

# ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.98

## ЛІТОГЕНЕТИЧНА ТРІЩИНУВАТІСТЬ І НАФТОНОСНІСТЬ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НАДВІРНЯНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

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

*Розглядається проблема встановлення особливостей літогенетичної тріщинуватості нафтогазоносних олігоценових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району. Встановлено закономірність поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценових відкладів. Досліджено характер заповнення тріщин різномірними вуглеводневими компонентами. Гідродинамічними розрахунками, мікроскопічними та петрофізичними дослідженнями встановлено, що пошарові літогенетичні тріщини приймають участь у формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей порово-тріщинних колекторів менілітової світи. Доведено, що системи пошарових літогенетичних тріщин зумовлюють значне підвищення проникності олігоценових відкладів, та відповідно впливають на процес нафтовидудчення.*

*Рассматривается проблема установления особенностей литогенетической трещиноватости нефтегазоносных олигоценовых отложений Надворнянского нефтепромышленного района. Установлена закономерность распространения литогенетических трещин в разрезе олигоценовых отложений. Исследовано характер заполнения трещин разнородными углеводородными компонентами. Гидродинамическими расчетами, микроскопическими и петрофизическими исследованиями установлено, что послойные литогенетические трещины принимают участие в формировании емкостно-фильтрационных свойств порово-трещинных коллекторов менилитовой свиты. Доказано, что системы послойных литогенетических трещин предопределяют значительное повышение проницаемости олигоценовых отложений, и соответственно влияют на процесс нефтеизвлечения.*

*The problem of establishment of lithogenetic fractures features of oil-and-gas bearings Oligocene deposits of Nadvirna oil and gas industrial district is examined in the article. It is conformed the law of distribution of lithogenetic cracks in the Oligocene deposits. Character of heterogeneous hydrocarbon components filling in cracks is investigated. By hydrodynamic calculations, microscopic and petrophysic researches it is set that layer lithogenetic cracks take part in forming of capacity-filtering properties of porous-cracks collectors of menilitian deposits. It is well-proven that the systems of layer lithogenetic cracks predetermine the considerable increase of permeability of Oligocene deposits, and accordingly influence on the process of oil-and-gas extraction.*

**Постановка проблеми.** Західний нафтогазоносний регіон, зокрема Надвірнянський нафтопромисловий район відноситься до старих, добре освоєних нафтовидобувних регіонів. На сьогоднішній день обсяг поточних видобувних ресурсів тут оцінюється близько 1,0 млрд. т умовного палива. Раціональне освоєння їх потребує, насамперед, ефективного ведення пошуково-розвідувальних робіт, а також доопрацювання, дорозвідки та ефективної розробки нафтових родовищ.

Беззаперечним є той факт, що для палеогенових порід-колекторів Передкарпатського прогину характерний порово-тріщинний тип колекторів. Це підтверджується великою кіль-

кістю фактичного матеріалу, а також гідродинамічними розрахунками [1].

У цьому відношенні, проблема літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів та її вплив на нафтогазоносність локальних структур має теоретичне і практичне значення. Особливо актуальними є питання формування літогенетичних тріщин, встановлення особливостей та закономірностей їх поширення у межах локальних нафтогазоносних об'єктів, вплив пошарової літогенетичної тріщинуватості на особливості дренування порово-тріщинних колекторів експлуатаційними свердловинами. Вирішенню зазначених проблем і присвячена дана стаття.

**Аналіз попередніх досліджень і публікацій.** Згідно з визначенням у геологічному словнику, літогенетична тріщина – це тріщина, що утворилась під час формування гірської породи за рахунок її перетворення: ущільнення, перекристалізації тощо [2].

Літогенетичні тріщини окремі автори називають ще «діагенетичними» [3], «загальними» [4], «тріщинами первинної окреомості і нашарування» [5], «петрогенетичними» [6], однак найбільш вдале визначення саме «літогенетичні тріщини» [7].

Є.М. Смахов [8] вказує, що діагенетичні (літогенетичні) тріщини відносяться до нетектонічних і утворюються в осаді, що літифікується за рахунок ущільнення, дегідратації і різних постседиментаційних перетворень.

Б.К. Прошляков з співавторами [9] дає більш повне визначення літогенетичних тріщин і вказує, що структурно-текстурні особливості порід-колекторів зумовлюють формування літогенетичної тріщинуватості, а передумови до їх формування закладаються на стадії седиментогенезу, переважно у результаті прояву ритмічності у будові піщано-алевролітових товщ.

Р.С. Копистяньський [10] об'єднує літогенетичні тріщини порід-колекторів у систему тріщин, паралельних нашаруванню. На його думку, такі тріщини розвиваються переважно у алевролітах, аргілітах та глинистих породах Передкарпатського прогину.

Конфігурація або розміщення заповненого нафтою резервуара, на думку Г.Ю. Бойка [29, 30], зумовлена, у першу чергу, розломною тектонікою і тріщинуватістю як шляхами припливу вуглеводнів і чинником підвищення колекторських властивостей вмістилищ нафти. Тому, у вирішенні практичних завдань зростає роль дослідження тріщинуватості, зокрема особливостей її формування та поширення.

На зразках керну продуктивної частини менілітової світи Довбушансько-Бистрицького, Битківського та інших родовищ південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину В.М. Боргницькою з співавторами [11, 12] встановлено широкий розвиток літогенетичних тріщин, 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. Разом з тектонічними тріщинами літогенетичні приймають активну участь у процесах фільтрації нафти до вибою свердловин, оскільки між ними існує гідродинамічний зв'язок.

К.Г. Григорчук зі співавторами. [13] вказують, що майже повсюдно у пісковиках менілітової світи у зонах перешарування алевритів і пелітів відмічені 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 перешарування аргіліт-алевроліт.

