

# Дослідження та методи аналізу

---

УДК 550.8/553.98

## ВПЛИВ ПОСТСЕДИМЕНТАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БОРИСЛАВСЬКОГО НГПР ТА ЇХ НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

<sup>1</sup>Б.Й. Маєвський, <sup>2</sup>А.В. Ярема, <sup>1</sup>С.С. Куровець, <sup>1</sup>Т.В. Здерка

<sup>1</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,  
e-mail: grn@nupg.edu.ua

<sup>2</sup> Науково-дослідний проектний інститут ВАТ "Укрнафта",  
Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, 76019, т/ф (03422) 776140,  
e-mail: postmaster@ndpi.ukrnafta.com

*Розглянуто сучасний стан вивчення постседиментаційних перетворень порід-колекторів. Отримано геолого-статистичні залежності зміни величини гранулярної пористості з глибиною у межах Бориславського нафтопромислового району. Підтверджено, що до глибини 3900 м не спостерігається значного погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей палеогенових порід-колекторів. На підставі комплексу лабораторних досліджень шліфів та геофізичних досліджень свердловин виділено інтервали розуцільнення палеогенових порід-колекторів. Встановлено, що для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розуцільнення за рахунок механічного розуцільнення порід під дією тектонічних процесів та їх фізико-хімічного вилугування агресивними компонентами міграційних флюїдів. Встановлено, що в зоні середнього та пізнього катагенезу вторинна пористість зумовлює розвиток порід-колекторів промислового значення.*

Ключові слова: проникність, вторинні перетворення, розуцільнення

*Рассмотрено современное состояние изучения постседиментационных преобразований пород-коллекторов. Получены геолого-статистические зависимости изменения величины гранулярной пористости с увеличением глубины в пределах Бориславского нефтепромышленного района. Подтверждено, что до глубины 3900 м не наблюдается заметное ухудшение емкостно-фильтрационных свойств палеогеновых пород-коллекторов. На основании комплекса лабораторных исследований шлифов и геофизических исследований скважин выделены интервалы разуплотнения палеогеновых пород-коллекторов. Установлено, что для образования углеводородных скоплений в плотных глубокопогруженных частях разреза важное значение имеют формирования глубинных зон разуплотнения за счет механического разуплотнения пород под действием тектонических процессов и их физико-химического выщелачивания агрессивными компонентами миграционных флюидов. Установлено, что в зоне среднего и позднего катагенеза вторичная пористость предопределяет развитие пород-коллекторов промышленного значения.*

Ключевые слова: проницаемость, вторичные преобразования, разуплотнение

*The modern state of study of post-sedimentary transformations of reservoir rocks is considered. Geological and statistic dependences of granular porosity size change with a depth within the limits of Boryslav oil and gas district have been got. It is confirmed, that there is no considerable worsening of capacity-filtration properties of paleogene reservoir rocks up to the depth of 3900 m. On the basis of complex of laboratory microscopic researches and well logging the intervals of paleogene reservoir rocks unconsolidation are distinguished. It was determined that for hydrocarbon aggregation in dense deeply buried section of profile the important meaning has the creation of deep unconsolidated zones due to mechanical disintegration of rocks under the influence of tectonic processes*

and their physical and chemical alkanity by the aggressive components of migrating fluids. It was also determined that secondary porosity causes the development of commercial reservoir rocks in the zone of middle and late catagenesis.

Keywords: katagenesis, oil and gas presence, fracturing, permeability, unconsolidation

**Вступ.** Вторинні постседиментаційні перетворення унаслідок катагенетичних змін і геодинамічних рухів зумовлюють зміни фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) порід-колекторів. Вивчення цього питання є важливим, оскільки результати таких досліджень можуть бути використані, насамперед, геологами-нафтовиками під час проведення пошуково-розвідувальних робіт та розробці нафтових і газових родовищ.

Ступінь катагенетичних змін порід-колекторів залежить від впливу тисків і температур протягом історії їх розвитку та активності флюїдів, що їх насичують [1]. Під дією високих тисків і температур відбувається розчинення окремих зерен, витиснення уламків породи, заміщення одних мінералів іншими, більш стійкими. Геодинамічний розвиток регіону є однією із причин сповільнення або прискорення катагенетичних процесів. У процесі гороутворення завдяки геодинамічним процесам відбувалося переміщення порід із зони катагенезу в зону гіпергенезу, або початкового катагенезу, тобто в умови низьких температур і тисків.

Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених горизонтах важливе значення має наявність у них тріщинуватості, які є основними фільтраційними шляхами, що зумовлюють припливи нафти у свердловини.

**Сучасний стан вивчення постседиментаційних перетворень порід-колекторів.** Дотепер вивчення постседиментаційних перетворень порід традиційно базується на принципах так званого стадіального аналізу, основи якого були закладені класичними роботами А.Г. Косовської, В.Д. Шутова, А.В. Копелювича та ін. [2, 3]. В рамках такого аналізу рівень постседиментаційних змін порід визначається за ступенем перетворення органічної речовини та глинистих мінералів, які, в цілому, мають незворотний односпрямований характер.

Аналіз літературних джерел, які присвячені вирішенню питання впливу постседиментаційних процесів на породи-колектори [4, 5], вказує на те, що на великих глибинах, виходячи із закономірностей геодинамічного ущільнення порід, не слід очікувати порід-колекторів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Проведені дослідження порожнинного простору вниз за розрізом глибоких свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину вказують на поступове, із збільшенням глибини залягання порід, посилення ролі впливу ущільнення [6]. Породи-колектори на великих глибинах відрізняються дуже високим ступенем ущільнення, що і зумовлює зниження гранулярної пористості до мінімальних меж і, тим самим, край низькі колекторські властивості. В жорстких термобаричних умовах колекторські властивості порід переважно є епігенетичними.

Вторинні процеси зумовлюють значний вплив на характер поширення порід-колекторів як у плані, так і в розрізі. При цьому в одних випадках вони зумовлюють формування вторинної пористості, а, в інших, спричинюють виповнення пор і тріщин мінеральними речовинами.

