною поперечною ізотропією (VTI), горизонтальною поперечною ізотропією (HTI) або нахиленою поперечною ізотропією (TTI), замість значень пружної жорсткості часто зручніше параметризувати фонову модель шляхом посилення значень  $V_p$  і  $V_s$  використовуючи орієнтацію осі симетрії, а також параметри Томсена.

3. З використанням даних калібрування початкова модель швидкості коригується до тих пір, поки не буде отримано правильне розташування гіпоцентра. Для налаштування моделі можна використовувати різні стратегії, починаючи від нелінійної інверсії та закінчуючи ручним налаштуванням параметрів. При застосуванні даних перфораційних вибухів розробляються процедури, що дають змогу мінімізувати різницю між розрахованим і спостереженим часом приходу P- і S-хвиль мікросейсмічних подій.

Варто зазначити, що на практиці калібрувальні події не завжди є доступними. Виявлені мікросейсмічні події можна розглядати як альтернативу, що надає значну інформацію про швидкості пружних хвиль. Можливе одночасне інвертування для параметрів швидкості та розташування гіпоцентра залежно від геометрії «джерело-приймач».

Важливим етапом калібрування швидкісної моделі є контроль якості. Наприклад, можливо слідкувати, щоб у кожному шарі співвідношення поперечних та повздовжніх швидкостей лишалося у фізично можливих рамках для гірських порід.

Швидкісні моделі поділяють на 1D, 2D та 3D моделі. Для створення одновимірних моделей зазвичай використовують крос-диполь або літологічний каротаж, за допомогою яких створюються основні границі поділу в моделі, після визначення яких кожному шару задається константа швидкості (середнє значення або медіана в межах шару) (Pike, 2014). Для побудови двовимірної швидкісної моделі використовують дані міжсвердловинної кореляції та структурні поверхні. При задаванні швидкостей для кожного шару моделі враховується кут залягання пластів. У тривимірній моделі враховуються такі додаткові параметри як фаціальні зміни, розривні порушення, а також азимутальні варіації, пов'язані з анізотропією.

## **2.2 Огляд методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події**

Застосовувані при визначенні гіпоцентра мікросейсмічної події методи можна поділити на абсолютні та відносні (Akram, 2020). Абсолютні методи оцінюють розташування гіпоцентра щодо фіксованої системи координат, тоді як відносні методи оцінюють розташування гіпоцентра відносно так званої «основної події» (мікросейсмічна подія з високим рівнем показника S/N, яка була локалізована раніше з високою впевненістю за допомогою будь-якого з абсолютних методів). Абсолютні методи поділяють на дві основні категорії:

- Методи, засновані на часі приходу.
- Методи, засновані на формі хвилі.

Методи, засновані на часі приходу, використовують піки часів прибуття P- та S-хвиль. Присутність завад і невідома форма сигналів хвиль ускладнюють задачу визначення часу прибуття. Також варто брати до уваги розходження у визначенні часів різними операторами, що може впливати на достовірність результатів. На відміну від цього, методи, засновані на формі

сигналу, не вимагають вибору часу прибуття і можуть забезпечити більш сумісні результати. Однак на точність цих методів впливає відношення  $S/N$  та притаманні алгоритмічні помилки (наприклад, помилки моделювання форми сигналу). Крім того, ці методи можуть бути дорогими з точки зору обчислень (Akram, 2020).

Залежно від застосування швидкісних моделей та можливості їх змінювати з урахуванням даних, що надходять, методи поділяють на три групи. Перша група – це найпростіші моделі з фіксованою швидкістю. Томографічні методи, що належать до другої групи, виникли в глобальній сейсмології для зменшення впливу похибок швидкісної моделі на гіпоцентри землетрусів. Те, що похибки швидкості можна пом'якшити шляхом обрахунку гіпоцентрів землетрусів відносно один одного – є основою для третьої групи методів, відомих як методи подвійної різниці (Grechka and Heigl, 2017, Gesret et al, 2013).

Варто також згадати, що методи знаходження гіпоцентра будуть відрізнятися для наземної та свердловинної модифікації мікросейсмічного моніторингу.

Важливим аспектом визначення гіпоцентра мікросейсмічних подій є аналіз невизначеності. Через варіації у силі та амплітуді подій точність та достовірність результатів також буде різною. Тож застосування атрибутів, пов'язаних з контролем якості, дозволяє відібрати якісні дані та оцінити вплив невизначеності на результати інтерпретації (Maxwell, 2014). Іншими факторами впливу є помилки у геометрії при визначенні часів приходу та у швидкісній моделі.

### **2.3 Метод пошуку по сітці**

Алгоритм пошуку по сітці складається з генерації сітки з вузлами, пов'язаними з можливими гіпоцентрами, розділеними інтервалами  $dx$ ,  $dy$  та  $dz$ , а також сітки початкових моментів, з інтервалом  $dt$  (Castellanos and Baan, 2013). Потім розраховується теоретичний час проходження хвилі від кожного вузла до приймачів і порівнюється з фактично спостережуваним часом

прибуття. Розв'язок задачі відбувається за допомогою ітерацій по можливим часам та координатам джерела, а також створюється таблиця пошуку з цими теоретичними часами проходження для всіх можливих гіпоцентральных параметрів, щоб запобігти повторним обчисленням. Ця процедура дає оцінку максимальної правдоподібності гіпоцентральных параметрів (просторових координат і початкового часу). Варто зазначити, що для точного визначення гіпоцентрів потрібне хороше азимутальне перекриття, тому, наприклад, при розташуванні приймачів в одній свердловині при свердловинній модифікації мікросейсмічного моніторингу даний метод використовувати не рекомендується. Цей метод надійно працює при наявності 2-х і більше свердловин або в поверхневій модифікації.

#### 2.4 Метод лінеаризованої інверсії для визначення гіпоцентру землетрусу

Одним з методів, заснованих на часі приходу, є метод лінеаризованої інверсії. Його було розроблено для визначення гіпоцентру землетрусу Гейгером (Geiger, 1912). Застосовується лінеаризований варіант рівняння часу приходу

$$G\Delta m = \Delta r, \quad (2.1)$$

де  $G = \frac{\partial t_k^i}{\partial m^i}$  - матриця  $2N \times 4$ , яка містить похідні за часом проходження щодо параметрів моделі  $(x, y, z, \tau_0)$ ;  $\Delta m = [\Delta x \ \Delta y \ \Delta z \ \Delta \tau^0]^T$  - вектор параметрів моделі;  $\Delta r = (\tau^0 - \tau^m)_k^i$  - різниці часів приходу.

Вважається, що часи приходу отримані з усіх  $N$  приймачів для конкретної події. На практиці це часто є неможливим через високе співвідношення  $S/N$  (Akram, 2020).

Оскільки рівняння є перевизначеним, воно може бути вирішено з застосуванням методу найменших квадратів

$$\Delta m = (G^T G)^{-1} G^T \Delta r. \quad (2.2)$$

Параметри моделі оновлюються ітеративно

$$m_{1+1} = m_1 + \Delta m.$$

Узагальнений алгоритм застосування методу Гейгера включає такі кроки (Akram, 2020):

1. Встановити початкове  $m_0$  для вектора параметрів гіпоцентра.
2. Визначити приймачі, для яких доступні часи прибуття P та/або S-хвиль. На практиці складно надійно визначити часи прибуття P і S хвиль за наявності сильного шуму. Таким чином, вони вибираються на даних з окремих приймачів (з хорошим S/N), щоб мінімізувати помилки.
3. Обчислити змодельований час прибуття  $t_m$  для поточного  $m_1$  за допомогою відкаліброваної моделі та доступних приймачів (крок 2).
4. Обчислити  $G$  і  $r$ , використовуючи спостережувані та змодельовані вибірки часів прибуття.
5. Обчислити оновлений параметр ( $m$ ), використовуючи рівняння, наведене у розділі.
6. Перевірити критерій зупинки. Повторити кроки 3–5, доки не буде виконано критерій зупинки.

## **2.5 Метод визначення просторових координат мікросейсмічних джерел на основі продовження хвильових полів у середовище**

Такий підхід до 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  $\frac{1}{2}$  (Lisny et al, 2021).

У випадку 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. Положення гіпоцентра обчислюється за просторовим розташуванням точки максимальної амплітуди. 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 апріорно 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 даному випадку

підвищується разом із збільшенням кількості приймачів мікросейсмічних хвиль.

Для продовження хвильових полів у середовище використовуються різні способи зокрема різницевий, спектральний та інтегральний, що базується на використанні інтеграла Кірхгофа. Використовуються й інші методи класичної сейсмозвідки, а в останнє десятиліття популярності набуло використання нейронних мереж та засобів машинного навчання (Luo et al, 2023, Anikiev et al, 2022, Wang et al, 2020, Liu et al, 2023, Zhang et al, 2017).

Як і в інших методах, для точної оцінки розташування гіпоцентра мікросейсмічної події необхідні точна швидкісна модель та достатньо низький рівень завад (Akram, 2020).

## **2.6 Відносні методи визначення гіпоцентру мікросейсмічної події**

Недосконала швидкісна модель є одним з основних факторів, що впливають на точність абсолютних методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події. Однак вплив невідомої структури швидкостей і систематичних похибок на час прибуття можна мінімізувати шляхом відносного знаходження розташування сусідніх мікросейсмічних подій (Akram, 2020). Мікросейсмічні події з сигналами великої амплітуди можуть використовуватися як основні події. Тоді взаємна кореляція може знайти більш слабкі сигнали з меншою амплітудою з подібними характеристиками форми хвилі, що й основні події. Цей метод ефективний для виявлення подібних подій, а також дозволяє визначити розташування події відносно головної події (Maxwell, 2014).

Застосування основної події засноване на припущенні, що помилки в швидкісній моделі рівні для спостережень за двома повторюваними подіями в одному місці. Це припущення зазвичай залишається справедливим, якщо відстані між подіями є незначними порівняно з відстанями між подіями та

пунктами. Отже, цей метод можна застосувати лише до сейсмічних подій в межах обмеженого об'єму поблизу основної події (Grigoli et al, 2016).

Двома найбільш поширеними відносними методами є метод основної події (master-event method - MEM) та метод подвійної різниці (double-difference method - DDM). MEM оцінює розташування гіпоцентра мікросейсмічних подій відносно основної події, тоді як DDM розглядає кожен подію в кластері як основну подію. І MEM, і DDM припускають, що розподіл гіпоцентрів між подіями є невеликим у порівнянні з відстанню джерело-приймач і розміром будь-якої неоднорідності швидкості вздовж траєкторії променя (Akram, 2020). Одним з обмежень MEM є вимога, щоб основна подія була записана на більшості приймачів у масиві. Іншим обмеженням цього методу є те, що можна використовувати лише час прибуття, доступний як для вторинної події, так і для головної події. Також, розрахунок гіпоцентра основної події має бути проведено незалежно від інших. Метод подвійної різниці (DDM) долає обмеження MEM, оскільки кожна подія в мультиплетному кластері розглядається як основна подія. Перевагою відносних методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події є можливість їх застосування при низьких значеннях параметра «сигнал-шум». Їх особливості, включаючи точність апроксимації променів, роблять їх придатними для наземного мікросейсмічного моніторингу (Jiang et al, 2019).

Розглянемо метод подвійної різниці (рис.2.1), описаний у статті (Waldhauser і Ellsworth, 2000).

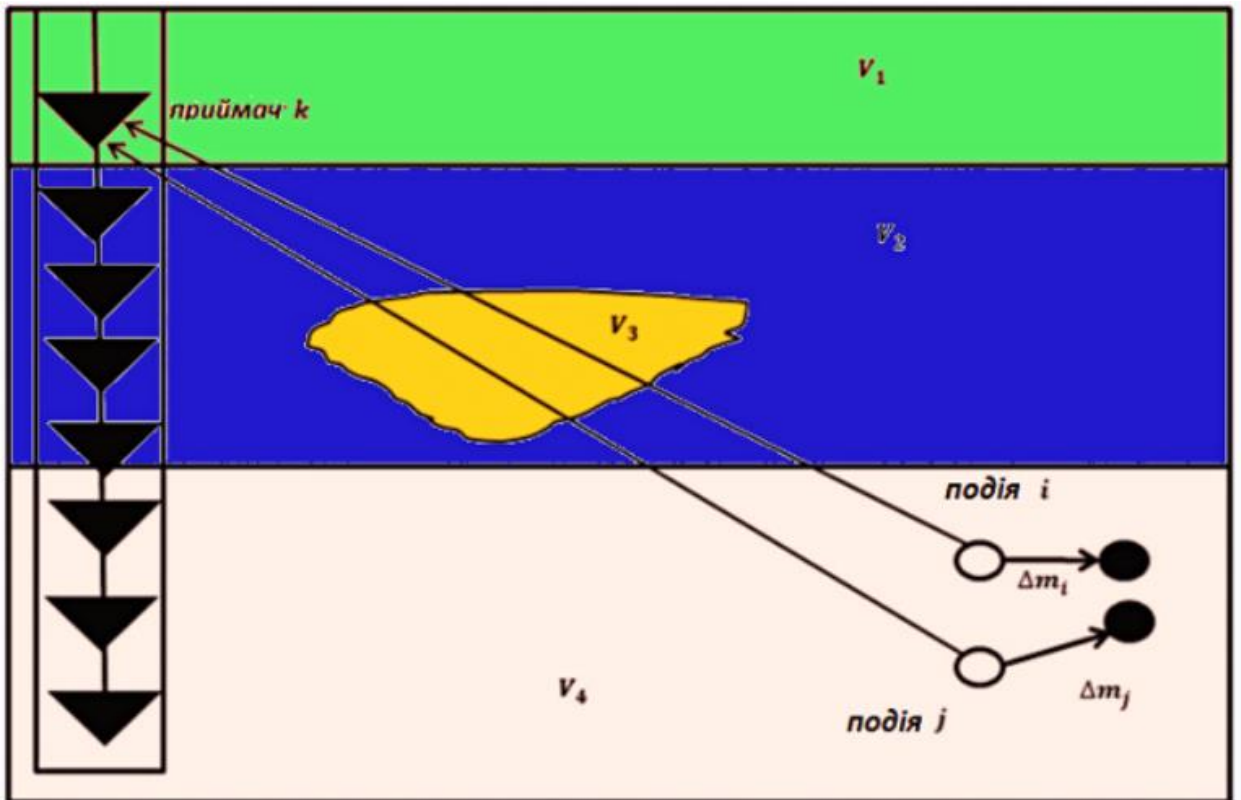


Рисунок 2.1. Алгоритм подвійної різниці (модифіковано за Castellanos and Baan, 2013). Для двох подій,  $i$  та  $j$  показані початкові місця (незафарбовані кола), переміщення (зафарбовані кола) і відповідні шляхи променів до приймача  $k$ . Товсті стрілки ( $\Delta m_i$  та  $\Delta m_j$ ) позначають відповідні вектори переміщення

Для пари мікросейсмічних подій різниця між спостереженими та розрахованими часами проходження хвиль  $d_k^{ij}$  записується:

$$d_k^{ij} = (t_k^i - t_k^j)^{\text{спост}} - (t_k^i - t_k^j)^{\text{розра}}, \quad (2.3)$$

де  $t^{\text{спост}}$  та  $t^{\text{розра}}$  - спостережені та розраховані часи проходження хвиль для подій  $i$  та  $j$  для  $k$ -того спостереження.

Дане рівняння (2.3) автори визначають як подвійну різницю. Рівняння для зміни гіпоцентральної відстані між двома подіями  $i$  і  $j$  записується як

$$\frac{\partial t_k^i}{\partial m} \Delta m^i - \frac{\partial t_k^j}{\partial m} \Delta m^j = d_k^{ij}, \quad (2.4)$$

де  $\Delta m^i = (\Delta x^i, \Delta y^i, \Delta z^i, \Delta \tau^i)$  -для просторових координат та часу виникнення події  $i$ .

Для охоплення всіх точок спостережень (сейсмостанцій) дане рівняння для усіх пар мікросейсмічних подій об'єднуються у систему лінійних рівнянь у формі:

$$WG\Delta m = W\Delta d, \quad (2.5)$$

де  $G$  – матриця розміру  $M*4N$  ( $M$  - кількість спостережень подвійної різниці;  $N$  - кількість подій), що містить часткові похідні,

$d$  - вектор даних, що містить подвійні різниці,

$\Delta m$  – вектор довжини  $4N$ , що містить зміни гіпоцентральных параметрів, які потрібно визначити,

$W$  — діагональна матриця для зважування кожного рівняння.

Для рівняння застосовується обмеження

$$\sum_{i=1}^N \Delta m^i = 0. \quad (2.6)$$

Гіпоцентральный параметри оновлюються ітеративно, доки  $\Delta m^i$  не стане дуже малим або не буде виконано критерій зупинки.

Як вихідне припущення можуть бути використані розрахунки положення гіпоцентра за допомогою абсолютних методів (наприклад, описаного вище методу Гейгера) (Akram, 2020).

## **2.7 Порівняння абсолютних та відносних методів визначення гіпоцентру мікросейсмічних подій**

Вибір між методами визначення гіпоцентра мікросейсмічної події має здійснюватися безпосередньо для конкретної роботи з урахуванням низки факторів, як-то комплексу вхідних даних в наявності, особливостей польового

етапу робіт, економічних та часових факторів, попереднього досвіду при проведенні мікросейсміки на території тощо.

У роботі (Akram, 2020) наводиться приклад порівняння трьох методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події (метод Гейгера, MEM, DDM) для свердловинної розстановки з 12 приймачами, розташованими у двох вертикальних свердловинах (рис. 2.2). Для розрахунків було використано одновимірну швидкісну модель.

Як видно з рисунка, відносні розташування гіпоцентрів, отримані за допомогою MEM і DMM, точніші, ніж абсолютні. Як для абсолютних, так і для відносних значень помилки в глибині є більшими, ніж по латералі. Середньоквадратична похибка є найменшою для методу подвійної різниці. Жоден з методів не компенсує похибки у обчисленні швидкості у повній мірі. Отже, для подальшого покращення точності визначення гіпоцентрів є необхідним коригування швидкісної моделі.

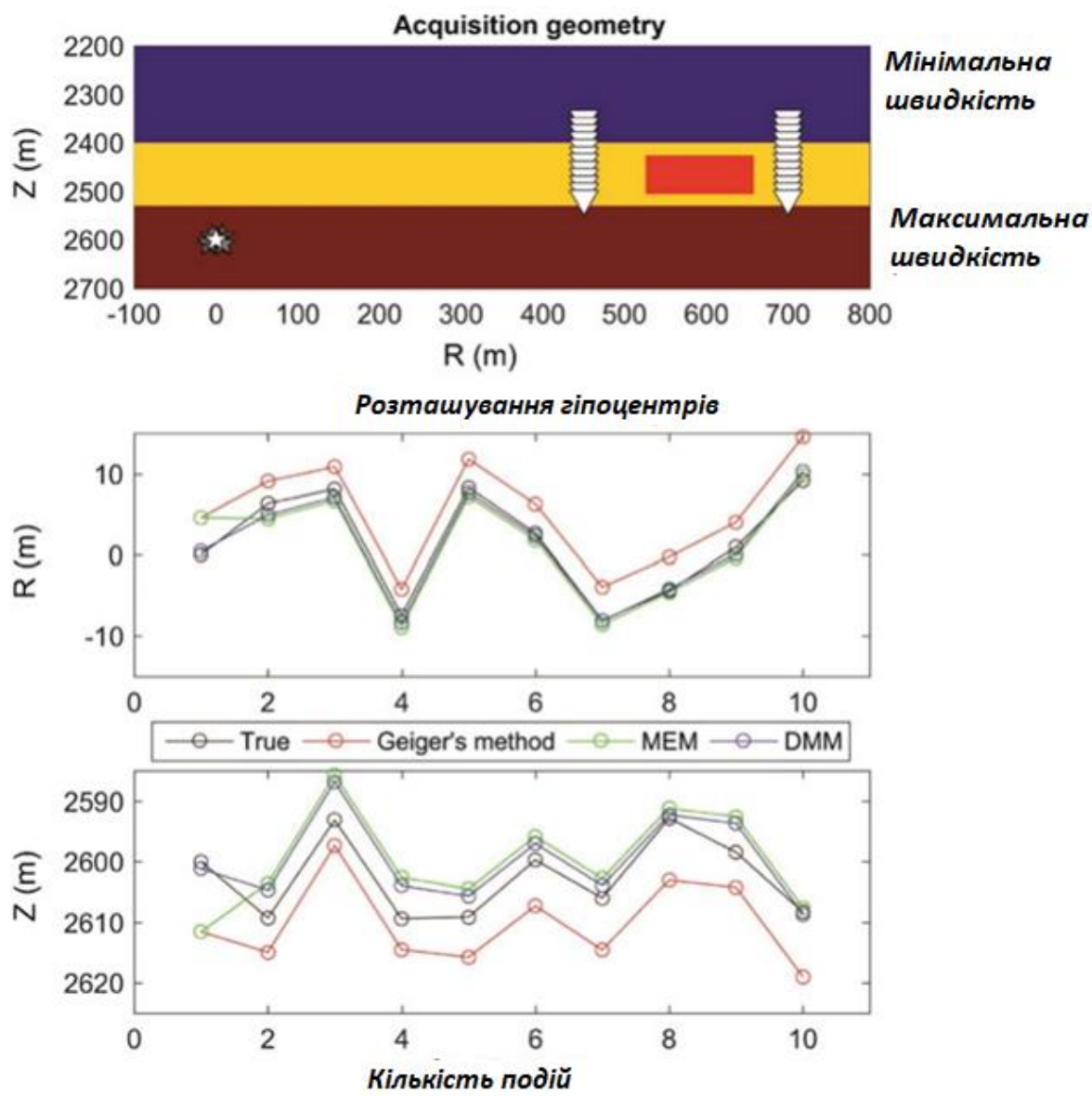


Рисунок 2.2. Порівняння абсолютних та відносних методів визначення гіпоцентра мікросейсмічної події (за Акрам, 2020)

## Висновки до розділу 2

1. Розділ присвячено розгляду двох найбільш важливих етапів обробки мікросейсмічної інформації – побудові швидкісної моделі геологічного середовища та обчисленню положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій.

2. Основні етапи побудови швидкісної моделі для мікросейсмічного моніторингу з урахуванням таких особливостей нетрадиційних порід-колекторів, як тріщинуватість і сланцюватість включають створення апріорної моделі та її калібрування з урахуванням ефектів анізотропії. Наведено класифікацію швидкісних моделей на одновимірні, двовимірні та тривимірні.

3. Методи визначення гіпоцентра мікросейсмічної події поділяють на абсолютні та відносні залежно від використання систем координат. Описано теоретичні основи та особливості застосування основних методів в межах кожної з категорій (лінеаризованої інверсії, пошуку по сітці, продовження хвильових полів у середовище, основної події, подвійної різниці).