В.А. Невський [14] відзначає, що літогенетичні тріщини у теригенних породах-колекторах утворюються під дією внутрішніх напружень, які виникають у процесі формування і подальших змін осадових порід. Крім цього, автор звертає увагу на те, що досить часто спостерігаються складні поєднання літогенетичних і тектонічних тріщин.

За результатами порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих пісковиків І.П. Сафаров та ін. [15], дійшли до висновку про необхідність вивчення тріщинуватості піщано-алевролітових колекторів родовищ Передкарпаття. Автори зазначають, що більшість зразків керна менілітових пісковиків мають проникність  $(1-3) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Такі значення проникності не відповідають значним дебітам свердловин, що їх експлуатують.

На підставі досліджень кондиційних значень порід-колекторів Нестеренко М.Ю. з співавторами [16] 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.

**Методика дослідження.** Мікротріщини (англ. microfissures; hair cracks) – тріщини порід-колекторів, які розрізняються лише в шліфах під мікроскопом, з розкриттям менше 100 мкм (0,005-0,1 мм), зазвичай, мають невелику протяжність, слабко- або сильнозвивисту форму. Розкриття 100 мкм є умовною величиною [2].

На даний час сформовано три групи методів дослідження порід-колекторів: лабораторні, гідродинамічні і промислово-геофізичні. Завданням 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 пошарової літогенетичної 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 дослі-

дження передбачає детальне дослідження плоско-паралельних прозорих шліфів продуктивних горизонтів під поляризаційним, цифровим та люмінесцентним мікроскопами.

Шляхом дослідження шліфів під поляризаційним мікроскопом, крім літолого-петрографічних вирішуються такі завдання: встановлення послідовності генерації тріщин, їх морфології та характеру мінералогічного вповнення. Виділяються ранньодіагенетичні пори і тріщини, що пов'язані з синерезисом, а також тектонічні тріщини різного орієнтування. Встановлюється присутність органічної речовини і різномірних вуглеводневих компонентів у матриці породи-колектора та тріщинах.

Вивчення порід-колекторів під поляризаційним мікроскопом дає змогу за ефектами люмінесценції визначити характер органічної речовини і ступінь її диференціації у породі, а також наявність і склад вуглеводневих компонентів, що насичують пори і тріщини.

Дослідження вуглеводневих компонентів і органічної речовини, що містяться у пустотному просторі породи-колектора, проводиться на основі визначення кольору та інтенсивності світіння, як це прийнято при люмінесцентно-бітумінологічному аналізі. Відзначимо, що характер розподілу вуглеводневих компонентів і органічної речовини у породі і їх взаємовідношення з мінералами дають змогу визначити їх син- чи епігенетичну природу по відношенню до породи.

У залежності від ступеня перетворення бітумінозних компонентів, що знаходяться у мікротріщинах, колір їх може змінюватися від світло-бурого до чорного. Дослідженнями [17] встановлено, що у інтервалах, де в мікротріщинах міститься бітум світло-бурого кольору, а порода насичена ним, під час випробування отримано промислові припливи нафти чи конденсату. Такі бітуми авторами названі «живими». У інтервалах залягання водоносних (непродуктивних) горизонтів мікротріщини переважно вповнені мінеральною речовиною, малорухомими перетвореними бітумами чорного кольору. Такі бітуми, відповідно, названі «не живими». Авторами встановлена прямопропорційна залежність між щільністю мікротріщин, вповнених «живим» бітумом, товщиною горизонтів та їх продуктивністю. Причому щільність і кількість тріщинок є одним з основних критеріїв при оцінці перспективності продуктивних відкладів.

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.

**Результати дослідження та їхнє обґрунтування.** Надвірнянський нафтогазопромисловий район охоплює територію Внутрішньої зони Передкарпатського прогину від Лімницького перетину до перетину по річці Прут. На сьогодні у межах району дослідження налічується 15 нафтових і нафтогазоконденсатних родовищ,

що приурочені до брахіантиклінальних складок, формування яких супроводжувалось розвитком насувів і тектонічних порушень. Північно-східні крила структур у більшості випадків круглі і ускладнені тектонічними порушеннями різної амплітуди, а північно-західні – пологі.

Родовища характеризуються багатопластовістю, значною загальною товщиною об'єктів розробки – від 50 до 550 м, високою неоднорідністю та мінливістю поширення по площі і розрізу колекторів, мінливими фільтраційно-емісійними властивостями, тектонічною екранованістю покладів.

Регіонально нафтогазоносні олігоценів відклади у межах району представлені перешаруванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів, з переважанням останніх у розрізі. Піщано-алевролітові утворення складають 15-20% від загальної товщини менілітових відкладів. Пісковики менілітової світи переважно представлені прошарками незначної товщини.

