

553.98  
К93

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

КУРОВЕЦЬ СЕРГІЙ СЕРГІЙОВИЧ

УДК 553.987.921(477.8) +  
553.98.061.4(043)  
К93

**НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ОЦІНКИ ВТОРИННИХ ЄМНОСТЕЙ  
ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЯК ОСНОВА ЕФЕКТИВНОГО ПРОГНОЗУ  
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НАДР**

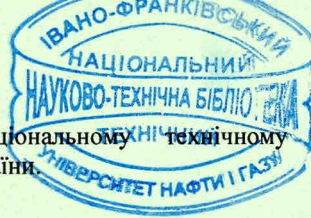
04.00.17 – Геологія нафти і газу

**Автореферат**  
дисертації на здобуття наукового ступеня  
доктора геологічних наук

Івано-Франківськ - 2016

**Дисертацією є рукопис.**

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.



**Науковий консультант:** доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Маєвський Борис Йосипович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

**Офіційні опоненти:** доктор геолого-мінералогічних наук, професор, член-кореспондент НАН України **Кутас Роман Іванович**, Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, завідувач відділу геотермії та сучасної геодинаміки;

доктор геологічних наук, професор **Євдошук Микола Іванович**, Інститут геологічних наук НАН України, завідувач відділу геології вугільних родовищ;

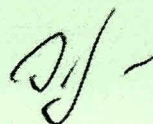
доктор геологічних наук **Лазарук Ярослав Григорович**, Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, провідний науковий співробітник відділу геології нафти та газу.

Захист дисертації відбудеться “29” червня 2016 р. о 10 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15).

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15).

Автореферат розісланий “28” травня 2016р.

Вчений секретар  
спеціалізованої вченої ради, Д 20.052.01  
доктор геолого-мінералогічних наук, професор

 - Е.Д. Кузьменко

**ГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ****теми.** Енергетична безпека держави є передумовою розвитку

народного господарства. Західний нафтогазоносний регіон відноситься до найстаріших в Україні нафтогазовидобувних районів, проте його вуглеводневий потенціал далеко не вичерпаний. У зв'язку з цим актуальним є питання дослідження геологічних та геофлюїдодинамічних чинників, що впливають на формування порід-колекторів, їхні фільтраційно-ємнісні властивості та нафтогазоносність.

Аналіз геологічних матеріалів нафтогазоносних провінцій світу вказує на те, що при формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють літогеодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі явища, які впливають не тільки на деформацію гірських порід та створення структурних форм-пасток, але й на їхні колекторські властивості. Відомо, що утворення вторинних ємностей у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу як результат постседиментаційних і геодинамічних процесів.

Важливість ролі постседиментаційних процесів у формуванні колекторських властивостей глибокозалягаючих відкладів загальновідома, особливо на глибинах понад 4 км, де вони проявляються в залежності від первинних структурних, текстурних, мінералогічних та інших геофлюїдодинамічних чинників. При усій важливості седиментаційних та літолого-фаціальних критеріїв нафтогазоносності, керуватися лише ними при пошуках та розвідці покладів вуглеводнів означає заздалегідь приректи геологорозвідувальні роботи на низьку ефективність. Для підвищення ефективності прогнозування зон поширення порід-колекторів з вторинною ємністю актуальним є, разом з седиментаційними (літолого-фаціальними) ще і літофлюїдогеодинамічних чинників, рівень вивченості яких далеко не достатній для успішного прогнозування, пошуків та розвідки, а також розробки нафтових і газових покладів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетних тем: "Створення геолого-математичної моделі оцінки тріщинуватості порід-колекторів нафти і газу в зонах їх деформації" № держреєстрації 0108U006621, "Наукові засади прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів" № держреєстрації 0110U000117, "Дослідження вторинної ємності порід-колекторів як основа локального прогнозу нафтогазоносності надр" № держреєстрації 0113U001100 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 яких здобувач брав безпосередню участь та був відповідальним виконавцем, а результати наукових розробок автора покладені в основу дисертаційних досліджень. Результати досліджень входять у прикладні геолого-тематичні роботи, виконані на замовлення НАК «Нафтогаз» України: "Петрофізичні моделі тріщинуватих, карбонатних і низькопористих колекторів Західного нафтогазоносного регіону" № держреєстрації U-11-213/15 та "Перспективи пошуків неконвекційних покладів вуглеводнів на прикордонній з Польщею території України та проблеми охорони навколишнього середовища" № держреєстрації U-12-122/24.

ап 2600. ап 2604

### **Мета і завдання досліджень.**

Дослідити роль епігенетичних процесів у формуванні колекторських властивостей складнопобудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах і вивчити їхній вплив на формування вторинних ємностей, що надає можливість підвищення ефективності прогнозу нафтогазоносності Західноукраїнського нафтогазоносного регіону.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Визначити фізичні властивості пористої матриці теригенних і карбонатних порід-колекторів, тип і структуру їхнього пустотного простору, вплив літолого-петрографічного складу порід-колекторів на їхні ємнісно-фільтраційні властивості на основі проведення експериментальних досліджень ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів при нормальних умовах і умовах, що моделюють пластові.
2. З'ясувати роль постседиментаційних процесів у формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей різних типів порід-колекторів.
4. Узагальнення класифікацій вторинних ємностей порід-колекторів.
5. Дослідити природи тріщинуватості порід-колекторів та її впливу на формування фільтраційно-ємнісних властивостей.
6. Визначити взаємозв'язки між нафтогазопромисловими і петрофізичними параметрами для різних типів порід-колекторів.
7. Розробити типові петрофізичні розрізи та моделі продуктивних комплексів.
8. Створити моделі розуцільнення порід-колекторів у локальних структурах з урахуванням постседиментаційних і геофлюїдинамічних процесів.
9. Розробити наукове обґрунтування виділення регіональних і локальних зон розуцільнення з метою прогнозування «вторинних резервуарів».

