

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ЗДЕРКА ТАРАС ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 553.982/981(477.8)

ЛІТОГЕНЕТИЧНА ТРИЩИНУВАТИСТЬ ТА ЇЇ ВПЛИВ НА
НАФТОНОСНІСТЬ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
(на прикладі олігоценових відкладів Надвірнянського
нафтопромислового району)

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:
Маєвський Борис Йосипович
доктор геолого-мінералогічних наук,
професор

Івано-Франківськ - 2009



d344

d 344

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1	
СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРИЩИНУВАТОСТІ НАФТОНОСНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	11
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТРИЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ЇХ НАФТОНАСИЧЕНОСТІ	31
РОЗДІЛ 3	
ОСОБЛИВОСТІ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРИЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ	49
3.1 Основні аспекти формування і збереження літогенетичної тріщинуватості	49
3.2 Роль літогенетичних тріщин у формуванні порово- тріщинних колекторів та характер їх поширення у межах локальних об'єктів	77
РОЗДІЛ 4	
ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ	96
РОЗДІЛ 5	
ВПЛИВ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРИЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ І ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ	120
5.1 Підрахунок запасів нафти у порово-тріщинних колекторах	122
5.2 Вплив літогенетичної тріщинуватості на нафтовилучення із олігоценевих порід-колекторів	127

ВИСНОВКИ	146
ДОДАТКИ	149
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	151

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпеченість України паливно-енергетичними ресурсами – одне з головних завдань сьогодення. Незважаючи на те, що обсяг неосвоєних ресурсів оцінюється в 8,4 млрд. т (1,2 млрд. т у межах Західного нафтогазоносного регіону) умовного палива, Україна належить до країн, що відчують дефіцит власних вуглеводневих ресурсів. Освоєння їх вимагає ефективного ведення доопитування, дорозвідки та ефективної розробки нафтових родовищ у старих, добре освоєних регіонах, до яких відноситься Західний нафтогазоносний регіон та Надвірнянський нафтопромисловий район (НПР) зокрема. У цьому відношенні проблема літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів та її вплив на нафтоносність локальних структур має важливе теоретичне і практичне значення.

Актуальними є питання формування літогенетичних тріщин, встановлення особливостей та закономірностей їх поширення в межах локальних нафтогазоносних об'єктів, вплив пошарової літогенетичної тріщинуватості на дренавання нафтових флюїдів у порово-тріщинних колекторах, а також зміна ємнісних властивостей порід-колекторів з глибиною їх залягання. Цілеспрямованих досліджень з цих питань на родовищах Надвірнянського нафтопромислового району практично не проводилось, тому саме їх вирішенню присвячена дана дисертаційна робота.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетної теми "Створення геолого-математичної

моделі оцінки тріщинуватості порід-колекторів нафти і газу в зонах їх деформації" № держреєстрації 0108U006621 науково-дослідного інституту нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ), що виконувалась на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, у якій здобувач брав безпосередню участь, а результати наукових розробок автора покладені в основу дисертаційних досліджень.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є встановлення умов та закономірностей формування літогенетичної тріщинуватості та її впливу на нафтоносність олігоценових порід-колекторів Надвірнянського НПР і їх фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ).

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно розглянути і вирішити такі завдання:

1. Дослідити особливості та закономірності просторового поширення літогенетичної тріщинуватості в межах локальних нафтогазоносних об'єктів та її вплив на характер нафтонасичення олігоценових порід-колекторів.

2. Встановити роль літогенетичної тріщинуватості в формуванні ФЄВ порід-колекторів олігоценових відкладів.

3. Створити геологічну модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів у межах локальних нафтогазоносних об'єктів.

4. Встановити закономірності зміни ємнісних властивостей крейдово-палеогенових відкладів з глибиною їх залягання.

5. Виявити основні чинники, що впливають на флюїдопровідність літогенетичних тріщин та ефективність дренування нафтових флюїдів в олігоценових породах-колекторах Надвірнянського НПР.

Об'єкт дослідження: олігоценові відклади Надвірнянського НПР.

Предмет дослідження: літогенетична тріщинуватість, фільтраційно-ємнісні властивості олігоценових порід-колекторів та особливості їх нафтонасичення.

Методи дослідження: комплексні мікроскопічні дослідження порід-колекторів у шліфах, статистична обробка одержаних результатів, геолого-статистичне моделювання та графічні побудови, системно-аналітичний метод обробки геолого-промислової інформації.

Фактичний матеріал. Фондові та опубліковані праці з проблематики дослідження, результати петрофізичних досліджень кернавого матеріалу олігоценових порід-колекторів Надвірнянського НПР (понад 100 зразків зібраних особисто), а також результати комплексних мікроскопічних досліджень близько 700 шліфів, виконаних автором під час навчання в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ (2006-2009 рр.).

Наукова новизна одержаних результатів. До найважливіших наукових результатів слід віднести наступні:

- уперше на підставі комплексних мікроскопічних досліджень встановлено, що літогенетичні тріщини впливають на формування фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів олігоценових відкладів

Надвірнянського НПР та їх нафтонасиченість; із використанням панорамних зображень шліфів встановлено диференціацію вуглеводневих компонентів у матриці породи-колектора з віддаленням від літогенетичних тріщин;

- уперше виявлено закономірності поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценових порід-колекторів та встановлено, що ритмічні зміни процесу осадконагромадження флішових відкладів є передумовою формування у них пошарової літогенетичної тріщинуватості;

- уперше розроблено геологічну модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів у межах локальних нафтогазових об'єктів на прикладі Надвірнянського НПР та встановлено, що найінтенсивніше літогенетичні тріщини утворювались на стадії катагенезу, а також у зонах перегинів пластів і склепінних частинах локальних нафтогазоносних об'єктів, де спостерігається розшарування порід-колекторів;

- дістало подальший розвиток встановлення тенденції зміни емнісних властивостей порід-колекторів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину з глибиною їхнього залягання та коефіцієнта аномальності пластового тиску; з використанням геолого-статистичного моделювання прогнозується можливість існування порід-колекторів із загальною пористістю більше 7 % до глибин близько 8000 м, на яких їхні фільтраційні властивості будуть покращуватись за рахунок тріщинуватості.

Практичне значення одержаних результатів.

Використання результатів досліджень сприятиме підвищенню ефективності прогнозування зон поширення літогенетичної тріщинуватості, що впливатиме на розташування експлуатаційних свердловин і розробку нафтових родовищ, а також їх дорозвідку та подальше ведення пошуково-розвідувальних робіт.

Здобувачем рекомендовано проводити гідророзрив пластів з порово-тріщинним типом колектора та обробку привибійної зони свердловини з використанням відповідних розчинників з метою вимивання високов'язких вуглеводневих компонентів з літогенетичних тріщин та закріплення їх розкриття закачуванням кварцового піску, що суттєво впливає на збільшення припливів нафти до вибоїв експлуатаційних свердловин. Останнє підтверджено під час впровадження запропонованих нами рекомендацій на Південно-Гвіздецькому родовищі.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом

встановлено особливості характеру нафтонасичення порід-колекторів на прикладі олігоценових відкладів Микуличинського нафтового родовища; з використанням методів математичної статистики обробки результатів досліджень літогенетичної тріщинуватості у шліфах встановлено закономірність поширення літогенетичних тріщин; виявлено, що передумовами формування літогенетичних тріщин є ритмічність процесу седиментації, а складні геодинамічні процеси впливали на просторове поширення зон тріщинуватості у межах локальних об'єктів; розроблена узагальнена геологічна модель формування літогенетичної тріщинуватості

олігоценових порід-колекторів; за результатами геостатистичного моделювання встановлено залежність зміни пористості з глибиною залягання порід-колекторів; на основі аналізу роботи експлуатаційних свердловин виділено чинники, що впливають на особливості нафтовилучення із складнопобудованих порово-тріщинних колекторів.

Особистий внесок у наукові роботи, що написані у співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень та основні положення дисертаційної роботи доповідались на: Міжнародній науковій конференції "Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат" (Львів, 2006); Міжнародній науково-практичній конференції "Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці" (Івано-Франківськ, 2007); VII міжнародній конференції "Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины" (Сімферополь, 2007); XII Міжнародному симпозиумі ім. академіка М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр" (Томськ, 2008); Міжнародній науково-практичній конференції "Современные проблемы и пути их решения науке, транспорте, производстве и образовании' 2008" (Одеса, 2008); Всеукраїнській науковій конференції молодих вчених "Сучасні проблеми геологічних наук" (Київ, 2009); Міжнародній науково-практичній конференції "Нафтогазова геофізика - стан і перспективи" (Івано-Франківськ, 2009).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 14 наукових праць, серед яких 7 статей – у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України (1 одноосібна), та 7 – у матеріалах і тезах доповідей на конференціях.

Об'єм і структура роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, 5 розділів, висновків і містить 174 сторінок машинописного тексту, 40 рисунків, 5 таблиць. Список використаних джерел включає 187 найменувань на 25 сторінках.

Робота виконана під науковим керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора Бориса Йосиповича Маєвського, якому автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу та цінні поради під час виконання дисертаційної роботи.

Здобувач висловлює також щиру подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам М.В. Ляху, Л.С. Мончаку, Г.О. Жученко, Г.Д. Горванко, В.А. Старостіну, кандидатам геологічних наук, доцентам О.М. Трубенку, В.Р. Хомину, кандидату геолого-мінералогічних наук І.Т. Штурмак, кандидату геологічних наук, С.С. Куровцю та іншим співробітникам кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за плідні дискусії, цінні поради та практичну допомогу у виконанні дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ
НГАФТОНОСНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Тріщинуваті породи-колектори вже здавна привертали увагу багатьох геологів, що шукали обґрунтування невідповідності між низькими показниками фільтраційно-емнісних властивостей теригенних порід-колекторів, визначених різними методами досліджень, і порівняно високими дебітами свердловин, що їх дренували.

На широкий розвиток тріщинуватих порід-колекторів у багатьох нафтогазоносних провінціях (НГП) світу чітко вказує наявність у теригенних колекторах гранулярного типу високопроникних каналів, що забезпечували значні припливи вуглеводнів до вибою свердловин.

С.С. Шульц [1], Є.М. Смехов, Т.В. Дорофеева [2] на основі аналізу значної кількості фактичного матеріалу встановили, що тріщинуватість здебільшого розвивається у гірських породах не зовсім хаотично, а представлена системами тріщин, які утворюють правильні геометричні сітки.

Автори [3] встановили закономірність зміни густоти тріщин, яка полягає у тому, що густота тріщин переважно визначається товщиною пластів, при цьому чим менша товщина пластів тим більша густота тріщин. На підтвердження встановлених закономірностей наводяться результати дослідження тонкошаруватих теригенних порід розрізу третинних відкладів Карпатської нафтогазоносної провінції (НГП).

Дослідженням тріщинуватості порід-колекторів, а також питаннями генезису тріщин та їх класифікації активно займались В.В. Белоусов [4], Є.Н. Пермяков [5], С.С. Шульц [6], І.І. Чабаненко [7, 8], Т.Д. Голф-Рахт [9], Є.М. Смехов [10, 11], М.В. Рац, С.Н. Чернишов [12, 13], К.І. Багрінцева [14], Р.С. Копистянський [15, 16], А.В. Пек [17], Б.К. Прошляков з співавторами [18] та ін.

Для визначення сукупності тріщин Є.М. Смехов (1961) запропонував термін «тріщинуватість». Під цим терміном автор розуміє повсюдну порушеність гірських порід тріщинами. За таких умов тріщинуватість розглядається ним як пористість, де роль зерен відіграють блоки (нетріщуваті, щільні масиви породи), а роль пор - тріщини [11].

Термін «тріщувата порода» має широке використання у науковій літературі з тріщинних колекторів і не викликає сумнівів і заперечень.

Для характеристики об'єму тріщин у породі відповідно використовують термін «тріщинна пористість», хоча інколи під тим самим значенням використовують «коефіцієнт тріщинуватості» [11].

У відповідності до умов утворення, переважно виділяються тектонічні, літогенетичні тріщини та тріщини природного гідророзриву.

О.Є. Лукін та С.Б. Ларін [19] виділяють наступні типи тріщин: тектонічні, діагенетичні, тектоно-діагенетичні, а також тріщини підводно-зсувної природи.

Виділення тектоно-діагенетичної тріщинуватості як єдиного генетичного типу викликає у авторів сумніви, оскільки до цієї групи будуть віднесені різні за природою діаклази.

Згідно [20] літогенетична тріщина - це тріщина, що утворилась при формуванні гірської породи за рахунок її перетворення: ущільнення, перекристалізації тощо.

Літогенетичні тріщини окремі автори називають ще «діагенетичними» [21], «загальними» [22], «тріщинами первинної окремоті і нашарування» [23], однак на наш погляд, найбільш вдале визначення, саме «літогенетичні тріщини» [24].

Автори [186] відзначають, що нетектонічні тріщини, які ще називають первинними, утворюються на стадії пізнього діагенезу та епігенезу. З іншого боку в породах, які пройшли стадію хоча би перших слабких тектонічних рухів, завжди існують тектонічні тріщини.

Відповідно до генетичної класифікації, розробленої відділом тріщинних колекторів ВНІГРІ під керівництвом Є.М. Смахова [25], діагенетичні (літогенетичні) тріщини відносяться до нетектонічних. Вони утворюються в осаді, що літифікується, за рахунок ущільнення, дегідратації і різних постседиментаційних перетворень. Ширина тріщин коливається у межах 5-50 мкм. Такі тріщини переважно виповнені мінеральною речовиною, а тому при вивченні тріщинних колекторів до уваги не приймаються. Однак у тектонічно активних зонах, на таких, ослаблених діагенетичними тріщинами, ділянках можуть розвиватися

відкриті тріщини. Такі відкриті тріщини авторами [25] віднесені до катагенетично-тектонічних.

Б.К. Прошляков із співавторами [18] дає більш повне визначення літогенетичних тріщин, і вказує, що структурно-текстурні особливості порід-колекторів обумовлюють формування літогенетичної тріщинуватості, а передумови для їх формування закладаються на стадії седиментогенезу, переважно у результаті проявлення ритмічності у будові піщано-алевролітових товщ. На стадії катагенезу під дією різних видів навантажень та фізико-хімічних процесів між прошарками різного гранулометричного складу, виникають тонкі, з розкриттям декілька мікрометрів тріщинки, котрі досить часто згасають або ж розділяються у цілу мережу ритмічних тріщинок.

Згідно з визначенням авторів [18] ритмічність - це періодична повторюваність тонких (міліметри, інколи навіть частки міліметра), часто переривистих прошарків. Крім цього в одному макрооднорідному, визначеному за дослідженнями керну пласті, часто відзначається мікронеоднорідність у вертикальному напрямку, що зумовлена мікросхаруватістю та різним орієнтуванням уламкового матеріалу.

Далі Б.К. Прошляков із співавторами [18] вказує, що в уламкових породах (пісковиках і алевролітах) найбільш важливою з точки зору фільтраційно-ємнісних властивостей є саме мікросхарувата неоднорідність. Вона проявляється у частому перешаруванні мікропрошарків

(менше 1 мм) різного літологічного складу. У таких породах має місце значна анізотропія проникності, тобто значення коефіцієнта проникності відрізняються у різних напрямках. На нашу думку, такі різкі відмінності зумовлені проявленням саме пошарових мікротріщин літогенетичного генезису.

Літогенетичні тріщини в породах-колекторах переважно представлені у вигляді ослаблених (розущільнених) тріщинуватих зон, системами паралельних хвилястих тріщин з шорсткими стінками, орієнтованими у паралельному до нашарування порід-колекторів напрямку. За рахунок шорсткості стінок такі тріщини у щільних пісковиках є досить стійкими до змикання, особливо через відокремлення зерен кварцу від матриці породи-колектора та виповнення ними тріщин.

Згідно з М.В. Рацом і С.М. Чернишовим (1970) тріщини такої морфології відносяться до петрогенетичних (літогенетичних або літогенетичних, які виникають при помітній дії зовнішнього поля напруг) [12].

Під дією геостатичного тиску породи-колектори знаходяться у стані об'ємного стиснення, що безумовно протидіє розкриттю літогенетичних тріщин. Зменшення цих напружень сприяє розкриттю останніх, або ж навіть утворенню нових. Такі новоутворені тріщини дуже часто у літературі іменують тріщинами розвантаження.

О.Є. Лукін та С.Б. Ларін [19] відмічають, що вплив горизонтальних стискуючих зусиль у породному масиві з

пошаровою тріщинуватістю призводить до формування «листуватості» порід.

Листувата текстура [26] - це тонка шаруватість в осадових гірських породах з товщиною прошарків в частки міліметра. Гірські породи з листуватою текстурою мають здатність розшаровуватися на листоподібні пластинки. Іноді таку текстуру порід ототожнюють з сланцевою.

Сланцюватість - це така текстура метаморфічних порід, коли порода, навіть на перший погляд однорідна, розпадається на тонкі пластини і плитки. Сланцюватість - це властивість винятково метаморфічних порід. Тому застосування терміну для визначення текстури осадових порід є, на наш погляд, некоректним.

В.Г. Таліцький, В.О Галкін [27] відзначають, що сланцювата текстура найчастіше є дотектонічним явищем (тобто вона не пов'язана з тектонічними рухами переважно регіонального масштабу), а виникає в умовах вертикальних навантажень.

Як приклад можна навести газове родовище Великий Санді (Big Sandy), яке пов'язане з листуватими (сланцюватими) глинами [28]. Автори вказують, що газ знаходиться у двох системах: а) у системі, що складена тонким перешаруванням алевролітів, пісків і глин; б) системі, що утворена розривними тріщинами, тектонічною тріщинуватістю і площинами нашарування. В останній сконцентрована основна частина запасів газу родовища.

На нафтогазоносність листуватих (сланцюватих) глин баженівської світи Західного Сибіру та менілітової

світи Передкарпаття вказує Т.Т. Клубова [29], відзначаючи, що для колекторів такого типу фільтраційно-емнісні властивості визначаються кількістю і протяжністю ослаблених зон. Пористість колекторів може досягати 5%, а проникність близько 10^{-3} мкм².

Роль горизонтально орієнтованих тріщин, як каналів фільтрації нафти, у верхньотріасових пісковиках родовища Північний Аккар (Казахстан) наводиться С.О. Денком [30]: високопориста - до 12-14 %, але низькопроникна ($(0,3-2,2) \cdot 10^{-3}$ мкм²) матриця породиколектора розбита тріщинами, проникність яких становить $(10,6-37,2) \cdot 10^{-3}$ мкм². Припливи нафти із тріщинуватих пісковиків наближались до 150 м³/добу. Тут же автор відзначає, що досить часто саме розсіченість тріщинами надає теригенним породам-колекторам фільтраційні властивості промислового значення.

Деякі дослідники тріщинуватості порід-колекторів [15, 16, 31, 32], вважають, що визначальною умовою продуктивності тріщинного колектора є наявність відкритих тріщин з розкриттям від міліметра до перших сантиметрів.

Результати гідродинамічних розрахунків Є.М. Ромма [33] вказують на те, що значні припливи нафти і газу у тріщинуватих колекторах можуть бути забезпечені розвиненою системою мікротріщин, розкриття яких не перевищує 100 мкм. Слід відмітити, що до такої думки схиляються і багато інших дослідників Г.І. Баренблатт,

Ю.П. Желтов, А. Бан, Ф.І. Котяхов та ін., що займалися підземною гідромеханікою.

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, слабо-, або сильнозвивисту форму [20].

Найефективнішим методом виявлення мікротріщин є мікроскопічні дослідження шліфів. Цей метод дозволяє проводити прямі визначення величини розкриття та протяжності тріщин у зразках.

Комплекс геолого-промислових досліджень, що застосовується на даний час у процесі дослідження свердловин, не дає змоги однозначно визначати інтервали тріщинних колекторів. Відносно ефективними під час дослідження порово-тріщинних колекторів є акустичні, радіоактивні, та електричні методи каротажу. Для більш детального виділення колекторів складних типів та оцінки їх промислових характеристик у практиці геолого-промислових досліджень застосовують поєднання геофізичних методів з геологічними (відбір керну, шламу, мікроскопічні дослідження, випробування пластів).

Г.Ю. Бойко [34, 35] стверджує, що конфігурація, або розміщення заповненого нафтою резервуара, зумовлена у першу чергу розломною тектонікою і тріщинуватістю як шляхами припливу вуглеводнів і фактором підвищення колекторських властивостей вмістилищ нафти. Тому у

вирішенні практичних завдань зростає роль дослідження тріщинуватості, зокрема, особливостей її поширення.

Саме тому, протягом останніх десятиліть проблема дослідження тріщинуватості порід-колекторів має велике наукове та практичне значення. Особливо це стосується олігоценових відкладів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Надвірнянський нафтопромисловий район охоплює територію Внутрішньої зони Передкарпатського прогину від Лімицького перетину до перетину по річці Прут. На сьогодні у межах району дослідження налічується 15 нафтових і нафтогазоконденсатних родовищ, що приурочені до брахіантиклінальних складок (рис 1.1), формування яких супроводжувалось розвитком насувів і тектонічних порушень. Північно-східні крила в більшості випадків круті 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 порід-колекторів, анізотропією їх фільтраційно-ємнісних властивостей, тектонічною екранованістю покладів.

У тектонічному відношенні переважна більшість родовищ нафти і газу Надвірнянського нафтопромислового району пов'язані з внутрішньою зоною Передкарпатського прогину. На сьогоднішній день, у межах району виявлено три яруси антиклінальних структур, кожен з яких складений з однієї або більше ліній антиклінальних

складок. Перспективи нафтогазоносності найбільше пов'язуються з третім ярусом структур.

Третій ярус структур розповсюджується на весь район і включає від двох (Любіжнянський блок) до семи лінії антиклінальних складок (в Лючківському та Слобода-Рунгурському блоках). У межах ярусу виділяють 26 структур, розбитих поперечними скидо-зсувами на 18 блоків [36].

У межах північно-західної частини третього ярусу структур виявлені найбільші родовища нафтопромислового району: Монастирчанське, Микуличинське, Південно-Гвіздецьке, Гвіздецьке, Пасічнянське, Пнівське, Росільнянське та Битків-Бабченське. Далі на південний схід структури у гіпсометричному відношенні занурюються. Саме з цією частиною і пов'язують основні перспективи нафтогазоносності зазначеного району.

Менілітові відклади тут представлені перешаровуванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів, з переважанням останніх у розрізі. Піщано-алевролітові утворення складають 15-20 % від загальної товщини менілітових відкладів. Прошарки пісковиків менілітової світи переважно незначної товщини і на 80-95% складаються із зерен кварцу, як домішки присутні глауконіт, польові шпати і мусковіт. За гранулометричним складом пісковики переважно тонко-дрібнозернисті, розміри зерен коливаються від 0,1 до 0,25 мм. Цемент кременисто-глинистий і карбонатний складає не більше 20% всієї маси породи. Тип цементації контактовий, базальний поровий. Фільтраційно-ємнісні властивості характеризуються відкритою пористістю не

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Роловища та локальні нафтогазоперспективні об'єкти
Бориславсько-Поліський НТР

Тектонічне районування

I Східноєвропейська платформа

I₁ Дністровський перипатон

I₂ Львівський палеозойський прогин

II Західноєвропейська платформа

II₁ Равно-Руська складчаста зона

II₂ Равно-Руська складчаста зона

III Предкарпатський прогин

III₁ Білче-Волшка зона

III₂ Самбірська зона

III₃ Бориславсько-Політська зона

IV Складчасті карпати

V Закарпатський прогин

Роловища:

1. Бориславське
2. Вижівське
3. Вистрипське
4. Витків-Багненське
5. Вігоссько-Витвицьке
6. Візляцьке
- 6а. Дзвиня
7. Довбушанське
8. Доліньське
9. Заводівське
10. Іванківське
11. Космацьке
12. Луцьківське
13. Миргородське
14. Мельничанське
15. Монастирчанське
16. Новосхідницьке
17. Оріа-Уличинське
18. Пасчіванське
19. Південноотвіздцьке
20. Північнодніпровське
21. Південномонастирське
22. Підліське
23. Підліське
24. Пилицьке
25. Ріпнівське
26. Ріпнівське
27. Рожнятівське
28. Рослянівське
29. Рушівське
30. Семітинське
31. Соколовське
32. Стаське
33. Старосамбірське
34. Станівське
35. Стрипівське
36. Стрипівське
37. Стрипівське
38. Східницьке
39. Тавнівське
40. Чечинське
41. Янівське
42. Слобода-Ругинське

Об'єкти, що перебувають в пошуковому бурінні:

43. Вижівське
44. Вухтовецьке
45. Гулівське
46. Довголуцьке
47. Добромилів-Стрипівське
48. Кубаш-Луканівське
49. Майдан

Об'єкти, що перебувають в пошуковому бурінні:

50. Південнопільська
51. Північнодніпровська
52. Підгірська
53. Смилянська
54. Старосільська
55. Східнолуцьківська
56. Тарпівська
57. Діляківська

Об'єкти підготовлені:

59. Верхньомонастирська
60. Голішівська
61. Жижвацька
62. Лисівська
63. Південнолуцьківська
64. Південномонастирська
65. Північнобілківська (II ярус)
66. Північнозаводівська
67. Пітківська
68. Східнобродівська
69. Терчанська
70. Чечинська
71. Чучківська

Об'єкти виявлені:

72. Богровська
73. Ведичопільська
74. Волно-Блакитська
75. Калнівська
76. Кільська
77. Крипівська
78. Лисівська (I ярус)
79. Нижньобілківська (III ярус)
80. Новинська
81. Нижньодніпровська (III ярус)
82. Опавівська
83. Північноотвіздцька
84. Східницька
85. Східницька (III ярус)
86. Хрещівська
87. Черваська
88. Дісенківська

Виявлені з пошукового буріння:

89. Волківська
90. Лопівська
91. Максимівська
92. Степанівська
93. Тисівська

Граніції тектонічних елементів вищого порядку

край палеоформеного масиву Карпат

доломіт

міл сених

Граніції

деревини

нафтогазових провінцій

нафтогазових та перспективних районів

нафтогазових провінцій

нафтогазових та перспективних районів

Роловища:

нафти

гази

нафтогазові

нафтогазові

нафтогазові

Геологія України

НАК "Нафтогаз України"

Інші організації

в концесії

Нафтогазоперспективні об'єкти:

що перебувають в бурінні

підготовлені

виявлені

Район дослідження

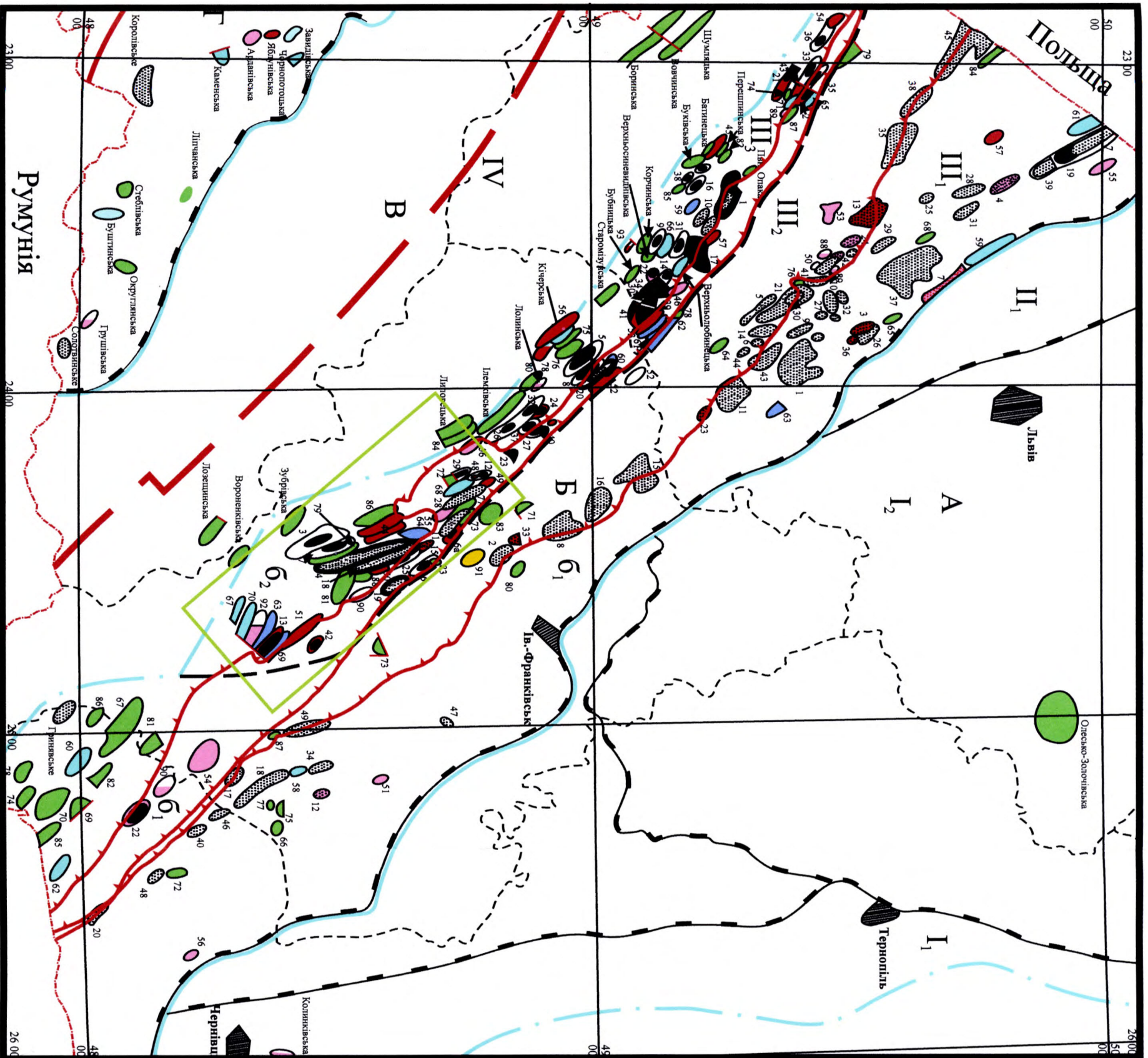


Рис. 1.1 Схема розташування родовищ Західного нафтогазового регіону України (за даними УКРДПРІ, 2000 р.)

більше 15% (переважно 9-10 %) і абсолютною газопроникністю переважно до $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ [37].

Алевроліти, як і пісковики, щільні, тонкошаруваті, складені кварцом з домішками глауконіту, польових шпатів, мусковіту, поодиноких зерен акцесорних мінералів (циркон, гранат, рутил, піроксен, апатит, турмалін тощо). У великій кількості присутні уламки радіолярій і спікул губок. На відміну від пісковиків вміст кластичного матеріалу в алевролітах є значно меншим, а цементуючої маси відповідно більший.

Продуктивні горизонти менілітової світи складені переважно алевритистими дрібнозернистими, місцями середньозернистими пісковиками, рідше алевролітами з глинистим цементом. Коефіцієнт піщанистості становить переважно 9-12%. Значення відкритої пористості змінюється від 4 до 17 % (переважно до 9-10 %), абсолютної газопроникності від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $23 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, іноді може досягати навіть $(43-50) \cdot 10^{-6} \text{ м}$.

Відклади менілітової світи є регіональним нафтогазоносним комплексом. Поклади в олігоценових відкладах характеризуються як багатопластові із значною мінливістю складу порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей, а промислові припливи нафти отримано практично на всіх родовищах.

Вперше менілітова світа була виділена Глокером як «менілітові сланці». Автори [38] звертають увагу на те, що у літературі, яка стосується дослідження Карпат термін «сланці» використовується як вираз вільного

користування. У той же час Є.І. Вульчин [39] доводить повну відсутність ознак метаморфізму в аргілітах, що унеможлиблює використання терміну «сланці» для характеристики даних відкладів. На його думку ці глинисті породи слід називати сланцюватими аргілітами. Явно виражена листуватість і окремість є результатом мікрошаруватості порід, а також орієнтованого розташування органічного і глинистого матеріалу, що сприяє розвитку тріщин в напрямку нашарування порід.

Детальні петрографічні дослідження [40] дають нам підстави також стверджувати, що «листуватість» («сланцюватість») менілітових аргілітів є результатом проявлення саме пошарової літогенетичної тріщинуватості.

Дослідженням тріщинуватості порід-колекторів Передкарпатського прогину ще здавна займались геологи-нафтовики. Згадки про дослідження тектонічної тріщинуватості (загальна тріщинуватість) у відслоненнях та керні зустрічаємо у працях Є.Віндакевича [41], С. Ольшевського [42]. Є. Віндакевич (1878) стверджував, що тріщини порід-колекторів є місцем акумуляції вуглеводнів, а також основними шляхами їх міграції у пластах.

Порівнюючи величини відкритої пористості та нафтонасиченості порід-колекторів менілітової світи К.Богданович та С. Яскульський [43] прийшли до висновку, що пористість пісковиків не є дійсним пустотним простором, оскільки тут не враховано дрібні

тріщинки. При чому, чим складніша тектонічна будова, тим значнішою є кількість тріщинок.

Даний етап геологічних досліджень тріщинуватості знаменувався переважно дослідженнями порід-колекторів Бориславського нафтопромислового району та «бориславського пісковика» менілітової світи.

Наступний етап вивчення тріщинуватості порід-колекторів Передкарпатського прогину пов'язаний з дослідженнями П.К. Гурби [44, 45], В.П. Лінецького [46], В.М. Бортницької та Д.В. Кутової [47], Р.С. Копистянського [48], Г.Н. Доленка із співавторами [49, 50] та ін.

Під час дослідження тріщинуватості порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину основна увага геологів зверталась переважно на тектонічну тріщинуватість. І тільки незначна роль у процесах міграції нафти і газу, формуванні покладів вуглеводнів, а особливо під час розробки родовищ відводилась літогенетичній тріщинуватості.

Так, наприклад, Р.С. Копистянський [48] об'єднує літогенетичні тріщини у систему пластових нетектонічних тріщин паралельних нашаруванню. На його думку такі тріщини розвиваються переважно у алевролітах, аргілітах та глинистих породах. Тріщини такої морфології за його спостереженнями найінтенсивніше розвинуті саме у аргілітах менілітової серії. Тут вони утворюють «пучки» паралельних щілинок без помітного зміщення стінок, дуже рідко заповнені мінеральною речовиною. Так, у

свердловині Делятин-20, в аргілітах менілітових відкладів на глибині 3615-3619 м ширина тріщин заповнених нафтою, досягає 400 мкм.

На думку Т.А. Баранової і В.М. Бортницької [51] більшість тріщин продуктивних горизонтів Заводівського родовища утворились в результаті тектонічних деформацій, але зустрічаються й тріщини нетектонічного походження, які за своїм генезисом віднесені до літогенетичних.

І.П. Сафаров [52], досліджуючи колектори Битків-Бабченського і Долинського родовищ, вказує, що поряд з тектонічною виділяється ще й «капілярна» тріщинуватість, яка забезпечує проникність колекторів. У пластових умовах під дією значних тисків і температур капілярні тріщини перебувають у відкритому стані. Саме такий тип тріщинуватості, на думку автора, зумовлює рівномірну циркуляцію нафти і газу як всередині природного резервуару так і до вибою свердловин.

У цей же час В.М. Бортницькою з співавторами [53, 54] проводилися мікроскопічні дослідження зразків із кернів продуктивної частини менілітової світи Довбушансько-Бистрицького, Битківського та інших родовищ південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Встановлено широкий розвиток літогенетичних тріщин, що приурочені до поверхні напластування різних по складу порід. Це тріщини відкритого і частково відкритого типів. Ширина відкритих тріщин змінюється від 30 до 50 мкм. На думку

В.М. Бортницької літогенетичні тріщини, разом з тектонічними, приймають активну участь у процесах фільтрації нафти до вибою свердловин, так як мають гідродинамічний зв'язок.

М.Б. Рипун [55] вказує, що більшість тріщин за генетичною ознакою належать до тектонічних. Вони, як правило, пов'язані з тріщинами ковзання і розсікають цемент і мінеральні уламки. До діагенетичних тріщин, автором віднесені тріщини, склад яких схожий до складу вміщуючих порід.

Г.Н. Доленко [37] проводив мікроскопічні дослідження порід-колекторів із свердловин Битківського родовища, які характеризувалися високим сумарним відбором нафти. Так у пісковіку з інтервалу 1900-1904 м із свердловини 260-Битків, яка розкрила продуктивний горизонт біля водонафтового контакту, автором встановлено тріщини, шириною близько 10 мкм і довжиною до декількох сантиметрів. Більшість тріщин виповнені вуглеводневими компонентами, що свідчить про їх участь у процесах фільтрації нафти.

Найчастіше хвилясті літогенетичні тріщини з нерівними шорсткими стінками приурочені до границь прошарків з різним літологічним складом. Тому, літогенетичні тріщини відрізняються від тріщин іншого генезису паралельним орієнтуванням до нашарування порід-колекторів.

В однорідних пластах пісковиків ямненської і вигодської світ Заводівського нафтового родовища,

згідно з дослідженнями Т.А. Баранової і В.М. Бортницької [51], літогенетичні тріщини зустрічаються рідше.

За даними досліджень [56] у свердловині Делятин-15 на глибині 4580-4800 м відкрита пористість дрібнозернистих кварцових пісковиків нижньоменілітової підсвіти, залежно від інтенсивної мікротріщинуватості, коливається від 2,77 до 9,7%. Автори стверджують, що на глибинах понад 4,5 км відкрита пористість пісковиків та алевролітів, а отже і промислове значення колекторів нижньоменілітової підсвіти, визначається саме мікротріщинуватістю.

Р.С. Копистянський [57], на основі вивчення напруження порід Карпатської нафтогазоносної провінції структурними і деформаційними методами, встановив, що у Карпатах розвинуті геодинамічні поля напруг різного рангу та масштабу: пластові, локальні (складчасті), регіональні, які приймали активну участь у процесах формування пошарових літогенетичних тріщин. Автором виявлені поля напружень. При чому на думку автора, у деяких випадках дія горизонтальних зусиль переважала над вертикальними, що безумовно сприяло формуванню літогенетичних тріщин та розшарування порід-колекторів.

Значний внесок у вирішення проблеми літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину зроблено і на сучасному етапі її дослідження.

К.Г. Григорчук та ін. [58] вказують, що майже повсюдно у пісковиках менілітової світи відмічені чорні іноді темно-бурі бітуми. Суміжні пачки перешарування

алевритів і пелітів насичені більш рухомими червоними або жовтими бітумами. У таких пачках спостерігались і пошарові відкриті мікротріщинки, що вказує на сучасну флюїдопровідність зон поблизу літологічних границь пісковик-аргіліт та тонкого перешаровування аргіліт-алевроліт.

О.С. Щерба, К.Г. Григорчук, В.П. Гнідець, М.В. Шаповалов [59] відзначають, що при частому перешаруванню алевро-псамітів малої товщини та аргілітів виникають умови для утворення порово-тріщинних та тріщинних колекторів, з переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості.

І.Т. Попп [60] стверджує, що у окремих випадках, при відсутності порових колекторів, у нафтогазоносних відкладх Бориславського і Долинського нафтопромислових районів працюють «нетрадиційні» колектори тріщинного та змішаного (тріщинно-порового або порово-тріщинного) типів, які представлені скременілими глинистими або піскувато-алеврито-глинистими породами.

Авторами [61] у свердловині 9-Іваники встановлено широкий розвиток тріщинуватості, що дало підставу стверджувати, що виявлені у інтервалі (3330-3526 м) поклади нафти у манявських відкладах значною мірою пов'язані з глинистими породами-колекторами тріщинуватого типу.

У свердловині 28-Орів з менілітових відкладів другого структурного поверху (інт. 2947-3035 м) отримано значні припливи газу і нафтогазового конденсату. Відклади складені аргілітами темно-сірими

до чорних, алевритистими, тріщинуватими із дзеркалами ковзання з горизонтальною та вертикальною окремістю [61].

Прояви нафтогазоносності часто приурочені до глинисто-теригенних порід з шаруватою текстурою, які представлені перешаруванням алевролітів і аргілітів. Тонко- і мікروشарувата текстура цих порід сприяла розвитку в них субгоризонтальної пошарової літогенетичної тріщинуватості.

У свердловині 2-Нижня Стинава нафтонасиченими є менілітові пісковики з базально-поровим гідрослюдисто-кремнієвим цементом (кількість цементу близько 20-25 %). У досліджуваних зразках відмічається горизонтальна шаруватість, що зумовлена літогенетичними тріщинами з мікропрожилками органічної речовини. За даними ГДС у розрізі свердловини не виявлено порід-колекторів, хоча при випробуванні отримано промислові припливи нафти і газу.

Б.Й. Маєвський з співавторами [62] за результатами досліджень порід-колекторів та гідродинамічних розрахунків стверджують, що усі літологічні різновиди, якими складена продуктивна товща Довбушанського родовища, несуть ознаки інтенсивної тріщинуватості як тектонічної, так і пошарової літогенетичної. У процесі експлуатації свердловини при зниженні пластового тиску дебіти нафти різко знижувались.

