

Дослідження та методи аналізу

УДК 593:98

ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧИХ ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БОРИСЛАВСЬКОГО НГПР ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

¹Б.Й. Маєвський, ²А.В. Ярема, ¹С.С. Куровець, ¹Т.В. Здерка

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

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

Проведено аналіз впливу тріщинуватості палеогенових глибокостанурених порід-колекторів Бориславського нафтопромислового району на їх нафтогазоносність та фільтраційно-ємнісні властивості. Проведено зіставлення проникностей та пористостей порід-колекторів глибокостанурених горизонтів з метою виділення типу колектора, що підтверджено також проведеним аналізом продуктивності свердловин. За результатами комплексних мікроскопічних досліджень встановлено широкий розвиток переважно літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів глибокостанурених горизонтів. Наголошується, що важливу роль при формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах відіграють зони літогенетичної тріщинуватості, а розвиток таких зон призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Вказано напрямки для подальших пошуків покладів вуглеводнів, пов'язаних з глибокостануреними горизонтами. Для підвищення ефективності пошуків слід якомога детальніше враховувати особливості поширення окремих пластів, пропластків та їх літологічну неоднорідність.

Ключові слова: ємнісно-фільтраційні властивості, глибокостанурені горизонти, нафтогазоносність, порода-колектор

Проведен анализ влияния трещиноватости палеогеновых глубокопогруженных пород-коллекторов Бориславского нефтепромышленного района на их нефтегазоносность и фильтрационно-емкостные свойства. Сопоставлены проницаемости и пористости пород-коллекторов глубокопогруженных горизонтов с целью выделения типа коллектора, что подтверждено также проведенным анализом производительности скважин. По результатам комплексных микроскопических исследований установлено широкое развитие преимущественно литогенетической трещиноватости пород-коллекторов глубокопогруженных горизонтов. Показано, что важную роль при формировании фильтрационных свойств пород-коллекторов на больших глубинах играют зоны литогенетической трещиноватости, а развитие таких зон приводит к неравномерному нефтегазонасыщению пород-коллекторов. Указано направления для дальнейших поисков залежей углеводородов, связанных с глубокопогруженными горизонтами. Для повышения эффективности поиска следует как можно точнее учитывать особенности распространения отдельных пластов, пропластков и их литологическую неоднородность.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства, глубокопогруженные горизонты, нефтегазоносность, порода-коллектор

The analysis of fracturing impact of deeply occurred Paleogene reservoir rocks of the Borislav oil and gas district on oil and gas presence and filtration and capacity properties was done. Comparison of permeability and porosity of reservoir rocks of deeply occurred horizons was carried out. In order to determine the type of collector, as confirmed also analyzed the performance of wells. Due to the results of complex microscopic studies the vast development of mainly lithogenetic fracturing of reservoir rocks of deeply occurred horizons has been established. It is shown that lithogenetic fracturing zones are of great importance for the formation of filtration properties of

deeply occurred reservoir rocks. The development of such areas leads to uneven oil and gas presence. The main trends of the future searches for hydrocarbon reservoirs associated with deeply occurred horizons are indicated. The peculiarities of layers and lamina distribution and their lithologic heterogeneity should be taken into account for increasing the effectiveness of exploration.

Keywords: filtration and capacitive properties, deeply occurred horizons, oil and gas bearing, reservoir rocks

Дослідження порід-колекторів на великих глибинах є одним із основних напрямків наукових досліджень, оскільки їх вуглеводневий потенціал далеко ще невичерпаний через недостатню вивченість. Достовірне обґрунтування ємнісно-фільтраційних властивостей глибокозанурених порід-колекторів сприятиме приросту запасів вуглеводнів, що є особливо актуальним для добре вивчених нафтогазоносних регіонів, до яких відноситься Передкарпатський прогин, та зокрема Бориславський нафтогазопромисловий район (НГПР).

Враховуючи наявність середніх та великих родовищ нафти у верхній частині розрізу, є імовірність існування аналогічних родовищ за запасами також і у нижніх глибокозанурених структурних ярусах флішових утворень.

Згідно [1] на великих глибинах (понад 5 км) знаходиться 9,3% від усіх розвіданих запасів вуглеводнів категорії А+В+С₁ Західного регіону, у тому числі: газу вільного – 0,4%, газу розчиненого – 30,6%, нафти – 26,2%, газового конденсату – 6,3%.