**Об'єкт дослідження:** основні продуктивні нафтогазоносні комплекси Західноукраїнського нафтогазоносного регіону.

**Предмет дослідження:** петрофізичні, міцнісні, фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів та особливості їх нафтогазоносності.

**Методи дослідження:** графічні та аналітичні методи обробки геолого-геофізичних даних, методи статистичної обробки, математичне і геофізичне моделювання геологічного середовища, експериментальні петрофізичні та комплексні мікроскопічні дослідження кернавого матеріалу порід-колекторів нафти і газу.

**Фактичний матеріал.** Фондові та опубліковані праці з проблематики дослідження, результати петрофізичних досліджень кернавого матеріалу основних продуктивних комплексів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону (понад 300 зразків зібраних особисто), результати досліджень міцнісних характеристик порід, а також результати комплексних мікроскопічних досліджень, виконаних автором під час перебування в очній докторантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

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

За даними комплексних досліджень, встановлено природу та морфологію пустотного простору складнопобудованих теригенних і теригенно-карбонатних

колекторів, що дозволило створити типові розрізи та узагальнені петрофізичні моделі продуктивних комплексів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону з урахуванням вторинних ємностей.

Встановлена роль постседиментаційних, геофлюїдодинамічних та епігенетичних процесів у формуванні складнобудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах.

Вперше на основі досліджень міцнісних характеристик порід-колекторів емпірично розраховано умови існування зон розуцільнення локальних об'єктів Передкарпатського прогину.

Вперше на основі проведених експериментальних досліджень теоретично обґрунтовано граничні глибини існування відкритих тріщин у породах-колекторах Львівсько-Волинського палеозойського басейну

Розроблено методологію оцінки зон розуцільнення з врахуванням постседиментаційних і геофлюїдодинамічних процесів для прогнозування "вторинних резервуарів" нафти і газу, що дозволило створити авторські моделі утворення тріщинуватості у теригенних та карбонатних породах-колекторах.

**Практичне значення одержаних результатів.** Використання результатів досліджень забезпечить підвищення ефективності прогнозування зон розуцільнення порід-колекторів та ведення пошуково-розвідувальних робіт і на методики розташування свердловин.

Здобувачем визначено граничні значення глибин існування вертикальних та горизонтальних тріщинних систем для основних нафтових та газових покладів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону.

Розроблена методика оцінки існування зон розуцільнення з врахуванням постседиментаційних і геодинамічних процесів дозволяє прогнозувати "вторинні резервуарів" нафти і газу.

На основі проведених досліджень пропонується проводити розкриття свердловин, що знаходяться в прогнозних зонах розуцільнень на збалансованих тисках з метою запобігання кольматування вибійної зони пласта та змикання систем тріщин. Рекомендовано проводити гідророзрив пластів з порово-тріщинним типом колектора та обробку привибійної зони свердловини з використанням розчинників з метою вимивання високов'язких вуглеводневих компонентів з тріщин та закріплення їх розкриття закачуванням пропанту, що засвідчує практика проведення гідророзриву.

### **Особистий внесок здобувача.**

Дисертантом створено особисті нові типові розрізи та узагальнені петрофізичні моделі продуктивних комплексів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону з врахуванням їх вторинних ємностей. На основі досліджень міцнісних характеристик порід-колекторів та аналізу напружено-деформованого стану емпірично розраховано можливості існування зон розуцільнень на локальних об'єктах Внутрішньої та Зовнішньої зон Передкарпатського прогину. Розраховано граничні глибини існування відкритих вертикальних та горизонтальних тріщин у породах-колекторах Львівсько-Волинського палеозойського басейну на основі проведених експериментальних досліджень. На підставі проведених експериментальних та емпіричних досліджень дисертантом сформовано власні моделі утворення зон

тріщинуватості у теригенних та карбонатних породах-колекторах. На підставі проведених досліджень мінерального складу глинистих агрегатів порід-колекторів Крукеницької западини доведено, що з глибин понад 2500 м утворюються передумови для утворення зон розущільнення за рахунок процесів вторинного перетворення глин. Сформовано методику оцінки існування зон розущільнення з врахуванням постседиментаційних і геодинамічних процесів для прогнозування "вторинних резервуарів" нафти і газу.

Особистий внесок у науковій роботі, що написані у співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