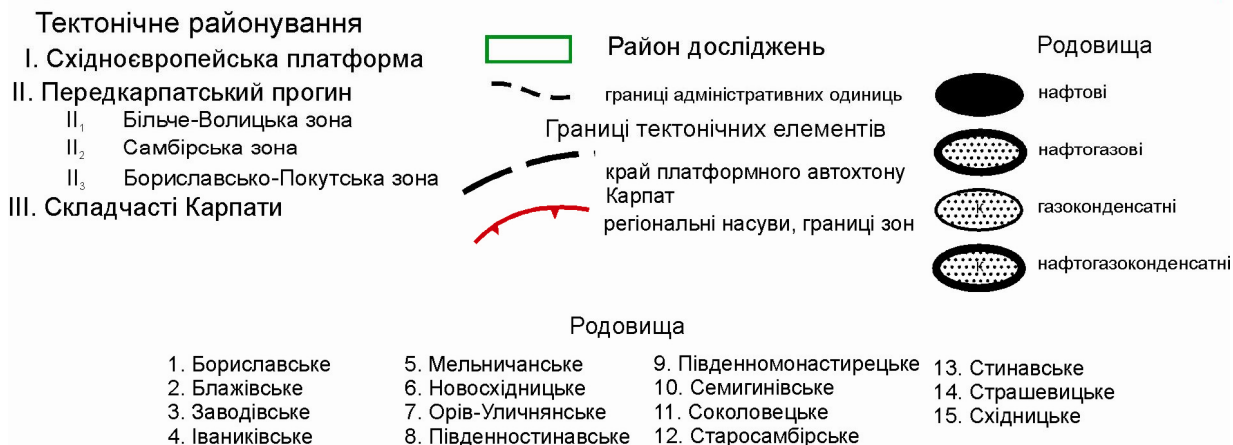
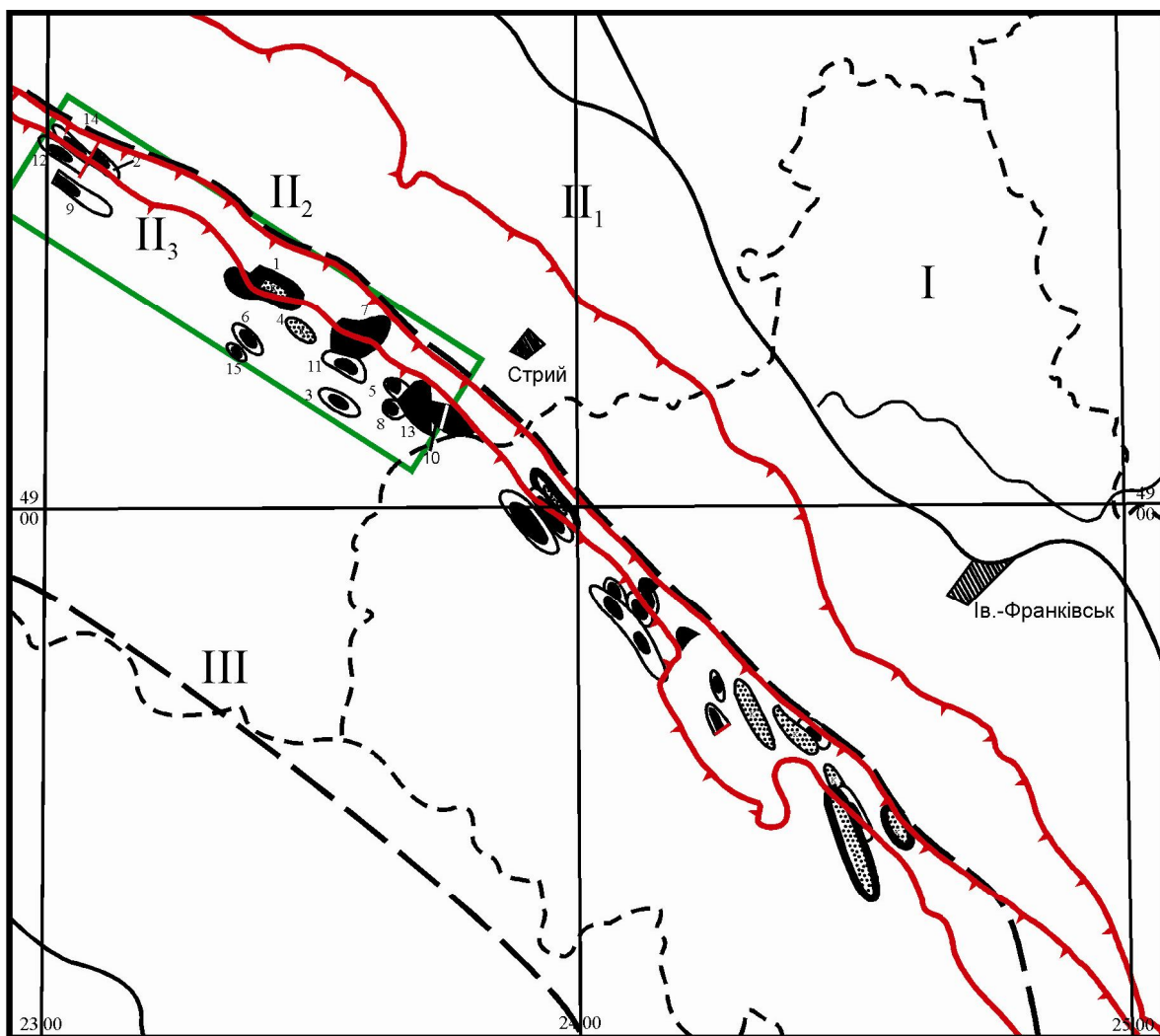
**Формулювання цілей статті.** Збільшення цікавості до проведення пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ на великих глибинах вказало на необхідність прогнозування інтервалів тріщинуватості з використанням геофізичних та петрографічних методів. Тріщинуватість порід-колекторів здебільшого зумовлена катагенетичними та геодинамічними процесами. У зв'язку з цим має велике значення дослідження вторинних (катагенетичних) перетворень порід, а також зональності цих змін в осадових товщах. Вивчення впливу постседиментаційних процесів на породи-колектори дозволяє дослідити основні причини формування інтервалів з покращеними ФЄВ на великих глибинах.