На думку Г.Ю. Бойка [2], відкриття нових покладів родовищ у Бориславському районі було би можливим при зростанні середньої глибини закінчених бурінням пошуково-розвідувальних свердловин. За експертними оцінками геологічних інститутів та організацій у Бориславському нафтопромисловому районі виділяється близько 100 ділянок з імовірними запасами в олігоцені, еоцені та палеогеновому комплексах близько 103 млн. т нафти до глибини 7 км.

Верхня частина геологічного розрізу Бориславсько-Покутської зони вивчена приблизно на 80%, а нижня частина (4-7 км) – практично не розвідана, що вимагає окремого підходу до визначення напрямків і методик пошукових робіт.

Вивчення нижніх структурних ярусів палеогенових складок глибоким бурінням розпочато в кінці шістдесятих років минулого століття, коли почав вичерпуватись фонд структур, які підготовлені до буріння на невеликих глибинах, та остаточно затвердилось уявлення про багатоярусну і блочну будову Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Припливи нафти в Бориславському НГПР одержали на глибинах понад 5 км із свердловин 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Північна Завода (5704-5796 м), 17-Семигинів (5200-5227 м).

Із глибини 3000-3300 м у Передкарпатському прогині спостерігається закономірне погіршення колекторських властивостей флішових відкладів, хоча в окремих випадках на глибинах 5000-7000 м фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів мають відносно високі значення. Так для прикладу, пористість у свердловині Луги-1 на глибині 6230 м стано-

вить 6,9%, у свердловині 419-Новоселиця на глибині 6193 м – 6,2%, у свердловині 1 – Північна Завода на глибині 5580 м – 11,9%, у свердловинах 2- і 5-Новосхідниця на глибинах 5400 і 5200 м пористість відповідно 7,6% і 7,5%, у свердловині 2-Смолянка на глибині 5070 м – 9,3% та ін.

Ефективність проведення пошукових і розвідувальних робіт значною мірою залежить від достовірності даних про характер поширення порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей у межах локальних об'єктів.

Пористість порід-колекторів значною мірою обумовлена особливістю відкладання і відсортованістю зерен, типом цементу, його мінералогічним складом і кількістю. Первинний поровий простір пісковиків значно змінюється під дією ущільнення та цементації. Навіть в «чистих» пісковицях спостерігається збільшення кількості точок дотику між зернами та площ контактів, що свідчить про зменшення порового простору порід-колекторів при збільшенні глибини залягання за рахунок пластичної деформації.

За результатами досліджень [3] гранулярний колектор промислового значення (пористість більше 7%) у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину може існувати до глибини близько 8000 м. При цьому необхідно ще враховувати значний вплив на цих глибинах тріщинуватості гірських порід, що ще буде значно покращувати їх фільтраційні властивості.

Значна кількість тріщин, які прослідковуються в щільних породах, утворилась під дією тектонічних деформацій. Тріщини переважно з'єднані між собою та з первинним поровим простором в одну фільтраційну систему, що зумовлює значне збільшення їх проникності (рис.1).

Дослідженнями авторів [4], встановлено, що вторинна катагенетична пористість палеогенових відкладів Передкарпатського прогину розвинута в інтервалі глибин 4,5-5,6 км, де серед палеогенових піщано-алевролітових колекторів із відкритою пористістю 5-7% і ефективною – 3-5%, проникністю до $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і густиною – 2450-2500 кг/м³ спостерігаються численні горизонти з помітно вищою загальною пористістю до 11-18%, відкритою пористістю – 8-16%, проникністю – $(1-9) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Це дає можливість зробити висновок, що в зонах вторинної пористості фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів зростають в 2-4 рази відповідно.

Проведений аналіз продуктивності свердловин Бориславського нафтогазопромислового району на основі встановлених залежностей між пористістю і проникністю колекторів та дебітом свердловин показує, що гранулярна