### **Апробация результатов диссертации.**

Основні результати досліджень і положень дисертаційної роботи доповідалися на наукових конференціях, у тому числі: Міжнародній науково-технічній конференції «Прикладна геологічна наука сьогодні: здобутки та проблеми» (Київ, 5-6 липня 2007 р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці "ІФНТУНГ-40"» (Івано-Франківськ, 2007.); VII Международной конференции «Крым-2007» «Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины» (Симферополь, 2007.); XII Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, Россия, 14-18 апреля 2008.); Міжнародній науково-практичній конференції «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании» (Одесса 15-25 декабря 2008 г.); Міжнародній науково-практичній конференції «Современные направления теоретических и прикладных исследований – 2009» (Одесса 16-27 марта 2009 г.); Міжнародній науково-практичній конференції «Нафтогазова геофізика – стан і перспективи» (Івано-Франківськ, 25-29 травня 2009 р.); VIII Международной конференции «Крым-2009» «Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа» (Крым, Ялта, 14-18 апреля 2009 г.); Всеукраїнській науковій конференції молодих вчених «Сучасні проблеми геологічних наук» (Київ, 6-8 квітня 2009 р.); Науковій конференції «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій» (Львів, 13-15 жовтня 2010 р.); Международной научной конференции «Нефть, газ, нефтепереработка и нефтехимия» (Баку, 2010 г.); AARG Annual conference, (Kiev, 2010.); 3 Всеукраїнській науковій конференції-школи «Сучасні проблеми геологічних наук» (Київ, 12-15 квітня 2011 р.); Другій міжнародній науково-практичній конференції «Нафтогазова геофізика – інноваційні технології» (Івано-Франківськ, 25-28 квітня 2011 р.); IV Всеукраїнській науковій школі-конференції «Сучасні проблеми геологічних наук» (Київ, 16-20 квітня 2012.); Міжнародній науково-практичній конференції «Стан, проблеми та перспективи нафтогазової промисловості України» (Борислав, 2012р.); International Conference «Recent Advances in Geology of Fine-Grained Sediments» (Warsaw, Poland 14-16 May 2012.); 2<sup>nd</sup> International Conference "Alpine-Petrol' 2012" (Krakow-Poland 25-28 September, 2012.); XV Всероссийской конференции по термобарогеохимии (Москва, 18–20 сентября 2012 г.); Міжнародній науковій конференції «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій» (Київ, 8–13 жовтня 2012 р.); Всероссийской конференции с международным участием «Нетрадиционные перспективы развития» (Москва, 12–14 ноября 2013 г.); Міжнародній науково-

практичній конференції «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи» (Київ, 27-29 листопада 2013р.); Першому науково-практичному семінарі «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» (Трускавець, 10-14 листопад 2014 р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» (Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014 р.).

**Публікації.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 52 наукових праць, серед яких 6 монографій, 27 статей – у фахових виданнях (з них 4 закордонних), та 19 – у матеріалах і тезах доповідей на конференціях.

**Об'єм і структура роботи.** Дисертація складається із вступу, 5 розділів, висновків і списку використаних джерел. Робота містить 320 сторінок тексту, в тому числі 85 рисунків (40 на окремих сторінках), 29 текстових таблиць. Список використаних джерел включає 320 найменувань на 22 сторінках.

Автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу та цінні поради під час виконання дисертаційної роботи науковому консультанту, Лауреату Державної премії в галузі науки і техніки України, доктору геолого-мінералогічних наук, професору Борису Йосиповичу Масевському.

Здобувач висловлює також щирю подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, докторам геологічних наук, професорам Д.Д. Федоршину, В.Р. Хомину, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам М.В. Ляху, Л.С. Мончаку, кандидатам геологічних наук, доцентам Н.В. Дубей, В.Г. Омельченку, О.М. Трубенку, І.Р. Михайлів, Т.В. Здерці, А.В. Яремі та іншим співробітникам Інституту геології та геофізики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за плідні дискусії, цінні поради та практичну допомогу у виконанні дисертаційної роботи.

## **ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ**

У вступі обґрунтовано актуальність роботи, викладено основні завдання, визначено наукову новизну та практичну цінність, представлено загальну характеристику роботи.

## **ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ВТОРИННОЇ ЄМНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ**

Всі типи і підтипи пустот колекторів знаходяться в тісному зв'язку з генетичними типами порід. Вони підрозділяються на чотири групи: седиментогенні, діагенні, катагенні й гіпергенні. При нормальному і субстереофітичному седиментогенезі у карбонатних відкладах утворюється комплекс пустот, близький до особливостей формування теригенних колекторів. Мікропори і дрібні пори утворюються як міжкристалічні, міждетритові, міжламові, міжскелетні й внутрішньоскелетні, міжмікрофітолітові, міжoolітові та міжлізолітові. В умовах стереофітичного седиментогенезу можуть утворюватися рифові пустоти широкого спектра розмірів від 0,5 до 2–3 см, про що стверджує Ю.І. Марьенко (1978). На стадії діагенезу в карбонатних породах утворюється досить широкий і різноманітний комплекс пустот, однак лише деякі із них мають суттєве значення для формування колекторів нафти і газу. До пустот вторинного походження у

теригенних породах відносяться тріщини, які прослідковуються в щільних породах, переважна більшість яких виникла в результаті дії процесів постдіагенезу та тектонічних деформацій. Тріщинуватість порід-колекторів вже здавна привертала увагу багатьох геологів, що шукали обґрунтування невідповідності між низькими показниками фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, визначених різними методами досліджень, і порівняно високими дебітами свердловин, що їх дрeнували.

На широкий розвиток тріщинуватих порід-колекторів у багатьох нафтогазоносних провінціях світу чітко вказує наявність у теригенних колекторах гранулярного типу високопроникних каналів, що забезпечували значні припливи вуглеводнів до вибою свердловин. С.С. Шульц (1964), Є.М. Смахов (1987), Т.В. Дорофєєва (1965) 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 встановили закономірність зміни густоти тріщин, яка полягає у тому, що густина тріщин переважно визначається товщиною пластів, при цьому чим менша товщина пластів, тим більша густина тріщин. На підтвердження встановлених закономірностей наводяться результати дослідження тонкошаруватих теригенних порід розрізу третинних відкладів Карпатської нафтогазоносною провінції. Дослідженням тріщинуватості порід-колекторів, а також питаннями генезису тріщин та їх класифікації активно займались В.В. Белоусов (1961), Є.Н. Пермяков (1949), С.С. Шульц (1971), І.І. Чабаненко (1963), Т.Д. Голф-Рахт (1986), Є.М. Смахов (1974), М.В. Рац (1970), С.Н. Чернишов (1983), К.І. Багрінцева (1982), Р.С. Копистянський (1966), А.В. Пек (1939), Б.К. Прошляков (1987), О.О. Орлов (1980), О.Ю. Лукін (1986-2011), М.І. Євдошук (2007) зі співавторами та ін. Для визначення сукупності тріщин Є.М. Смахов (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 (нетріщинуваті, щільні масиви породи), а роль пор – тріщини.