**Дослідження та отримані результати.** Геологічний розріз Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характеризується значною літологічною мінливістю по латералі та вертикалі внаслідок різкої зміни геотектонічного режиму в процесі осадонагромадження. Під дією тангенціальних тектонічних напружень утворилися ділянки стиснення і розтягу, відповідно з пониженими і підвищеними колекторськими властивостями порід. Структури розбиті на окремі блоки, зміщені у горизонтальному та вертикальному напрямках.

Промислова нафтогазоносність родовищ Бориславського нафтопромислового району (НГПР) (рис. 1) пов'язана з флішовими відкладами палеогену. Основними літологічними типами порід-колекторів у палеогеновому фліші Бориславського НГПР є пісковики і алевроліти з кременисто-глинистим цементом (менілітова світа, св. 3-Новосхідниця, 1, 2-Нижня Стинава, 10-Завода).

Піщано-алевритові утворення складають 15–20% від загальної товщини менілітових відкладів. Більшість піщаних і піщано-алевритових порід-колекторів мають низьку пористість, яка здебільшого не перевищує 8–12%, та проникність – до  $16 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В останні роки виявлені поклади нафти, приурочені до горизонтів, де в розрізі окременілі аргіліти домінують над уламковими породами (менілітова світа, св. 28-Орів; манявська світа, св. 9-Іваники).

Досліджуючи залежність абсолютної та відносної проникності палеогенових порід-колекторів з урахуванням співвідношення особливостей флюїдонасичення порожнинного простору, Н.С. Предтечинська [7] визначала кондиційне значення абсолютної проникності



**Рисунок 1 – Схема розташування родовищ нафти і газу Бориславського НГПР**

$0,15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Кондиційне значення пористості порід-колекторів еоцену, що відповідає зазначеній проникності складає 5%, менілітової світи олігоцену – 4%.

В.П. Василичко із співавторами [8] на прикладі еоценових й олігоценових нафтогазоносних теригенних колекторів Долинського й Північнодолинського родовищ визначали кондиційні значення ФСВ параметрів порід-колекторів на підставі залежності абсолютної проникності від ефективної. Ними встановлено,

що при абсолютній проникності рівній  $0,025 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ефективна проникність є значно меншою й наближається до нуля. Це значення абсолютної проникності прийнято авторами за кондиційне, йому відповідає відкрита пористість 6%.

Порівнюючи величини низької пористості порід-колекторів з їхньою значною продуктивністю, К. Богданович із співавторами [9] зробили висновок, що пористість зразків переважно не відповідає дійсному об'єму порожнинного

простору в породі, оскільки вона не включає в себе дрібні тріщини, кількість яких тим більша, чим складнішою є тектонічна будова.

З метою оцінки змін колекторських властивостей (відкритої пористості, проникності) та об'ємної густини палеогенових порід-колекторів нафти і газу під впливом постседиментаційних перетворень, нами проведено аналіз ядерного матеріалу із свердловин Бориславського НГПР в діапазоні глибин від 1000 до 6000 м (рис. 2).

У результаті статистичної обробки нами отримано геолого-статистичну залежність зміни величини гранулярної пористості з глибиною. Було встановлено, що із зростанням глибини залягання порід-колекторів відкрита пористість знижується від 16,7 до 4,8 %. Цим дослідженням підтверджується, що до глибини 3900 м палеогенові породи-колектори перебувають на стадіях початкового і середнього катагенезу і значного погіршення їх ФЄВ з глибиною не спостерігається. Середня відкрита пористість порід-колекторів на цих глибинах становить 12,4 %. Погіршення колекторських властивостей порід-колекторів спостерігається з глибин 3900–4300 м, де відкрита пористість знижується до 7 %. На глибинах 4300–6000 м середнє значення відкритої пористості дещо зростає (до 8,3–8,5 %). Цьому, на наш погляд, сприяють надгідростатичні пластові тиски, які в 1,5–2 рази перевищують умовні гідростатичні. Коефіцієнт кореляції відкритої пористості з глибиною становить 0,7701, що вказує про наявність впевненого зв'язку між досліджуваними величинами. На підставі отриманих результатів можна прогнозувати існування порід-колекторів з промисловими значеннями відкритої пористості на значних глибинах.

Абсолютна проникність порід-колекторів досліджувалась у тому ж діапазоні глибин, що й відкрита пористість. Проникність з глибиною зменшується, змінюючись в межах  $69,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Максимальні значення проникності ( $69,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) порід-колекторів фіксуються в діапазоні глибин до 3300 м, проте у цьому інтервалі також спостерігаються інтервали розвитку порід з низькими фільтраційними властивостями ( $0,02 \text{--} 6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ). На глибинах 3300–6000 м середнє значення проникності становить  $5,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , водночас простежуються інтервали, в яких середні значення проникності є вищими у порівнянні з середніми. Коефіцієнт кореляції проникності з глибиною становить 0,4168, що вказує на поганий зв'язок між ними. Останнє дає підстави стверджувати, що зменшення міжзернової проникності порід-колекторів на цих глибинах компенсується зростанням тріщинної проникності.

Об'ємна густина палеогенових порід-колекторів, що вивчалась в діапазоні глибин 1000–6000 м, змінюється в дуже широких межах. Дослідженнями встановлено, що зі збільшенням глибини залягання їх густина закономірно зростає від  $2170 \text{ кг/м}^3$  до  $2520 \text{ кг/м}^3$ . Найбільша кількість порід-колекторів з мінімальними значеннями об'ємної густини спостеріга-

ється в діапазоні глибин 1000–1700 м, 2900–3900 м (до  $2370 \text{ кг/м}^3$ ).

Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розущільнення за рахунок фізико-хімічного вилугування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів та їх механічного розущільнення під дією тектонічних процесів. Ці процеси пов'язуються з дією високонапірних флюїдів, що потрапляють у породи [11].

Проведені дослідження дають підстави стверджувати, що на фоні закономірного погіршення ємнісно-фільтраційних параметрів алеврито-піщаних порід-колекторів з глибиною виділяються інтервали з покращеними колекторськими властивостями. Останнє слід пов'язувати із наявністю інтервалів тріщинуватості продуктивних відкладів, які добре корелюються з підвищеною густиною дрібнозернистих пісковиків.

