

ОСОБЛИВОСТІ ТРІЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ МИКУЛИЧИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Т.В. Здерка

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

У статті розглядається проблема встановлення особливостей тріщинуватості порід-колекторів олігоценів відкладів Микуличинського нафтового родовища. Для вирішення поставлених завдань використувалися мікроскопічні методи дослідження порід-колекторів у шліфах та методи гідродинамічних розрахунків дебітів свердловин. Тріщини олігоценів відкладів групуються у системи паралельно нашаруванню, що свідчить про їх літогенетичну природу. Встановлено закономірність поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценів відкладів Микуличинського родовища. Доведено, що системи поширених літогенетичних тріщин зумовлюють значне підвищення проникності олігоценів відкладів, та відповідно впливають на процес нафтовилучення. На основі аналізу побудованої карти інтегральних видобутків олігоценів поклада встановлено підвищення тріщинуватості порід-колекторів біля тектонічного порушення та склепіння, що зумовлює збільшення інтегральних видобутків нафти. Отримані у результаті проведених досліджень дані дали змогу змодельовати будову олігоценів резервуару Микуличинського родовища і розміщення в них колекторів різних типів та встановити особливості просторового поширення порово-тріщинних порід-колекторів.

Ключові слова: порода-колектор, нафтоносність, природний резервуар, інтегральні видобутки, тріщинуватість.

В статье рассматривается проблема установления особенностей трещиноватости пород-коллекторов олигоценовых отложений Микуличинского нефтяного месторождения. Для решения поставленных задач использовались микроскопические методы исследования пород-коллекторов в шлифах и методы гидродинамических расчетов дебитов скважин. Трещины олигоценовых отложений группируются в системы параллельно наложению, что свидетельствует об их литогенетической природе. Установлена закономерность распространения литогенетических трещин в разрезе олигоценовых отложений Микуличинского месторождения. Доказано, что системы литогенетических трещин вдоль наложения обуславливают значительное повышение проницаемости олигоценовых отложений, и соответственно влияют на процесс нефтедобычи. На основе анализа построенной карты интегральных дебитов олигоценовой залежи установлено повышение трещиноватости пород-коллекторов около тектонического нарушения и свода, что приводит к увеличению интегральных добыч нефти. Полученные в итоге проведенных исследований данные позволили смоделировать строение олигоценового резервуара Микуличинского месторождения и размещения в них коллекторов различных типов, и установить особенности пространственного распространения порово-трещинных пород-коллекторов.

Ключевые слова: порода-коллектор, нефтеносность, природный резервуар, интегральные добычи, трещиноватость.

The article considers the problem of establishing fracturing features of reservoir Oligocene sediments rocks of Mykulychyn oilfield. To achieve the objectives microscopic methods of reservoir rocks exploration in thin sections and methods of hydrodynamic debits calculations in wells were used. Oligocene sediments cracks are grouped in parallel-layering system that indicates their lithogenetic nature. The principles of lithogenetic cracks distribution in Oligocene sediments cross-section of Mykulychyn field was established. It is proved that systems of layered lithogenetic cracks along the formation cause a significant increase in the permeability of the Oligocene sediments, and accordingly affect the process of oil extraction. The analysis of the constructed maps of integrated Oligocene deposit determined the increasing fracturing of reservoir rocks near tectonic dislocation and vaults that leads to an increase in integrated oil production. Obtained as a result of the research data allowed us to model the structure of the Oligocene reservoir Mykulychyn field and contain the reservoirs of various types, and determine the features of the spatial distribution of pore-fractured reservoir rocks.

Key words: reservoir rock, petroliferous, natural reservoir, integrated extraction, fracturing

Постановка проблеми

Для палеогенових порід-колекторів Передкарпатського прогину характерний порово-тріщинний тип порід-колекторів. Це підтверджується великою кількістю фактичного матеріалу, а також гідродинамічними розрахунками [1]. У зв'язку з цим, питання тріщинуватості порід-колекторів та її вплив на нафтогазоносність локальних структур має теоретичне і практичне значення. Особливо актуальними є питання встановлення особливостей зон тріщи-

нуватості та закономірностей їх просторового поширення у межах локальних нафтогазоносних об'єктів. Вирішенню зазначених проблем на прикладі олігоценів відкладів Микуличинського родовища і присвячена дана стаття.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій

На зразках керну продуктивної частини менітової світи Довбушансько-Бистрицького, Битківського та інших родовищ південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони

Передкарпатського прогину В.М. Бортницькою з співавторами [2, 3] встановлено широкий розвиток мікротріщин, що приурочені до поверхні напластування різних за складом порід. Це тріщини відкритого і частково відкритого типів. Ширина відкритих тріщин змінюється у межах $(30-50) \cdot 10^{-6}$ м. На думку авторів, такі тріщини приймають активну участь у процесах фільтрації нафти до вибою свердловин, оскільки між ними існує гідродинамічний зв'язок.

К.Г. Григорчук зі співавторами. [4] вказують, що майже повсюдно у пісковиках менілітової світи у зонах перешаровування алевритів і пелітів виявлено чорні, іноді темно-бурі бітуми. У таких пачках спостерігались і пошарові відкриті мікротріщинки, які виповнені більш рухомими бітумами червоного і жовтого кольорів, що вказує на сучасну флюїдопровідність зон поблизу літологічних границь пісковик-аргіліт та тонкого перешаровування аргіліт-алевроліт.

