

## Динамічні зміни у масиві гірських порід в процесі гідророзриву пласта (на прикладі Західно-Хрестищенської брахіантиклінальної структури)

Антон Ткачов<sup>1</sup>

аспірант, кафедра фундаментальної та прикладної геології,

<sup>1</sup> Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна,

e-mail: [tkachev.antoniy@gmail.com](mailto:tkachev.antoniy@gmail.com),  <https://orcid.org/0009-0007-8215-1847>;

Ольга Сердюкова<sup>1</sup>

старший викладач, кафедра фундаментальної та прикладної геології,

e-mail: [serd3517@gmail.com](mailto:serd3517@gmail.com),  <http://orcid.org/0000-0002-8946-0243>

Гідророзрив пласта (ГРП) є ключовою технологією для підвищення продуктивності нафтових та газових свердловин шляхом створення штучних зон розуцільнення у низькопроникних та виснажених колекторах. Збільшення об'єму порово-тріщинного простору в масивах гірських порід залежить від взаємодії геологічних, технологічних, геомеханічних та хімічних факторів, які визначають ефективність цього процесу. Динамічні зміни, що відбуваються в породах внаслідок ГРП, розглянуто на прикладі Західно-Хрестищенської брахіантиклінальної структури – складки субширотного простягання у відкладах верхнього карбону – нижньої пермі. Вона знаходиться в зоні розвитку у потужній осадовій товщі солянокупольних структур південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Досліджено геологічні чинники, що впливають на зміну геологічного середовища під час гідророзриву пласта на прикладі Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища (ГКР). Проведено комплексний аналіз геологічної будови, гідродинамічних і сейсмічних даних. Побудовано модель формування порово-тріщинного простору в результаті проведення ГРП. На прикладі Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища вперше проведено комплексний аналіз впливу різних факторів на зміну геологічного середовища у східній частині ДДЗ в процесі гідророзриву пласта і побудовано схематичну модель динамічних змін у геологічному середовищі внаслідок проведення ГРП. Побудовано модель формування тріщинного простору у результаті проведення ГРП. Визначено динамічні зміни, які відбуваються у масивах гірських порід внаслідок проведення гідророзриву пласта. Визначено індекси крихкості порід-колекторів об'єкту досліджень. Розглянуто структурно-тектонічні, літолого-стратиграфічні та гідродинамічні фактори впливу гідророзриву пласта на осадові породи пізнього кам'яновугільного комплексу.

**Ключові слова:** Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), цільні колектори, гідророзрив пласта (ГРП), динамічні зміни, продуктивні пласти, зона розуцільнення, порово-тріщинний простір, скупчення вуглеводнів, крихкість колекторів.

**Як цитувати:** Ткачов Антон, Сердюкова Ольга (2025). Динамічні зміни у масиві гірських порід в процесі гідророзриву пласта (на прикладі Західно-Хрестищенської брахіантиклінальної структури). *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія»*, (63), 102-112. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2025-63-08>

**In cites:** Tkachov Anton, Serdiukova Olga (2025). Tectonophysical changes in rock mass during hydraulic fracturing (based on the example of the West-Khrestishche brachyanticline structure). *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University. Series Geology. Geography. Ecology*, (63), 102-112. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2025-63-08> [in Ukrainian]

**Вступ.** Гідророзрив пласта – технологія для створення штучної зони розуцільнення у масиві гірських порід з метою формування компактних скупчень вуглеводнів. Внаслідок цього в масиві відбуваються кардинальні динамічні зміни, пов'язані з виникненням систем тріщин і пор у продуктивних теригенних товщах.

Тріщино-поровий простір, який утворюється в процесі дії водоемульсійного розчину під високим тиском на масив гірських порід, утворює компакту зону розуцільнення, в якій накопичується вуглеводні [19]. За наявності або відсутності в продуктивних пластах вже існуючих літогенних і тектоногенних тріщин та пор швидкість формування зони розуцільнення може бути відповідно прискорена або уповільнена. Це обумовлюється зміною вектору потоку рідини в існуючі тріщини, що зменшує ударно-руйнуючий ефект ГРП [7, 11, 24].

Властивості рідини гідророзриву суттєво впливають на режим розвитку тріщини. В'язкість технологічної рідини залежить як від її молекулярної маси, так і концентрації полімеру, який знаходиться в ній. Використану рідину можна вилучати з тріщинного простору шляхом проведення колтубінгу у разі, якщо після процесу гідророзриву, її в'язкість різко знизиться [7].

Завдяки низькій вартості, високій продуктивності, термостійкості та простоти у використанні, полімерні рідини на водній основі широко використовуються для гідророзриву пласта [7, 23, 24].

Методи ініціювання вертикальних і горизонтальних руйнувань були досліджені авторами в польових та лабораторних та умовах. Отримані результати підтверджують висновки інших дослідників [24] і дозволяють визначити основні фактори і процеси руйнування масиву гірських порід в процесі ГРП.

### **Історія та аналіз попередніх досліджень.**

Застосування гідророзриву пласта є одним із методів інтенсифікації видобування вуглеводнів, які широко застосовуються у світовій нафтогазовидобувній практиці [6, 7, 9]. Глибокі шари земної кори зазнають величезних геостатичних тисків через вагу геологічних мас, так і геодинамічних навантажень завдяки постійним тектонічним напруженням в масивах гірських порід [2,15,20].

Структура осадових порід в басейнах седиментації характеризується суттєвим зниженням проникності колекторів з глибиною через звуження порово-тріщинного простору, що робить розробку глибоких горизонтів палеозою надзвичайно складним та дороговартісним завданням [3, 15].

Гідророзрив пласта (англ. – фрекінг) використовується з 1866р. Сучасні дослідження з гідравлічного створення тріщин в породах були проведені в США наприкінці 1940-х років [21]. У 1947 р. компанія Stanolind Oil and Gas здійснила перший експериментальний ГРП у родовищі Хьюгтон (Канзас), а вже у 1949р. компанія Halliburton провела першу комерційну операцію, що поклала початок промислового застосуванню цієї технології.