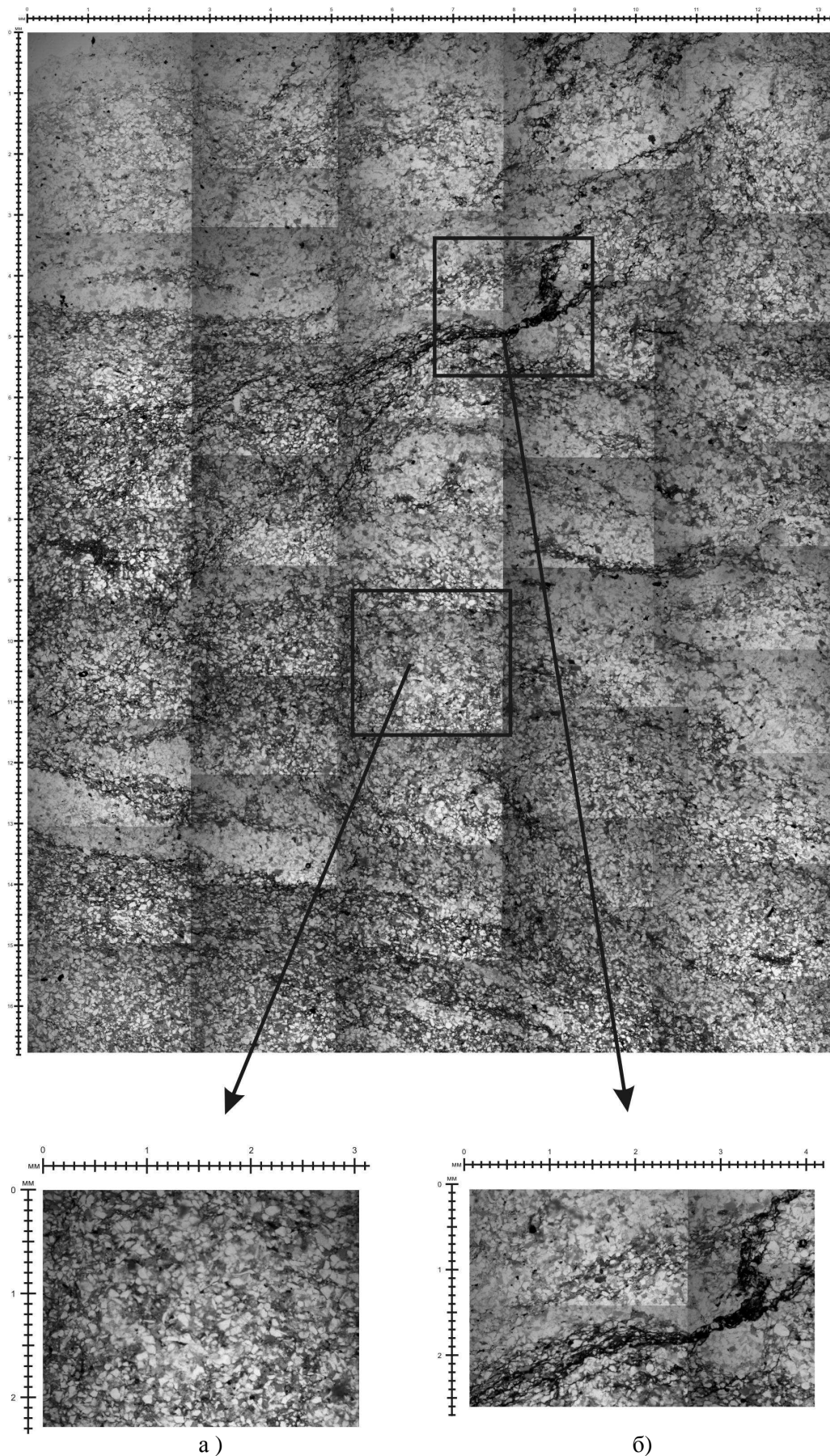


Рисунок 1 – Нафтонасичений середньодрібнозернистий пісковик із св. 2-Східниця, інтервал 5987-5990 м. Збільшені фрагменти: насичення порового (а) та тріщинно-порового типу (б), тріщини виповнені вуглеводневими компонентами чорного кольору