За результатами порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих пісковиків І.П. Сафаров та ін. [5], дійшли висновку про необхідність вивчення тріщинуватості піщано-алевролітових колекторів родовищ Передкарпаття. Автори зазначають, що більшість зразків керна менілітових пісковиків мають проникність $1-3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такі значення проникності не відповідають значним дебітам свердловин, що їх експлуатують.

На підставі досліджень кондиційних значень порід-колекторів Нестеренко М.Ю. з співавторами [6] стверджують, що зони підвищеної мікротріщинуватості порід спричиняють значні припливи нафти. При цьому роль тріщинної складової у загальному пустотному об'ємі колектора може змінюватись у широких межах. Такі зони найімовірніше є шляхами перетікання нафти з матриці породи-колектора до вибою свердловини.

У процесі дослідження особливостей нафтонасичення порожнинного простору олігоценних порід-колекторів [7] авторами вказується на значну роль тріщинуватості у формуванні особливостей нафтоносності порід-колекторів. Характер тріщинуватості олігоценних порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району загалом та Микуличинського родовища зокрема розглядався нами у статті [8]. Де вказується про те, що ритмічність седиментації флішових порід Передкарпаття мала значний вплив на формування у них систем пошарової літогенетичної тріщинуватості. Процеси складкоутворення призвели до виникнення додаткових тектонічних напружень, що сприяли формуванню інтенсивнішої тріщинуватості порід-колекторів, і відповідно, їх розшарованості у присклепінних частинах, крутих крилах і перикліналях антиклінальних складок.

Методика дослідження

На даний час сформовано три групи методів дослідження порід-колекторів: лабораторні, гідродинамічні і промислово-геофізичні. За-

вданням зазначених груп методів є визначення основних параметрів порід-колекторів: абсолютної і відкритої пористості, густини, абсолютної та відносної фазової проникності, водо- і нафтонасичення, нафтовіддачі тощо.

Найбільш поширеними і простими у використанні є лабораторні методи, що застосовуються на всіх етапах дослідження порід-колекторів.

У зв'язку з необхідністю дослідження особливостей мікротріщинуватості ще на початкових етапах проведення геологорозвідувальних робіт найефективнішими методами є мікроскопічні дослідження. Цей метод дає змогу проводити прямі визначення величини розкриття та протяжності тріщин у шліфах. Досить ефективним є комплексування мікроскопічних досліджень порід-колекторів з іншими методами (петрофізичними, геофізичними та гідродинамічними).

Для дослідження мікротріщинуватості порід-колекторів нами пропонуються комплексні макро- та мікроскопічні дослідження олігоценних порід-колекторів. Запропонована методика комплексного мікроскопічного дослідження передбачає детальне дослідження плоско-паралельних прозорих шліфів продуктивних горизонтів під поляризаційним, цифровим та люмінесцентним мікроскопами. Таким чином, за мікроскопічними методами дослідження можна отримати інформацію про умови і послідовність виникнення тріщин різних генерацій, акумулювання у них вуглеводневих компонентів та їх розподіл у породі.

Проте лабораторними методами досліджень отримують лише точкові значення параметрів порід-колекторів окремого зразка. Тому ці методи повинні носити масовий характер, з подальшою статистичною обробкою результатів, для отримання узагальнених даних, що характеризуватимуть обраний інтервал розрізу.

Гідродинамічні методи, на відміну від лабораторних, автоматично осереднюють досліджувані параметри і дають змогу оцінити інтегральні характеристики привибійної зони свердловини (під час дослідження окремих свердловин) або досить значних ділянок (при дослідженні взаємодії свердловин).

Результати дослідження та їх обґрунтування

Микуличинське нафтове родовище розташоване у Надвірнянському нафтопромислового району Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Основні нафтогазоносні комплекси приурочені до палеогенових відкладів, у геологічному розрізі яких виділяються два основні природні резервуари – олігоценний (менілітова світа) і еоценовий (манявська та вигодська світа).

Менілітові відклади представлені перешаруванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів, з переважанням останніх у розрізі. Піщано-алевролітові утворення становлять 15-20% від загальної товщини менілітових відкладів. Абсолютна їх пористість переважно не пе-

ревищує 8 %, виключення становлять підроговикові та клівські пісковики, пористість яких досягає 10-12 %, а проникність до $16 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Вивчення порового простору [2] свідчить, що пори менілітових пісковиків мають розміри до 0,03 мм, з переважаючим розміром пор 0,01 мм, що становлять більше 50 % всієї пористості пісковиків. Згідно із загальноприйнятою класифікацією виділяють пори: надкапілярні $r > 0,15$ мм, капілярні $r = 0,15 - 0,0001$ мм, субкапілярні $r < 0,0001$ мм. У надкапілярних порах рух рідини підпорядковується силі тяжіння і законам гідравліки. Для витіснення рідини з капілярних пор у пласті, що характеризується низькими фільтраційними властивостями необхідно створити певний градієнт тиску. У субкапілярних порах рух флюїдів практично не відбувається, а таке пористе середовище є нефільтрованим. В той же час висока продуктивність свердловин, що експлуатують менілітові відклади свідчить, що породи-колектори в загальному володіють добрими фільтраційними властивостями. Такі розбіжності між лабораторними дослідженнями порід-колекторів і промисловими даними експлуатації свердловин пояснюються високими фільтраційними властивостями тріщин, які пронизують низькопроникні пісковики, що перешаровуються пропластками аргілітів. Іншими словами для того, щоб низькопористий колектор віддавав нафту в промислових кількостях, пори повинні бути з'єднані між собою високопроникними фільтраційними каналами, роль яких відіграють мікротріщини. Звідси можна зробити висновок, що у фільтраційних властивостях менілітових порід-колекторів вирішальна роль належить тріщинуватості.