У розрізі менілітової світи в інтервалах перешарування алевролітів, пісковиків та аргілітів малої товщини домінують колектори порово-тріщинного

типу, а в інтервалах залягання пісковиків більшої товщини прогнозується переважання порових та тріщинно-порових типів колекторів.

Наведене вище дає можливість зробити наступні висновки:

1. Дослідженню тріщинуватості порід-колекторів присвячено велику кількість наукових праць, але саме літогенетичній тріщинуватості відводиться незначна увага. Проте наявність літогенетичних тріщин у різних відкладах, їх значна роль у формуванні фільтраційно-емнісних властивостей порід-колекторів, та їх вплив на нафтоносність вказує на необхідність подальшого їх вивчення.

2. Олігоценові відклади палеогену, які представлені переважно ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів є найсприятливішими щодо формування у них пошарової літогенетичної тріщинуватості.

3. Дослідження особливостей літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району є актуальним питанням сьогодення і потребує подальшого вирішення.

4. Важливим є вивчення особливостей просторового поширення літогенетичної тріщинуватості вздовж нашарування, її впливу на мінливість емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів і нафтоносність локальних об'єктів Надвірнянського нафтопромислового району, що і є предметом подальших дисертаційних досліджень.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-
КОЛЕКТОРІВ ТА ЇХ НАФТОНАСИЧЕНОСТІ

Теоретичними і експериментальними дослідженнями спрямованими на вивчення мінливості якісних і кількісних характеристик тріщин займались Ф.І Котяхов [63, 64, 65], В.М. Добринін [66], Ю.П. Желтов [67, 68], Ш.К. Гіматудінов [69] В.М. Майдебор [70, 71], Д.В. Кутова [72] та ін.

І.П. Сафаров та ін. [73], на підставі даних порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих пісковиків, дійшли до висновку про необхідність вивчення тріщинуватості піщано-алевролітових колекторів родовищ Передкарпатської нафтогазоносної області (НГО). Автори зазначають, що більшість зразків керну менілітових пісковиків мають проникність $(1-3) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Проте такі значення проникності не здатні забезпечити значні дебіти добувних свердловин.

В.М. Бортницька з співавторами [53] стверджують, що мікротріщини з рокриттям 20 мкм у палеогенових відкладах Передкарпатського прогину зумовлюють формування порово-тріщинних колекторів. Проникність таких колекторів за даними лабораторних досліджень становить $(15-20) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а тріщинна пористість відповідно складає 0,1-0,3%.

За умов формування зон мікротріщинуватості у розрізі палеогенових відкладів Передкарпатського прогину колекторами нафти і газу можуть бути не тільки пісковики та алевроліти, але і вся товща аргілітів. За

результатами досліджень [37] аргіліти олігоценових відкладів Передкарпатського прогину характеризуються значною тріщинуватістю. Тріщини, що не заповнені мінеральною речовиною, часто виповнені бітумінозними речовинами та різнорідними вуглеводневими компонентами і нафтою, проникнення яких 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 зруйновані зерна кварцу.

Як видно з наведених прикладів, тріщинуватість порід-колекторів забезпечує значне підвищення проникності останніх. Тому на сьогоднішній день дослідження зон розвитку тріщинуватості, а особливо пошарової літогенетичної мікро тріщинуватості, та їх вплив на характер нафтонасиченості порід-колекторів є актуальним питанням яке потребує вирішення.

На даний час існують 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, нафтовилучення тощо.

Найбільш простими і поширеними у використанні є лабораторні методи, що використовуються на всіх етапах дослідження порід-колекторів. Дану групу методів прийнято розділяти на фізичні дослідження кернів порід-колекторів у лабораторних умовах та мікроскопічні (петрографічні) дослідження порід-колекторів оптичними

методами у спеціально виготовлених шліфах та аншліфах. Останні переважно використовуються для оцінки пористості та параметрів мікротріщинуватості (тріщинна пористість, тріщинна проникність, густина тріщин та ін.).

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 дозволяють оцінити інтегральні характеристики привибійної зони свердловини (під час дослідження окремих свердловин) або досить значних ділянок (при дослідженні взаємодії свердловин). У процесі дослідження свердловин на усталених режимах фільтрації визначають проникність методом побудови індикаторних кривих. На неусталених режимах фільтрації за допомогою методу відновлення тиску визначають коефіцієнт п'єзопровідності.

Промислово-геофізичні методи характеризуються переважно відносністю отриманих даних про колекторські властивості порід.

Відносно перспективними при дослідженні колекторів складного типу є акустичні, електричні і радіоактивні методи каротажу [74].

Проте під час дослідження складнопобудованих порід-колекторів геофізичними методами часто отримують неоднозначні результати.

Так наприклад, у свердловині 4-Космач менілітові відклади за результатами інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів у інтервалі 2810-2672 м, при питомому опорі 25-170 Ом·м оцінювались як нафтонасичені, а в інтервалі 2820-2865 м з питомим опором 2-2,5 Ом·м оцінювались як водонасичені. Під час випробування зазначених інтервалів виявилось, що весь розріз менілітової світи водоносний. За результатами петрографічних досліджень характеристика всього розрізу однотипна, а бітумів у тріщинах практично не виявлено.

Найбільш інформативними методами дослідження особливостей пошарової літогенетичної мікротріщинуватості у процесі проведення геологорозвідувальних робіт є мікроскопічні дослідження. Досить ефективним є комплексування мікроскопічних досліджень порід-колекторів з іншими методами (петрофізичними, геофізичними та гідродинамічними).

Мікроскопічні вивчення [53] пустотного простору показали, що пори менілітових пісковиків мають розміри до 30 мкм, з переважаючим розміром пор 10 мкм, що становлять більше 50 % всієї пористості пісковиків. Згідно із класифікацією запропонованою авторами [75] пори за розмірами поділяють на: надкапілярні (макропори) $r > 150$ мкм, капілярні $r = 150 - 0,1$ мкм, субкапілярні (мікропори) $r < 0,1$ мкм. 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 частина такого пористого середовища заповнена залишковою водою.

Проте висока продуктивність свердловин, якими експлуатують менілітові відклади вказує на те, що породи-колектори в загальному повинні мати добрі фільтраційні властивості. Такі розбіжності між лабораторними дослідженнями порід-колекторів і даними промислової експлуатації свердловин пояснюються високими фільтраційними властивостями тріщин, які пронизують низькопроникні пісковики, що перешаровуються з 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 пошарові субгоризонтальні тріщини переважно літогенетичного характеру. Звідси можна зробити висновок, що у фільтраційних властивостях менілітових порід-колекторів значна роль належить їх тріщинуватості [187].

На теперішній час у процесі підрахунку та проектуванні методів освоєння запасів нафти не враховуються особливості будови пустотного простору породи-колектора, а особливо характеру насичення його вуглеводневими флюїдами. Безумовно, дослідження даної проблеми має велике теоретичне і практичне значення для нафтової геології. Достовірне встановлення характеру

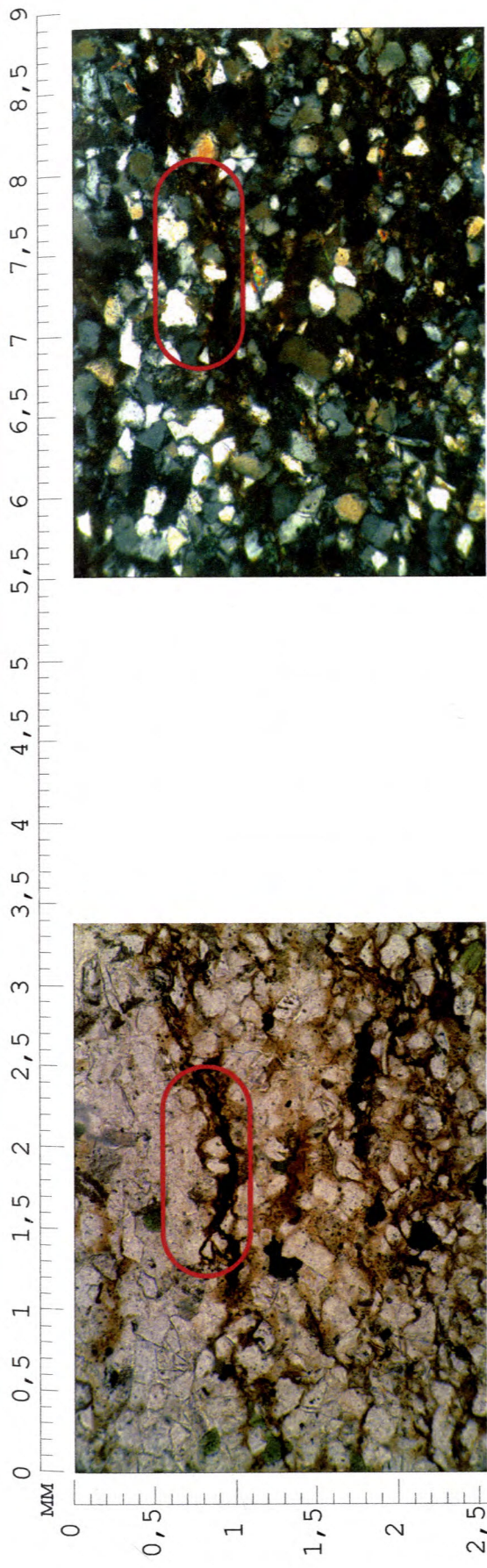
нафтонасичення порід-колекторів та типу їх пустотного простору дозволить більш раціонально розробляти запаси вуглеводнів нафтових родовищ.

З метою вирішення поставлених завдань нами використовувались комплексні макро- та мікроскопічні дослідження олігоценових порід-колекторів [40]. Запропонована методика комплексного мікроскопічного дослідження передбачає собою детальне дослідження плоско-паралельних прозорих шліфів продуктивних горизонтів під поляризаційним, цифровим та люмінесцентним мікроскопами (рис. 2.1).

Дослідженнями шліфів під поляризаційним мікроскопом крім чисто літолого-петрографічних вирішуються ще й такі завдання: встановлення послідовності генерації тріщин, їх морфології та характеру мінералогічного виповнення. Виділяються ранньодіагенетичні пори і тріщини, що пов'язані з синерезисом (ущільнення, що відбувається у процесі виділення рідкої фази із дисперсної структури і супроводжується зменшенням її об'єму), а також тектонічні тріщини різного орієнтування. Визначається присутність органічної речовини і різнорідних вуглеводневих компонентів у матриці породи-колектора та тріщинах.

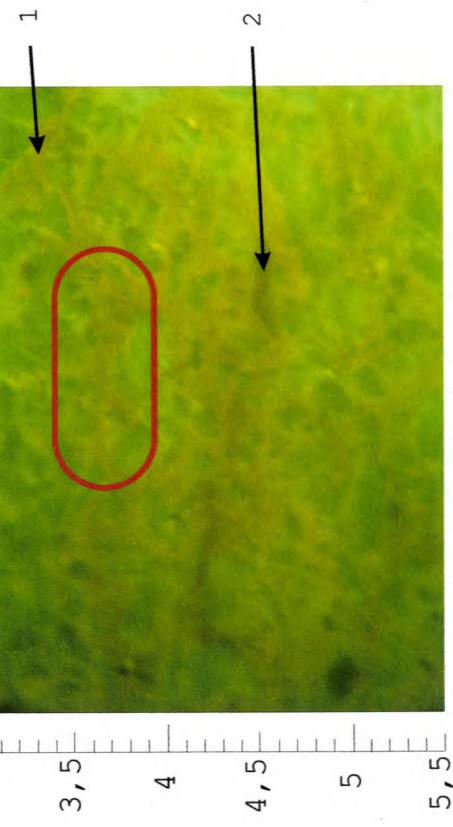
Спостереження в ультрафіолетовому світлі дозволяє за ефектами люмінесценції визначити характер органічної речовини і ступінь її диференціації у породі, а також наявність вуглеводневих компонентів, що насичують пори і тріщини.

Дослідження вуглеводневих компонентів і органічної речовини, що міститься у зразку, проводиться на основі



б)

а)



в)

Умовні позначення:



літогенетичні тріщини виповнені вуглеводневими компонентами



люмінесценсія:

1 - легких, 2 - важких вуглеводневих компонентів в ультрафіолетовому світлі

Рис. 2.1. Кварцовий середньо-дрібнозернистий пісковик із свердловини Монастирчани-1 (інтервал 3711-3715 м), насичений вуглеводневими компонентами; вигляд під мікроскопом: а - цифровим, б - поляризаційним, в - люмінесцентним (Здерка Т.В., 2008р.).

визначення кольору і інтенсивності світіння, як це прийнято при люмінесцентно-бітумінологічному аналізі. Відзначимо, що характер розподілу вуглеводневих компонентів і органічної речовини у породі та їх взаємовідношення з мінералами дають змогу визначати їх син- чи епігенетичну природу відносно до вміщуючої породи.

Залежно від ступеня перетворення бітумінозних компонентів, що знаходяться у мікротріщинах, колір їх може змінюватися від світло-бурого до чорного. Дослідженнями [76] встановлено, що у інтервалах де в мікротріщинах міститься бітум світло-бурого кольору і порода насичена ним, при випробуванні отримано промислові припливи нафти чи конденсату. Такі бітуми авторами названі «живими». В інтервалах залягання водоносних (непродуктивних) горизонтів мікротріщини переважно виповнені мінеральною речовиною, малорухомими перетвореними бітумами чорного кольору. Такі бітуми, відповідно, названі «не живими».

Автори статті [76] відзначають, що спостерігається прямопропорційна залежність між щільністю (густотою) мікротріщин, виповнених «живим» бітумом, ефективною товщиною пластів та їх продуктивністю. При чому щільність і кількість тріщинок є одним з основних критеріїв при оцінці перспектив нафтоносності продуктивних відкладів.

За результатами дослідження шліфів порід-колекторів олігоценових відкладів локальних об'єктів Надвірнянського нафтопромислового району нами встановлено широкий розвиток численних тріщин у піщано-

алевритових породах [40]. Особливу увагу привертає розвиток тріщинуватості, зорієнтованої вздовж нашарування порід. У полі шліфа такі тріщини досить часто мають вигляд зон розушільнення, до яких приурочені максимальні концентрації бітумінозних речовин. В ультрафіолетовому світлі чітко встановлюється зменшення їх концентрації з віддаленням від тріщин у глибину матриці породи-колектора, що характеризується чіткою інтерференційного забарвлення (рис. 2.2). Переважно у видимому полі під мікроскопом досить важко прослідкувати такі зміни, тому нами виконувалось панорамне фотографування шліфа, що дозволяє більш детально досліджувати зміни нафтонасичення порід-колекторів.

В.М. Бортницька з співавторами [53] при люмінесцентному дослідженні порід-колекторів Битківського родовища спостерігали інтенсивне світіння породи по тріщинах і контактах між зернами, при більш спокійному світінні основної маси породи.

М.Ю. Нестеренко із співавторами [77] на підставі досліджень кондиційних значень порід-колекторів 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 від 0,001 до 0,31 %. Такі зони найімовірніше є шляхами міграції нафти з матриці породи-колектора до вибою свердловини.

При дослідженні шліфів продуктивної частини Микуличинського нафтового родовища [40] за участю

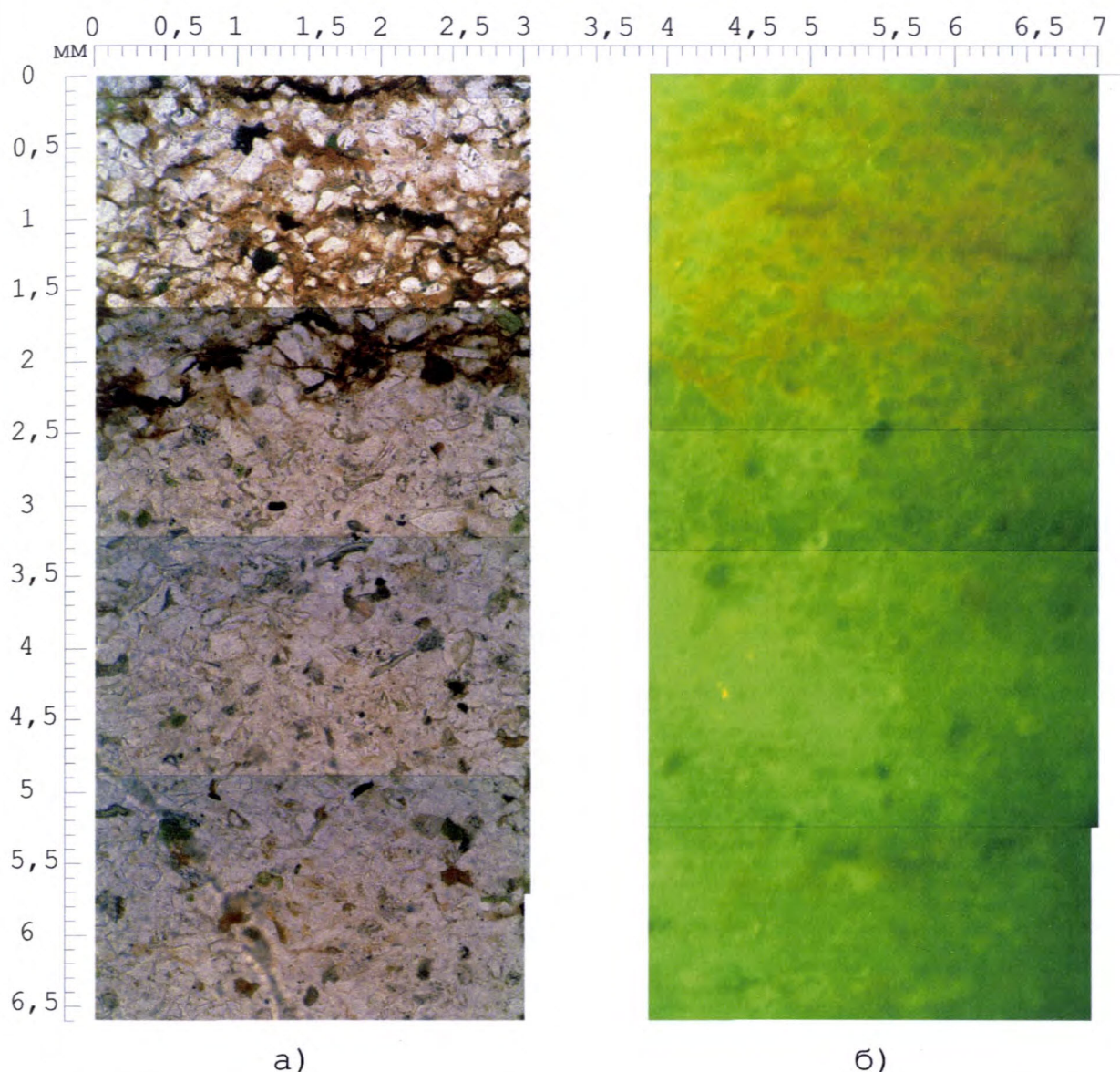


Рис. 2.2. Панорамне зображення диференціації вуглеводневих компонентів у середньо-дрібнозернистому пісковнику із свердловини Монастирчани-1 (інтервал 3711-3715 м) від зони тріщинуватості у глибину матриці породи-колектора:

а - цифровий мікроскоп; б - люмінесцентний мікроскоп

Здобувача встановлено наступні особливості нафтонасичення пустотного простору порід-колекторів:

1) Нафтонасичення порід-колекторів порового типу:

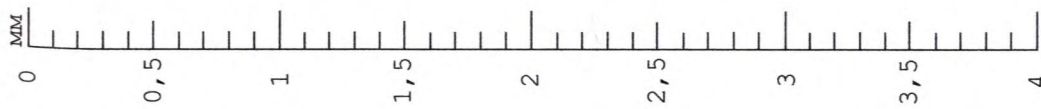
- **поровий однорідний** (масивний) характерний для порід з добре відсортованою уламковою частиною (рис.2.3, а, б). Різномірні вуглеводневі компоненти виповнюють пористе середовище породи-колектора, створюючи типову масивну текстуру нафтонасичення породи-колектора;

- **поровий неоднорідний**, характеризується неоднорідністю будови порового простору породи-колектора (рис.2.3, в, г). Найбільш характерний такий тип насичення для порід з поганим сортуванням зерен та нерівномірним розподілом цементу, коли у породі присутні пори різного розміру. Враховуючи капілярні сили та сили поверхневого натягу такі пори заповнюються різномірними вуглеводневими компонентами по різному.

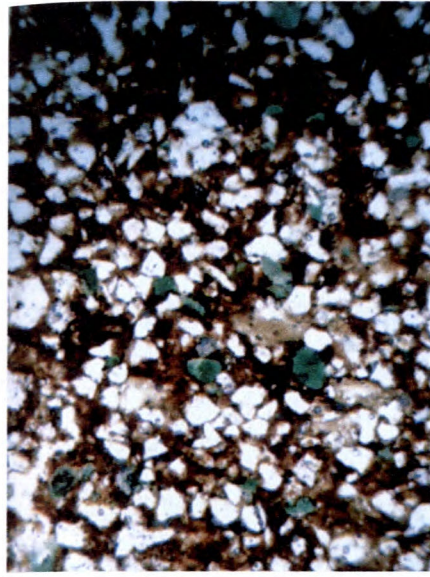
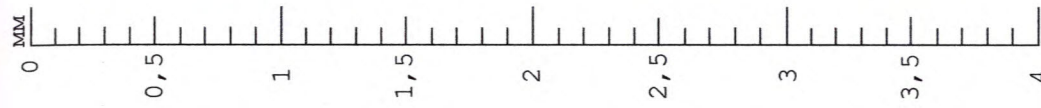
Важливу роль при створенні неоднорідного типу нафтонасичення порового простору відіграють вторинні процеси перетворення породи-колектора (ущільнення, розчинення та регенерація зерен породи, випадання вторинних цементів, тощо).

Поровий неоднорідний тип нафтонасичення є характерним для порід-колекторів крейдово-палеогенового флішу, особливою рисою якого є зміна гранулометричного складу пісковиків. У флішових товщах вони переважно дрібно- і тонкозернисті, у середині шарів гранулометричний склад пісковиків часто змінюється у межах одного шару. Величина зерен змінюється від більших до менших знизу вверх, що зумовлює відповідно шаруватий характер їхнього нафтонасичення.

2) Нафтонасичення порід-колекторів тріщинного типу:



а) свердловина 21-Микуличин,
інтервал 2512-2519 м



б) свердловина 3-Микуличин,
інтервал 2900-2904 м



в) свердловина 7-Микуличин,
інтервал 2163-2168 м



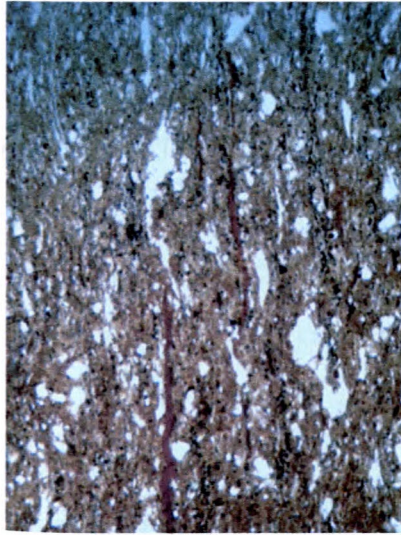
г) свердловина 3-Микуличин,
інтервал 2900-2904 м

Рис. 2.3. Характер нафтонасичення: а, б - поровий масивний, в, г - поровий неоднорідний.

- **тріщинний, пов'язаний з діагенетичною тріщинуватістю.** Досить розповсюджений тип нафтонасичення для менілітових порід-колекторів Передкарпатського прогину (рис.2.4, а). Пов'язаний з тріщинами, які формувались переважно на стадії пізнього діагенезу. Діагенетичні тріщини переважно утворювались у глинистих прошарках, найбільше збагачених розсіяною органічною речовиною та вуглеводневими компонентами. Морфологічно такі тріщини лінзовидні, звивисті, розкритість їх не перевищує 0,01 мм. При спостереженні у відбитому ультрафіолетовому світлі для таких тріщин, переважно притаманні спокійні бурі, буро-червоні кольори світіння бітумінозних речовин, що їх виповнюють;

- **тріщинний, пов'язаний з епігенетичною тріщинуватістю.** Епігенетичні тріщини - це горизонтальні, або субгоризонтальні тріщини, що виникають у породі під дією тангенціальних геодинамічних напруг на стадії епігенезу (рис.2.4, б). Термін епігенетичний застосовується у геологічній літературі для визначення мінералів, пластових флюїдів і процесів - вторинних по відношенню до гірської породи, у якій вони проявляються [20]. Характерним для менілітових порід-колекторів є наявність тріщин вздовж нашарування (рис.2.4, в), що формуються на контакті неоднорідних за складом і структурою шарів порід під дією навантажень, очевидно саме на стадії епігенезу. Морфологічно такі тріщини є звивистими, але на відміну від діагенетичних тріщин вони мають більші розміри, часто січуть зерна породи, для них характерний розвиток

0 0,5 1 1,5 2 2,5 3 3,5 4
мм



а) свердловина 24-Микуличин,
інтервал 2349-2354 м



б) свердловина 6-Микуличин,
інтервал 2431-2434 м

0 0,5 1 1,5 2 2,5 3 3,5 4
мм



в) свердловина 6-Микуличин,
інтервал 2431-2434 м



г) свердловина 8-Микуличин,
інтервал 2561-2565 м

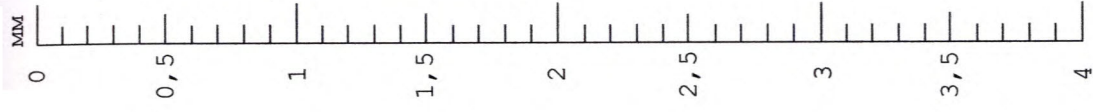
Рис. 2.4. Тріщинний характер нафтонасичення. Нафтонасиченість пов'язана:

а - з діагенетичними лінзовидними хвилястими тріщинами, б, г - з епігенетичними тріщинами, в - з епігенетичними тріщинами в зоні контакту пісковика з глинистим алевролітом.

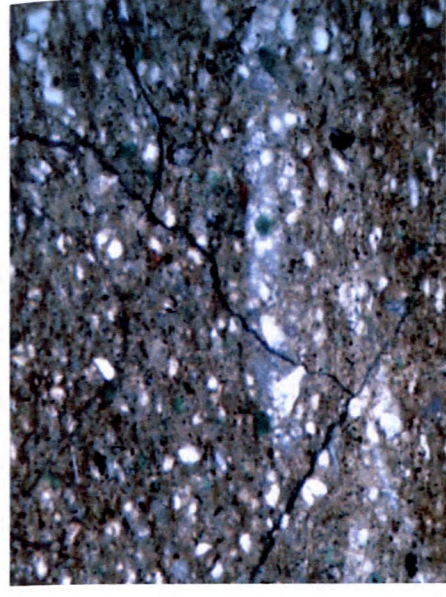
дзеркал ковзання і зон дроблення зерен. Особливою відмінністю таких тріщин для Микуличинського родовища є характерне заповнення їх епігенетичними вуглеводневими компонентами, які зумовлюють шаруватий характер нафтонасичення породи-колектора (рис. 2.4, г). Такий характер нафтонасичення добре простежується при люмінесцентному дослідженні. Тріщини виповнені вуглеводнями, що мають бурі, буро-червоні кольори світіння в ультрафіолетовому світлі, тоді як матриця породи люмінесціює яскравішими кольорами, що свідчить про міграцію більш легких вуглеводневих флюїдів від тріщин у матрицю породи-колектора.

Визначити нижню границю пізнього діагенезу і епігенезу переважно досить важко, оскільки вони є складовими частинами літогенезу осадових порід і плавно переходять одна в іншу. На стадії діагенезу тріщини утворюються переважно за рахунок фізико-хімічних перетворень і дегідратації осадів. Епігенетичні тріщини виникають при помітній дії зовнішнього поля напруг. У зв'язку з цим, діа- і епігенетичні тріщини можна об'єднати у одну групу - літогенетичні;

- **тріщинний, пов'язаний з тектонічною тріщинуватістю.** Характерний для зон тектонічних порушень, а особливо їх взаємного перетину (рис.2.5, б). Тектонічні тріщини, добре простежуються навіть у керновому матеріалі. Переважно вони виповнені кальцитом, інколи спостерігаються примазки вуглеводневих компонентів на стінках тріщин. Найчастіше вони мають вертикальну, або субвертикальну орієнтацію і пересікають поверхні нашарувань.



а) св. 4-Микуличин, інтервал 2851-2854,8 м



б) св. 26-Микуличин, інтервал 2768-2773 м



в) св. 22-Микуличин, інтервал 2407-2411 м

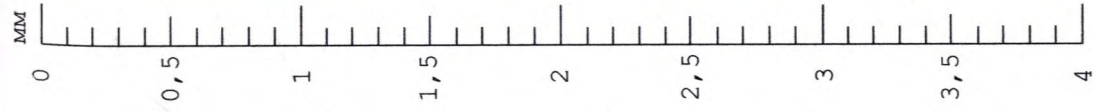


Рис. 2.5. Нафтонасичення порід-колекторів змішаного типу: а - порово-тріщинний шаруватий, б - тектонічно тріщинуватий, в - неоднорідний порово-тріщинний.

3) Нафтонасичення порід-колекторів змішаного типу.

Для неоднорідних палеогенових порід-колекторів часто характерним є одночасний прояв різних типів нафтонасичення, що створює складний (змішаний) характер їхнього нафтонасичення (рис.2.5).

Змішаний характер розподілу вуглеводнів у породах-колекторах менілітової світи Передкарпатського прогину свідчить про те, що зони тріщинуватості відіграють роль не тільки фільтраційних каналів, а й виступають як пустотний простір, в якому сконцентрована значна частина видобувних запасів менілітової світи.

Таким чином, мікроскопічними методами дослідження можна отримати інформацію про умови і послідовність виникнення тріщин різних генерацій, акумуляції у них вуглеводневих компонентів та їх розподіл у пустотному просторі породи-колектора.

На основі проведених досліджень та узагальнень і аналізу наявного теоретичного матеріалу здобувач прийшов до наступного:

1. Проведені детальні літолого-петрографічні дослідження з використанням комплексу мікроскопічних досліджень олігоценних відкладів у кернах та шліфах показали, що пустотний простір породи-колектора має складну будову і представлений порами і тріщинами. Останні у породах-колекторах мають досить широке розповсюдження, а морфологічно є досить різноманітними, що свідчить про те, що породи-колектори менілітової світи є складнобудованими і характеризуються неоднорідною структурою пустот за розмірами та формою, мікрошаруватістю і тріщинуватістю.

2. Пошарові мікротріщини з розкриттям у перші десятки мікрометрів є літогенетичними за генезисом. У більшості випадків мікротріщини виповнені різнорідними вуглеводневими компонентами, частково кременисто-глинистим матеріалом.

3. Встановлені нами особливості нафтонасичення олігоценових порід-колекторів на прикладі Микуличинського родовища (приуроченість значних запасів до зон розущільнення) слід враховувати при закладанні нафтогазопошукових та інших типів свердловин, а особливо при підрахунку видобувних запасів вуглеводнів та виборі методів інтенсифікації нафтовилучення.

РОЗДІЛ 3

ОСОБЛИВОСТІ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ
ОЛІГОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ

Достовірне виділення систем тріщинуватості, які по різному впливають на флюїдопровідність продуктивних горизонтів, має велике значення для вирішення як наукових так і практичних питань нафтогазової геології, які пов'язані з визначенням ФСВ та нафтонасиченості порід-колекторів.

Тому у своїх дослідженнях ми звернули увагу на виявлення особливостей осадонагромадження при формуванні олігоценівих відкладів, формування в них літогенетичної тріщинуватості та відповідно їх нафтонасиченості, а також просторового поширення зон літогенетичної тріщинуватості у межах локальних нафтогазових об'єктів Надвірнянського нафтопромислового району.

**3.1 Основні аспекти формування та збереження
літогенетичної тріщинуватості**

Просторове поширення порід-колекторів з покращеними колекторськими властивостями визначається особливостями геологічного та геодинамічного розвитку відповідної території, що безумовно впливає на розвиток зон літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів.

У палеогеновий час на окремих ділянках карпатського Флішового басейну процес осадконагромадження проходив диференційовано [78]. Причиною такого явища була

відсутність у басейні повсюдно ідентичних умов процесу осадконагромадження (складу осадів, напрямку зносу матеріалу, клімату, хімічних процесів, що проходили у водному басейні та ряду інших).

На основі мінералого-петрофізичних характеристик порід менілітової світи Б.Й. Маєвським та С.С. Куровцем [79] запропоновано модель формування в них флюїдопровідної системи.

На першому етапі формування (від початку - до кінця олігоцену) у ході поступового занурення відкладів до глибин близько 1,0-1,5 км домінували процеси катагенезу. Колекторські властивості порід на цьому етапі істотно не змінилися, пройшла лише їх певна диференціація у просторі. Так, фільтраційно-ємнісні властивості малопотужних алевро-псамітових пачок та приконтартові зони горизонтів значної товщини за рахунок вторинного мінералоутворення зазнали суттєвого зниження.

На другому етапі (передміоценовий час), у зв'язку з тектонічними рухами та складчастістю, у менілітових відкладах під дією тангенціальних зусиль місцями формувались літогенетичні тріщини вздовж нашарування порід.

Пошарові літогенетичні тріщини у породах-колекторах менілітової світи виникали під дією тектонічних напруг у місцях ослаблених контактів шарів з різним літологічним складом. Межа зміни літології по нашаруванні порід є критичною площиною по різні сторони

якої залягають породи з різною гранулометричною характеристикою. При дії напруг у такій зоні відбувається зміщення шарів. За рахунок різної гранулометричної складової швидкість переміщення є різною. У результаті різниці швидкостей по площині контакту зароджується тріщина.

На третьому етапі швидке занурення менілітових відкладів внаслідок насувоутворення (міоцен-пліоцен) спричинило різке збільшення глибин їх залягання. В умовах домінування в розрізі глинистих утворень при локальному і нерівномірному розвитку проникних псамітових та алевро-псамітових шарів відвід продуктів дефлюїдизації глин був утруднений і формувалися аномально підвищені тиски. При процесах складкоутворення виникли додаткові внутрішньо пластові напруги, що сприяли розшаруванню порід-колекторів і ще інтенсивнішому формуванню літогенетичної тріщинуватості вздовж площин нашарування.

Тому тонкошаруватий характер розрізу олігоценових відкладів є важливою передумовою формування корисної (динамічної) ємності по ослаблених зонах на текстурних межах різних літотипів, що веде до формування пошарової літогенетичної тріщинуватості.

Відзначимо, що П.К. Ляхович своїми дослідженнями [80] вказує на значну роль ущільнюючого тиску, який діє під час занурення порід-колекторів, на формування тріщинуватості. Згідно з дослідженнями автора

виділяється три стадії формування тріщинуватості порід-колекторів.

На першій стадії (еміграційній) у процесі ущільнення глини флюїди активно емігрують з них у піщані пропластки. На другій стадії пісковики ущільнюються і починається перерозподіл флюїдів, що призводить до утворення тріщин гідророзриву. На третій стадії флюїди під дією ущільнюючого тиску, який діє на пісковики, переміщуються у тріщини.

М.П. Габінет [81] вказує, що структурно-текстурні особливості крейдово-палеогенових флішових порід Передкарпатського прогину змінюються з глибиною. Під дією гідростатичного тиску збільшується їх густина, формується більш чітка шаруватість і орієнтація розташування уламкового матеріалу.

Седиментологічно обумовлена неоднорідність порід-колекторів істотно посилюється при катагенезі за рахунок нерівномірного розвитку аутигенно-мінералогічної цементації та тріщинуватості [79].

На думку М.П. Габінета (1985), у зв'язку із збільшенням нерівномірного об'ємного стиснення, що визначається дією геостатичного, гідродинамічного і тангенціального тисків різної направленості, у флішових відкладах утворюються системи мікротріщин, що є провідниками флюїдів і ємностями для їх концентрацій.

На локальних підняттях розподіл тріщинуватості визначається їх морфологією [82]. Процес складкоутворення в осадових товщах зумовлений або переміщенням блоків фундаменту вздовж розломів

(переважно на платформах), або дією тангенціальних сил (у складчастих областях), що зумовлює зміни тектонічних напруг всередині товщі порід і формування мікротріщин. Причому у найбільш дислокованих ділянках локальних структур густота тріщин збільшується, особливо у місцях згину та підвертання порід-колекторів.

Утворення літогенетичних тріщин залежить від особливостей седиментації відкладів та відповідно формування породно-шарового середовища флішу.

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 осадконагромадження (седиментації).

В.А. Невський [85] відзначає, що літогенетичні тріщини у теригенних породах-колекторах утворюються під дією внутрішніх напружень, що виникають у процесі формування і подальших змін осадкових порід. Крім цього автор звертає увагу на те, що досить часто спостерігаються складні поєднання літогенетичних і тектонічних тріщин.

Тому дослідження взаємозв'язку літогенетичних тріщин з умовами формування порід-колекторів є актуальним питанням нафтогазової геології, вирішення якого дозволить з'ясувати закономірності просторового поширення літогенетичних тріщин у межах нафтогазоносних об'єктів.

З метою вирішення поставлених завдань, нами були проведені виміри параметрів тріщинуватості (густота тріщин, товщина прошарків порід-колекторів між літогенетичними тріщинами) у шліфах олігоценових порід-колекторів локальних об'єктів Передкарпатського прогину та Надвірнянського нафтопромислового району зокрема [86]. Крім цього у вибірку було внесено зразки і по інших районах Внутрішньої зони. Відзначимо, що досліджувались лише зразки, з літогенетичною тріщинуватістю. Результати дослідження шліфів у яких літогенетичних тріщин не виявлено, до вибірки не вносились.

Як уже зазначалось, більшість літогенетичних тріщин у породах-колекторах групуються в певні системи, що дозволяє використовувати величину густоти тріщин (Γ , мм^{-1}), як критерій тріщинуватості породи-колектора.

За Є.С. Роммом [33] густота тріщин визначається відношенням величини кількості тріщин (n), що перетинають нормаль їх площин, до довжини цієї нормалі (L , мм):

$$\Gamma = \frac{n}{L} \text{ [мм}^{-1}\text{]}. \quad (3.1)$$

Товщина пропластків (h , мм) породи-колектора між літогенетичними тріщинами вимірювалась, як відстань між стінками сусідніх тріщин (рис. 3.1). Фотографії шліфів з інших родовищ Надвірнянського НПР приведені на рисунках 3.2-3.9.

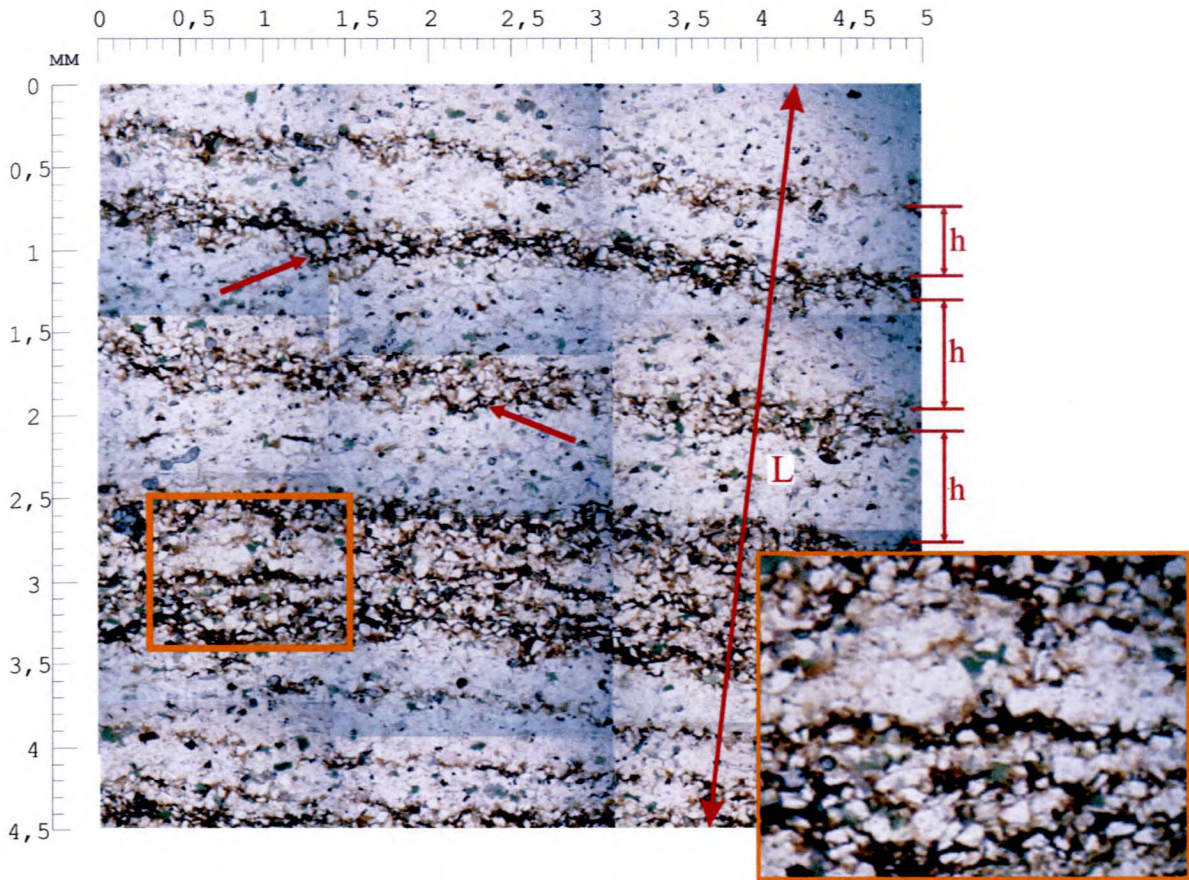


Рис. 3.1. Система субгоризонтальних літогенетичних тріщин нашарування у щільному дрібнозернистому пісковіку. Свердловина 4-Микуличин, інт. 2851-2854,8 м
 → - відокремлення зерен матриці породи-колектора

Результати вивчення шліфів, що характеризують літогенетичну тріщинуватість нафтоносних олігоценових відкладів нами наведено в таблиці 3.1.