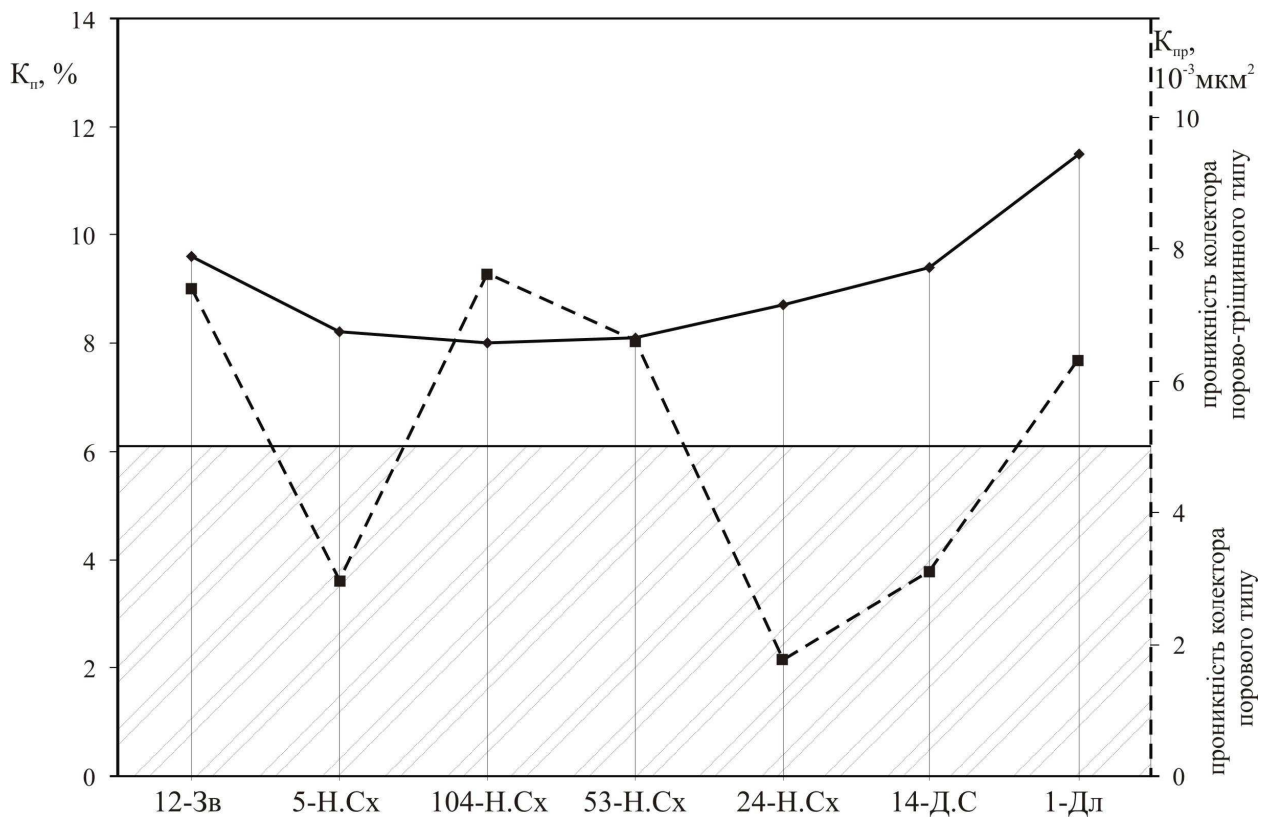


Рисунок 2 – Графік зіставлення значень пористості та проникності порід-колекторів глибокзанурених горизонтів деяких свердловин Бориславського НГПР

проникність пісковиків різних горизонтів, яка здебільшого є дуже низькою, може забезпечувати дебіти до 5-10 т/добу. Водночас високо- і низькодебітні свердловини часто знаходились на невеликих віддальх одна від одної. Це безумовно засвідчує вирішальний вплив тріщинуватості порід-колекторів на продуктивність свердловин.

Проникність зразків ядра палеогенових тріщинуватих порід-колекторів, розбитих тріщинами, у залежності від величини діючого на них тиску змінюється переважно від $5-25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, рідше досягаючи значення $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ [5].

На наявність складного порово-тріщинного типу колекторів палеогенових відкладів вказує також проведений нами аналіз фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, визначених лабораторними методами. За результатами досліджень глибоких свердловин 12-Завода, 5, 104, 53, 24-Новосхідниця, 14-Доброміль-Стрільбичі та 1-Довголука нами було побудовано графік співставлення пористості та проникності (рис. 2). Як видно із даного рисунка, характер розподілу пористості та проникності вказує на наявність двох типів колектора: порового, що характеризується низькими значеннями проникності, переважно до $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; порово-тріщинного – проникність якого на порядок вища у порівнянні з гранулярними колекторами (свердловина 53,104-Новосхідниця, 12-Завода).

Високі значення проникності можуть бути обумовлені зокрема літогенетичними тріщина-

ми, що підтверджується проведеними нами дослідженнями (рис. 3).

Особливості поширення тріщинуватих колекторів нафти і газу, з якими пов'язані промислові запаси вуглеводнів, як відомо, тісно пов'язані з історією розвитку регіону, умовами седиментогенезу осадових товщ і постседиментаційними процесами.