Численними дослідженнями крейдово-палеогенового флішу встановлено, що породи-колектори олігоценних відкладів Передкарпаття відносяться до складного типу (низькопористі, неоднорідні, тріщинуваті). При цьому формування структури пустотного простору складних типів колекторів є функцією ряду хімічних, літолого-петрографічних і тектонічних процесів.

Встановлено, що тріщинуватість порід-колекторів збільшується від периферії до центральної частини локальних нафтогазових об'єктів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [1, 7]. У зонах згину флішових відкладів максимально проявляються розшарування порід-колекторів, що, відповідно, впливає і на характер їх нафтонасиченості. Ступінь тріщинуватості порід-колекторів визначається величиною і характером деформації, а також механічними властивостями порід, що деформуються.

У ході мікроскопічних досліджень олігоценних відкладів Микуличинського родовища у шліфах було проведено заміри параметрів мікротріщинуватості (густота тріщин, товщина прошарків порід-колекторів між тріщинами). Як свідчать дослідження переважно мікротріщини у породах-колекторах групуються у системи, що дає змогу використовувати величину

густоти тріщин як критерій тріщинуватості породи-колектора. Густота тріщин (Γ) визначається відношенням величини кількості тріщин (n), що перетинають нормаль їх площин, до довжини цієї нормалі (L , мм) (рис. 1):

$$\Gamma = \frac{n}{L} \text{ [мм}^{-1}\text{]}. \quad (1)$$

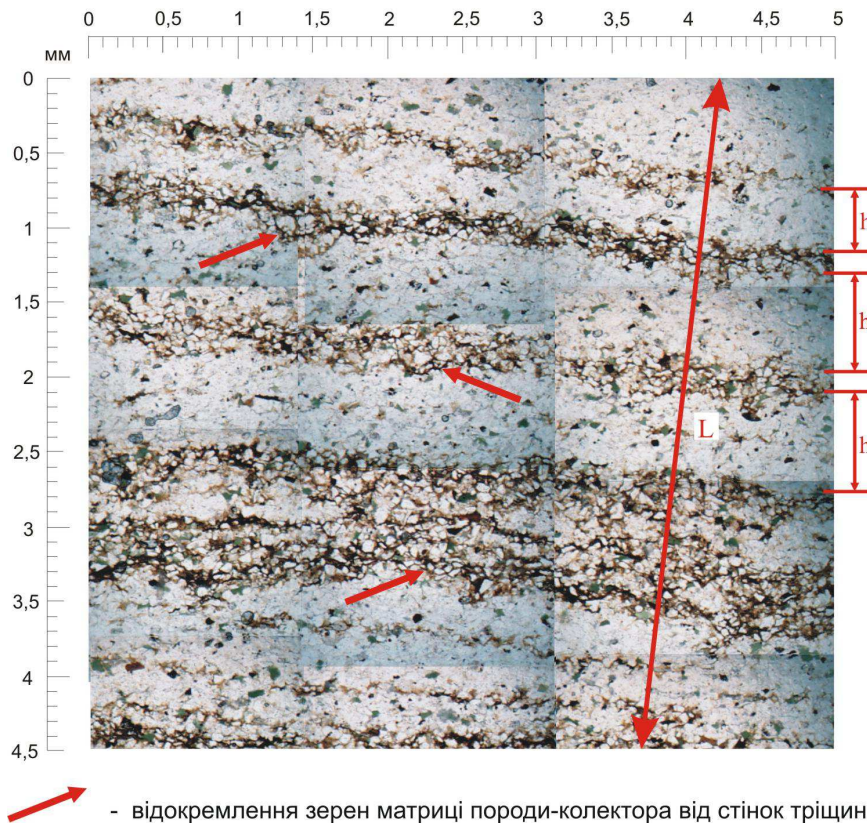
Результати вивчення шліфів, що характеризують густоту тріщинуватості олігоценних відкладів Микуличинського родовища, наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати замірів параметрів літогенетичної мікротріщинуватості у шліфах олігоценних порід-колекторів Микуличинського родовища

№ з/п	№ свердловини	Інтервал відбору взірців, м	Густота тріщин (Γ), 1/мм
1	3-Микуличин	2442-2448	1,53
2	4-Микуличин	2668-2674	1,51
3	4-Микуличин	2668-2674	2,94
4	4-Микуличин	2851-2854.8	1,50
5	4-Микуличин	2878-2885	0,28
6	4-Микуличин	2878-2885	0,54
7	6-Микуличин	2431-2434	2,35
8	6-Микуличин	2431-2434	1,37
9	6-Микуличин	2431-2434	2,35
10	6-Микуличин	2883-2886	1,01
11	6-Микуличин	2883-2886	1,17
12	6-Микуличин	2942-2945	0,58
13	8-Микуличин	2561-2565	1,76
14	21-Микуличин	2300-2305	0,52
15	21-Микуличин	2385-2395	0,25
16	21-Микуличин	2385-2395	1,17
17	21-Микуличин	2505-2512	1,11
18	22-Микуличин	2407-2411	2,40
19	23-Микуличин	2880-2883	0,30
20	24-Микуличин	2349-2354	0,53
21	24-Микуличин	2349-2354	2,35

з використанням методів математичної статистики у спеціалізованому пакеті StatSoft «Statistica 6.0» проведено обробку одержаних даних (таблиця 1). Результати статистичного аналізу даних представлені у вигляді гістограми розподілу густоти тріщин (рис. 2). Середнє значення густоти тріщин становить $1,312 \text{ мм}^{-1}$. Це дає підстави стверджувати, що у інтервалах підвищеної літогенетичної тріщинуватості імовірність наявності тріщин може становити приблизно 1 тріщина на 1 мм товщини породи-колектора. Саме завдяки таким особливостям олігоценів алевро-псаміти, відібрані у відслоненнях, дробляться на пластинки товщиною 1 мм і менше.