У 1950–1960-х роках США стали лідером у впровадженні ГРП у низькопроникних колекторах, зокрема в пісковиках і карбонатах Техасу та Оклахоми. Технологія швидко поширилася на інші регіони Північної Америки з розвитком горизонтального буріння, що давало можливість набагато збільшити об'єми штучних зон розуцілення. У 1990-х роках комбінація горизонтальних свердловин і багатоступеневого ГРП спричинила «сланцеву революцію», особливо в басейнах Barnett, Marcellus та Eagle Ford [25].

У Великій Британії перші роботи з ГРП даються початком 1990-х. У 1993р. було проведено стимуляцію газоносних пісковиків пермського віку на родовищі Елсвік, що стало фактично єдиним довготривалим прикладом використання ГРП у країні [14]. Подальші дослідження зосередилися на Bowland Shale – карбоніфірному сланцевому комплексі Північно-Західної Англії, де геолого-геофізичні дослідження показали значний потенціал для видобутку сланцевого газу.

В Україні ГРП почали застосовувати ще у 1950-х роках. У Бориславі вперше в Україні впроваджено нову технологію інтенсифікації припливу нафти за допомогою гідравлічного розриву пласта. Інтерес до цієї технології зріс у зв'язку з виснаженням високопродуктивних пластів. Сучасні дослідження на українських об'єктах, зокрема на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі, демонструють перспективність використання ГРП [13]. На сього-

днішній день в Україні метод гідророзриву пласта застосовують як державні, так і приватні видобувні компанії з метою інтенсифікації видобутку нафти та газу.

У Європі технологія гідророзриву також тестувалася у Польщі (Люблінський басейн), Німеччині (Нижньосаксонський басейн) та інших країнах проте широкого промислового застосування вона не отримала. Основними причинами стали як геологічні фактори (значно нижчий ресурсний потенціал порівняно зі США), так і законодавчі екологічні обмеження [14].

Основним технологічним процесом при розвідці та розробці родовищ газу у слабопроникних породах-колекторах (газ щільних колекторів центральнобасейнового типу) України вважається гідравлічний розрив пласта. Це обумовлює необхідність проведення аналізу можливих екологічних наслідків, які можуть виникнути внаслідок проведення цих операцій. Зокрема, при недотриманні технології гідравлічного розриву пластів може зазнавати негативного впливу верхня частина гідролітосфери (підземні води, ґрунти та ґрунтові води, тощо) [10, 11].

Перші системні уявлення про реакцію геомасивів щільних колекторів ДДЗ на технологічний вплив ГРП ґрунтуються на регіональних узагальненнях будови западини серед яких те, що саме розломні системи інверсійного типу, успадкована сегментація та зони розуцілення визначають анізотропію напружено-деформованого стану порід [2, 3, 14, 17]. Все це безпосередньо впливає на формування порово-тріщинного простору в процесі гідророзриву пласта. Просторова організація цих елементів дає можливість визначити бар'єри висоти тріщин, взаємодії зі стратиграфічними неоднорідностями та ризику прориву технологічних розчинів в покрівлю чи підшову пласта [12].

На Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі гідророзрив застосовують на покладах горизонтів А-6–8, Г-4–9 у відкладах картамиської світи нижньої пермі – верхнього карбону (P<sub>1</sub>kt – С<sub>3</sub>kt) та араукаритової (С<sub>3</sub>ar) світи верхнього карбону.

Колекторами вуглеводнів у Західно-Хрестищенській брахіантикліналі є пісковики та алевроліти. Характеристики продуктивних горизонтів визначають, наскільки стабільно колектор реагує на ГРП. У слабо зцементованих пісковиках може відбуватися значне вкорінення (вдавнення) пропанту в породу, що знижує довготривалу провідність тріщин. У міцно зцементованих товщах для формування тріщинного масиву необхідні більші тиски гідророзриву, що підвищує ризик витоків технологічної рідини у вищі водоносні горизонти або й навіть руйнування соляно-

го кепроку, якщо ГРП проводиться на солянокупольній структурі [8].

Регіональні нафтогеологічні особливості регіону і, зокрема, розподіл колекторів, покришок та пасток, наведено у звіті Геологічної служби США, де ДДЗ розглядається як провінція з широким спектром теригенних резервуарів різного віку [25]. Для оцінки наслідків ГРП це є важливим, бо з літологічними особливостями порід пов'язані їх механічні властивості та суттєво впливає на вектори створених тріщин та їх провідність у багат шарових покладах. Такі узагальнення широко використовуються для геомеханічних моделей і сценаріїв розкриття тріщин у межах ДДЗ [16, 24, 25].

У працях українських дослідників останніх років спостерігається зміщення акценту досліджень від суто проектних моделей до інтегрованого геофізичного супроводу (мікросейсміка, інверсія швидкісних моделей) [12, 13, 15]. Сучасні дослідження систематизують підходи до мікросейсмічного контролю ГРП у низькопроникних теригенних колекторах ДДЗ: оцінювання геометрії тріщинного масиву, кореляція з операційними параметрами закачування, інтерпретація розкриття й провідності тріщин та моделей росту. Для об'єктів типу родовищ ДДЗ це дає інструмент для розрізнення природної тріщинуватості від «свіжих» техногенних розривів, а також дозволяє виявити ризики «перехресного» розкриття сусідніх пластів.

Для слабкосейсмічних районів ДДЗ ключовим стає якісний контроль та геометрія мережі спостережень, оскільки помилки локалізації безпосередньо впливають на оцінку довжини/висоти тріщин і, як наслідок, на інтерпретацію впливу на геологічне середовище (перерозподіл геодинамічних напружень, повторний зсув по дрібних розривах, тощо) [13,25].

Технологічний ракурс вітчизняних робіт акцентує зв'язок режимів закачування та дизайну ГРП з реакцією породного масиву. Поетапне нарощування дебіту, керована концентрація пропанту та підбір агента-носія істотно впливають на стабільність провідності та обмежують небажану висоту тріщини в тонкошаруватих системах. Це безпосередньо пов'язано з мінімізацією ризику контакту з водоносними горизонтами та міжпластовим перетіканням у складних геологічних розрізах ДДЗ [11,18].

Петрофізична неоднорідність є визначальним фактором чутливості колекторів до рідин ГРП. Здебільшого в дослідженнях звертається увага на глинисті компоненти, що спричиняють набухання та звуження тріщини, на ризики вдавнення пропанту в слабо зцементовані пісковики і на зменшення провідності тонкошаруватих тери-

генних колекторів ДДЗ у часі [4, 10].