Теоретичними і експериментальними дослідженнями, спрямованими на вивчення мінливості якісних і кількісних характеристик тріщин, займались Ю.П. Желтов (1966), В.М. Добринін (1970), Ш.К. Гімагудінов (1971), Ф.І. Котяхов (1974, 1977), В.М. Майдебор (1980), А.Е. Лукін (2003), Б.Й. Маєвський (2003-2016) та ін.

І.П. Сафаров (1959) та ін., на підставі даних порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих пісковиків, дійшли до висновку про необхідність вивчення тріщинуватості піщано-алевролітових колекторів родовищ Передкарпатського прогину. 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 (1979) зі співавторами стверджують, що мікротріщини з рокупиттям 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%.



Термін «тріщинувата порода» має широке використання у науковій літературі щодо 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».

О.Ю. Лукін (2002) висловив думку, що гіпогенно-алогенне розушільнення є визначальним фактором формування вторинних колекторів нафти і газу. Узагальнена класифікація генетичних типів тріщинуватості порід наведена О.Ю. Лукіним (2003).

Б.Й. Масєвський з співавторами (2006) 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.

## **МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОСОБЛИВОСТЕЙ АПАРАТУРНО-МЕТОДИЧНОГО КОМПЛЕКСУ**

Методика лабораторних досліджень керна включає повний комплекс методів вивчення властивостей матриці породи, діагностики і оцінки фізико-механічних параметрів колектора в цілому, незалежно від попередніх висновків про вид та характер порового простору даних відкладів.

Дослідження зразків контрольної колекції проведені в повному об'ємі згідно з існуючими вимогами за відомими методиками як на стандартному, так і спеціально спроектованому обладнанні.

Першим кроком у таких дослідженнях є візуальне вивчення керна, в результаті чого фіксуються наявні тріщини, стилоліти та інші включення і неоднорідності породи, їх розміри, орієнтація. Ці дані подаються у формі таблиць, обробка яких проводиться статистичними та геометричними методами. Аналіз результатів дозволяє намітити шляхи подальших досліджень (кількість зрізів, шліфів, аншліфів та форм керна).

Експресна діагностика внутрішньої будови породи проводилась на основі вивчення акустичних параметрів вимірних на необроблених кусках керна, в різноорієнтованих напрямках. Для цього нами розроблена і виготовлена портативна установка, яка складається з основи із закріпленими акустичними давачами точкового типу, які збуджують та приймають об'ємну хвилю. Віддалі між ними плавно регулюється відповідно до розмірів керна і вимірюється з точністю до 0,01 мм. Поверхня контакту давачів і породи не впливає на хвильову картинку та величину часу проходження пружної хвилі через kern, оскільки площа контакту мала і надійність його забезпечується відповідним навантаженням на давачі, величина якого плавно міняється в межах 5-200 кг. Установка обладнана механізмом для орієнтації керна та визначення величини кута повороту, що дозволяє систематизувати заміри не тільки відносно поверхні нашарувань, а і секторів на боковій поверхні керна, що допомагає визначити напрями розповсюдження неоднорідностей (зміна величини зерна, включення різної природи

та тріщини). Результатом цього аналізу є оцінка величини анізотропії швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль та виявлення напрямків аномально пониженої швидкості, що є ознакою наявності мікротріщин або зміни складу породи. Керн з аномальними властивостями обрізається перпендикулярно до напрямку, в якому виявлено пониження швидкості, якщо площини не руйнуються, то вони доводяться до взаємно паралельних. Площини зрізів із слідами тріщин шліфують, заповнюють білою фарбою та з допомогою цифрової камери зображення ресструється в комп'ютері і проводиться відповідна обробка. Така ж операція проводиться і для площин з характерними змінами мінералогічного складу чи викопними організмами. Частина зрізів порід обов'язково віддається для виготовлення шліфів. Вимірювання швидкості розповсюдження поздовжніх та поперечних коливань проводиться в акустичній ванні, посередині котрої розміщений поворотний предметний столик, на якому закріплюється досліджуваний зразок з плоскопаралельними площинами так, щоб акустична вісь давачів проходила через його центр і була взаємно перпендикулярна до площин. Вісь столика виведена назовні через герметичну втулку.