Інтервали субгоризонтальної флюїдопровідності локалізуються поблизу літологічних меж пісковик-аргіліт та алевроліт-аргіліт. При механічному та мінералогічному ущільненні даних зон внаслідок підвищеної крихкості, розвивається субгоризонтальна літогенетична тріщинуватість, що сприяє зростанню загальної флюїдопровідності. «Катагенетичні розчини», надходячи в колекторські горизонти, спричиняють перерозподіл карбонатних, сульфатних мінералів та кварцу і формують порові, кавернозні й комбіновані колектори [12]. Такі колекторські пачки можуть об'єднуватися в багатопверхові резервуари складної форми та структури вздовж границь літофацій, де, у зв'язку з нерівномірним гравітаційним ущільненням, формуються наскрізні субвертикальні зони літогенетичної тріщинуватості.

Для виявлення інтервалів тріщинуватості нами, з використанням методики попарної кореляції [13] було проведено дослідження тісноти зв'язку між пористістю та об'ємною густиною. У результаті розрахунків коефіцієнт кореляції становить  $-0,816$ , що вказує на наявність істотного зв'язку між досліджуваними величинами.

Постседиментаційна трансформація алевропсамітів є важливим фактором еволюції ФЄВ порід-колекторів. В результаті розкristалізації опалу у кварц (халцедон) відбувалося зменшення об'єму мінеральної фази порід, що спричинювало утворення вторинних пор і літогенетичних тріщин. У процесі гідролізидизації монтморилоніту виділяється вільний кремнезем, який витрачається на окремнення порід, що робить їх більш крихкими і здатними до розтріскування в зонах тектонічних напружень [14].

У пісковиках і алевролітах відбувається збільшення об'єму ефективного порового простору за рахунок десорбції бітумінізованої ОР з поверхні мінералів кремнезему і шаруватих силікатів під час їх трансформації в структурно досконаліші форми.

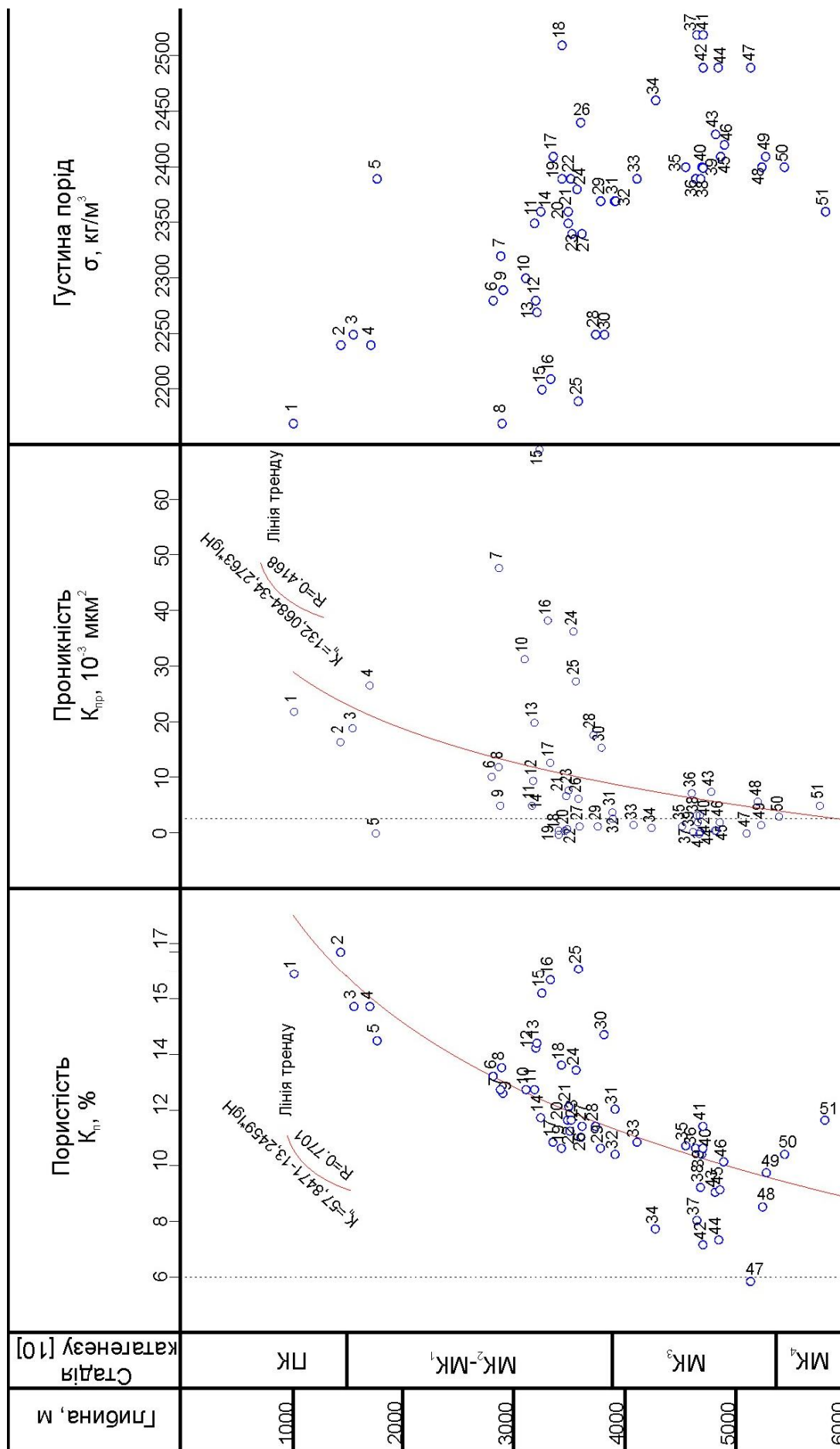


Рисунок 2 – Характер зміни з глибиною емісію-фільтраційних властивостей палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР

Для утворення кондиційного колектора у щільних породах необхідні достатня кількість пластового флюїду та відповідного тиску. Такі умови є можливими у породах, представлених перешаруванням щільних пісковиків і глинистих прошарків. Під дією ущільнюючого тиску у таких породах вода витісняється із глинистих прошарків у піщані, у результаті в останніх підвищується поровий тиск. У процесі збільшення порового тиску флюїд, який насичує породу, зменшує її міцність; при цьому зростає деформаційне розуцільнення, що зумовлює утворення мікротріщинуватості, особливо при аномально високих пластових тисках.