У щільних колекторах палеозойських пісковиків критичними є граничні умови проникності – радіус та довжина розущільненої зони, що особливо важливо для тонких, блокованих глинистими прошарками, колекторів [9].

У структурно-тектонічних умовах Дніпровсько-Донецького авлакогену геологорозвідувальні роботи супроводжуються різними ускладненнями та аваріями, серед яких важливу роль відіграють зміни в пластах в процесі проведення ГРП, що обумовлює важливість дослідження авторів [13].

**Характеристика продуктивних горизонтів об'єктів досліджень.** Західно-Хрестищенська структура, що входить до Кочубіївсько – Олексіївської лінії антиклінальних структур, знаходиться в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини яка є структурним елементом Дніпровсько – Донецького авлакогену (рис. 1).

Родовище характеризується пластовими та масивно-пластовими покладами газу, які, зазвичай, бувають склепінними, тектонічно екранованими та літологічно обмеженими. Основними газоносними породами є пісковики та алевроліти з пористістю 10-15 % та проникністю 1-334 мД [1, 5].

**1-й експлуатаційний об'єкт (С<sub>3</sub><sup>2</sup> – авіловська світа).** Верхня частина розрізу світи представлена потужними пластами пісковиків та аргілітів і меншою мірою – алевролітами. Пісковики складають до 30% розрізу. Їх потужність досягає 100 м.

Нижня частина світи представлена чергуваннями аргілітів, темно-сірих алевролітів та численних піщаних пластів, а також тонких прошарків вапняків та вугілля.

**П-й експлуатаційний об'єкт (С<sub>3</sub> - араукаритова світа)** складена перешаруванням сірих (в нижній частині) та червоних (у верхній) пісковиків, алевролітів, алевролітів з численними тонкими прошарками вапняків в нижній половині розрізу.

Газоносні породи представлені поровими та порово-тріщинними пісковиками та алевролітами (поровими та порово-тріщинними колекторами) з пористістю 12-15% та проникністю 1-334 мД.

На свердловинах Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища технології ГРП у різних модифікаціях використовуються з 2007 р.

Західно-Хрестищенська брахіантикліналь характеризується ускладненою структурою, що обумовлена наявністю чисельних розривних порушень, мікроскладок і фаціальних заміщень у товщі осадових порід (теригенні, карбонатні, галогенні та вуглисті), а також зональним форму-



На зростання об'єму тріщин гідророзриву впливає безліч факторів, серед яких найважливішими є пружнопластичні властивості та міцність гірських порід, а також ступінь їх тектонічної напруженості. Окрім того, велике значення має розподіл тиску в породах у які нагнітається рідина [18]. Від цих параметрів залежать характер розкриття тріщин, а отже формування зони розуцільнення в масиві гірських порід. Розкриття та форма тріщин обумовлюється також пружними і міцнісними властивостями різних літоло-

гічних типів порід та розподілом геодинамічних напруг у геологічному масиві.

На графіку (рис. 2) під час закриття тріщини зображено розподіл суміші відповідної концентрації пропанту по всій довжині тріщини. Розподіл пропанту лежить в інтервалі перфорації де немає проривів у підшову або покрівлю, що є прийнятним попереднім результатом для проведення ГРП. Чим більшою є концентрація пропанту в тріщині, тим більшою є її провідність. За графіком, приблизна середня провідність штучно