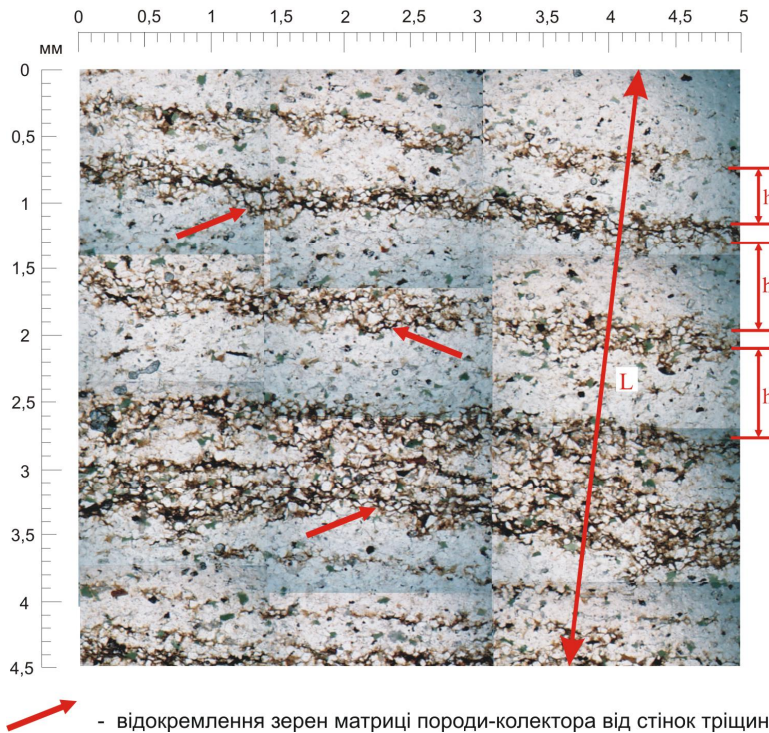
Породи-колектори менілітових відкладів району характеризуються абсолютною пористістю не більше 15% і проникністю переважно до 0,003 дарсі ( $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) [18].

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

Однак такі низькі емісійно-фільтраційні властивості порід-колекторів не можуть забезпечувати значних припливів нафти і газу, що досить часто спостерігаються під час випробування свердловин та їх експлуатації. Характерними прикладом є високодебітні свердловини Довбушанського, Микуличинського, Пасічанського та інших родовищ району, які очевидно розкрили продуктивні горизонти у зонах з покращаними колекторськими властивостями. Саме пошарова літогенетична тріщинуватість забезпечує значне підвищення проникності порід-колекторів, тому на сьогодні необхідно досліджувати умови її формування та просторового розповсюдження.

Встановлено, що тріщинуватість порід-колекторів збільшується від периферії до центральної частини локальних нафтогазових об'єктів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [1]. 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.

Найчастіше, хвилясті літогенетичні тріщини з нерівними шорсткими стінками приурочені до границь прошарків із різним літологічним складом. Саме тому, літогенетичні тріщини характерно відрізняються від тріщин іншого генезису орієнтуванням саме паралельно до нашарування порід-колекторів.



→ - відокремлення зерен матриці породи-колектора від стінок тріщини

**Рисунок 1 – Система субгоризонтальних літогенетичних тріщин нашарування у щільному дрібнозернистому пісковику. Свердловина 4 – Микучин, інтервал 2851-2854,8 м**

Нами було проведено заміри параметрів мікротріщинуватості (густота тріщин, товщина прошарків порід-колекторів між літогенетичними тріщинами) у шліфах олігоценевих порід-колекторів локальних об'єктів Передкарпатського прогину. Більшість літогенетичних тріщин у породах-колекторах групуються у певні системи, що дає змогу використовувати величину густоти тріщин як критерій тріщинуватості породи-колектора. Густота тріщин ( $\Gamma$ ) визначається відношенням величини кількості тріщин ( $n$ ), що перетинають нормаль їх площин, до довжини цієї нормалі ( $L$ , мм) (рис. 1):

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

Результати вивчення шліфів, що характеризують літогенетичну тріщинуватість олігоценевих відкладів нафтогазових об'єктів Передкарпатського прогину, наведено в таблиці 1.

З використанням методів математичної статистики у спеціалізованому пакеті StatSoft «Statistica 6.0» нами проведено обробку одержаних даних (таблиця 1). Результати статистичного аналізу даних представлені у вигляді гістограми розподілу густоти тріщин (рис. 2). Середнє значення густоти тріщин становить  $1,145 \text{ мм}^{-1}$ . Це дає підстави стверджувати, що у інтервалах підвищеної літогенетичної тріщинуватості імовірність наявності тріщин може становити близько 1 тріщина на 1 мм товщини породи-колектора. Саме завдяки таким особливо-

стю олігоценеві алевро-псаміти, відібрані у відслоненнях, дробляться на пластинки, а у кернах – на п'ятаки товщиною 1 мм і менше.

На нашу думку, системи паралельних субгоризонтальних тріщин, зорієнтованих вздовж нашарування породи-колектора, є результатом ритмічного осадконагромадження флішових відкладів. При цьому ритмічність має сезонний характер, оскільки зміна інтенсивності постачання осадкового матеріалу численними палеоріками у сезони повеней призводила до формування мікропрошарків різної товщини, що підтверджується результатами сучасних океанологічних досліджень В.П. Гаврилова [19] та О.П. Лісичина [20]. Формуванню літогенетичної тріщинуватості найбільше сприяє наявність пелітово-глинистого матеріалу, органічної речовини та в'язких і твердих бітумінозних компонентів по площинах нашарування породи-колектора, що пов'язано з умовами седиментації.

Дослідивши велику кількість зрізів олігоценевих порід-колекторів з використанням комплексних мікроскопічних досліджень, а також враховуючи результати попередніх досліджень нами розроблено узагальнену геологічну модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценевих порід-колекторів (рис. 3)

На першому етапі відбувалось формування породно-шарового середовища – флішу, тобто утворювалися основні передумови до формування літогенетичних тріщин.