Деформаційні властивості порід визначаються не лише за зміною об'єму твердого скелета, а й за величиною та структурою порового простору залежно від величини навантаження. Кількісно деформації можуть бути оцінені з допомогою коефіцієнтів стисливості. Згідно з дослідженнями Н.Н. Павлової (1975), J.B. Walsh (1965) для визначення об'ємних деформацій пористого середовища достатньо знайти наступні три величини: коефіцієнт стисливості скелета породи ( $\sigma_{ск}$ ); коефіцієнт стисливості порового простору породи ( $\sigma_n$ ); коефіцієнт стисливості твердої фази породи ( $\sigma_{тв}$ ). Величина коефіцієнта стисливості порового простору колектора визначається в результаті обробки матеріалів досліджень зразків в умовах заданого напруженого стану за відносною величиною зміни об'єму порового простору від тиску. коефіцієнт тиску пор не залежить від величини пористості. у цьому його перевага порівняно з коефіцієнтом стисливості скелета, коли треба зіставляти пружні властивості колекторів з різною величиною пористості. Для оцінки коефіцієнта стисливості твердої фази нами розроблена методика визначення величини відносної об'ємної деформації із застосуванням ртутного пороміра. Таким чином, за відомими величинами пористості, коефіцієнтів стисливості пор та твердої фази, можемо розрахувати величину стисливості скелета Н.Н. Павлова (1975) і отримати повне уявлення про деформаційні властивості породи.

Ефективним методом оцінки проникності мікротріщин та впливу на них напруженого стану є метод радіальної фільтрації. Лабораторні дослідження низько пористих тріщинуватих порід рекомендуємо проводити на установці, при цьому необхідно використовувати великі зразки циліндричної форми ( $D = 40-100$  мм,  $h = 1-1,5D$ ), з центральним отвором діаметром 10-12 мм. Проблемність цих досліджень полягає в тому, що доводиться мати справу з дуже малими витратами флюїду (менше  $0,01$  см<sup>3</sup>/год), збільшення його може викликати небажані зміни у зразку. В лабораторних замірах градієнт тиску змінюється в межах 1 – 1000 МПа, а в природних умовах не перевищує 10 МПа. Дослідження проводились з радіальним конвергентним і дивергентним потоком флюїду. В першому випадку тиск на твірній циліндра підтримується більшим, ніж в отворі зразка, в другому – навпаки, при

цьому лінії потоку залишаються такими ж, тільки орієнтація їх змінюється на протилежну. Напруження в породі пропорційні величині перепаду тиску, і в першому випадку викликані силами стиску, а в другому – силами розтягу.

## **ГЕОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПЕТРОФІЗИЧНА МОДЕЛІ ОСНОВНИХ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ЗАХІДНОУКРАЇНСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ**

Пісковики та алевроліти поширені у всьому розрізі *верхньої юри* Зовнішньої зони у вигляді пластів і проверстків невеликої товщини (до 6–8 м). У північно-західній частині Зовнішньої зони вони найчастіше зустрічаються у нижній частині розрізу. Їхня пористість змінюється від 0,4 до 24,6 %, у більшості випадків становить 10–15 %, проникність піщаних порід сягає  $(80–90) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , діапазон зміни густини 2060–2740  $\text{кг/м}^3$ . Характерною особливістю пісковиків і алевролітів є значний розвиток в них карбонатного цементу (5–40 %), що зумовлює погіршення їхніх колекторських властивостей, на фоні яких спостерігаються зони з вторинними ємностями розчинення, вилугування та тріщинуватості.

*Нижньокрейдові відклади* розкриті найбільшою кількістю свердловин і найкраще вивчені на площах Більче-Волиця, Північні Меденичі, Дашава, Коханівка, Угерське, Підлуби. Вони складені сіро-зеленими вапнистими слабозцементованими пісковиками, глинистими алевролітами, глинистими та піщанистими вапняками і темно-сірими вапнистими аргілітами. На північному заході широко розвинуті органогенно-уламкові, органогенно-детритові і псевдооолітові вапняки. Породи нижньої крейди характеризуються значною неоднорідністю фізичних параметрів. Пористість пісковиків змінюється в межах 0,8–21,5 %, проникність  $(0,01–178) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Пористість вапнистих пісковиків, як правило, не перевищує 9,5 %, а проникність менша  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Густина піщано-алевритових порід змінюється в діапазоні 2170–2710  $\text{кг/м}^3$ . Міжзернова пористість вапняків низька і не перевищує 6 %. Колекторами нафти на Коханівському родовищі є тріщинуваті і кавернозні вапняки.

*Верхньокрейдові відклади* залягають трансресивно на нижньокрейдових і незгідно перекриваються міоценовими. Найповніші розрізи розкриті свердловинами на площах Угерське, Більче-Волиця, Північні Меденичі, Летня, де їхня потужність становить 570–720 м. Верхньокрейдовий відділ представлений сеноманським і туронським ярусами та сенонським підвідділом. Туронський ярус складений товщею білих і сірих, органогенних та пелітоморфних, шільних, тріщинуватих вапняків з прошарками мергелів, глин, дрібнозернистих пісковиків і алевролітів. Пористість вапняків не перевищує 5,5 %. Сеноманські відклади складені пісковиками з прошарками алевролітів, вапнистими аргілітами, товщею мергелів пелітоморфних вапняків і для них характерні різкі зміни літофацій. Часто на невеликій відстані пісковики заміщаються вапняками та аргілітами. Пористість пісковиків змінюється в діапазоні 0,1–28,8 %, а проникність –  $(0,01–940) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Густина порід становить 1710–2890  $\text{кг/м}^3$ . Найвища пористість властива пісковикам з базальним типом цементації Угерського і Більче-Волицького родовищ. В північно-західному і південно-східному напрямку від цих родовищ колекторські властивості пісковиків погіршуються.