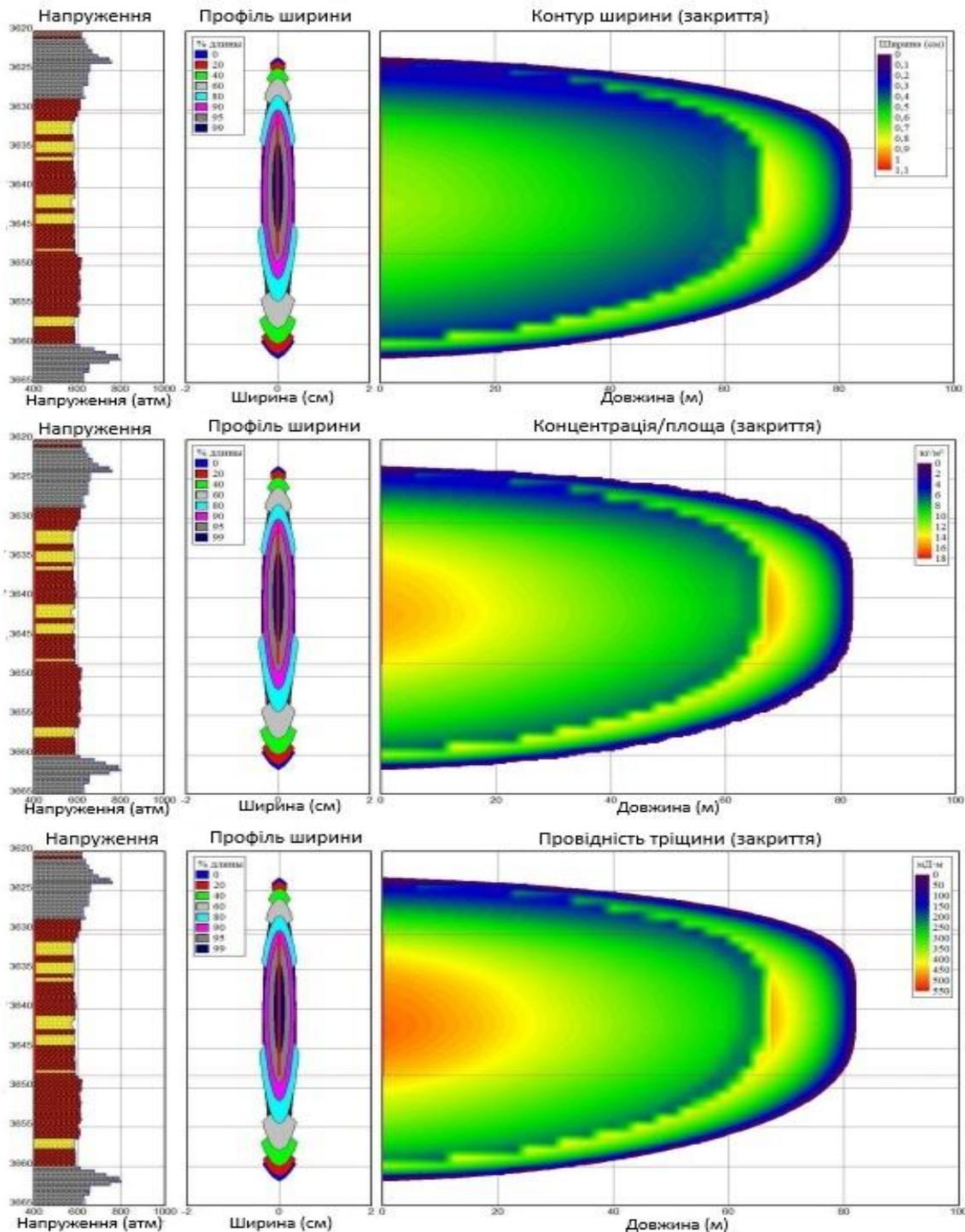


Рис. 2. Розвиток тріщини в пласті на прикладі гор. Г-8 (модель побудовано за допомогою модуля Mfrac) / Fig. 2. Crack development in a layer using the example of mountain G-8 (model constructed using the Mfrac module)

утвореної тріщини знаходиться в межах 70 мД/м. Це дозволяє визначити орієнтовні значення загальної довжини та висоти тріщини в різних за літологічним складом, породах. Наприклад, для горизонту Г-8 довжина та висота тріщин гідророзриву складає приблизно 80 м та 16 м відповідно.

Загальні петрофізичні та мінералогічні дані дозволяють зробити попередні висновки про крихкість колекторів кам'яновугільного віку Дніпровсько-Донецької западини і їхню поведінку при гідророзриві пласта. Усереднені дані стосовно крихкості порід-колекторів Західно-Хрестищенського ГКР (табл. 1).

Оптимальний діапазон пористості – 9–14%, у якому порода зберігає достатню механічну цілісність, але дозволяє формування стійких тріщин в процесі проведення гідророзриву пласта. За нашими даними, отриманими при проведенні ГРП в карбонатно-теригенних породах Західно-Хрестищенської брахіантикліналі, висока про-

никність (>5мД) не є обов'язковою умовою застосування гідророзриву, проте вона значно підвищує ефективність штучного створення об'ємної зони розуцільнення після операції ГРП.

Згідно петрофізичних даних для пісковиків і карбонатно-кварцевих товщ, що мають високі коефіцієнти крихкості, доцільним є використання високонапірних водних або полімерних систем. Натомість для більш пластичних глинистих товщ (алевролітів, аргілітів) ефективнішими, на нашу думку, можуть бути газові або пінні флюїди (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>), які знижують набухання глин. При проектуванні операцій ГРП доцільно враховувати комбінований індекс крихкості окремих літологічних різновидів, що враховує як мінералогічні, так і еластичні параметри порід, в яких планується проведення ГРП.

Найбільш крихкими палеозойськими породами у межах об'єкту досліджень є пісковики, що містять у середньому 55 % кварцу та мають

Таблиця 1

Розрахунок індексу крихкості порід-колекторів Західно-Хрестищенського ГКР ( А.Ткачов, 2025) / Calculation of the brittleness index of reservoir rocks in the Western Khrestishchensky field (A. Tkachov, 2025)

Колектор	Кварц (%)	Польові шпати (%)	Карбонати (%)	Глина (%)	Інші (%)	Густина (г/см <sup>3</sup> )	Коефіцієнт Пуассона	Пористість (%)	Проникність (мД)	Індекс крихкості (0-100)	Інтерпретація
Пісковик	55	10	2	18	15	2,45	0,2575	9-14	0,5-5	70	Помірний
Алевроліт	45	5	5	40	5	2,35	0,2767	6-10	0,05-0,5	50	Помірний
Вапняк	5	1	80	5	9	2,7	0,2505	3-8	0,01-1	95,2	Крихкий
Аргіліт	15	5	5	70	5	2,25	0,2882	1-5	0,001-0,05	20	Пластичний

комбінований індекс крихкості понад 70. Високий вміст кварцу, невелика кількість глини (до 20%) та середня пористість 9–14% зумовлюють сприятливі умови для розкриття тріщин при ГРП (табл. 1).

Алевроліти характеризуються помірною крихкістю (індекс ~50), зниженою пористістю (6–10%) та проникністю до 0,5мД. Вони менш сприятливі для розвитку стійких тріщин, але можуть бути продуктивними у разі наявності природної тріщинуватості.

Карбонатні породи (вапняки, доломіти) мають високу пружність, проте їхня крихкість є вибірковою, оскільки залежить від рівня карбонатизації та наявності мікротріщин [5].

Аргіліти та сланці демонструють мінімальну крихкість через переважання глинистих мінералів (~70%), низьку пористість і практично нульову проникність. У таких породах ініціація тріщин

ускладнена, що вимагає високих тисків закачування та ретельного контролю мікросейсміки.

Комплексна оцінка крихкості порід Західно-Хрестищенського родовища, проведена авторами на основі мінералогічних та еластичних індексів, свідчить про значну літологічну неоднорідність продуктивних горизонтів і різну реакцію колекторів на дію технологічних навантажень. Найкращими для проведення розриву пласта можуть бути кварцові пісковики, адже вони мають помірну пористість і проникність. Їхні петрофізичні характеристики відповідають умовам високої природної крихкості, що забезпечує формування стійкої системи тріщин і збереження флюїдопроникності після закачування пропанту за даних термобаричних умов.

Порівняльний аналіз процесів, які відбуваються в породах внаслідок ГРП, вказує на те, що мінеральний склад і структурно-текстурні особ-

ливості порід визначають не лише характер тріщиноутворення, а й ефективність проникнення технологічної рідини у пласт. У пісковиках і вапняках тріщини, здебільшого, формуються уздовж меж зерен (кристалічних площин), мають значну довжину та відкритість. Це сприяє формуванню стабільних високо проникних каналів підвищеної фільтрації. У алевролітах і аргілітах, навпаки, спостерігається переважний розвиток зон розущільнення, де руйнування носить нестабільний, дифузний характер, без утворення стійкої системи тріщин.