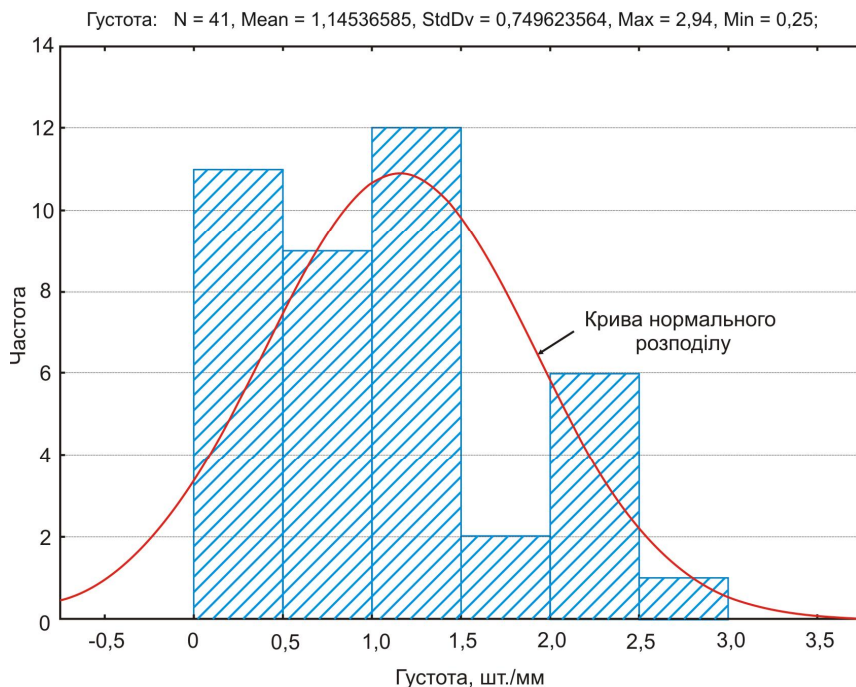


Рисунок 2 – Гістограми розподілу густоти літогенетичних тріщин у взірцях олігоценевих порід-колекторів Передкарпатського прогину

Таблиця 1 – Результати замірів параметрів літогенетичної мікротріщинуватості у шліфах олігоценевих порід-колекторів Передкарпатського прогину

№ з/п	№ свердловини	Інтервал відбору взірців, м	Густота тріщин (Г), 1/мм
1	3-Микуличин	2442-2448	1,50
2	4-Микуличин	2668-2674	1,50
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	0,44
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	1,00
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	0,40
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	0,33
21	24-Микуличин	2349-2354	2,35
22	21-Монастирчани	3711-3715	2,35
23	13-Ор. Улично	2895-2897	0,50
24	13-Ор. Улично	2895-2897	0,42

25	13-Ор. Улично	2900-2902	1,17
26	13-Ор. Улично	2902-2904	1,50
27	16-Пд.Г вїзд	3386-3390	1,00
28	16-Пд.Г вїзд	3431-3438	1,30
29	16-Пд.Г вїзд	3478-3484	0,58
30	16-Пд.Г вїзд	3478-3484	0,30
31	25-Пд.Г вїзд	2900-2905	1,76
32	25-Пд.Г вїзд	2900-2905	1,17
33	817-Пасічна	2225	1,17
34	817-Пасічна	2500-2505	0,40
35	817-Пасічна	3062-3067	0,60
36	817-Пасічна	3062-3067	0,33
37	817-Пасічна	4551-4554	0,72
38	5-Рожнятів	5221-5226	2,50
39	5-Рожнятів	5296-5301	1,00
40	62-Завода	4622-4629	0,54
41	71-Завода	4501-4507	0,60

На другому етапі інтенсивне ущільнення відкладів зумовило більш чітку шаруватість породно-шарового середовища та інтенсивний відтік флюїдів із глинистих відкладів і їх перерозподіл. Ці чинники зумовлювали утворення ослаблених зон на контактах прошарків. Під дією напруг у таких зонах відбувається утворення літогенетичних тріщин по площинах на шарування.

На третьому етапі у результаті активних процесів складкоутворення виникли додаткові внутрішньопластові напруги, що сприяли ще інтенсивнішому формуванню літогенетичної тріщинуватості та розшарування порід у при-