4. Порівняння результатів використання абсолютних та відносних методів визначення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій за умови недосконалої швидкісної моделі показало, що відносні методи демонструють точніші результати порівняно з абсолютними.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Краснікова, О., Лісний, Г., Вижва, С..(2021) Сучасний стан застосування методів мікросейсмічного контролю за проведенням та якістю ГРП *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Серія Геологія*, 95(4), 2021, 64-71 DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.95.08>.
2. Akram, J. (2020), Understanding Downhole Microseismic Data Analysis: With Applications in Hydraulic Fracture Monitoring, *Springer*. DOI: 10.1007/978-3-030-34017-9
3. Anikiev, Denis & Bin Waheed, Umair & Stanek, Frantisek & Alexandrov, Dmitry & Hao, Qi & Iqbal, Naveed & Eisner, L.. (2022). Traveltime-based microseismic event location using artificial neural network. *Frontiers in Earth Science*. 10. 1046258. 10.3389/feart.2022.1046258.
4. Castellanos F. & Baan M. (2013). Microseismic event locations using the double-difference algorithm. *CSEG Recorder*. 38. 26-37.
5. Eaton, D. (2018). Passive Seismic Monitoring of Induced Seismicity: Fundamental Principles and Application to Energy Technologies. *Cambridge: Cambridge University Press*. doi:10.1017/9781316535547.
6. Geiger, L. (1912). Probability method for the determination of earthquake epicenters from the arrival time only, *Bull. St. Louis Univ.* 8, 60-71.
7. Gesret, Alexandrine & Noble, Mark & Desassis, Nicolas & Romary, Thomas. (2013). Microseismic Monitoring - Consequences of Velocity Model Uncertainties on Event Location Uncertainties. *Proceedings of the Third Passive Seismic Workshop, Eur. Ass. of Geoscientists and Engineers, Athens - Greece (2011)*. 10.3997/2214-4609.20131027.
8. Grechka, V. I., & Heigl, W. M. (2017). Microseismic monitoring, *Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists*.
9. Grigoli F, Cesca S, Krieger L, Kriegerowski M, Gammaldi S, Horalek J, Priolo E, Dahm T. (2016) Automated microseismic event location using Master-Event Waveform Stacking. *Sci Rep.* 17;6:25744. doi: 10.1038/srep25744.

10. Jiang, Y., Wang, R., Chen, X., Chu, F., Yin, C. (2019). Relative source location using a local equivalent path strategy for surface microseismic monitoring, *Geophysical Journal International*, 216( 2), 1233–1244, <https://doi.org/10.1093/gji/ggy482>
11. Maxwell, S.. (2014). Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs. *Society of Exploration Geophysicists*. DOI:10.1190/1.9781560803164.
12. Lisny, G., Krasnikova, O., Vyzhva, S. (2021) Prospects of microseismic monitoring of hydraulic fracturing in Ukraine. *Conference Proceedings, Geoinformatics 2021*, 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521145>
13. Liu, Yongzan & Liang, Lin & Podgornova, Olga & Zeroug, Smaine & Mizuno, Takashi & Le Calvez, Joel. (2023). Automated Microseismic Event Detection for Downhole Distributed Acoustic Sensing Data Processing. 10.56952/ARMA-2023-0797.
14. Luo, Zhonghao & Shang, Xueyi & Wang, Yi & Li, Xi-bing & Liu, ing-hao & Tai, Yang. (2023). P- and S-wave arrival time combined Bayesian location method for a microseismic event. *Journal of Central South University*. 30. 3808-3820. 10.1007/s11771-023-5459-5.
15. Pike, K. A. (2014). Microseismic Data Processing, Modeling and Interpretation in the Presence of Coals: A Falher Member Case Study (Unpublished master's thesis). *University of Calgary, Calgary, AB*. doi:10.11575/PRISM/26910
16. Waldhauser, F. & Ellsworth, W.. (2000). A Double-Difference Earthquake Location Algorithm: Method and Application to the Northern Hayward Fault, California. *Bulletin of the Seismological Society of America*. 90. 1353-1368. 10.1785/0120000006.
17. Wang, Yi & Shang, Xueyi & Peng, Kang & Gao, Rui. (2020). Rock Fracture Monitoring Based on High-Precision Microseismic Event Location Using 3D Multiscale Waveform Inversion. *Geofluids*. 2020. 1-18. 10.1155/2020/8825140.

18. Wu,S., Wang, Y., Zheng,Y., Chang, X.(2018) Microseismic source locations with deconvolution migration, *Geophysical Journal International*, 212 (3), 2088–2115, <https://doi.org/10.1093/gji/ggx518>
19. Zhang, Haijiang & Chen, Fei & Chen, Yukuan & Lin, Ye & Chen, Yini & Tan, Yuyang. (2017). Development of advanced methods for microseismic monitoring of hydraulic fracturing. 10.1190/Microseismic2017-006.

## **РОЗДІЛ 3. ОСОБЛИВОСТІ НЕТРАДИЦІЙНИХ ПОРІД КОЛЕКТОРІВ ТА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ**

### **3.1 Характеристика нетрадиційних порід- колекторів**

#### **3.1.1 Поняття про «нетрадиційні колектори» та світовий досвід у їх дослідженні**

Успіх розробки нетрадиційних порід-колекторів вуглеводнів у ряді родовищ на території США, зокрема у формації Баккен (басейн Віллістон), сланцях Барнетт (басейн Форт-Ворт), сланцях Ігл-Форд (західна частина Мексиканської затоки), сланцях Марцеллус (Аппалачський басейн), формації Ніобрара (басейн Денвер-Джулесбург) і формації Вулфкемп (Пермський басейн) призвели підвищення інтересу до нетрадиційних покладів в США та в усьому світі (Katz et al, 2021).

На сьогоднішній день єдиного загальноприйнятого визначення поняття «нетрадиційний колектор» не існує (Arbi Omar Ganat, 2022). Існує плутанина при використанні концептуальних термінів традиційний і нетрадиційний колектор, відмінності та кореляції між ними не є чітко виділеними. Термін «нетрадиційні колектор» спочатку відносився до нафтових ресурсів, які не можуть бути розвідані, розроблені та видобуті у традиційний спосіб. З геологічної точки зору «нетрадиційні колектор» зазвичай розглядаються як скупчення вуглеводнів, що відрізняються від звичайних, і це не офіційний науковий термін із чітким і точним визначенням (Pang et al, 2021). Деякі дослідники визначали нетрадиційні ресурси лише на основі значень проникності, а інші їх визначення ґрунтували або на розумінні нафтогазоносною системи, або на типі флюїду. Товариство інженерів-нафтовиків (SPE), Товариство інженерів з оцінки нафти (SPEE), Американська асоціація геологів-нафтовиків (AAPG) і Всесвітній нафтовий конгрес (WPC) спільно оприлюднили заяву в 2007 році, в якій визначено нетрадиційні ресурси як ті, що поширені на великій площі і не зазнають істотного впливу

гідродинамічних чинників; також називаються "безперервними покладами" (Zou et al, 2013).

Розподіл «традиційні-нетрадиційні ресурси» можна зобразити у вигляді трикутної діаграми (рис. 3.1), беручи до уваги їхні обсяги та складність розробки, адже ресурсний потенціал нетрадиційних ресурсів оцінюється в 4-8 разів більшим, ніж традиційних ресурсів вуглеводнів (Pang et al, 2021, Muther et al, 2021), проте розробка нетрадиційних вуглеводневих ресурсів є процесом, який дуже відрізняється від процесу розробки звичайних колекторів. Отримання нафти і газу з ущільнених пластів іноді вимагає не тільки більшої кількості свердловин порівняно зі звичайною розробкою колекторів, але й застосування передових технологій, включаючи горизонтальне буріння та гідророзрив пластів (Gharavi et al, 2023).



Рисунок 3.1. Трикутна діаграма типів колекторів вуглеводнів (модифіковано за Soliman et al, 2015).

Існує і економічне визначення нетрадиційних ресурсів на основі норми прибутку, питомих витрат, індексу EROEI (повернена енергія / інвестована енергія) (Soliman et al, 2015).

Підсумовуючи основні підходи до визначення поняття «нетрадиційні вуглеводні», можна зазначити, що вони відносяться до протяжних по площі або квазіпротяжних ресурсів з неприродним комерційним видобутком, і їх можна видобути лише за допомогою стимуляції колектора для покращення проникності або в'язкості флюїду з метою реалізації комерційного видобутку (Sunjaya et al, 2014). Вони мають дві ключові ознаки: безперервний розподіл нафти і газу з нечіткою межею пастки, відсутність природних і стабільних промислових видобутків і очевидного потоку Дарсі. Двома ключовими петрофізичними параметрами зазвичай (Zou et al, 2013) визначають: пористість менше 10%, розмір горловини пустот менше 1 мкм, або значення проникності менше  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Геологічно нетрадиційні ресурси характеризуються співіснуванням материнських порід і порід-колекторів у центрах і на схилах басейнів, відсутні очевидні межі пасток або гідродинамічний ефект.

Нетрадиційні ресурси вуглеводнів класифікуються з різних точок зору на основі їх атрибутів і характеристик, а також відповідно до типу породи-колектора, походження нафти і газу, угруповання «джерело–колектор–кришка» та стану залягання (Zou, 2013). Наприклад, за типом породи-колектора їх можна класифікувати як нафту і газ з щільних пісковиків, сланцеву нафту і газ, метан вугільних пластів, нафту і газ вулканічних колекторів і нафту і газ метаморфічних колекторів (рис. 3.2) (Lin, 2016). За зрілістю, густиною та в'язкістю їх можна класифікувати як горючі сланці, важку нафту, нафтовий пісок, сланцеву нафту, нафту з щільних пластів, сланцевий газ, газ вугільних пластів та газ із щільних пластів.

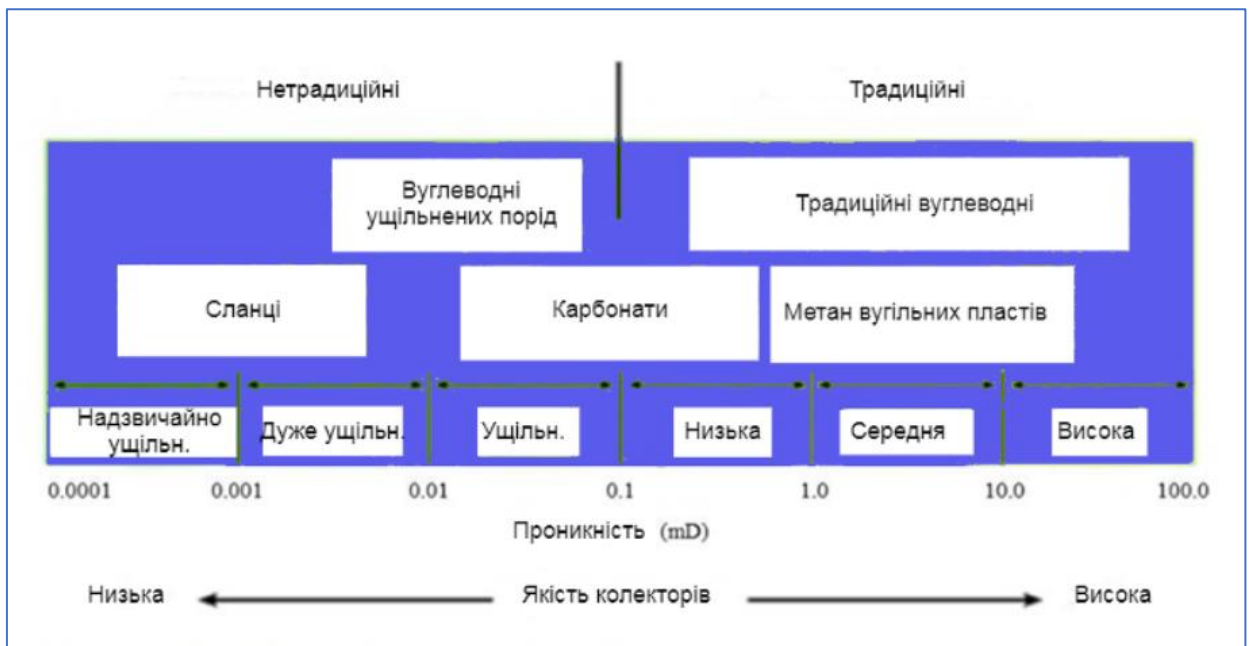


Рисунок 3.2. Класифікація колекторів вуглеводнів (модифіковано за Lin, 2016)

Відмітимо і гетерогенність нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. Наприклад, не існує «типових» ущільнених нафтових і газових колекторів (Ahmed and Meehan, 2016). Вони можуть бути: глибокозалягаючими або близькими до поверхні; з високим або низьким тиском; високотемпературні або низькотемпературні; поширені по площі або лінзоподібні, стратиграфічні, структурні та руслові, однорідні або тріщинуваті, однопластові або багатопластові, пісковик або карбонат.

### 3.1.2 Особливості нетрадиційних колекторів в Україні

Потенціал видобутку нетрадиційних вуглеводнів в Україні у 21 столітті незважаючи на інтерес з боку західних компаній (за оцінками Україна є однією з країн з найвищим потенціалом для видобутку сланцевого газу) не був повністю реалізований та реалізується зі значними обмеженнями через початок російсько-української війни (Georgiev, 2016). Так, у зв'язку з цим, наприклад, компанії Shell та Chevron вийшли зі сланцевих проектів у 2015 році. З початком повномасштабного вторгнення видобуток у Східному та

Південному нафтогазоносних регіонах України неможливий або пов'язаний зі значними ризиками.

У межах Східного нафтогазоносного регіону України серед нетрадиційних джерел вуглеводнів виділяють сланцевий газ, газ ущільнених пісковиків, метан вугільних пластів, газ ущільнених карбонатних порід (Лукін, 2011, Михайлов та ін, 2014, Вакарчук, 2016, Мачужак і Лизанець, 2013, Євдошук та ін, 2013, Вижва та ін., 2014, Хоменко та ін., 2021, Михайлов та ін, 2021).

Перспективи видобутку сланцевого газу в ДДЗ існують в широкому стратиграфічному діапазоні: у верхньому девоні (південна та північна прибортові зони ДДЗ), нижньому карбоні (турнейські- південна прибортова зона, візейські - всі структурно-тектонічні зони ДДЗ, серпуховські- прибортові і приосьова частини), середньому карбоні (башкирські - південно-східна частина ДДЗ, московські - центральна і південно-східна частини ДДЗ) та верхньому карбоні (центральна частина зони зчленування ДДЗ і Донбасу). Перспективними на сланцеву нафту можуть бути відклади верхнього девону (північно-західна частина ДДЗ), нижньосерпуховсько-верхньовізейського комплексу (північно-західна частина ДДЗ).

За оцінками науковців, висока перспективність на нетрадиційний газ ущільнених пісковиків спостерігається у верхньодевонських (південна прибортова зона ДДЗ) та кам'яновугільних відкладах (південна і північна прибортова та центральна зони ДДЗ, зона зчленування ДДЗ з Донецьким авлакогеном). Серед ущільнених карбонатних порід ДДЗ перспективними вважаються шельфові та рифові фації нижньовізейського комплексу північно-західної частини ДДЗ. Перспективи видобутку метану вугільних пластів поряд з Донецьким вугільним басейном існують і у південно-східній бортовій частині ДДЗ (Петриківсько-Новомосковська площа).

У Західному нафтогазоносному регіоні нетрадиційними є вуглеводні ущільнених порід та сланцевий газ (Хомин та ін, 2013, Багрій та ін, 2015, Михайлов та ін, 2014, Мельничук, 2017, Михайлов та ін, 2021).

Перспективні ущільнені пісковики наявні у відкладах кембрію Волино-Поділля, головецькій та верховинській світах олігоцену у межах Складчастих Карпат. Перспективні ущільнені карбонати зустрічаються у відкладах ордовику та силуру Волино-Подільської плити. Як перспективна на сланцеву нафту та газ розглядається менілітова світа у Бериславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину та Скибовій зоні Карпат, а також верхня частина венду, відклади балтійської серії венду, відклади лудловського і венлокського ярусів силуру, відклади тіверської серії девону.

У Південному нафтогазоносному регіоні нетрадиційні вуглеводні представлені сланцевим газом та нафтою, нафтою і газом ущільнених порід та газогідратами (Вакарчук, 2015, Вижва та ін., 2013, Михайлов та ін, 2014, Михайлов та ін, 2021).

Серед перспективних на сланцевий газ та нафту стратиграфічних комплексів дослідники виділяють нижній девон, серпуховські відклади, середню та верхню частини середньої юри Переддобрудзького прогину, аптський та альбський яруси нижньої крейди Рівнинного Криму. Серед перспективних на нетрадиційний газ карбонатів у регіоні виділяють відклади верхньодевонського комплексу Приморського виступу, а перспективними на нетрадиційну нафту є відклади силуру Молдавської монокліналі й Нижньодністровської депресії. Знахідки газогідратів у Чорному морі неодноразово здійснювалися під час рейсів науково-дослідних суден, деякі з яких мали зв'язок з грязьовим вулканізмом. Дослідники вважають сприятливими для їх утворення глибини від 750 м. Багатьма спеціалістами висловлюються думки з приводу високої перспективності басейну Чорного моря на газогідрати.

### 3.2. Характеристика об'єктів, досліджених у дисертаційній роботі

У дисертаційному дослідженні використовуються дані з трьох об'єктів у межах Дніпровсько-Донецької западини – одного з центральної частини (А) та двох з північної прибортової (Б, В).

На об'єкті А досліджувана частина розрізу представлена аргілітами слюдистими в різному ступені сланцюватими, включаючи міцно зцементовані, непористі, нешаруваті. Серед пісковиків в розрізі наявні як олігоміктові польовошпат-кварцового складу, так і аркозово-граувакові та переважно кварцові. Серед типів цементу наявні силікатний та карбонатний. Відклади характеризуються пониженими значеннями пористості та проникності. Дані, використані у роботі, представлені 79 зразками керну, для яких було здійснено аналіз мінералогічного складу та вимірювання петрофізичних властивостей в лабораторних умовах (для 23 зразків з вибірки).

Об'єкт Б характеризується розповсюдженням незгідно залягаючих відкладів руслового та дельтового генезису. Серед фацій виділяються, зокрема, шаруваті крупно- та середньозернисті пісковики, шаруваті дрібнозернисті пісковики, перешарування дрібнозернистих пісковиків та аргілітів, шаруваті аргіліти та алевроліти. Відклади характеризуються пониженими значеннями пористості та проникності. Дані, використані у роботі, представлені 20 зразками керну, для яких було здійснено аналіз мінералогічного складу та вимірювання петрофізичних властивостей в лабораторних умовах (для 15 зразків).

Об'єкт В характеризується площадним розповсюдженням пісковиків змінної потужності та мінливими петрофізичними характеристиками з тенденцією до ущільнення, що належать до прибережних фацій. Відклади характеризуються пониженими значеннями пористості та проникності. Дані, використані у роботі, представлені набором каротажних даних для 2 свердловин на об'єкті та набором кутових сум у часоаому домені.

### **Висновки до розділу 3**

1. Розглянуто поняття «нетрадиційний колектор» та неоднозначність його трактування в літературі. Серед основних видів нетрадиційних ресурсів вуглеводнів виділяють сланцеві вуглеводні, вуглеводні ущільнених порід, метан вугільних родовищ, газогідрати та їхні особливості у порівнянні з традиційними ресурсами (фільтраційно-ємнісні властивості, особливості залягання, технології видобутку тощо).

2. Наведено характеристику нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні. Розглянуто основні перспективні комплекси на різні види нетрадиційних вуглеводнів у межах Східного, Західного та Південного нафтогазоносних регіонів України, що представлені ущільненими пісковиками, сланцями, ущільненими карбонатами тощо.

3. Охарактеризовано досліджувані в дисертаційній роботі об'єкти, що представлені ущільненими пісковиками Дніпровсько-Донецької западини. Серед використаних даних – як результати лабораторних досліджень кернавого матеріалу для двох вибірок (79 та 20 зразків), так і каротажні та сейсмічні дані.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ahmed, U., Meehan, N, (2016). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press Taylor & Francis Group.
2. Arbi Omar Ganat, T. (2022). *Rock Properties And Reservoir Engineering: A Practical View*.
3. Georgiev, A. (2016). Shale and Eastern Europe—Bulgaria, Romania, and Ukraine. 10.1007/978-3-319-31680-2\_4.
4. Gharavi, A.; Abbas, K.A.; Hassan, M.G.; Haddad, M.; Ghoochaninejad, H.; Alasmar, R.; Al-Saegh, S.; Yousefi, P.; Shigidi, I. Unconventional Reservoir Characterization and Formation Evaluation: A Case Study of a Tight Sandstone Reservoir in West Africa. *Energies* 2023, *16*, 7572. <https://doi.org/10.3390/en16227572>
5. Katz, B., Gao, L., Little, J., Zhao, Y. (2021) Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures, *Unconventional Resources*, 1, 18-38, ISSN 2666-5190, <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2021.12.001>.
6. Lin, W. (2016). A Review on Shale Reservoirs as an Unconventional Play – The History, Technology Revolution, Importance to Oil and Gas Industry and the Development Future. *Acta Geologica Sinica - English Edition*. 90. 10.1111/1755-6724.12823.
7. Muther, T., Qureshi, H., Syed, F., Aziz, H., Siyal, A., Dahaghi, A., Negahban, S. (2021). Unconventional hydrocarbon resources: geological statistics, petrophysical characterization, and field development strategies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 12. 10.1007/s13202-021-01404-x.
8. Pang, X., Shao, X., Li, M., Hu, T., Chen, Z., Zhang, K., Jiang, F., Chen, J., Chen, D., Peng, J., Pang, B., Wang, W. (2021) Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification, *Gondwana Research*, 97, 73-100, ISSN 1342-937X, <https://doi.org/10.1016/j.gr.2021.04.011>.