З огляду на літологічні особливості Дніпровсько-Донецької западини, де в розрізі переважають пісковики та алевроліти, форма й об'єм руйнувань відіграють ключову роль у формуванні ефективних зон фільтрації після ГРП. У більшості випадків головна тріщина орієнтована вздовж напрямку максимальних горизонтальних напружень. Отже, оптимальний ефект ГРП досягається у породах із високим вмістом крихких мінералів (кварцу, карбонатів). У таких колекторах тріщини не лише формуються легше, а й збе-

рігають відкритість (завдяки високій пружності породи) і після завершення процесу гідророзриву.

**Динамічні зміни в пласті, що спричинені його гідравлічним розривом.** В процесі гідравлічного розриву пласта пропант використовується для стабілізації тріщин. Це забезпечує їх ефективну флюїдопровідність в процесі формування та видобутку покладу. На відміну від інших методів стимуляції, таких, як кислотна обробка, рідина для розриву пласта, яка використовується в цьому випадку, хімічно не взаємодіє з пластом, що дозволяє їй проникати глибше, особливо в умовах високих температур і тисків. Однак, після гідророзриву пласта пропант лише певний час сприяє збереженню зони штучного розущільнення в породах, а потім, внаслідок їх геостатичного стиснення він може, навпаки, перекривати рух флюїдів у тріщинно-поровому просторі. Такі явища, відомі як «цементация пропанту» відбуваються за високих температур та тисків і є характерними для глибоких горизонтів палеозою (рис. 3).

На вкорінення пропанту в породу впливає

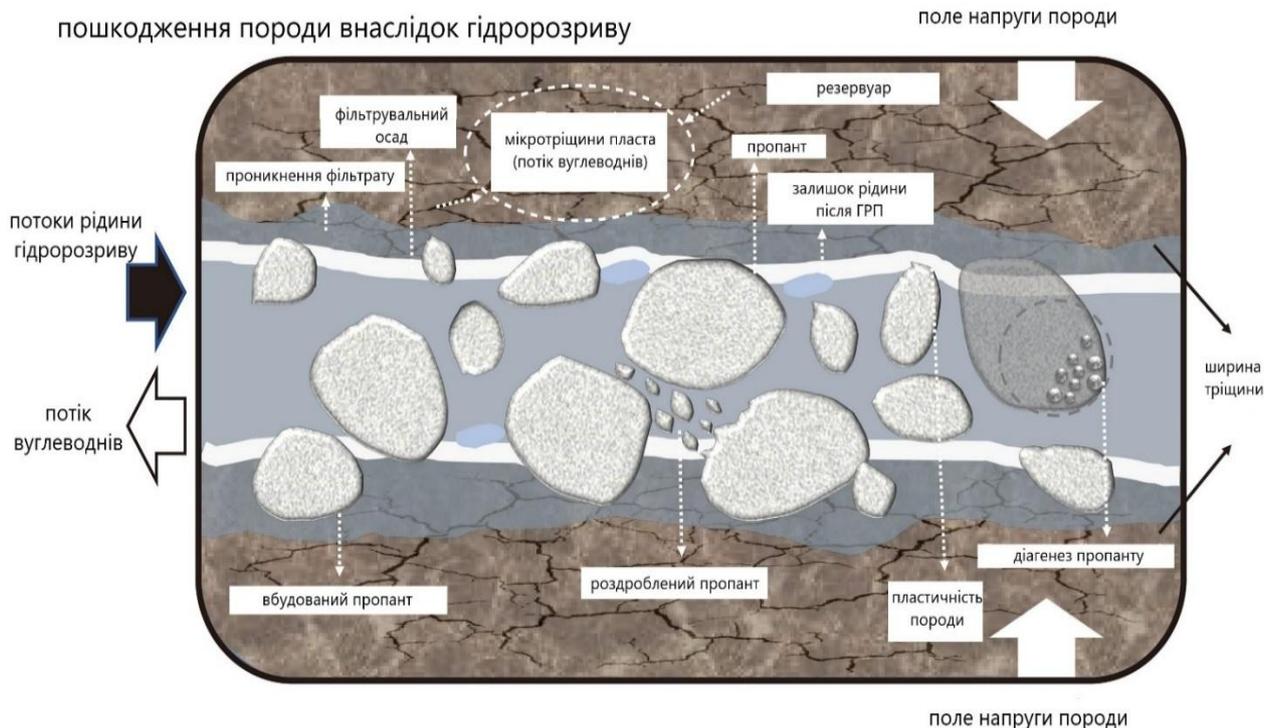


Рис. 3. Схема руйнування пласта в процесі фрекінгу (за А. Katende, 2021 р.) / Fig. 3. Diagram of formation destruction during fracking (A. Katende, 2021)

багато факторів, серед яких його концентрація в рідині гідророзриву, розміри, спосіб розміщення, міцність породи на зсув, граничний тиск закриття тріщин, температура, тощо. Закриття тріщини, ущільненої складовими гідророзриву (пропант, пісок) може розглядатися у трьох аспектах: а) взаємодія з породою, б) руйнування пропанту та в) адсорбція залишків рідини гідророзриву стінка-

ми тріщин.

Зі зростанням геодинамічних напруг тріщинні деформація гірських порід-колекторів може значно пришвидшити процес вкорінення пропанту. Взаємодія між рідиною гідророзриву та породою може викликати повзучість породи, що є критичним фактором у цьому процесі. Попередні теоретичні дослідження розділяли вклинювання

пропанту на дві окремі фази [14,24]:

1) пружна деформація, що призводить до вкорінення пропанту в геомасив порід;

2) деформація повзучості, що спричиняє вкорінення пропанту в породу, яке залежить від часу.

У масиві Західно-Хрестищенського родовища виявлено ознаки гідродинамічної інверсії, що проявляються у зміні напрямку потенціометричних градієнтів, нестандартних трендах пластових тисків та неузгоджених реакціях суміжних свердловин на експлуатаційні навантаження. Для встановлення механізмів інверсії потрібно застосувати комплексну методику, що поєднає порівняльний аналіз потенціометричних карт серії дат, часові ряди пластових тисків.

Для оцінки крихкості не існує єдиної універсальної формули. Найпоширеніші методи базуються на мінералогічному складі та механічних властивостях породи. Пластичні породи (наприклад, глинисті сланці, аргіліти) при навантаженні не розриваються, а деформуються, "поглинаючи" енергію, що робить ГРП менш ефективним [16]. Найпростіше визначення крихкості порід, яке використовується при плануванні ГРП, розраховується за формулою [16,24]:

$$B_{min} = \frac{Q_{tz} + Dol}{Q_{tz} + Carb + Clay}$$

де:  $B_{min}$  – індекс крихкості за мінералогією (в частках одиниці або відсотках).