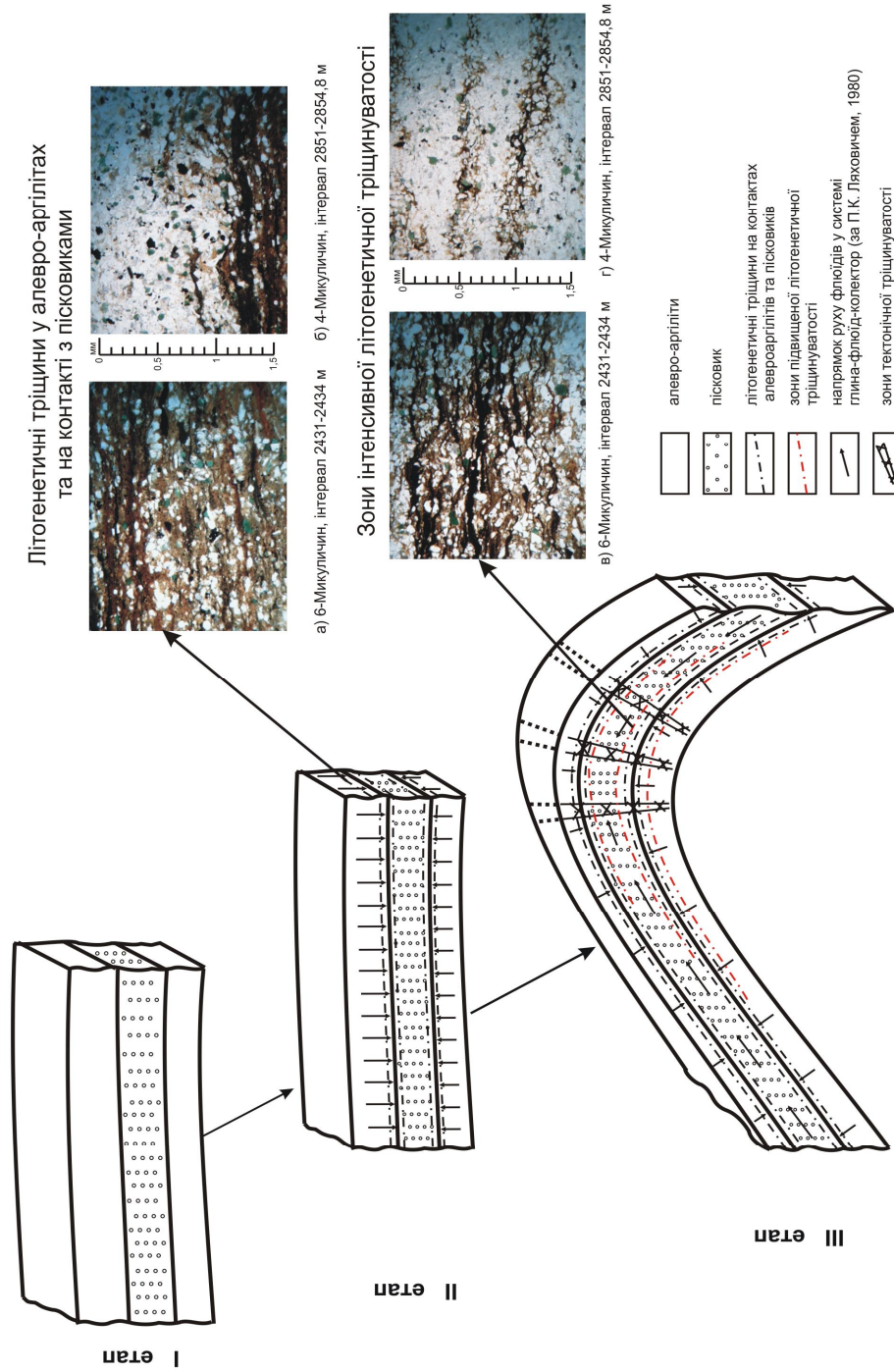
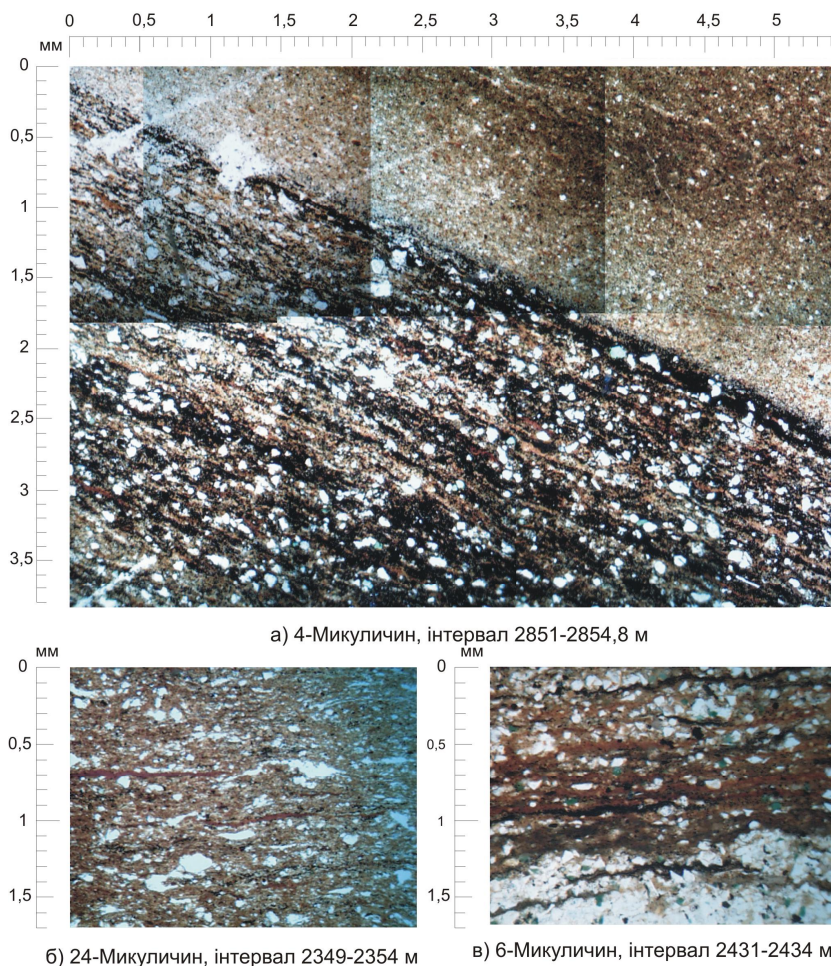


Рисунок 3 – Узагальнена геологічна модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів (за даними П.К. Ляховича (1980), С.С. Куровця, Б.Й. Масвського (2006) та результатами особистих досліджень)



**Рисунок 4 – Пошарові літогенетичні тріщини у алевро-аргілітах Микуличинського родовища вповнені: а, в – чорними, б – коричневими вуглеводневими компонентами**

склепінних частинах структур та на крутих крилах і перикліналях. Під дією тиску продовжуються перерозподіл флюїдів, вони потрапляють у тріщини, що сприяє збереженню розкриття останніх та підвищенню пластових тисків.

Отже, найсприятливішими для утворення літогенетичної тріщинуватості у розрізі є інтервали тонкоритмічного перешарування порід-колекторів по площинах нашарування, а по площі – склепінні ділянки та круті крила і перикліналі локальних структур, а також ділянки біля тектонічних порушень.

За умов формування зон мікротріщинуватості у розрізі палеогенових відкладів Передкарпатського прогину колекторами для нафти і газу можуть бути не тільки пісковики та алевроліти, але і вся товща аргілітів. При дослідженні алевро-аргілітів олігоценів відкладів Микуличинського родовища, нами вставлено численні пошарові тріщини вповнені різнорідними вуглеводневими компонентами (рис. 4).