З використанням методів математичної статистики у спеціалізованому пакеті StatSoft «Statistica 6.0» нами проведено обробку одержаних даних, що наведені у таблиці 3.1.

Відомо, що основою для обробки і вивчення геологічних даних є закон розподілу випадкової величини, під яким розуміється співвідношення, що

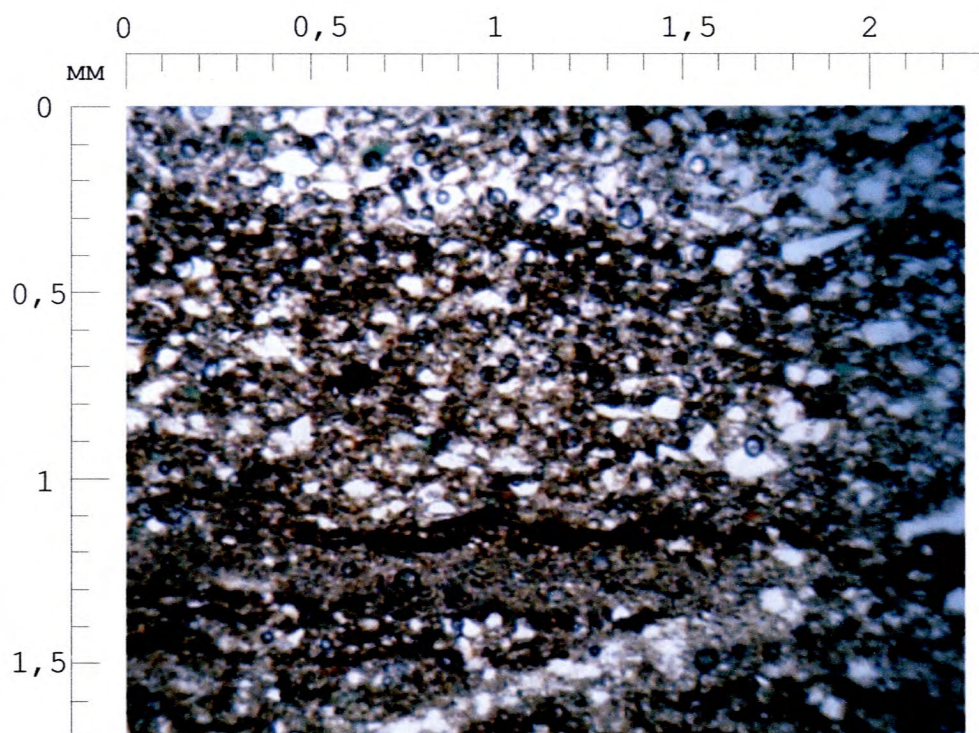


Рис. 3.2. Лінзовидні літогенетичні тріщини
вздовж нашарування на контакті алевроліту та аргіліту.
Свердловина 21-Монастирчани, інтервал 3711-3715 м.

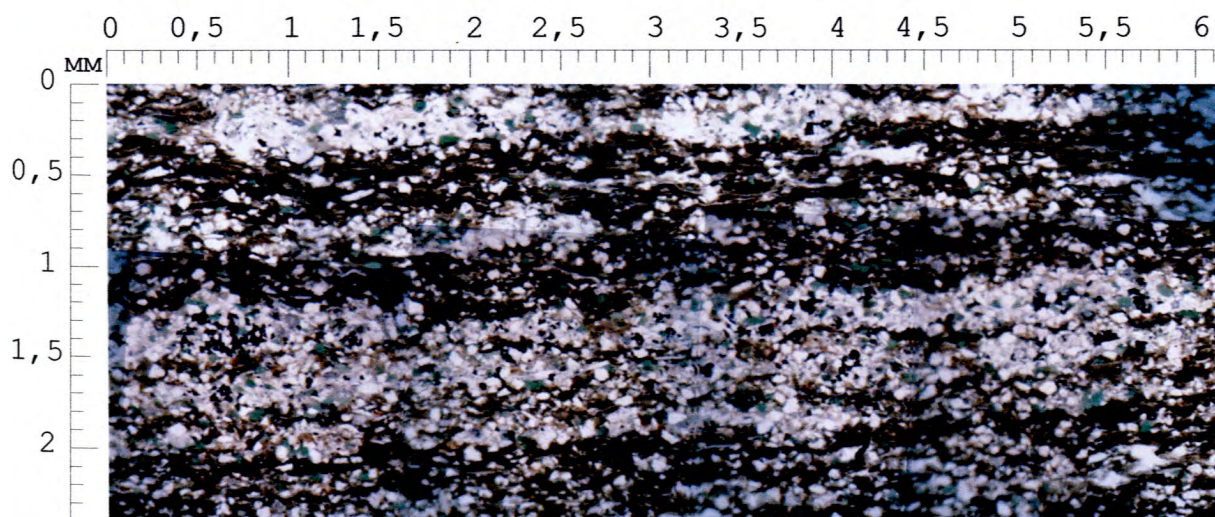


Рис. 3.3. Зона підвищеної літогенетичної тріщинуватості
вздовж нашарування у піщанистому алевроліті.
Свердловина 22-Микуличин, інтервал 2407-2411 м.

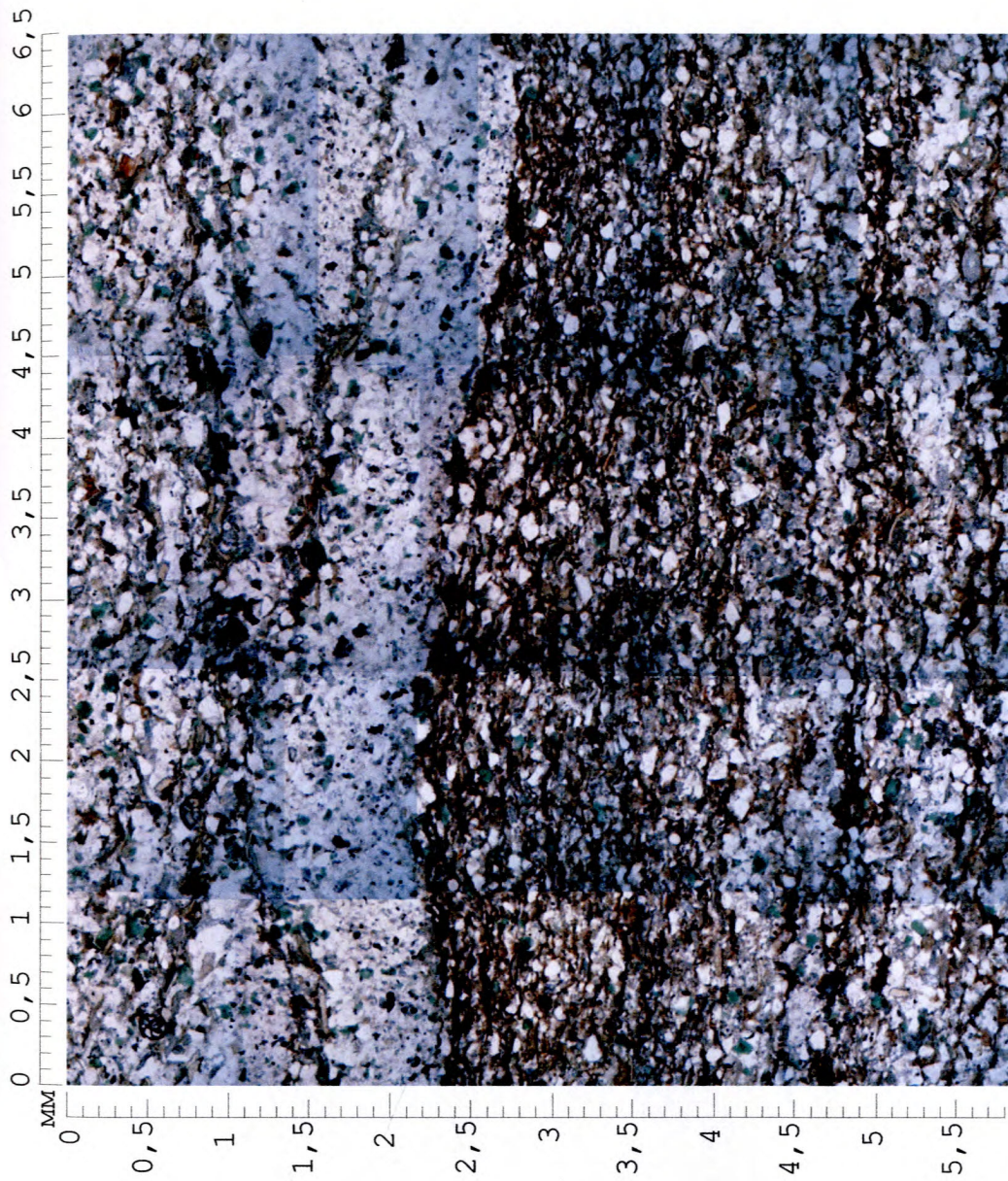


Рис. 3.4. Зона підвищеної тріщинуватості у дрібнозернистому пісковику із свердловини 1-Довбушанка, інтервал 2607-2610 м. Літогенетичні тріщини виповнені вуглеводневими компонентами коричневого і чорного кольору.

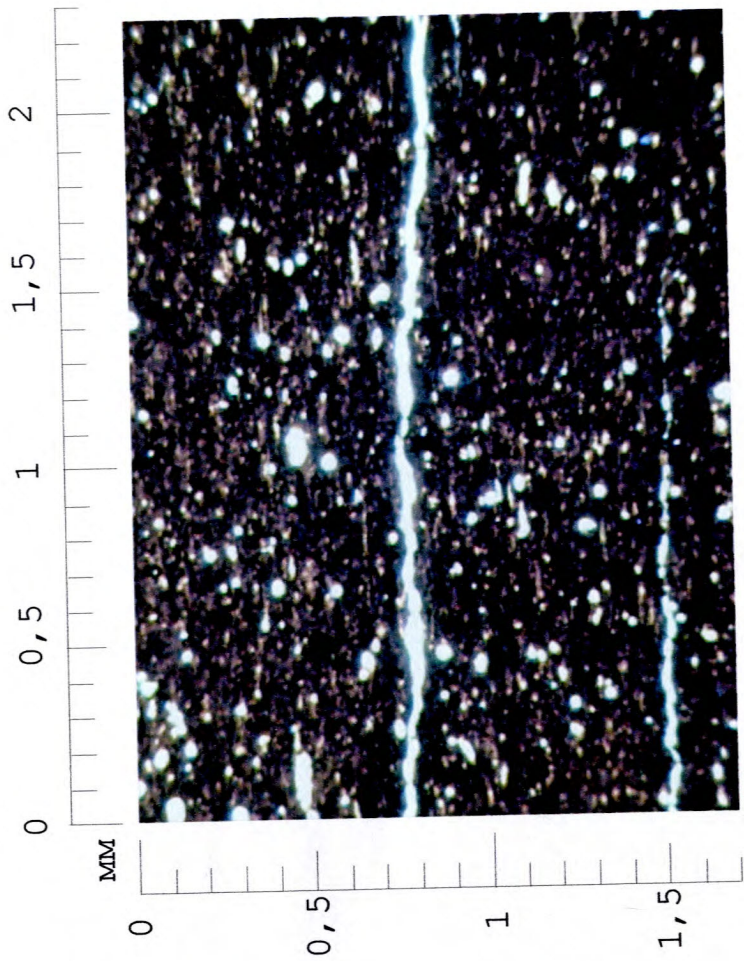
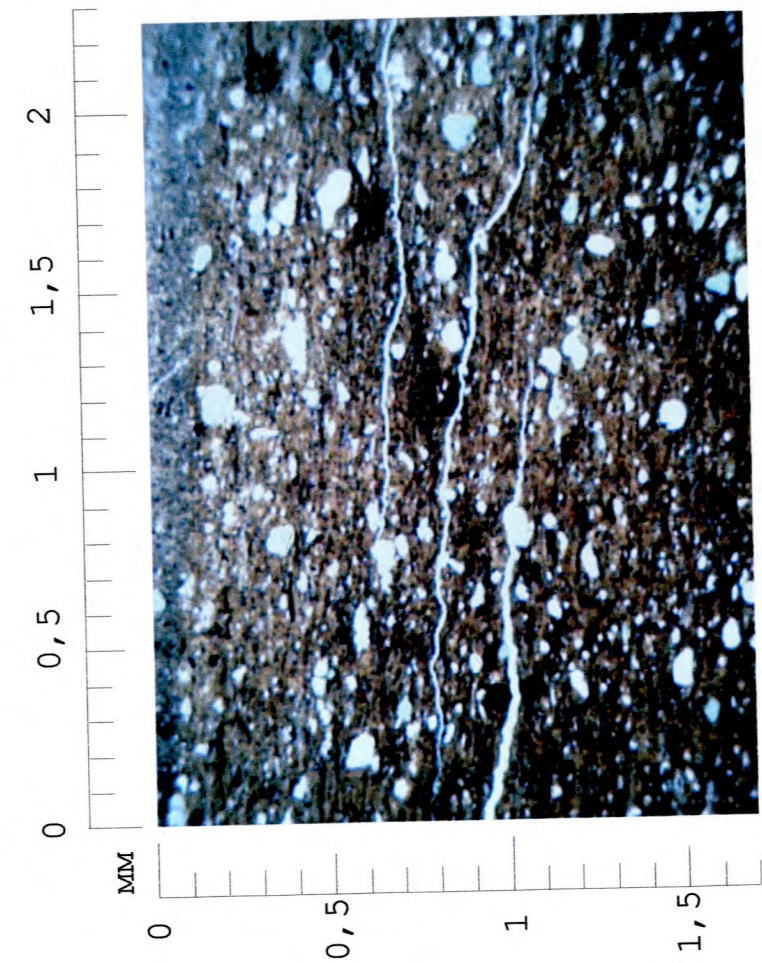


Рис. 3.5. Відкриті літогенетичні тріщини здовж нашарування зі слідами вуглеводневих компонентів на стінках у: а - алевро-аргіліті; б - аргіліті Свердловина 1-Довбушанка, інтервал: а - 2655-2658 м (верх); б - 2635-2645 м (верх).

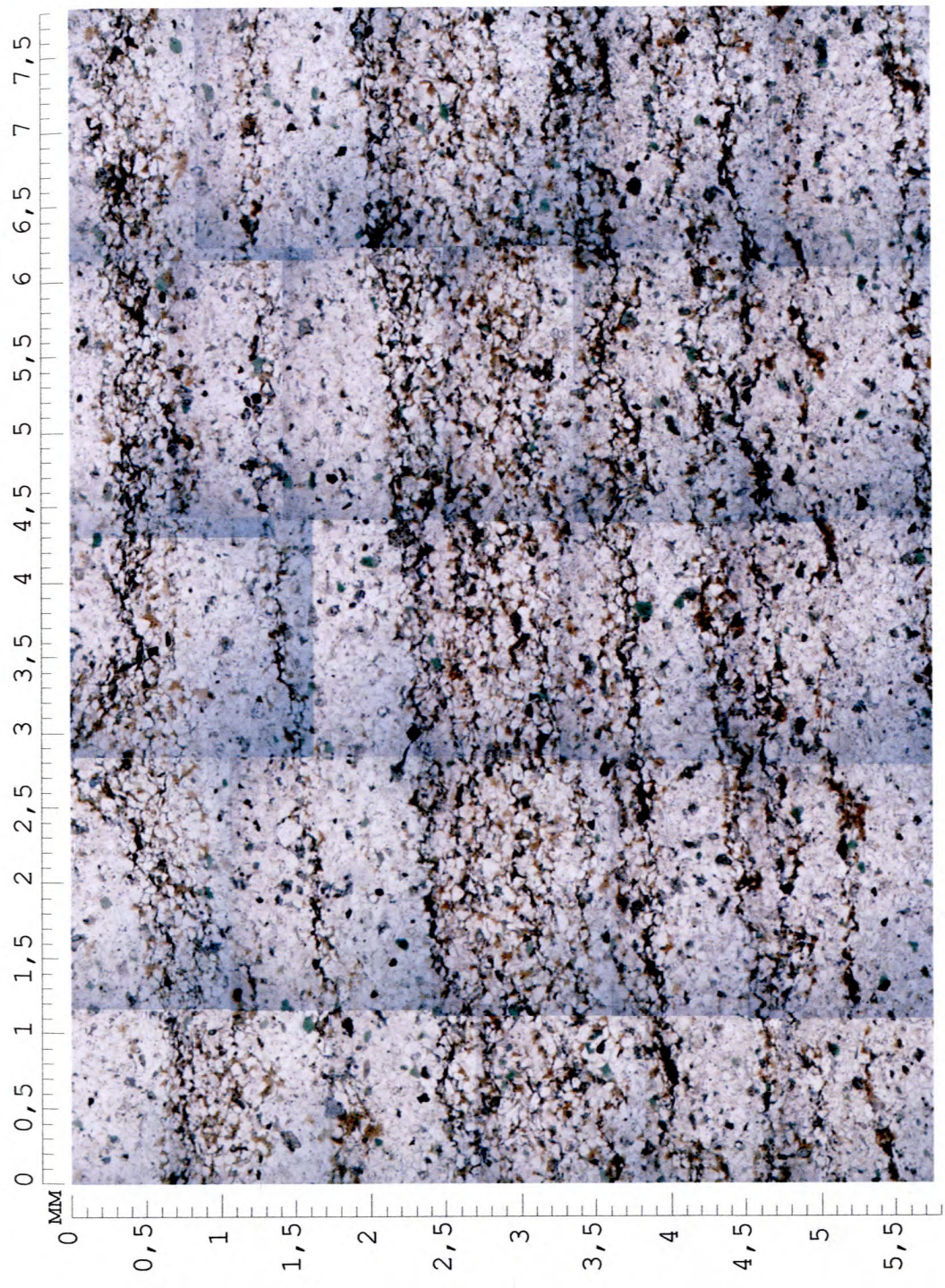


Рис. 3.6. Система літогенетичних тріщин вздовж нашарування у дрібнозернистому пісковнику виповнених вуглеводневими компонентами чорного і коричневого кольору. Свердловина 1-Монастирчани, інтервал 3711-3715 м (низ).

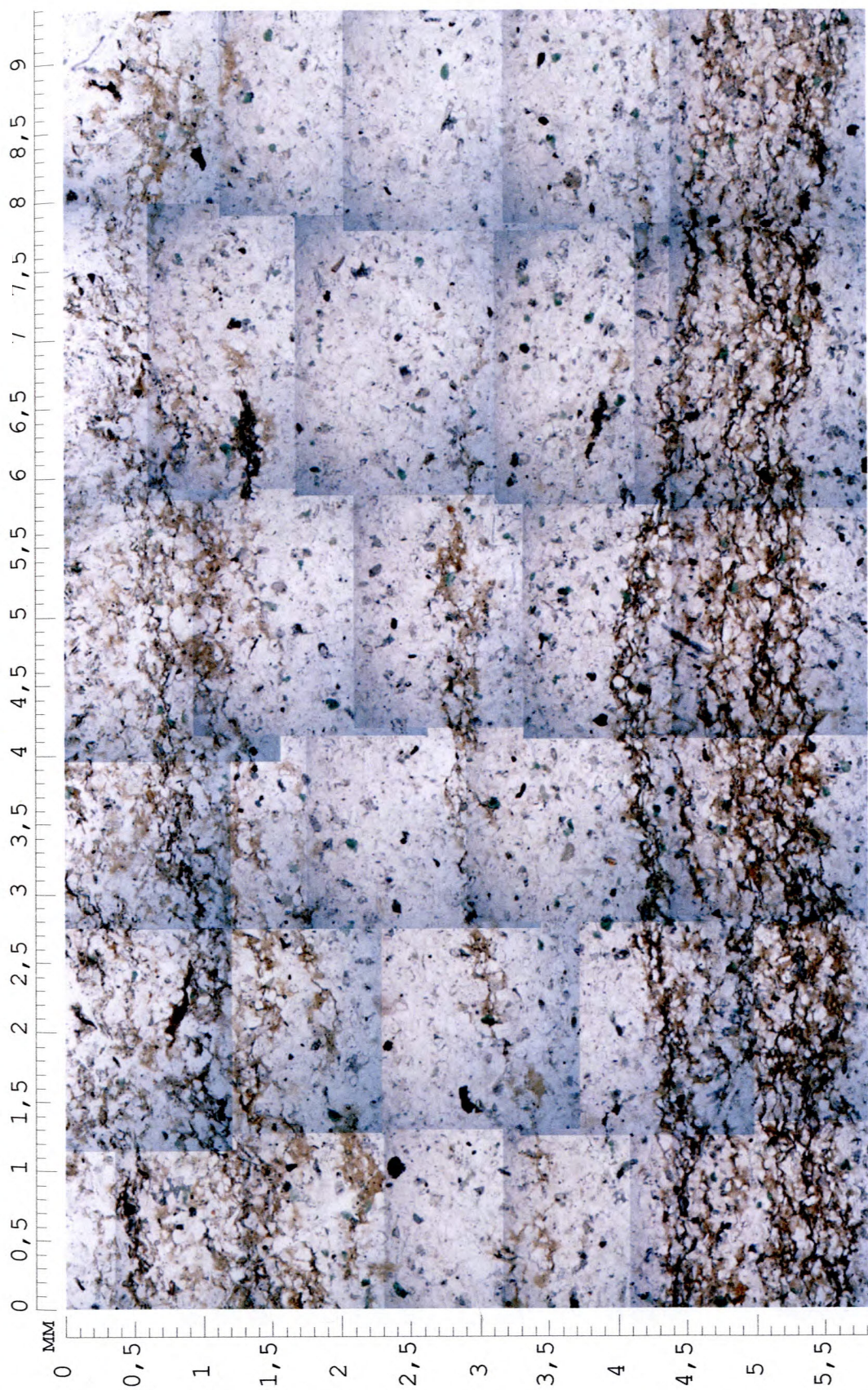


Рис. 3.7. Система літогенетичних тріщин вздовж нашарування у середньо-дрібнозернистому пісковнику виповнених вуглеводневими компонентами. Свердловина 909-Пасічна, інтервал 3865-3867 м

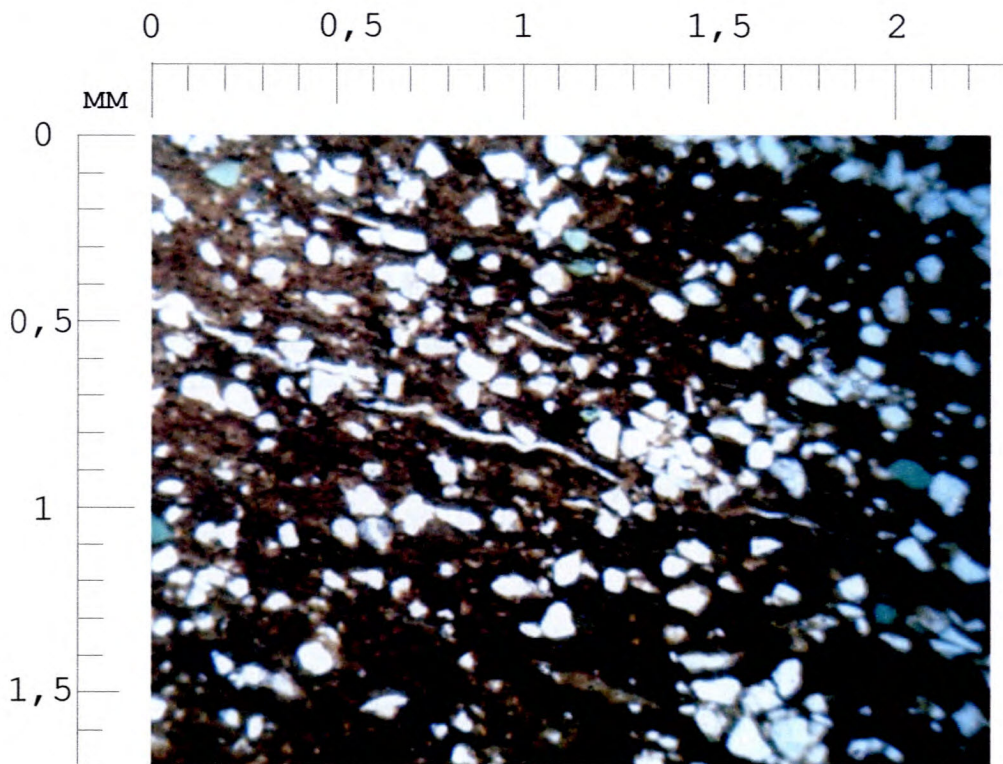


Рис. 3.8 Лінзовидна літогенетична тріщина вздовж нашарування у алевритистому аргіліті. Свердловина 16 - Південногвіздецька, інтервал 3478-3484 м.

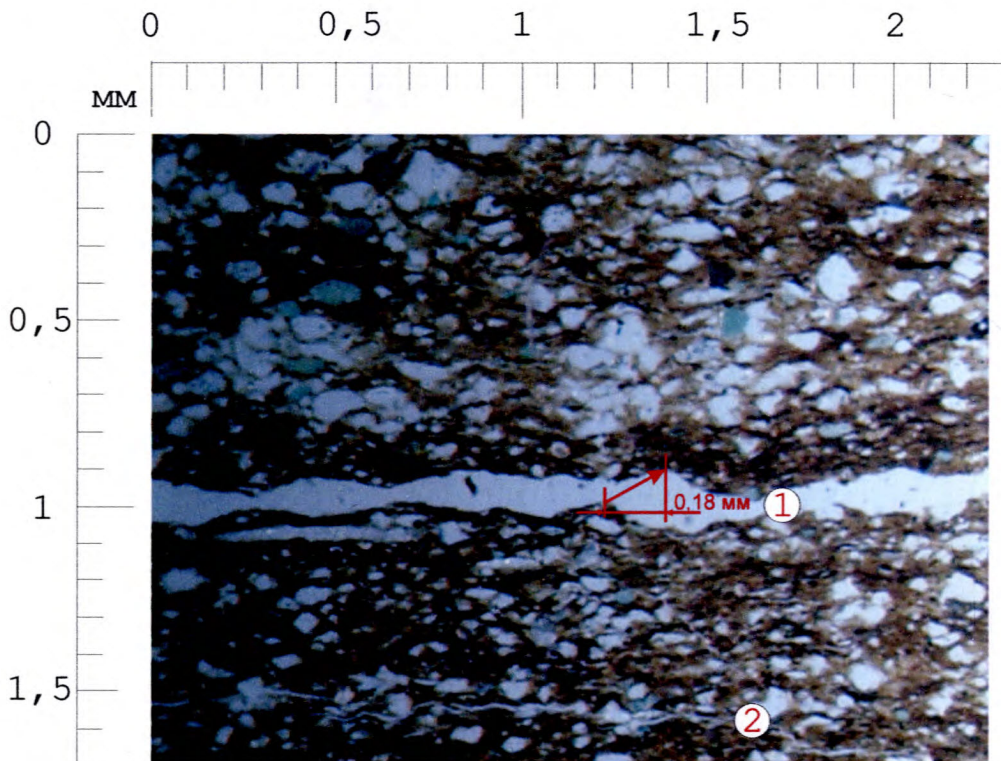


Рис. 3.9 Літогенетичні тріщини здовж нашарування у алевроліті. Свердловина 16 - Південногвіздецька, інтервал 3478-3484 м. 1 - тріщина зі зміщенням 0,18 мм, 2- лінзовидна

встановлює зв'язок між можливим значенням випадкової величини з відповідними їм ймовірностями [87, 88].

Таблиця 3.1.

Результати вимірів параметрів літогенетичної тріщинуватості у шліфах олігоценових відкладів

Номер свердловини	Інтервал відбору зразків, м	Густина тріщин (Г), 1/мм		Усереднена товщина мікропрошарків породи-колектора між літогенетичними тріщинами (h), мм
		3	4	
1	2	3	4	5
3-Микуличин	2442-2448	3/2	1,50	0,5
4-Микуличин	2668-2674	3/2	1,50	0,4
4-Микуличин	2668-2674	5/1,7	2,94	0,25
4-Микуличин	2851-2854,8	8/5,3	1,50	0,4
4-Микуличин	2878-2885	1/3,5	0,28	3,5
4-Микуличин	2878-2885	2/4,5	0,44	2,4
6-Микуличин	2431-2434	4/1,7	2,35	0,2
6-Микуличин	2431-2434	11/8	1,37	0,4
6-Микуличин	2431-2434	4/1,7	2,35	0,2
6-Микуличин	2883-2886	2/2	1,00	0,7
6-Микуличин	2883-2886	2/1,7	1,17	0,6
6-Микуличин	2942-2945	1/1,7	0,58	2
8-Микуличин	2561-2565	3/1,7	1,76	0,3
21-Микуличин	2300-2305	1/2,5	0,40	1,5
21-Микуличин	2385-2395	1/4	0,25	0,5
21-Микуличин	2385-2395	2/1,7	1,17	0,25
21-Микуличин	2505-2512	5/4,5	1,11	0,6
22-Микуличин	2407-2411	6/2,5	2,40	0,4

1	2	3	4	5
23-Микуличин	2880-2883	1/3,3	0,30	3
24-Микуличин	2349-2354	1/3	0,33	2
24-Микуличин	2349-2354	4/1,7	2,35	0,25
21-Монастирчани	3711-3715	4/1,7	2,35	0,35
13-Ор.Улично	2895-2897	6/12	0,50	0,95
13-Ор.Улично	2895-2897	3/7	0,42	0,9
13-Ор.Улично	2900-2902	2/1,7	1,17	0,35
13-Ор.Улично	2902-2904	3/2	1,50	0,9
16-Пд.Гвізд	3386-3390	2/2	1,00	0,4
16-Пд.Гвізд	3431-3438	3/2,3	1,30	0,25
16-Пд.Гвізд	3478-3484	1/1,7	0,58	1,4
16-Пд.Гвізд	3478-3484	3/5	0,30	0,7
25-Пд.Гвізд	2900-2905	3/1,7	1,76	1,1
25-Пд.Гвізд	2900-2905	2/1,7	1,17	0,4
817-Пасічна	2225	2/1,7	1,17	0,3
817-Пасічна	2500-2505	2/5	0,40	0,8
817-Пасічна	3062-3067	2/3,3	0,60	0,4
817-Пасічна	3062-3067	3/9	0,33	0,85
817-Пасічна	4551-4554	4/5,5	0,72	0,4
5-Рожнятів	5221-5226	5/2	2,50	0,1
5-Рожнятів	5296-5301	2/2	1,00	0,5
62-Завода	4622-4629	6/11	0,54	1,1
71-Завода	4501-4507	3/5	0,60	0,95

При цьому приймається, що випадкова величина підпорядковується певному закону розподілу. Результати статистичного аналізу даних, наведених у таблиці, представлені у вигляді гістограм розподілу густоти

тріщин та товщини прошарків породи-колектора між літогенетичними тріщинами (Рис. 3.10, а, б), та підпорядкованість їх відповідним законам розподілу.

З наведеного на рисунку 3.10 видно, що густота літогенетичних тріщин у досліджуваних зразках олігоценових порід-колекторів підпорядковується нормальному закону розподілу. У теорії статистичних досліджень [87] прийнято вважати, що величина має нормальний розподіл тоді, коли на її зміну впливає безліч різних незалежних факторів, кожний із яких зокрема не має переважного значення.

Середнє значення густоти тріщин за результатами досліджень становить $1,145 \text{ мм}^{-1}$, а середньоквадратичне відхилення - $0,75$. Товщина прошарків породи-колектора між тріщинами відповідає логнормальному закону розподілу. Середнє значення товщин прошарків становить $0,82 \text{ мм}$, а середньоквадратичне відхилення - $0,77$. На основі результатів статистичного аналізу [87] однієї або кількох вибірок можна робити висновок про весь вміст тієї генеральної сукупності, із якої ведеться вибір.

Підсумовуючи результати проведених досліджень можемо стверджувати, що в інтервалах розвитку літогенетичної тріщинуватості імовірність наявності тріщин може становити близько 1 тріщина на 1 мм товщини породи-колектора.

На нашу думку, саме завдяки таким особливостям олігоценові алевро-псаміти, відібрані у відслоненнях,

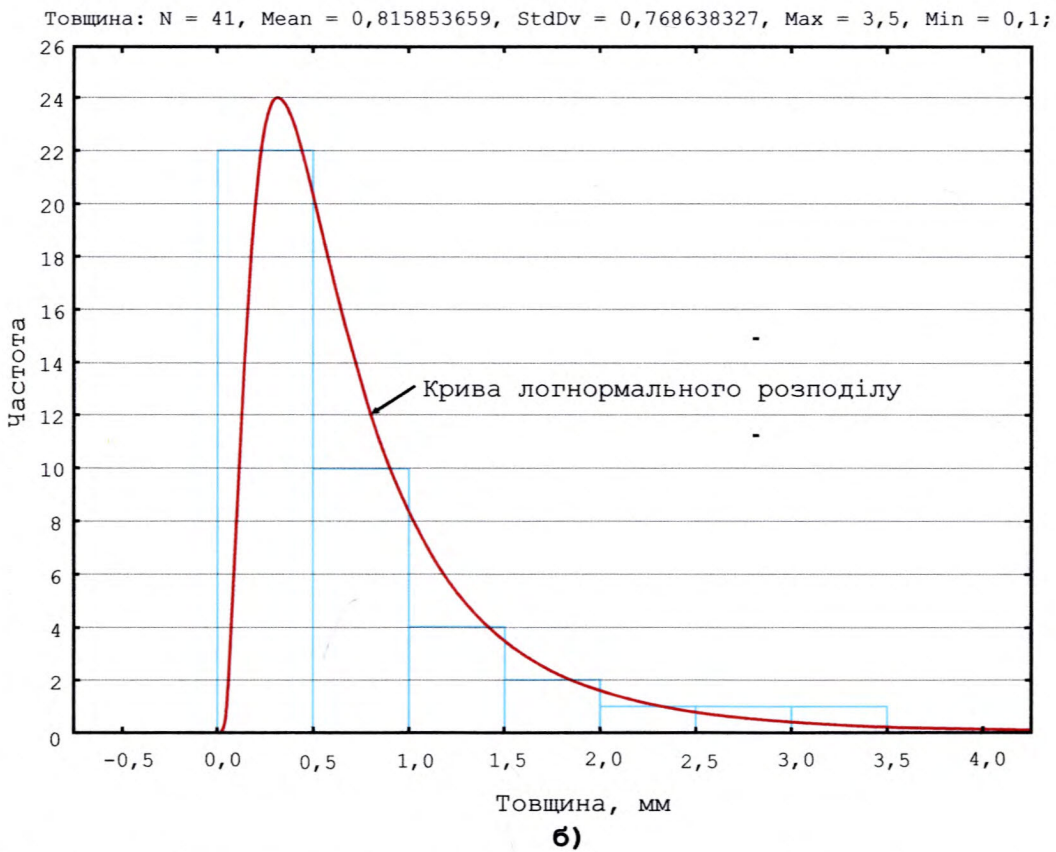
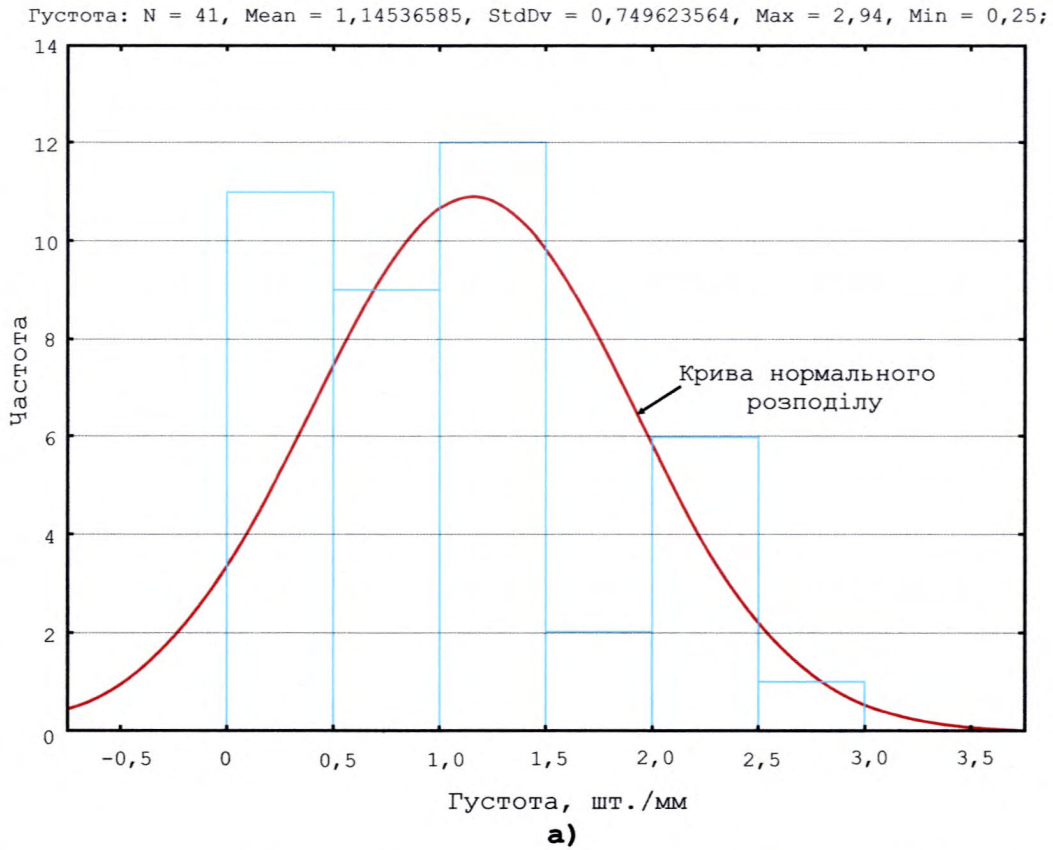


Рис. 3.10. Гістограми розподілу параметрів тріщинуватості у зразках олігоценівих відкладів Передкарпатського прогину: а - густоти літогенетичних тріщин; б - товщини прошарків колекторів між тріщинами

дробляться на пластинки, а в керні на «п'ятаки» товщиною в 1 мм і менше.

Основними чинниками процесу осадконагромадження є джерело і площа живлення, спосіб транспортування, місце і швидкість відкладання та тип матеріалу [89]. Швидкість осадконагромадження змінюється в досить широких межах. Так, на шельфі вона становить 100-300 мм/1000 років (0,1-0,3 мм/рік), на материковому підніжжі до 3000 мм/1000 років (< 3 мм/рік), для глибоководних котловин 60-100 мм/1000 років (0,06-0,1 мм/рік). Швидкість відкладення осадів залежить також від типу матеріалу, що відкладається [90].

За даними досліджень Н. Рупке [91] та Б. Нельсона [92] структура сучасних фенів утворилась при швидкостях седиментації приблизно 1 мм/рік, у період низького стояння рівня моря у плейстоцені. Сучасна швидкість осадонагромадження, яка становить приблизно 0,05 мм/рік, не могла б забезпечити накопичення такої кількості осадів.

Результати досліджень сучасних донних осадів вказують, що в океанах відклади з ритмічною будовою та градаційною шаруватою текстурою трапляються тільки на великих глибинах за межами шельфових зон біля материкового підніжжя.

Ю.Л. Мончак, Л.С. Мончак [93, 94] досліджуючи умови утворення крейдово-палеогенового флішу стверджують, що останні є глибоководними утвореннями і формувались на підніжжі материкового схилу. Транспортування осадового

матеріалу до підніжжя материкового схилу здійснювалося процесами лавинної седиментації, а основним джерелом постачання осадового матеріалу були стоки численних палеорік.

На думку Ю.М. Сеньковського із співавторами [95] Карпатський басейн по суті був естуарієм численних палеорік. Про інтенсивне прогинання дна Карпатського басейну протягом усього палеогенового періоду відзначає також З.В. Ляшевич [96]. Це на думку автора сприяло утворенню своєрідного «відстійника» для твердого стоку з частини Східноєвропейської дренажної системи та утворення захищених палеогенових дельт.