Отже, тонкошаруватий характер розрізу відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності в ослаблених зонах на границях різних літотипів, що веде до утворення пошарової тріщинуватості.

Для підтвердження думки про існування інтервалів розуцільнення і формування проникних порід-колекторів на великих глибинах, автори [15] проводили експериментальні дослідження на зразках керну. Керн аргілітів поміщали між циліндричними зразками пісковиків. В аргілітах під дією тиску рідини, що витискала із пісковиків, формувались тріщини, а в системі розвивалась вільна фільтрація. При зниженні об'ємної густини від 2590 до 2550 кг/м<sup>3</sup> відкрита пористість збільшувалась у чотири рази. Отже, експеримент показав можливість розуцільнення гірських порід під тиском рідини, що втискувалась в них.

Нами [16] встановлено, що на ділянках з невеликими ефективними товщинами для яких характерне часте перешарування щільних пісковиків, алевролітів та аргілітів, формується літогенетична тріщинуватість, особливо у присклепінних ділянках. Низькі ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів не можуть забезпечувати значних припливів нафти і газу, проте існують високодебітні свердловини на Східницькому, Орівському та інших родовищах, які, очевидно, розкрили продуктивні горизонти в інтервалах підвищеної тріщинуватості, де колекторські властивості порід-колекторів є покращеними.

За М.Ю. Нестеренком із співавторами [17] зони підвищеної мікротріщинуватості порід спричиняють значні припливи нафти. При цьому роль тріщинної складової у загальному пустотному об'ємі колектора може змінюватись у широких межах – від 0,001% до 0,31%. Такі зони, найімовірніше, є шляхами міграції нафти з матриці породи-колектора до вибою свердловини.

Гідродинамічні розрахунки Є.М. Ромма [18] вказують на те, що значні припливи нафти і газу у тріщинуватих колекторах можуть бути забезпечені розвиненою системою мікротріщин, розкриття яких не перевищує 100 мкм.

Продуктивна товща олігоценових відкладів представлена перешаруванням зцементованих пісковиків та алевро-аргілітів незначної товщини, де безпідставно стверджувати рівномірність гранулярної порової системи, чи її наявність як

такої. Проведений нами аналіз кернового матеріалу з свердловин Бориславського НГПР показав, що при загальному погіршенні з глибиною ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів існують окремі інтервали з покращеними колекторськими властивостями.

Інтервали розуцільнення порід-колекторів якісно виділяються за допомогою комплексу петрографічних досліджень, лабораторного вивчення кернового матеріалу і геофізичних досліджень свердловин. Так, наприклад у свердловині 13-Уличнянська (рис. 3) під час випробування клівсько-надроговикового продуктивного горизонту менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 2840 – 2930 м отримано приплив нафти дебітом 121 т/добу. Тут виявлено інтервали тріщинуватості порід-колекторів (2895–2897 м, 2902–2904 м), у яких за даними мікроскопічних досліджень зразків встановлено літогенетичні тріщини вздовж нашарування.

У свердловині 25-Орівська (рис. 4), яка розкрила нижньоменілітові відклади (клівсько-надроговиковий продуктивний горизонт) у процесі випробування з інтервалу 3535-3585 м отримали приплив нафти дебітом 100 т/добу. Інтервал тріщинуватості (3540-3544 м) за даними лабораторного вивчення керну представлений комбінацією тріщин різного типу.

Під час випробування свердловини 41-Орівська (рис. 5) з нижньоменілітових відкладів (клівсько-надроговиковий продуктивний горизонт), інтервал 3767–3828 м, отримано дебіт нафти 46 т/добу. Тріщинуватість, встановлена за даними лабораторного вивчення керну в інтервалах 3750–3754 м та 3836–3838 м, що не розкриті перфорацією. За аналогією з попередніми свердловинами, де, на нашу думку, саме інтервали тріщинуватості порід-колекторів забезпечують високі дебїти, у свердловині 41-Орівська отримано дещо занижений дебіт за рахунок розкриття не всієї товщини продуктивного горизонту та відповідних інтервалів тріщинуватості.

У свердловині 5-Новосхідниця (рис. 6) під час випробування менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 4675–4780 м при періодичному фонтануванні отримано дебіт нафти 5–6 м<sup>3</sup>/добу, де за даними лабораторного вивчення керну виділено інтервал тріщинуватості – 4725–4728 м.

На нашу думку, саме короткотривалі, а, інколи, потужні фонтанування із глибоких та надглибоких свердловин, слід пов'язувати з тріщинуватістю порід-колекторів.

**Висновки.** На підставі наведеного можна констатувати, що Внутрішня зона Передкарпатського прогину на великих глибинах є перспективною з огляду на існування інтервалів тріщинуватості порід-колекторів, які характеризуються покращеними ФСВ.

При цьому можна також стверджувати, що за рахунок складної тріщинуватої системи, яка складається з субвертикальних каналів на межі літофацій та субгоризонтальних, приурочених до літологічних границь, забезпечуються переток флюїдів у межах всієї продуктивної товщі.