За результатами досліджень [18] аргіліти олігоценів відкладів Передкарпатського прогину характеризуються значною тріщинуватістю. Відкриті тріщини, що не заповнені мінеральною речовиною часто вповнені бітумінозними речовинами та різнорідними 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 керн, результати випробування свердловин свідчать про велику кількість у розрізі свердловин розущільнених зон та підвищену мікро тріщинуватість порід, що вказує на розвиток саме порово-тріщинних колекторів з переважанням пошарової літоге-



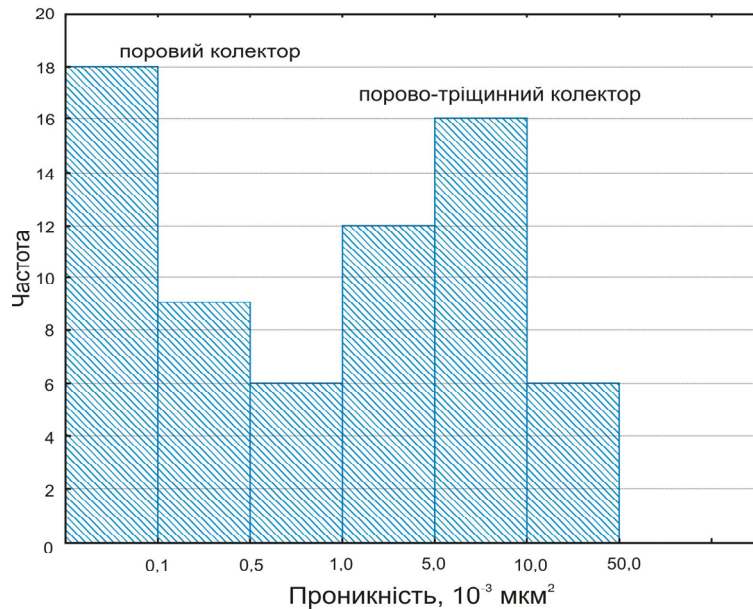


Рисунок 5 – Гістограма розподілу проникності олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину за результатами лабораторних досліджень

нетичної тріщинуватості, що сприяють значним припливам нафти. Нами [21] виконані розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно з формулою Дюпюї. Результати розрахунків свідчать, що для забезпечення припливу нафти у обсязі  $21 \text{ м}^3/\text{добу}$  з розкритого інтервалу клівських пісковиків (-1542,6 – -1602,4 м), ефективна товщина колекторів у якому становить 23,2 м, середня проникність колекторів має досягати  $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Для забезпечення припливу нафти з дебітом  $8,5 \text{ м}^3/\text{добу}$  у свердловині 21-Микуличин з розкритого інтервалу підроговикового горизонту (-1506,6 – -1528,4 м) з ефективною товщиною 4,0 м проникність колекторів повинна становити  $14,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Згідно з [22] проникність порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища змінюється від 0,1 до  $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

На наявність складного порово-тріщинного типу колекторів у олігоценових відкладах вказують також дані визначення ємнісно-фільтраційних показників (пористість і проникність) менілітових нафтоносних відкладів локальних об'єктів південно-східної частини Передкарпатського прогину. На графіку (рис. 5) зображено розподіл значень проникності менілітових порід-колекторів деяких родовищ (Микуличинського, Пасічнянського, Південно-Гвіздецького та Делятинської площі) Надвірнянського нафтопромислового району. Як видно із рисунка 5, бімодальний характер розподілу проникності якісно вказує на наявність двох типів колекторів:

– порового, що характеризується низькими значеннями проникності, переважно до  $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ;

– тріщинного, проникність якого на порядок вища у порівнянні з гранулярними колекторами (переважно  $(5-50) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

Слід зауважити, що переважно у тріщинуватому пласті-колекторі досить важко визначити показові значення проникності матриці породи-колектора і системи тріщин окремо. Хоча в умовах наявності системи односпрямованих тріщин можна визначити окремі складові проникності, за результатами замірів проникності паралельно і перпендикулярно до системи тріщин. Тоді:

$$K_{нар} = K_m + K_{тр} , \quad (2)$$

$$K_{перп} = K_m , \quad (3)$$

де:  $K_{нар}$  – коефіцієнт проникності порово-тріщинного колектора, визначений паралельно до напрямку системи тріщин;  $K_{перп}$  – коефіцієнт проникності порово-тріщинного колектора, визначений у напрямку перпендикулярному до системи тріщин;  $K_m$  – коефіцієнт проникності пористої матриці породи-колектора;  $K_{тр}$  – коефіцієнт проникності системи тріщин.

Аналіз результатів петрофізичних дослідження кернів олігоценових порід-колекторів окремих родовищ Надвірнянського нафтопромислового району згідно такої методики вказує на значну роль пошарових тріщин у формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів. Найбільш характерні результати наведено у таблиці 2.

Крім цього, нашими дослідженнями [23] встановлено, що частка тріщинної ємності у

Таблиця 2 – Результати петрофізичних досліджень кернів олігоценів порід-колекторів (за даними НДШ ВАТ «Укрнафта»)

Свердловина	Інтервал відбору керна, м	Літологічна характеристика	Проникність, мкм <sup>2</sup>		
			⊥		<i>k</i> <sub>тр</sub>
10-Довбушанка	3021	пісковик	4	21	17
10-Довбушанка	3040	пісковик	3,6	25	21,4
53-Довбушанка	2621	алевроліт	0,02	92	91,98
53-Довбушанка	2621	пісковик	0,03	62	61,97
53-Довбушанка	2622	алевроліт	0,01	66	65,99
53-Довбушанка	2622	пісковик	0,74	76	75,26
53-Довбушанка	2623	пісковик	0,88	70	69,12
53-Довбушанка	2623	пісковик	0,15	80	79,85
53-Довбушанка	2624	пісковик	0,01	87	86,99
53-Довбушанка	2624	пісковик	0,01	94	93,99
811-Пасічна	3925-3933	пісковик	1,3	2,13	0,83
50-Луква	1476-1486	пісковик	28,6	41,1	12,5
76-Луква	1443-1455	пісковик	0,1	4,151	4,141
76-Луква	1465-1477	пісковик	0,04	0,17	0,13
7-Пд. Гнізд	3565-3571	пісковик	1,79	3,31	1,52