На нашу думку [8], системи паралельних субгоризонтальних тріщин, зорієнтованих вздовж нашарування породи-колектора, є результатом ритмічного осадконагромадження



→ - відокремлення зерен матриці породи-колектора від стінок тріщини

Рисунок 1 – Система паралельних літогенетичних тріщин нашарування у щільному дрібнозернистому пісковнику. Сverdловина 4 – Микуличин, інтервал 2851-2854,8 м

Густота: N = 21, Mean = 1,312, StdDv = 0,81, Max = 2,94, Min = 0,25;

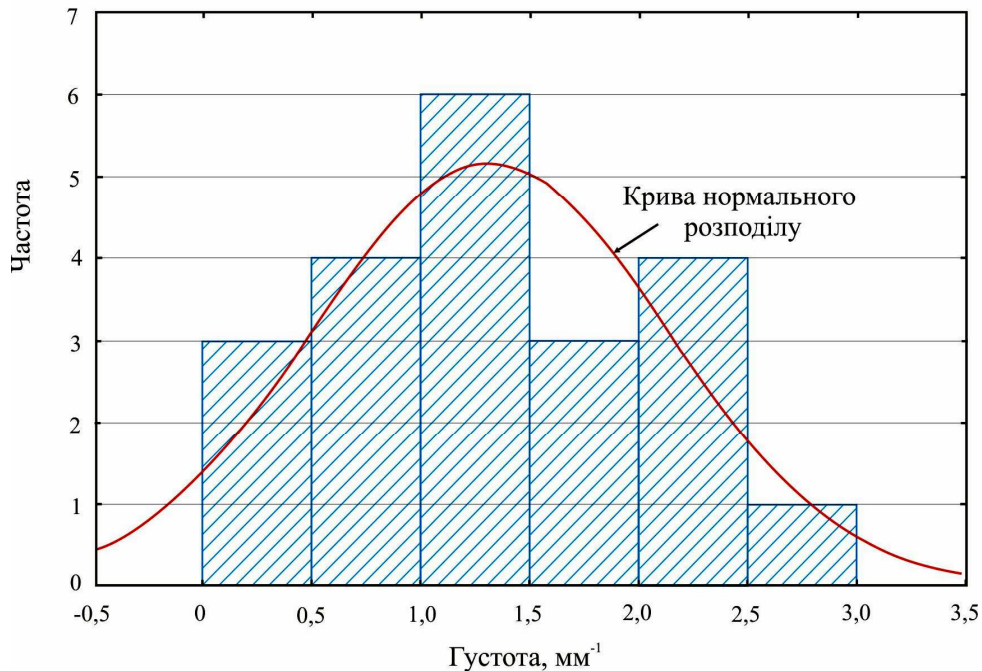


Рисунок 2 – Гістограма розподілу густоти літогенетичних тріщин олігоценових порід-колекторів Микуличинського родовища

флішових відкладів. При цьому ритмічність мас сезонний характер, оскільки зміна інтенсивності постачання осадового матеріалу численними палеоріками у сезони повеней призводила до формування мікропрошарків різної товщини,

що підтверджується результатами сучасних океанологічних досліджень В.П. Гаврилова [9] та О.П. Лісіцина [10]. Такі тріщини відносяться до літогенетичних. Формуванню літогенетичної тріщинуватості найбільше сприяє наявність