За даними В.П. Гаврилова [97] у Світовий океан щороку вноситься близько 27,1 млрд. т теригенного матеріалу. Найбільш вагома частка привнесеного матеріалу - це твердий стік рік, який може становити близько 23,9 млрд. т (88 % від всього обсягу). Значна роль геологічної роботи річок, очевидно є домінуючою у процесі формування мікрошаруватості, а зміна інтенсивності ерозії річок у сезони повеней спричинила формування мікропрошарків різної товщини. Кожна зміна в режимі області живлення, переносу і захоронення впливає на характер осадів, що відкладаються у водному басейні.

Результати сучасних океанологічних досліджень [90, 91, 92, 97], а також результати дослідження флішових олігоценівих відкладів Надвірнянського НПР [40, 83, 86, 93, 94] дають підстави вважати, що вони утворились біля підніжжя материкового схилу з швидкостями седиментації

до 3 мм за рік. Це дає можливість стверджувати, що ритмічні зміни умов осадонагромадження (сезонні коливання інтенсивності ерозії річок) були основними чинниками для формування шаруватості та відповідно передумов до утворення літогенетичних тріщин вздовж нашарування.

Для олігоценевих відкладів Передкарпатського прогину, як типових флішових утворень, є характерною градаційна шаруватість з переважно чіткими контактами, рідше поступовими переходами між прошарками. З контактами прошарків досить часто пов'язані літогенетичні тріщини, що виповнені різнорідними вуглеводневими компонентами.

Згідно з [93], крейдово-палеогеновий фліш є типовим турбідітним утворенням. Турбідити [98] - відклади, що формуються муттевими потоками (turbidity currents). Вони представляють собою пласти пісковиків, алевролітів, що перешаровуються з алевроаргілітами і аргілітами, причому кожен прошарок пісковіку залягає на аргіліті чи алевроаргіліті з різким контактом.

Значний внесок у вивчення шаруватості порід-колекторів зробила Л.М. Ботвінкін [99], яка виділила наступні причини утворення шаруватості: зміна осадового матеріалу, зміна напрямку і швидкості течії, миттева зміна швидкостей турбідитних потоків, сезонна зміна матеріалу.

Зміна напрямку і швидкості течії у водному середовищі, як і зміна осадового матеріалу створює різноманітні форми границь нашарувань. Вони можуть бути

плоскими і нахиленими в різні сторони увігнутими рідше випуклими, що залежить від швидкості течії та інтенсивності зміни її напрямку.

Миттева зміна швидкостей турбідитних потоків зазвичай призводить до утворення чітких, рідше різких, а іноді нечітких контактів між прошарками.

З сезонною зміною матеріалу пов'язана шаруватість вертикального осідання, що утворює переважно плоскі межі прошарків. При цьому чіткість контактів між окремими прошарками може бути досить різною. Для прикладу: у переважній більшості сезонних осадів, контакти між зимовими (переважно глинистими) і літніми (переважно піщаними) прошарками різкі, чітко виражені, а контакти між літніми і зимовими - зазвичай поступові.

Яскравим прикладом річної шаруватості, на думку М.Б. Вассоевича [100], можуть бути четвертинні озерно-льодовикові стрічкоподібні (ленточные) відклади, що вивчалися Де-Геером та його учнями. У геологічній літературі ще можна зустріти вчення про річні прошарки (верстви) - "варви" Де-Геєра.

Л.М. Миропольський [101], В.Б. Шостакович [102] Ю.А. Жемчужников [103] у своїх працях вказують, що формування тонкої горизонтальної шаруватості відбувається в результаті сезонних змін умов седиментації. При цьому сезонність є взагалі досить характерним явищем для осадконагромадження.

Практично всі геологічні фактори, що зазнають змін у часі і в просторі є причиною виникнення шаруватості осадів. Шаруватість виникає під впливом змін сили і

напрямку вітру, потоків води, добових і сезонних коливань температури, вікових змінах клімату та ін. [100].

Гіпотези про причини формування ритмічності седиментації у флішових басейнах можна класифікувати за різними критеріями. Наприклад: кліматичні; тектонічні (осциляційні коливальні рухи); теорія мулистих, муттєвих, суспензійних потоків. Остання отримала назву групи гіпотез епізодичного вимулювання осадів і досить швидкої їх диференціації при осіданні на дно. Прихильниками таких поглядів є В.П. Батурин [104], Б.М. Келлер [105], І.В. Хворова [106], Ю.А. Жемчужников [103] та ін.

Відносно причин виникнення площин розділу (чітких контактів) між окремими нашаруваннями у розрізі, і відповідного формування шаруватості відкладів існує дві думки [107]:

- за рахунок перерв у осадконагромадженні (на підтримку вказаного погляду висловлювались Nauman (1858), Kayzer (1923), Andree (1915) та ін.;

- у результаті зміни складу породи, що є наслідком зміни фацій (найменші зміни умов осадконагромадження призводить до зміни складу осадів і відповідно формування шаруватості), що відзначається у роботах Вальтера (1919), Н.А. Головкінського (1869).

Пізніше Н.А. Головкінський щодо міграції фацій у басейнах седиментації висловив сумніви і запропонував дещо інший механізм. Суміжні шари породи розмежовуються тонкими прошарками іншого складу, у чому він бачив

пояснення різкості контактів між шарами. Тому утворення шаруватості залежить не стільки від зміни рівня моря (міграції берегової лінії), а порушення процесу седиментації, що виникає під дією кліматичних факторів (сезонні коливання кліматичних умов) [107].

Таким чином було висловлено дві протилежні ідеї: 1) площини розділу шарів відповідають перерві в осадконагромадженні; 2) площини розділу шарів утворюються в результаті зміни умов седиментації при неперервному процесі осадконагромадження уламкового матеріалу.

Оскільки флішеві породи-колектори Передкарпаття є глибоководними утвореннями, то формування шаруватості у них відбувалося в результаті сезонних змін умов седиментації.

Для шаруватих флішових, а особливо олігоценових відкладів характерним є «розщеплення» порід, тобто розділення їх на чітко видимі паралельні пластинки різної товщини. У геологічній літературі використовується ряд термінів для визначення цього явища: сланцюватість, плитчастість, пластинчастість, листуватість (рис. 3.11).

Для визначення подібних текстур в осадових породах коректно буде застосовувати терміни листуватість, пластинчастість, плитчастість у залежності від товщини елементів, що відокремлюються.

Як відзначає Л.М. Ботвінкін [99] властивість породи розщеплюватися паралельно до нашарування



Рис.3.11. Зразок керна розділяється на пластини («п'ятаки») по площинах літогенетичних тріщин вздовж нашарування. Сverdловина 7-Микуличин, інтервал 2226-2234 м (горизонт клівських пісковиків).

проявляється під дією статичного навантаження, різного ступеня ущільнення прошарків при наявності границі між ними, розташування уздовж контактів окремих прошарків неізометричних компонентів породи (слюдистих і глинистих мінералів, залишків органіки тощо), а інколи і перерозподілу і переорієнтації уламкового матеріалу породи.

Таким чином, дослідивши значну кількість шліфів олігоценевих порід-колекторів [40, 83, 108], ми дійшли висновку, що саме ритмічність осадонагромадження

флішових відкладів, є передумовою формування пошарової літогенетичної тріщинуватості. Характерна шаруватість (ритмічність) порід-колекторів менілітової світи утворювалася в результаті ритмічних змін інтенсивності постачання уламкового та органічного матеріалу в осадовий басейн ріками.

Враховуючи наведене вище та користуючись результатами мікроскопічних досліджень нами пропонується модель формування літогенетичних тріщин у породах-колекторах менілітової світи [83] (рис. 3.12).

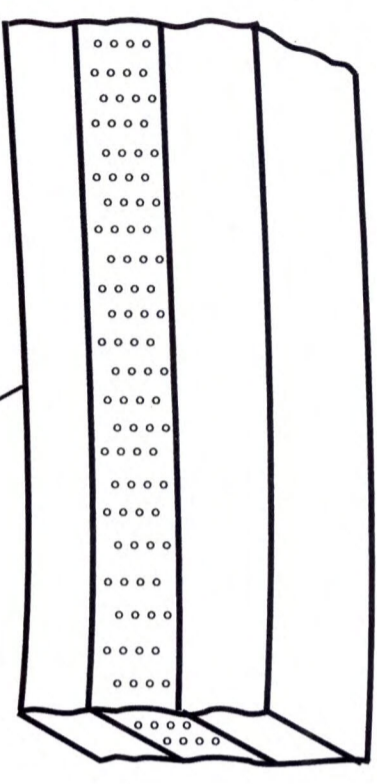
Таким чином, утворення літогенетичних тріщин вздовж нашарування та їх морфологія першочергово залежать від умов формування і відповідно особливостей будови порід-колекторів.

Тріщини у породах-колекторах є динамічними системами, що можуть змикатися і розмикатися залежно від ефективного тиску (різниці пластового і геостатичного тиску,) що діє на них. Особливо чутливими до змикання є субгоризонтальні літогенетичні тріщини вздовж нашарування, оскільки вони розташовуються по нормалі до дії геостатичного тиску.

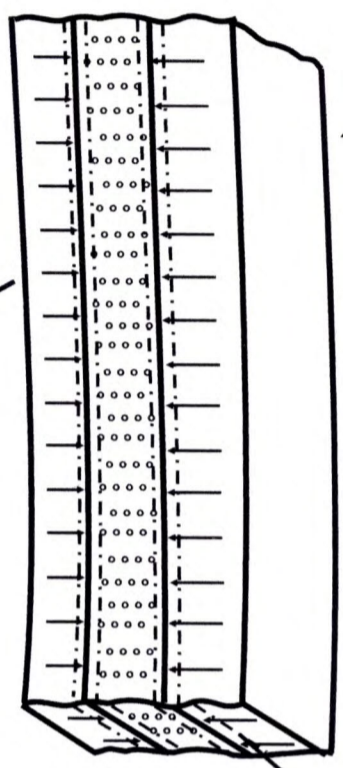
Тому важливим питанням нафтогазової геології є з'ясування умов, при яких тріщини, а особливо пошарові літогенетичні, є відкритими. Оскільки тільки відкриті тріщини є флюїдопровідниками і приймають активну участь у фільтрації нафти до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Авторами [114] встановлена пряма залежність тріщинної проникності від ефективного тиску, при цьому

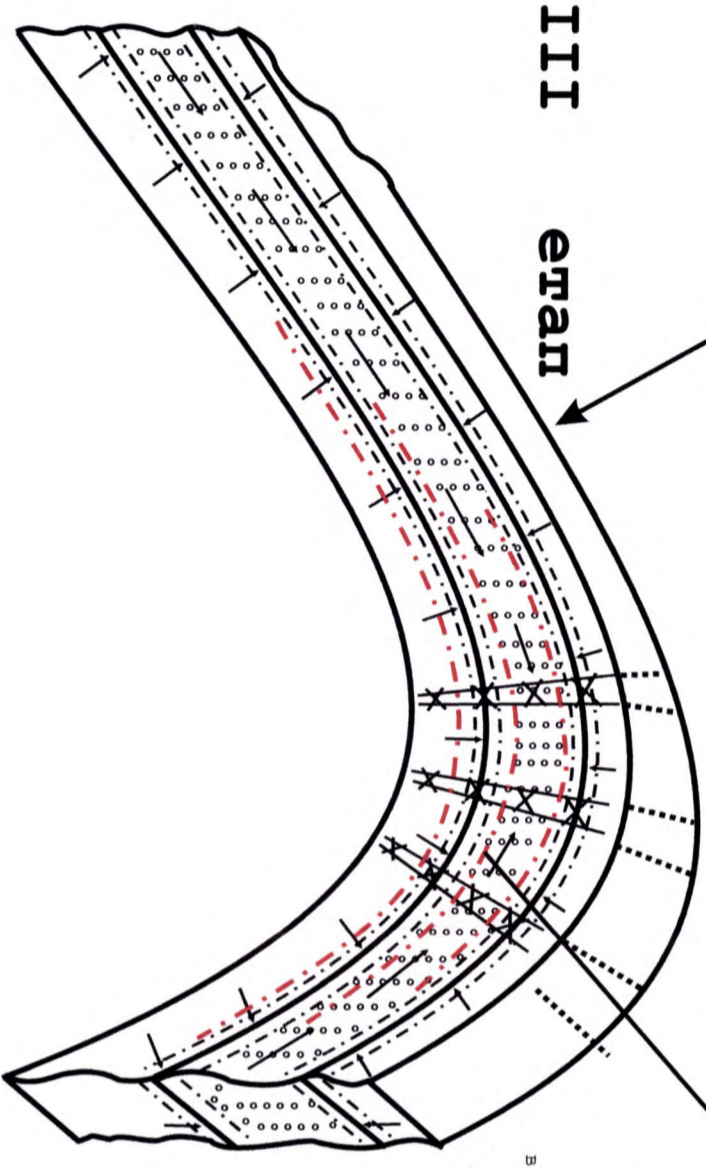
I етап



II етап



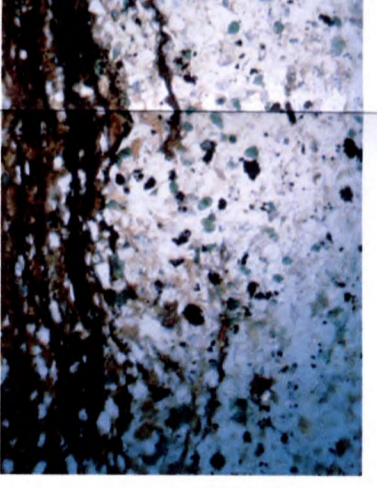
III етап



Літогенетичні тріщини у алевро-аргілітах та на контакті з пісковиками



а) 6-Миклулчин, інтервал 2431-2434 м (верх)

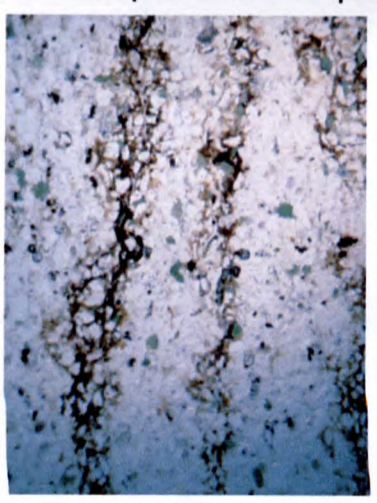


б) 4-Миклулчин, інтервал 2851-2854, 8 м

Зони інтенсивної літогенетичної тріщинуватості



в) 6-Миклулчин, інтервал 2431-2434 м (низ)



г) 4-Миклулчин, інтервал 2851-2854, 8 м

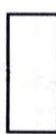



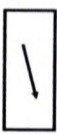

-  алевро-аргіліти
-  пісковики
-  літогенетичні тріщини на контактах алевроаргілітів та пісковиків
-  зони підвищеної літогенетичної тріщинуватості
-  напрямок руху фльвідів у системі глина-фльвід-колектор (за П.К. Ляховичем, 1980)
-  зони тектонічної тріщинуватості порід

Рис. 3.12. Модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів (за даними О.О. Орлова (1980), П.К. Ляховича (1980), С.С. Куровця, В.Й. Маєвського (2006) та результатами особистих досліджень здобувача [83]).

найбільш різке її зниження вімічається на початкових етапах при тисках 10-20 МПа. На думку дослідників зниження проникності відбувається за рахунок зменшення розкриття тріщин - їх змиканні.

Змикання тріщин залежить від величини їх розкриття, шорстковатості стінок, ефективного тиску, напрямку і величини деформаційних напруг та ін.

Характерно, що тріщини (їх розкриття) досить чутливі до дії ефективного геостатичного тиску (різниці між геостатичним і пластовим тиском). Для прикладу, автори [114] встановили, що проникність карбонатних колекторів під час зростання ефективного тиску зменшується, а у результаті зниження зовнішнього тиску збільшується і практично повністю відновлюється до початкового значення.

Результати експериментальних досліджень порово-тріщинних колекторів, проведених колективом авторів [115], в умовах які моделюють пластові, вказують на пряму залежність розкриття тріщин від величини діючого ефективного тиску.

Крім цього, експериментальні дослідження [15] показують, що мікротріщини з розкриттям менше 24 мкм (0,024 мм) під дією пружних деформацій мають властивості аналогічні поровим каналам. На думку Р.С. Копистянського, такі властивості проявляються за рахунок шорсткості стінок тріщин.

Тому, на нашу думку, особлива роль у процесах збереження тріщинної проникності належить пружній деформації тріщинуватих порід-колекторів.

Пружні деформації проявляються під час змикання тріщин з шорсткими стінками. У такому випадку виступи на стінках тріщин починають контактувати між собою та стикатися, що запобігає змиканню тріщин. У процесі пружної деформації таких виступів відбувається їх руйнування, а в породах колекторах спостерігається необоротне зниження проникності та відповідне змикання тріщин.

Фізично цей процес можна спостерігати під час відновлення фільтраційних властивостей порово-тріщинних колекторів у процесі збільшенням пластового тиску.

Хоча В.Н. Майдебор [74], досліджуючи розкриття тріщин і їх зміни під час експлуатації, заперечує суттєву деформацію тріщинуватих колекторів нафтових родовищ.

Є.М. Смехов і Т.В. Дорофєєва [2] за результатами досліджень доводять, що зі збільшенням глибини залягання порід-колекторів у результаті їх стиснення під дією гірського тиску зменшується порова (міжзернова) проникність, тріщинна проникність зменшується менш інтенсивно, або залишається сталою.

На підставі петрофізичних і петрографічних досліджень кернавого матеріалу, узагальнення та аналізу численних геолого-геофізичних і літературних матеріалів, а також відповідних математичних розрахунків проведених авторами [84], доведено існування відкритих провідних тріщин у зонах згину локальних структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

На нашу думку збереження відкритих тріщин у зонах перегинів пластів відбувається за рахунок проявлення тангенціальних тисків, та значних залишкових напруг, які утворились у процесі складкоутворення.

На наявність полів напружень у межах локальних об'єктів Передкарпатського прогину вказує і Р.С. Копистянський [116, 117].

Отже, при утворенні насувно-складчастої структури Передкарпатського прогину сформувалися сприятливі умови для утворення порово-тріщинних колекторів, особливо у склепінних частинах структур, де найінтенсивніше проявилось розшарування порід-колекторів по літогенетичних тріщинах. У зонах перегинів порід-колекторів та крутих крил антиклінальних складок інтенсивність тріщинуватості збільшується.

3.2 Роль літогенетичних тріщин у формуванні порово-тріщинних колекторів та характер їх поширення у межах локальних об'єктів

Успішність проведення пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ у значній мірі залежить від достовірності даних про характер поширення порід-колекторів (літофаціальна приналежність) та їх ФЕВ у межах локальних об'єктів.

Породи-колектори олігоценових відкладів Передкарпатського прогину є флішовими утвореннями. Вони представлені алевролітами, дрібно-, рідше середньо- і крупнозернистими пісковиками. Особливості геодинамічного розвитку Карпатського регіону та часте

перешарування алевролітів, пісковиків невеликої товщини та аргілітів створюють передумови для розвитку порово-тріщинних і тріщинних колекторів. Візуальний перегляд зразків керну, детальне літолого-петрографічне дослідження зразків порід-колекторів у шліфах, результати випробування свердловин свідчать про значну кількість у розрізі свердловин розущільнених зон та підвищену мікротріщинуватість порід, що вказує на розвиток саме порово-тріщинних колекторів, з переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості, що сприяє значним припливам нафти: св. 3-Микуличин (клівський пісковик) – дебіт нафти $21 \text{ м}^3/\text{добу}$ на 4 мм штуцері при депресії 8,5 МПа; св. 6-Микуличин (клівський горизонт) – дебіт $15,2 \text{ м}^3/\text{добу}$; св. 8-Микуличин (підроговиковий горизонт) – дебіт $8,5 \text{ м}^3/\text{д}$ нафти на 6 мм штуцері.

Результати мікроскопічних досліджень олігоценових порід-колекторів у шліфах, виконані за участю здобувача [109], дали змогу стверджувати, що хвилеподібні тріщини (дуже часто системи тріщин) з розкриттям до 0,09 мм, а інколи і більше (0,13 мм) є водночас значною ємкістю для вуглеводнів (рис. 3.13 – 3.16).

Найефективнішим методом дослідження структури пустотного простору порово-тріщинних порід-колекторів, а особливо параметрів їх тріщинуватості, є комплексні мікроскопічні дослідження з використанням цифрового, поляризаційного і люмінесцентного мікроскопів [110]. Такі дослідження дозволяють вивчати особливості структури пустотного простору та нафтонасичення порово-

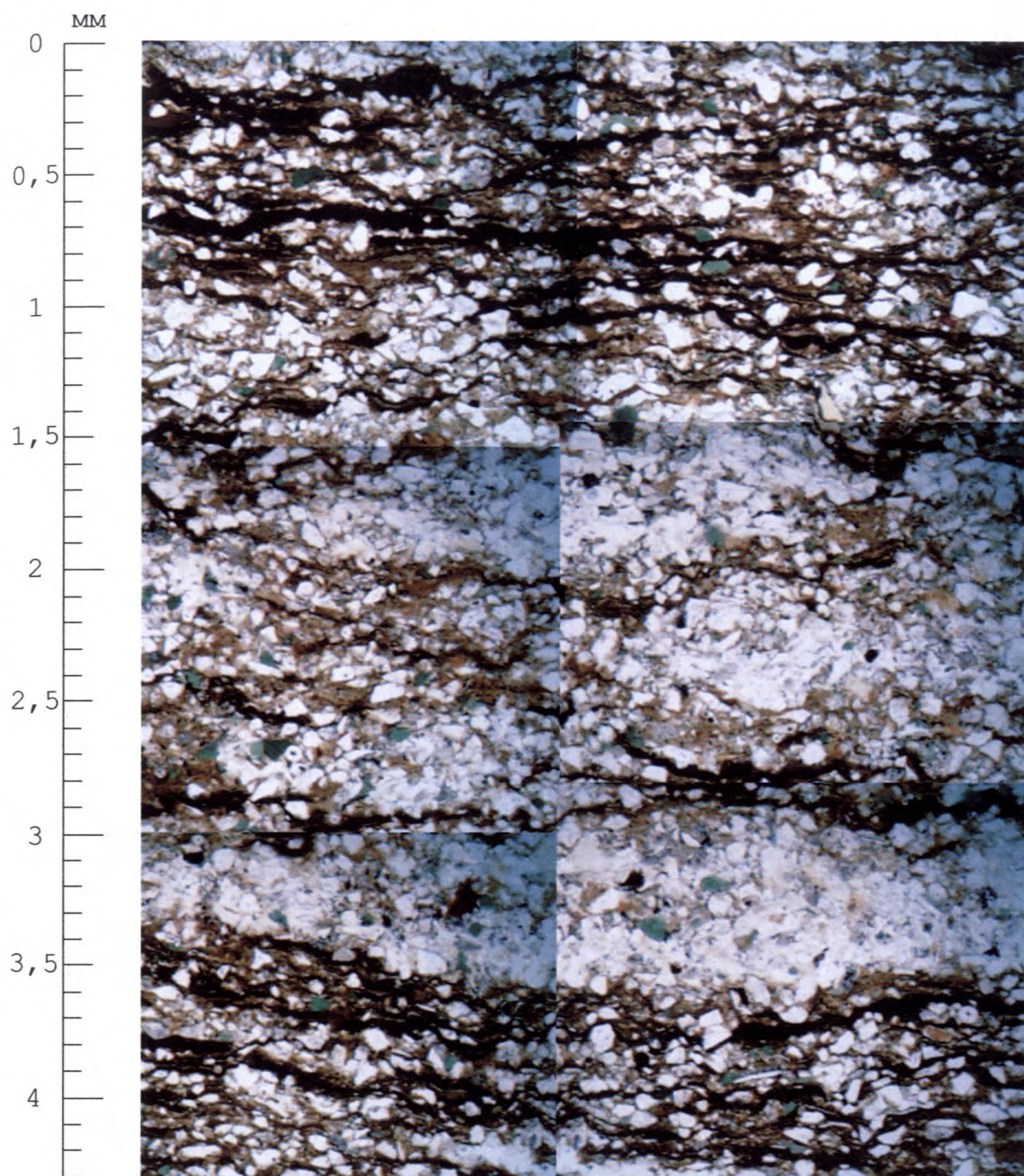
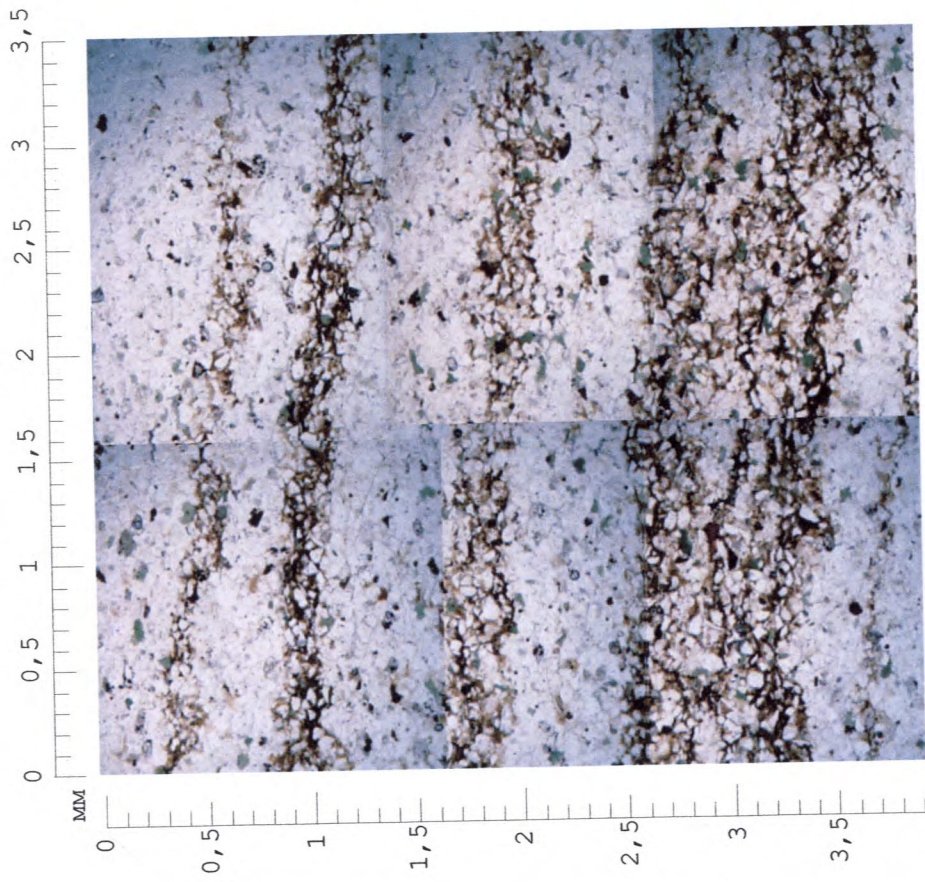
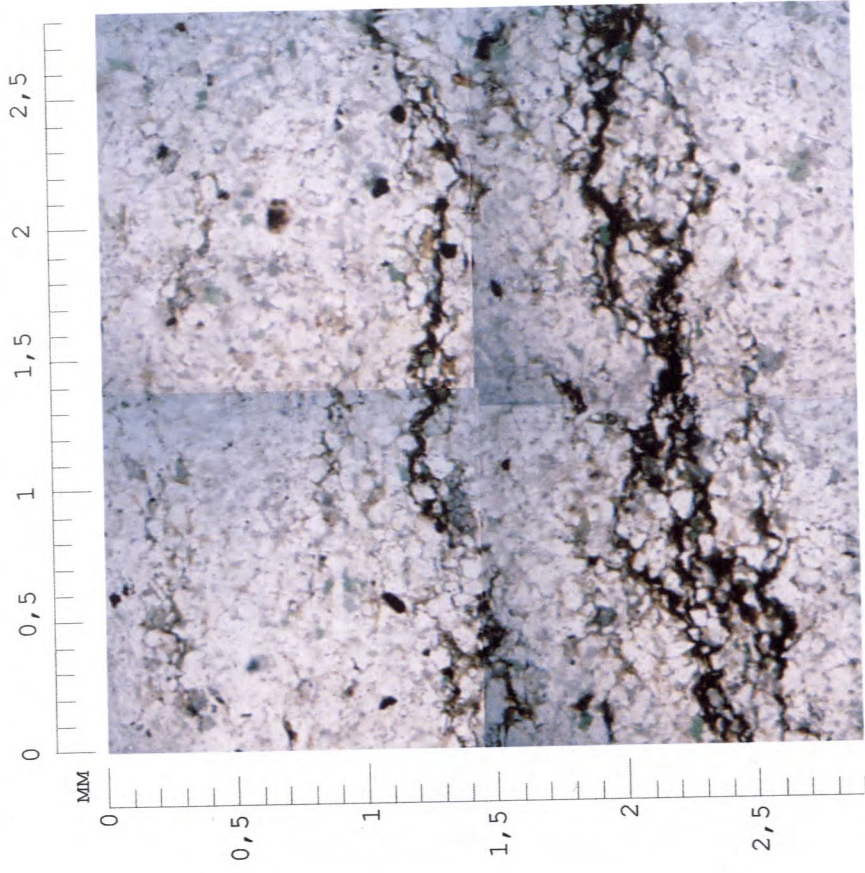


Рис. 3.13. Дрібнозернистий пісковик розбитий системою тріщин.
Свердловина 6 - Микуличин. інтервал 2431-2434 м,
Розрахункова тріщинна пористість 6,9%

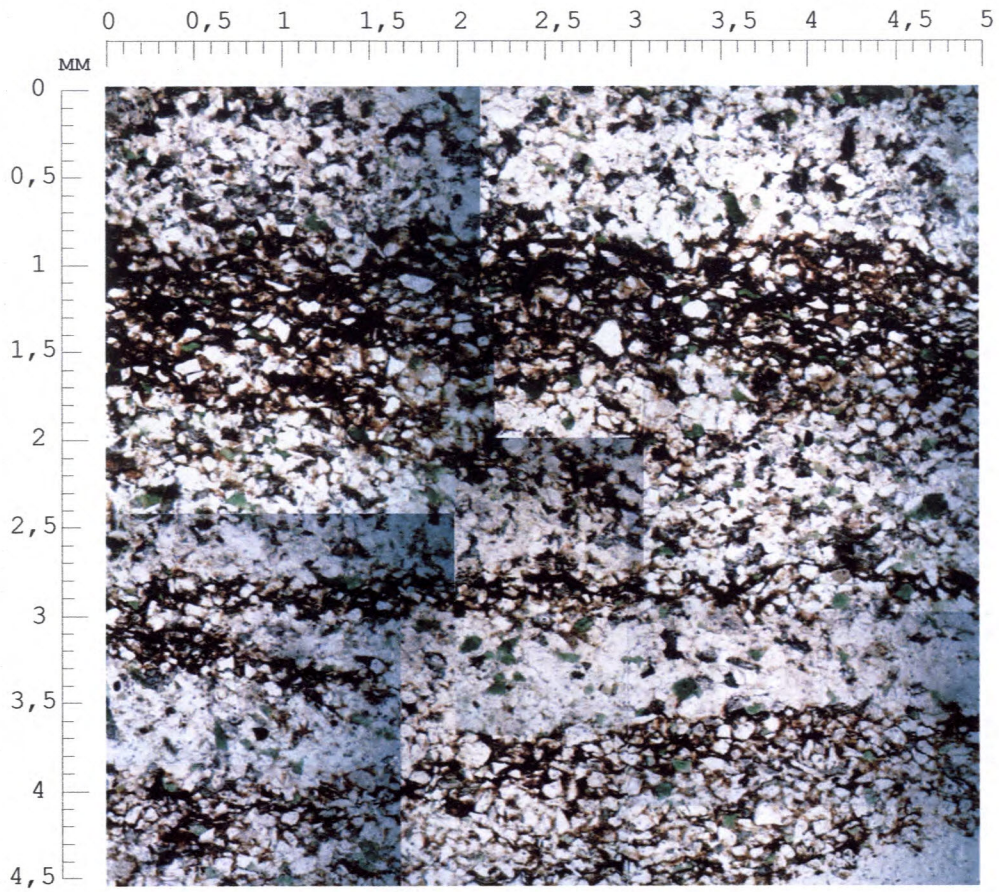


а) св. 4 - Микуличин, інтервал 2851-2854,8 м
(горизонт клівських пісковиків)

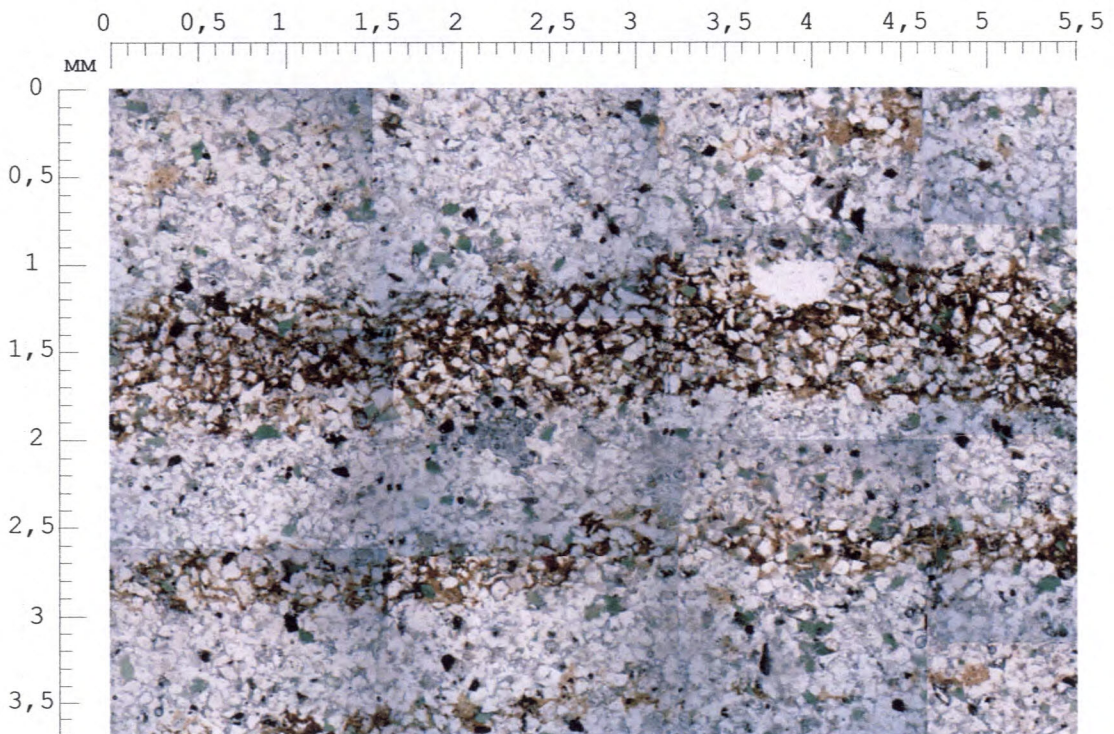


б) св. 4 - Микуличин, інтервал 2878-2885 м
(горизонт клівських пісковиків)

Рис. 3.14. Субгоризонтальні тріщини у дрібнозернистому пісковику
виповнені вуглеводневими компонентами чорного і коричневого кольору.

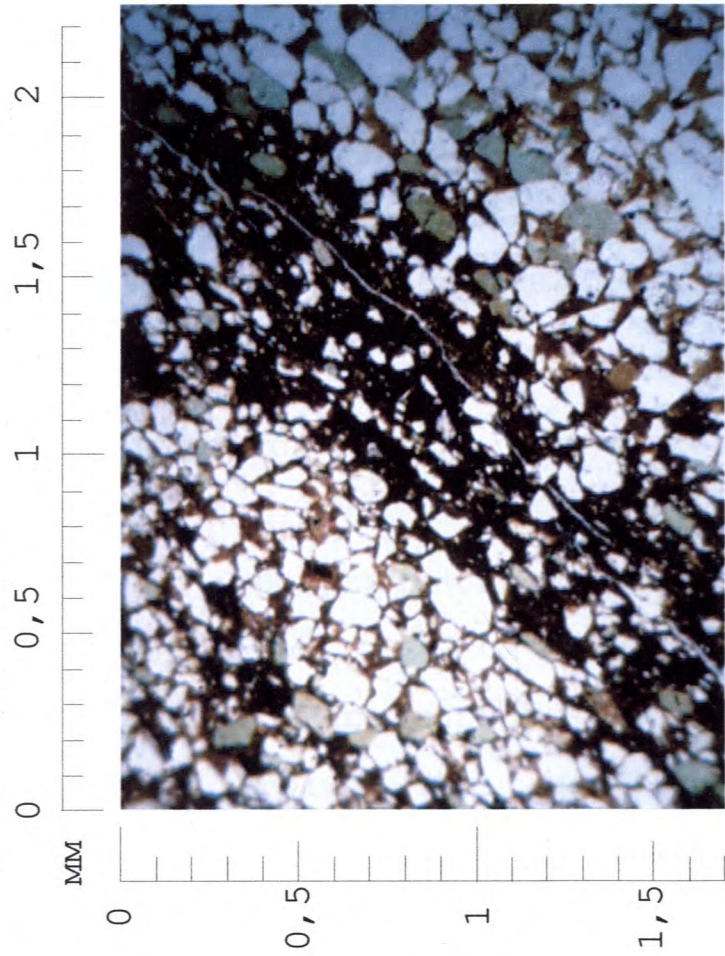


а) 25-Південний Гвізд, інтервал 2900-2905 м

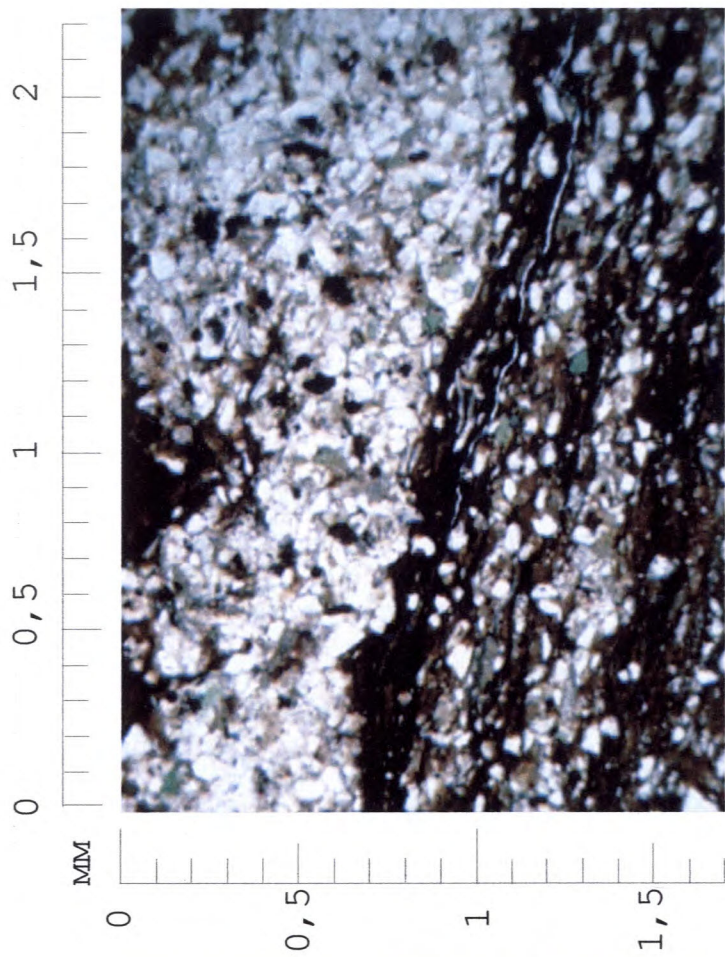


б) 16-Південний Гвізд, інтервал 3478-3484 м

Рис. 3.15. Субгоризонтальні тріщини нашарування (виповнені вуглеводневими компонентами чорного (а) і коричневого (б) кольору).



Свердловина Рожнятів - 5,
інтервал 5221-5226 м



Свердловина Рожнятів - 5,
інтервал 5221-5226 м

Рис. 3.16. Тріщинуваті зони зорієнтовані вздовж нашарування
у дрібнозернистих пісковиках, виповнені вуглеводневими компонентами.

тріщинних порід-колекторів, а також здійснювати прямі визначення величини розкриття тріщин.

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

$$K_{тр} = \frac{b \cdot l}{S} \quad (3.2)$$

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

Під час мікроскопічного вивченні 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 формула (3.2) матиме вигляд:

$$K_{тр} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i \cdot l_i}{S} \quad (3.3)$$

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, Південногвіздецького, Монастирчанського, Пасічнянського, Рожнятівського родовищ нафти Передкарпатського прогину. Результати дослідження тріщинної пустотності, на прикладі Микуличинського родовища, представлені у вигляді таблиці 3.2.

**Порівняння результатів тріщинної пористості 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 $K_{п}, \%$	
1	2	3	4	5
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	верхньоменілітової підсвіти	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	—	—

Слід зазначити, що наведені у таблиці дані не характеризують окремий зразок, а є усередненими значеннями для певного інтервалу досліджень. Наприклад, у інтервалі 2431-2434 м свердловини 6-Микуличин один із

зразків (рис. 3.13) має розрахунковий коефіцієнт тріщинуватості 6,8 %, а для інтервалу прийняте осереднене значення із трьох зразків, що складає 5,5 %.