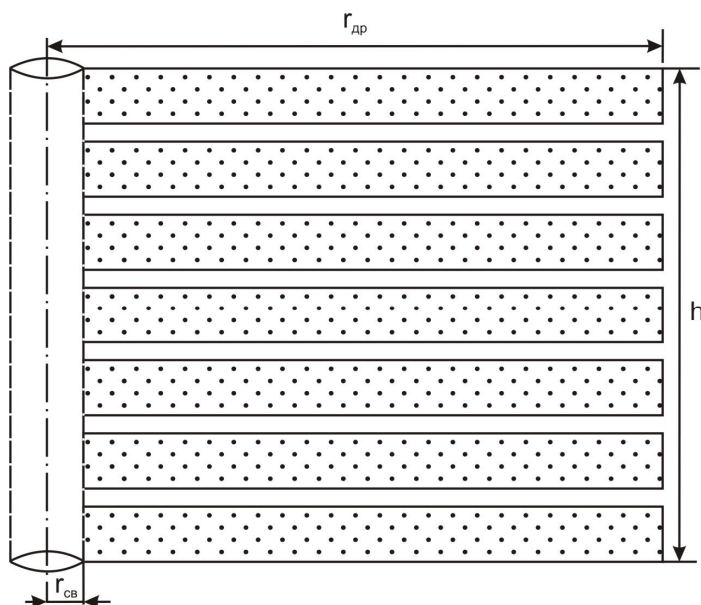


Рисунок 6 – Модель порово-тріщинного колектора за Н. Kazemi [24]

загальному об’ємі порожнеч переважно становить від 1% до 15%.

Тому, для олігоценів теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину слід застосовувати модель порово-тріщинної будови колектора, а не гранулярної, як це прийнято.

Порово-тріщинний колектор, тріщинуватість якого зумовлена системою пошарових літогенетичних тріщин, можна представити у вигляді моделі Каземі [24] (рис. 6). Розрахунок проникності колектора у такому випадку можна проводити за формулою [25]:

$$K_{тр.пл.} = K_m + K_{тр} = K_m + K'_{тр} \frac{nb}{h}, \quad (4)$$

де:  $K_{тр.пл.}$  – коефіцієнт проникності тріщинуватого пласта;  $K_m, K_{тр}$  – коефіцієнти проникності пористої матриці та тріщин;  $n$  – кількість тріщин;  $b$  – розкриття тріщин, м;  $h$  – товщина, м.

$$K'_{тр} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \left[ \sum_{i=1}^n b_i^2 \right]. \quad (5)$$

Розрахувавши проникність для системи горизонтальних літогенетичних тріщин із середнім значенням розкриття 0,08 мм, робимо висновок, що для забезпечення проникності 92 мкм<sup>2</sup> кількість тріщин повинна становити  $n = 1078$  на один метр товщини породи-колектора. Це співпадає з результатами проведених нами досліджень із визначення закономірнос-

тей поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценевих відкладів.

Тріщини у породах-колекторах є динамічними системами, що можуть змикатися і розмикатися залежно від різниці пластового і геостатичного тиску, що діють на тріщинуваті колектори. Особливо чутливими до змикання є субгоризонтальні пошарові тріщини, оскільки вони розташовуються по нормалі до дії геостатичного тиску.

Коефіцієнт стискування мікротріщин  $\beta_{тр}$  у зонах мікротріщинуватості за даними експериментальних досліджень [26] на три порядки вищий від коефіцієнта стискування пор. Тому величина розкриття тріщин залежить навіть від незначних перепадів тиску у пласті, на відміну від порового простору.

У процесі відбору нафти з порово-тріщинного колектора пластовий тиск знижується. При цьому об'єм вторинного пустотного простору порід-колекторів у результаті збільшення різниці між гірським і пластовим тиском, розширення мінеральних компонентів породи та змикання літогенетичних тріщин різко знижується.

У випадку інтенсивного відбору нафти із тріщин пластовий тиск у привибійній зоні свердловини різко знижується. У результаті цього відбувається раптова зміна напруженого стану порово-тріщинних порід колекторів. Літогенетичні тріщини нашарування різко змикаються і перестають бути каналами фільтрації для нафтових вуглеводнів.

З іншого боку, циклічне закачування води, що проводилась на родовищі Спрабері [27] за одночасної експлуатації нафтових свердловин призвела до збільшення пластового тиску до рівня початкового, але збільшення видобутку нафти при цьому не отримано. Це свідчить про те, що на блоки матриці породи-колектора створились перепади тиску, що перевищували капілярні. Тому нафта із пор не потрапляла у тріщини, а, отже, і до вибою експлуатаційних свердловин.