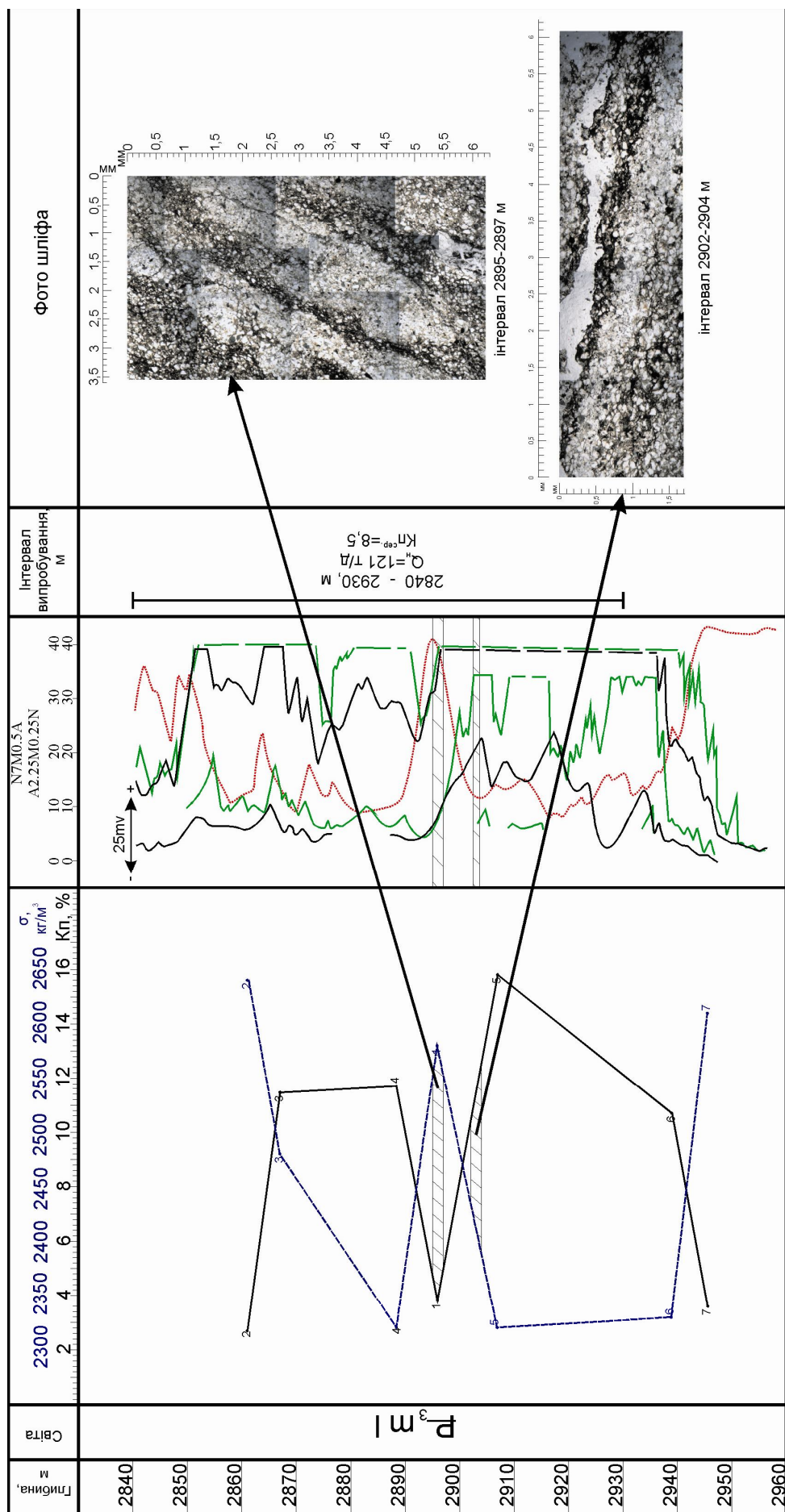


Рисунок 3 – Встановлені інтервали тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 13-Ул (інтервал 2830-2960 м)

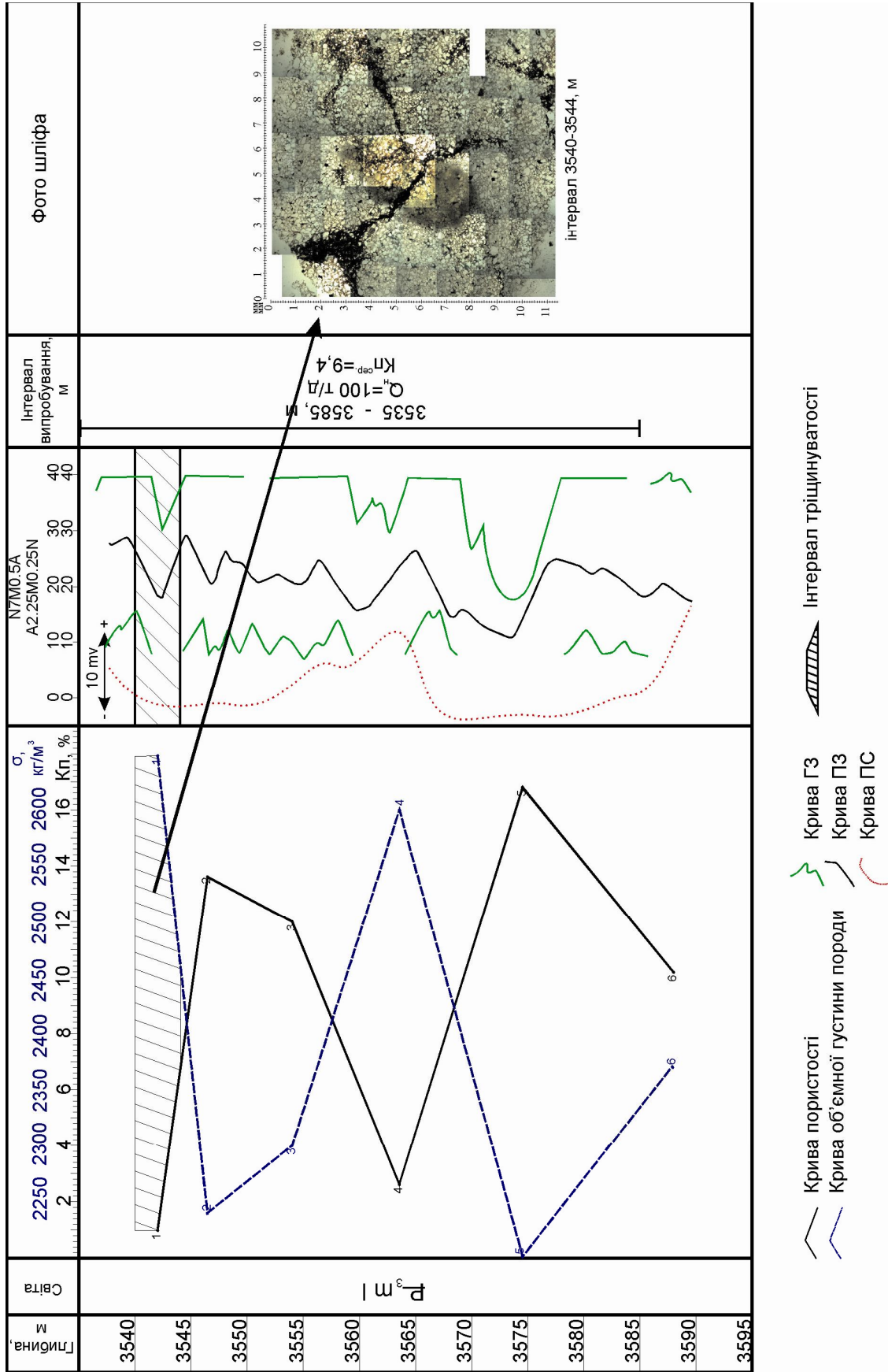


Рисунок 4 – Встановлений інтервал тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 25-Ор (інтервал 3535-3595 м)