Найбільшими значеннями розрахункової тріщинної пустотності 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.

Відзначимо, що літогенетичні тріщини, які виповнені вуглеводневими компонентами, не завжди об'єднані у одну дренажну систему. Такі лінзовидні тріщини переважно впливають на ємнісні властивості порід-колекторів збільшують їх пустотний простір, але не підвищують фільтраційні властивості.

Субгоризонтальні тріщини у породах-колекторах менілітових відкладів спостерігаються не тільки на контакті прошарків з різними літологічними властивостями, а й в масивних пісковиках клівського горизонту (див. рис. 3.14) (одного з основних продуктивних горизонтів менілітової світи). Тріщини можуть бути представлені у вигляді ослаблених зон дроблення (рис. 3.14 а). Тріщинна ємність таких пісковиків переважно не перевищує 1-1,3 %, хоча в окремих випадках її значення можуть досягати 2,8 % і більше.

Частка тріщинного простору у загальному об'ємі пустот визначається із співвідношення $K_{тр.}/K_p \cdot 100\%$. З наведених у таблиці 3.2 даних видно, що переважно вона становить від 1 % до 15 %, за винятком тріщинуватих зразків верхньоменілітової світи та горизонту п'яти пластів. Цим, на наш погляд, і пояснюється переважно низький відсоток нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів, який складає 10-15 %, а інколи і менше, для умов Передкарпатського прогину на природних режимах роботи покладів.

Зазначене вказує на те, що у процесі вилучення вуглеводнів із покладів переважно працюють тріщини та притріщинні зони пористої матриці породи-колектора, з якими переважно і пов'язанні видобувні запаси нафти у менілітових відкладах.

При дослідженні особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину [40], нами було виявлено шаруватість глинистих алевролітів та аргілітів. Пелітовий глинистий матеріал з підвищеним вмістом бітумінозних компонентів та органічної речовини сконцентрований переважно по площинах нашарування, на яких спостерігаються вкраплення нафти. Останнє дає нам підстави вважати, що в зонах розвитку літогенетичної тріщинуватості алевроліти та аргіліти можуть також бути колекторами нафти тріщинного типу.

Так І.І. Нестеров [111] відзначає, що промислова нафтогазоносність порід баженівської світи пов'язана з інтервалами, у яких наявні плитчасті, мікроплитчасті до

листуватих, глинисті аргілітоподібні бітумінозні породи. Плитчастість (мікроплитчастість, листуватість) баженівських відкладів обумовлена літогенетичною тріщинуватістю та наявністю мікролінзовидних скупчень органічної речовини по площинах нашарування порід.

На наявність складного порово-тріщинного типу колекторів у олігоценових відкладах вказують також дані визначення фільтраційно-ємнісних показників (пористість і проникність) менілітових нафтоносних відкладів лабораторними методами. За результатами досліджень здобувача на графіку (рис. 3.17) показано розподіл значень проникності менілітових порід-колекторів Микуличинського, Вільхівського, Пасічнянського родовищ та Делятинської площі Надвірнянського НПР. Як видно із рисунка 3.17, бімодальний характер розподілу проникності якісно вказує на наявність двох типів колектора:

- порового, що характеризується низькими значеннями проникності, переважно до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- порово-тріщинного (за класифікацією Є.М. Смахова, 1962 р.), проникність якого на порядок вища у порівнянні з гранулярними колекторами (переважно $(5-50) \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Р.С. Копистянським [112] виконувались дослідження тріщинуватих кернів з порід нафтових родовищ Карпатської НГП оптичними методами. Встановлено, що найчастіше проникність тріщинуватих порід-колекторів

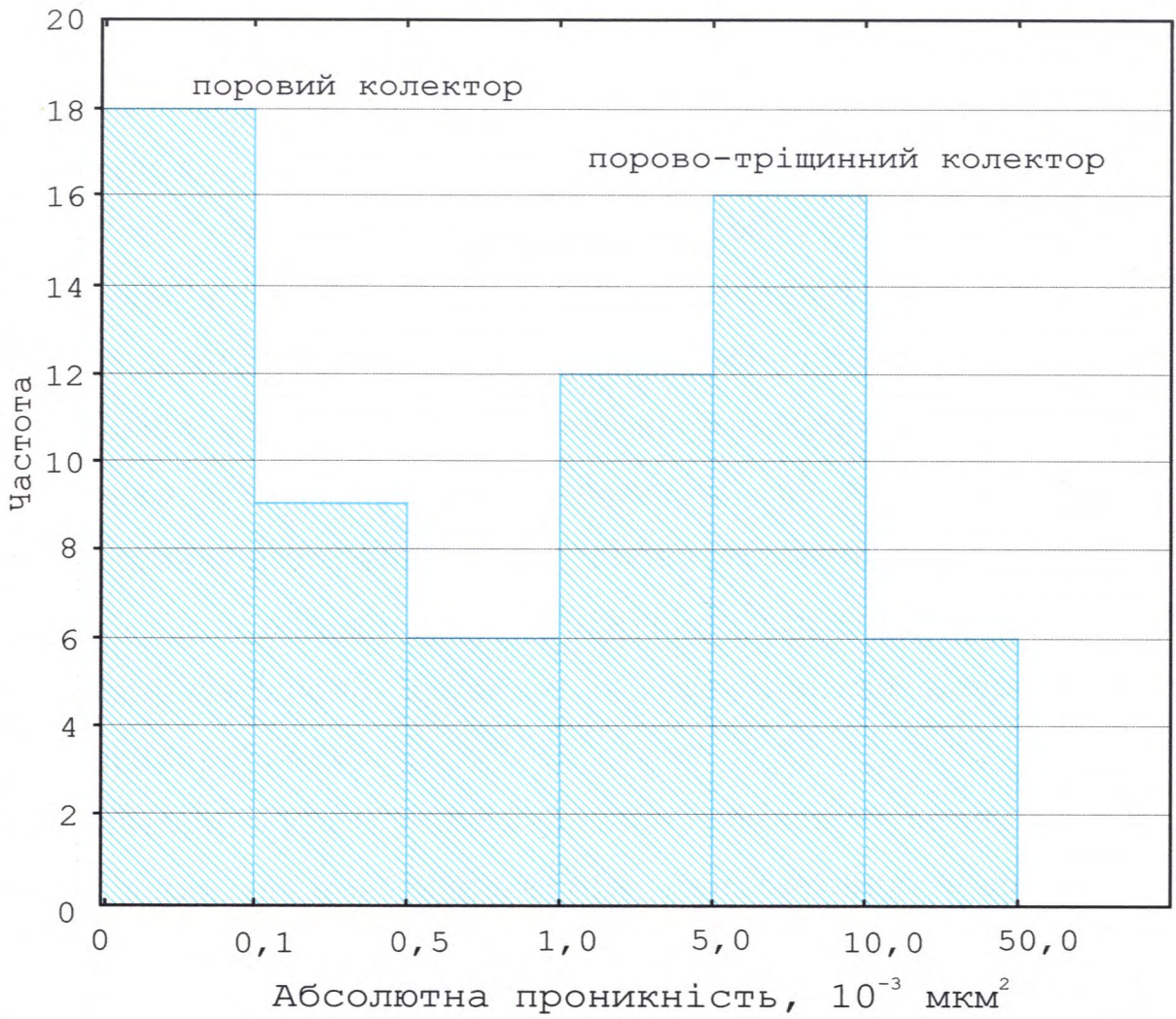


Рис. 3.17. Гістограма розподілу абсолютної проникності олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину (за результатами лабораторних досліджень НДПІ ВАТ "Укрнафта" та особистих досліджень здобувача [173]).

становить $(5-15) \cdot 10^{-3}$ мкм², рідше $(25-55) \cdot 10^{-3}$ мкм², а в поодиноких випадках і більше.

З наведених результатів наших досліджень [173] та наявного літературного матеріалу [33, 112, 113 та ін] видно, що для олігоценових порід-колекторів характерним є **поровий**, **порово-тріщинний** або **тріщинно-поровий** тип колектора.

Тому дослідження особливостей будови пустотного простору порід-колекторів та розчленування розрізу на окремі об'єкти з різними типами колекторів важливо проводити ще на етапі пошуково-розвідувальних робіт, а особливо під час розробки родовищ. Це дозволить вивчити просторове поширення зон порово-тріщинних колекторів у межах родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину та ефективніше розробляти їх нафтогазові ресурси.

Автори [113] змоделювали будову резервуарів і розміщення в них колекторів менілітових відкладів по свердловинах Пнівсько-Делятинської лінії складок. Вони стверджують, що часте перешаровування алевро-псамітів незначної товщини та аргілітів у розрізі олігоценових відкладів створює сприятливі умови для утворення порово-тріщинних та тріщинних колекторів.

Наявний геолого-геофізичний матеріал з геологічної будови, а також результати комплексних мікроскопічних досліджень [40] дозволили нам змоделювати будову олігоценового покладу Микуличинського родовища Передкарпатського прогину по лінії свердловин 2, 21,

22, 3, 23 (рис. 3.18, 3.19). Також створено модель будови олігоценового покладу Південно-Гвіздецького родовища (рис. 3.20, 3.21).

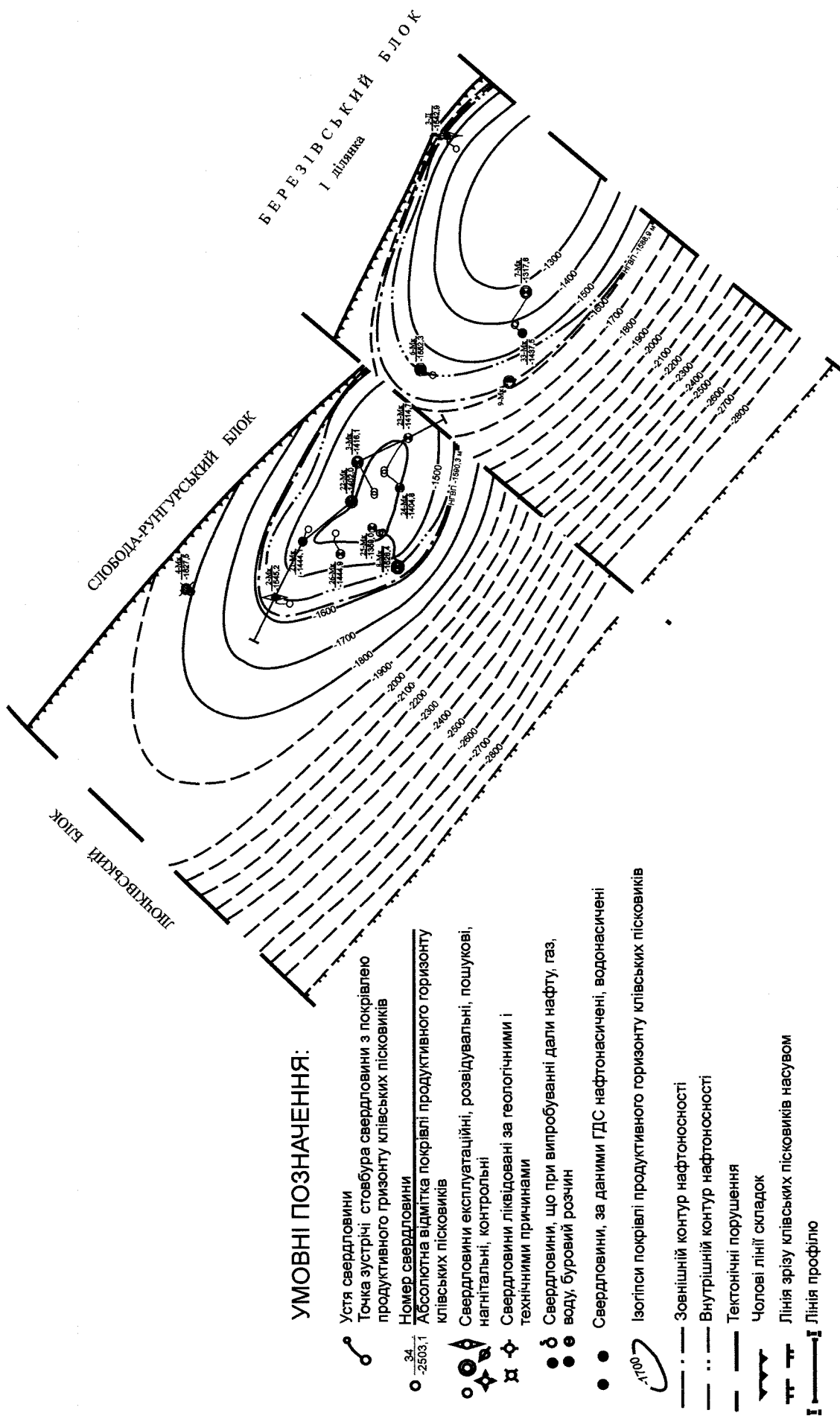
Отже, за результатами наших досліджень породи-колектори за типом структури пустотного простору розділялись на порові та порово-тріщинні типи колектора. Точність і детальність оцінки тріщинуватості порід-колекторів і відповідно моделювання, переважно залежить від кількості кернавого матеріалу, що характеризує інтервал досліджень.

Таке моделювання природних резервуарів нафтових родовищ, з урахуванням різних типів колекторів, дозволить більш достовірно виділяти зони порово-тріщинних колекторів з покращеними фільтраційно-емнісними властивостями.

На основі проведених досліджень та узагальнень і аналізу наявного теоретичного матеріалу здобувач прийшов до наступного:

1. Встановлено, що передумови для формування літогенетичної тріщинуватості закладались на стадії седиментогенезу, під дією ритмічних змін умов осадонагромадження.

2. Виконані дослідження разом з узагальненням наявного теоретичного і експериментального матеріалів, дозволило створити геологічну модель формування літогенетичної тріщинуватості олігенових порід-колекторів на прикладі локальних об'єктів Надвірнянського НПР.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:










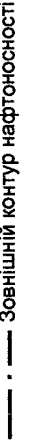
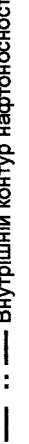
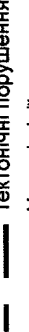
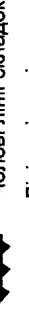
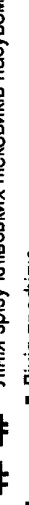

-  Устя свердловини
-  Точка зустрічі стовбура свердловини з покрівлею продуктивного горизонту клівських пісковиків
-  Номер свердловини
-  Абсолютна відмітка покрівлі продуктивного горизонту клівських пісковиків
-  Свердловини експлуатаційні, розвідувальні, пошукові, нагнітальні, контрольні
-  Свердловини ліквідовані за геологічними і технічними причинами
-  Свердловини, що при випробуванні дали нафту, газ, воду, буровий розчин
-  Свердловини, за даними ГДС нафтонасичені, водонасичені
-  Ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту клівських пісковиків
-  Зовнішній контур нафтоносності
-  Внутрішній контур нафтоносності
-  Тектонічні порушення
-  Чолові ліній складок
-  Лінія зрізу клівських пісковиків насупом
-  Лінія профілю

Рис. 3.18. Структурна карта покрівлі горизонту клівських пісковиків. Масштаб 1:50000 (за даними НДПІ ВАТ "Укрнафта")

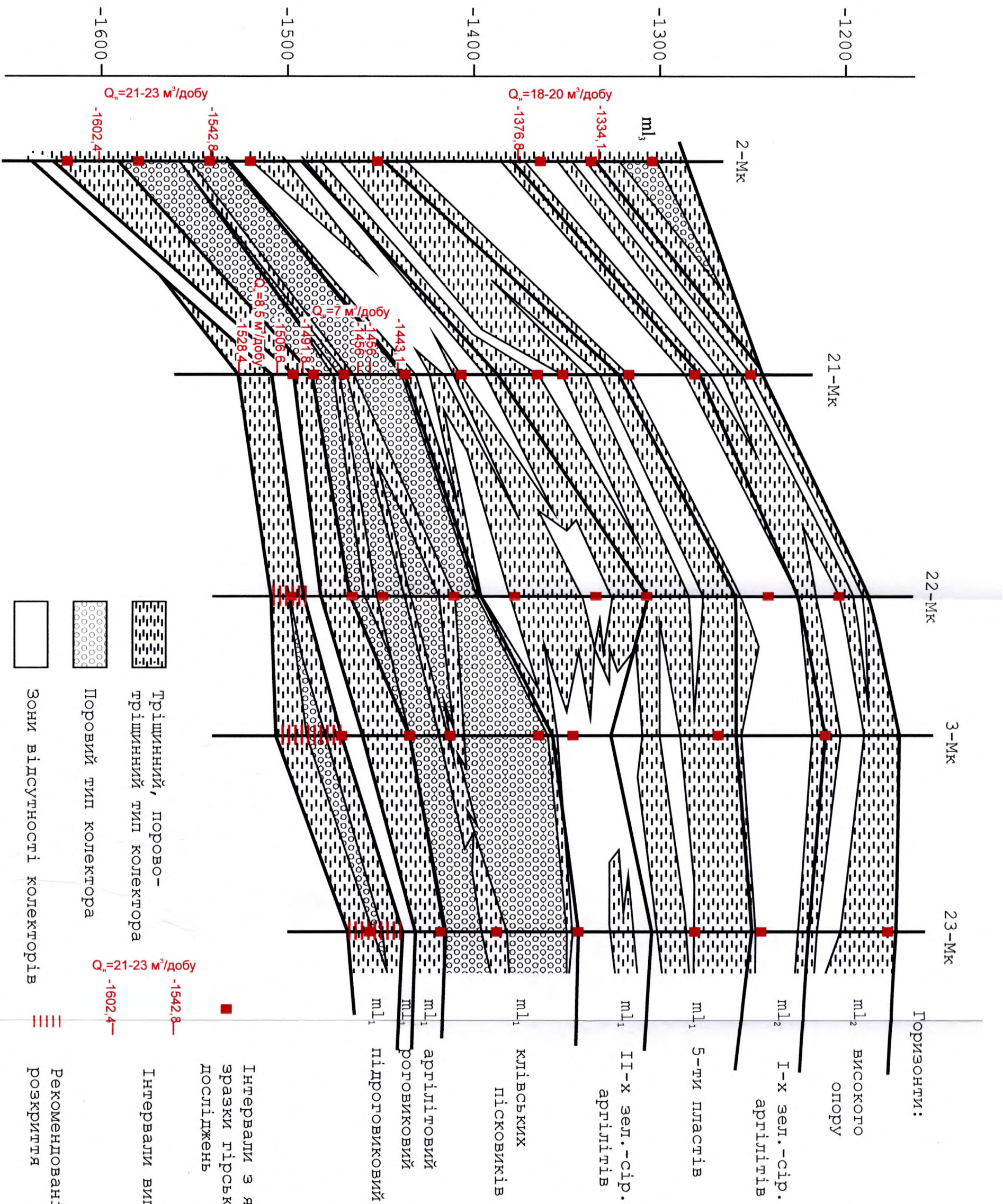
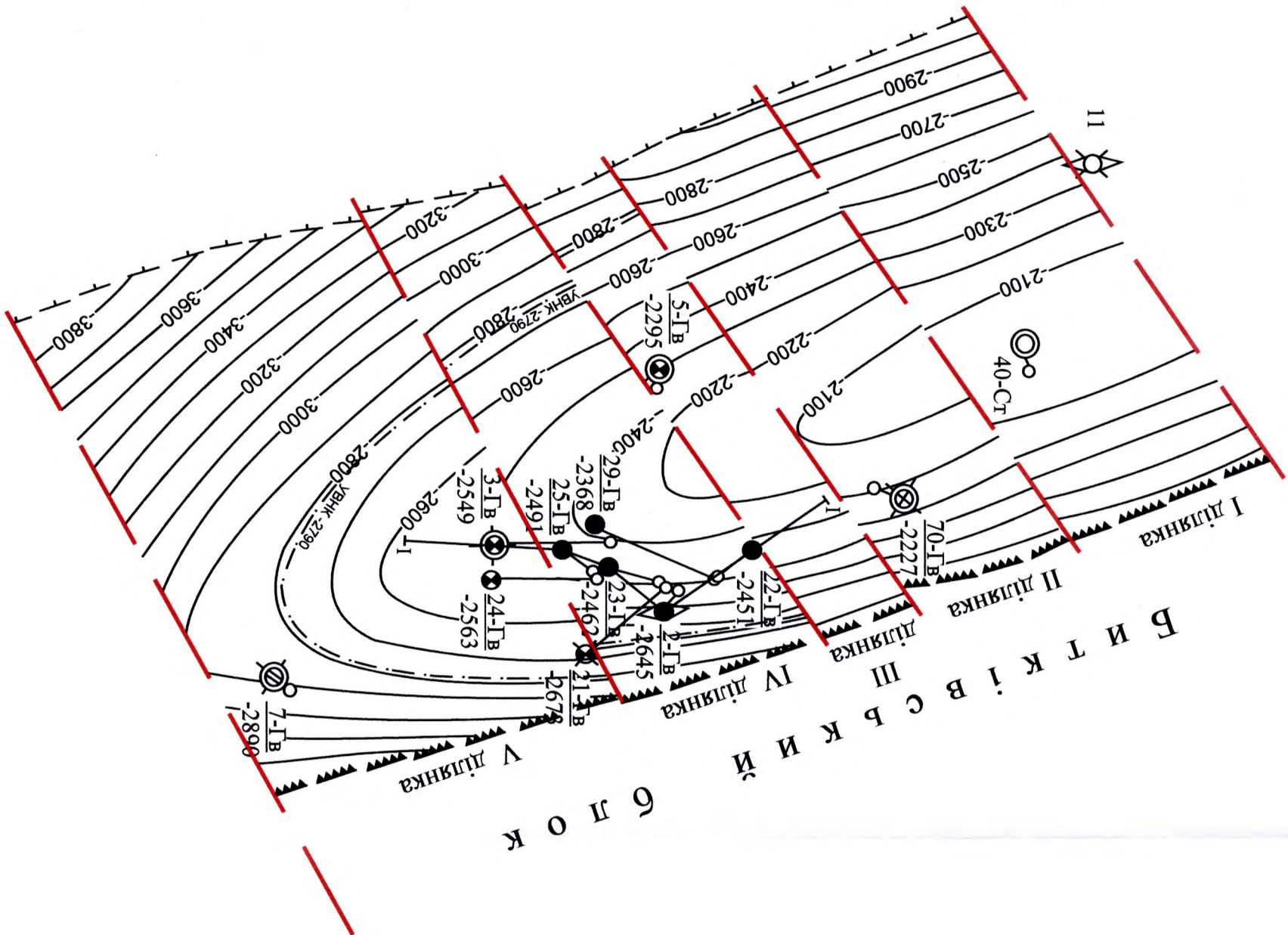


Рис. 3.19. Графічна модель будови олігоценового резервуару Микulichинського родовища по лінії свердловин 2, 21, 22, 3, 23 (за даними НГВУ «Надвірнанафтогаз», НДПІ ВАТ «Укрнафта» та результатів особистих досліджень [173]).



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- Устя свердловини
- Точка зустрічі стовбура свердловини з підшовою продуктивного горизонту середньомілітової підсвіті
- Номер свердловини
- Абсолютна відмітка підшови продуктивного горизонту середньомілітової підсвіті
- Свердловини експлуатаційні, розвідувальні, пошукові, нагітальні, контрольні
- Свердловини ліквідовані за геологічними і технічними причинами
- Свердловини, що при випробуванні дали нафту, газ, воду, буровий розчин
- Свердловини, за даними ГДС нафтонасичені, водонасичені
- Ізолінії підшови продуктивного горизонту середньомілітової підсвіті
- Зовнішній контур нафтоносності
- Внутрішній контур нафтоносності
- Тектонічні порушення
- Чолові лінії складок
- Типові лінії складок
- Лінії геологічних профілів

Рис. 3.20. Структурна карта підшови продуктивного горизонту середньомілітової підсвіті. Масштаб 1:25000 (за даними НДПІ ВАТ "Укрнафта").

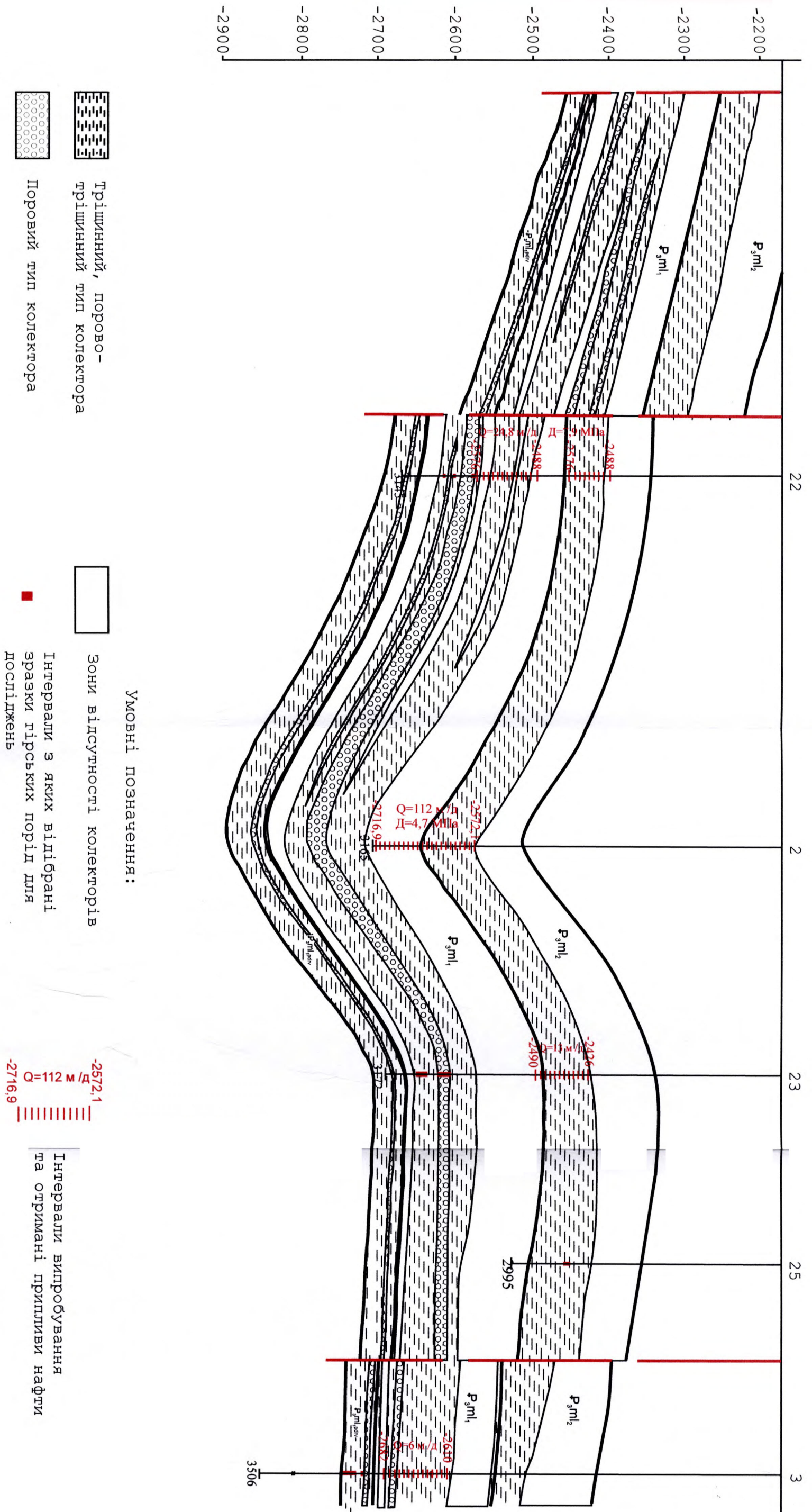


Рис. 3.21. Графічна модель будови олігоценового резервуару Південно-Твіздєцького родовища по лінії свердловин 22, 2, 23, 25, 3 (за даними НГВУ «Надвірнафтогаз», НЦПІ ВАТ «Укрнафта» та результатів особистих досліджень).

3. З використанням методів статистичної обробки результатів комплексних мікроскопічних досліджень встановлено закономірність густоти літогенетичних тріщин у розрізі олігоценових порід-колекторів.

4. На основі аналізу результатів виконаних досліджень доведено, що породи-колектори олігоценових відкладів Надвірнянського НПР відносяться до порово-тріщинних із переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості.

5. Отримані результати дали змогу змодельювати будову олігоценових резервуарів окремих локальних об'єктів району досліджень.

Це дозволить достовірніше прогнозувати просторове поширення зон підвищеної літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів, що буде впливати на вибір першочергових інтервалів розкриття продуктивних горизонтів, точок закладання експлуатаційних свердловин у межах локальних об'єктів та підвищить ефективність проведення пошуково-розвідувальних робіт.

РОЗДІЛ 4

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ

Пошуки порід-колекторів на великих глибинах є актуальною проблемою для всіх нафтогазоносних регіонів світу. Особливо це стосується Передкарпатського прогину, де пошуки та видобування нафти і газу ведуться вже давно, а зокрема Надвірнянського нафтопромислового району, в межах якого нафту видобувають вже понад століття.

До глибини 3000-3500 м фільтраційно-ємнісні властивості продуктивних горизонтів вивчені достатньо добре. У зв'язку з збільшенням глибини залягання нафтогазоперспективних структур, постає необхідність дослідження закономірностей зміни колекторських властивостей порід-колекторів з глибиною їх залягання.

У багатьох свердловинах, що пробурені на значні глибини не отримують промислових припливів нафти і газу, що часто пов'язано з відсутністю порід-колекторів промислового значення. Це обумовлює актуальність вирішення проблеми прогнозування колекторів на великих глибинах та існування різних типів порід-колекторів, що мають промислове значення.

Проводячи дослідження колекторських властивостей нафтогазоносних крейдово-палеогенових відкладів М.Д. Бобровник із співавторами [118] відзначають, що пористість олігоценних пісковиків до глибини 4400 м змінюється від 0,1 до 19%, при чому різкої зміни її з глибиною, на відміну від інших світ, не спостерігається.

Тенденція поступового зменшення пористості, за результатами дослідження авторів [118], намічається починаючи з глибини 3800-4000 м. Порівняно низький градієнт зменшення ємнісних властивостей палеогенових порід-колекторів з глибиною дає підстави вважати, що на глибинах 5-8 км у цих відкладах є колектори.

Найбільше з глибиною ущільнюються глини у зв'язку з тим, що під дією гравітаційного ущільнення відбувається переорієнтація частинок і їх більш щільна упаковка [119]. різні за складом глини ущільнюються з глибиною по-різному, але починаючи з глибини приблизно 5000 м різниця в швидкості ущільнення практично зникає, а відкрита пористість глин наближається до нуля.

Г.І. Теодорович та О.О. Чернов [120] під час дослідження піщано-алевролітових порід-колекторів Апшеронського півострова виявили, що на глибинах 2200-3400 м пористість їх зменшується від 25 до 17 %. Проте автори відзначають, що на глибинах 4000-6000 м піщано-алевролітові відклади продуктивної товщі можуть бути добрими колекторами.

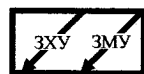
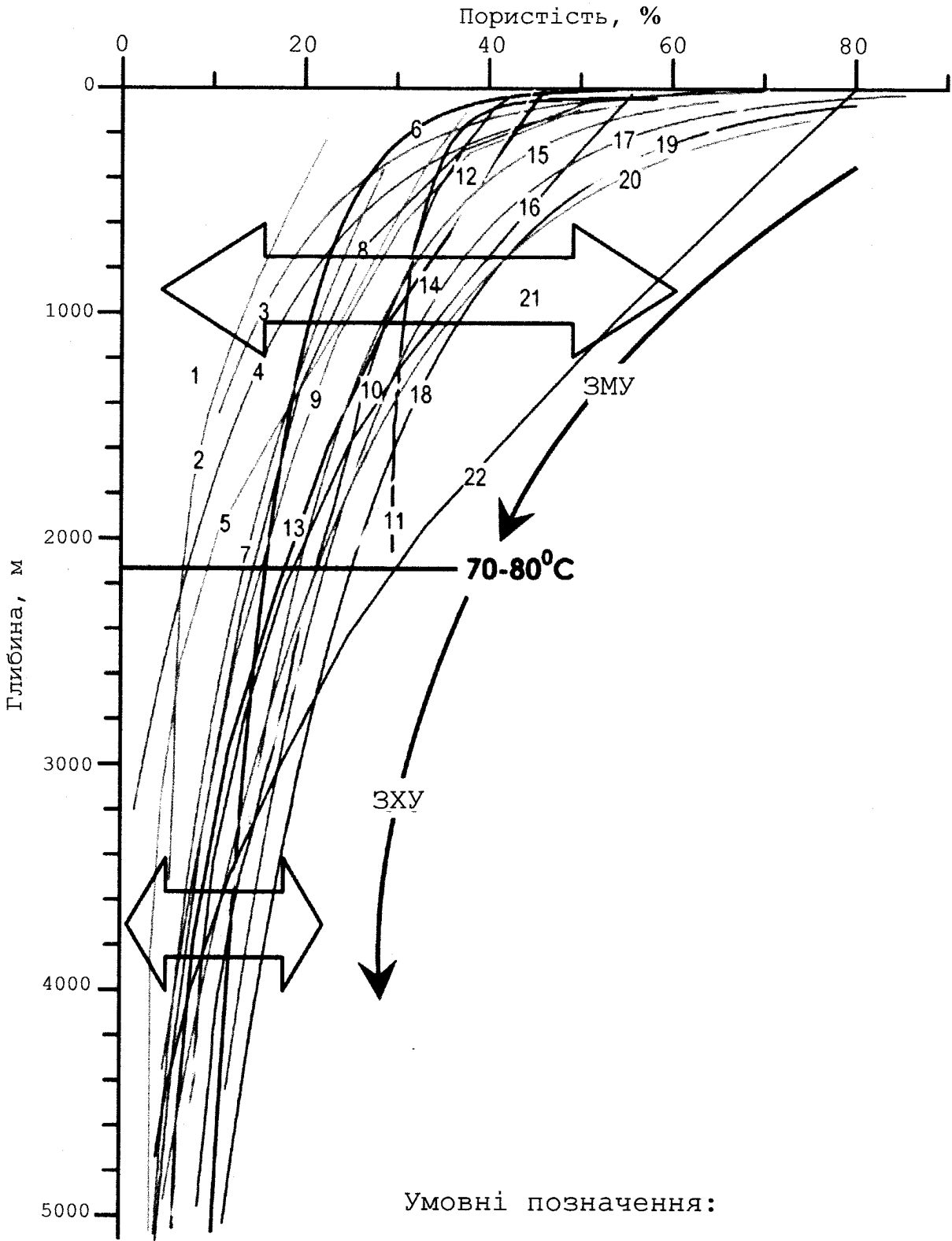
Провівши аналогічні дослідження для порід-колекторів продуктивних горизонтів нафтових родовищ Передкарпатського прогину Т.В. Сиротіна [121] зробила висновок, що зменшення пористості пісковиків залежить від складу цементу, і практично не залежить від віку досліджуваних порід. Проте, за даними О.М. Снарського [122], В. Енгельгардта [119] щільність порід з віком збільшується, оскільки більш давні породи зазнали довготривалішої дії діагенетичних процесів.

Практично всі дослідники зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід з глибиною відзначають, що на невеликих глибинах кореляційний зв'язок між пористістю порід-колекторів та глибиною їх залягання досить слабкий. Із зростанням глибини кореляційний зв'язок стає надійнішим.

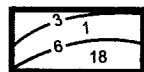
Дослідженню зміни відкритої пористості порід-колекторів з глибиною присвячена велика кількість наукових праць. Узагальнивши численний опублікований матеріал [123 - 145] здобувачем графічно показано зміни пористості від глибини залягання для осадових порід різних нафтогазоносних басейнів світу (рис. 4.1). Показовим є те, що криві відображають зміну ємнісних властивостей відкладів з різним літологічним і мінералогічним складом.

Пошуки глибокозанурених вуглеводневих покладів в українській частині Передкарпатського прогину почалися з буріння свердловин 1-Шевченково та 1-Лути. Під час буріння свердловини 1-Шевченково на глибині близько 7000 м спостерігались інтенсивні нафтогазопрояви з пісковиків спаської світи нижньої крейди. Промислові трипливи нафти на глибинах понад 5 км одержали із свердловин 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Північна Завода (5704-5797 м), 17-Семигинів (5200-5245 м), 5-Рожнятів (5114-5300 м) тощо.

У керні цієї свердловини, піднятому з глибини понад 7000 м у щільних пісковиках спостерігались мікротріщини, які були заповнені вуглеводневими компонентами. Це свідчить про значну роль мікротріщинуватості



Зони преважаючого механічного і хімічного ущільнення (за Н. Мондолом та ін, 2008)



Криві залежностей зміни пористості з глибиною за даними [123-145]

Рис. 4.1. Зміна пористості від глибини для осадових порід різних нафтогазоносних басейнів світу.

глибокозанурених порід-колекторів не тільки у формуванні емнісно-фільтраційних властивостей, але й характеру нафтонасиченості.

Поширення порід-колекторів на великих глибинах показує, що у Передкарпатському прогині достатньо добрі емнісні властивості (IV-V класи колекторів за В.А. Ханіним [146]) мають породи нижньоменілітової та вигодської світ палеогену [147]. Саме до цих відкладів приурочені колектори тріщинно-порового типу з пористістю до 10-15 % та проникністю до $(100-120) \cdot 10^{-3}$ мкм² (навіть на глибині 5 км відкрита пористість досягає 10 %, а більше 6 км - 7 %).

Просторове поширення порід-колекторів нафти і газу, з якими пов'язані промислові запаси вуглеводнів, тісно пов'язані з історією розвитку регіону, умовами седиментогенезу осадових товщ і постседиментаційними процесами [148]. Проведений П.М. Бодаком аналіз геологічного матеріалу по нафтогазоносних провінціях світу вказує на те, що при формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють геодинамічні процеси. Тобто, об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на їх деформацію та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості.

Отже під час занурення породи під дією зростаючого тиску ущільнюються. Ущільнення - це контрольоване тиском явище, при якому центри зерен, що складають породу наближаються один до одного, в основному, у вертикальному напрямку. Ущільнення, в значній мірі, явище незворотне і

зняття тиску веде лише до пружного відновлення (за деякими виключеннями).

Лінецький В.П. [149] передбачає існування трьох діапазонів тиску, які по різному впливають на ущільнення піщаних порід. При мінімальному тиску до 100 МПа відбувається дроблення зерен великої фракції, що призводить до сильного ущільнення порід внаслідок взаємного переміщення і переупаковки зерен. У діапазоні глибин від 10 до 15 км при тисках 100-500 МПа ущільнення порід є незначним і відбувається внаслідок пружної зміни об'єму зерен. Ущільненню протидіють механічні зв'язки, що виникають між зернами породи. Пластичний прошарок цементу, що виникає між зернами породи, виконує роль буфера між зернами і зберігає їх від руйнування. При більш високих тисках цемент починає руйнуватися, а у випадку пластичного цементу він може витискатися в поровий простір породи під дією високого тиску. У результаті цього зерна кварцу будуть знову торкатись і розтріскуватись в зонах контактів.

На думку Л.Б. Рухіна [150] піщано-алевритові породи під дією зростаючого з глибиною навантаження на породи, змінюються менш закономірно, ніж глинисті. Їх перетворення проходить за рахунок ущільнення цементу і лише при достатньо високих тисках і температурі, на великих глибинах (>10 км) - за рахунок роздроблення кварцових зерен.

Наведені вище дані вказують на наявність порід-колекторів на глибинах близько 10 км і більше, зумовлює

необхідність і актуальність дослідження закономірності зміни пористості порід-колекторів Передкарпатського прогину з глибиною їх залягання.

Пористість гранулярних порід залежить від низки факторів [151], головними з яких є: укладання і відсортованість зерен, форма і мінералогічний склад, гірський та внутрішньопоровий тиски, кількість цементу. умовно фактори можна розділити на дві групи: ті що залежать, в основному, від умов седиментації і ті, що залежать від глибини залягання.

На основі гравітаційної моделі ущільнення, при якій має місце вільний відтік флюїдів (стиснення з дренаванням) колективом авторів [151] запропоновано розрахувати глибину збереження колектора для умов Бориславсько-Покутської зони. Результати розрахунків показали, що гранична глибина поширення імовірного колектора становить 5,5 км. Однак, автори [151] вказують, що теригенні відклади через погане сортування матеріалу на цих глибинах уже не можуть бути колекторами.

З точки зору геостатики збереження пористості на глибинах, які перевищують граничну величину в 5,5 км, можна пояснити появою в осадовій товщі явища стиснення без дренавання, тобто стану, коли відтік води та відповідно, зменшення пористості сповільнюється або стає неможливим, а в самому масиві зберігається пористість. У результаті цього в природних резервуарах утворюються аномально високі пластові тиски. Тому глибина, на якій колектори можуть мати промислове значення пористості,

залежить від початкової пористості та наявності зон з аномально високими тисками.