Протягом геологічної історії гірські породи зазнають багаторазових перетворень, які супроводжуються різними хімічними процесами, зміною термобаричних умов та тектонічних процесів. Механічні властивості порід, як складних багатокомпонентних систем, відрізняються виключною різноманітністю, пов'язаною із складом породоутворюючих мінералів, їх відсортованістю, типом і кількістю цементного матеріалу, розмірами уламкового матеріалу. Крім цього практично всім гірським породам притаманна мікро- і макрошаруватість (ритмічне перешарування), яка найчастіше зумовлена літогенетичною тріщинуватістю (рис. 4, 5).

Одним із важливих факторів, які впливають на ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів, є тріщинуватість, як результат деформації викликаний тектонофізичними процесами.

Як відомо, у Передкарпатському прогині розмежовують насунуті алохтонні відклади та автохтонні породи ложа прогину. У зв'язку з цим у першому комплексі осадових порід відбувся як прогресивний, так і регресивний етапи катагенезу, на відміну від другого, пов'язаного лише з прогресивним. Регресивний етап ката-

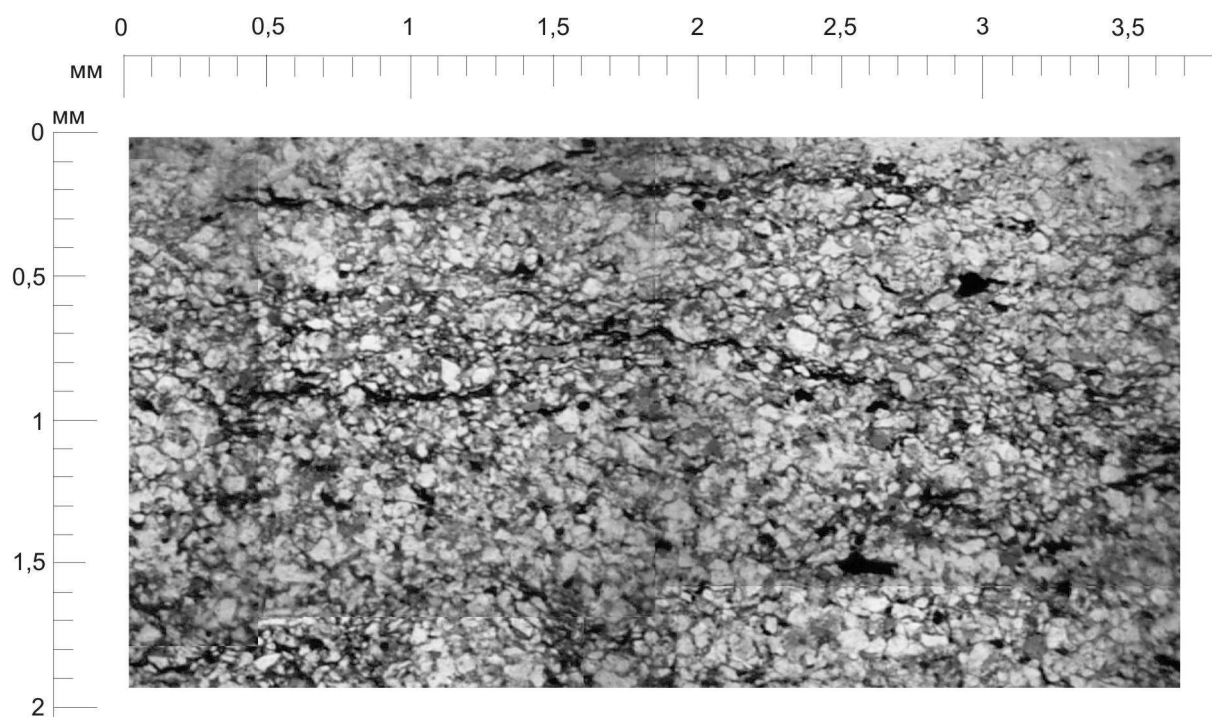


Рисунок 3 – Приклад літогенетичної тріщинуватості породи-колектора у свердловині 104 – Новосхідниця (інтервал 4800-4809 м)