9. Soliman, A., Abdelfattah, M., Ahmed Yassin, M. (2015). Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential. 10.13140/RG.2.1.3846.0880.
10. Sunjay, S., Kumar, S., Jain, N. (2014). Shale Gas: An Unconventional Gas Reservoir. 10.13140/RG.2.1.1975.2805.
11. Zou, C.N. (2013). Unconventional Petroleum Geology. Unconventional Petroleum Geology. 10.1016/C2011-0-06250-6.
12. Zou, C., Zhang, G., Yang, Z., Tao, S., Hou, L., Zhu, R., Yuan, X., Ran, Q., Li, D., Wang, Zh. (2013). Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. Petroleum Exploration and Development. 40. 413–428. 10.1016/S1876-3804(13)60053-1.
13. Багрій, І. Д., Чепіль, В. П., Довбиш Н. С. (2015) Першочерговість освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля. Геологічний журнал. - 2015. - № 4. - С. 99-104
14. Вакарчук, С.Г. (2016). Оцінка нафтогазового потенціалу ущільнених порід девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Нафто-газова галузь України, 1, 14–18
15. Вакарчук, С. Г. (2015). Палеозойські карбонатні комплекси Переддобродзького прогину-перспективні об'єкти пошуку нетрадиційних вуглеводнів. Нафтогазова галузь України. - 2015. - № 6. - С. 11-17
16. С. А. Вижва, В. А. Михайлов, Д. І. Онищук, І. І. Онищук (2013) Петрофізичні параметри нетрадиційних порід–колекторів Південного нафтогазового регіону. Геоінформатика. – 2013. – № 3. – С. 17–25.
17. С. А. Вижва, В. А. Михайлов, Д. І. Онищук, І. І. Онищук (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько–Донецької западини). Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36, № 1. – С. 145–157.
18. Євдошук, М.І., Ставицький, Е.А., Стрижак, В.П., Вакарчук, С.Г., Недосекова, І.В., Клочко В.П. (2013) Перспективи південно-східної бортової

частини Дніпровсько-Донецької западини на вільний газ та метан вугільних родовищ. Геологічний журнал. — 2013. — № 2. — С. 7-16

19. Лукін, А. Є. (2011) Перспективи сланцевої газоносності Дніпровсько-Донецького авлакогена. Геол. журн. -2011. -№ 1. -С. 21-41.

20. Мачужак, М. І., Лизанець А. В. (2013) Перспективи відкриття значних за запасами родовищ газу на великих глибинах у Дніпровсько-Донецькій западині. Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 3. – С. 20–23.

21. Мельничук, Г. (2017). Перспективність Волинського палеозойського підняття на сланцевий газ. *Геологія і геохімія горючих копалин*, (1-2), 107-108.

22. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія : у 8 кн. : / [В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. М. Сеньковський та ін.] ; Нац. акціонерна компанія "Нафтогаз України", Київ. нац. ун–т ім. Тараса Шевченка, Ін–т геології і геохімії горючих копалин НАН України. – Київ : ВПЦ "Київський ун– т", 2014

23. Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел / [Михайлов В. А. та ін.]; М-во освіти і науки України, Київ. нац. ун-т ім. Т. Шевченка. — Київ: ВПЦ” Київський університет”, 2021. — 335 с

24. Хоменко, Н. В., Приходченко, В. Ф., Приходченко С. Ю. (2021) Закономірності мінливості метаноносності вугільних пластів Західного Донбасу. Геотехнічна механіка. - 2021. - Вип. 156. - С. 46-54

25. Хомин, В. Р., Клюка, А. Р., Мончак, Л. С. (2013) Про перспективи відкриття покладів сланцевого газу на Прикарпатті. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 1(46). –С. 13–21.

#### **4. ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ІНДЕКСУ КРИХКОСТІ ПОРІД ТА ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ДЛЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Основні здобутки розділу наведено в публікаціях:

Краснікова, О., Вижва, С. (2023) Аналіз методів визначення індексу крихкості та їх застосування для теригенних порід-колекторів Дніпровсько-донецької западини (у процесі видання)

Krasnikova O., Vyzhva S. (2023) Optimal methods of brittleness index calculation for terrigenous rocks of the Dnipro-Donetsk basin, Conference Proceedings, XVII International Scientific Conference “Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment”

##### **4.1 Поняття крихкості в геомеханіці**

Принципово важливим параметром для успішного ГРП є здатність порід цільового горизонту до утворення тріщин. Одним з ключових параметрів у оцінці даної характеристики є індекс крихкості (ІК). На сьогоднішній день існує значна кількість різноманітних способів обчислення цього параметру на основі різних властивостей гірських порід, тож вибір оптимального методу його розрахунку для конкретної формації чи території є комплексним питанням, який залежить від конкретних геологічних умов, фізико-механічного стану досліджуваного пласта, складу і повноти його вивчення.

Індекс крихкості широко застосовується світовою спільнотою (Iyare, 2021, Vaisblat, 2022, Ва, 2021, Rybacki, 2016) при проектуванні гідророзриву пласта та для інших задач геомеханіки (Moska, 2021, Altindag, 2002), проте в Україні поки не набув поширення. Існує потреба в аналізі його застосування з урахуванням особливостей, характерних для порід-колекторів ДДЗ, що є переважно пісковиками з пониженими значеннями пористості та часто

характеризуються наявністю кварцового цементу, незначною кількістю з'єднаних між собою пустот. Це поняття нерозривно пов'язане з вивченням петрофізичних властивостей ущільнених порід-колекторів, з основних публікацій щодо даного питання в Україні можна виділити (Вижва, 2021, Олійник, 2020, Безродна, 2019, Вижва, 2014).

Поняття крихкості почало розглядатися в літературі, пов'язаній з інженерією та механікою, з 60-х років минулого сторіччя (Hetenyi, 1966, Coates and Parsons, 1966). Протягом останніх 60-ти років саме визначення крихкості як такої варіювалося. Її описували як відсутність пластичності, як поведінку, яка створює незначну деформацію під час руйнування породи, як появу руйнування на рівні або трохи вище межі текучості, як здатність матеріалу до руйнування без очевидної постійної деформації під час випробувань на розтяг або стиск, як легкість поширення тріщин тощо (Li, 2023). Зауважимо, що у зв'язку з гетерогенністю та анізотропністю гірських порід, термінологія, що початково розроблялась для таких матеріалів, як метали та кераміка, має застосовуватися в геофізиці з обережністю (Meng, 2021).

Поняття індексу крихкості породи було запроваджено у 1966 році Коутсом і Парсонсом (Coates and Parsons, 1966), який визначався як відношення пружної деформації до загальної деформації при руйнуванні. На рис. 4.1 показано загальну криву напруги та деформації для тривісного стиснення, проведеного до руйнування. Синя лінія показує зміну деформацій від прикладеного напруження у лінійній пружній області. Дотична до кривої в цій області відповідає модулю Юнга. Розрив зразка гірської породи відбувається при перевищенні максимальної міцності  $\tau_{max}$ , що вказує на міцність породи. Межа текучості зразка ідентифікується як перетин дотичної кривої в лінійній області з дотичною до  $\tau_{max}$ , перенесеної на фактичні дані про напруження та деформації. Пружна деформація представлена областю ліворуч  $\epsilon_{el}$  від межі текучості, а пластична деформація представлена областю праворуч  $\epsilon_{tot} = \epsilon_{el} + \epsilon_{pl}$  від межі текучості, яка обмежена руйнуванням зразка. Нарешті,

залишкова міцність породи,  $\tau_{res}$ , відображається після досягнення пікової напруги. Таким чином, індекс крихкості ІК породи можна задати формулою:

$$IK = \frac{\varepsilon_{el}}{\varepsilon_{tot}}, \quad IK = \frac{\tau_{max} - \tau_{res}}{\tau_{max}} \quad (4.1)$$



Рисунок 4.1 Крива напруги та деформації (модифіковано за Miskimins, 2019)

Як правило, руйнування крихкої породи пов'язане з раптовим падінням напруги, навіть з можливістю розколу уламків породи. Для різних областей геоінженерії при роботі з гірськими породами це руйнування необхідно ефективно контролювати, щоб або сприяти, або стримувати його розповсюдження. Таким чином, надійне розуміння крихкості може дати важливу інформацію для більш успішного планування проектів у різних напрямках наук про Землю (Wang, 2023).

При роботі з нетрадиційними колекторами вуглеводнів та, зокрема, проектуванні ГРП, індексу крихкості почала надаватись увага на початку 21

століття. Першими статтями з присвячених цьому питанню часто вважають статтю Rickman (2008), що започаткувала один з класичних підходів до обчислення ІК на основі пружних параметрів порід, та статтю Jarvie (2007), що започаткувала мінералогічний підхід.

Окрім використання при плануванні ГРП, індекс крихкості застосовується і в інших областях промислової та інженерної геофізики. Оцінювання крихкості є важливим і при проектуванні горизонтального буріння (Lei, 2023). Розуміння фізико-механічних властивостей, включаючи крихкість, гранітів та інших магматичних порід в умовах високої температури та високих навантажень відіграє суттєву роль у підтримці стабільності свердловини та мінімізації витрат на буріння при експлуатації циркулюючих геотермальних систем (Liu, 2023, Yin et al, 2022). Індекс крихкості застосовується і при видобутку метану з вугільних пластів (Moska, 2021, Wu, 2023), а також видобутку корисних копалин у наземних та підземних виробках (Jeonget al, 2023). В інженерній геофізиці оцінка крихкості важлива для моніторингу підземних та гідротехнічних споруд (Song, 2023, Herza, 2021).

Різноманіття областей, що використовують індекс крихкості, призвело до створення надзвичайно великої кількості методик його розрахунку. Так, у статті Meng (2021) наводиться більш ніж 80 різних способів отримання ІК. Тому наразі через неузгодження у визначенні крихкості та різні сфери застосування не існує міжнародно визнаного стандарту для визначення індексу крихкості порід (Li, 2023).

#### **4.2 Класифікація способів визначення індексу крихкості.**

Існує три принципово різних підходи до визначення індексу крихкості гірських порід в залежності від використаних для обрахунків даних: з використанням даних лабораторних вимірювань пружних параметрів, з використанням даних каротажу та мінералогічний. У межах кожного з цих

трьох напрямків за останні десятиліття було розроблено ряд методів та підходів (рис. 4.2), основні з яких ми розглянемо нижче.



Рисунок 4.2 Класифікація підходів до визначення індексу крихкості (модифіковано за Mews et al, 2019)

#### 4.2.1 Мінералогічний підхід отримання ІК.

Класичний мінералогічний підхід до визначення ІК запропоновано Jarvie et al (2007). Після дослідження сланців Барнетт, що характеризуються низькими значеннями пористості та проникності, було запропоновано рівняння для оцінки крихкості породи  $IK_{mnr1}$  з використанням масових часток її складових:

$$IK_{mnr1} = \frac{Q}{Q+CARB+CLY} \quad (4.2)$$

де Q – вміст кварцу, carb – вміст карбонатів, clay - вміст глини.

Кварц вважається крихким мінералом, тоді як карбонат і глина вважаються менш крихкими і некрихкими відповідно. Це рівняння дає точні результати для формацій, які містять велику кількість кварцу та глини та малий вміст карбонатів. Однак для пластів зі значною кількістю карбонату це рівняння занижує значення індексу крихкості (Mews et al, 2019).

Wang&Gale (2009) запропоновано метод визначення  $IK_{mnr2}$  на основі мінерального складу гірських порід, який враховує вміст доломіту як внесок у крихкість та доломіт і ТОС (total organic carbon) як складові мінералів у знаменнику:

$$IK_{mnr2} = \frac{Q+DOL}{Q+DOL+CARB+CLY+TOC} \quad (4.3)$$

де Q-кварц, carb-карбонат, cly- глина, dol -доломіт, toc-total organic carbon.

Також помічено (Jin et al, 2014), що силікатні мінерали, такі як польовий шпат і слюда, є більш крихкими, ніж глина в сланцевих колекторах (формула слюди  $X_2Y_4-6Z_8O_{20}(OH,F)_4$ ; якщо іон X є кальцієм, вона вважається «крихкою» слюдою). Крім доломіту, інші карбонатні мінерали, такі як кальцит у вапняку, також більш крихкі, ніж глина. Таким чином, пропонується нове вираження крихкості  $IK_{mnr3}$ , яке включає силікатні мінерали (кварц, польовий шпат і слюду) і крихкі карбонатні мінерали (кальцит і доломіт):

$$IK_{mnr3} = \frac{QFM+CALC+DOL}{total} \quad (4.4)$$

де QFM-кварц+польові шпати +слюда, calc – кальцит, dol -доломіт, total-сума.

#### 4.2.2 Підхід до отримання ІК на основі пружних властивостей.

Існує два загальних методи використання пружних властивостей для встановлення їх крихкісних властивостей. Це метод крихкості - brittleness method (Rickman et al, 2008) та метод ламкості - fracability method (Goodway et al, 2006). Роль тріщиностійкості (fracture toughness) при проведенні гідророзриву досі лишається дискусійним питанням (Miskimins, 2019).

Обидва ці методи використовують зв'язок між пружними модулями гірської породи та її здатності до утворення тріщин. Вважається, що більш крихка порода матиме вищий модуль Юнга E та нижчий коефіцієнт Пуассона, що полегшує ініціювання та поширення тріщин, як природних, так і індукованих. Модуль Юнга можна розглядати як міру складності пружної деформації породи. Чим більше його значення, тим більша виникає напруга

пружної деформації породи, тобто тим більша жорсткість породи, і тим менша пружна деформація виникає під дією певної напруги. Коефіцієнт Пуассона є мірою пружності, що відображає латеральну деформацію породи. У свою чергу, крихкість гірської породи є невід'ємною властивістю гірської породи при силовому розриві. На цьому твердженні ґрунтується підхід Рікмана. Підхід Гудвея базується не лише на модулі Юнга та коефіцієнті Пуассона, а й на використанні констант Ламе  $\lambda$  і  $\mu$ . В однорідних і ізотропних матеріалах  $\lambda$  є константою нестисливості і характеризує опір породи розширенню руйнування. Константа жорсткості,  $\mu$ , описує стійкість породи до деформації зсуву.

Параметр тріщиностійкості дозволяє оцінити міцність зразка гірської породи при утворенні тріщини за умови, що у ньому уже присутня тріщина. Оскільки в геологічному середовищі розповсюджені тріщини природного походження, цей параметр є важливим при оцінці взаємодії природних та викликаних ГРП тріщин.

Низьке значення ІК вказує на те, що матеріали зазнають крихкого руйнування, тоді як високі значення є сигналом пластичності. Таким чином, фації з низьким коефіцієнтом Пуассона, низькою тріщиностійкістю та ІК й високим модулем Юнга, як правило, є найкращими кандидатами для гідравлічного розриву пластової води.

Наведемо формулу Рікмана:

$$IK_{ela1} = \frac{1}{2} * \left( \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} + \frac{\nu - \nu_{min}}{\nu_{max} - \nu_{min}} \right) \quad (4.5)$$

де  $E$  – модуль Юнга,  $\nu$  – коефіцієнт Пуассона

При розрахунках у вибірці проводиться нормування значень на мінімальні та максимальні значення параметрів.

Формула Гудвея:

$$IK_{ela2} = \frac{\lambda + 2\mu}{\lambda} \quad (4.6)$$

де  $\lambda$  та  $\mu$ -параметри Ламе.

В подальшому формула була удосконалена для різних типів гірських порід, наприклад, (Chen et al, 2014):

$$IK_{ela3} = \frac{E}{\lambda} \quad (4.7)$$

де  $E$ - модуль Юнга,  $\lambda$ -параметр Ламе

Одним з найпростіших способів вираження індексу крихкості  $IK_{ela2}$  у лабораторних умовах є

$$IK_{ela4} = \frac{\sigma_c}{\sigma_t} \quad (4.8)$$

де  $\sigma_c$  і  $\sigma_t$  – міцність на одноосьовий стиск і міцність на розтяг за бразильським тестом відповідно (Meng et al, 2021).

Бразильський тест— це непрямий метод випробування для визначення міцності на розрив крихких матеріалів, таких як бетон, гірська порода тощо. У цьому тесті тонкий круглий диск діаметрально стискається до руйнування. Стиснення викликає розтягуючі напруги по нормалі до вертикального діаметра, які є по суті постійними в області навколо центру. Непряма міцність на розтяг зазвичай розраховується на основі припущення, що руйнування відбувається в точці максимальної напруги на розтяг, тобто в центрі диска (Li, 2012).

Інший спосіб, теж пов'язаний зі співвідношенням цих показників  $IK_{ela5}$

$$IK_{ela5} = \frac{\sigma_c - \sigma_t}{\sigma_c + \sigma_t} \quad (4.9)$$

Оскільки  $\sigma_c$  і  $\sigma_t$  є двома основними механічними параметрами, які можна легко отримати під час звичайних лабораторних випробувань, вищезгадані методики набули широкого використання. Однак, вони мають кілька недоліків. По-перше, фізичне значення для двох індексів не відображає процес

руйнування породи. По-друге, цей метод більше підходить для опису міцності гірської породи, ніж її крихкості. Крім того, порода з різними значеннями  $\sigma_c$  і  $\sigma_t$  може мати однаковий коефіцієнт, а діапазон його варіації є вузьким.

У розрахунках  $IK_{ela6}$  використовується і кут внутрішнього тертя  $\varphi$ , що визначається як кут кривої Мора на при нульовому напруженні. Вважається, що більш крихкі породи характеризуються вищим значенням кута:

$$IK_{ela6} = \sin\varphi \quad (4.10)$$

Спроба удосконалення ІК для різних типів порід була здійснена Feng et al (2020) емпіричним шляхом з урахуванням пористості, адже для більшості ІК з її підвищенням є характерним зниження значень

$$IK_{ela7} = \frac{1}{2} * \left( \frac{E_{dyn}(0.8-\varphi)-1}{8-1} + \frac{v_{dyn}-0.4}{0.15-0.4} \right) \quad (4.11)$$

де  $E_{dyn}$  – це динамічний модуль Юнга, а  $v_{dyn}$  – це коефіцієнт Пуассона, визначений або за допомогою каротажу, або вимірювань в лабораторії;  $\phi$  – пористість.

#### 4.2.3 Підхід до отримання ІК на основі каротажних даних.

Способи розрахунку ІК за допомогою каротажних даних були запропоновані для характеристики нетрадиційних покладів сланцевого газу та пошуку пластів кандидатів на гідророзрив (Meng et al, 2021).

Пара коефіцієнтів, розрахованих за допомогою швидкостей Р- і S-хвиль навколо свердловини, відповідно, виражаються як

$$IK_{Vp} = \int_{r=R}^{+\infty} \frac{\Delta V_p(r)}{V_p dr} \quad (4.12)$$

$$IK_{Vs} = \int_{r=R}^{+\infty} \frac{\Delta V_s(r)}{V_s dr} \quad (4.13)$$

де  $R$  - радіус свердловини;  $V_p$  і  $V_s$  – швидкості Р- і S-хвилі відповідно;  $\Delta V_p$  і  $\Delta V_s$  – варіації швидкостей Р- і S-хвиль, відповідно, і отримані за допомогою томографії часу проходження Р-хвилі та інверсії S-хвилі диполя.

Вважається, що породи з високою крихкістю мають тенденцію генерувати велику кількість мікротріщин на стінці свердловини під час буріння свердловини, що призведе до великої зміни швидкості радіальної пружної хвилі.

У літературі широко представлені емпіричні рівняння для окремих формацій та регіонів, що дозволяють визначити ІК за каротажними даними. Наприклад, для сланців Барнетт виведено залежності (Mews et al, 2019):

$$IK_{log1} = -1.4956 \times NPRH + 0.9763 \quad (4.14)$$

$$IK_{log2} = -0.01104 \times DTC + 1.4941 \quad (4.15)$$

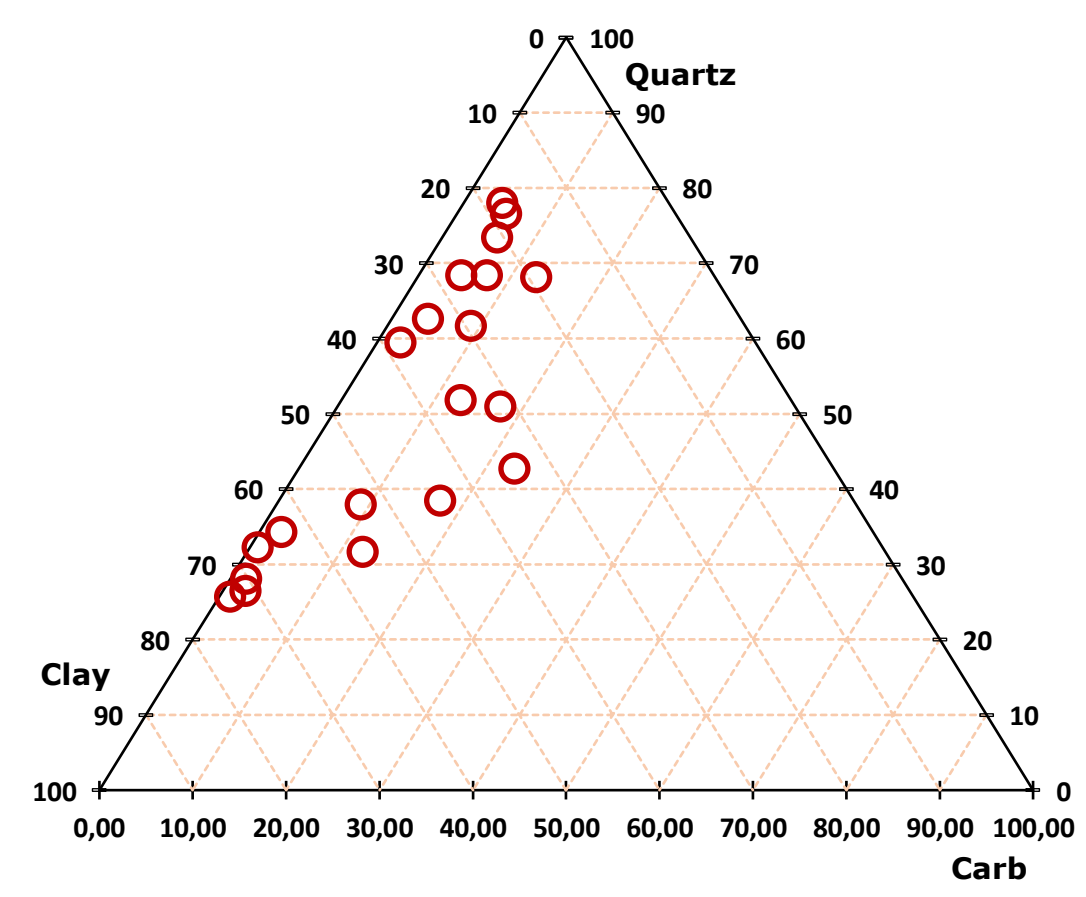
де NPRH – нейтронна пористість, DTC – час проходження акустичної хвилі.

Крім того, для розрахунків за каротажними даними застосовуються і формули, вживані в лабораторному підході (Lai et al, 2024).

### **4.3 Визначення індексів крихкості для порід Дніпровсько-Донецької западини.**

Розрахунки ІК здійснювалися для двох вибірок зразків гірських порід.

Перша вибірка представлена зразками теригенних порід (рис. 4.3) родовища північної частини Дніпровсько-Донецької западини, відібраних з глибин до 4500 м. Породи представлені пісковиками та аргілітами з вмістом карбонатів до 17,5% та пористістю до 10%.