Л.С. Мончак із співавторами [151] проводили прогнозування граничної глибини промислового колектора при початковій пористості осадів близько 40% та різних коефіцієнтах аномальності пластового тиску. У результаті проведених розрахунків було встановлено можливість прогнозування гранулярного колектора промислового значення до глибини 10 км при коефіцієнті аномальності пластового тиску $K_a=1,9$.

Здобувачем [152, 153], враховуючи результати розрахунків авторів [151] та використовуючи результати замірів пластових тисків у свердловинах, було здійснено розрахунок відкритої пористості гранулярного колектора для глибокозанурених горизонтів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Нами було розраховано коефіцієнти аномальності пластових тисків за формулою:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v g H},$$

де $P_{пл}$ – заміряний пластовий тиск у свердловині на глибині H , Па; ρ_v – густина води, кг/м^3 (для розрахунків прийнято 1050 кг/м^3); g – прискорення вільного падіння, м/с^2 .

Результати розрахунків відкритої пористості теригенних колекторів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину для 10 глибоких свердловин наведені в таблиці 4.1.

З розрахунків можна зробити висновок, що у випадку коли відхилення розрахункового коефіцієнта пористості від

фактичного є від'ємною величиною, у пласті поруч з поровим колектором є й тріщинний, за рахунок якого і збільшується пористість.

Таблиця 4.1.

Відкрита пористість за даними лабораторних досліджень та розрахунків з використанням баричних умов у глибоких свердловинах

Родовища та номери свердловин	Глибина, м	Тиск, МПа	Коефіцієнт аномальності K_a	Коефіцієнт відкритої пористості, K_p , %		Відхилення
				Розрахунковий	за даними лабораторних досліджень	
1	2	3	4	5	6	7
Новосхідниця-11	5000	65,0	1,26	6,4	9,2÷10,1	-2,8÷-3,7
Смолянська-2	5070	72,5	1,39	10,2	9,3	0,9
1	2	3	4	5	6	7
Новосхідниця-5	5200	76,7	1,43	9,6	12,7	-3,1
Новосхідниця-2	5400	68,0	1,22	3,3	7,6	-4,3
Північна Завода-1	5580	88,6	1,54	11,9	7÷13	4,9÷-1,1
Підберезька-1	5675	89,5	1,53	11,0	8,6	2,4
Соколовецька-1	5810	92,3	1,54	10,4	7÷12	3,4÷-1,6
Новосхідниця-4	6050	97,0	1,55	10,0	7,8	2,2
Луги-1	6230	98,5	1,53	8,7	6,9÷7,1	1,81÷1,6
Шевченково-1	7225	129,0	1,73	10,5	3,7	6,8

Відхилення розрахункової пористості у сторону додатних значень, можуть бути пояснені локальними особливостями порід-колекторів палеогену. Наприклад, свердловина

Новосхідниця-4 розкрила пласт-колектор недалеко від літологічного заміщення пісковика глиною, що відобразилося на значенні коефіцієнта пористості.

Для вирішення проблеми прогнозування гранулярної пористості палеогенових порід-колекторів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на великих глибинах було застосовано геолого-статистичне моделювання результатів розрахунку відкритої пористості для 35 свердловин з глибинами від 1100 до 4750 м, та 10 глибоких свердловин наведених у таблиці 4.1. Обробку отриманих результатів було здійснено за допомогою спеціалізованого математичного пакету "STATISTICA".

У результаті отримано геолого-статистичну залежність зміни гранулярної пористості з глибиною з врахуванням початкових пластових тисків в нафтогазоносних горизонтах (рис 4.2), яка описується таким логарифмічним рівнянням:

$$K_p = 106,1317 - 25,3402 \cdot \lg H \quad (4.1)$$

Коефіцієнт кореляції становить $-0,7147$, що дає підставу говорити про наявність певного зв'язку між досліджуваними величинами. Керуючись отриманими результатами, можна прогнозувати існування порід-колекторів з промисловими значеннями відкритої пористості на значних глибинах з врахуванням аномальності пластових тисків.

В роботі [154] на прикладі еоценових і олігоценних нафтоносних теригенних колекторів Долинського і Північнодолинського родовищ встановлено, що при абсолютній проникності $0,025 \cdot 10^{-3}$ мкм² ефективна (фазова)

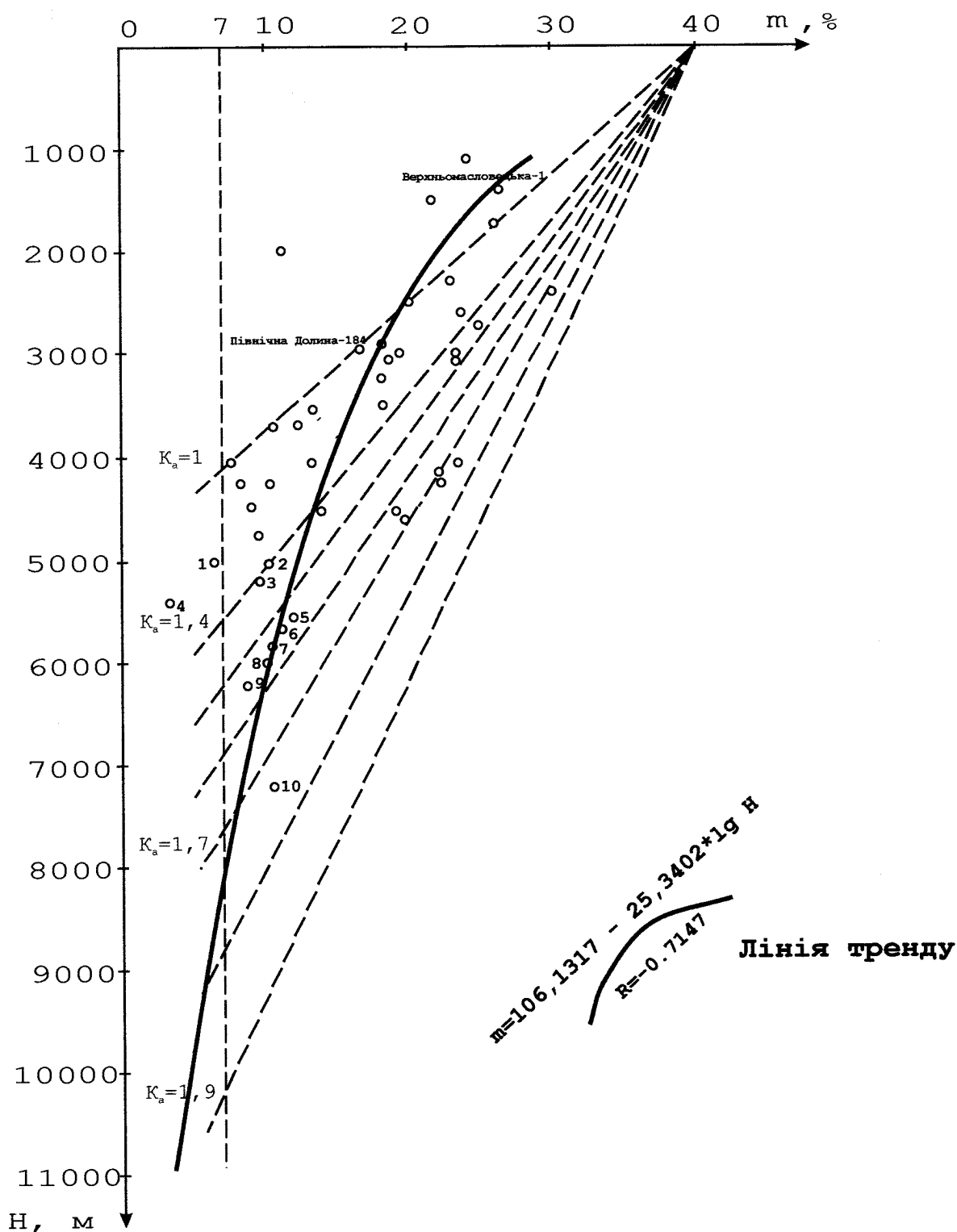


Рис. 4.2. Зміна пористості з глибиною у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, з врахуванням аномальності пластових тисків (за матеріалами Мончака Л.С., Хомина В.Р. та особистих досліджень здобувача [152, 153]).

Номер свердловин на графіку: 1 - Новосхідниця-11, 2 - Смолянська-2, 3 - Новосхідниця-5, 4 - Новосхідниця-2, 5 - Північна Завода-1, 6 - Підберезька-1, 7 - Соколовецька-1, 8 - Новосхідниця-4, 9 - Луги-1, 10 - Шевченково-1.

проникність різко змінюється і наближається до нуля. Це значення абсолютної проникності прийняте авторами за кондиційне, а йому відповідає відкрита пористість 6 %. Н.С. Предтеченська [155] за залежністю абсолютної проникності від відносної, з урахуванням співвідношення фаз у поровому середовищі встановила кондиційне значення абсолютної проникності $0,15 \cdot 10^{-3}$ мкм², при якому кондиційне значення пористості олігоценових відкладів Передкарпатського прогину становить 4 %.

За результатами наших досліджень [152, 153] гранулярний колектор промислового значення (пористість більше 7 %) у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину може існувати до глибини 8000 м. При цьому необхідно ще врахувати значний вплив на цих глибинах тріщинуватості гірських порід, що ще буде значно покращувати їх фільтраційні властивості.

У бітумінозних породах спаської світи, що розкриті на глибині до 7,5 км у св. Шевченково-1 [56], встановлені тріщини нашарування. Ці тріщини, на думку авторів, виникли під дією кількох сил різної величини і напрямку. Такі умови були характерні при складкоутворенні та зануренні флішових відкладів на глибину.

Співробітниками НДПІ ВАТ «Укрнафта» спостерігалися мікротріщини стилолітоподібної форми у дрібнозернистих пісковиках (рис. 4.3).

О.Є. Лукін [156] на основі комплексного вивчення стилолітоподібних тріщин глибокозанурених теригенних нижньокам'яновугільних відкладів встановив, що вони представляють собою трансформовані тріщини гідророзриву.

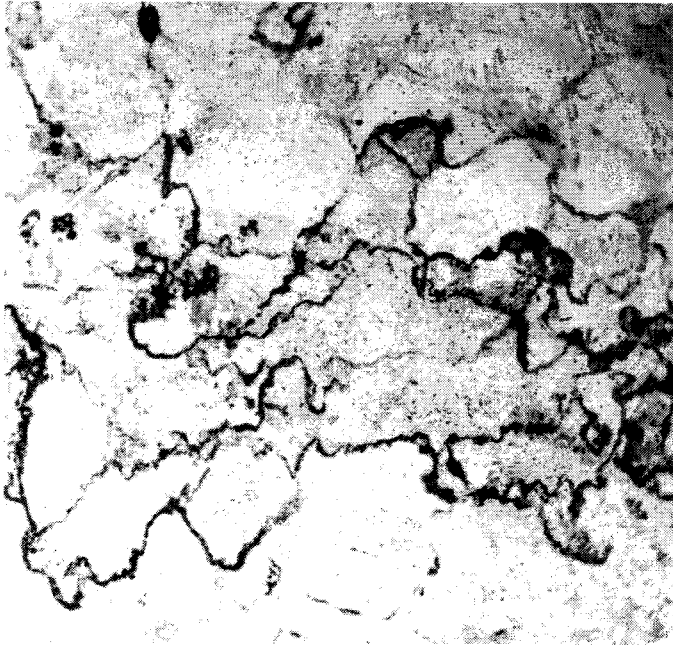


Рис. 4.3. Пісковик кварцовий, середньо-дрібнозернистий. Мікростилолітові поверхні зубчастої форми. Верхньоспаська підсвіта. Св. Шевченково-1, інтервал 7068,9-7069,9 м.

Збільшення $\times 100$.

Тому стилолітоподібні тріщини спаської світи можна вважати тріщинами літогенетичної природи, що під дією значних тангенціальних тисків у процесі складкоутворення були сильно трансформовані.

Вивчення вторинної пористості є важливою частиною проблеми дослідження колекторів нафти і газу на великих глибинах. На основі обробки великої кількості лабораторного матеріалу по Карпатській нафтогазонасній провінції [157] встановлено: закономірне погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів з зануренням на великі глибини; глибинна зональність катагенетичного перетворення теригенних порід і стабільність перетворення структури порового простору є

наслідком збільшення геостатичного тиску і палеотемператури надр; критичні глибини існування пористої ємності і фільтрації піщано-алевритових колекторів; регіональні зони катагенетичного утворення вторинної пористості гранулярних колекторів при певних термодинамічних і фізико-хімічних умовах дестабілізації рівноваги.

Головні перетворення порового простору і найсуттєвіші погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів проходять в зоні переходу між середньою та пізньою стадією катагенезу розташованої в Передкарпатському прогині на глибині 3,8-4 км.

Згідно з [157] у Карпатській нафтогазоносній провінції вторинна катагенетична пористість 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/м^3 спостерігаються чисельні горизонти з помітно вищою загальною пористістю до 11-18%, відкритою пористістю 8-16%, проникністю $(1-9) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, і пониженою густиною 2300-2390 кг/м^3 . Це дає можливість зробити висновок, що в зонах вторинної пористості фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів зростають в 2-4 рази, а їх густина зменшується на 3-13%.

У результаті дослідження плоско-паралельних шліфів крейдово-палеогенового флішу локальних об'єктів Передкарпатського прогину встановлено широкий розвиток літогенетичної тріщинуватості в породах-колекторах.

Літогенетична тріщинуватість глибокозанурених горизонтів є характерною переважно для шаруватих піщано-аргілітових товщ, особливо для зон різкої зміни гранулометричного складу порід (рис. 4.4), а також масивних пісковиків середньо- і нижньоменілітової підсвіт олігоценових відкладів Передкарпатського прогину (рис. 4.5). До таких тріщин переважно приурочені підвищені концентрації вуглеводневих компонентів, що створює шарувату текстуру взірців.

З метою визначення впливу катагенетичних перетворень на зміни особливостей літогенетичної тріщинуватості нами проведено порівняльні дослідження олігоценових порід-колекторів Передкарпатського прогину та візейських теригенних колекторів Дніпровсько-Донецької западини [158].

Під час дослідження порід-колекторів із глибокої свердловини 200-Березівська нами [158] встановлена подібність будови теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Для теригенних колекторів ДДЗ характерна шарувата будова піщано-алевритової товщі і розвиток зон мікротріщинуватості по площинах нашарування (рис. 4.6). Найкращі емнісно-фільтраційні властивості і найбільша товщина порід-колекторів зафіксовані у склепінних частинах піднять, що в певній мірі зумовлено розшаруванням породи-колектора. Тому можна стверджувати, що на глибинах понад 5 км як у Дніпровсько-Донецькій западині, так і в Передкарпатському прогині є як поровий, так і порово-тріщинний типи колектора, причому із

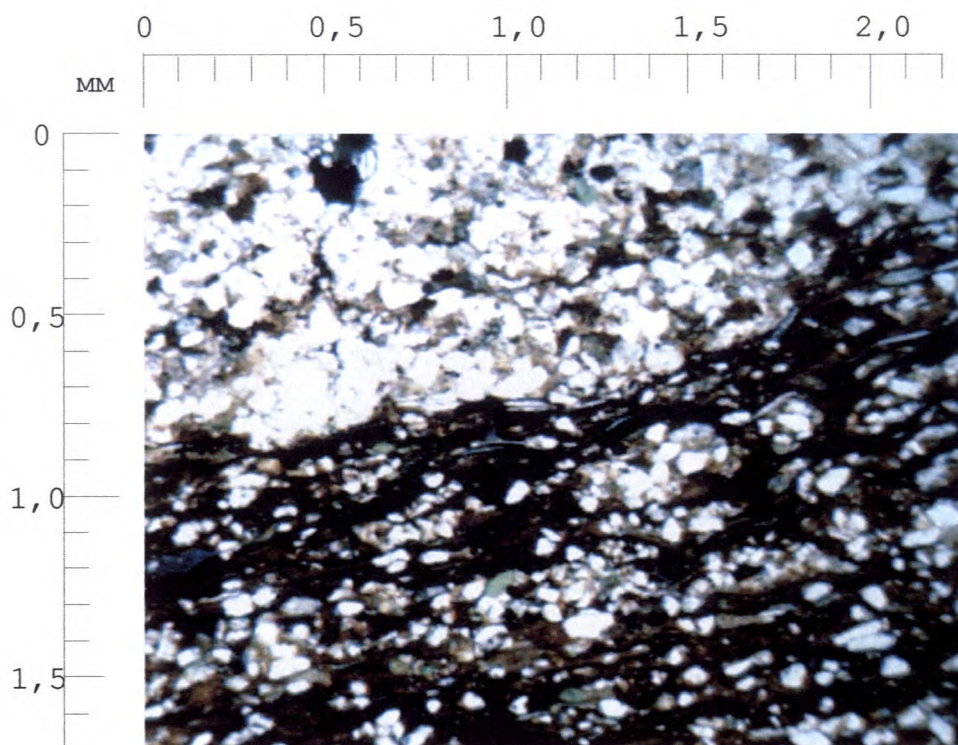


Рис. 4.4. Зона тріщинуватості на контактї дрібнозернистого пісковика з глинистим алевролітом (свердловина 5 - Рожнятів, інтервал 5170-5175 м).

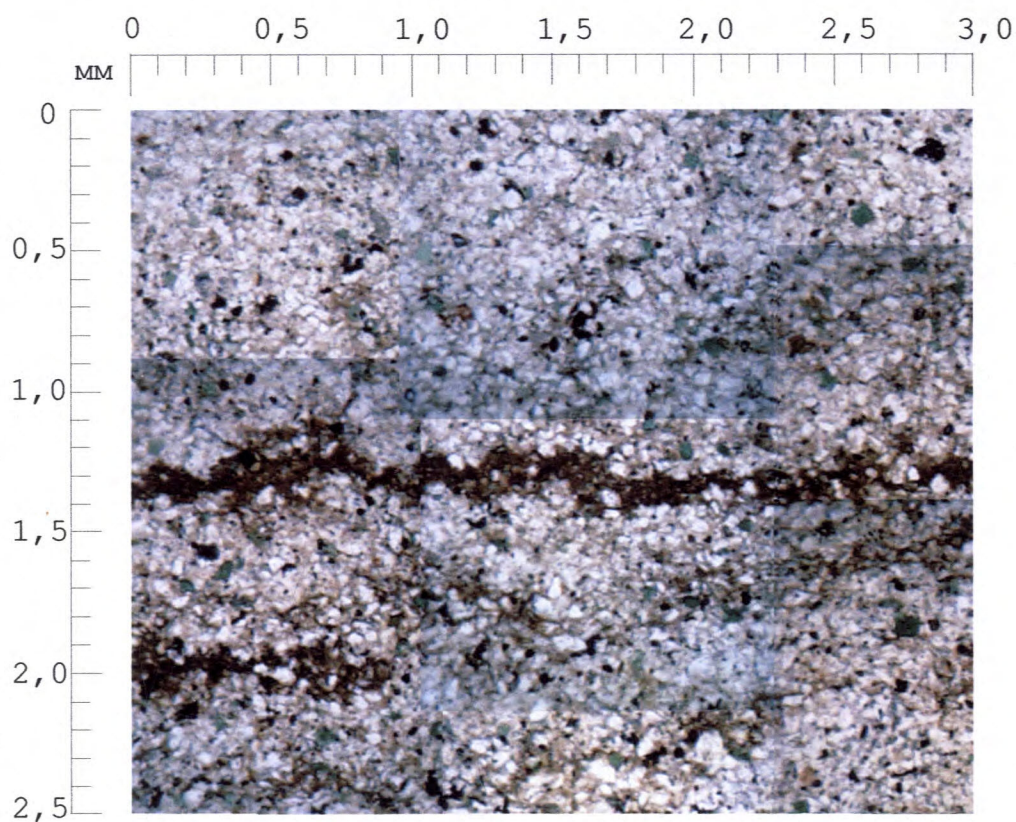


Рис. 4.5. Субгоризонтальна тріщина виповнена вуглеводневими компонентами у щільному дрібнозернистому пісковіку (свердловина Завода-62, інтервал 4618-4622 м).

зростанням глибини роль останнього у формуванні фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів значно збільшується.

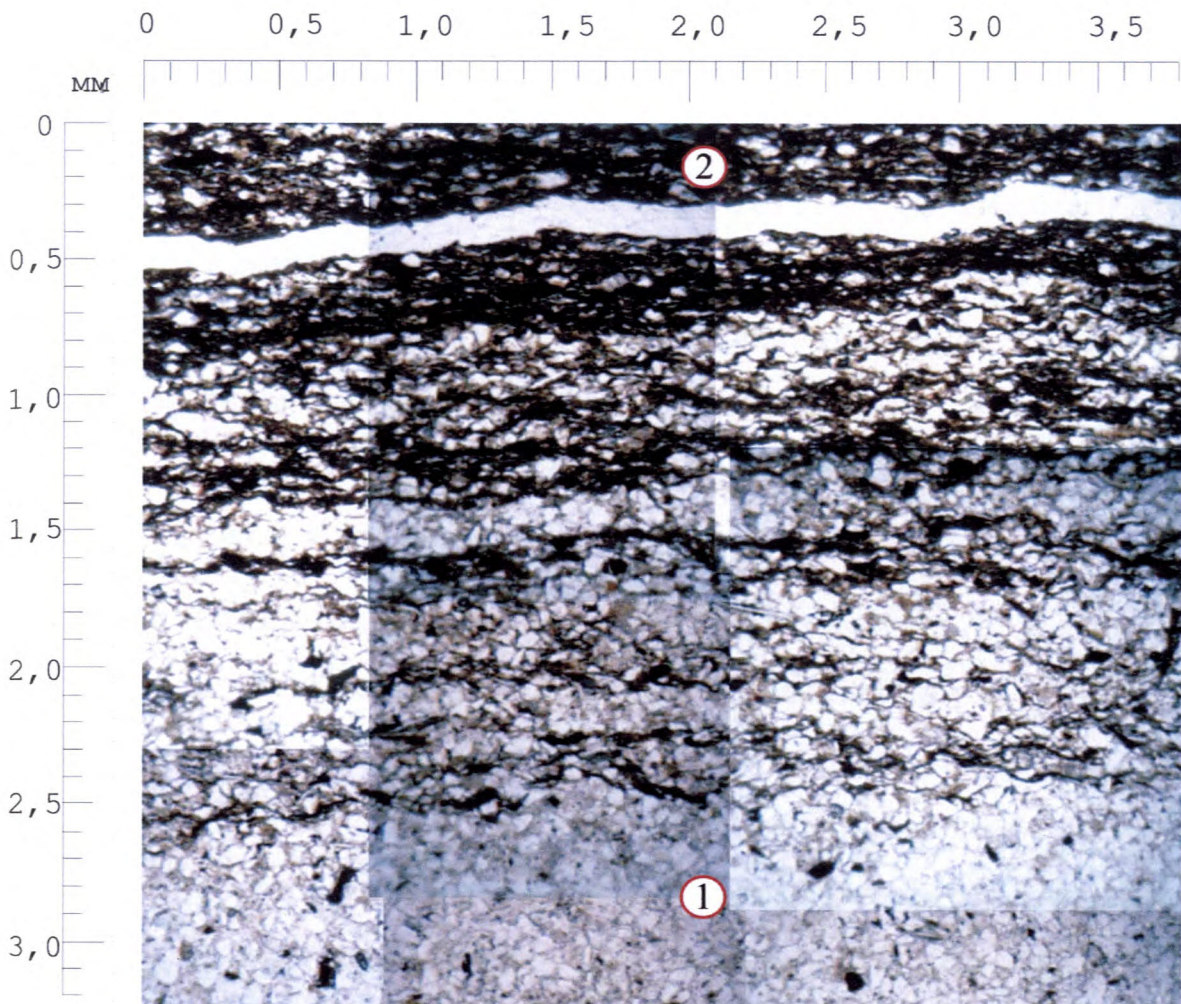


Рис. 4.6. Тріщинувата зона, що приурочена до переходу від дрібнозернистого пісковика (1) до алевроліту (2) (свердловина Березівська-200, інтервал 4535-4540 м).

Теригенні порово-тріщинні колектори ДДЗ на глибинах понад 5000 м уже давно є промисловими об'єктами з яких отримують значні припливи вуглеводнів. Для прикладу, у пошуковій свердловині 50-Березівська з інтервалу 5492-5460 м отримано приплив газу дебітом 1613,5 тис. м³/добу,

у пошуковій свердловині 71-Березівська з інтервалу 5955-5967 м - 385 тис. м³/добу, а в експлуатаційній свердловині 113-Березівська з інтервалу 5457-5560 м - 1 млн. м³/добу. Середній добовий дебіт товарного газу з однієї свердловини горизонту С-5 складає 29,8 тис. м³/добу, а з горизонту В-16 (колектори якого характеризуються як тріщинно-порові) - 70 тис. м³/добу. На Кобзівському родовищі наявність покладів вуглеводнів, крім відкритих у картамишських, передбачається у верхньо-та середньокам'яновугільних відкладах на глибинах до 3300 м. У свердловині 103-Веснянська отримано промисловий приплив нафти з глибини 5450 м.

При дослідженні кернового матеріалу з глибоких свердловин Дніпровсько-Донецької западини теригенні породи колектори характеризуються як піщано-алевролітові, з шаруватістю за рахунок вуглисто-інколи вуглисто-слюдистого матеріалу на контакті прошарків. Переважно на контактах таких прошарків спостерігаються літогенетичні тріщини вздовж нашарування.

Дослідження теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і Дніпровсько-Донецької западини в ультрафіолетовому світлі вказує на деяку їх відмінність. Для взірців порід-колекторів Передкарпатського прогину, відібраних у глибоких свердловинах, з інтервалів де отримали припливи нафти, характерним є інтенсивне світіння в ультрафіолетовому світлі тріщин та притріщинних зон матриці породи-колектора. Переважно, зони розвитку мікротріщинуватості

та ослаблені зони дроблення порід-колекторів, до яких приурочені максимальні концентрації органічної речовини і вуглеводнів, люмінесціюють червоно-бурими, світлобурими і бурими кольорами.

Теригенні породи-колектори Березівського газоконденсатного родовища з інтервалу 4535-4540 м слабо люмінесціюють темнобурими кольорами. Найінтенсивніше світіння спостерігається на контактах пропластків, до яких приурочена вуглиста органічна речовина. В той же час, подібні за структурою і текстурою взірці з інтервалу 5850-5855 м практично не люмінесціюють, що вказує на значний вплив катагенетичних перетворень органічної речовини з глибиною і відсутності у них рідких вуглеводневих речовин. Згідно з [56] у центральній і південно-східній частинах ДДЗ породи-колектори на глибинах 4000-6500 м знаходяться на стадії пізнього катагенезу (рис. 4.7, рис. 4.8).

У той же час у Передкарпатському прогині регіонально нафтоносні олігоценіві відклади на глибинах 4,0-5,5 км перебувають на стадії раннього катагенезу, а на глибинах 5,5-7,0 км переважно характеризуються змінами притаманними стадії середнього катагенезу.

Як показують результати проведених порівняльних досліджень, навіть на етапі пізнього катагенезу при дії високих тисків і температур теригенні породи-колектори зберігають літогенетичну тріщинуватість. Отримані промислові припливи із таких колекторів у межах ДДЗ свідчать про досить добрі фільтраційні властивості глибокозанурених порід-колекторів, що зумовлені

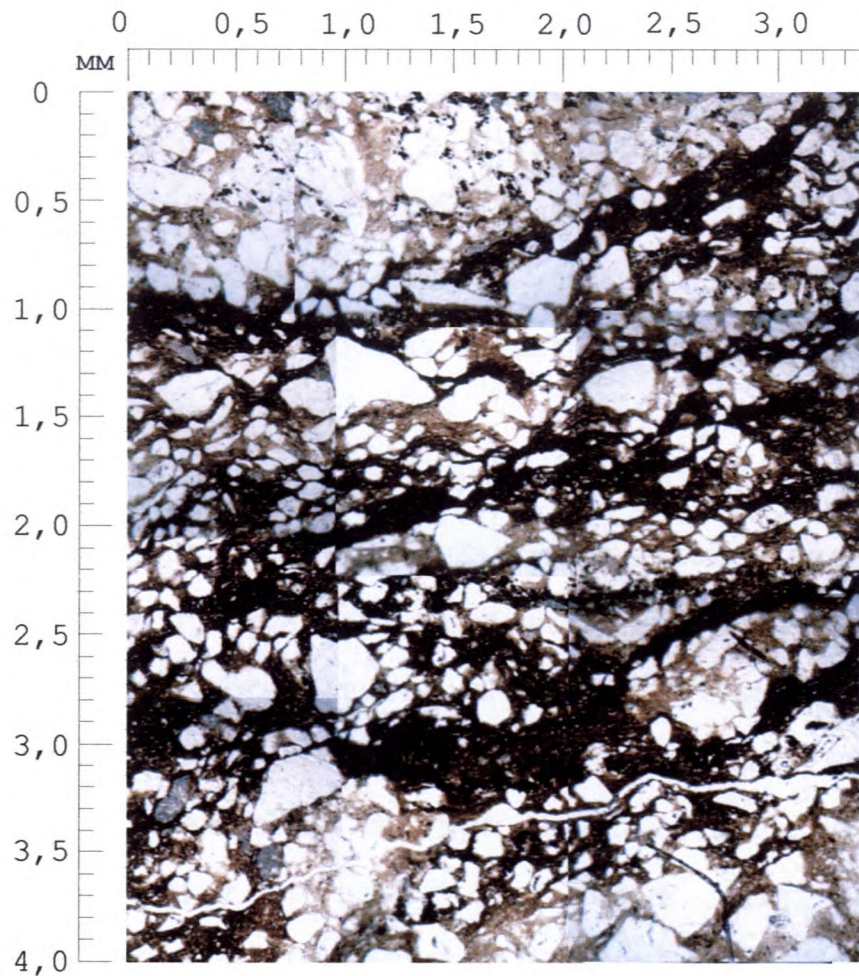


Рис. 4.7. Пісковик крупно-середньозернистий з підвищеним вмістом вуглеводневих компонентів у тріщинуватій зоні (свердловина Березівська-200, інтервал 5850-5855 м).

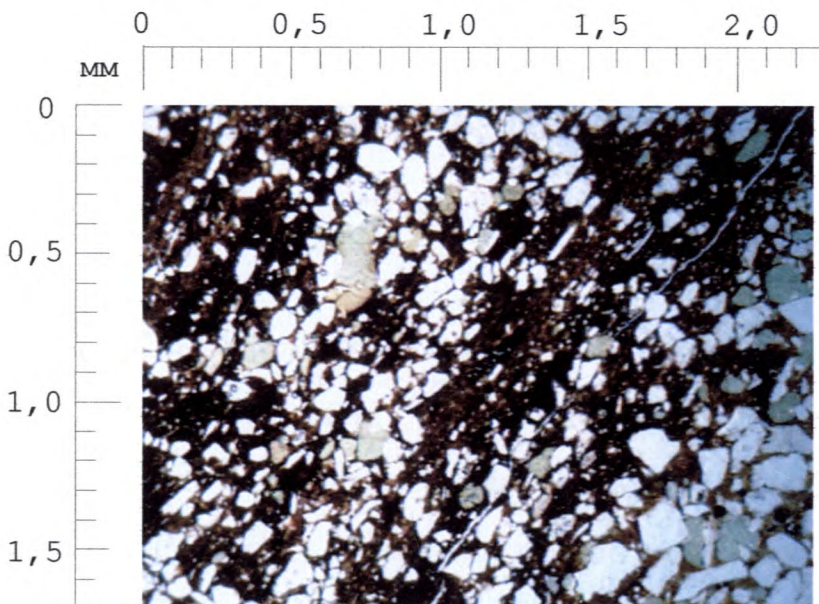


Рис. 4.8. Пісковик середньо-дрібнозернистий з підвищеним вмістом вуглеводневих компонентів у зоні тріщинуватості (свердловина 5 - Рожнятів, інтервал 5221-5226 м).

субгоризонтальною літогенетичною тріщинуватістю. Це дає підстави вважати, що на глибинах більше 5-6 км де породи-колектори знаходяться у зоні пізнього катагенезу у розрізі олігоценових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району можлива наявність промислових порово-тріщинних колекторів, для яких характерна літогенетична тріщинуватість.

Експериментальні дослідження Р.С. Копистянського [159, 160] показали, що у піщано-алевролітових породах Передкарпатського прогину не відбувається змикання тріщин різного генезису і орієнтування при значних ефективних тисках (до 400 МПа), що відповідає глибинам близько 16 км. Одночасно він вказав, що при тисках близько 200 МПа міжзернова фільтрація зменшується більше, ніж на 60% та повністю припиняється при тиску стиснення 400 МПа. У аргілітах, на відміну від піщано-алевролітових порід, тріщини починають змикатися в умовах глибин 4-6 км та повністю зникають при 10-12 км. На основі цих даних Р.С. Копистянський зробив висновок про збереження тріщинуватості порід-колекторів до глибин 16 км та про зменшення з глибиною тріщинуватості порід-покришок (аргілітів).

За даними В.В. Глушка та С.С. Круглова [161] у Бориславсько-Покутській зоні, де глибини залягання порід не визначають їх початкових максимальних глибин, тобто максимальних навантажень, які коли-небудь діяли на них, не можна очікувати закономірного ущільнення порід і зменшення пористості з глибиною. У розрізі Орівського

родовища відклади менілітової світи Берегової скиби, які в результаті тектонічних рухів гіпсометрично знаходяться ближче до денної поверхні, чим вони були раніше, зберегли залишкові незворотні деформації, як наслідок дії тих навантажень, яких вони зазнали на початкових глибинах залягання. Вони володіють меншими значеннями пористості ніж аналогічні відклади другого, в даний час більш глибокого ярусу структур - Орівська глибинна складка.

Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розущільнення за рахунок фізико-хімічного вилуговування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів та їх механічного розущільнення шляхом гідророзриву. Ці процеси пов'язуються з дією високонапірних флюїдів, що потрапляють у породи [162].

Наведені приклади свідчать, що крім літогенетичної тріщинуватості на збереження ФЄВ глибокозанурених порід-колекторів впливають й інші фактори, такі як: тектонічна тріщинуватість, геодинамічний розвиток регіону, фізико-хімічні процеси тощо.

Дослідженнями В.М. Добриніна [66] встановлено, що коефіцієнт пористості слабозаглинизованих колекторів відібраних на глибині близько 6000 м, у поверхневих умовах може збільшитися за рахунок зміни термобаричних умов на 2-7%. У глинистих колекторах зміна може відбуватися в межах 5-12 %, а в піщано-глинистих породах, що мають високу відносну глинистість, від 10 до 22 %. Таким чином, у середньому зменшення пористості при

підйомі породи з значної глибини на поверхню може досягати майже 30 % всієї істинної величини для теригенних колекторів, що і спостерігається для колекторів Передкарпатського прогину.

З іншого боку, у керні, що піднімається на денну поверхню при зміні нерівномірного об'ємно-напруженого стану рівномірним може відбутися змикання окремих систем тріщин. У результаті лабораторні визначення параметрів колекторів, що розбиті тріщинами, можуть дати занижені величини у порівнянні з природними в масиві на глибині.

Аналізуючи наведений матеріал можна говорити про сприятливі фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів на глибинах понад 5 км для теригенних колекторів.

На великих глибинах зони літогенетичної тріщинуватості відіграють значну роль у формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів, а їх розвиток призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Це пов'язано з тим, що вуглеводні концентруються переважно у тріщинах та притріщинних зонах. Тому встановлення переважачого типу пустотного простору і його нафтогазонасичення повинно бути необхідною передумовою обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт та при впровадженні заходів з освоєння нафтогазових покладів на великих глибинах.

Отже, з вищенаведеного можна зробити наступні висновки:

1. Встановлена закономірність зміни ємнісних властивостей палеогенових порід з глибиною залягання дає

підстави стверджувати, що гранулярний колектор промислового значення (пористість близько 7%) у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину може існувати до глибини 8000 м. Розвиток тріщинуватості гірських порід на цих глибинах буде сприяти формуванню тріщинно-порового чи порово-тріщинного типу колектора.

2. Зменшення міжзернової проникності порід-колекторів на великих глибинах компенсується зростанням тріщинної проникності. У зонах розвитку літогенетичної тріщинуватості покращуються колекторські властивості ущільнених порід-колекторів;

3. Катагенетичні перетворення порід-колекторів на великих глибинах впливають на особливості їх нафтогазонасичення. Мікроскопічними дослідженнями не встановлено значного впливу процесів катагенезу на особливості літогенетичної тріщинуватості та розкриття тріщин.

РОЗДІЛ 5

ВПЛИВ ЛІТОГЕНЕТИЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ І ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Об'єднання літогенетичної тріщинуватості у системи паралельних тріщин вздовж нашарування має велике значення для вивчення процесів фільтрації у тріщинуватих олігоценових породах-колекторах. Визначення переважачої системи тріщин у породі дозволяє вирішувати принципові проблеми фільтрації флюїдів до вибою експлуатаційних свердловин. Для цього необхідно дослідити особливості просторового поширення систем тріщин та величини їх розкриття, а також взаємозв'язку окремих тріщин.

З метою наукового обґрунтування пошуків та розвідки, а особливо розробки порово-тріщинних колекторів необхідно напрацювати схему, яка б дозволяла оцінити процеси, що відбуваються у колекторі при вилученні з нього нафти і газу. Для порових колекторів такі схеми розроблені, що дозволяє зрозуміти процеси фільтрації, які відбуваються у процесі розробки.

Про вирішальну роль мікротріщинуватості при фільтрації у тріщинуватих колекторах стверджували Г.І. Баренблатт і Ю.П. Желтов [163], В.П. Пілатовський [164], Ф.І. Котяхов [165], Г.М. Ломізе [166], Л.Г. Наказна [167], В.Д. Вікторін [168], М.Д. Сергеев з співавторами [169] та ін.

Гідродинамічні розрахунки [33] показують, що значні припливи нафти і газу у тріщинному колекторі можуть забезпечуватись широкорозвинутою системою мікротріщин,

розкриття яких не перевищує 100 мкм. Ці ж розрахунки показують, що у випадку розкриття тріщин порядку міліметра, проникність колектора повинна становити десятки і навіть сотні мікрометрів квадратних.

В.Н. Майдебор [71] відзначає, що при густоті тріщин з розкриттям 100 мкм від 10 до 30 на 1 м та товщині продуктивного горизонту від 7 до 50 м дебїти свердловин можуть змінюватись від 150 до 2000 м³/добу.

Котяхов Ф.І. [65] стверджує, що при дослідженні порово-тріщинних колекторів, необхідно розрізнати тріщинну проникності і проникність тріщини, яка визначається кількістю рідини певної в'язкості, що протікає за одиницю часу через одиницю площі поперечного перерізу тріщини при певному градієнті тиску.

Тому дослідження ролі пошарових літогенетичних тріщин при розробці порово-тріщинних колекторів та формуванні їх тріщинної проникності, а також у процесі підрахунку запасів нафти має не тільки теоретичне, а й практичне значення.

При дослідженні фільтрації порово-тріщинним середовищем та оцінці запасів необхідно перш за все розділити порову (міжзернову) та тріщинну пустотність, проникність пористої матриці і тріщин, а також оцінити долю їх участі у формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів різних типів.

Зважаючи на те, що літогенетичні тріщини виповнені нафтовими вуглеводнями постає проблема підрахунку в них запасів вуглеводнів. Саме цій проблемі присвячено даний розділ.

5.1 Підрахунок запасів нафти у порово-тріщинних колекторах

Досить часто видобувні запаси вуглеводнів, особливо нафти, можуть міститися у вторинних пустотах – тріщинах. Прикладом можуть бути поклади у верхньокрейдових відкладах нафтових родовищ Передкавказької НГП [184], а також практично всі поклади у глинистих породах-колекторах Пермської НГП (світа клірк-форх серії леонард нижньої пермі), Каліфорнійська НГП (верхньоміоценові глинисті сланці) [9].

Аналіз даних, наведених у попередніх розділах, дають нам підстави вважати, що видобувні запаси нафти в олігоценових породах-колекторах містяться переважно у зонах літогенетичної тріщинуватості. Досягнуті коефіцієнти нафтовилучення на родовищах Надвірнянського НГПР, які перебувають на завершальній стадії розробки, складають 10-20%. Це може бути зумовлено об'ємом літогенетичної тріщинуватості, яка за даними інших розрахунків [109] складає до 15 % від загального об'єму пустотного простору олігоценових порід-колекторів.