У такому випадку для підвищення нафтовилучення із порово-тріщинних колекторів необхідно зупинити відбір з експлуатаційних свердловин для того, щоб під дією капілярних сил вилучити нафту з порового простору. Нафта під дією капілярних сил почне витискатися у тріщини. Інакше промивання тріщин водою, що закачується, перешкоджатиме вилученню нафти з пористих блоків. Ефективність такого способу підтверджується дослідженнями І.П. Попова [28]

Дослідження особливостей нафтонасичення пустотного простору олігоценевих порід-колекторів комплексними мікроскопічними методами вказує на те, що породи-колектори олігоценевих відкладів родовищ Надвірнянського нафтопромислового району характеризуються розвитком системи пошарових літогенетичних тріщин. В останніх переважно сконцентровані вуглеводні з більшою молекулярною масою порівняно з матрицею породи-колектора [29]. При різкому змиканні тріщин,

малорухомі асфальто-смолисті компоненти "запечатують" тріщини, і вони перестають бути каналами фільтрації. Дана проблема є актуальною, оскільки у такому випадку закупорюються високопроникні фільтраційні канали, що зумовлює неповне дренавання покладів. У кінцевому результаті зменшуються дебіти свердловин та нафтовіддача покладу загалом.

Тому в процесі розробки вказаних продуктивних горизонтів необхідно запобігати закриттю літогенетичних тріщини нашарування внаслідок падіння пластового тиску, а, особливо, добиватись вилучення з них асфальтово-смолистих компонентів на початкових стадіях експлуатації покладу.

Нами у співавторстві з Б.Й. Маєвським пропонується проводити гідророзрив пласта з використанням відповідних розчинників з метою вимивання високов'язких вуглеводневих компонентів з тріщин та закріплення їх розкриття.

**Висновки.** Проведене нами детальне літолого-петрографічне дослідження з використанням комплексу мікроскопічних досліджень олігоценевих порід-колекторів у кернах та шліфах вказує на широкий розвиток літогенетичних тріщин, розкриття яких, здебільшого, складає перші десятки мікрометрів.

Результати проведених досліджень та узагальнення наявного теоретичного і експериментального матеріалу дали змогу створити узагальнену модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценевих порід-колекторів, а також виділити основні типи нафтонасичення порід-колекторів.

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

Аналіз розробки родовищ Надвірнянського нафтопромислового району вказує на те, що при режимах інтенсивного виснаження їх розробка є неефективною, а процес нафтовилучення залежить значною мірою від структури пустотного простору загалом та тріщин зокрема. Нафтонасичені пошарові літогенетичні тріщини є добрими фільтраційними каналами, що забезпечують значні дебіти експлуатаційних свердловин. Тому у процесі розробки необхідно запобігати змиканню флюїдопровідних тріщин у процесі вилучення з них вуглеводнів.

#### 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 Словарь по геологии нефти и газа / [К.А. Черников, М.Г. Арыстаров, Я.А. Драновский и др.]. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
- 3 Новикова А.С. О трещиноватости осадочных отложений восточной части Русской платформы / А.С. Новикова // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1951. – № 5. – С. 68–85.
- 4 Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники / Белоусов В.В. – М.: Госгеолиздат, 1954. – 591 с.
- 5 Пермяков Е.Н. Тектоническая трещиноватость Русской платформы / Е.Н. Пермяков – М.: Изд-во МОИП, 1949. – 216 с.
- 6 Рац М.В. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород / М.В. Рац, С.Н. Чернышев. – М.: Недра, 1970. – 159 с.
- 7 Соколов Д.С. Основные условия развития карста / Д.С. Соколов – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 322 с.
- 8 Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М. Х. Булач, Л. Г. Белонской. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 103 с.
- 9 Прошляков Б.К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. – М.: Недра, 1987. – 200 с.
- 10 Копыстьянский Р.С. Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии (на примере Карпатского региона) / Р.С. Копыстьянский – К.: Наук. думка, 1978. – 216 с.
- 11 Бортницкая В.М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутова, Э.С. Алешкина // Геология и нефтегазосность Советских Карпат. – Ленинград.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 255-268.
- 12 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.
- 13 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.
- 14 Невский В.А. Трещины различных генетических типов в горных породах / В.А. Невский // Советская геология. – 1973. – № 8. – С. 58-68.
- 15 Сафаров И.П. Некоторые данные о физических параметрах коллекторов нефти северо-западной части Внутренней зоны Предкарпатья (месторождение Борислав и прилегающие к нему площади) / И.П. Сафаров, Л.Н. Столяр, В.И. Окунев // Геология и нефтегазосность Советских Карпат. Тр. УкрНИГРИ. – 1968. – Вып. 4. – С. 269-282.
- 16 Нестеренко М.Ю. Методика обгрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів / М.Ю. Нестеренко, Ю.І. Петраш, Г.П. Боднарчук // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазосних надр України, 1997-1998. Т. 2. – С. 3–11.
- 17 Бобровник М.Д. Петрографический метод определения продуктивности нефтегазовых горизонтов в Предкарпатском прогибе / М.Д. Бобровник, Б.П. Пелипчак // Нефть. и газ. пром-сть. – 1979. – № 4. – С. 1-3.
- 18 Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко – К.: Издательство Академии наук УССР, 1962. – 368 с.
- 19 Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: [учеб. для вузов] / В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1990. – 323 с.
- 20 Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах / А.П. Лисицын – М.: Наука, 1991. – 271 с.
- 21 Маевський Б.Й. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину / Б.Й. Маевський, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С. 33-36.
- 22 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
- 23 Маевський Б.Й. Особливості ємнісно-фільтраційних властивостей олігоценових порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів / Б.Й. Маевський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка, М.В. Ляху // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 2. – С. 11-13.
- 24 Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distribution / H. Kazemi // Soc. of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – P. 451-426.
- 25 Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Голф-Рахт Т.Д. ; пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
- 26 Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор – М.: Недра, 1971. – 231 с.
- 27 Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор – М.: Недра, 1980. – 288 с.
- 28 Попов И.П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порово-трещинного типа / И.П. Попов // Геология нефти и газа – 1992. – №10. – С. 42-46.
- 29 Маевський Б.Й. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маевський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №1. – С.7-10.

Стаття поступила в редакційну колегію  
09.02.09

Рекомендована до друку професором  
Б. Й. Маевським