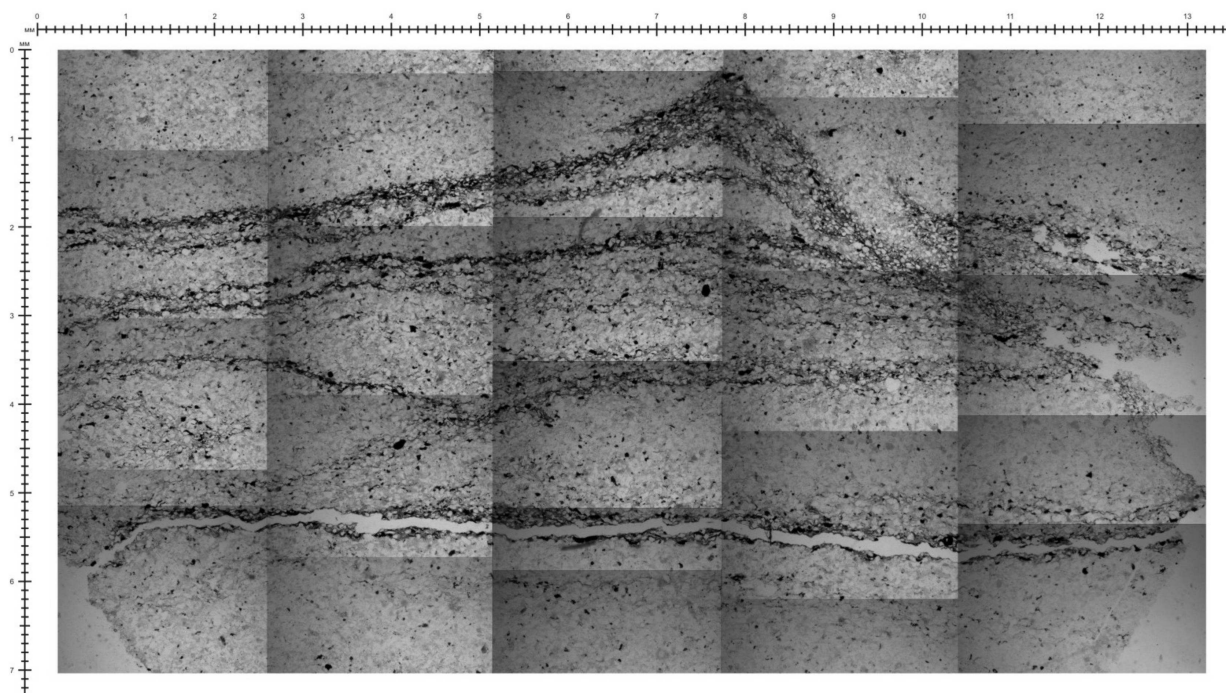


Рисунок 4 – Зони літогенетичної тріщинуватості у дрібнозернистому пісковнику, вповнені вуглеводневими компонентами чорного кольору (св. 15-Урич, інтервал 5117-5121 м)

генезу супроводжується релаксацією напружень у блоках порід, що підіймаються, їх охолодженням, завдяки чому з'являються допоміжні зусилля розтягу та відповідного утворення і розкриття тріщин. Внаслідок цього у породах-колекторах найглибших структурних ярусів формуються складні типи колекторів – тріщинно-порові або порово-тріщинні.

Досліджуючи роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів українських Карпат. І.Т. Попп [6] зазначив, що в палеогенових відкладах Бориславського нафтопромислового району, уже починаючи із зони МК₁ (глибини понад 4 км), слід прогнозувати широкий розвиток порід-колекторів змішаного (порово-тріщинного, тріщинно-порового) і тріщинного типів.



Рисунок 5 – Літогенетичні тріщини у дрібнозернистому пісковнику манявської світи, виповнені вуглеводневими компонентами чорного та коричневого кольору (св. 15-Урич, інтервал 4555-4557 м)