Міжзернова пористість вапняків і мергелів змінюється переважно від 0,01 до 10 %, а окремих зразків порід із зон незгідностей сягає 15,9 %. Більшість вапняків практично непроникні і проникність тільки окремих зразків досягає  $34,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Пористість піщано-алевритових порід донеогенової основи змінюється в межах 0,1–2,8 %. Найбільшою пористістю характеризуються піщані породи крейди (0,1–28,8 %) і верхньої юри (0,4–24,6 %), а найменшою (0,2–6,7 %) пісковики і алевроліти палеозою і рифею. Відкрита пористість пісковиків і алевролітів нижньої юри змінюється від 1–17 %, а середньої юри 1,9–24,8 %.

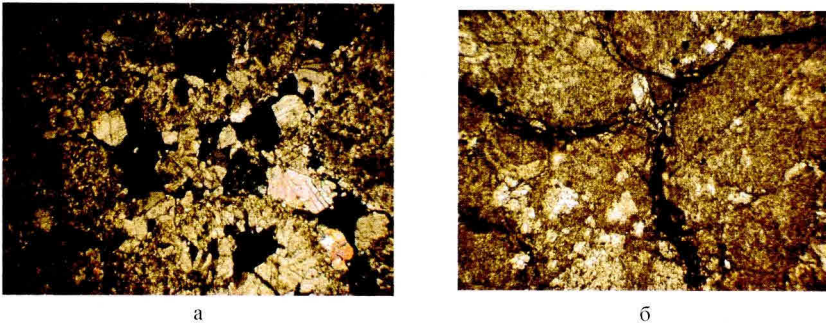
Проникність зразків мезозойських і палеозойських теригенних порід змінюється від  $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $940 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Найбільшу проникність мають пісковики нижньої юри. Проникність пісковиків рифею і палеозою не перевищує  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Міжзернова пористість карбонатних порід змінюється в межах 0,1–17,3 %. Переважають зразки порід з пористістю 0,1–5 %. Переважна більшість зразків практично непроникні ( $K_{\text{пр}} < 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ). Поряд з непроникними зустрічаються рифові вапняки з проникністю до  $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Проаналізовано петрофізичні параметри більше тисячі зразків порід із мезозойських і палеозойських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Обчислені основні статистики, коефіцієнти кореляції між окремими параметрами і складені рівняння регресії, які дозволяють оцінити значимість тісноти зв'язку між наведеними параметрами і прогнозувати їх величини на заданих глибинах.

Результати виконаних досліджень свідчать, що ємнісно-фільтраційні властивості порід доміоценового фундаменту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину погіршуються з глибиною. У мезозойських відкладах колекторами є теригенні породи з міжзерною пористістю і тріщинно-кавернозні карбонатні породи фацій рифового комплексу (рис. 1). У палеозойських і рифейських відкладах розвинуті теригенні колектори тріщинуватого і тріщинувато-порового типу. Їхнє поширення в геологічному розрізі контролюється розломно-блоковою тектонікою регіону.

Коефіцієнти кореляції параметрів  $K_n$ ,  $IgK_{\text{пр}}$ ,  $IgP_n$  з глибиною відповідно рівні -0,61; -0,50; 0,58. Найбільші значення коефіцієнтів кореляції між петрофізичними параметрами і глибиною залягання спостерігаються для піщано-алевритових порід мезозойських відкладів, які занурені на невеликі глибини і не зазнали суттєвих катагенетичних змін. У розрізах більш зрілого віку градієнти зменшення петрофізичних параметрів з глибиною знижуються і зменшуються коефіцієнти парної кореляції. В палеозойських відкладах зв'язки петрофізичних параметрів з глибиною незначні. Палеозойські відклади перебувають на стадії глибинного катагенезу, в результаті чого вони ущільнені і зазнали значних структурних змін внаслідок перекристалізації пелітоморфного карбонатного і кремнеземного цементу і виносу його за межі пласта, регенерації кварцу і утворення конформних та інкорпораційних кварцитоподібних структур. В геологічному розрізі спостерігається тенденція до зменшення карбонатності теригенних порід з глибиною. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $IgC$  і  $H$  становить -0,28. Це

привело до значного зменшення пористості та проникності порід у палеозойських відкладах і, відповідно, до збільшення їхньої густини і параметра пористості.



**Рис. 1 – Породи юрського віку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:**

а – вапняк органогенний перекристалізований з кавернами і тріщинами (св. Оселівська 2, гл. 3137–3145 м,  $J_3$ ); б – вапняк біоморфний з стилітовими тріщинами, виповненими бітумом і кристалами доломіту (св. Оселівська 2, гл. 3137–3145 м,  $J_3$ ).

Колекторами газу у *сарматських відкладах* Передкарпатського прогину є пісковики і алевроліти. Товщина газонасичених пластів пісковиків змінюється від 0,1 до 5 м, зрідка досягає 8–10 м. Відкрита пористість порід-колекторів становить 8–34 %, а проникність –  $(0,1–2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . На ємнісно-фільтраційні властивості порід значною мірою впливали умови седиментації і вторинні перетворення в процесі катагенезу, внаслідок чого ускладнювалася конфігурація пор і зменшувався об'єм міжзернового простору шляхом заповнення його вторинними мінералами. В результаті ущільнення і катагенезу пористість порід на глибинах 3200–4500 м зменшується до 4 %. Вплив процесів катагенезу на петрофізичні властивості колекторів найяскравіше виявляється в геологічному розрізі Крукеницької западини, де породи літифіковані до стадії МК-3, що зумовлює можливість утворення в них вторинних ємностей.