Запаси нафти, що містяться у тріщинах можуть бути визначені за формулою об'ємного методу підрахунку запасів:

$$Q_{\text{вид}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \quad (5.1)$$

Оскільки підрахунок ведеться для тріщинної пустотності порово-тріщинного колектора то: $K_{\text{п}} \Rightarrow K_{\text{тр}}$; $\beta_{\text{н}} = 1$, оскільки

у тріщинах не міститься зв'язана вода, тоді формула (5.1) матиме вигляд:

$$Q_{\text{вид}} = F \cdot h \cdot K_{\text{тр}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \quad (5.2)$$

Тріщинну пустотність можна визначити за результатами дослідження порід-колекторів у шліфах, згідно з загальноприйнятою формулою:

$$K_{\text{тр}} = \frac{b \cdot l}{S} \quad (5.3)$$

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

Ф.І. Котяхов з співавторами [185] досліджували тріщинуватість колекторів гідродинамічними методами і запропонували наступну формулу для визначення коефіцієнта тріщинної пустотності $K_{\text{тр}}$:

$$K_{\text{тр}} = \sqrt[3]{\frac{6\eta\mu \ln R_{\text{к}} / R_{\text{с}} P^2}{\pi h}}, \quad (5.4)$$

де P - об'ємна густота тріщин; η - коефіцієнт продуктивності свердловини.

Є.С. Ромм [33], аналізуючи справедливість застосування вказаної формули зазначив, що вона справедлива тільки в одному випадку, коли у пласті є тільки одна система горизонтальних тріщин.

При умові однієї системи тріщин з однаковим розкриттям величина (P) є по суті співрозмірною з густиною тріщин (Γ), що визначається у шліфах.

Розрахувавши тріщинну пустотність за формулою Ф.І. Котяхова для інтервалу верхньоменілітових відкладів у свердловині 6-Микуличин в інтервалі 2431-2434 м, ми отримали значення пустотності тріщинної системи 6,24 %.

Порівнюючи результати розрахунку пустотності у шліфах [109] з результатами отриманими за формулою (5.3) ми виявили незначну розбіжність між отриманими значеннями. усереднене значення тріщинної пустотності розрахованої здобувачем у шліфах, з цього інтервалу, склало 5,5 %, а в одному із зразків досягало 6,8 %. При розрахунку у шліфах враховувались розкриття тріщин у полі досліджуваного шліфа, а у формулі Ф.І. Котяхова прийнято усереднене значення для всього інтервалу.

За формулою Ф.І. Котяхова нами виконані розрахунки тріщинної пустотності для товщини продуктивного горизонту 1 м у залежності від різного значення об'ємної густоти тріщин та коефіцієнту продуктивності свердловин. З використанням математичного пакету «MathCad» створено номограми для визначення тріщинної пустотності порід-колекторів за результатами гідродинамічних досліджень у свердловинах та дослідження зразків керну (рис. 5.1). Шифр кривих об'ємна густота тріщин. Істинне значення тріщинної пустотності визначається за формулою:

$$K_{\text{тр}} = \frac{K_{\text{тр}}^*}{\sqrt[3]{h}}, \quad (5.5)$$

де $K_{\text{тр}}^*$ - значення тріщинної пустотності визначене з номограм, h - товщина продуктивного горизонту.

Коефіцієнт продуктивності свердловини 2-Микуличин при депресії 8,5 МПа складає 2,47 м³/добу·МПа, ефективна товщина колектора 23,2 м, а середнє значення поверхневої густоти літогенетичних тріщин 59 м⁻¹. Визначивши коефіцієнт тріщинної пустотності за номограмами отримуємо

$K_{тр} = \frac{3}{\sqrt[3]{23.2}} = 1,05\%$, що приблизно відповідає середньому значенню отриманим за розрахунками у шліфах (0,2–1,83%).

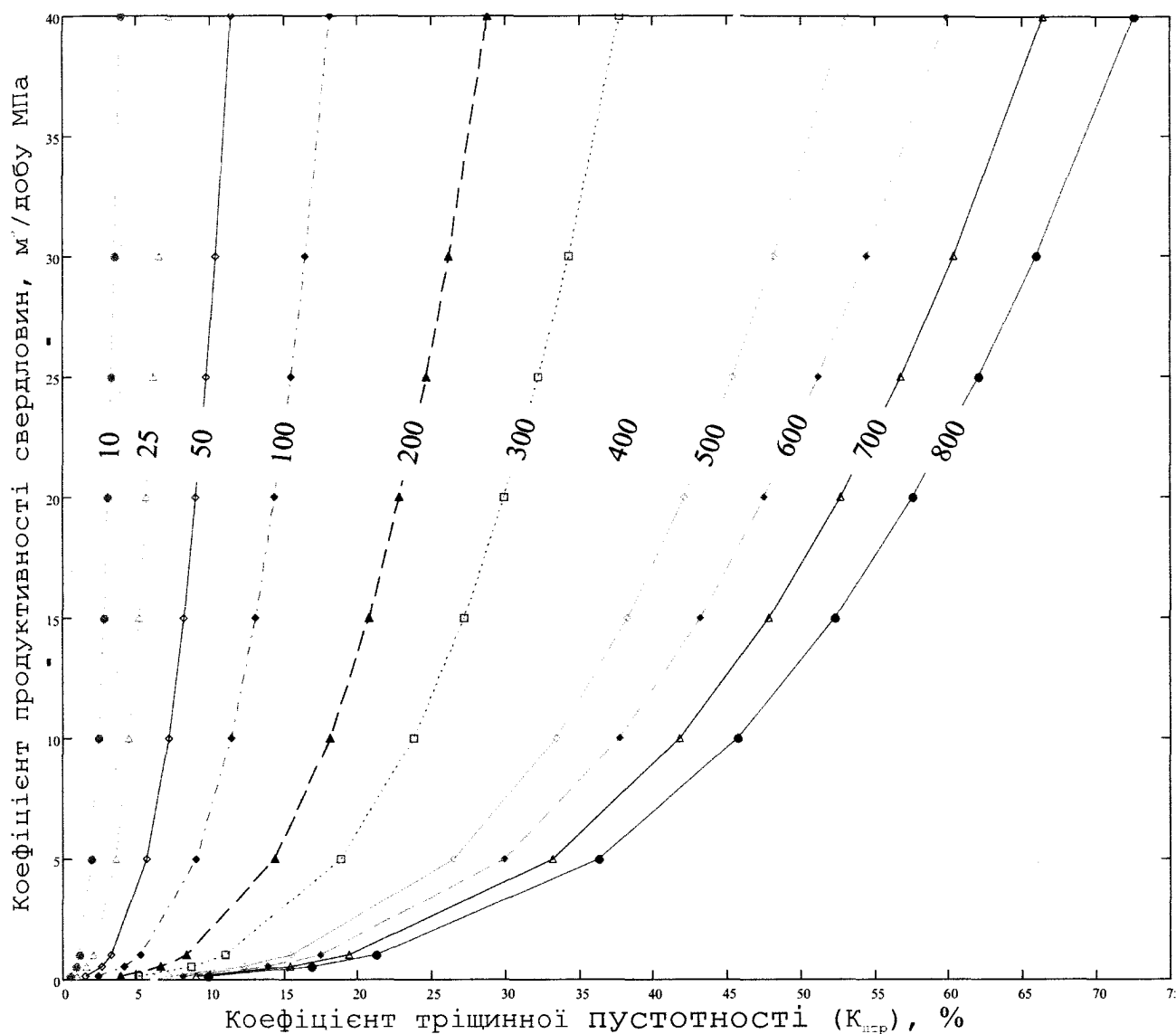


Рис. 5.1. Номограми визначення тріщинної пустотності (шифр кривих – об'ємна густина тріщин). Склад Т.В. Здерка.

Визначати розкриття тріщин у теригенних породах-колекторах набагато складніше ніж у карбонатних. У лісковиках із стінок тріщин на зрізі породи випадають зерна, що візуально створює більше розкриття тріщин, оскільки з площиною тріщини з'єднуються міжзернові пори.

Як показують узагальнення проведених досліджень [170] при розкритті тріщин 1-10 мкм візуально визначені розміри розкриття під мікроскопом є завищеними. При розкритті тріщин 10-15 мкм фактичні і візуально визначені значення практично співпадають. При розмірах 15 мкм і більше візуально визначені величини розкриття тріщин є заниженими.

Крім цього густина тріщин, що визначається по керну є систематично заниженою, оскільки найбільш тріщинуваті керни переважно розсипаються по тріщинах. Тому такі тріщини не враховуються при лабораторних дослідженнях.

Насправді середнє розкриття тріщин має бути вищим від розрахованого, оскільки при випробуванні свердловин проникність знижується через забруднення привибійної зони та недосконалість розкриття при випробуванні. Проникність пласта, визначається не середнім значенням розкриття тріщин, а їх звуженням і характером взаємозв'язку між собою.

Отже, точність визначення тріщинної пустотності залежить від параметра тріщинуватості, тобто розкриття тріщин і точності їх визначення. Тому мікроскопічні дослідження є необхідними, оскільки дозволяють з меншою похибкою оцінити тріщинну пустотність і проникність.

Аналіз розробки родовищ Надвірнянського нафтопромислового району вказує, що на природних режимах зиснаження їх розробка є неефективною, а процес нафтовилучення залежить у значній мірі від структури пустотного простору загалом та тріщин зокрема. Вилучення запасів переважно з тріщин на початкових етапах

експлуатації спричиняє їхнє швидке змикання та різке зниження дебітів свердловин. Тому, у процесі розробки необхідно підтримувати пластовий тиск для запобігання змикання флюїдопровідних тріщин, або зафіксувати розкриття тріщин методами гідророзриву з закачуванням піску у тріщини для збереження їх розкриття протягом тривалого часу.

5.2 Вплив літогенетичної тріщинуватості на нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів

Із родовищ з порово-тріщинними та тріщинно-поровими типами колекторів видобувається значна кількість нафти. Такі родовища розробляються у Передкавказькій НГП, Прип'ятській нафтогазоносній області (НГО), Карпатській та Причорноморсько-Кримській НГП, Північнокарпатській, Мізійській, Західноєвропейській, Передкарпатсько-Балканській НГП, Західноканадській, Примексиканській, Каліфорнійській, Аляскінській [170], Маракайбській, Аравійській, Месопотамській, Західноафриканській та інших провінціях світу [171].

Як показує світова практика, коефіцієнти нафтовилучення із порово-тріщинних колекторів коливаються у досить широких межах 0,6-0,1, а іноді і нижче. При чому, чіткої залежності коефіцієнта нафтовилучення від режиму роботи покладу не встановлено. Це свідчить про те, що величина коефіцієнта нафтовилучення залежить не тільки від режиму роботи покладу, а й особливостей будови порід-колекторів.

При цьому необхідно зауважити, що колектори переважно є змішаного типу і представлені як поровим так і тріщинним простором. Згідно з моделлю Г.І. Баренблатта, Ю.П. Желтова (1960) порово-тріщинний колектор складається з двох систем, що вкладені одна в одну.

Дренування нафтових покладів експлуатаційними свердловинами є досить складним процесом, від якого залежить ефективність та повнота вилучення вуглеводнів із порід-колекторів. Наявність відкритих тріщин у породах колекторах, а особливо їх просторова орієнтація і взаємозв'язок між собою найбільше впливають на повноту дренування покладів, а особливо на дебіти свердловин.

На даний час більшість нафтових родовищ Передкарпатського прогину знаходяться на завершальній стадії розробки, що характеризується зменшенням частки активних видобувних запасів і відповідним збільшенням важковидобувних. Останні переважно приурочені до складнопобудованих колекторів, що характеризуються зональною і пошаровою неоднорідністю ємнісно-фільтраційних властивостей. Крім того, на пізній стадії розробки родовищ утворення значних промитих зон підвищеної тріщинуватості не дає змогу реалізувати енергію агента витіснення, що нагнітається у пласт, для вилучення залишкових запасів нафти.

Аналіз роботи свердловин, що експлуатують олігоцені поклади, вказує на те, що максимальні видобутки нафти з них спостерігались на початку експлуатації протягом 1-2 років, а потім різко знижувались. А свердловини продовжували працювати вже на цьому рівні з поступовим

зниженням дебітів. Характерним прикладом є свердловина №2 Микуличинського родовища (рис. 5. 2). При випробуванні нижньоменілітових відкладів з свердловини було одержано приплив нафти з дебітом 21-23 м³/д на штуцерах від 4 до 8 мм. Уже через рік після вводу свердловини в експлуатацію дебіт різко знизився до 4,5 т/д і продовжував поступово знижуватись.

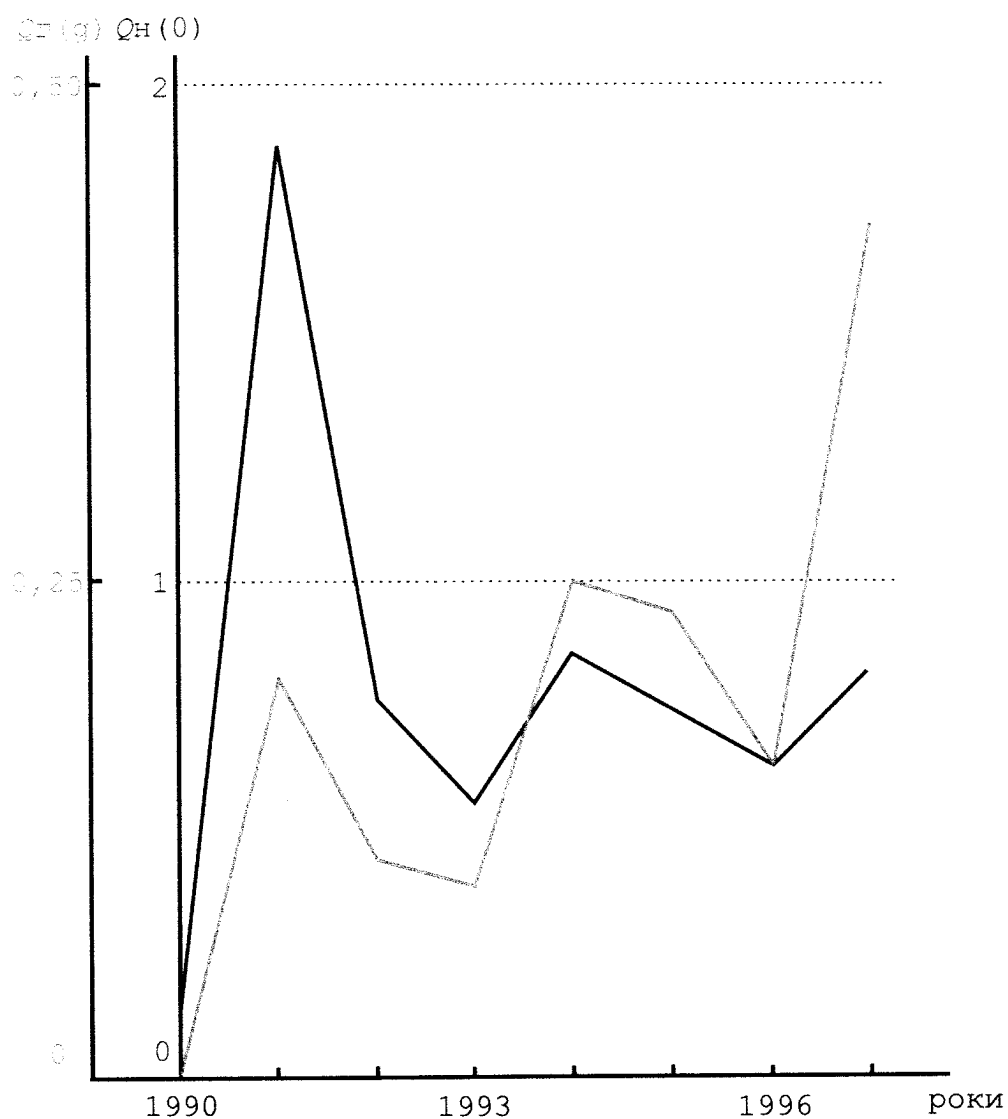


Рис. 5.2. Динаміка видобутку нафти і газу свердловиною 2 - Микуличин з олігоценового покладу:

$Q_n(0)$ - річний видобуток нафти, тис.т; $Q_{г(г)}$ - річний видобуток нафтового газу, млн. м³.

Зіставлення фактичних і розрахунково-теоретичних дебітів [172] свідчать про те, що модель порового типу колектора для всіх продуктивних горизонтів менілітової світи неадекватно відображає процеси фільтрації у олігоценових піщано-алевролітових продуктивних горизонтах.

На підтвердження, нами розраховано залежності проникності гранулярних порід-колекторів від зміни їх пористості. Розрахунки проводились згідно з моделями:

$$\text{Сліхтера} \quad k = 6,28 \cdot 10^{-3} \cdot K_n^{1,38} \cdot \frac{d^2}{1 - K_n}, \quad (5.6)$$

$$\text{Терцагі} \quad k = \frac{1}{53} \cdot \frac{K_n^2 \cdot d^2}{\sqrt[3]{(1 - K_n)^2}}, \quad (5.7)$$

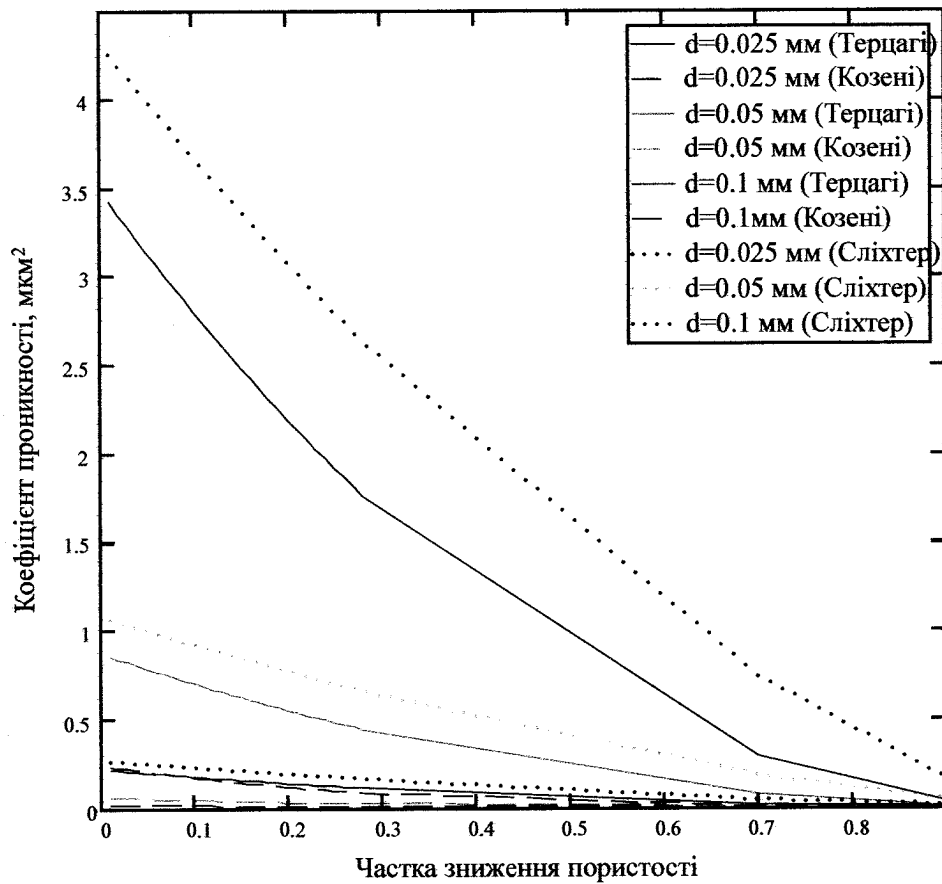
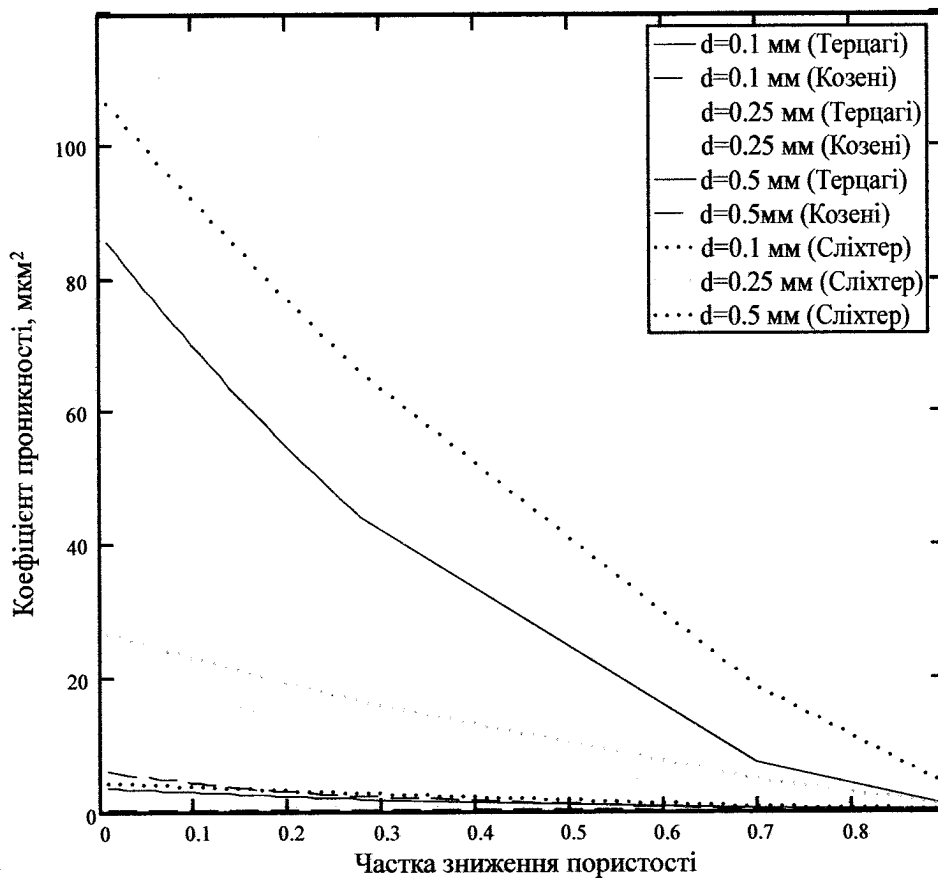
$$\text{Козені} \quad k = \frac{d^2 \cdot K_n^3}{120 \cdot (1 - K_n)^2}, \quad (5.8)$$

де k - коефіцієнт проникності, K_n - коефіцієнт пористості, d - діаметр частинок, що складають породу.

Результати розрахунків для розмірів частинок піщанистої і алевролітової фракції наведені на рисунку 5.3.

Як видно з рисунка гранулярна пористість порід-колекторів повинна зменшитись на 30-50 % (на 1/3 або на 1/2) від початкового значення, щоб пояснити зниження проникності пласта-колектора вдвічі, що в принципі не можливо при зниженні пластового тиску на 5 МПа, яке при цьому фіксується.

Тому, для олігоценових теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину слід застосовувати модель



5.3. Залежність проникності гранулярних порід-колекторів від зниження пористості згідно з моделями Сліхтера, Козені та Терцагі.

порово-тріщинної будови колектора, а не гранулярної як це прийнято.

Нами [173] виконано розрахунки початкових дебітів для 48 свердловин (таблиця 5.1), якими розробляються олігоцені поклади Довбушансько-Бистрицького родовища і порівняно їх з фактичними даними, які отримано під час випробування (рис. 5.4, а). Фактичні початкові дебіти у деяких випадках менші від розрахованих, що може бути пов'язане з багатьма технічними та геологічними чинниками. Проте виділяється ряд свердловин, початкові дебіти яких у декілька разів перевищують розрахункові. Характерним прикладом таких свердловин є високодебітні свердловини Микуличинського та інших родовищ Надвірнянського нафтопромислового району.

Таблиця 5.1.

**Порівняння розрахункових і фактичних дебітів свердловин
Довбушансько-Бистрицького родовища**

№	Номер свердловини	Початковий дебіт, т/добу		Дебіт через 1,5-2 роки експлуатації, т/добу	
		розрах.	Факт.	розрах.	факт.
1	2	3	4	5	6
1	72-Бистрицька	4,3	1,3	3,21	0,1
2	20-Бистрицька	4,9	2,9	2,74	1,3
3	7-Бистрицька	5,1	0,7	3,11	2,9
4	13-Бистрицька	5,1	0,2	3,11	1,81
5	55-Довбушанська	5,3	0,1	3,58	1,58
6	57-Довбушанська	5,3	0,3	3,58	1,3
7	98-Бистрицька	5,4	0,1	3,77	1,98

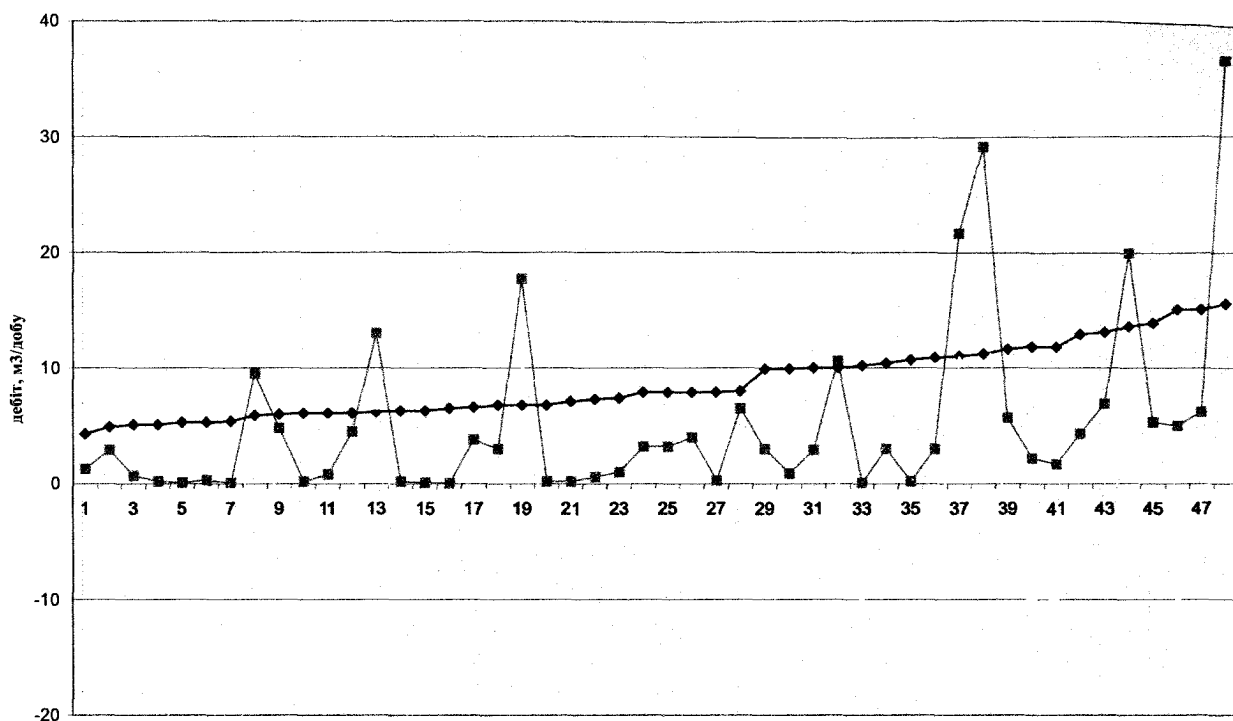
1	2	3	4	5	6
8	56-Пд.Бистрицька	5,9	9,5	3,49	4,13
9	65-Бистрицька	6	4,8	3,78	4,27
10	73-Довбушанська	6,1	0,2	4	2,4
11	93-Бистрицька	6,1	0,8	4,34	2,69
12	20-Пд.Бистрицька	6,1	4,5	4,62	4,5
13	4-Бистрицька	6,2	13	4,25	4
14	68-Бистрицька	6,3	0,2	4,25	2,86
15	84-Бистрицька	6,3	0,1	4,15	2,38
16	58-Довбушанська	6,5	0,03	4,72	2,66
17	128-Бистрицька	6,6	3,8	4,73	3,8
18	9-Бистрицька	6,8	3	4,44	3
19	56-Бистрицька	6,8	17,7	4,62	4,25
20	90-Бистрицька	6,8	0,2	4,06	2,75
21	88-Бистрицька	7,1	0,2	4,62	2,83
22	62-Довбушанська	7,3	0,6	4,91	2,77
23	70-Бистрицька	7,4	1	5,58	4
24	60-Довбушанська	7,9	3,2	5,57	3,2
25	301-Довбушанська	7,9	3,2	5,47	3,2
26	2-Бистрицька	7,9	4	5,66	4
27	89-Бистрицька	7,9	0,3	5,38	4,08
28	51-Бистрицька	8	6,5	5,75	6,5
29	64-Бистрицька	9,9	3	6,32	3
30	68-Пд.Бистрицька	9,9	0,9	6,89	5,35
31	25-Пд.Бистрицька	10	2,9	7,08	2,9
32	265-Пд.Бистрицька	10	10,6	7,26	6,84
33	251-Пд.Бистрицька	10,2	0,1	6,79	5,2
34	12-Пд.Бистрицька	10,4	3	6,89	5,12

1	2	3	4	5	6
35	61-Довбушанська	10,7	0,2	7,83	7,08
36	66-Пд.Бистрицька	10,9	3	7,64	3
37	53-Бистрицька	11	21,7	8,49	8
38	6-Пд.Бистрицька	11,2	29,2	7,92	8,67
39	268-Пд.Бистрицька	11,6	5,7	8	6,8
40	7-Пд.Бистрицька	11,8	2,2	8,11	7,02
41	14-Пд.Бистрицька	11,8	1,7	8,21	7,13
42	253-Пд.Бистрицька	12,9	4,3	8,49	7,22
43	119-Пд.Бистрицька	13,1	6,9	7,92	6,9
44	67-Пд.Бистрицька	13,6	20	8,87	7,92
45	16-Пд.Бистрицька	13,9	5,3	8,21	7,33
46	15-Пд.Бистрицька	15,1	5	9,43	7,05
47	120-Пд.Бистрицька	15,1	6,2	9,72	7,5
48	11-Пд.Бистрицька	15,6	36,8	9,62	8,68

Повторних розрахунки проведені через 1,5-2 роки роботи експлуатаційних свердловин, у порівнянні з початковими розрахунковими (рис. 5. 4, б) показали зниження дебітів свердловин, що свідчить про зменшення проникності порід, саме за рахунок змикання літогенетичних мікротріщин.

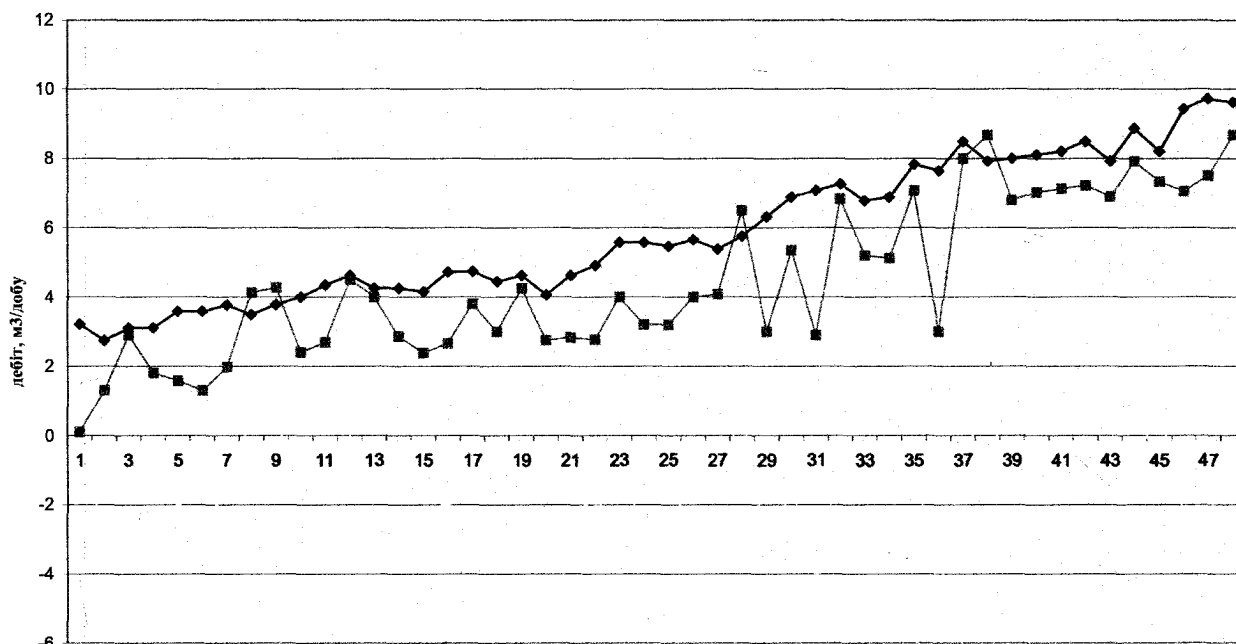
Отже, літогенетичні тріщини вздовж нашарування є значними фільтраційними каналами, оскільки забезпечують значні припливи нафти до вибою свердловин на початкових етапах роботи.

Після 1,5-2 років експлуатації при зростанні депресії на пласт всього на 1,5-2 МПа, індикаторні криві



свердловини

а)



свердловини

◆ розрахункові дебїти ■ фактичні дебїти — різниця розрахункових і фактичних дебїтів

б)

Рис. 5.4. Порівняння розрахункових і фактичних початкових дебїтів свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину: а - на початок експлуатації; б - через 1,5-2 роки від початку експлуатації (за даними Б.Й. Маєвського, С.С. Куровця та результатів особистих досліджень здобувача [173]).

експлуатаційних свердловин набувають випуклої форми по відношенню до осі дебітів [174]. Це зумовлено деформацією порід-колекторів. Відзначимо, що саме за цей початковий період експлуатації із свердловин відбирається близько 40-45 % накопиченого видобутку нафти.

Як показує аналіз роботи свердловин [172], тріщини порово-тріщинних порід-колекторів ефективно працюють при депресіях на пласт до 3-5 МПа. При таких параметрах відбувається підтік нафти у тріщини із прилеглої до них пористої матриці породи, що забезпечує стійкі дебїти і раціональний відбір нафти з покладів.

Нами виконані розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно з формулою Дюпуї. Результати розрахунків показують, що для забезпечення припливів нафти у обсязі $21 \text{ м}^3/\text{д}$ 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 $8,5 \text{ м}^3/\text{д}$ у свердловині 21-Микуличин з розкритого інтервалу підроговикового горизонту (-1506,6 - -1528,4 м) з ефективною товщиною 4,0 м проникність колекторів повинна становити $14,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. За авторами [175] проникність порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища змінюється у межах від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Відмінність розрахункових і фактичних

значень проникності пов'язано з літогенетичною тріщинуватістю олігоценових порід-колекторів, що підтверджується результатами досліджень шліфів і враховано при створенні моделі будови олігоценового резервуару Микуличинського родовища.

Значні припливи нафти із порід-колекторів з низькими емнісно-фільтраційними властивостями отримано також і на Довбушанському родовищі. Початкові дебіти нафти при випробуванні інтервалу низькопористих колекторів туфіто-аргілітового горизонту у свердловині №11 становили до 400 м³/д, а піщано-аргілітового - 37 м³/д [176]. Колектори зазначених горизонтів характеризуються досить мінливими фільтраційними властивостями. Згідно з дослідниками [62], усі літологічні різновиди, якими складена продуктивна товща Довбушанського родовища несуть ознаки інтенсивної тріщинуватості як тектонічної, так і пошарової літогенетичної. У процесі експлуатації свердловини, при зниженні пластового тиску дебіти нафти різко знижувались.

Як уже зазначалось, в умовах порово-тріщинного колектора характерним є наявність високопроникних прошарків, що відповідають розвитку горизонтальних (пошарових) тріщин та низькопроникних щільних прошарків пористої матриці породи-колектора між тріщинуватими зонами. При цьому у процесі фільтрації пластового флюїду до вибою свердловини можливі два варіанти:

- відбір флюїду з високопроникної частини пласта (зон тріщинуватості) компенсується підтоком із низькопроникної частини пласта (пористої матриці породи-колектора) за рахунок задовільної емнісно-фільтраційної характеристики

у поєднанні з достатньою товщиною блоків матриці породи-колектора;

- відбір флюїду з високопроникної частини пласта (зон тріщинуватості) не компенсується підтоком його з низькопористої матриці породи-колектора, та відбувається змикання тріщин і відповідне зниження їх проникності, що зумовлює зниження рівня нафтовіддачі покладу та відповідно видобутку нафти експлуатаційними свердловинами.

Петухов А.В. [177] стверджує, що у складних колекторах порово-тріщинного та порово-каверно-тріщинного типів початковий дебіт свердловин залежить у першу чергу від густоти тріщин у породах-колекторах, а накопичений видобуток відображає певні флуктуації порового простору матриці породи-колектора.

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

$$k'' = k_m + k_{тр} \quad (5.9)$$

$$k^\perp = k_m, \quad (5.10)$$

$$k_{тр} = k'' - k^\perp \quad (5.11)$$

де k'' , k^\perp - коефіцієнт проникності визначений паралельно і перпендикулярно до системи тріщин; k_m , $k_{тр}$ - відповідно проникність пористої матриці породи-колектора та тріщин.

У свердловині 53 – Довбушанка з інтервалу 2621–2625 м відібрано вісім зразків, шість із них представлено пісковиками, а два алевролітом. При проведенні петрофізичних досліджень встановлено, що проникність пісковиків у напрямку перпендикулярно до тріщинуватості становить в середньому $0,3 \text{ мкм}^2$, а паралельному $78,1 \text{ мкм}^2$. Проникність алевролітів з верхньої частини інтервалу становить відповідно $0,03 \text{ мкм}^2$ та 92 мкм^2 .

Аналіз результатів петрофізичних дослідження кернів олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району згідно з такою методикою вказує на значну роль пошарових тріщин у формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів. Найбільш характерні результати петрофізичних досліджень наведені у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2.

Результати петрофізичних досліджень кернів олігоценових порід-колекторів (за даними НДПІ ВАТ «Укрнафта»)

Свердловина	Інтервал відбору керна, м	Літологічна характеристика порід	Проникність, мкм^2		
			перпендикулярно	паралельно	тріщинна
1	2	3	4	5	6
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	0,7	76	75,3
53-Довбушанка	2623	пісковик	0,9	70	69,1

1	2	3	4	5	6
53-Довбушанка	2623	пісковик	0,2	80	79,8
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	2,1	0,8
50-Луква	1476-1486	пісковик	28,6	41,1	12,5
76-Луква	1443-1455	пісковик	0,1	4,2	4,1
76-Луква	1465-1477	пісковик	0,04	0,17	0,13
7-Пд. Гвізд	3565-3571	пісковик	1,8	3,3	1,5

Розрахунок проникності порово-тріщинного пласта, тріщинуватість якого зумовлена системою горизонтальних тріщин, (відповідно моделі Каземі [169] рис. 5.5) можна проводити згідно формули [9]:

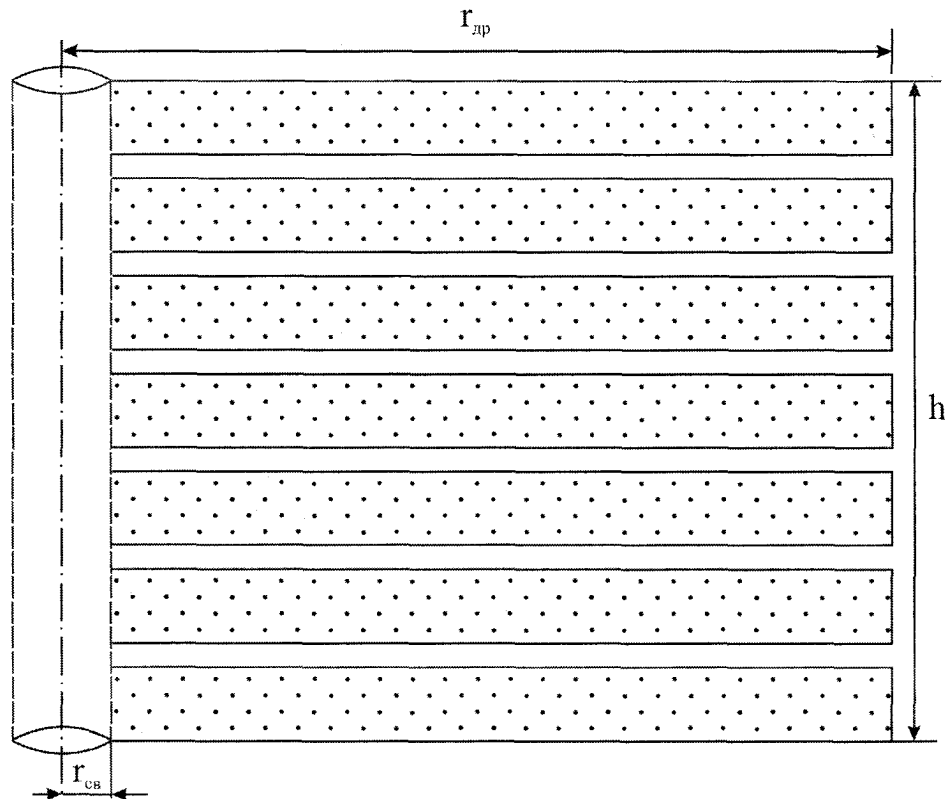


Рис. 5.5. Модель порово-тріщинного колектора за Н. Каземі [178].

$$k_{\text{тр.пл.}} = k_m + k_{\text{тр}} = k_m + k'_{\text{тр}} \frac{nb}{h}, \quad (5.12)$$

де n - кількість тріщин; b - розкриття тріщин, м; h - товщина, м.

$$k'_{\text{тр}} = \frac{b^2}{12} \cos^2 \alpha. \quad (5.13)$$

для системи тріщин:

$$k'_{\text{тр}} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \left[\sum_1^n b_i^2 \right]. \quad (5.14)$$

Розраховуючи проникність для системи горизонтальних літогенетичних тріщин з середнім значенням розкриття 0,08 мм згідно з формулою (5.12), нами встановлено, що для забезпечення проникності в 92 мкм^2 кількість тріщин повинна становити $n = 1078$ на один метр товщини породи-колектора. Це співпадає з результатами проведених нами досліджень [86] з визначення закономірностей поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценівих відкладів (1 тріщина на 1 мм товщини породи-колектора).