**Рисунок 4.3** Діаграма мінерального складу вибірки 1

Аналіз мінералогічного складу було проведено для 20 зразків з вибірки. Мінералогічні ІК (Jarvie ІК та Jin ІК відповідно) було розраховано за методиками Jarvie та Jin (формули 4.2 та 4.4). Результат для обох методів має високу збіжність (рис. 4.4). За рахунок невисокого вмісту карбонатів у зразках метод Jarvie має задовільну точність, незважаючи на його відносну простоту. Різні концепції сприйняття мінералів як здатних до крихкої або пластичної деформації призводять до різних абсолютних значень ІК при спільних трендах. Вважається, що мінерали мають різний внесок у прогноз ІК, тоді як кварц вважають більш «крихким», за ним за внеском в крихкість йдуть доломіт і кальцит (Mews et al, 2019).

На рисунку 4.5 маємо змогу оцінити, що тренди залежностей для обох методів зберігаються, незважаючи на різницю в абсолютних значеннях ІК. Невелику різниця в них кутах нахилу кривих залежностей варто пов'язувати з внеском слюд та польових шпатів у «крихку» складову для методики Jin.

Варто зазначити, що різниця у значеннях ІК більше 0,1 спостерігається для зразків з підвищеним вмістом карбонатів.

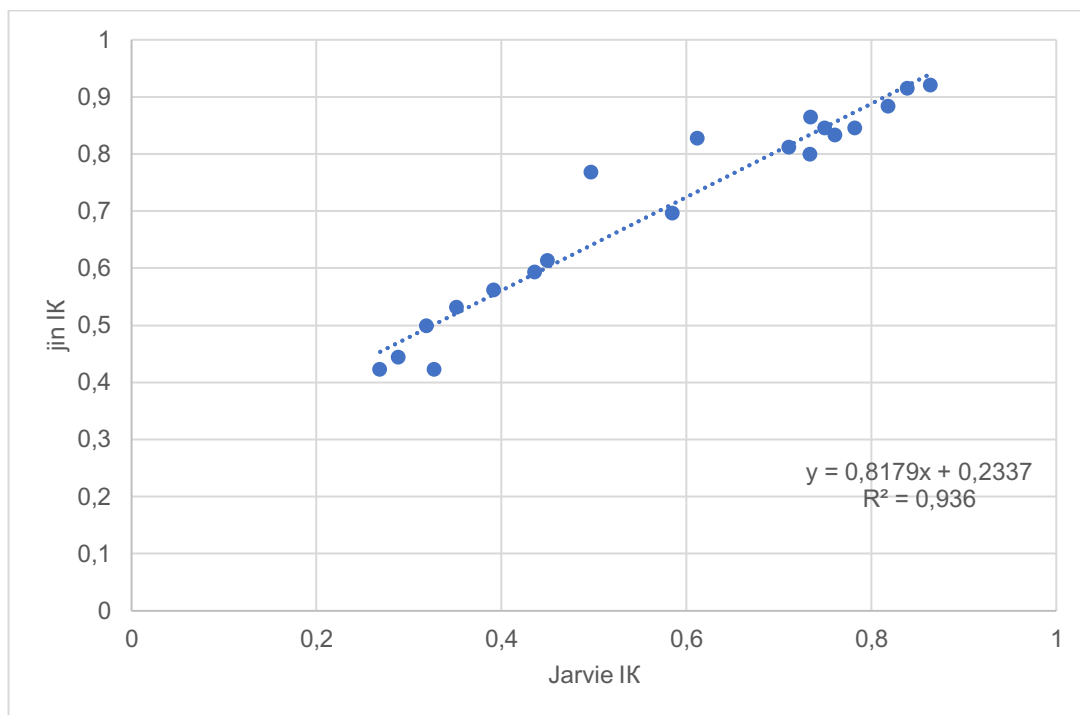


Рисунок 4.4. Результат розрахунків мінералогічного ІК за різними методиками.

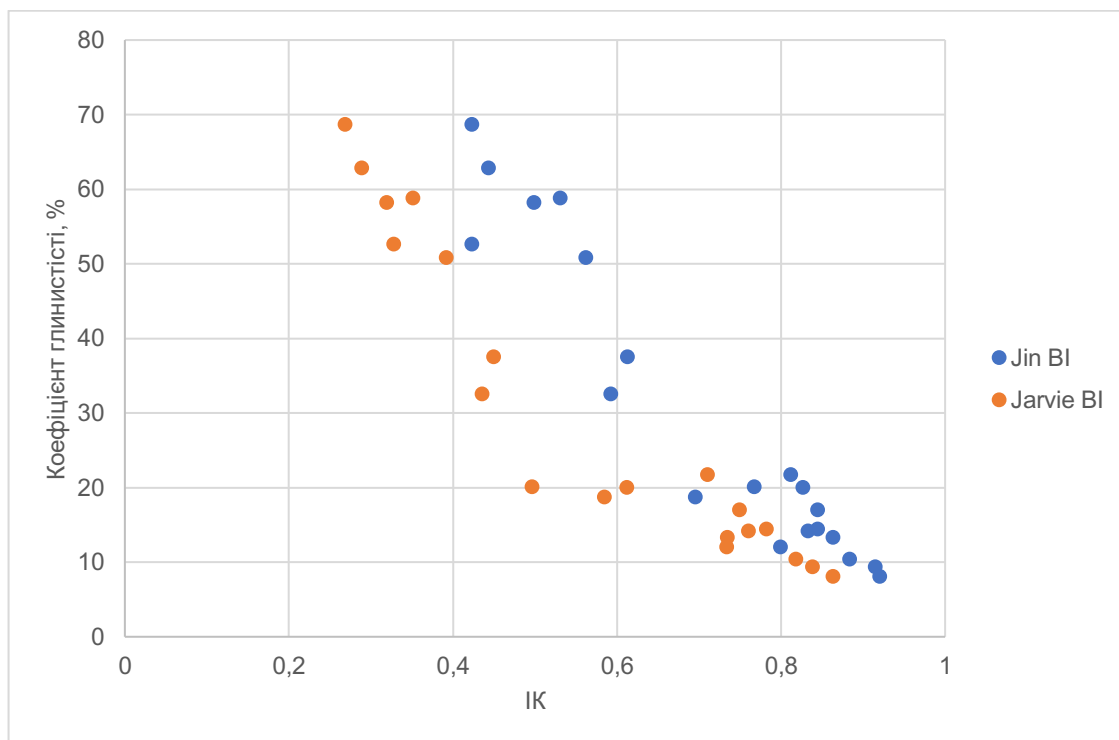


Рисунок 4.5. Залежності мінералогічних ІК від коефіцієнта глинистості

Розрахунок пружних та механічних параметрів в лабораторних умовах проводився для 15 зразків, кут внутрішнього тертя було розраховано для 3 зразків. ІК розраховувався за методами Rickman та з використанням кута внутрішнього тертя (формули 4.5 і 4.10). Отримані результати мають достатньо стійкий зв'язок з пружними параметрами порід (рис. 4.6). Коефіцієнт кореляції між індексом крихкості та швидкостями повздовжніх хвиль близький до 0,8, що вказує на відносно стійку залежність між цими параметрами. Значення коефіцієнту детермінації  $\sim 0.64$  дозволяє вважати прийнятною якість взаємозв'язку.

Результати розрахунків для методик мають високу збіжність (рис. 4.7), Коефіцієнт детермінації  $>0,9$  зазвичай свідчить про стійкість взаємозв'язку між параметрами, проте невеликий розмір вибірки не дозволяє зробити однозначних висновків.

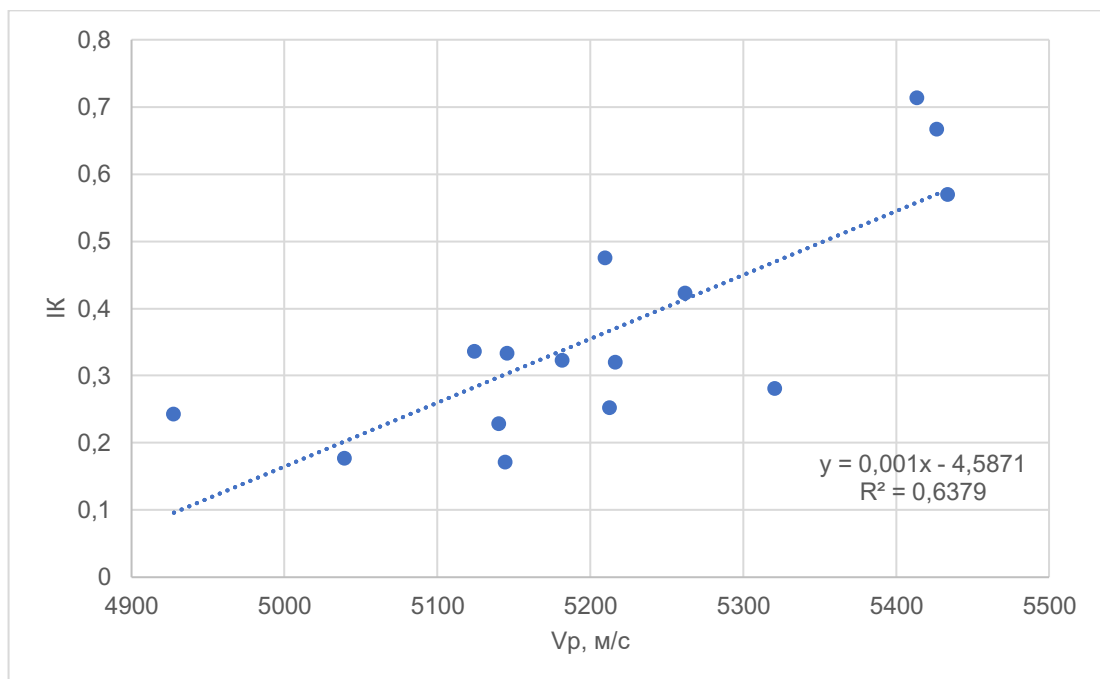


Рисунок 4.6. Залежність між ІК та швидкостями повздовжніх хвиль

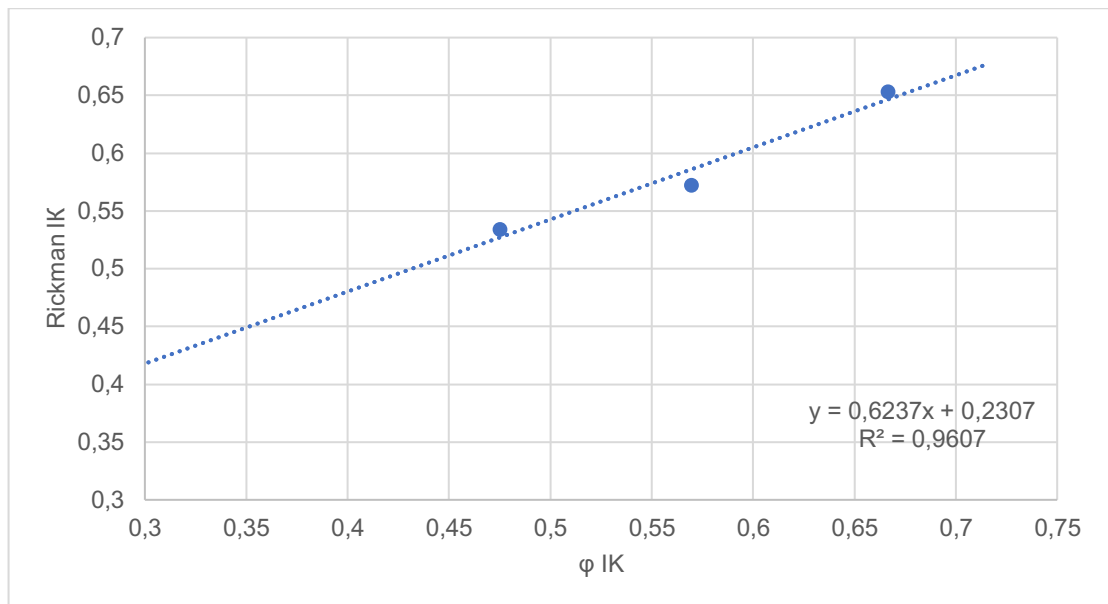


Рисунок 4.7. Порівняння ІК за методикою Рікмана та кутом внутрішнього тертя.

Друга вибірка представлена зразками теригенних порід (рис. 4.8) родовища, розташованого в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини, відібраних з глибин до 3500 м. Породи представлені здебільшого грубо- та середньозернистими пісковиками та аргілітами, характеризуються невеликим вмістом карбонатів (менше 15 %), пористість коливається від 7 до 12 %.

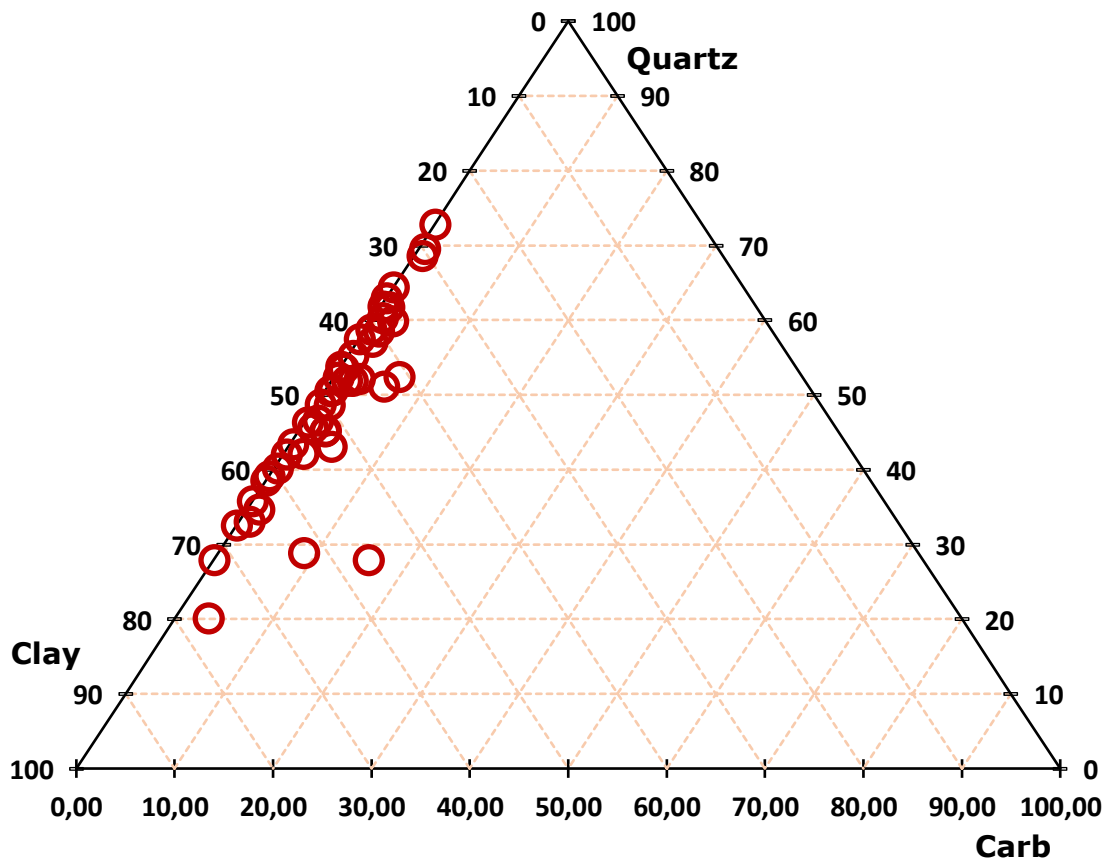


Рисунок 4.8. Діаграма мінерального складу вибірки 2

Аналіз мінералогічного складу було проведено для 79 зразків з вибірки. Мінералогічний ІК було розраховано за методикою Jarvie (рис. 4.9).

Розрахунок пружних та механічних параметрів в лабораторних умовах проводився для 23 зразків, ІК було розраховано за методом Rickman (рис. 4.10). При порівнянні мінералогічного та пружного ІК варто звернути увагу на те, що пористість, яка має істотний вплив на пружні параметри, не враховується при розрахунках за методом Jarvie. Тому при наявності спільного тренду у параметрах все ж спостерігаються розбіжності.

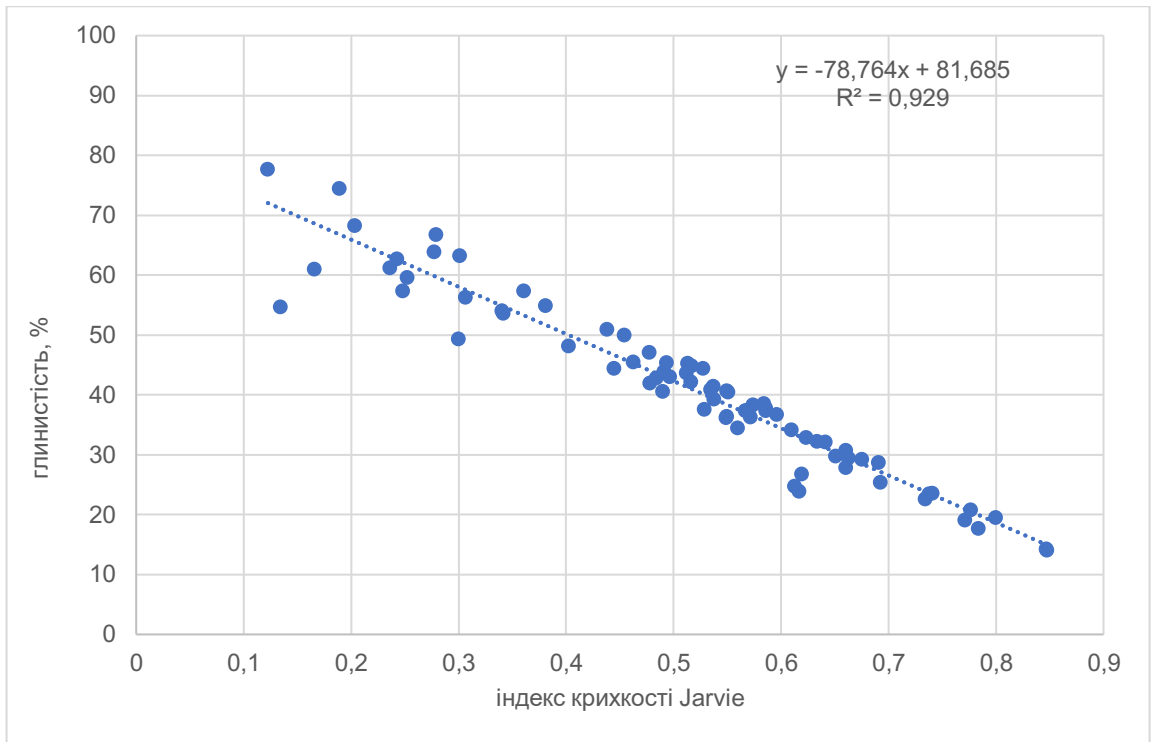


Рисунок 4.9. Залежність мінералогічного ІК від коефіцієнта глинистості

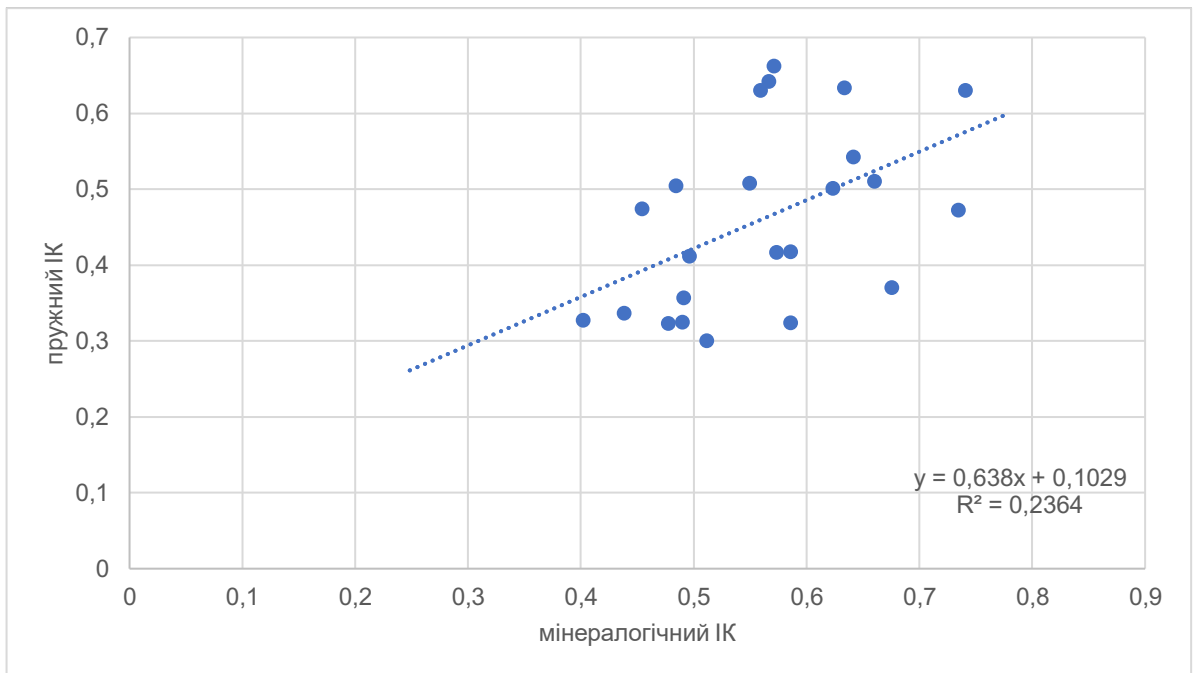


Рисунок 4.10. Залежність між мінералогічним та пружним ІК

Порівнюючи результати для двох вибірок, можемо побачити спільний тренд для залежності від коефіцієнта глинистості в обох вибірках (рис. 4.11), адже для теригенних порід саме параметр глинистості пов'язаний з

пластичністю, що у свою чергу відповідатиме меншій здатності до крихкої деформації, і, відповідно, утворенню тріщин.