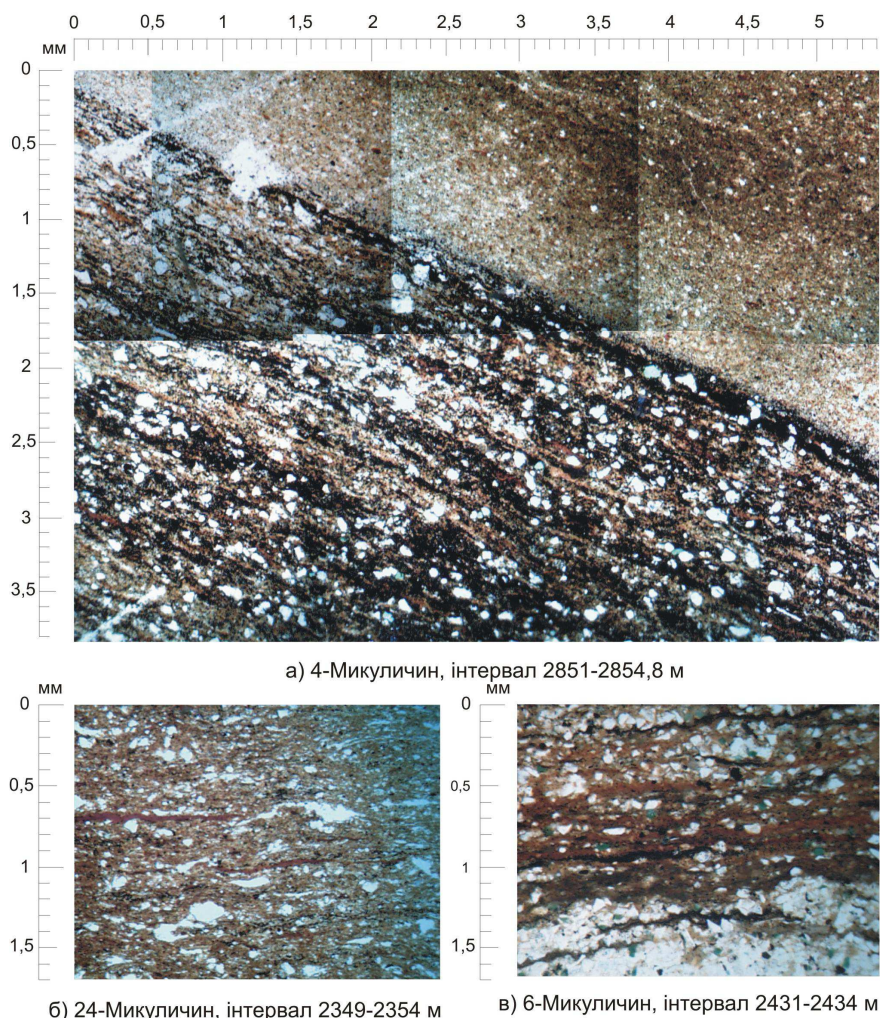


Рисунок 4 – Пошарові літогенетичні тріщини у алевро-аргілітах Микуличинського родовища виповнені чорними (а, в), коричневими (б) вуглеводневими компонентами

пелітово-глинистого матеріалу, органічної речовини та в'язких і твердих бітумінозних компонентів по площинах нашарування породи-колектора, що пов'язано з умовами седиментації.

При дослідженні алевро-аргілітів олігоценових відкладів Микуличинського родовища, нами вставлено, що численні тріщини, орієнтовані вздовж нашарування, виповнені різномірними вуглеводневими компонентами (рис. 4). Це вказує на те, що за умов формування зон мікротріщинуватості породами-колекторами для нафти і газу можуть бути не тільки пісковики та алевроліти, але і вся товща аргілітів олігоценових відкладів Микуличинського родовища.

Підтвердженням цьому є результати досліджень [11], де автор вказує, що аргіліти олігоценових відкладів Передкарпатського прогину характеризуються значною тріщинуватістю. Відкриті тріщини, що незаповнені мінеральною речовиною, часто виповнені бітумінозними речовинами та різномірними вуглеводневими компонентами і нафтою. Проникнення останніх відбувалось після літифікації осадів, про що свідчить характер диференціації вуглеводнів від стінок тріщин у матриці породи-колектора

та проникнення органічної речовини темно-коричневого кольору у розбиті зерна кварцу.

Візуальний перегляд, детальне літолого-петрографічне дослідження зразків порід-колекторів у шліфах і на зразках керна, результати випробування свердловин свідчать про велику кількість у розрізі свердловин розущільнених зон та підвищену мікротріщинуватість порід, що вказує на розвиток саме поровотріщинних колекторів з переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості, що сприяють значним припливам нафти. Нами [12] виконані розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно формули Дюпюї. Результати розрахунків свідчать, що для забезпечення припливів нафти у обсязі 21 м³/добу з розкритого інтервалу клівських пісковиків (-1542,6 – -1602,4 м), ефективна товщина колекторів у якому становить 23,2 м, середня проникність колекторів має досягати 2·10⁻³ мкм². Для забезпечення припливу нафти з дебітом 8,5 м³/добу у свердловині 21-Микуличин з розкритого інтервалу підроговикового горизонту (-1506,6 – -1528,4 м) з ефективною товщиною 4,0 м проникність колекторів по-