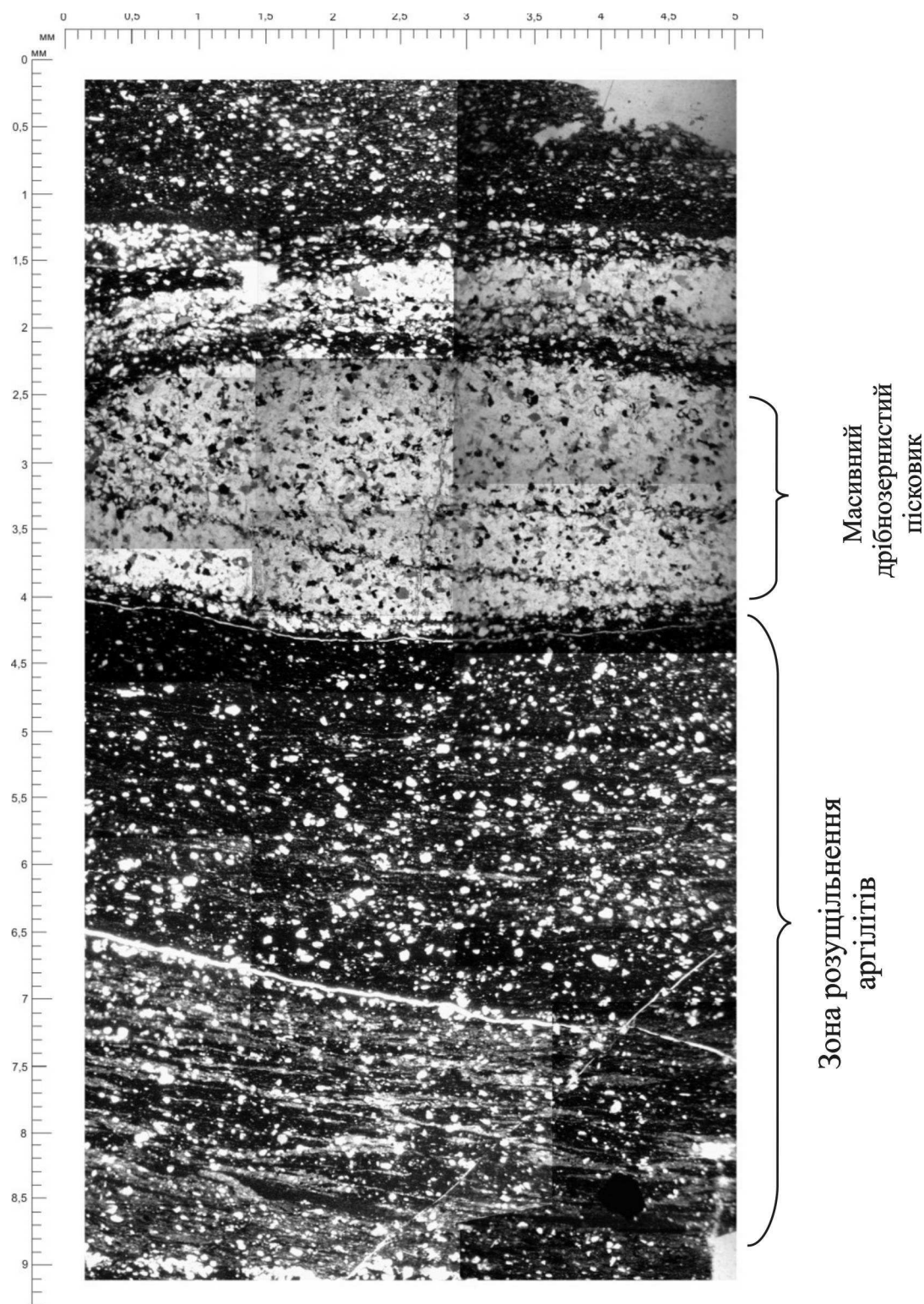


Рисунок 6 – Дрібнозернистий пісковик та аргіліт з літогенетичною тріщинуватістю (св. 22 – Добромиль-Стрільбичі, менілітова світа, інтервал 4891 м)

За 26 років експлуатації свердловини 3-НСх станом на 01.01.2002 р. з неї видобуто 739 тис. т нафти і 287,5 млн. м³ газу, тобто понад 1 млн. т умовного палива. Протягом усієї історії розробки родовищ Передкарпатського прогину таких видобутків не досягнуто у жодній іншій свердловині [7].

За результатами комплексних мікроскопічних досліджень нами встановлено широкий розвиток переважно літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів глибокозанурених горизонтів [8]. Така тріщинуватість є характерною переважно для шаруватих піщано-аргілітових товщ, особливо для зон різкої зміни гранулометричного складу порід (рис. 6).

У свердловині 3-НСх, за даними геофізичних досліджень, товщина нафтонасиченого інтервалу менілових відкладів становить 57 м (4220-4277 м). Середній дебіт нафти свердловини за перші чотири роки експлуатації склав 250 т/добу при депресії на пласт приблизно 20 МПа. Проникність пористої матриці пісковиків згідно лабораторних досліджень не перевищувала 5×10^{-3} мкм². Враховуючи такі параметри, дебіт свердловини згідно з розрахунками за формулою Дюпюї не повинен перевищувати 30-40 т/добу. Така значна невідповідність між розрахованим і фактичним дебітом, без сумніву, вказує на вирішальну роль тріщинуватості щодо продуктивності свердловини.