$Q_{tz}$  – вміст кварцу (%). Кварц – тверда та крихка мінеральна складова.

$Dol$  – вміст доломіту (%).

$Carb$  – вміст карбонатів (кальциту тощо) (%).

$Clay$  – вміст глинистих мінералів (%).

За модулем Юнга та коефіцієнтом Пуассона існують різні варіації, але найчастіше використовують середнє арифметичне двох складових:

$$B_{mec} = \frac{BRIT_e + BRIT_v}{2}$$

де:

$$BRIT_e = \frac{E + E_{min}}{E_{max} + E_{min}}$$

$$BRIT_v = \frac{\nu_{max} + \nu}{\nu_{max} + \nu_{min}}$$

де:  $B_{mec}$  – механічний індекс крихкості (0-1 або 0-100%).

$E$  – модуль Юнга для цільового інтервалу.

$E_{min}$ ,  $E_{max}$  – мінімальне та максимальне значення модуля Юнга в розрізі, що аналізується.

$\nu$  ( $\nu_i$ ) – коефіцієнт Пуассона для цільового інтервалу.

$\nu_{min}$ ,  $\nu_{max}$  – мінімальне та максимальне значення коефіцієнта Пуассона в розрізі.

Модуль Юнга ( $E$ ) – характеризує жорсткість породи. Крихкі породи зазвичай мають високий модуль Юнга. Коефіцієнт Пуассона ( $\nu$ ) – характеризує здатність до поперечної деформації. Крихкі породи мають низький коефіцієнт Пуассона. Нормалізація на  $\min/\max$  значення по розрізу необхідна для приведення показників до єдиної шкали.

Для прогнозування орієнтації та геометрії тріщини розраховують напруження в пласті. Горизонтальний стрес ( $\sigma_h$ ,  $\sigma_H$ ): напруження, що діють у горизонтальній площині. Вертикальний стрес ( $\sigma_v$ ): напруження від ваги вищезалігаючих порід [22,24].

$$\sigma_v = \rho g H$$

де:  $\rho$  – середня щільність вищезалігаючих порід ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );

$g$  – прискорення вільного падіння ( $9,81 \text{ м}/\text{с}^2$ );

$H$  – глибина (м).

Якщо застосувати розрахунки конкретно до Західно-Хрестищенського ГРП, то маємо:

$$\begin{aligned} \sigma_v &= 2300 * 9,81 * 3500 = 78,970,500 \text{ Па} \\ &= 78,9 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Маємо вертикальний стрес  $\sim 78,9$  МПа на глибині 3500м.

Таким чином, крихкість та межа пружності породи - це комплексний параметр, що інтегрує дані про літологічний склад та фізико-механічні властивості породи і є вирішальним для прийняття оптимальних рішень при проектуванні та проведенні ГРП.

**Висновки.** В процесі проведених досліджень авторами зроблено наступні висновки:

1. Результати проведених досліджень свідчать, що об'єми руйнувань в процесі ГРП в різних літологічних типах колекторів є ключовим етапом при розробці моделей гідророзриву пласта та прогнозуванні його ефективності. Оптимальними для створення довготривалих каналів фільтрації є щільні кварцові пісковики.

2. Визначено індекси крихкості порід-колекторів Західно-Хрестищенського газо-конденсатного родовища.

3. Гідравлічний розрив пласта обумовлює специфічні форми руйнування літогенних та тектоногенних колекторів. При цьому глибокі продуктивні горизонти які характеризуються підвищеною температурою (до  $80^\circ$ ), високим тиском та мінералізацією пластових вод ( $298-359 \text{ г}/\text{дм}^3$ ), що пояснюється гідродинамічною інверсією у склепінній частині Західно-Хрестищенської антиклінальної структури

4. Колектори Західно-Хрестищенського ГРП характеризуються високою петрофізичною неоднорідністю, де крихкість визначається спів-

відношенням кварцу, карбонатів і глини. Найбільш перспективними для ефективного гідророзриву є горизонти пісковиків, які мають збалансовану пористість, високу крихкість та помірну проникність. При проектуванні операцій ГРП доцільно враховувати комбінований індекс крихкості, що об'єднує як мінералогічні, так і елас-

тичні параметри. У цілому, найбільш перспективними об'єктами для проведення гідророзриву пласта на Західно-Хрестищенському родовищі є середньозернисті кварцові пісковики авіловської та араукаристової світ верхнього карбону, які поєднують високу крихкість, достатню пористість і сприятливі термобаричні умови.