За результатами досліджень керна і геофізичних досліджень у свердловинах у сарматських відкладах виділяються такі типи колекторів. Слабозцементовані пісковики з високими ємнісно-фільтраційними властивостями: відкритою пористістю 17–32 % і абсолютною проникністю  $(20–1000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Цемент, в основному, глинистий, рідше глинисто-карбонатний, карбонатність не перевищує 12 %, густина 2000–2300  $\text{кг/м}^3$ . Середньозцементовані пісковики з пористістю 10–20 % і проникністю від  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Цемент глинисто-карбонатний, вміст карбонатності 5–20 %. Густина 2200–2500  $\text{кг/м}^3$ . Сильнозцементовані ущільнені піщано-алевритові породи з пористістю 7–12 % і проникністю до  $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Пустотний простір представлений переважно поровими каналами малих розмірів. Цемент карбонатний і глинисто-карбонатний, вміст карбонатів 15–35 %.

З метою побудови достовірних петрофізичних моделей для оцінки пористості і проникності за даними геофізичних досліджень у свердловинах вивчені кореляційні

залежності між колекторськими і геофізичними параметрами на вибірці, сформованій із 186 піщано-глинистих зразків дашавської світи. Використані такі характеристики пластів: коефіцієнти пористості  $K_n$  і проникності  $K_{пр}$ , товщина пласта  $h$ , коефіцієнт піскуватості  $K_{пс}$ , відносні амплітуди за даними методів ПС ( $\alpha_{пс}$ ), ГК ( $\Delta I_{\gamma}$ ) і НГК ( $I_{пс}$ ), інтервальний час проходження поздовжніх хвиль  $\Delta T$ , відносні значення їхніх амплітуд  $A_{вд}$  і затухання ( $\alpha_{вд}$ ), величини відносного опору:  $\rho_n/\rho_w$ ,  $\rho_A/\rho_{ф}$ ,  $\rho_{БК}/\rho_w$ ,  $\rho_{ІК}/\rho_w$ ,  $\rho_{МБК}/\rho_{ф}$ ,  $\rho_k^{0.5}/\rho_{ф}$ ,  $\rho_k^{1.0}/\rho_{ф}$ ,  $\rho_k^{0.5}/\rho_{св}$ ,  $\rho_k^{1.0}/\rho_{св}$ ,  $\rho_k^{8.0}/\rho_w$ ; де  $\rho_n$  і  $\rho_A$  – електричний опір пласта і зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласт за даними БКЗ;  $\rho_{БК}$ ,  $\rho_{ІК}$ ,  $\rho_{МБК}$ ,  $\rho_k^{0.5}$ ,  $\rho_k^{1.0}$ ,  $\rho_k^{8.0}$  – позірний опір відповідно за даними методів БК, ІК, МБК, півметрового, однометрового і восьмиметрового градієнт-зондів;  $\rho_{св}$  – електричний опір глинистих порід,  $\rho_w$ ,  $\rho_{ф}$  – електричний опір пластової води і фільтрату бурового розчину. Кореляційні зв'язки коефіцієнтів пористості і проникності з більшістю геофізичних характеристик слабкі. Тільки зв'язок параметрів  $K_n$  і  $K_{пр}$  з величинами  $\alpha_{пс}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$ ,  $\alpha_{вд}$  і коефіцієнтом піскуватості тісніший. Коефіцієнт кореляції 0,57–0,70. Такі малі коефіцієнти кореляції колекторських властивостей з глибиною вказують на вплив вторинних ємностей на структуру порового простору.

Типові петрофізичні моделі порід-колекторів сарматських відкладів побудовані для різних блоків Передкарпатського прогину. У Крукеницькій западині – найглибше зануреній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину – досліджено 72 зразки керна, відібраного з горизонтів ВД-14 верхньодашавської і НД-7–НД-17 нижньодашавської підсвіт сарматського ярусу Залужанської площі. Глибина залягання горизонтів 1180–4605 м. Пористість ( $K_n$ ) досліджуваних зразків змінюється в межах 2,2–27%, а проникність – від практично непроникних до  $306 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність ( $C$ ) становить 3,0–24,2 %, пелітова фракція – 4,4–20 %, середній діаметр зерен – 0,07–0,15 мм, коефіцієнт сортування – 1,4–3,2.

Результати статистичної обробки зібраних даних свідчать, що рівняння регресії між петрофізичними параметрами, отриманими за умов, близьких до пластових, характеризуються вищими коефіцієнтами кореляції і меншими величинами середньоквадратичних похибок. На колекторські параметри порід суттєво впливає глибина їх залягання. Включення в петрофізичну модель параметра  $h$  помітно підвищує надійність зв'язку. Петрофізичні моделі порід-колекторів, отримані на основі аналізу та математичної обробки результатів лабораторних досліджень зразків керна за атмосферних і пластових умов, характеризуються досить високими коефіцієнтами кореляції ( $r = 0,88$ – $0,98$ ) та незначними стандартними відхиленнями.

У щільних породах *палеогенових відкладів* у результаті дії процесів постдіагенезу та тектонічних деформацій утворюються ємності вторинного походження (як правило тріщини). Тріщини характеризуються нерівними поверхнями, часто із зміщенням одна відносно одної, що збільшує просвіт тріщин та утримує їх у відкритому стані за рахунок нерівностей. Тріщини сполучені між собою і з міжгранулярним поровим простором, що зумовлює значне збільшення проникності. На основі аналізу та статистичної обробки результатів досліджень керна встановлено найбільш інформативні та достовірні петрофізичні моделі, наведені в таблиці 1. Згідно з аналізом результатів досліджень, пористість матриці, заміряна в атмосферних умовах, змінюється в межах від 0,6–18 %, а в пластових

умовах 0,5–16,8 %. Для прогнозування величини пористості для пластових умов нами побудована модель 1 (таблиця 1), за якою перераховувалася пористість за результатами замірів у атмосферних умовах.