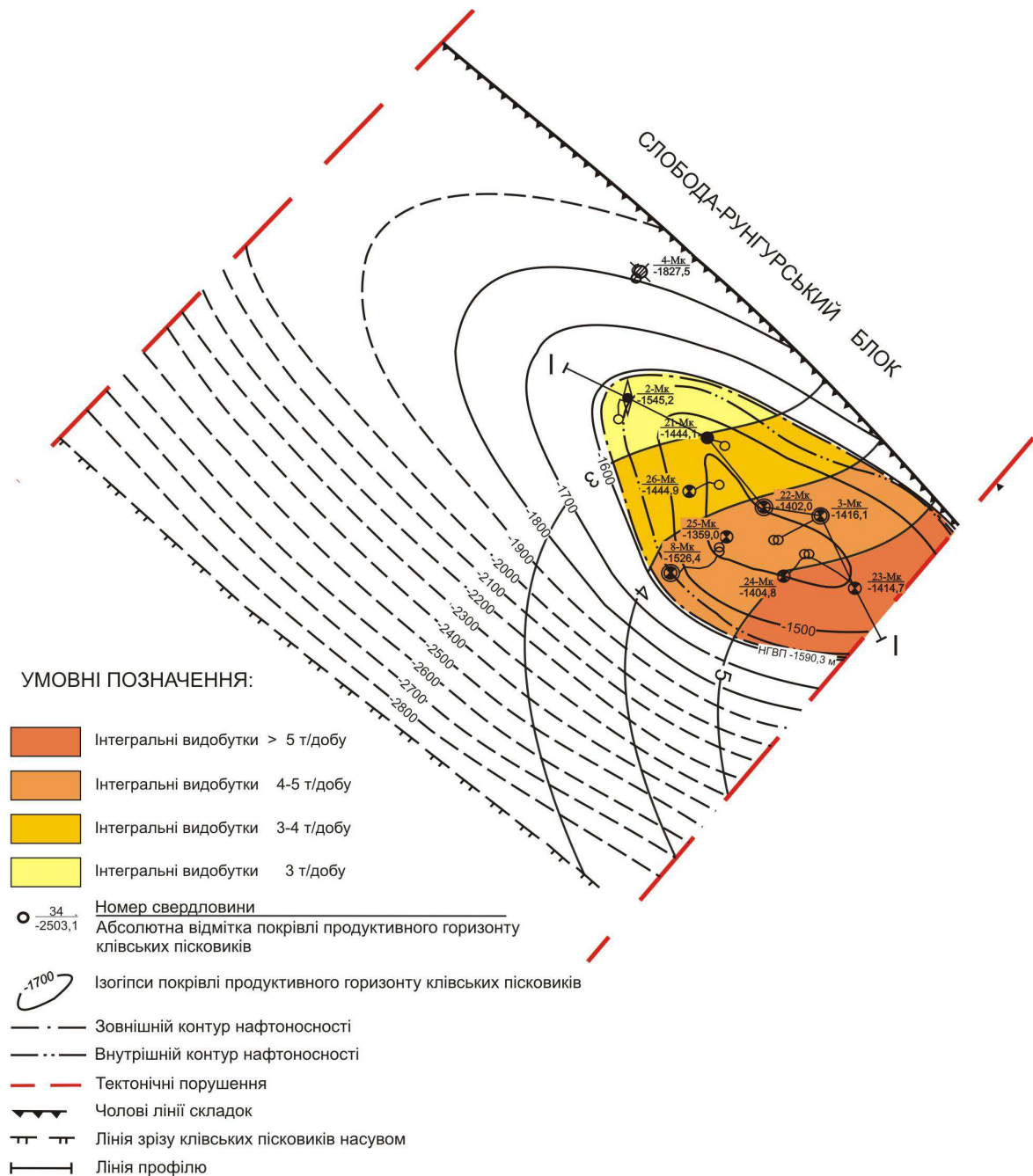


Рисунок 5 – Карта-схема інтегральних видобутків нафти олігоценного покладу Микуличинського родовища

винна становити $14,5 \cdot 10^3$ мкм². Згідно [13] проникність порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища змінюється від 0,1 до $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

З метою дослідження впливу тріщинуватості олігocenових порід-колекторів на продуктивність свердловин, що їх дренують, було запропоновано побудову карт інтегрального видобутку нафти [14]. Застосування зазначеної методики на родовищах Долинського [14] та Бориславського [15] нафтопромислових районів підтвердила високу інформативність при дослідженні особливостей тріщинуватості порід-колекторів. На рисунку 5 зображено карту інтегральних видобутків нафти олігocenових відкладів Микуличинського родовища.

Для зручності візуального спостереження поля між лініями рівних значень інтегральних видобутків розфарбовано за інтенсивністю кольорів, від більш насиченого до менш насиченого у межах контуру нафтоносності.

З карти інтегральних видобутків видно, що біля тектонічних порушень, а також в склепінній частині структури спостерігаються підвищені видобутки, що пов'язано з покращеними продуктивними характеристиками порід-колекторів за рахунок тріщинуватості. Із наближенням до переклінального закінчення інтегральні видобутки зменшуються, що спостерігається на карті видобутків олігocenових відкладів Микуличинського родовища.

Таблиця 2 – Порівняння результатів тріщинної пустотності і відкритої пористості порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища

Інтервал відбору зразків, м	Горизонт менілітової світи	Значення пористості		Частка тріщинної ємності у загальному об'ємі пустот, %
		тріщинної $K_{тр}$, %	відкритої $K_{п}$, %	
2442-2448	клівських пісковиків	1,6	11,9	13,4
2668-2674	перших сіро-зелених аргілітів, піщано-аргілітовий горизонт високого опору	1,65	11,9	13,8
2851-2854,8	клівських пісковиків	1,83	12,1	15,1
2431-2434	верхньоменілітова підсвіта	5,5	9,1	60,4
2611-2614	клівських пісковиків	0,2	11,3	1,7
2226-2234	клівських пісковиків	0,34	9,4	3,6
2518-2523	других сіро-зелених аргілітів	0,5	7,1	7
2561-2565	п'яти пластів	2,4	7,3	32,8
2385-2395	п'яти пластів	1,05	6,7	15,6
2505-2512	клівських пісковиків	0,86	8,5	10,1
2407-2411	п'яти пластів	5	–	–
2349-2354	п'яти пластів	3,85	–	–
2479-2484	аргілітовий	0,1	–	–

Тріщинна пустотність $K_{тр}$ (коефіцієнт тріщинуватості) породи-колектора може визначатися згідно формули [33]:

$$K_{тр} = \frac{b \cdot l}{S},$$

де b – величина розкриття тріщини, см;
 l – довжина сліду тріщини у шліфі, см;
 S – площа шліфа, см².

Під час мікроскопічного вивчення безпосередньо можна виміряти величини розкриття тріщин, їх довжину і площу досліджуваної поверхні шліфа. Величина розкриття тріщин вимірюється в кількох точках у кожному із шліфів певного інтервалу, з подальшим їх усередненням.

Якщо у площі шліфа, що досліджується є декілька тріщин тоді:

$$K_{тр} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i \cdot l_i}{S}$$

де $\sum_{i=1}^N b_i \cdot l_i$ – площа усіх тріщин, що спостерігаються у шліфі, см².