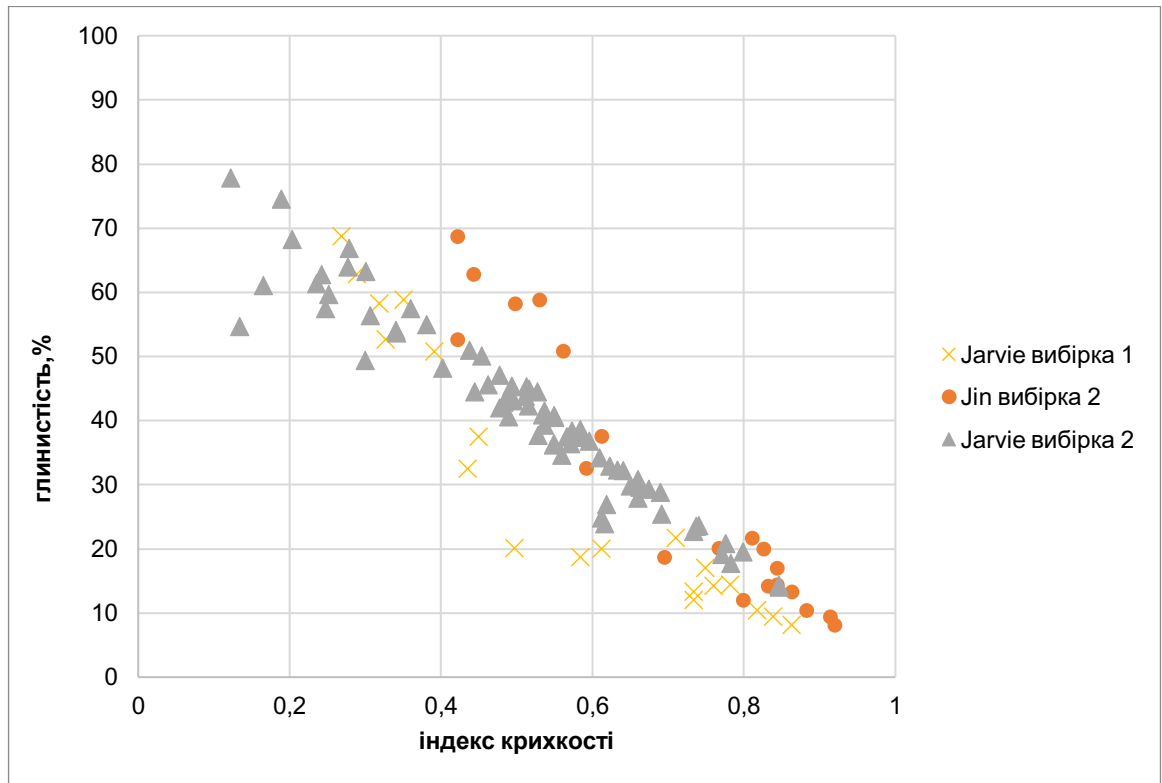


Рисунок 4.11. Залежності мінералогічних ІК для двох вибірок від коефіцієнта глинистості.

Узагальнюючи результати проведеного аналізу, зазначимо, що найбільш стійкий результат отримано за методикою Jarvie. Низькі коефіцієнти пористості та карбонатності досліджуваних теригенних порід ДДЗ відповідають оптимальним характеристикам для його застосування. Також, серед мінералогічних ІК його розрахунок є відносно простим, адже в якості вхідних даних потребує лише результатів геохімічного аналізу основних петрогенних елементів і не включає, наприклад, ТОС. Це дозволяє оперувати більшою вибіркою зразків при аналізі їхніх властивостей.

Для теригенних порід, що були досліджені автором, найбільш важливим є параметр глинистості, який відповідає за здатність порід до пружної деформації і має обернену залежність від коефіцієнта крихкості.

Відмітимо, що на крихкість чинять вплив не лише властивості самої породи, але й умови, в яких перебуває порода (тиск та температура, диференціальні напруження тощо). (Рубаскі, 2016). Дослідження потребують і текстурно-структурні особливості порід, адже в реальному геологічному середовищі у ІК може проявлятися анізотропність.

Варто зазначити, що поняття «індекс крихкості» є узагальнюючим терміном, що поєднує в собі методи оцінки здатності матеріалів до утворення тріщин, що розроблені спеціалістами з різних дисциплін для різних задач. Тому не варто підходити до співставлення результатів, отриманих за різними методами, кількісно, важливою є якісна порівняльна оцінка трендів властивостей.

## Висновки до розділу 4

1. Розвиток поглядів на поняття крихкості в інженерії та науках про Землю почався з 60-х років 20 століття. Неоднозначність визначення цього поняття виникла через мультидисциплінарне використання терміну для різних задач. Серед ключових наукових робіт, що започаткували використання індексу крихкості для оцінки пластів-кандидатів на проведення ГРП, варто відмітити статті Jarvie, Rickman, Goodway. Індекс крихкості використовується в таких областях як горизонтальне буріння, геотермія, видобуток метану з вугільних пластів, моніторинг підземних та гідротехнічних споруд тощо.

2. Підходи до визначення індексу крихкості гірських порід поділяють на мінералогічний (методи Jarvie, WangGale, Jin), на основі каротажних даних (емпіричні залежності), на основі пружних властивостей (Rickman, Goodway, за допомогою бразильського тесту, з використанням кута внутрішнього тертя). Переваги та обмеження наведених методів зумовлені мінералогічним складом та петрофізичними властивостями порід, для яких їх було розроблено.

3. Для теригенних порід з північної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької було проведено розрахунок та порівняльний аналіз індексів крихкості різними методами –Jarvie, Jin, Rickman, кута внутрішнього тертя. Спостережено чітку обернену залежність між ІК та коефіцієнтом глинистості, що є основним фактором, що зумовлює здатність даних порід до пластичної деформації. Рекомендується використання методу Jarvie для теригенних порід ДДЗ завдяки його простоті у використанні та надійності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Безродна І., Вижва С. (2019). Аналіз акустичних властивостей порід-колекторів Руновщинської площі на основі петрофізичних досліджень в різних баричних умовах. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. 3(86), 21-26. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.86.03>
2. Вижва С.А., Михайлов В.А., Онищук І.І., Онищук Д.І. (2014) Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). Геофізичний журнал. – Т.36, №1. –С.145-157
3. Вижва С.А., Онищук В.І., Орлюк М.І., Онищук І.І., Рева М.В., Шабатура О.В. (2021). Електричні та пружні параметри ущільнених порід східної частини північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Вісник Київського університету. Геологія. 4(95), 25-33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.95.03>
4. Олійник О., Антонюк В., Безродна І., Вижва С. (2020). Аналіз особливостей покладів газу ущільнених порід-колекторів та літолого-петрофізична оцінка відкладів верхнього та середнього карбону Святогірської площі. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. 2(89), 89-95. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.12>
5. Altindag, R. (2002). The evaluation of rock brittleness concept on rotary blast hold drills. Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy, 102, 61-66.
6. Ba, J., Hu, P., Tan, W., Müller, T., Fu, L. (2021). Brittle mineral prediction based on rock-physics modelling for tight oil reservoir rocks. Journal of Geophysics and Engineering. 18. 970-983. 10.1093/jge/gxab062.
7. Chen, J., Zhang, G., Chen, H., and Xingyao Y. (2014) The Construction of Shale Rock Physics Effective Model and Prediction of Rock Brittleness. Conference proceedings, 2014 SEG Annual Meeting, Denver, Colorado, USA, October 2014.

8. Coates, D., and 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>
9. Goodway, B. V., Varsek, J., and Abaco, C. (2006). Practical Application of P-Wave AVO for Unconventional Gas Resource Plays: Seismic Petrophysics and Isotropic AVO. *The Recorder*, 31, 90–95
10. Feng, R., Zhang, Y., Rezagholilou, A., Roshan, H., & Sarmadivaleh, M. (2020). Brittleness Index: from conventional to hydraulic fracturing energy model. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 53, 739-753.
11. Iyare, U., Blake, O., Ramsook, R. (2021). Fracability evaluation of the upper Cretaceous Naparima Hill Formation, Trinidad. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 208. 109599. [10.1016/j.petrol.2021.109599](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109599).
12. Herza, J. ., & Singh, R. . (2022). Considerations for brittleness in tailings. *Acta Polytechnica CTU Proceedings*, 32, 7 – [.https://doi.org/10.14311/APP.2022.32.0007](https://doi.org/10.14311/APP.2022.32.0007).
13. Hetenyi M. (1966) *Handbook of experimental stress analysis*. New York, USA: Wiley;
14. Jarvie, D., Hill, R., Ruble, T., Pollastro, R. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin - AAPG BULL*, 91, 475-499. [10.1306/12190606068](https://doi.org/10.1306/12190606068)
15. Jeong H, Choi S, Lee Y-K. (2023) Evaluation of Cutting Performance of a TBM Disc Cutter and Cerchar Abrasivity Index Based on the Brittleness and Properties of Rock. *Applied Sciences*; 13(4):2612. <https://doi.org/10.3390/app13042612>.
16. Jin, X., Shah, S., Roegiers, and J.-C., Zhang, B. (2014). Fracability Evaluation in Shale Reservoirs -An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach. *SPE Journal*, 20. [10.2118/168589-MS](https://doi.org/10.2118/168589-MS).
17. Su, Yang & Xiao, Lu & Zhao, Fei & Bai, Tianyu & Li, Yuhang & Li, Hongbin & Huang, Yuyue & Wang, Guiwen & Qin, Ziqiang. (2024). Application

of geophysical well logs in solving geologic issues: Past, present and future prospect. *Geoscience Frontiers*. 15. 101779. [10.1016/j.gsf.2024.101779](https://doi.org/10.1016/j.gsf.2024.101779).

18. Lei, W., Liu, X., Ding, Y., Xiong, J., Liang, L. (2023). The investigation on shale mechanical characteristics and brittleness evaluation. *Scientific Reports*. 13. [10.1038/s41598-023-49934-0](https://doi.org/10.1038/s41598-023-49934-0).

19. Liu, Z., Wang, C., Zhang, M. et al.(2023) Cracking property and brittleness evaluation of granite under high-temperature true triaxial compression in geothermal systems. *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* 9, 99. <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00631-2>

20. Li, D., Han, M., Zhu, Q. (2023) Evaluation of Rock Brittleness Index under Dynamic Load. *Appl. Sci.*,13, 4698. <https://doi.org/10.3390/app13084698>

21. Li, D., Wong, L.N.Y. (2013) The Brazilian Disc Test for Rock Mechanics Applications: Review and New Insights. *Rock Mech Rock Eng* 46, 269–287. <https://doi.org/10.1007/s00603-012-0257-7>

22. Mews, KS, Alhubail, MM, Barati, RG. (2019). A Review of Brittleness Index Correlations for Unconventional Tight and Ultra-Tight Reservoirs. *Geosciences*, 9(7), 319. <https://doi.org/10.3390/geosciences9070319>

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

24. Meng, F., Wong, L.N., & Zhou, H. (2020). Rock brittleness indices and their applications to different fields of rock engineering: A review. *Journal of rock mechanics and geotechnical engineering*, 13, 221-247, <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2020.06.008>.

25. Moska, R. (2021). Brittleness index of coal from the Upper Silesian Coal Basin. *Acta Geodynamica et Geomaterialia*. 91-101. [10.13168/AGG.2021.0007](https://doi.org/10.13168/AGG.2021.0007).

26. 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. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008. <https://doi.org/10.2118/115258-MS>

27. Rybacki, E., Meier, T., & Dresen, G. (2016). What controls the mechanical properties of shale rocks? – Part II: Brittleness. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 144, 39-58.
28. Song, Zx., Zhang, Jw., Zhao, Sk. et al. (2023). Brittleness of layer sandstone under triaxial loading and unloading. *J. Cent. South Univ.* 30, 2234–2251 <https://doi.org/10.1007/s11771-023-5372-y>
29. Vaisblat, N., Harris, N.B., Ayranci, K., Chalaturnyk, R., & Power, M. (2022). Rock Compositional Control on Geomechanical Properties of the Montney Formation, Western Canadian Basin. *SSRN Electronic Journal*.
30. Wang, F.P., Gale, J.F. (2009) Screening criteria for shale-gas systems. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 59, 779-793
31. Wang, J., Du, J., Li, W. et al. (2023) Brittleness index evaluation of gas-bearing sandstone under triaxial compression conditions. *Geomech. Geophys. Geoenerg. Geo-resour.* 9, 160. <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00713->
32. Wu D, Li B, Wu J, Hu G, Gao X, Lu J. (2023) Influence of Mineral Composition on Rock Mechanics Properties and Brittleness Evaluation of Surrounding Rocks in Soft Coal Seams. *ACS Omega*. Dec 29;9(1):1375-1388. doi: 10.1021/acsomega.3c07731. PMID: 38222615; PMCID: PMC10785081.
33. Xiao, W., Zhang, D., Yang, H., Yu, B., & Li, S. (2021). Evaluation and analysis of sandstone brittleness under the influence of temperature. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 8. DOI:10.1007/s40948-021-00324-8
34. Yin, T., Ma, J., Wu, Y. et al. (2022). Effect of high temperature on the brittleness index of granite: an experimental investigation. *Bull Eng Geol Environ* 81, 476 <https://doi.org/10.1007/s10064-022-02953-z>

## **Розділ 5. Удосконалення алгоритму кількісної інтерпретації сейсмічних даних для виділення нетрадиційних теригенних порід-колекторів та відбору кандидатів для проведення ГРП в умовах ДДЗ**

### **5.1 Теоретичні основи кількісної інтерпретації сейсмічних даних**

Кількісна інтерпретація сейсмічних даних – це набір технік інтерпретації, що дає результати, чисельно пов'язані з властивостями або поведінкою геологічного середовища. Вона включає оцінки пористості колектора, потужності колектора, вмісту флюїдів, літології, порового тиску, ефективного напруження, тріщинуватості, проникності, продуктивності, крихкості тощо (Hunt et al, 2012).

AVO-аналіз (amplitude-with-offset/амплітуда з віддаленням) ґрунтується на зміні коефіцієнтів відбиття з кутом падіння і широко використовується у сейсморозвідці при пошуках вуглеводнів, визначенні літології та флюїдонасичення. Основою для нього слугує рівняння Zoeppritz (1919) для розрахунку коефіцієнтів відбиття та проходження сейсмічних хвиль, що було модифіковане Bortfeld (1961). У роботі Koefoed (1955) були представлені зв'язки між формою кривої AVO та коефіцієнтом Пуассона, що дозволило йому зробити висновки щодо можливості отримання відомостей про літологію з сейсмічних даних. Подальше удосконалення рівняння Zoeppritz було зроблене Aki and Richards (1980) та Shuey (1985), модифікації яких успішно використовуються на практиці і досі. У статті Ostrander (1982) було верифіковано спостереження Koefoed за польовими даними, що викликало підвищений інтерес до технології AVO у геофізичній спільноті (Hilterman, 2001). Далі найбільш визначними здобутками в області стали створення AVO-класифікації газонасичених пісковиків (Rutherford, 1989), розробка атрибуту fluid factor для вираження присутності газу в пласті (Smith and Gidlow, 1987), кросплотинг інтерсепт-градієнт (Castagna et al, 1998).

Сейсмічна інверсія спрямована на перетворення сейсмічних даних у фізичні властивості породи та флюїду. Методи сейсмічної інверсії можна розділити на дві великі категорії: методи інверсії після підсумування та інверсії до підсумування. Перший підхід є використовується, коли ефект вейвлета видаляється з сейсмічних даних і створюється зображення надр з високою роздільною здатністю. Другий підхід ґрунтується на побудові моделі на основі каротажу, сейсмічних і геологічних даних (Maurya et al, 2020). Інверсія після підсумовування поділяється на детерміністичну та стохастичну. Серед типів детерміністичної інверсії можна виділити інверсію на основі моделі, кольорову, спарс-спайк тощо.

Інверсія на основі моделі використовує як сейсмічні дані, так і низькочастотну модель як вхідні дані для створення моделі акустичного імпедансу, яка відповідає повному частотному діапазону імпедансу. У кольоровій інверсії спектр акустичного імпедансу, отриманий із даних каротажу, використовується для обчислення спектру оператора. Імпеданс генерується шляхом створення його відповідності з послідовністю відбиттів (Lancaster and Whitcombe 2000). Спарс-спайк інверсія використовує лише сейсмічні дані як вхідні дані для створення «розрідженої» моделі акустичного імпедансу, яка складається лише з основних контрастів властивості (Li, 2002).

Стохастична інверсія використовує процес пошуку в багатьох різних вхідних моделях. Він включає генерування синтетичних даних і порівняння їх з даними, які інвертуються. Моделі, що відповідають «хорошій відповідності» між синтетикою і сейсмікою, що інвертується, зберігаються як вихідні інверсійні моделі. Моделі властивостей "поганої відповідності" відкидаються (Cooke & Cant, 2010)

Інверсія акустичного імпедансу є найбільш базовою з сейсмічної інверсії (Lindseth, 1972). Вона розраховує акустичний імпеданс (добуток швидкості повздовжніх хвиль та густини) шару породи, за яким можна передбачити його геологічні властивості.

Інверсія пружного імпедансу (elastic impedance EI) має на меті інвертувати не тільки акустичні, але й пружні характеристики пласта (Connolly, 1999, Purnomo et al, 2023). На відміну від інверсії акустичного імпедансу, яка використовує одиночне відбиття (нормальний або нульовий кут падіння), інверсія пружного імпедансу використовує нормальні (нульовий кут падіння) або ненормальні (ненульовий кут падіння) сейсмічні дані відбиття для характеристики геології пласта. Для EI сейсмічна характеристика нульового кута падіння відповідає акустичним властивостям, а ненульового кута падіння - пружним властивостям, з яких можна охарактеризувати літологію та інформацію про флюїд.

У роботі Whitcombe et al (2002) було удосконалено рівняння AVO для врахування не лише кута падіння, а й кута повороту та введено поняття розширеного пружного імпедансу EEI (extended elastic impedance). Кут повороту змінюється між  $-90^\circ$  і  $90^\circ$ , розширюючи пружний імпеданс для будь-якого заданого кута падіння. Кут повороту, який відповідає максимальній крос-кореляції між пружним (або будь-яким фізичним) параметром і EEI, називається оптимумом кута повороту і може бути використаний для прогнозування параметра з будь-якого заданого EI при певному наборі кута падіння.

Серед українських вчених впровадженням кількісної інтерпретації сейсмічних даних в умовах Дніпровсько-Донецької западини займалися Кузьменко П.М., Жадан А.М., Тищенко А.П., Михалевич І.Л., Вижва С.А. тощо (Тищенко et al, 2009, Вижва et al, 2012, Михалевич et al, 2021).

### **5.1.1 Комплексування кількісної інтерпретації та даних мікросейсмічного моніторингу ГРП**

Застосування результатів кількісної інтерпретації сейсмічних даних в першу чергу відбувається на етапі планування ГРП. Куби просторового розподілу пружних та геомеханічних параметрів використовуються при

виборі інтервалів для ГРП та моделюванні розповсюдження тріщини (Liu et al, 2022, Nantanoi et al, 2021, Zhang et al, 2022).

Результатом обробки мікросейсмічних даних є в тому числі просторовий та часовий розподіл мікросейсмічних подій та їхні енергетичні характеристики. Комплексування результатів МС із кубами сейсмічних атрибутів (модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона, максимальні горизонтальні напруження, ТОС (для сланців)) (Chen et al 2022, Liu et al 2022, Iverson et al 2013) дозволяє оцінити успішність ГРП та розкриття ним цільового покладу нетрадиційних вуглеводнів. Також дані МС є критерієм верифікації сейсмічних атрибутів, спрямованих на оцінку просторового розподілу розривних порушень (ant-tracking, 3d curvature тощо) (Will et al, 2014, Hunt et al, 2010). Важливою є і взаємодія тріщин ГРП з природними тріщинами, для оцінки якої створюються геомеханічні моделі, що калібруються за даними мікросейсмічного моніторингу (Aimene & Ouenes, 2015).

### **5.1.2 Отримання кубів крихкості засобами кількісної сейсмічної інтерпретації**

Кількісна інтерпретація сейсмічних даних широко використовується в тому числі для оцінки механічних характеристик геологічного середовища (модулів пружності, параметрів Ламе тощо). У світовій практиці отримання просторового розподілу параметру крихкості по родовищу засобами сейсмічної інверсії. Серед іншого, було запропоновано спільну інверсію параметрів ІК та атрибуту флюїд-фактор (оцінка насичення порід) (Wu et al, 2021), інверсійне перетворення кубів розподілу імпедансів (Changzi et al, 2014), модуля Юнга та коефіцієнта Пуассона (Li & Li, 2018, Fang et al 2024), у тому числі за удосконаленою формулою Рікмана, комбінації густини та модуля Юнга (Chen et al, 2022), комплексування з показником ТОС (Verma et al, 2016) тощо. Окрім пружного підходу до визначення ІК, для інверсії може використовуватися і мінералогічний з застосуванням статистичної класифікації (Zhang et al, 2015). Уточнення просторового розподілу ІК є

можливим за допомогою використання нейронних мереж для отримання куба крихкості з набору інвертованих сейсмічних атрибутів (Serajamani et al, 2020, Mlella et al, 2020, Mulinska et al, 2017, Sabbagh& Bhattacharya, 2022), байєсівської AVAZ (amplitude versus azimuth)-інверсії (Li et al 2022).

Куби крихкості використовуються для визначення перспективних на вуглеводні ділянок нетрадиційних колекторів шляхом та оптимізації проведення процесу ГРП завдяки відбору пластів, найбільш схильних до крихкої деформації. Також вони можуть застосовуватися при оцінці викликаної ГРП сейсмічності та зв'язку землетрусів із процесом ГРП (Hui et al, 2023).

## **5.2 Аналіз ІК нетрадиційних колекторів за каротажними даними**

Індекс крихкості широко застосовується для оцінки оптимальних інтервалів для ГРП за каротажними даними та є складовою індексу видобутку (Far et al, 2016). Як уже було згадано в розділі 3, для розрахунку індексів крихкості за каротажними даними використовується мінералогічний та пружний підхід. Аналіз було проведено для теригенних відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ, де нетрадиційні колектори представлені ущільненими пісковиками. Для розрахунків було обрано класичні формули Jarvie та Goodway, розроблену для пісковиків формулу Chen та удосконалену варіацію з урахуванням пористості Feng (рис. 5.1). Було здійснено розрахунки швидкостей поширення пружних хвиль, густини, пружних модулів, отримано літологічний склад розрізу за допомогою каротажних даних.