#### Список використаних джерел

1. Іванюта М. М. (1998). Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. Центр Європи.
2. Бартацук О., & Суярко В. (2020). Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецькою западиною і Донецькою складчастою спорудою. 1. Тектонічний стиль інверсійних деформацій. *Геодинаміка*, 2(29), 51–65. <https://doi.org/10.23939/jgd2020.02.051>
3. Бартацук О., Суярко В., & Чуєнко О. (2023). Тектонічна інверсія Дніпровсько-Донецької западини. 3. Тектонічний стиль деформацій. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія "Геологія. Географія. Екологія"*, (57), 12–28. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-01>
4. Білецький В. С., & Фик М. І. (2019). Геолого-технологічні, економічні та екологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта для розробки родовищ сланцевого газу. *Geotechnologies*, (2), 28–35. <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/43116>
5. Білецький В. С. (2004). *Гірничий енциклопедичний словник: у 3 т. (Т. 3). Східний видавничий дім.*
6. Західно-Хрестищенське родовище. (2021). В *Енциклопедія Сучасної України*. Інститут енциклопедичних досліджень НАН України. <https://esu.com.ua/article-16410>
7. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., & Яремійчук Р. С. (2004). Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину (Кн. 1). Центр Європи, 352.
8. Краснікова О. О. (2024). *Геофізичний супровід планування та проведення гідравлічного розриву пласта [PhD дисертація, Київський національний університет імені Тараса Шевченка]*. <https://ir.library.knu.ua/handle/15071834/1965>
9. Крохмаль В. О., & Давиденко О. М. (2023). Проведення гідравлічного розриву пласта для підвищення нафтовіддачі. *Збірник "Молодь"*, (1), 29–30. <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/165497>
10. Лазебна Ю. В. (2019). Пінний гідророзрив пласта як ефективний метод інтенсифікації припливу вуглеводнів із низькопроникних колекторів. В *Академічна й університетська наука: результати та перспективи (с. 208–210)*. Національний університет «Полтавська політехніка ім. Ю. Кондратюка». <https://reposit.nupp.edu.ua/handle/PoltNTU/9201>
11. Мороз Л. Б., Григораш Б. М., & Жекало А. В. (2023). Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням гідравлічного розриву пласта. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 23(3), 68–78. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/9463>
12. Товстюк З. М., Головацук О. П., & Лазаренко І. В. (2015). Дніпровсько-Донецька западина: успадкованість розвитку структур, розломних зон і зон розуцільнення. *Ukrainian Journal of Remote Sensing*, (5), 1–10. <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/48>
13. Холмин В. Р., & Палійчук О. В. (2014). Зміни геологічного середовища при проведенні гідророзривів пластів та заходи з його захисту в Карпатському регіоні. *Геолого-мінералогічний вісник Криворізького національного університету*, (1-2), 107–114.
14. Andrews I. J. (2013). *The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation*. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change.
15. Bartaschuk O. V. (2020). Tectonic inversion of the Dnieper-Donetsk depression. Part 1. Collision tectonics of the Western Donetsk Graben. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology"*, (52), 10–23. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2020-52-01>
16. Chen B., & Yan Z. (2020). Research review of rock mechanics experiment and numerical simulation under THMC multi-field coupling. *Journal of University of Science and Technology Beijing*. <https://dx.doi.org/10.13374/j.issn2095-9389.2019.07.29.005>
17. Colback P. S. B., & Wiid B. L. (1965). Вплив вмісту вологи на міцність гірських порід на стиск. *Матеріали 3-го Канадського симпозіуму з механіки гірських порід*, 55–83
18. Dunning J. D., & Huff W. L. (1983). Вплив водних хімічних середовищ на розповсюдження та морфологію тріщин і гідророзривів. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 88(B8), 6491–6499. <http://dx.doi.org/10.1029/JB088iB08p06491>
19. Howard G. C., & Fast C. R. (1970). *Hydraulic fracturing*. SPE Monograph, 203.
20. Kazemi H., Fakcharoenphol P., & Miskimins J. (2013, August). Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 235–245.
21. Montgomery C. T., & Smith M. B. (2010). Hydraulic fracturing: History of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26–40. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>

22. Qiao Y., Zhang Y., Bai J., Shang L., Wei D., Hu X., Ren G., & Bai H. (2024, October). *New understanding of non-uniform extension mechanism of horizontal fractures in shallow hypertonic reservoirs and research on main controlling factors [Paper presentation]. APOGCE 2024, Perth, Australia.* <https://doi.org/10.2118/221272-MS>
23. Smith M. B., & Montgomery C. T. (2015). *Hydraulic fracturing*. CRC Press, 812.
24. Katende A., O'Connell L., Rich A., Rutqvist J., & Radonjic M. (2021). *A comprehensive review of proppant embedment in shale reservoirs: Experimentation, modeling and future prospects. Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, Article 104143. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104143>
25. U.S. Energy Information Administration. (2016, March 15). *Hydraulic fracturing accounts for about half of current U.S. crude oil production.* <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25372>

**Внесок авторів:** всі автори зробили рівний внесок у цю роботу

**Конфлікт інтересів:** автори повідомляють про відсутність конфлікту інтересів

## **Tectonophysical changes in rock mass during hydraulic fracturing (based on the example of the West-Khrestishche brachyanticline structure)**

*Anton Tkachov*<sup>1</sup>

PhD student, Department of Fundamental and Applied Geology

<sup>1</sup> V.N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv, Ukraine;

*Olga Serdiukova*<sup>1</sup>

Senior Lecturer, Department of Fundamental and Applied Geology

### **ABSTRACT**

**Introduction.** Hydraulic fracturing is a technology for creating an artificial compaction zone in a rock mass in order to form compact hydrocarbon accumulations. As a result, radical tectonophysical changes occur in the mass, associated with the emergence of systems of cracks and pores in productive terrigenous strata. The fracture-pore space formed by the action of a water-emulsion solution under high pressure on the rock mass creates a compact compaction zone in which hydrocarbons accumulate. If there are already existing lithogenic and tectogenic fractures and pores in productive formations, the rate of formation of the compaction zone may be accelerated or slowed down. The latter is due to a change in the vector of fluid flow into existing fractures, which reduces the impact-destructive effect of hydraulic fracturing. The properties of the hydraulic fracturing fluid significantly affect the fracture development mode. The viscosity of the process fluid depends on both its molecular weight and the concentration of the polymer it contains. A decrease in the viscosity of the latter indicates that the used fluid can be removed from the fracture by coiled tubing.

**Objective.** Identify tectonophysical changes occurring in rock formations as a result of hydraulic fracturing. To investigate the structural-tectonic and hydrodynamic factors influencing the hydraulic fracturing of sedimentary rocks in the coal complex.

**Results.** Tectonophysical changes occurring as a result of hydraulic fracturing are considered using the example of the West-Khrestishche brachyanticline structure – a fold of sublatitudinal extension in the Upper Carboniferous – Lower Permian deposits. It is located in the development zone in a thick sedimentary sequence of salt dome structures in the southeastern part of the Dnieper-Donets Basin. The geological factors influencing changes in the geological environment during hydraulic fracturing are studied using the example of the West-Khrestishche gas condensate field. A comprehensive analysis of the geological structure, hydrodynamic conditions, and seismic data was conducted. A model of the formation of pore-fracture space as a result of hydraulic fracturing was constructed.

**Scientific novelty.** Using the example of the West-Khrestishche field, a comprehensive analysis of the impact of various factors on changes in the geological environment in the eastern part of the Dnieper-Donets Basin during hydraulic fracturing was conducted for the first time, and a schematic model of tectonophysical changes in the geological environment as a result of hydraulic fracturing was constructed.