За вказаною вище методикою, нами проведено дослідження шліфів менілітових порід-колекторів із свердловин Микуличинського родовища. Результати дослідження тріщинної пустотності представлені у вигляді таблиці 2.

Слід зазначити, що наведені у таблиці дані не характеризують окремих зразків, а є усередненими значеннями для певного інтервалу досліджень. Наприклад, у інтервалі 2431-2434 м свердловини 6-Микуличин один із зразків (рис. 6) має розрахунковий коефіцієнт тріщинуватості 6,8 %, а для інтервалу прийняте осереднене значення із трьох зразків, що становить 5,5 %.

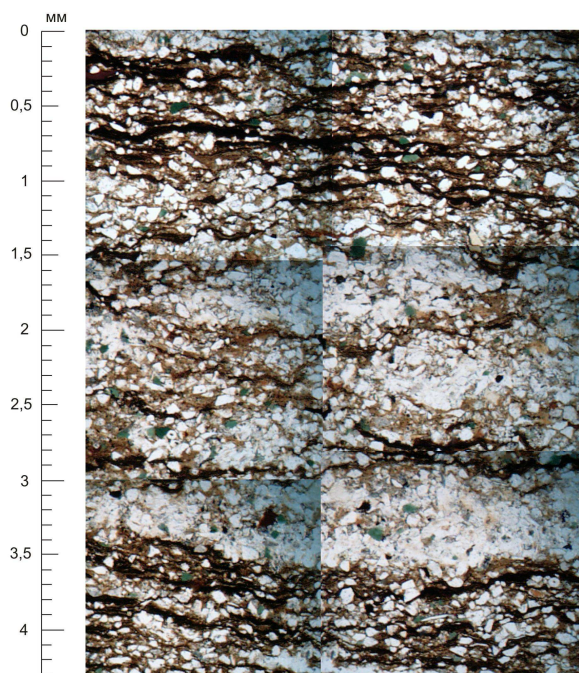


Рисунок 6 – Дрібнозернистий пісковик із інтервалу 2431-2434 м свердловини 6 – Микуличин, розбитий системою тріщин, розрахункова тріщинна пористість 6,9%

Найбільшими значеннями розрахункової тріщинної пористості характеризуються породи-колектори горизонту п'яти пластів нижньоменілітової підсвіти. Максимальні значення зафіксовані у свердловинах 22 та 24-Микуличин, що розкрили горизонт у осьовій частині Слобода-Рунгурського блоку, в зоні максимальних тектонічних напруг, де найінтенсивніше розвивається порово-тріщинний тип колектора.

Авторами [16] запропоновано моделювання будови резервуарів і розміщення в них коле-