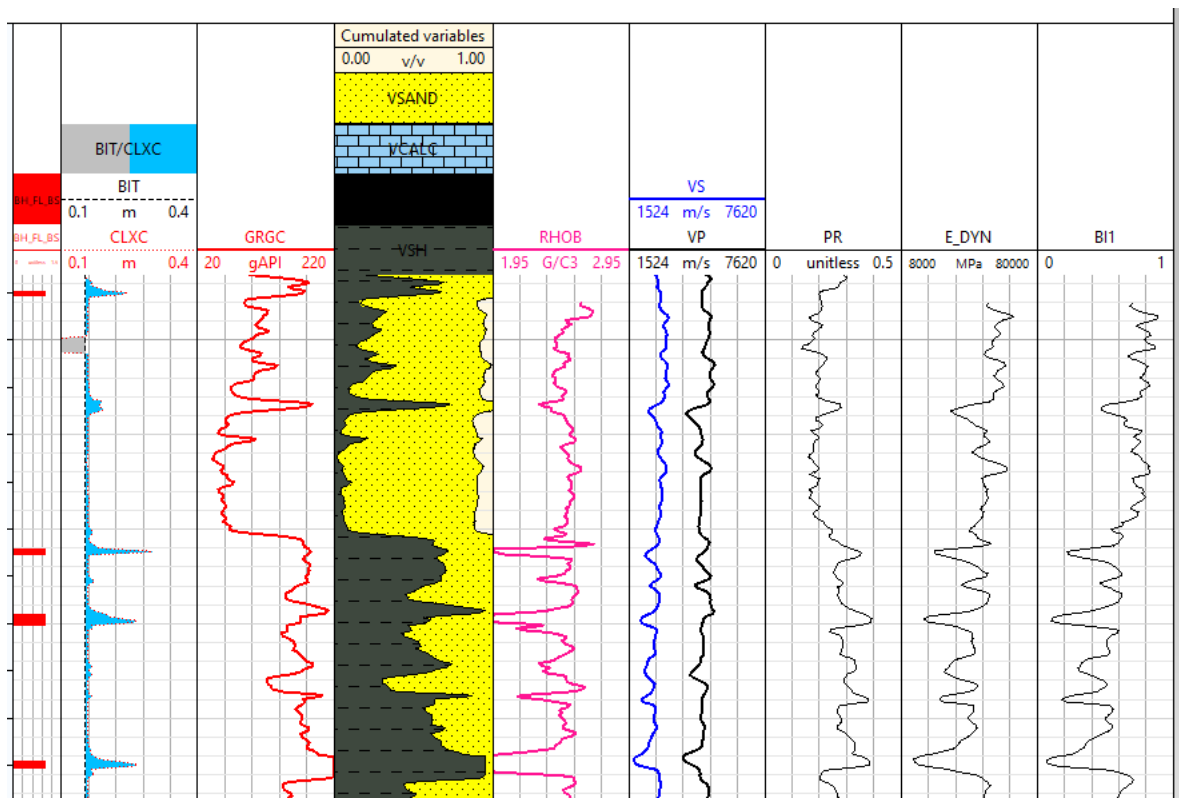


Рисунок 5.1 Каротажна діаграма з набором даних для розрахунку ІК

Обраховані ІК утворюють пряму залежність при співставленні, проте мають різні абсолютні значення через описану в розділі 3 історичну диференційованість підходів до розрахунків (рис. 5.2.). Оскільки основним літологічним фактором, що впливає на здатність порід до пластичної деформації, є коефіцієнт глинистості ( $V_{sh}$ ), спостерігається чітка обернена залежність ІК- $V_{sh}$ . І навпаки, оскільки вміст кварцу є основним фактором впливу на крихку деформацію, залежність ІК-піщанистість є прямою. (рис. 5.3). Варто зазначити, що більшість методів розрахунків ІК не враховують вплив пористості і її типів, тому частим є заниження ІК для більш пористих порід. Тому для рисунку 5.4 спостерігаємо тренд до пониження ІК за методикою Chen- різниця у пористості у 6% призводить до різниці в ІК у 0,1.

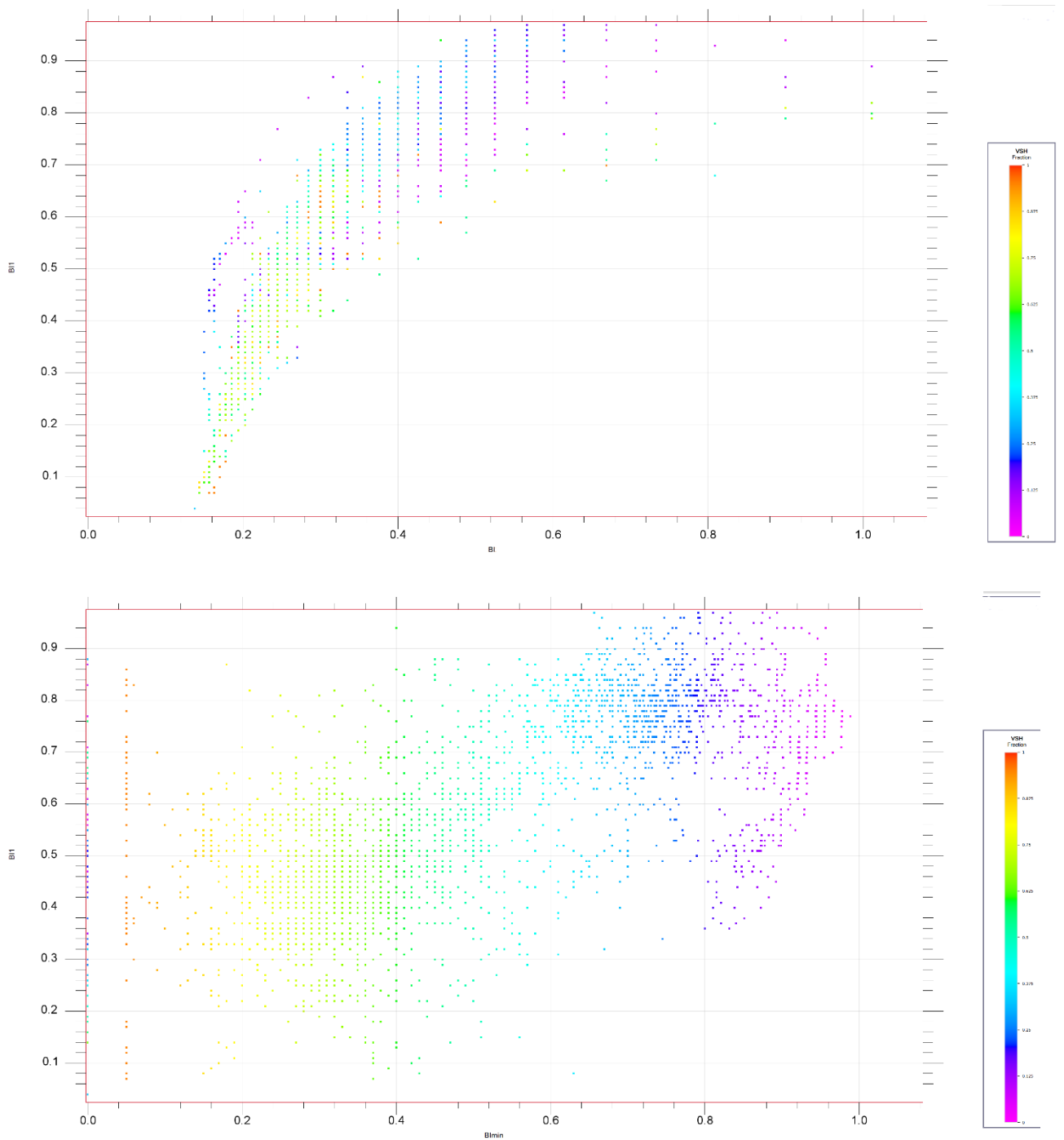


Рисунок 5.2. Залежності між індексами крихкості, кольорова шкала – коефіцієнт глинистості.

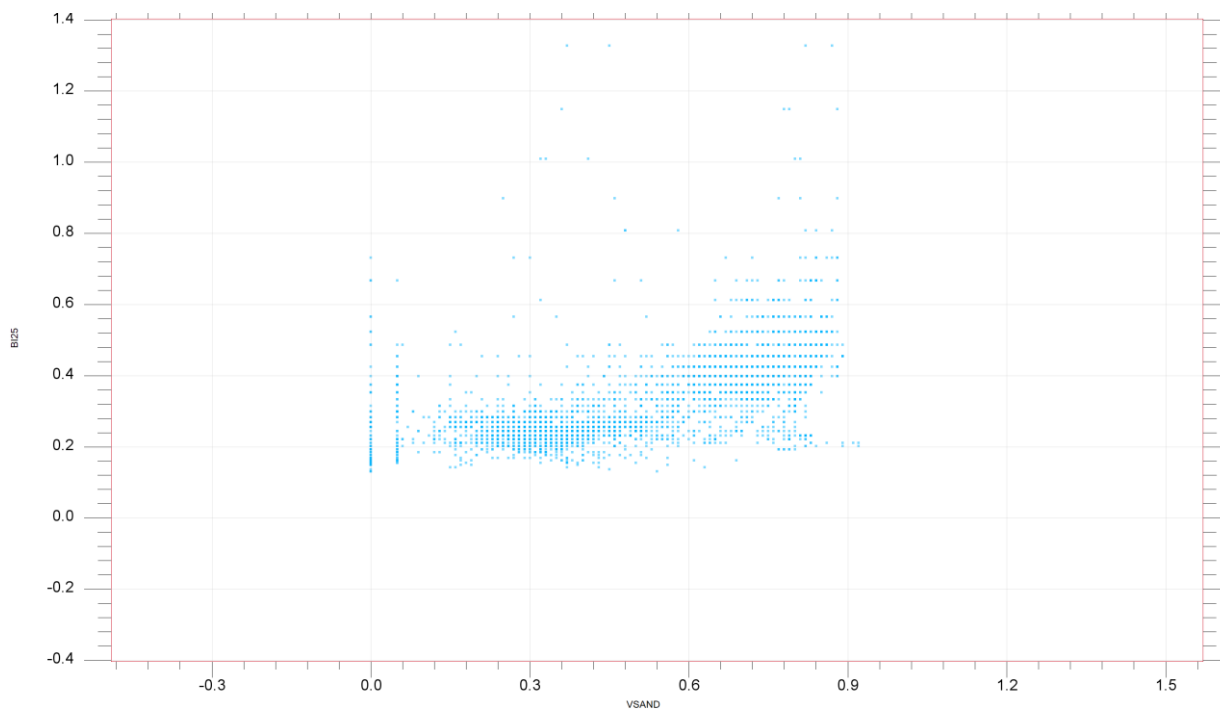


Рисунок 5.3. Залежність ІК-піщанистість

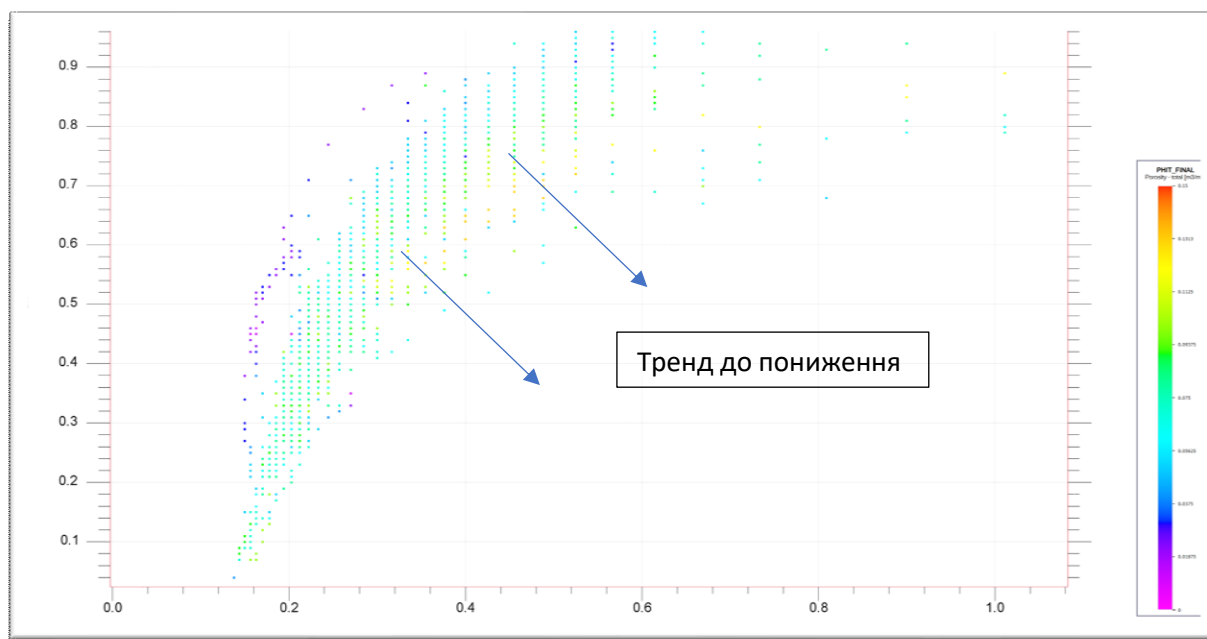


Рисунок 5.4. Залежності між індексами крихкості, кольорова шкала – пористість

### 5.3 Виділення нетрадиційних колекторів засобами сейсмічної інверсії з використанням ІК

Одним з ключових результатів кількісної інтерпретації сейсмічних даних є отримання відомостей про розподіл фізичних властивостей та розповсюдження цільових типів порід у просторі. Основною формою подачі інформації про це є сейсмічні 3D куби літологічних класів (літокласів) та насичення. Для створення такої класифікації для ущільнених колекторів автором використані дані широкоазимутальних сейсмічних досліджень за методикою 3Д по одному із об'єктів (Б) в північній прибортовій частині ДДЗ. Зокрема розріз представлений низькопористими теригенними відкладами (перешарування пісковиків і аргілітів, що відносяться до нижнього відділу карбону).

Традиційним способом створення кубів літологічної класифікації є кросплотинг за результатами сейсмічної інверсії. При відображенні на кросплоті каротажних даних AI-VpVs обираються області значень цих параметрів, виділені за результатами петрофізичного аналізу. Зазвичай точкам на кросплоті присвоюється кольорова шкала, де різним кольорам можуть відповідати пісковики, аргіліти, карбонати тощо. Після поділу кросплоту на полігони, що відповідають окремим літокласам за допомогою кубів відповідних властивостей, створюється куб літологічної класифікації. Така послідовність дій вдало себе показала для традиційних пісковиків-колекторів, що завдяки пониженим значенням AI-VpVs зазвичай можна чітко відсікти від інших типів порід на кросплоті. Однак, для нетрадиційних піщаних колекторів застосування кросплотингу пов'язано з труднощами, адже ущільнені пісковики не мають значного контрасту властивостей з алевритисто-аргілітистими товщами. Не є доцільним і виділення їх за значеннями пористості, що може бути застосовано для традиційних колекторів (5.5).

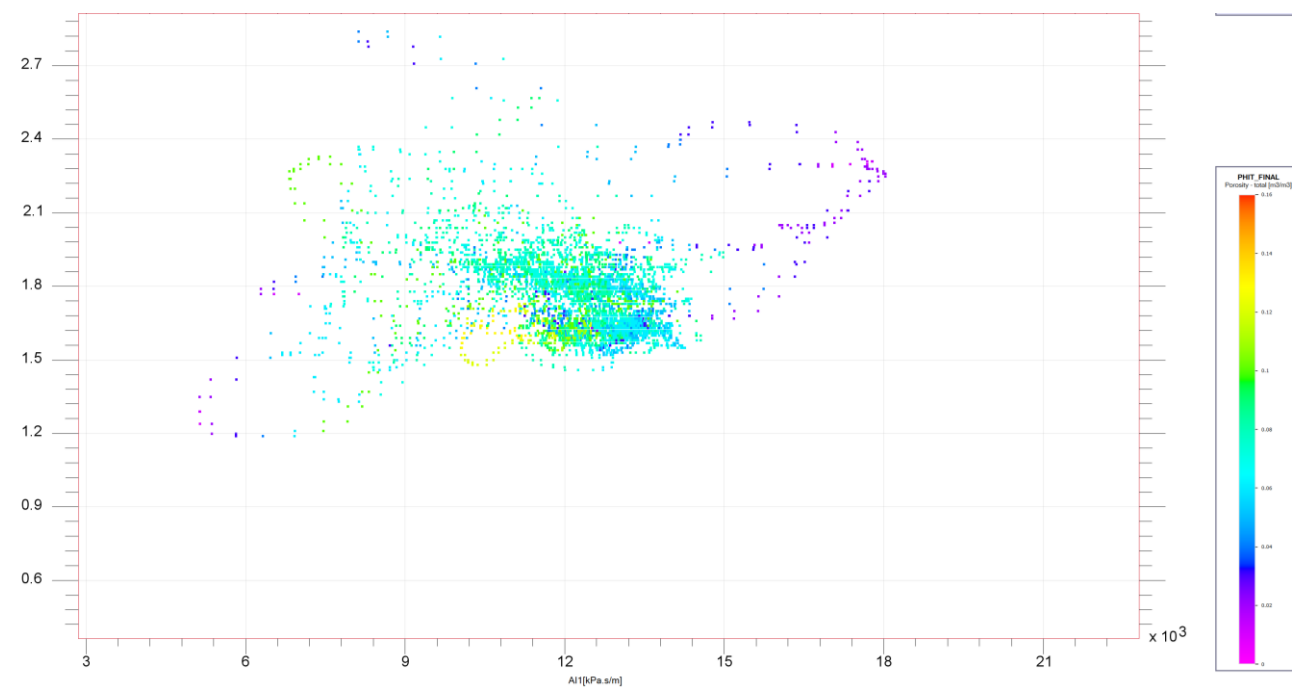


Рис. 5.5 Кросплот свердловинних даних AI-VpVs, кольорова шкала – пористість

Для вирішення цієї проблеми пропонується удосконалена методика кросплотингу із застосуванням індексу крихкості. На рис. 5.6 представлено кросплоти із кольоровою шкалою значень індексів крихкості, обрахованих за методиками Feng, Jarvie, Chen, Goodway. ІК за Jarvie дозволяє відділити пісковик від інших літологічних фацій, проте не дає достатньо інформації для виокремлення саме перспективних на ГРП пісковиків. ІК за Feng показує більш чіткий розподіл для пісковиків. Для ІК за Chen та Goodway розподіл властивості має однаковий тренд з різницею лише в абсолютних значеннях.

Для ефективного розділення було обрано спільне використання двох ІК: за основним (Feng) виділялись найбільш перспективні пісковики, за допоміжним уся товща пісковиків відділялась від інших порід. Варіації подібного підходу зустрічаються в світовій практиці зі спільним використанням мінералогічних та пружних ІК (Wang et al, 2019).

Автором було використано дві пари ІК- Feng-Jarvie (пружний+мінералогічний) та Feng -Chen (пружний+пружний).