На особливу увагу також заслуговує св.16-НСх, з якої виносились шматки породи діаметром до 1 см. За 7 років експлуатації з нафтою винесено приблизно 95 м³ (52 т) породи. Є припущення, що ці дані є заниженими, а фактично винесено аж 610 м³ (976 т) породи [9]. Можна уявити собі об'єми пустот, що утворилися на глибині близько 5 км, де тиски флюїдів складають понад 50 МПа. Такий ж винос породи спостерігався також у свердловині 51-Завода. Вказані дані свідчать про значну тріщинуватість порід алохтонного комплексу.

За результатами переінтерпретації геофізичних досліджень [10] встановлено, що в межах Карпатського прогину існують глибокостанурені піднасувні структури (підняття, виступи), які з огляду на можливість існування у них порід-колекторів і пасток є перспективними нафтогазопрошуковими об'єктами, в яких можуть бути відкриті родовища зі значними запасами нафти і газу, що знаходяться на технічно доступних глибинах.

Подальші пошуки покладів вуглеводнів, пов'язаних з глибоко зануреними горизонтами, необхідно вести з врахуванням даних про розміщення високопродуктивних свердловин та наявності покладів у верхніх горизонтах.

Для підвищення ефективності пошуків слід якомога детальніше враховувати особливості поширення окремих пластів, пропластків та їх літологічну неоднорідність.

Вирішальну роль при формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах відіграють зони літогенетичної тріщинуватості, а розвиток таких зон призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Це пов'язано з тим, що вуглеводні концентруються переважно у тріщинах та притріщинних зонах. Іншими словами, встановлення переважаючого типу пустотного простору і його нафтогазонасичення повинно бути необхідною передумовою обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт, а особливо під час проведення заходів з освоєння нафтогазових покладів на великих глибинах.

Література

1 Наукові аспекти досліджень з прогнозування нафтогазонасиченості надр на великих глибинах / Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук, В.П. Клочко: Матер. наук.-практ. конф.

”Перспективи нафтогазонасиченості глибокостанурених горизонтів осадових басейнів України“. – Ів.-Франківськ, 20-23 вересня 2005. – С. 46-48.

2 Бойко Г.Ю. Напрямки пошуку нафтогазових покладів у Прикарпатті / Г.Ю. Бойко, Л.В. Михалевич, О.П. Гайванович // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. – 1993. – №4 (85). – С. 51-56.

3 Прогнозування перспектив нафтогазонасиченості глибокостанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геологостатистичного моделювання / Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка та ін. // Геоінформатика. – 2007. – №1. – С. 54-61.

4 Доленко Г.Н. Зони вторичної пористості на більших глибинах – перспективний об'єкт пошуків залежностей нафти і газу (на прикладі нафтогазонасичених провінцій України і Восточної Сибіри) / Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука, 1985. – С. 26-31.

5 Мончак Л.С. Основи геології нафти і газу: підручник для вузів / Л.С. Мончак, В.Г. Омельченко – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

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

7 Бойко Г.Ю. Напрямки удосконалення пошуків нафтових родовищ у Прикарпатті (на прикладі Східницької площі). / Г.Ю. Бойко, Л.В. Михалевич, О.П. Гайванович // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. 2002. – №2. – С. 3-13.

8 До питання розвитку літогенетичної тріщинуватості і нафтогазонасиченості глибокостанурених теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і Дніпровсько-Донецької западини / Б.Й. Маєвський, В.М. Бенько, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Геоінформатика №4. – 2008. – С. 21-24.

9 Особливості взаємозв'язку між тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером питомих відборів нафти в межах Бориславського нафтогазопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.В. Ляху, М.І. Манюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – №35. – С. 127-134.

10 Перспективи нафтогазонасиченості піднасувних глибокостанурених структур у Передкарпатському прогині / Л.С. Мончак, Г.О. Жученко, В.П. Степанюк, С.Г. Анікеєв, Ю.Л. Мончак, Н.О. Жученко: Матер. наук.-практ. конф. ”Перспективи нафтогазонасиченості глибокостанурених горизонтів осадових басейнів України“. – Ів.-Франківськ, 20-23 вересня 2005. – С. 80-85.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.12.10

Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.