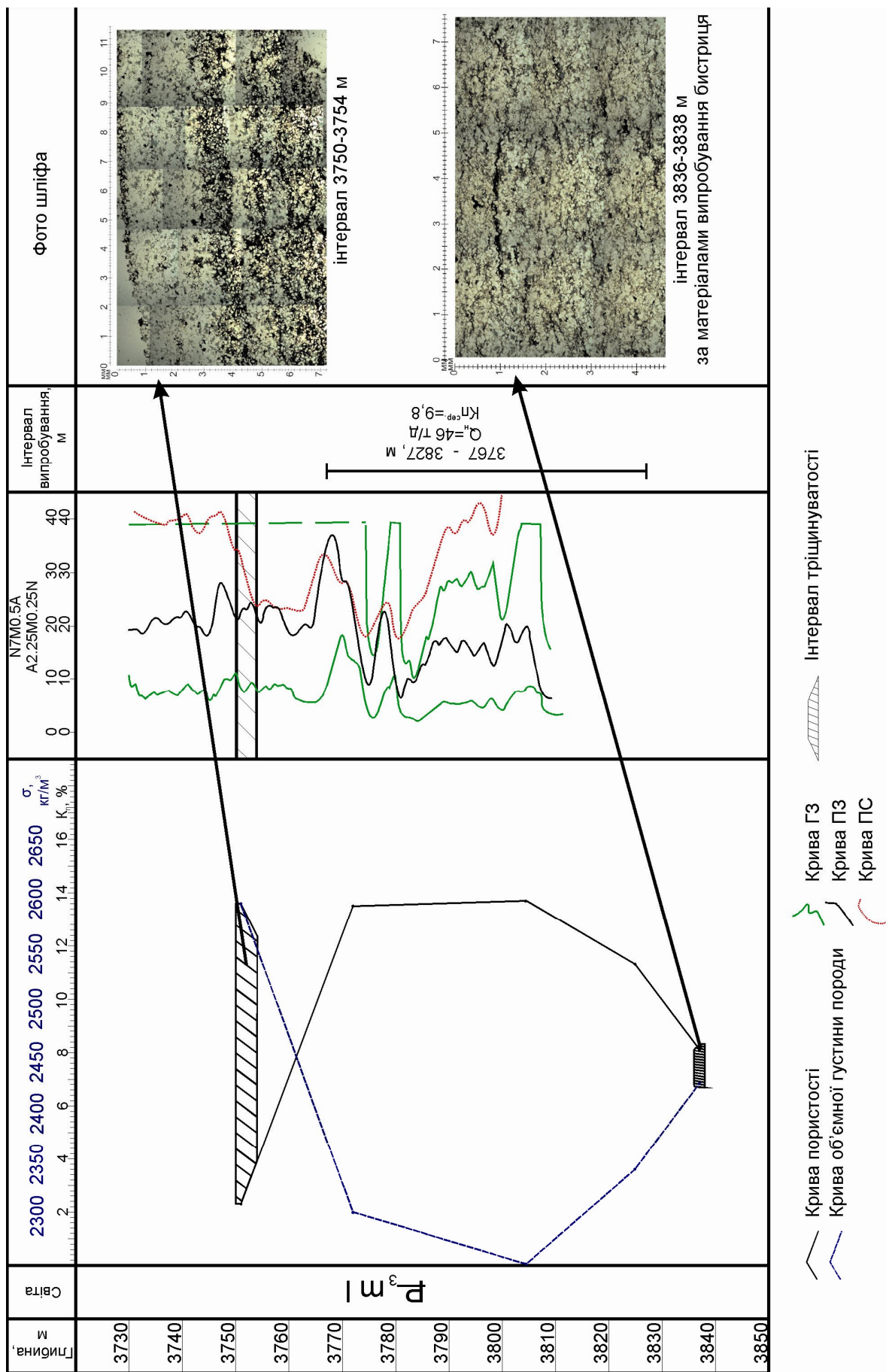


Рисунок 5 – Встановлені інтервали тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 41-Ор (інтервал 3730-3850 м)