**Conclusion.** The collectors of the West-Khrestishche deposit are characterized by high petrophysical heterogeneity, where brittleness is determined by the ratio of quartz, carbonates, and clay. The most promising for effective hydraulic fracturing are sandstone horizons with balanced porosity, high brittleness, and moderate permeability. When designing hydraulic fracturing operations, it is advisable to consider the combined brittleness index, which combines both mineralogical and elastic parameters. In general, the most promising targets for hydraulic fracturing at the West-Khrestishche field are medium-grained quartz sandstones that combine high brittleness, sufficient porosity, and favorable thermobaric conditions.

**Keywords:** *Dnipro-Donets Basin, West-Khrestishche field, dense reservoirs, hydraulic fracturing, tectonophysical changes, productive formations, compaction zone, pore-fracture space, hydrocarbon accumulation, reservoir fragility.*

### **References**

1. *Ivanyuta M. M. (1998). Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 vols. Tsentr Yevropy. [in Ukrainian]*

2. Bartashchuk O., & Suyarko V. (2020). Geodynamics of the transitional zone formation between the Dnieper-Donets Depression and the Donets Folded Structure. 1. Tectonic style of inversion deformations. *Geodynamics*, 2(29), 51–65. <https://doi.org/10.23939/jgd2020.02.051> [in Ukrainian]
3. Bartashchuk O., Suyarko V., & Chuyenko O. (2023). Tectonic inversion of the Dnieper-Donets Depression. 3. Tectonic style of deformations. *Bulletin of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology"*, (57), 12–28. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-01> [in Ukrainian]
4. Biletskyi V. S., & Fyk M. I. (2019). Geological, technological, economic and environmental aspects of using hydraulic fracturing technology for the development of shale gas fields. *Geotechnologies*, (2), 28–35. <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/43116> [in Ukrainian]
5. Biletskyi V. S. (2004). Mining encyclopedic dictionary: in 3 vols. (Vol. 3). *Skhidnyi Vydavnychiy Dim*. [in Ukrainian]
6. Zakhidno-Khrestyshchenske field. (2021). In *Encyclopedia of Modern Ukraine*. Institute of Encyclopedic Research of the National Academy of Sciences of Ukraine. <https://esu.com.ua/article-16410> [in Ukrainian]
7. Kachmar Yu. D., Svithytskyi V. M., Synyuk B. B., & Yaremiichuk R. S. (2004). Intensification of hydrocarbon inflow into the well (Bk. I). *Tsentr Yevropy*, 352. [in Ukrainian]
8. Krasnikova O. O. (2024). Geophysical support for planning and conducting hydraulic fracturing [PhD dissertation, Taras Shevchenko National University of Kyiv]. <https://ir.library.knu.ua/handle/15071834/1965> [in Ukrainian]
9. Krokhmal V. O., & Davydenko O. M. (2023). Conducting hydraulic fracturing to enhance oil recovery. *Collection "Youth"*, (1), 29–30. <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/165497> [in Ukrainian]
10. Laziebnia Yu. V. (2019). Foam hydraulic fracturing as an effective method for intensifying hydrocarbon inflow from low-permeability reservoirs. In *Academic and university science: results and prospects* (pp. 208–210). National University "Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk". <https://reposit.nupp.edu.ua/handle/PoltNTU/9201> [in Ukrainian]
11. Moroz L. B., Hyhorash B. M., & Zhekalo A. V. (2023). Research of problems and prospects for increasing hydrocarbon production using hydraulic fracturing. *Exploration and Development of Oil and Gas Fields*, 23(3), 68–78. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/9463> [in Ukrainian]
12. Tovstyuk Z. M., Holovashchuk O. P., & Lazarenko I. V. (2015). Dnieper-Donets Basin: inheritance of structure development, fault zones and decompaction zones. *Ukrainian Journal of Remote Sensing*, (5), 1–10. <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/view/48> [in Ukrainian]
13. Khomin V. R., & Paliichuk O. V. (2014). Changes in the geological environment during hydraulic fracturing and measures for its protection in the Carpathian region. *Geological and Mineralogical Bulletin of Kryvyi Rih National University*, (1-2), 107–114. [in Ukrainian]
14. Andrews I. J. (2013). *The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation*. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change.
15. Bartashchuk O. V. (2020). Tectonic inversion of the Dnieper-Donetsk depression. Part 1. Collision tectonics of the Western Donets Graben. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology"*, (52), 10–23. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2020-52-01> [in Ukrainian]
16. Chen B., & Yan Z. (2020). Research review of rock mechanics experiment and numerical simulation under THMC multi-field coupling. *Journal of University of Science and Technology Beijing*. <https://dx.doi.org/10.13374/j.issn2095-9389.2019.07.29.005>
17. Colback P., Wild B. (1965) *The influence of moisture content on the compressive strength of rocks*. *Proceeding of the 3rd Canadian Symposium on Rock Mechanics*, 55–83
18. Dunning J. D., & Huff W. L. (Aug 1983). Effects of aqueous chemical environments on crack and hydraulic fracture propagation and morphologies. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 88(B8), 6491–6499. <http://dx.doi.org/10.1029/JB088iB08p06491>
19. Howard G. C., & Fast C. R. (1970). *Hydraulic fracturing*. SPE Monograph, 203.
20. Kazemi H., Fakcharoenphol P., & Miskimins J. (2013, August). Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 235–245.
21. Montgomery C. T., & Smith M. B. (2010). Hydraulic fracturing: History of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26–40. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>
22. Qiao Y., Zhang Y., Bai J., Shang L., Wei D., Hu X., Ren G., & Bai H. (2024, October). New understanding of non-uniform extension mechanism of horizontal fractures in shallow hypertonic reservoirs and research on main controlling factors [Paper presentation]. APOGCE 2024, Perth, Australia. <https://doi.org/10.2118/221272-MS>
23. Smith M. B., & Montgomery C. T. (2015). *Hydraulic fracturing*. CRC Press, 812.
24. Katende A., O'Connell L., Rich A., Rutqvist J., & Radonjic M. (2021). A comprehensive review of proppant embedment in shale reservoirs: Experimentation, modeling and future prospects. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, Article 104143. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104143>
25. U.S. Energy Information Administration. (2016, March 15). Hydraulic fracturing accounts for about half of current U.S. crude oil production. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25372>

**Authors Contribution:** All authors have contributed equally to this work

**Conflict of Interest:** The authors declare no conflict of interest

Received 20 September 2025

Accepted 25 October 2025