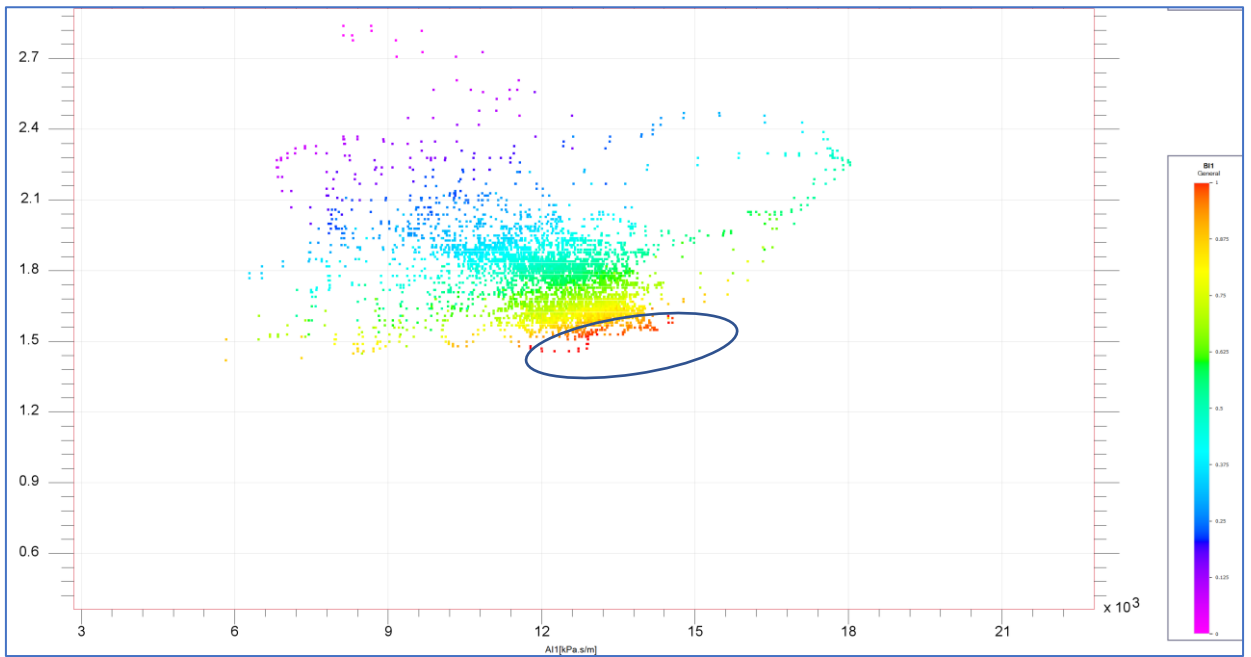


Рисунок 5.6 А Індекс крихкості за Feng

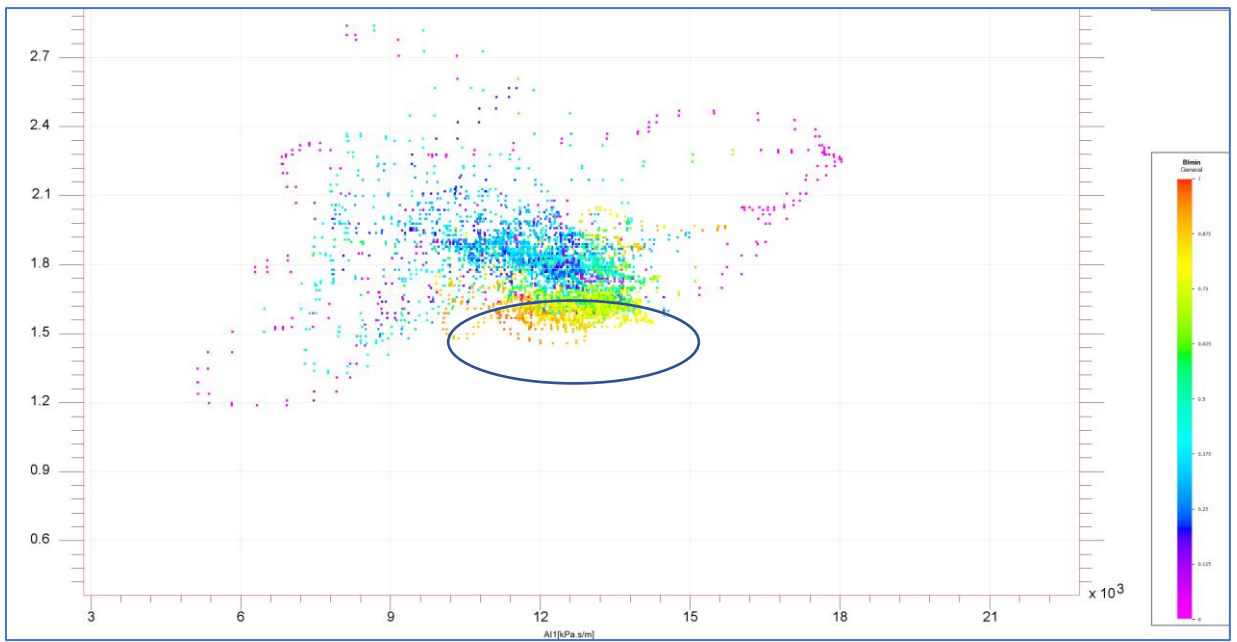


Рисунок 5.6 Б Індекс крихкості за Jarvie

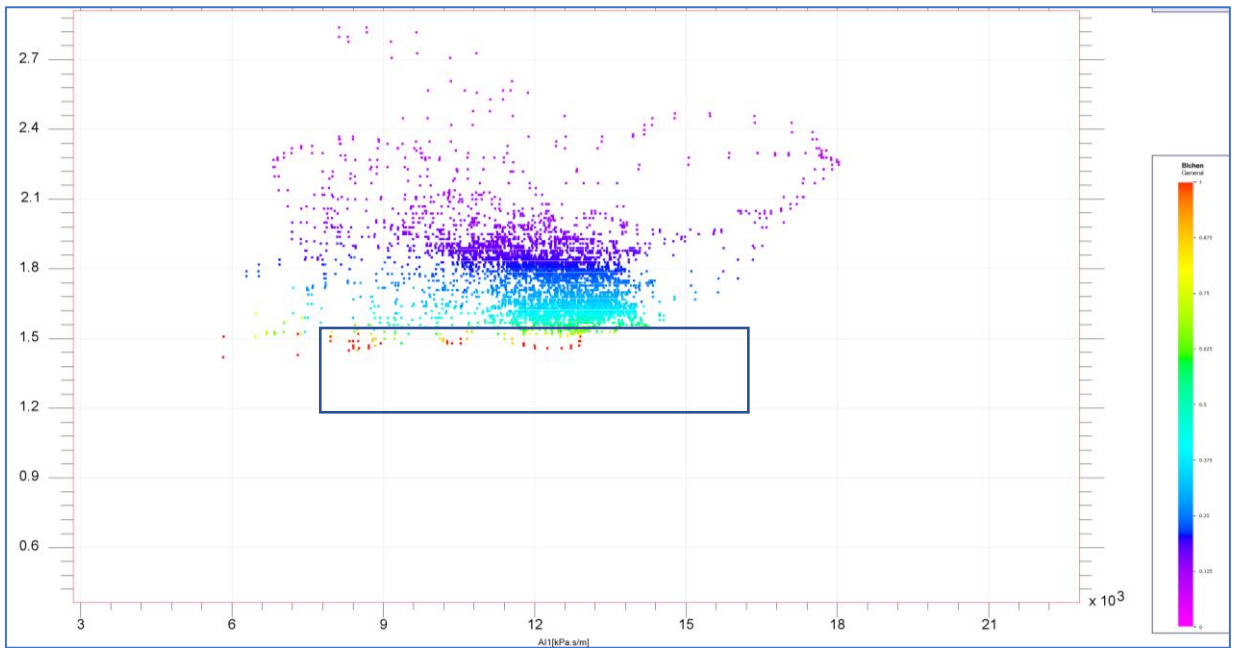


Рисунок 5.6 В Індекс крихкості за Chen

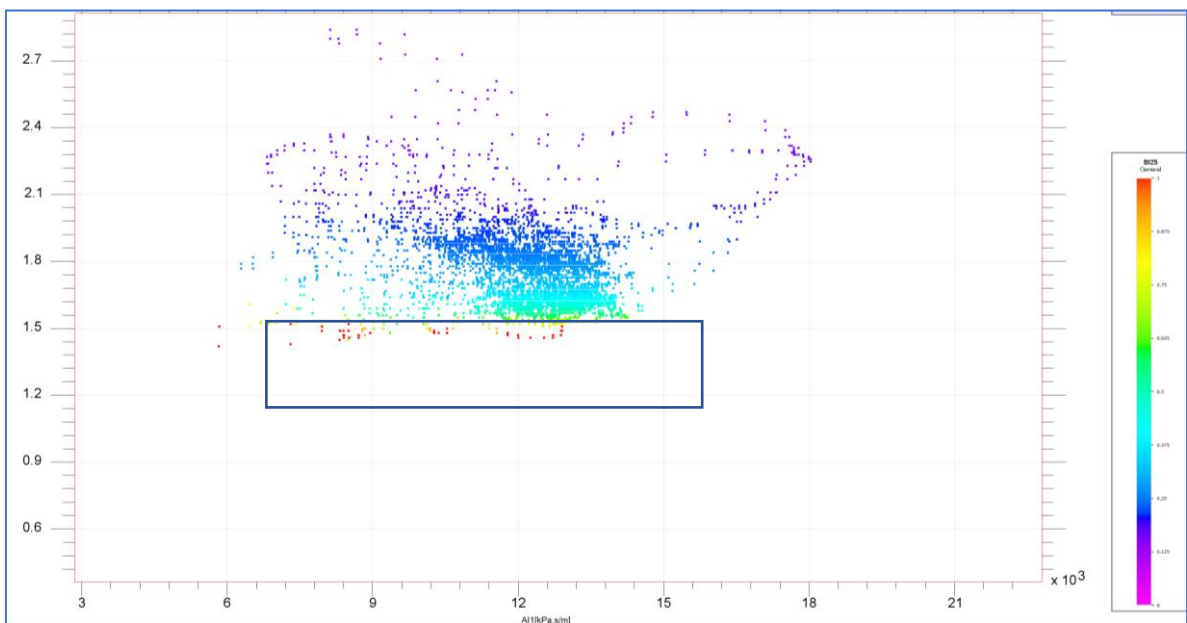
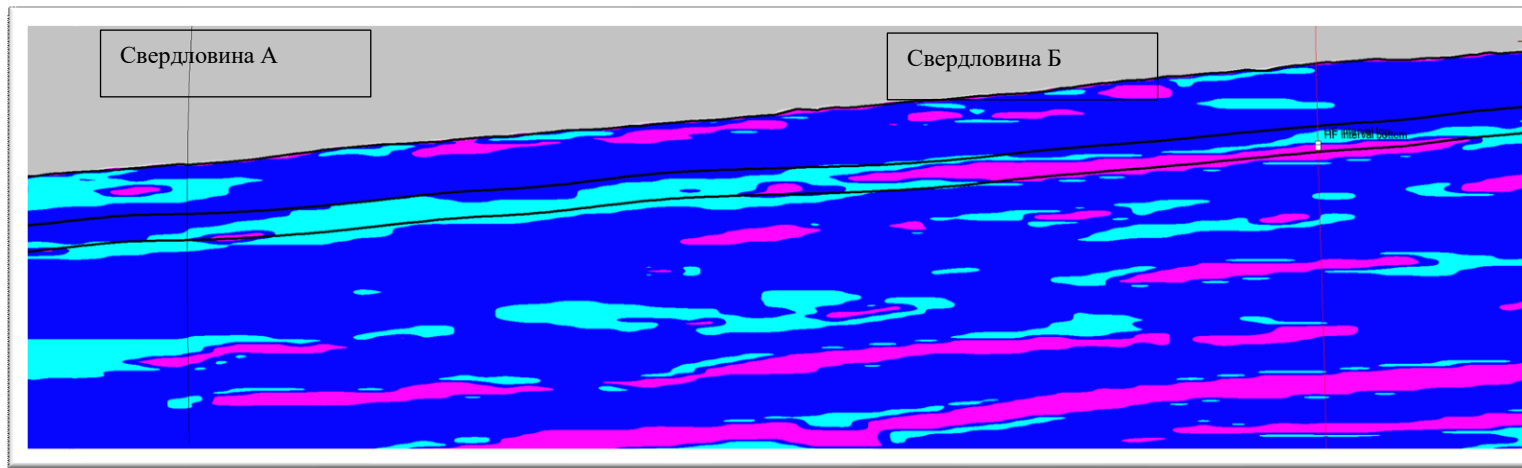


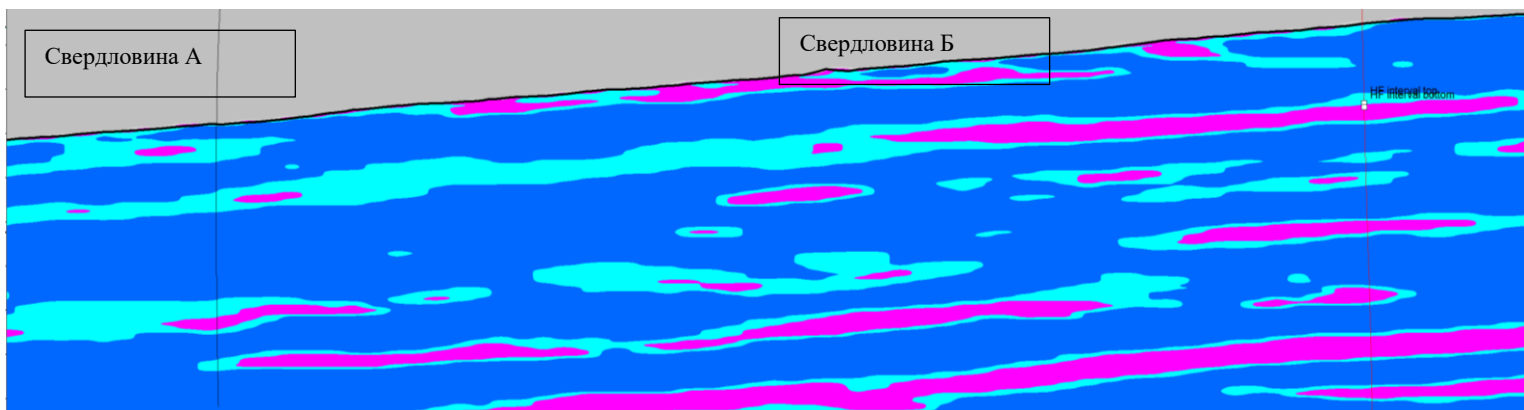
Рисунок 5.6 Г. Індекс крихкості за Goodway

На рисунку 5.7 представлено результат отриманої автором класифікації по 3Д сейсмічним даним. Обидві пари ІК показали схожі результати з виділенням пластів пісковиків серед інших типів порід та крихких пісковиків усередині класу пісковиків.

Правдоподібність результатів було перевірено за допомогою так званого тесту «сліпих свердловин». Петрофізичні дані зі свердловини А були використані для побудови моделі, в той час як дані зі свердловини Б, в якій було успішно проведено ГРП в інтервалі «HF top-HF bottom», використані не були. Знаходження цього інтервалу в зоні пісковика, перспективного для проведення ГРП, є підтвердженням достовірності моделі. Загалом моделі були підтверджені «сліпим» тестом по чотирьох свердловинах.



а

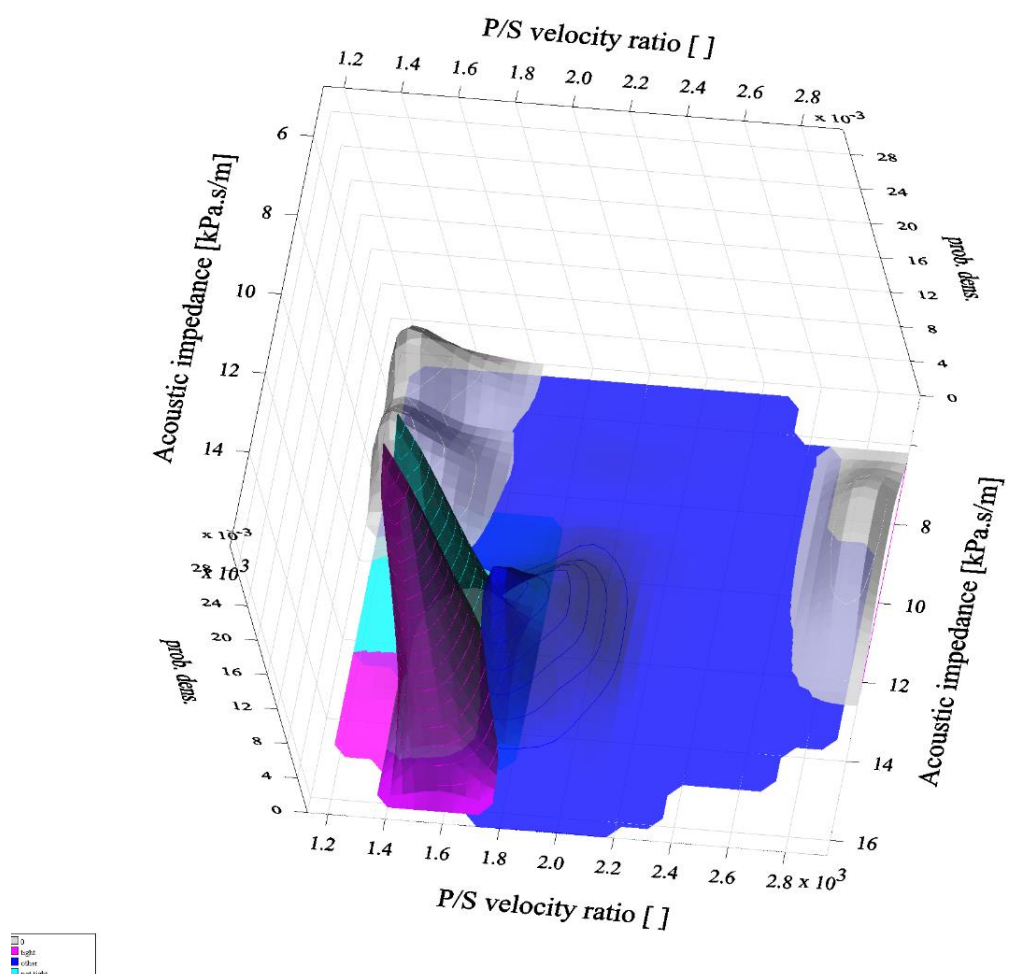


б

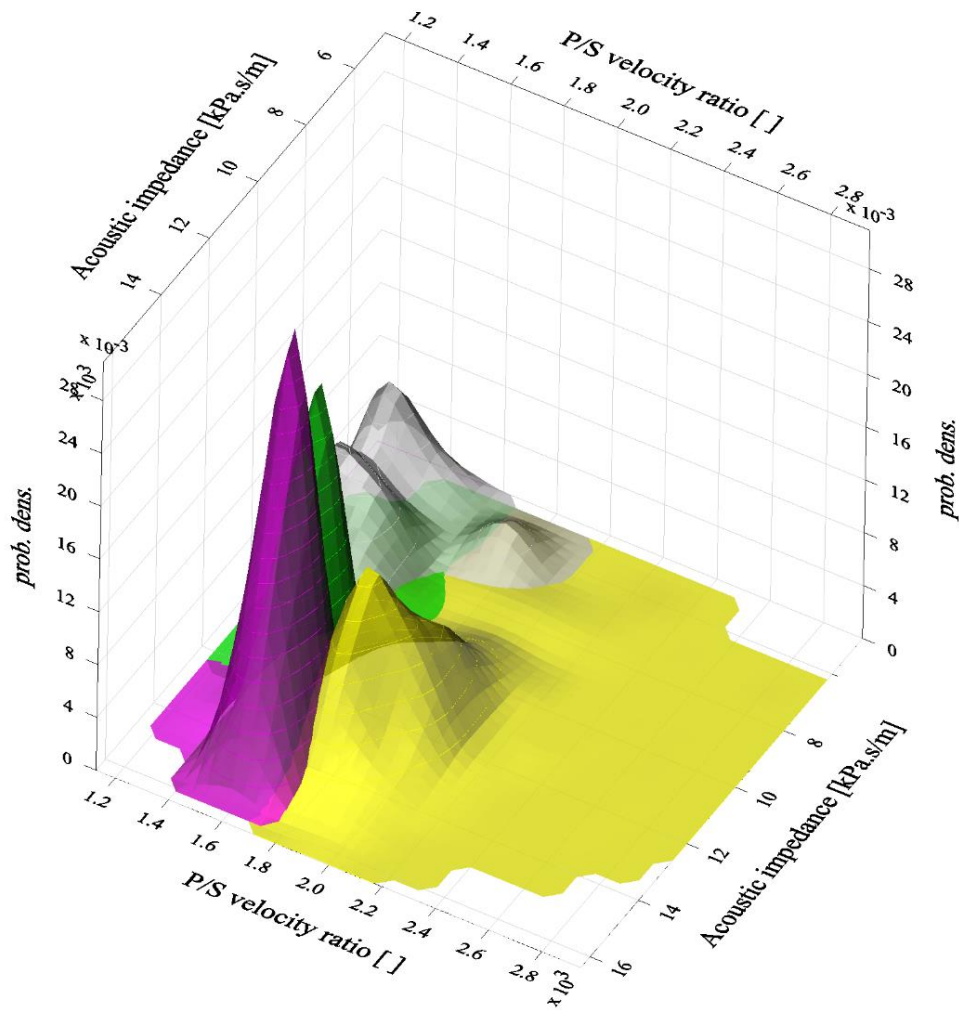
Рисунок 5.7 Результати літологічної класифікації а- Feng - Jarvie, б- Feng -Chen  
 Кольорова шкала: червоний-перспективний для ГРП пісковик, блакитний-пісковик, синій-інше.

### 5.3.1 Використання байєсівського підходу для удосконаленого виділення нетрадиційних порід-колекторів

Удосконалення моделі літологічних класів було виконано автором з використанням байєсівської статистики. За допомогою результатів кросплогингу для пар ІК- Feng - Jarvie та Feng -Chen було отримано функції густин ймовірності (рис. 5.8). Контроль якості за допомогою матриці невідповідностей показав задовільні результати вірогідностей розподілу зразка до правильного класу та відповідностей справжніх та прогнозованих класів: для Feng - Jarvie значення складають – перспективний для ГРП пісковик 80,75%, інше 84,24%, пісковик 60,55%; для Feng -Chen– перспективний для ГРП пісковик 80,75%, інше 83,92%, пісковик 64,01%.



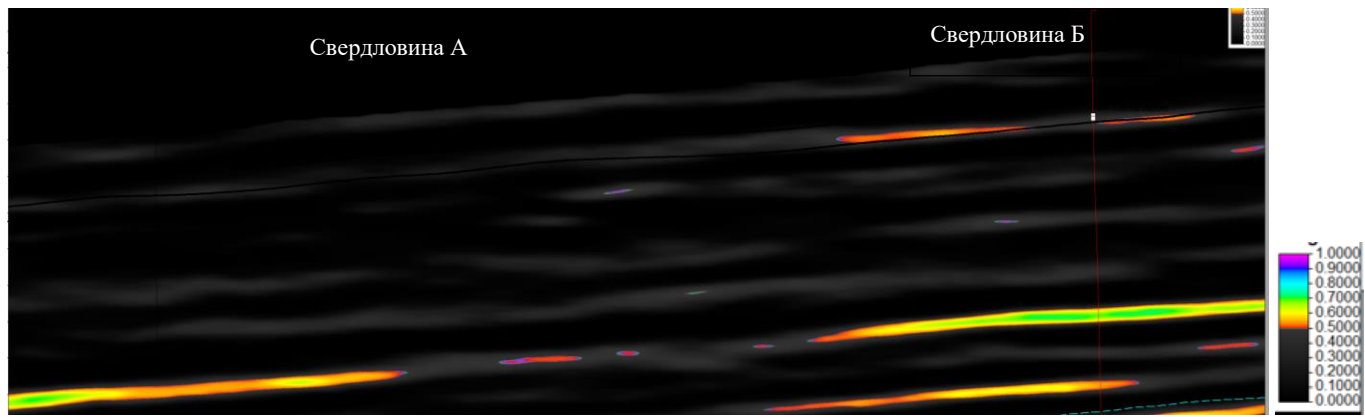
a



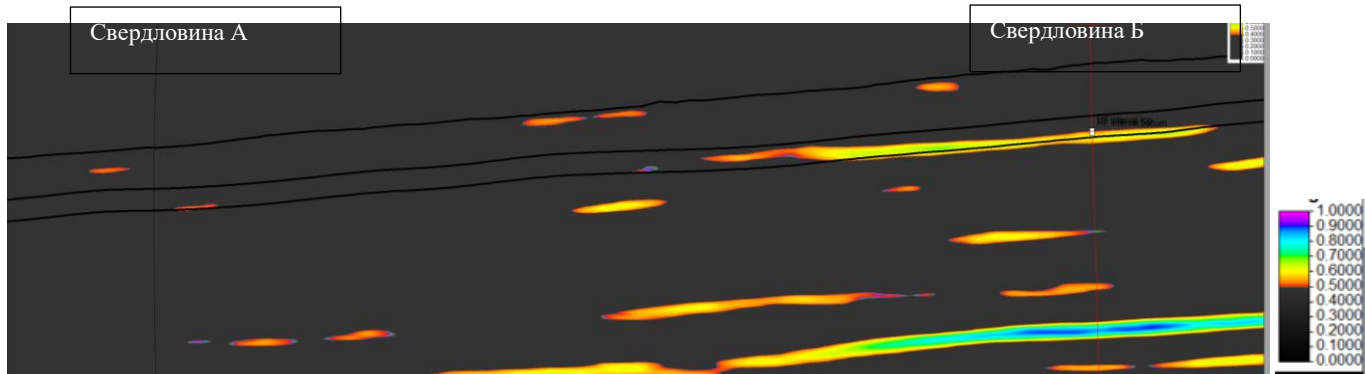
б

Рисунок 5.8 Густини ймовірності. а- Feng - Jarvie, б- Feng -Chen

Застосувавши функції густин вірогідностей до кубів сейсмічних атрибутів, отриманих за результатами інверсії, автором було отримано куби вірогідностей для трьох літологічних класів. І для Feng - Jarvie, і для Feng - Chen отриманий результат відображає розподіл параметрів у просторі зі спільними трендами властивостей, проте різні абсолютні величини вірогідностей. За результатами «сліпого» тесту кращим є результати методики Feng-Chen, де інтервали, де було успішно проведено ГРП, відповідають вірогідностям більше 0,6.



а



б

Рисунок 5.9. Куби вірогідностей перспективного пісковуку. а- Feng - Jarvie, б- Feng -Chen

### 5.3.2 Побудова кубу індексу крихкості для визначення пластів-кандидатів для проведення ГРП

Результати визначення ІК за каротажними даними були використані автором для побудови кубів індексу крихкості за технологією кольорової інверсії (Lancaster and Whitcombe, 2000). Першим етапом став аналіз кута обертання в домені інтерсепт-градієнт  $\chi$  ( $\chi$ ). Визначення правильного кута  $\chi$  проводилось за допомогою його кореляції з каротажними даними індексу крихкості. Найбільший коефіцієнт кореляції відповідає куту  $\chi = -90^\circ$  (рис. 5.10).