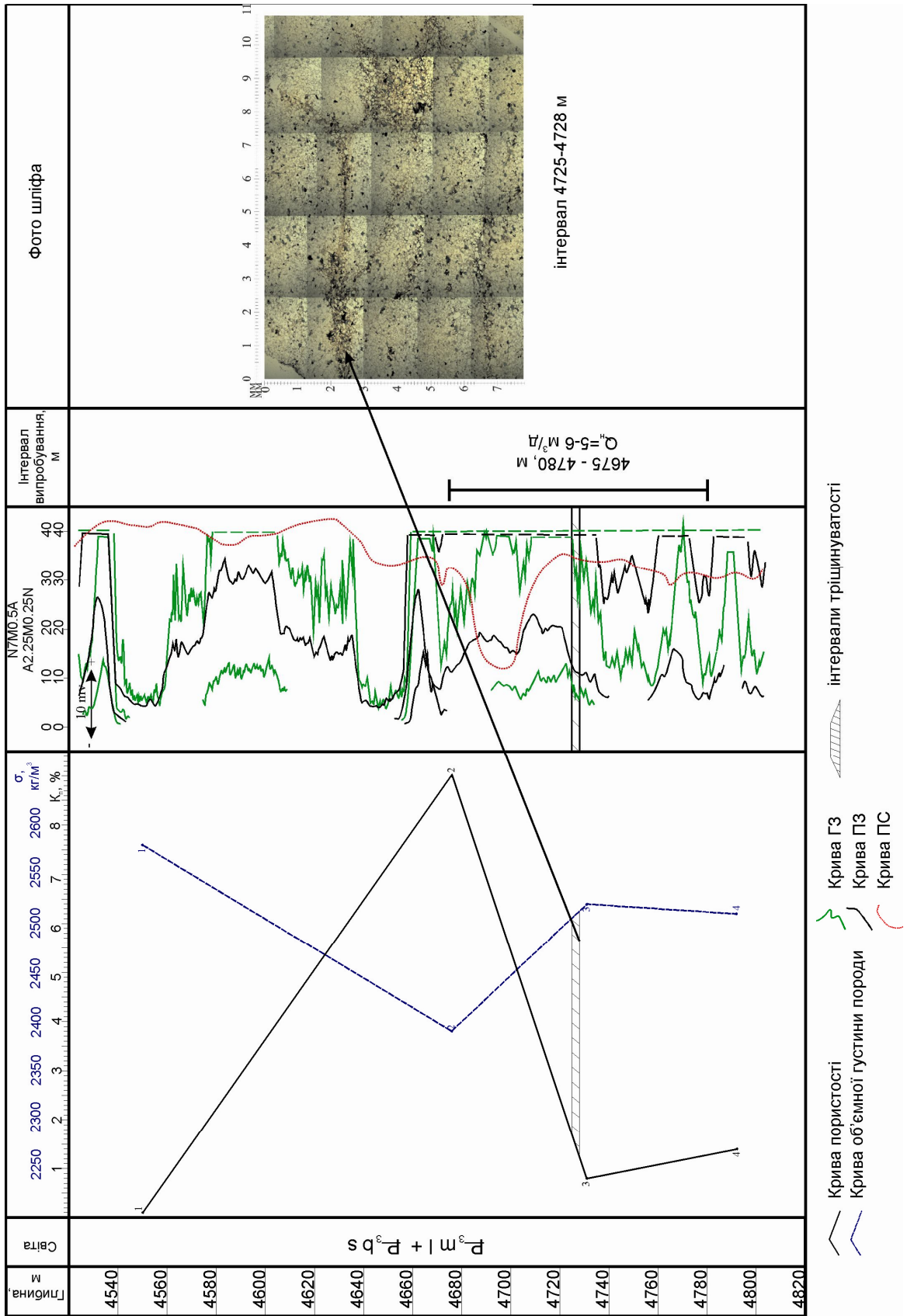


Рисунок 6 – Встановлений інтервал тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 5-НСх (інтервал 4530-4820 м)

За відсутності такої мережі тріщин товща практично непридатна для розробки. Отже, наявність тріщин сприяє розвитку порід-колекторів із задовільними колекторськими властивостями.

Максимальна кількість високоємних граюлярних колекторів приурочена до зони раннього, середнього і частково пізнього катагенезу, при цьому в зоні середнього та пізнього катагенезу вторинна пористість зумовлює розвиток порід-колекторів промислового значення.

### Література

1 Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.Е. Киселев и др. – Киев: Наук. думка, 1983 – 184 с.

2 Коссовская А.Г. Проблема эпигенеза / А.Г. Коссовская, В.Д. Шутов // Эпигенез и его минеральные индикаторы: Тр. ГИН АН СССР, 1971. – Вып. 221. – С. 9–34.

3 Копелиович А.В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы / А.В. Копелиович // Тр. ГИН АН СССР, 1965. – Вып. 121. – С. 311 с.

4 Габинет М.П. Вторичные изменения и катагенетическая зональность осадочных пород Украинских Карпат / М.П. Габинет. – В кн.: Неметаллические ископаемые. – Киев: Наук. думка. – 1982. – С. 103–117.

5 Трушкевич Р.Т. Формування покладів нафти і газу у західному регіоні України / Р.Т. Трушкевич, Л.П. Швай // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №4. – С. 7–9.

6 Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства глибкозануренных порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / М.І. Манюк, Б.І. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка, І.Л. Захарук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №2. –

7 Предтеченская Н.С. Опыт обоснования нижнего предела проницаемости, пористости и мощности продуктивных пластов коллекторов в условиях Предкарпатского прогиба / Н.С. Предтеченская // Экспресс-инф. Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М.: ВИЭМС, 1972. Вып. 6. – С. 14–32

8 Оценка нижних границ коллекторов Долинского нефтепромышленного района / В.П. Василечко, Р.А. Николаенко и др. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1969. – №2. – С. 30–32

9 Bogdanowicz K., Jaskolski S. Przyczynek do znajomosci piaskowca boryslawskiego / K. Bogdanowicz, S. Jaskolski // Roczn. Pol. tow. geol. – 1928. – Vol.5. – S. 205–303

10 Григорчук К.Г. До проблеми періодизації катагенезу в контексті сучасних моделей нафтогазоутворення / К.Г. Григорчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 3. – С. 16–24.

11 Маевский Б.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах / Б.И. Маевский, Б.В. Зацеха, Г.И. Антонишин // III Всесоюз. конф. “Коллекторы нефти и газа на больших глубинах”: тезисы докладов (1–3 февраля 1983 г.). – М., 1983. – С. 102 – 104.

12 Літогенетичні аспекти утворення складнопобудованих резервуарів нафти і газу в теригенних і карбонатних формаціях України / К.Г. Григорчук, О.О. Максимова // Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України”. Том 1. – Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000. – С. 112–113

13 Математичні методи в нафтогазовій геології: [підручник] / О.Є. Лозинський, В.О. Лозинський, Б.І. Маєвський та ін. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 276 с.

14 Роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів Українських Карпат (Бориславський нафтогазопромисловий район). / І.Т. Попп // Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України”. Том 1. – Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000. – С. 111–112

15 Нафтогазопромислова геологія: підручник / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко, та ін. – Київ: Наук. думка, 2005. – 432 с.

16 Особливості поширення порід-колекторів Бориславського НГПР та вплив тріщинуватості на їх ємнісно-фільтраційні властивості / Б.І. Маєвський, І.Т. Штурмак, А.В. Ярема та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 5. – С. 7–9.

17 Нестеренко М.Ю. Методика обґрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів / М.Ю. Нестеренко, Ю.І. Петраш, Г.П. Боднарчук // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносних надр України: Зб. наук. пр. Т. 2. – Львів: УкрДГРІ, 1997–1998. – С. 3–11

18 Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород / Е.С. Ромм. – М.: Недра, 1966. – 283 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

01.02.12

Рекомендована до друку професором  
**Федоришиним Д.Д.**