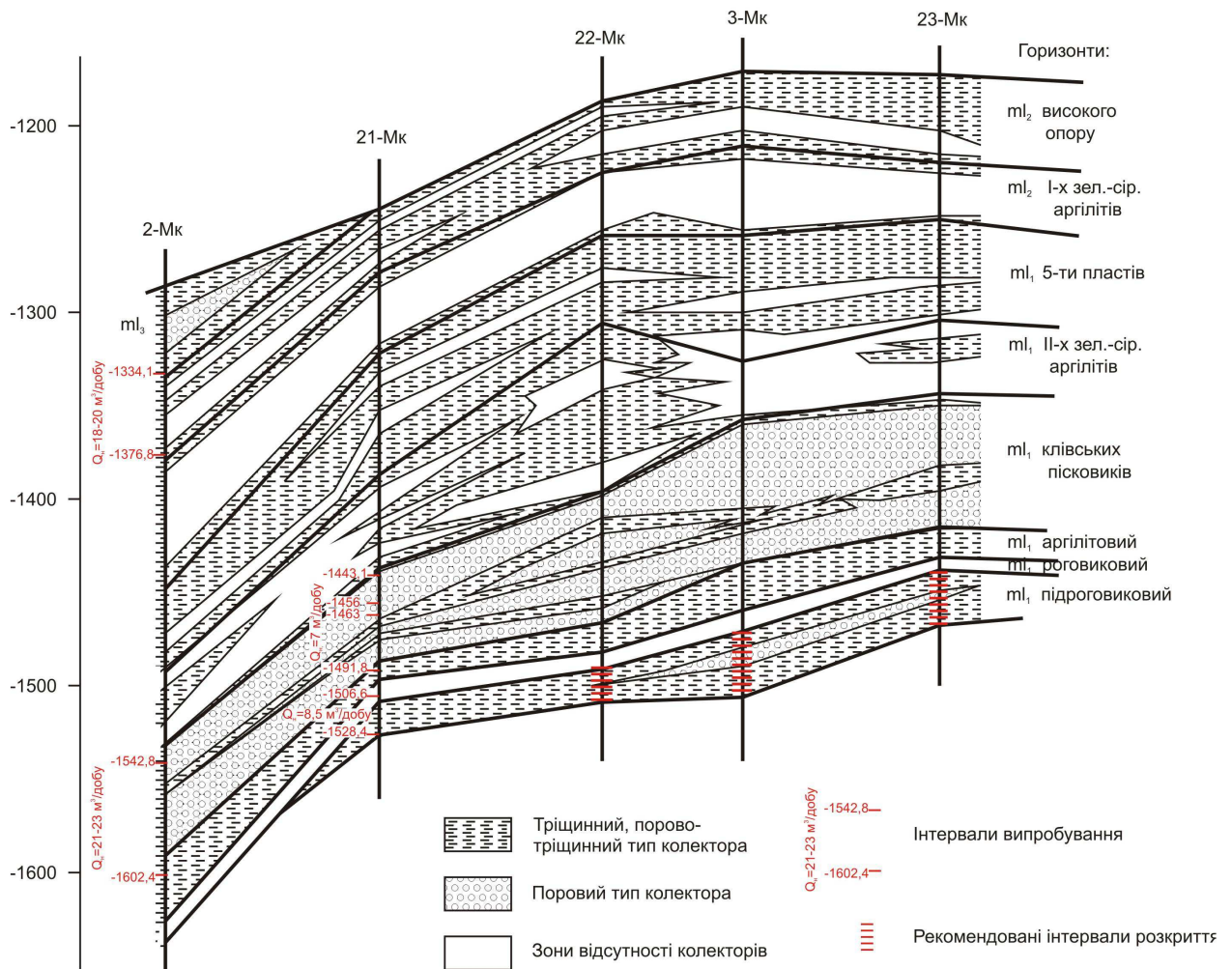


Рисунок 7 – Модель будови олігоценового резервуару Микуличинського родовища по лінії свердловин 2, 21, 22, 3, 23

кторів менілітових відкладів по свердловинах на прикладі Пнівсько-Делятинської лінії складок. Вони стверджують, що часте перешарування алевро-псамітів незначної товщини та аргілітів у розрізі олігоценових відкладів створює сприятливі умови для утворення порово-тріщинних та тріщинних колекторів.

Найвний геолого-геофізичний матеріал з геологічної будови, а також результати комплексних мікроскопічних досліджень [7] дали можливість нам змодельувати будову олігоценового покладу Микуличинського родовища Передкарпатського прогину по лінії свердловин 2, 21, 22, 3, 23 (рисунок 7).

У олігоценових відкладах Микуличинського родовища за типом структури пустотного простору виділяються порові і порово-тріщинні колектори. Точність і детальність оцінки тріщинуватості порід-колекторів і, відповідно, моделювання напряму залежить від кількості ядерного матеріалу, який характеризує інтервал дослідження.

Висновки

Проведене нами детальне літолого-петрографічне дослідження з використанням комплексу мікроскопічних досліджень олігоценових порід-колекторів у ядрах та шліфах вказує на широкий розвиток тріщин, розкриття яких, здебільшого, складає перші десятки мікрометрів. Аналіз отриманих результатів дає змогу віднести такі тріщини до літогенетичних.

За допомогою методів статистичної обробки даних мікроскопічних досліджень у шліфах встановлено закономірність прояву мікротріщин у зонах інтенсивної літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів. Доведено, що передумови для формування літогенетичної тріщинуватості закладались на стадії седиментогенезу під дією сезонних коливань умов осадконагромадження.

За результатами аналізу карти інтергальних видобутків нафти встановлено, що із наближенням до тектонічного порушення та склепіння тріщинуватість олігоценових порід-колекторів збільшується. У розрізі олігоценового резервуару зони тріщинуватості проявляються в інтервалах ритмічної зміни літотипів порід.

Література

- 1 Маєвський Б.Й. Вплив геодинамічних чинників на ємнісно-фільтраційні параметри порід-колекторів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, М.І. Манюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3 (20). – С. 30-34.
- 2 Бортницкая В.М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутовая, Э.С. Алешкина // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. – Ленинград.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 255-268.
- 3 Бортницкая В.М. Некоторые факторы формирования коллекторов палеогена предкарпатского прогиба / В.М. Бортницкая, В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкий // Нефть. и газ. пром-сть. – 1979. – №2. – С. 10-13.
- 4 Григорчук К.Г. Постдіагенез менілітових відкладів Передкарпатського прогину та формування в них порід-колекторів нафти і газу / К.Г. Григорчук, І.В. Кілін, І.Т. Попп та ін. // Нафта і газ України. Матеріали 6-тої наук.-практ. конф. – 2000. – С. 116.
- 5 Сафаров И.П. Некоторые данные о физических параметрах коллекторов нефти северозападной части Внутренней зоны Предкарпатья (месторождение Борислав и прилегающие к нему площади) / И.П. Сафаров, Л.Н. Столяр, В.И. Окунев // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. Тр. УкрНИГРИ. – 1968. – Вып. 4. – С. 269-282.
- 6 Нестеренко М.Ю. Методика обгрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів / М.Ю. Нестеренко, Ю.І. Петраш, Г.П. Боднарчук // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносних надр України, 1997-1998. Т. 2. – С. 3-11.
- 7 Маєвський Б.Й. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №1. – С.7-10.
- 8 Маєвський Б.Й. Особливості формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів нафтогазових об'єктів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка // Геологія і геохімія. – 2009. – № 1. – С. 25-36.
- 9 Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: [учеб. для вузов] / В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1990. – 323 с.
- 10 Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах / А.П. Лисицын – М.: Наука, 1991. – 271 с.
- 11 Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко – К.: Издательство Академии наук УССР, 1962. – 368 с.
- 12 Маєвський Б.Й. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С. 33-36.
- 13 Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. / за заг. ред. М.М. Іванюти. – Львів: УНГА, Центр Європи, 1998. – Т. 5. – С. 662-666.
- 14 Маєвський Б.Й. Тектонічна тріщинуватість та продуктивність нафтоносних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І.Манюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 2-3. – С. 41-49.
- 15 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. – Вип. 35 (Т.1). – С. 127-134.
- 16 Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірянського району нафтогазонагромадження / О. Щерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов // Перспективи нафтогазових та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С 92-102.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.04.14*

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.Й.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук **Яремою А.В.**
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*