Наступним етапом стало створення товстошаруватої моделі ІК, що враховувала геометрію пластів у геологічному середовищі. Далі було отримано куб extended elastic impedance (EEI) для визначеного значення кута  $\chi$ . Куб EEI, товстошарувата модель та каротажні дані ІК були використані для кольорової інверсії, результатом якої став куб крихкості (рис. 5.11).

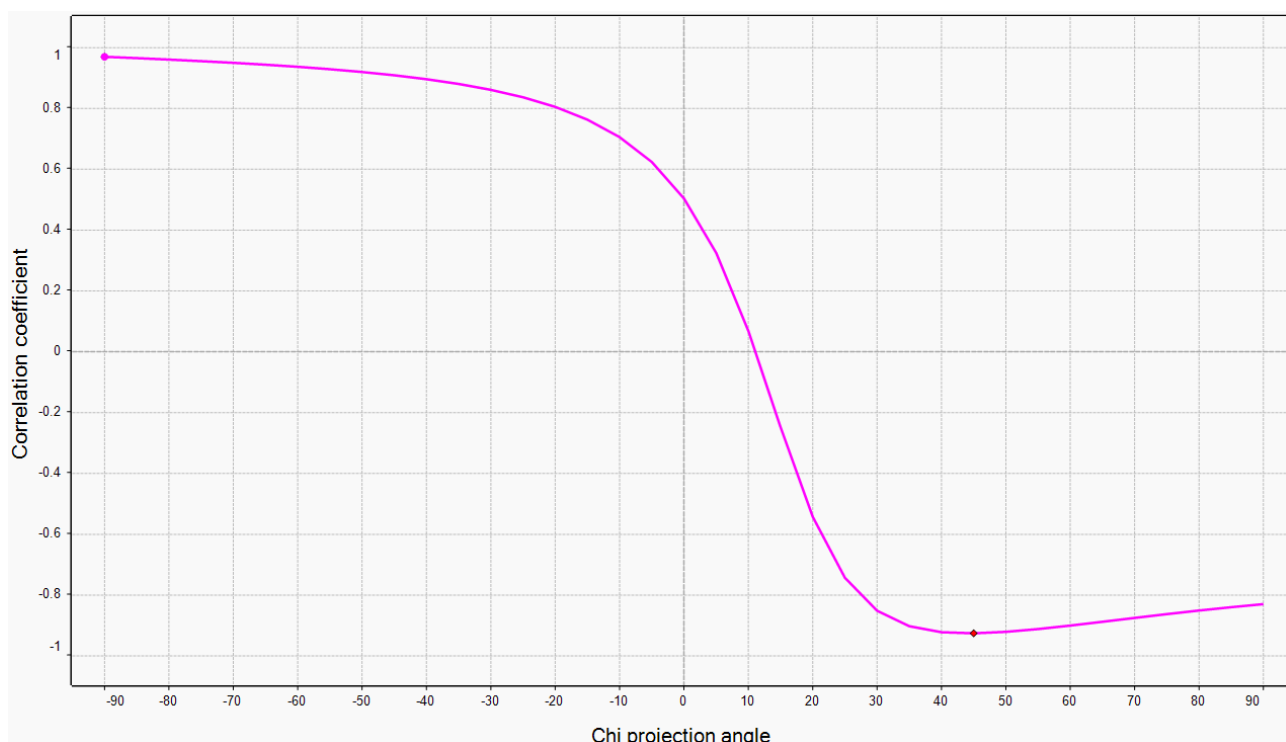


Рисунок 5.10 Кореляція  $\chi$ -ІК

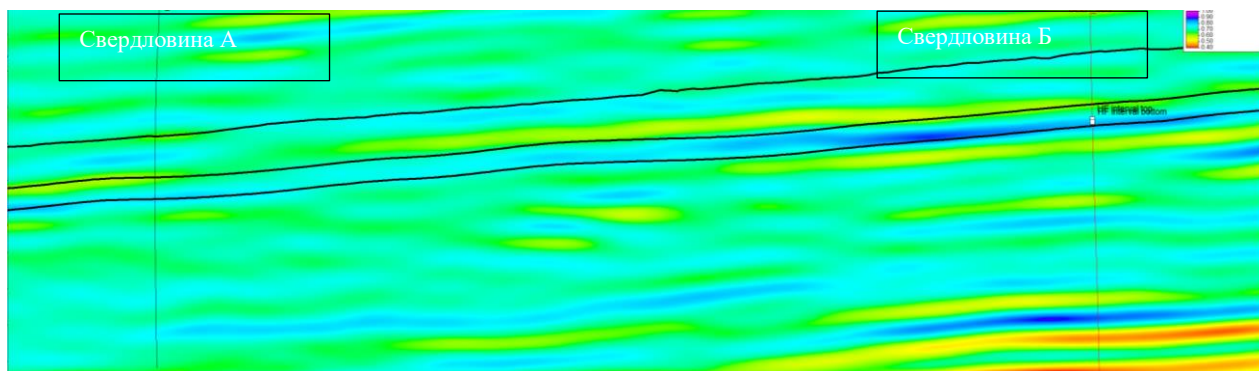


Рисунок 5.11 Куб крихкості за Feng

Проведений «сліпий тест» (таблиця 5.1) показав, що для 4 свердловин інтервали успішного ГРП відповідають підвищеним значенням індексу крихкості. Інтервали порід з показником ІК вище за 0,7 можуть бути кандидатами для проведення ГРП.

Таблиця 5.1. Результати тесту «сліпих свердловин»

Об'єкт	ІК
1	0,86
2	0,72
3	0,75
4	0,81

## Висновки до розділу 5

1. Розглянуто теоретичні основи кількісної інтерпретації сейсмічних даних AVO-аналізу, основних видів сейсмічної інверсії (акустична, пружна, детерміністична, кольорова, стохастична). Наведено принципи комплексування кількісної інтерпретації та даних мікросейсмічного моніторингу, що може застосовуватися як на етапі планування ГРП із застосуванням кубів сейсмічних атрибутів, так і після проведення ГРП для верифікації даних за допомогою результатів мікросейсмічного моніторингу. Зроблено огляд світової практики використання технологій кількісної інтерпретації для побудови кубів крихкості, зокрема використання різних підходів до інверсії сейсмічних даних та формул обчислення ІК (пружних – Rickman, Goodway та мінераалогічних –Jarvie).

2. Вперше розраховано ІК за каротажними даними для порід кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ за методиками Jarvie, Goodway, Chen, Feng. Оскільки коефіцієнт глинистості є основним фактором пластичної деформації, спостерігається стійка обернена залежність між ним та ІК. У свою чергу, способи обрахунку ІК, що не беруть до уваги пористість породи, мають тенденцію до заниження ІК для більш пористих інтервалів.

3. Запропоновано методику виділення літологічних класів для ущільнених порід-колекторів з використанням пар ІК. Отримано куби літологічної класифікації та вірогідностей розповсюдження нетрадиційних пісковиків-колекторів для відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ. Проведено порівняння двох використаних пар ІК та рекомендовано до використання методику Feng-Chen за результатами «сліпого тесту» та матриці невідповідностей.

4. Вперше отримано куби крихкості для ДДЗ в цілому і відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини зокрема за технологією кольорової інверсії з використанням розширеного пружного

імпедансу (ЕЕІ). Модель верифіковано за даними для інтервалів успішного ГРП для 4 свердловин.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Aimene, Y. & Ouenes, A. (2015). Geomechanical modeling of hydraulic fractures interacting with natural fractures — Validation with microseismic and tracer data from the Marcellus and Eagle Ford. Interpretation. 3. SU71-SU88. 10.1190/INT-2014-0274.1.
2. Aki, K., & Richards, P. G. (2002). Quantitative seismology.
3. Bortfeld, R. (1961). Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. Geophysical Prospecting, 9: 485-502. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1961.tb01670.x>
4. Castagna, J. & Swan, H. & Foster, D. (1998). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. Geophysics. 63. 948-956. 10.1190/1.1444406.
5. Changzi, P., Jun, P., Yanhui, C., Hanrong, J. (2014) Seismic prediction of sweet spots in the Da'anzhai shale play, Yuanba area, the Sichuan Basin, Natural Gas Industry B, V.1, I.2, P. 185-191, ISSN 2352-8540, <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2014.11.010>.
6. Chen, H., Fang, D., Gu, H. & Huang, W. (2022). Comprehensive Evaluation of Shale Reservoir Reconstruction based on Microseismic and Multidisciplinary Integration. Adsorption Science & Technology. 2022. 10.1155/2022/5095254.
7. Chen, Y., Pan, Sh., Wu, Y., Wei, Z., Song, G. (2022). Direct Inversion Method of Brittleness Parameters Based on Reweighted Lp-Norm. Applied Sciences. 13. 246. 10.3390/app13010246.
8. Connolly, P. (1999). Elastic impedance. The leading edge, 18(4), 438-452.
9. Cooke, D., Cant, J. (2010). Model-based Seismic Inversion : Comparing deterministic and probabilistic approaches.
10. E. Far, M., Quirein, J., Mekic, N. (2016). Selecting optimum log measurements for hydraulic fracturing. Interpretation. 4. SF135-SF145. 10.1190/INT-2015-0129.1.

11. Fang, Z., Yunjie, D., Dongyan, Z., Yu, L., Jixiang, H., Xuechun, Z., Yaoli, Sh. (2024). A seismic prediction method of reservoir brittleness based on mineral composition and pore structure. *Frontiers in Earth Science*. 11. 10.3389/feart.2023.1326861.
12. Hilterman, F. J. (2001). *Seismic amplitude interpretation*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
13. Hui, G., Chen, Zh., Lei, Zh., Song, Zh., Zhang, L., Yu, X., Gu, F. (2023) A synthetical geoenvironmental approach to evaluate the largest hydraulic fracturing-induced earthquake in the East Shale Basin, Alberta, *Petroleum Science*, V20 I1, 460-473, ISSN 1995-8226, <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.01.006>.
14. Hunt, L., Reynolds, S., Brown, T., Hadley, S., Downton, J., Chopra, S. (2010). Quantitative estimate of fracture density variations in the Nordegg with azimuthal AVO and curvature: A case study. *The Leading Edge*. 29. 1122-1137. 10.1190/1.3485773.
15. Hunt, L., Reynolds, S., Hadley, S., & Downton, J. (2012). Quantitative interpretation. Part I: Method. *CSEG Recorder*, 37(1), 7-17.
16. Iverson, A., Goodway, B., Perez, M., & Purdue, G. (2013). Microseismic, 3D and 4D applications and its relation to geomechanics and completion performance. *CSEG Recorder*, 38(1), 33-37.
17. Koefoed, O. (1955), on the effect of poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves<sup>†</sup>. *Geophysical Prospecting*, 3: 381-387. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1955.tb01383.x>
18. Lancaster, S., & Whitcombe, D.N. (2000). Fast-track 'coloured' inversion. *Seg Technical Program Expanded Abstracts*.
19. Li, J., Li, W. (2018). A quantitative seismic prediction technique for the brittleness index of shale in the Jiaoshiba Block, Fuling shale gas field in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*. 5. 10.1016/j.ngib.2017.11.001.

20. Li, L., Zhang, G., Pan, X., Zhang, J., Zhu, Z., Li, Ch., Lin, Z. (2022). Bayesian AVAZ inversion for direct estimates of a new brittleness indicator and fracture density. *GEOPHYSICS*. 87. 1-38. [10.1190/geo2021-0767.1](https://doi.org/10.1190/geo2021-0767.1).
21. Li, Q., (2002) Sparse Spike Inversion and the Resolution Limit
22. Lindseth, R. O. (1972). Approximation of acoustic logs from seismic traces. *Canadian Well Logging Society*, 5, 13-26.
23. Liu, P., Wang, Z., Lu, K., Zhang, Z. (2022) Effect of sandstone and mudstone thickness on artificial fracturing for hydrocarbon extraction from low-permeability reservoirs, *Natural Gas Industry B*, 9, 411-425, ISSN 2352-8540, <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2022.08.001>.
24. Liu, Y., Ma, X., Zhang, X., Guo, W., Kang, L., Yu, R., Sun, Y. (2022) 3D geological model-based hydraulic fracturing parameters optimization using geology–engineering integration of a shale gas reservoir: A case study, *Energy Reports*, 8, 10048-10060, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.08.003>.
25. Maurya, S.P., Singh, N.P., Singh, K H. (2020). *Seismic Inversion Methods: A Practical Approach*. [10.1007/978-3-030-45662-7](https://doi.org/10.1007/978-3-030-45662-7).
26. Mlella, M., Ma, M., Zhang, R., Mokhtari, M. (2020). Machine Learning for Geophysical Characterization of Brittleness: Tuscaloosa Marine Shale Case Study. *Interpretation*. 8. 1-38. [10.1190/int-2019-0194.1](https://doi.org/10.1190/int-2019-0194.1).
27. Mulinska, M., Malinowski, M, Cyz, M. (2017). Can we reliably estimate brittleness for thin shale reservoirs? A case study from the lower Paleozoic shales in northern Poland.. 758-762. [10.1190/segam2017-17789092.1](https://doi.org/10.1190/segam2017-17789092.1).
28. Nantanoi, S., Rodríguez-Pradilla, G., Verdon, J. (2021). 3D seismic interpretation and fault slip potential analysis from hydraulic fracturing in the Bowland Shale, UK. *Petroleum Geoscience*. 28. [petgeo2021-057](https://doi.org/10.1144/petgeo2021-057). [10.1144/petgeo2021-057](https://doi.org/10.1144/petgeo2021-057).
29. Ostrander, W.J. (1984) Plane-Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Non-Normal Angles of Incidence. *Geophysics*, 49, 1637-1648. <https://doi.org/10.1190/1.1441571>

30. Purnomo, E., Abdul Latiff, A., Elsaadany, M. (2023). Predicting Reservoir Petrophysical Geobodies from Seismic Data Using Enhanced Extended Elastic Impedance Inversion. *Applied Sciences*. 13. 4755. 10.3390/app13084755.
31. Rutherford, S. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*. 54. 10.1190/1.1442696.
32. Sabbagh, R., Bhattacharya, S. (2022). Integrated 3D seismic and petrophysical workflow to predict elastic and geomechanical properties in the Wolfcamp Formation: A case study from the Midland Basin, Texas. 3477-3481. 10.1190/image2022-3745871.1.
33. Serajamani, M., Nikrouz, R., Kadkhodaie, A. (2020). Estimation of Brittleness Index Using Post-Stack Inversion of Seismic Data: Example from Perth Basin in Western Australia. *Journal of the Earth and Space Physics*. 46. 457-471. 10.22059/JESPHYS.2020.295601.1007188.
34. Shuey, R.T. (1985) A Simplification of the Zoeppritz Equations. *Geophysics*, 50, 609-614. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1441936>
35. Smith, G.C. and Gidlow, P.M. (1987) Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophysical Prospecting*, 35: 993-1014. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1987.tb00856.x>
36. Verma, S., Zhao, T., Marfurt, K., Devegowda, D. (2016). Estimation of total organic carbon and brittleness volume. *Interpretation*. 4. T373-T385. 10.1190/INT-2015-0166.1.
37. Wang, L., Zhang, F., Li, X., Di, B., Zeng, L. (2019). Quantitative seismic interpretation of rock brittleness based on statistical rock physics. *GEOPHYSICS*. 84. 1-54. 10.1190/geo2018-0094.1.
38. Will, R., Smith, V., Leetaru, H., Freiburg, J., Lee, D. (2014) Microseismic Monitoring, Event Occurrence, and the Relationship to Subsurface Geology, *Energy Procedia*, 63, 4424-4436, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.478>.

39. Whitcombe, D., Connolly, P., Reagan, R., Redshaw, T. (2002). Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. *Geophysics*. 67. 63-10.1190/1.1451337.
40. Wu, H., Rongxin, W., Pingsong, Z., Yanhui, H., Huang, Y., Shouhua, D. (2021). Combined Fluid Factor and Brittleness Index Inversion for Coal-Measure Gas Reservoirs. *Geophysical Prospecting*. 70. 10.1111/1365-2478.13172.
41. Zhang, B., Zhao, T., Jin, X., Marfurt, K. (2015). Brittleness evaluation of resource plays by integrating petrophysical and seismic data analysis. *Interpretation*. 3. T81-T92. 10.1190/INT-2014-0144.1.
42. Zhang, P., Liang, X., Xian, Ch, Liu, B., Wang, W., Zhang, Ch. (2022). Geomechanics simulation of stress regime change in hydraulic fracturing: a case study. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. 8. 10.1007/s40948-022-00391-5.
43. Zoeppritz, K. (1919). VII b. Über reflexion und durchgang seismischer wellen durch unstetigkeitsflächen. *Nachrichten von der Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Mathematisch-Physikalische Klasse, 1919*, 66-84.
44. Вижва, С. А., Продайвода, Г. Т., Кузьменко, П. М., & Козіонова, О. О. (2012). AVO-аналіз сейсмічних даних розущільнених зон кристалічного фундаменту (результати математичного моделювання). *Геоінформатика*, (4), 28-35.
45. Михалевич, І., Кузьменко, П., Тищенко, А., Вижва, А., & Вижва, С. (2021). Виділення пасток неструктурного типу в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини за даними AVO-аналізу та сейсмічної інверсії. *Геофізичний журнал*, 43(2), 227–235. <https://doi.org/10.24028/gzh.v43i2.230202>
46. Тищенко, А. П., Кузьменко, П. М., & Жадан, А. М. (2009). Дослідження неоднозначності виділення колекторів за амплітудними характеристиками хвильового поля. *Геоінформатика*, (1), 54-61.

## ВИСНОВКИ

1. Розвиток технології гідравлічного розриву пласта, що була започаткована в 40-х роках 20 століття, отримав прискорення з початком активного видобутку з нетрадиційних колекторів вуглеводнів. Початок широкого застосування мікросейсмічного моніторингу при роботах з ГРП на початку 21 століття пов'язаний з успіхами в розробці формації слаців Барнетт та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів в США. Ця технологія показала себе як надійний засіб контролю ГРП.

2. Серед петрофізичних досліджень, що проводяться на підготовчому етапі до проведення ГРП, варто виділити дослідження пружних модулів в лабораторних умовах, дослідження проникності зразків гірських порід до і після змодельованого процесу ГРП та вимірювання акустичної емісії з метою вивчення поширення тріщин в зразках. Серед основних параметрів порід, що використовуються при плануванні ГРП, - модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона, індекс крихкості, тріщиностійкість, ефект пошкодження пласта.

3. Розглянуто принципи міросейсмічного моніторингу ГРП. До основних типів систем спостереження відносять поверхневі, свердловинні та комбіновані, вимоги до них та переваги й недоліки. Основною перевагою свердловинного мікросейсмічного моніторингу є близькість приймачів до зони проведення робіт з ГРП, що приводить до підвищеного відношення сигнал/завада ( $S / N$ ), в той час як поверхнева система спостереження не потребує контрольної свердловини та вимагає залучення меншої кількості коштів. Наведено основні етапи обробки міросейсмічних даних, найбільш важливими з яких є побудова й калібрування швидкісної моделі геологічного середовища та обчислення положення гіпоцентра джерела мікросейсмічної події.

4. Основні етапи побудови швидкісної моделі для мікросейсмічного моніторингу з урахуванням таких особливостей нетрадиційних порід-колекторів, як тріщинуватість і сланцюватість включають створення апріорної

моделі та її калібрування з урахуванням ефектів анізотропії. Наведено класифікацію швидкісних моделей на одновимірні, двовимірні та тривимірні.

5. Методи визначення гіпоцентра мікросейсмічної події поділяють на абсолютні та відносні залежно від використання систем координат. Описано теоретичні основи та особливості застосування основних методів в межах кожної з категорій (лінеаризованої інверсії, пошуку по сітці, продовження хвильових полів у середовище, основної події, подвійної різниці).

6. Порівняння результатів використання абсолютних та відносних методів визначення положення гіпоцентрів мікросейсмічних подій за умови недосконалої швидкісної моделі показало, що відносні методи демонструють точніші результати порівняно з абсолютними.

7. Розвиток поглядів на поняття крихкості в інженерії та науках про Землю почався з 60-х років 20 століття. Неоднозначність визначення цього поняття виникла через мультидисциплінарне використання терміну для різних задач. Серед ключових наукових робіт, що започаткували використання індексу крихкості для оцінки пластів-кандидатів на проведення ГРП, варто відмітити статті Jarvie, Rickman, Goodway. Індекс крихкості використовується в таких областях як горизонтальне буріння, геотермія, видобуток метану з вугільних пластів, моніторинг підземних та гідротехнічних споруд тощо.

8. Підходи до визначення індексу крихкості гірських порід поділяють на мінералогічний (методи Jarvie, WangGale, Jin), на основі каротажних даних (емпіричні залежності), на основі пружних властивостей (Rickman, Goodway, за допомогою бразильського тесту, з використанням кута внутрішнього тертя). Переваги та обмеження наведених методів зумовлені мінералогічним складом та петрофізичними властивостями порід, для яких їх було розроблено.

9. Для теригенних порід з північної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької було проведено розрахунок та порівняльний аналіз індексів крихкості різними методами –Jarvie, Jin, Rickman, кута внутрішнього

тертя. Спостережено чітку обернену залежність між ІК та коефіцієнтом глинистості, що є основним фактором, який зумовлює здатність даних порід до пластичної деформації. Рекомендується використання методу Jarvie для теригенних порід ДДЗ завдяки його простоті у використанні та надійності.

10. Вперше розраховано ІК за каротажними даними для порід кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ за методиками Jarvie, Goodway, Chen, Feng. Оскільки коефіцієнт глинистості є основним фактором пластичної деформації, спостерігається стійка обернена залежність між ним та ІК. У свою чергу, встановлено, що способи обрахунку ІК, які не беруть до уваги пористість породи, мають тенденцію до заниження ІК для більш пористих інтервалів.

11. Запропоновано оригінальну методику виділення літологічних класів для ущільнених порід-колекторів з використанням пар ІК. Отримано кубі літологічної класифікації та вірогідностей розповсюдження нетрадиційних пісковиків-колекторів для відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини ДДЗ. Проведено порівняння двох використаних пар ІК та рекомендовано до використання методику Feng-Chen за результатами «сліпого тесту» та матриці невідповідностей.

12. Вперше отримано кубі крихкості для ДДЗ в цілому і відкладів кам'яновугільного періоду північної прибортової частини зокрема за технологією кольорової інверсії з використанням розширеного пружного імпедансу (ЕЕІ). Модель верифіковано за даними для інтервалів успішного ГРП для 4 свердловин.