В.Н. Майдебор [71], проводячи експериментальні дослідження фільтрації у тріщинуватому середовищі, вказує, що ускладнення структури тріщин (наявність розширень і звужень у тріщинах, а особливо зміна напрямку фільтрації) зумовлює суттєве зниження проникності такого середовища. Будь-які ускладнення структури пустотного простору порово-тріщинних колекторів у порівнянні з моделлю Каземі (відхилення системи тріщин від горизонталі, порушення прямолінійності стінок тріщин, наявність звужень і розширень тощо) призводить до погіршення тріщинної проникності на загал.

Г.Б. Восілюс [179] стверджує, що при об'ємній густоті 40 л/м тріщин з розкриттям 7 мкм, проникність, розрахована згідно з формулою Дарсі (5.15), становить $0,74 \cdot 10^{-3}$ мкм².

$$b^3 = \frac{k_{тр} \cdot S}{8,45 \cdot 10^6 \cdot l}, \quad (5.15)$$

де S - площа грані куба, l - довжина тріщин.

Коефіцієнт стискування мікротріщин $\beta_{тр}$ у зонах мікротріщинуватості за даними експериментальних досліджень [70] 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 різко знижується у результаті збільшення різниці між гірським і пластовим тиском, розширення мінеральних компонентів породи та змикання літогенетичних тріщин.

При інтенсивному відборі нафти із тріщин пластовий тиск у привибійній зоні свердловини різко знижується. Внаслідок 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, циклічна закачка води, що проводилась на родовищі Спрабері [71] при одночасній експлуатації нафтових свердловин призвела до збільшення пластового

тиску до рівня початкового, але збільшення видобутку нафти не отримали. 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 зупиняти 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, не дозволить вилучати нафту з пористих блоків. Ефективність такого способу підтверджується дослідженнями І.П. Попова [180]

Як показали дослідження особливостей нафтонасичення, у тріщинах переважно сконцентровані вуглеводні з більшою молекулярною масою у порівнянні з матрицею породи-колектора. При різкому змиканні тріщин асфальто-смолисті компоненти заблоковують тріщини і вони перестають бути каналами фільтрації. Дана проблема є актуальною оскільки у такому випадку закупорюються фільтраційні канали, що зумовлює неповне дренування покладів. У кінцевому результаті зменшуються дебіти свердловин та нафтовіддача покладу загалом.

Нами пропонується проводити гідророзрив пласта з використанням відповідних розчинників, з метою вимивання високов'язких вуглеводневих компонентів з тріщин та закріплення їх розкриття шляхом закачуванням кварцового піску. Дана методика була рекомендована представникам

НДПІ ВАТ «Укрнафта» та НГВУ «Надвірнанафтогаз» для впровадження на Південно-Гвіздецькому родовищі. Ефективність проведення таких заходів підтверджена (додаток А) для порово-тріщинних колекторів з літогенетичною тріщинуватістю в олігоценових відкладах Південно-Гвіздецького родовища.

При проведенні гідророзриву у продуктивних горизонтах виникають штучні тріщини. Щодо механізму формування штучних тріщин існує по крайній мірі дві думки. У процесі гідророзриву формується одна тріщина, на що вказують Г.К. Максимович [181], Ф.І. Котяхов та ін. З іншого боку Б.Г. Логинов, В.О. Блажевич [182], Ю.М. Васильєв [183] та ін. відзначають, що у процесі гідророзриву порода розкривається по уже існуючій системі мікротріщин. У результаті цього розкриття тріщин збільшується, що зумовлює підвищення продуктивності свердловини. Таким чином відбувається об'єднання штучної і природної тріщинуватості у єдину дренажну систему.

Таким чином літогенетичні тріщини є значними фільтраційними каналами, які забезпечують значні припливи нафти до вибою свердловин. Оскільки величина розкриття тріщин вздовж нашарування залежить навіть від незначних перепадів тиску у пласті при зниженні пластового тиску дебіти експлуатаційних свердловин при їх змиканні різко знижуються.

У результаті проведених досліджень та узагальнення і аналізу наявного теоретичного матеріалу здобувач прийшов до наступного:

1. За результатами проведених гідродинамічних розрахунків, мікроскопічних та петрофізичних досліджень кернів олігоценових порід-колекторів встановлено, що на фільтраційні властивості літогенетичних тріщин впливають: розкриття, форма та густота тріщин; просторове орієнтування систем тріщин; величина зміни діючого ефективного тиску.

2. Теоретично обґрунтовано та практично доведено необхідність проведення гідророзриву у порово-тріщинних колекторах, на початкових стадіях експлуатації, з метою закріплення розкриття літогенетичних тріщин вздовж нашарування шляхом закачуванням у них кварцового піску.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково та практично обґрунтовано вирішення актуальної задачі з геології нафти і газу, яка пов'язана з встановленням особливостей літогенетичної тріщинуватості та її впливу на нафтонасичення і ФЄВ олігоценових порід-колекторів Надвірнянського НПР.

На підставі проведених дисертаційних досліджень та узагальнення наявного теоретичного і експериментального матеріалів здобувачем отримано наступні науково-практичні результати:

1. Встановлено, що літогенетичні тріщини впливають на формування фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів олігоценових відкладів Надвірнянського НПР та характер їх нафтонасичення. З використанням панорамних зображень шліфів під люмінесцентним мікроскопом виявлено зменшення концентрації вуглеводнів у пористій матриці породи-колектора з віддаленням від тріщин, що переважно виповнені більш важкими вуглеводневими компонентами у порівнянні з порами.

2. Виявлено закономірність густоти тріщин у зонах інтенсивної літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів. Густина тріщин у таких зонах може досягати 1000 м^{-1} (або 1000 тріщин на 1 м товщини породи-колектора). Доведено, що передумови для формування літогенетичної тріщинуватості закладались на стадії седиментогенезу під дією періодичних змін умов осадконагромадження.

3. На прикладі локальних об'єктів Надвірнянського НПР створено узагальнену геологічну модель формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів. Встановлено, що найінтенсивніше літогенетичні тріщини утворювались на стадії катагенезу. Процеси складкоутворення призвели до виникнення додаткових тектонічних напружень, що сприяли формуванню інтенсивнішої тріщинуватості порід-колекторів, і, відповідно, їх розшарованості у зонах перегинів пластів.

4. Встановлена тенденція зміни пористості порід-колекторів з глибиною їхнього залягання дає підстави стверджувати, що гранулярний колектор промислового значення пористістю понад 7% у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину може існувати до глибини близько 8000 м. Зменшення міжзернової проникності порових колекторів на великих глибинах компенсується тріщинною проникністю. Мікроскопічними дослідженнями кернів з глибокозанурених горизонтів виявлено наявність відкритих тріщин на глибинах 6000-7000 м і більше.

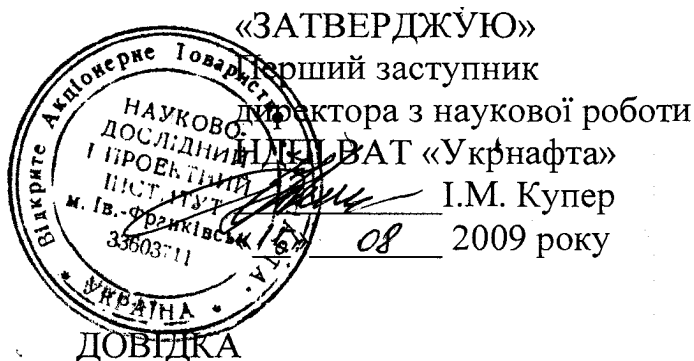
5. Встановлено, що в інтервалах порово-тріщинних олігоценових порід-колекторів частина видобувних запасів нафти пов'язані з зонами літогенетичної тріщинуватості. З'ясовано вплив літогенетичних тріщин на фільтраційні властивості порід-колекторів. Результатами розрахунків залежностей відкритої пористості і проникності згідно різних моделей гранулярного колектора підтверджено, що різке падіння

дебітів нафти у видобувних свердловинах при зниженні пластового тиску на 1-2 МПа зумовлене змиканням високопроникних літогенетичних тріщин у привибійній зоні пласта-колектора.

6. Подальше використання графічних моделей природних резервуарів побудованих за результатами комплексних мікроскопічних досліджень дозволить достовірніше прогнозувати просторове поширення порово-тріщинних колекторів та їх ФЄВ у межах локальних нафтогазоносних об'єктів, що впливатиме на вибір точок закладання експлуатаційних свердловин і підвищить ефективність проведення пошуково-розвідувальних робіт.

7. З метою підвищення ефективності освоєння свердловин та інтенсифікації припливу нафти до їх вибоїв пропонується проводити гідророзрив пласта з використанням відповідних розчинників для вилучення асфальто-смолистих компонентів із літогенетичних тріщин та закріплення їх розкриття закачуванням у них кварцового піску. Ефективність даної пропозиції підтверджено на Південно-Гвіздецькому родовищі.

ДОДАТКИ



про використання науково-технічної розробки

Б.Й. Маєвського та Т.В. Здерки на Південно-Гвіздецькому родовищі

Ми, що підписані нижче, представники НДПІ ВАТ «Укрнафта» начальник групи ГРП Цьомко В.В., НГВУ «Надвірнафтогаз» інженер ВВНГ Матвіїшин Т.Б., Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, зав. кафедри ГРН, д.г.-м.н., професор Маєвський Б.Й., аспірант кафедри ГРН Здерка Т.В. склали даний акт, який підтверджує, що НДПІ ВАТ «Укрнафта» і НГВУ «Надвірнафтогаз» використали наукову розробку Маєвського Б.Й. та Здерки Т.В., а саме:

– обґрунтування доцільності проведення обробки привибійної зони у олігоценових колекторах тріщинно-порового типу Південно-Гвіздецького родовища.

Інженер ВВНГ

НГВУ «Надвірнафтогаз»

Т.Б. Матвіїшин

Начальник групи ГРП

НДПІ ВАТ «Укрнафта»

В.В. Цьомко

Завідувач кафедри ГРН ІФНТУНГ,

доктор геол. мін. наук, професор

Аспірант кафедри ГРН ІФНТУНГ

Б.Й. Маєвський

Т.В. Здерка

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шульц С.С. Об изучении планетарной трещиноватости // Деформации пород и тектоника / С.С. Шульц. - М.: Наука, 1964. - С. 147-153
2. Смехов Е.М. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа / Е.М. Смехов, Т.В. Дорофеева. - Л.: Недра, 1987. - 96 с.
3. Дорофеева Т.В., Татаринов И.В., Белоновская Л.Г. Закономерности распределения трещиноватости горных пород в зонах развития разрывных дислокаций // Трещинные коллекторы нефти и газа и методы их изучения (Тр. ВНИГРИ. вып. 242). - Л., 1965. - С.157-186
4. Белоусов В.В. Структурная геология / В.В. Белоусов. - М.: МГУ, 1961. - 207 с.
5. Пермяков Е.Н. Тектоническая трещиноватость Русской платформы / Е.Н. Пермяков. - М.: МОИП, 1949. - 215 с.
6. Шульц С.С. Планетарные трещины и тектонические дислокации / С.С. Шульц // Геотектоника. - 1971. - № 4. - С. 13-24
7. Чебаненко И.И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры / И.И. Чебаненко. - К.: Изд-во АН УССР, 1963. - 156 с.
8. Чебаненко І.І. Розломна тектоніка України / І.І. Чабаненко. - К.: Наукова думка, 1966. - 179 с.
9. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт; пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского; [под ред. А.Г. Ковалева]. - М.: Недра, 1986. - 608 с.

10. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа / Е.М. Смехов. - Л.: Недра, 1974. - 200 с.
11. Смехов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы / Е.М. Смехов. - Л.: Гостоптехиздат, 1961. - 146 с.
12. Рац М.В. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород / М.В. Рац, С.Н. Чернышев. М.: Недра, 1970. - 159 с.
13. Чернышев С.Н. Трещины горных пород / С.Н. Чернышев. - М.: Наука, 1983. - 240 с.
14. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород / К.И. Багринцева. - М.: Недра, 1982. - 241 с.
15. Копыстьянский Р.С. Влияние тектоно-физических свойств на коллекторские и экранирующие свойства горных пород на больших глубинах // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах / Р.С. Копыстьянский. - М.: Наука, 1980. - С. 280-286.
16. Копыстьянський Р.С. Проблема тріщинуватості порід у нафтовій геології / Р.С. Копыстьянський. - К.: Наукова думка, 1966. - 160 с.
17. Пэк А.В. Трещинная тектоника и структурный анализ / А.В. Пэк. - М.: Изд-во АН СССР, 1939. - 151 с.
18. Прошляков Б.К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. - М.: Недра 1987. - 200 с.
19. Лукин А.Е. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов / А.Е. Лукин, С.Б. Ларин // Геол. журнал. - 2003. - № 3. - С. 9-25

20. Словарь по геологии нефти и газа / К.А. Черников, М.Г. Арыстаров, Я.А. Драновский, Э.А. Енгаличев, В.В. Забамуев, В.Г. Коц, Н.М. Кругликов, В.С. Лазарев, Б.А. Лебедев, М.С. Месижников, Б.М. Фролов, В.К. Шиманский. - Л.: Недра, 1988. - 679 с.

21. Новикова А.С. О трещиноватости осадочных отложений восточной части Русской платформы / А.С. Новикова // Изв. АН СССР. Сер. Геол. - 1951. - № 5. - С. 68-85.

22. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники / В.В. Белоусов. М.: Госгеолиздат, 1954. - 591 с.

23. Пермяков Е.Н. Тектоническая трещиноватость Русской платформы / Е.Н. Пермяков. - М.: Изд - во МОИП. - 216 с.

24. Соколов Д.С. Основные условия развития карста / Д.С. Соколов. - М., Госгеолтехиздат, 1962. 322 с.

25. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М. Х. Булач, Л. Г. Белоновской. - Л.: ВНИГРИ, 1989. - 102 с.

26. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т. / За ред. В.С. Білецького. - Донецьк: «Донбас», 2004.

Т.1. - 2004. - 640 с.

Т.2. - 2007. - 670 с.

27. Талицкий В.Г. Морфологические и генетические различия кливажа и сланцеватости горных пород / В.Г. Талицкий, В.А. Галкин //Геотектоника. - 1998. - №5. - С. 15-24

28. Hunter C.D. and Young D.M. Relationship of natural gas occurrence and production in eastern Kentucky (Big Sandy Gas Field) to joints and fractures in Devonian bituminous shale. Bull. Am. Assoc. Petrol Geol. vol.37, No 2, 1953, 282-299.

29. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т.Т. Клубова. - М.: Недра, 1988. - 157 с.

30. Денк С.О. Нефть и газ в трещинных коллекторах Пермского Прикамья / С.О. Денк. - Пермь: Отдел электронных издательских систем ОЦНИТ Пермского государственного технического университета, 1999. - 248 с.

31. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа / С.И. Шишигин // Науч. зап. Львовского политехн. ин-та. Сер. геол.-развед. - 1956. - № 1. - С. 145-155.

32. Шишигин С.И. Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа // Тр. всесоюз. совещ. По трещинным коллекторам нефти и газа. - Львов: Узд-во Львов. Ин-та, 1961. - С. 248-251.

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

34. Бойко Г.Ю. Теоретичні аспекти нафтогазової геології (сучасний стан і шляхи дослідження) / Г.Ю. Бойко // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1992. - № 1. - С. 4-12.

35. Бойко Г.Ю. Перспективи відкриття нових покладів нафти у Прикарпатті // Нафта і газ України: 6-та наук.-практ. конф. - 2000 р. - С. 89-90.

36. Федів І.Я. Основні структурно-тектонічні особливості геологічної будови Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / І.Я. Федів, І.Т. Штурмак,

Б.Й. Маєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2008. - № 2(28). - С. 70-76

37. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко. - К.: Издательство Академии наук УССР, 1962. - 368 с

38. Стратотипы меловых и палеогеновых отложений Украинских Карпат / Вялов О.С., Гавура С.П., Даньш В.В. и др.; АН УССР. Ин-т геологи и геохимии горючих ископаемых. - Киев: Наук. думка, 1988. - 204 с.

39. Вульчин Є.І. До умов утворення відкладів менилітової серії Східних Карпат // Матеріали з геології нафтогазоносних регіонів Української РСР. - К., 1961. - С. 74-79 (75)

40. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка і ін. // Нафтова і газова промисловість. - 2008. - № 1. - С. 7-10

41. Windakiewich E. Das Erdol und Erwachs in Gslizien. - Berg. - Huttenvesen. - 1878. Jahrb. 23. - 45 s.

42. Olszewski S. Przyczynek do teoryi pochodzenia i wystepowania nafty w Galicyi // Kosmos. - 1881. - Vol.6. - P. 522-530

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

44. Гурба П.К. Трещиноватость нефтесодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении /

П.К. Гурба // Геология нефти и газа. - 1957.- № 3. - С. 57-60.

45. Гурба П.К. Класификация коллекторов палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба / П.К. Гурба // Нефт. и газовая пром-сть. - 1964. - №1. - С. 14-22

46. Линецкий В.Ф. О характере трещиноватости пород флиша краевой зоны Советских Карпат / В.Ф. Линецкий // Геологический сборник Львовского геологического общества. - 1961. - № 7-8. - С. 45-52

47. Бортницкая В.М., Кутовая Д.В. Изучение трещиноватости коллекторов палеогена нефтяных месторождений Предкарпатского прогиба // Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины: Тр. УкрНИГРИ. - 1963. - Вип. 4. - С.167-170

48. 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.

49. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Г.Н. Доленко, Б.І. Ярош, В.І. Хоменко, Б.М. Улізло - К.: Наук. думка, 1969. - 202 с.

50. Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, И.В. Килын и др. - К.: Наук. думка, 1976. - 126 с

51. Баранова Т.А. Коллекторы Заводовского месторождения / Т.А. Баранова, В.М. Бортницкая // Нефт. и газовая пром-сть. - 1987. - № 1. - С. 18-20.

52. Сафаров И.П. Физические параметры коллекторов нефти и газа Внутренней зоны Предкарпатского прогиба / И.П. Сафаров // Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины: труды научно-производственного совещания по проблеме нефтегазоносности Украины, 27 февраля-3 марта 1956 г. / Институт геологических наук АН УССР, Министерство нефтяной промышленности СССР. - К.: Издательство АН СССР, 1959. - С.167-174

53. Бортницкая В.М., Кутовая Д.В., Алешкина Э.С. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. - Ленинград.: Гостоптехиздат, 1963. - С. 255-268

54. Бортницкая В.М. Некоторые факторы формирования коллекторов палеогена предкарпатского прогиба / В.М. Бортницкая, В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкий // Нефт. и газовая пром-сть. - 1979. - № 2. - С. 10-13

55. Рипун М.Б. До літології нафтоносних порід Передкарпаня // Матеріали з геології нафтогазоносних регіонів Української РСР. - К., 1961. - С. 60-73

56. 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.

57. Копыстьянский Р.С. Термодинамические условия нефтегазонакопления Карпатской нефтегазоносной провинции на больших глубинах // Нефтегазообразование на больших глубинах. V Всесоюзный семинар Ивано-

Франковск, сентябрь 1986. - М., 1986. - С. 242-243
(242)

58. Постдіагенез менілітових відкладів Передкарпатського прогину та формування в них порід-колекторів нафти і газу / Григорчук К.Г., Кілин І.В., Попп І.Т. та ін. // Нафта і газ України: 6-та наук.-практ. конф. - 2000. - С. 116

59. Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірнянського району нафтогазонагромадження / О. Щерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. - Івано-Франківськ: Факел, 2006. - С 92-102

60. Попп І.Т. Окремі аспекти проблеми літогенезу нафтогазоносних відкладів крейдово-палеогенового флішового комплексу Передкарпатського прогину та Українських Карпат (Частина 1. Седиментогенез і пост седиментаційні перетворення) / І.Т. Попп // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2005. - № 3-4. - С. 43-59

61. Особливості літогенезу порід-колекторів палеогенових відкладів Бориславського нафтопромислового району / І.В. Кілин, О.С. Щерба, К.Г. Григорчук, І.Т. Попп // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 1999. - № 36. - Т.1. - С. 119-127.

62. Маєвський Б.Й., Храбатинко І.В. Зінчук М.С. До питання тектонічної тріщинуватості порід-колекторів Довбушансько-Бистрицького родовища Передкарпатського прогину / Питання розвитку газової промисловості

- України: Зб. наукових праць УкрНДІГаз. – Вип.. ХХІХ. – Харків. – 2001 р. – С. 90-94
63. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта / Ф.И. Котяхов. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 364 с.
64. Котяхов Ф.И. Некоторые следствия анизотропии упругости трещин горных пород / Ф.И. Котяхов // Геология нефти и газа. – 1974. – № 12. – С. 40-42
65. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
66. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
67. Желтов Ю.П. Деформация горных пород / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1966. – 198 с.
68. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
69. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
70. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. – М.: Недра, 1971. – 231 с.
71. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. – М.: Недра, 1980. – 288 с.
72. Кутовая Д.В. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства трещиноватых пород и раскрытие трещин / Д.В. Кутовая // Нефт. и газовая пром-сть. – 1962. – № 1. – С. 34-35
73. Сафаров И.П., Столяр Л.Н., Окунев В.И. Некоторые данные о физических параметрах коллекторов

нефти северо-западной части Внутренней зоны Предкарпатья (месторождение Борислав и прилегающие к нему площади) // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат: Тр. УкрНИГРИ. - 1968. - Вып. 4. - С. 269-282

74. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. - М.: Недра, 1971. - 231 с.

75. Иванов В.А., Храмова В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа // Тр. Каз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та. - М.: Недра, 1974. - Вып. 9 - 97 с.

76. Бобровник М.Д. Петрографический метод определения продуктивности нефтегазоносных горизонтов в Предкарпатском прогибе / М.Д. Бобровник, Б.П. Пелипчак // Нефт. и газовая пром-сть. - 1979. - № 4. - С. 1-3

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

78. Темнюк Ф.П. Литовациальное епостоянство палеогеновых отложений, развитых в складчастой области Карпат / Ф.П. Темнюк // Геолог. журнал. - 1971. - № 5. - С. 86-92

79. Маєвський Б.Й. Основні напрямки нафтогазопошукових робіт за результатами комплексу досліджень олігоценівих порід-колекторів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. - 2007. - № 5. - С.11-14

80. Ляхович П.К. Механизм преобразования теригенных поровых коллекторов в трещинные / П.К. Ляхович // Геология нефти и газа. - 1980. - № 3. - С. 39-44

81. Габинет М.П. Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат / М.П. Габинет. - К.: Наукова думка, 1985.- 148 с.

82. Сливков В.И. Микротрещиноватость и микротрещинные коллекторы Тимано-Печорской провинции / В.И. Сливков // Геология и разведка газовых газоконденсатных месторождений: реферативный сборник. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1976. - С. 3-7

83. Здерка Т.В. Літогенетична тріщинуватість і нафтоносність олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району / Т.В. Здерка // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2009. - № 1. - С. 51-61

84. Маєвський Б.Й. Вплив геодинамічних чинників на емнісно-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

85. Невський В.А. Трещины различных генетических типов в горных породах / В.А. Невский // Советская геология. - 1973. - № 8. - С. 58-68

86. 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

87. Математичні методи в нафтогазовій геології: [підручник] / О.Є. Лозинський, В.О. Лозинський, Б.Й. Маєвський та ін. - Івано-Франківськ: «Факел», 2008. - 276 с.

88. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: [учеб. пособие для вузов] / Л.Ф. Дементьев. - М.: Недра, 1983. - 189 с.

89. Лисицын А.П. Осадкообразование в океанах / А.П. Лисицын. - М.: Наука, 1974. - 438 с.

90. Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах / А.П. Лисицын. - М.: Наука, 1991. - 271 с.

91. Rupke N.A. Deep Clastic Seas, In Sedimentary Environments and Facies. - New York: Elsevier, 1978. - P. 372-415

92. Nelson B.W. Late Pleistocene and Holocene Depositional Trends, Processes and History of Astoria Deep-Sea Fan // Mar. Geol. - 1976. - №20. - P.73-129

93. Мончак Ю.Л. Геодинамічний розвиток Українських Карпат і його вплив на особливості формування піщано-конгломератових товщ та їх нафтогазоносність: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. «Геологія нафти і газу» 04.00.17. / Ю.Л. Мончак. - Івано-Франківськ, 2007. - 21 с.

94. Мончак Л.С. Мончак Ю.Л. Аналіз ритмічності флішу і молас Передкарпаття // Наук.-техн. конф. професорсько-викладацького складу університету: тези доповідей. - Івано-Франківськ. - 2001. - С. 137-138.

95. Геологічна палеоокеанографія океану Теніс (Карпато-Чорноморський сегмент) / Ю. Сеньковський, К. Григорчук, В. Гнідець, Ю. Колтун. - К.: Наукова думка, 2004. - 171 с.

96. Ляшевич З.В. Будова і нафтогазоносність Східно-Карпатської палеогенової дельти / З.В. Ляшевич // Нафт. і газова пром-сть. - 1994. - № 1. - С. 12-15.

97. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: [учеб. для вузов] / В.П. Гаврилов. - М.: Недра, 1990. - 323 с.

98. Маркевич П.В. «Турбидиты» и «флиш» без пояснений - опасные термины / П.В. Маркевич // Вестник ДВО РАН. - 2004. - № 4. - С. 95-105.

99. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород / Труды Геологического ин-та, вып. 59. - М.: Издательство академии наук СССР, 1962. - 542 с

100. Вассоевич Н.Б. Флиш и астрология // Литология и нефтегазоносность: избранные труды / Н.Б. Вассоевич. - М.: Недра, 1990 - С. 75-87

101. Миропольский Л.М. О микрослоистости среди обложений татарського яруса / Л.М. Миропольский // Материалы к познанию геологического строения СССР, 1946. - Вып. 3(7). - С. 14-25

102. Шостакович В.Б. Слоистые иловые отложения и некоторые вопросы геологии // Изв. Всерос. геогр. об-ва. -1941. - Вып. 3. - С. 71

103. Жемчужников Ю А. Сезонная слоистость и периодичность осадконакопления / Ю А. Жемчужников. - М.: Академия наук СССР, 1963. - 68 с.

104. Батулин В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам / В.П. Батулин. - М-Л: Издательство Академии Наук СССР, 1947. - 338с.

105. Келлер Б.М. Генетические ряды формаций на примерах Урала и Кавказа / Новосибирская конференция по учению о геологических формациях (Новосибирск, 31 января - 6 февраля 1953). - Новосибирск, 1953. - С 149-159

106. Хворова И.В. О происхождении флиша // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1958. Т. 331. - Вып. 5. - С. 3-21

107. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости / Л.Н. Ботвинкина. - М.: Наука, 1965. - 259 с.

108. Здерка Т.В. Литогенетическая трещиноватость олигоценовых пород-коллекторов Предкарпатского прогиба и ее влияние на характер нефтенасыщения и распределение запасов углеводородов / Т.В. Здерка, С.С Куровец // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, 14-18 апреля 2008 г. - Томск: Издательство ТПУ, 2008. - С. 365-367

109. Особливості емнісно-фільтраційних властивостей олігоценових порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, І.Т. Штурмак, М.В. Ляху // Нафтова і газова промисловість. - 2008. - № 2. - С. 11-13

110. Щодо особливостей нафтонасичення продуктивних горизонтів Микуличинського родовища / Т.В. Здерка, Б.Й.

Маєвський, М.І. Манюк, С.С. Куровець // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: тезисы докладов на VII Международной конференции "Крым-2007" (АР Крым, Симферопольский р-н, с. Николаевка, 10-16 сентября 2007 г.) - Симферополь, 2007 - с. 160-161.

111. Нестеров И.И. Нефтегазоносность пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский. - М.: Недра, 1987. - 256 с.

112. Копистянський Р.С. Вивчення тріщинуватості кернів з порід карпатських нафтових родовищ // Матеріали з геології нафтогазоносних регіонів Української РСР. - Київ: Видавництво академії наук УРСР, 1961. - с. 21-30

113. Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірнянського району нафтогазонагромадження / О. Щерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. - Івано-Франківськ: Факел, 2006. - с 92-102

114. Бурлаков И.А. Деформации трещиноватых карбонатных коллекторов Ставрополя / И.А. Бурлаков, Г.И. Струков // Геология нефти и газа. - 1978. - № 3. - с. 48-51

115. Экспериментальное изучение влияния давления и температуры на величину раскрытия трещин в породах / М.М. Иванюта, Ф.М. Лейбович, В.Ф. Малахов и др. // Нефт. и газовая пром-сть. - 1975. - № 4(82). - с. 30-32.

116. Копыстьянский Р.С. Литологические и тектонические аспекты изучения трещиноватости горных пород Карпатского региона / Р.С. Копыстьянский // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1975. - Вып. 43. - С. 23-30

117. Копыстьянский Р.С. Разновидности коллекторов нефти и газа и их неоднородность / Р.С. Копыстьянский // Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. - Новосибирск, 1983. - С. 115-116

118. Бобровник М.Д. Влияние эпигенетических процессов на коллекторские свойства пород мела и палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба / М.Д. Бобровник, И.Б. Вишняков, С.А. Маковский // Нефт. И газовая пром-сть. - 1974. - № 5. - С. 5-8

119. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгардт. - М.: Недра, 1964. - 232 с.

120. Теодорович Г.И. О минералого-петрографических и физических изменениях пород продуктивной толщи с глубиной в пределах Апшеронской нефтегазоносной области / Г.И. Теодорович, А.А. Чернов // Советская геология. - 1965. - № 9. - С. 108-117

121. Сиротина Т.В. Влияние давления и геологического возраста на пористость пород-коллекторов / Т.В. Сиротина // Нефтяная и газовая промышленность. - 1965. - № 2. - С. 7-10

122. Снарский А.Н. Геологические основы физики нефтяного пласта / А.Н. Снарский. - К.: Гостехиздат, 1961. - 248 с.

123. Athy, L.F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks. *AAPG Bulletin*, **14**, 1930. - P 1-24

124. Прошляков Б.К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород / Б.К. Прошляков // Геология нефти и газа. - 1960. - № 12. - С. 24-29

125. Meade, R.H. Factors influencing the early stages of the compaction of clays and sands-review // Journal of Sedimentary Petrology. - 1966. - 36. - P. 1085-1101.

126. Engelhardt, W.V. and Gaida, K.H. Concentration changes of pore solutions during the compaction of clay sediments // Journal of Sedimentary Petrology. - 1963. - 33. - P. 919-930

127. Weller, J.M. Compaction of sediments // AAPG Bulletin. - 1959. - 43. - P. 273-310.

128. Larsen, G. and Chilingar, G.V. Diagenesis in sediments and sedimentary rocks // Elsevier, New York - 1983. - P. 1-15

129. Baldwin B., Butler C.O. Compaction curves // AAPG Bulletin. - 1985. - 69. - P. 622-626.

130. Baldwin B. Ways of deciphering compacted sediments // Journal of Sedimentary Petrology. - 1971. - 41. - P. 293-301

131. Goulet N.R. Relationships between porosity and effective stress in shales // EAGE First Break. - 1998. - 16. - P. 413-419

132. Hedberg H.D. Gravitational compaction of clays and shales // American Journal of Science. - 1936. - 31. - P. 241-287.

133. Terzaghi K. Principles of Soil Mechanics IV, Settlement and Consolidation of Clay // Engineering News-Record. - 1925. - 95. - P. 874-878.

134. Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast Louisiana // AAPG Bulletin - 1953. - 37. - P. 410-432.

135. Вассоевич Н.Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков / Н.Б. Вассоевич // Новости нефтяной техники. Сер. геол. - 1960. - Вып. 4. - С. 42-68

136. Durmishyan A.G. Compaction of argillaceous rocks // International Geology Review. - 1974. - 16. - P. 650-653.

137. Magara, K. Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, Nagaoka plain, Japan // AAPG Bulletin. - 1968. - 52. - P. 2466-2501.

138. Fowler S.R., White R.S., Loudon K.E. Sediment dewatering in the Makran accretionary prism // Earth and Planetary Science Letters. - 1985. - 75. - P. 427-438.

139. Velde B. Compaction trends of clay-rich deep sea sediments // Marine Geology. - 1996. - 133. - P. 193-201.

140. Ham H.H. New charts help estimate formation pressures // Oil and Gas Journal. - 1966. - 65. - P. 58-63.

141. Minshull T.A., White R. Sediment compaction and fluid migration in the Makran accretionary prism // Journal of Geophysical Research. - 1989. - 94. - P. 7387-7402.

142. Sclater J.G., Christie P.A.F. Continental stretching; an explanation of the post-Mid-Cretaceous subsidence of the central North Sea basin // Journal of Geophysical Research. - 1980. - 85. - P. 3711-3739.

143. Hansen S. A compaction trend for Cretaceous and Tertiary shales on the Norwegian shelf based on sonic transit times // Petroleum Geoscience. - 1996. - 2. - P. 159-166.

144. Aoyagi K., Kazama T., Sekiguchi K., Chilingarian G.V. Experimental compaction of Namontmorillonite clay mixed with crude oil and seawater // Chemical Geology. - 1985. - 49. - P. 385-392.

145. Mondol N. H., Fawad M., Jahren J., Bjorlykke K. Synthetic mudstone compaction trends and their use in pore pressure prediction // EAGE First Break. - 2008. - vol. 26. - P. 43-51

146. Ханін В.А. Терригенні породи-колектори нафти і газу на великих глибинах / В.А. Ханін. - М.: Недра, 1979. - 140 с.

147. До питання регіонального та локального прогнозу нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Карпатського регіону / Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Ляху М.В., Манюк М.І. // Міжнар. наук. конф. «Геологія горючих копалин України»: тези доповідей - Львів, 2001. - С. 150-151

148. Бодлак П.М. Геодинамічні умови формування Передкарпатського прогину / П.М. Бодлак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1999. - Вип. 36. - С. 297-302.

149. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах / В.Ф. Линецкий. - Киев: Наукова думка, 1974. - 133 с.

150. Рухин Л.Б. О перспективах поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР / Л.Б. Рухин. - М.: Недра, 1965. - 138 с

151. Мончак Л.С. Прогнозування колекторських властивостей гірських порід на великих глибинах на прикладі палеогенових порід Передкарпаття / Л.С. Мончак, В.Д. Михайлюк, О.С. Філюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 4(9). - С. 108-110.

152. **Здерка Т.** Проблеми існування порід-колекторів вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Т. Здерка, В. Хомин, Б. Маєвський // Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат: тези доп. Міжнар. наук. конф. До 100-річчя від дня народження чл.-кор. НАН України Миколи Романовича Ладиженського та 55-річчя Ін-ту геології і геохімії горюч. копалин НАН України (Львів, 26-28 верес. 2006). - Львів: ТзОВ «ПРОМАН»-«Прес-Експрес-Львів», 2006. - С. 84-85

153. Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геолого-статистичного моделювання / Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка та ін. // Геоінформатика. - 2007. - №1. - С. 54-61

154. Оценка нижних границ коллекторов Долинского нефтепромыслового района / В.П. Василечко, Р.А. Гнатюк, Н.А. Николаенко и др. // Нефтяная и газовая перомышленность. - 1969. - № 2. - С. 30-32

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

156. Лукин А.Е. О природе стилолитов в глубокозалегающих нефтегазоносных толщах / А.Е. Лукин // Геол. журнал. - 1986. - № 3. - С. 131-134.

157. Доленко Г.Н., Киселев А.Е. Зоны вторичной пористости на больших глубинах - перспективный объект поисков залежей нефти и газа (на примере нефтегазоносных провинций Украины и Восточной Сибири) / Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. - М.: Наука, 1985. - С. 26-31

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

159. Копыстянский Р.С. О характере раскрытия трещиноватости горных пород на глубине // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. - К.: Наук. думка, 1971. - С. 149-164.

160. Копыстянский Р.С. О методике определения и интерпретации коэффициентов трещиноватости пород и проницаемости трещин нефтяной геологии // Унификация

методов определения коллекторских свойств горных пород. - М.: Недра, 1966. - С. 82-90.

161. Глушко В.В. Обоснование направления поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / В.В. Глушко, С.С. Круглов. - К.: Наук. думка, 1977. - 176 с.

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

163. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородной жидкости в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов // Докл. АН СССР, 1960. - Т. 132. - № 3. - С. 545-548

164. Пилатовский В.П. Решение некоторых задач гидромеханики макротрещин в тонком пласте при фильтрации однородной жидкости / В.П. Пилатовский // Прикладная математика и механика. - 1971. - Т. 35. - Вып. 3. - С.532-544

165. Котяхов Ф.И. Оценка трещиноватости горных пород в природных условиях гидродинамическими методами / Ф.И. Котяхов // Геология нефти и газа. - 1972. - № 1. - С. 55-58

166. Ломизе Г.М. Фильтрация в трещиноватых породах / Г.М. Ломизе. - М.:Госенергоиздат, 1951. - 127 с.

167. Наказная Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах / Л.Г. Наказная. - М.: Недра, 1972. - 168 с.

168. Викторин В.Д. Сравнение условий разработки нефтяных залежей с карбонатными и терригенными коллекторами / В.Д. Викторин // Нефтяное хозяйство. - 1976. - № 2. - с. 36-40

169. Особенности разработки и эксплуатации месторождений с трещиновато-пористыми коллекторами / Сергеев Н.Д., Кострюков Г.В., Кривонос И.В. и др. - М.: Недра, 1970. - 152 с

170. Говорова Г.Л. Разработка нефтяных месторождений в США / Г.Л. Говорова. М.: Недра, 1970. - 369 с.

171. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу: [підручник для студентів нафтогазових спеціальностей вищих закладів освіти] / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, О.Є. Лозинський. - К.: Наукова думка, 2002. - 403 с.

172. Дослідження впливу тектонічної тріщинуватості продуктивних горизонтів Долинського нафтового родовища на характер продуктивності свердловин / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І. Манюк та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 1997. - № 34(том1). - С.149-156.

173. Маєвський Б.Й. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценів 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

174. Маєвський Б.Й. Аналіз індикаторних ліній експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського нафтового родовища / Б.Й. Маєвський,

М.І. Манюк // Тези наук.-техн. конф. професорсько-викладацького складу університету нафти і газу - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. - С. 143.

175. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти. - Львів: УНГА. - Т.5:Західний нафтогазоносний регіон. - 1998. - С 662-666.

176. Дистрянов В.М. Особенности разреза продуктивной толщи олигоцена Довбушанского и Быстрицкого месторождений / В.М. Дистрянов, Н.Н. Хома // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1987. - № 24. - С 23-26.

177. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А.В. Петухов. - Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. - 276 с.

178. Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distributioin. Soc. of Petroleum Engineers Journal, 1969. P. 451-426

179. Восилюс Г.Б. Определение трещинной проницаемости пород по данным бурения / Г.Б. Восилюс // Геология нефти и газа. - 1980. - № 6. - С. 46-50

180. Попов И.П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порово-трещинного типа / И.П. Попов // Геология нефти и газа. - 1992. - № 10. - С. 42-46

181. Максимович Г.К. Гидравлический разрыв нефтяных пластов / Г.К. Максимович. - М.: Гостптехиздат, 1958. - 98 с.

182. Логинов Б.Г. Гидравлический разрыв пласта / Б.Г. Логинов, В.О. Блажевич. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - 140 с.

183. Васильев Ю.Н. Механизм расширения трещин при гидроразрыве в карбонатных породах / Ю.Н. Васильев // Нефтяное хозяйство. - 1958. - № 6. - С. 32-36

184. Майдебор В.Н. Методы оценки начальных запасов нефти и объемов залежей с трещинным типом коллектора // Тр. СевКавНИИ. - вып. X. - 1971. - С. 123-134

185. Котяхов Ф.И. Определение физических параметров трещиноватых коллекторов с использованием глубинного фотографирования стенок скважин / Ф.И. Котяхов, С.А. Серебрянников, Т.Е. Щербакова // Нефтяное хозяйство. - 1961. - № 5. С. 40-45

186. Нафтогазпромислова геологія: [підручник для студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за спеціальністю «Геологія нафти і газу»] / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко та ін.; [за ред. О.О. Орлова]. - К.: Наукова думка, 2005. - 432 с.

187. Іванишин В.С. Нафтогазпромислова геологія / В.С. Іванишин. - Львів, 2003. - 648 с.