Результати статистичної обробки зібраних даних по палеогенових відкладах свідчать, що рівняння регресії між петрофізичними параметрами, отриманими за умов, близьких до пластових, характеризуються вищими коефіцієнтами кореляції і меншими величинами середньоквадратичних похибок. Коефіцієнт пористості як за нормальних, так і за пластових умов найтісніше корелюється з густиною порід. Зв'язок між пористістю і фізичними параметрами виражений слабше. Введення в залежності параметра глибини  $lnH$  підвищує коефіцієнт кореляції рівняння регресії до 0,87–0,92. Треба відзначити, що вибірка вміщує зразки порід з тріщинною пористістю (рис. 2). Наявність мікротріщин знижує електричний опір породи, що призводить до зменшення коефіцієнта кореляції в рівняннях регресії  $P_n - f(K_n)$ .

Таблиця 1 — Петрофізичні моделі порід-колекторів менілітової світи за результатами досліджень ядра

№ п/п	Модель	Статистичні параметри моделі		
		Кількість точок	Коефіцієнт кореляції	Відхилення
1	$K_n^{pl} = 0.938 \cdot K_n^a - 0.389$	82	0.92	0.45
2	$K_n^a = 1.026 \cdot K_{nm} + 0.434$	82	0.92	0.251
3	$K_{np}^a = 0.0112 \cdot e^{0.429 \cdot K_n^a}$	70	0.78	1.08
4	$K_{np}^{pl} = 0.0031 \cdot e^{0.51 \cdot K_{nm}}$	41	0.65	1.34
5	$\delta = 2.68 - 0.0298 \cdot K_n^a$	82	0.96	0.009
6	$\delta = 3.1148 - 0.00257 \cdot \Delta T^a$	82	0.83	0.012
7	$\Delta T^a = 178.3 - 9.93 \cdot K_n^a$	82	0.84	10.2
8	$\Delta T^{pl} = 175.5 + 6.41 \cdot K_n^{pl}$	82	0.88	9.6
9	$P_n^a = 0.98 \cdot K_n^a \cdot 1.98$	82	0.91	1.029
10	$P_n^{pl} = 1.02 \cdot K_n^{pl} \cdot 1.87$	82	0.89	1.025
11	$P_n^a = 1.01 \cdot K_n^a \cdot 1.72$	33	0.94	0.16
12	$K_{np}^a = 0.0201 \cdot (\lambda / K_n^a)^{1.02}$	29	0.79	0.31
13	$\lg K_{np}^{pl} = -1.0025 \lg K_{np}^a - 1.3556$	41	0.80	0.11

У породах з відомими лінійними розмірами і орієнтацією тріщин можна розрахувати тріщинну пористість  $K_{nm}$  за величиною виміряного електричного опору. Наприклад, зразок пісковика із свердловини 15-Делятин (г.л. 4968–4971 м) пересічений вертикальною мікротріщиною. Параметр пористості зразка рівний 60, а параметр  $P_n$  при відсутності тріщини, розрахований за вищенаведеною залежністю  $P_n = f(K_n)$ , становить 140. Розкритість тріщин рівна 0,0024 мм. Величина  $K_{nm}$  зразка становить 1,02 %. За формулою:

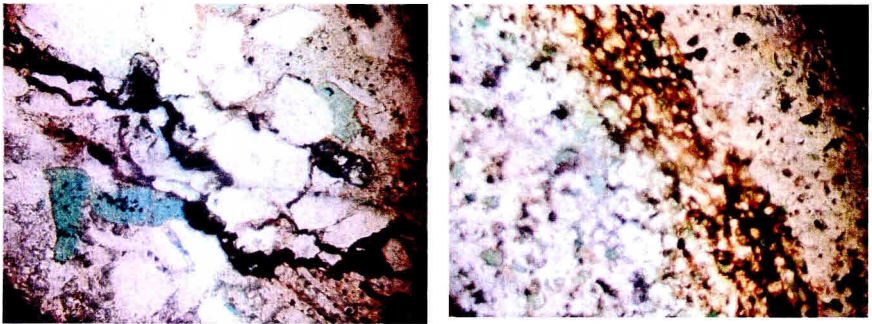
$$K_n = \frac{A \rho_n}{\rho_r} \left( 1 - \frac{\rho_r}{\rho_n} \right)$$



де  $\rho_m, \rho_n, \rho_o$  – питомий електричний опір відповідно тріщинуватої породи, блока породи.

Тріщинна пористість  $K_{тр}^* = 0,95$ , що при  $A = 1$  збігається з експериментальним значенням. Наведений приклад підтверджує правомірність формули А. М. Нечая для оцінки тріщинної пористості.

Проникність палеогенових порід змінюється в широкому діапазоні від нуля до  $(2-3) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Взагалі проникність зростає зі збільшенням пористості. Однак, в породах різних літотипів значення проникності при одних і тих же значеннях коефіцієнта пористості неоднакові. На графіках залежності  $\lg K_{пр} = f(K_n)$  спостерігається значний розкид величин  $K_{пр}$ , які відповідають однаковим значенням пористості. Згідно з літературними даними і результатами наших досліджень, розкид величин проникності зумовлений різноманітністю розмірів і конфігурації порового простору порід. За результатами ртутної порометрії гістограми розподілу розмірів пор порід-колекторів в палеогенових відкладах Прикарпаття з однаковою величиною пористості можуть суттєво відрізнитися, а проникність змінюватися в широких діапазонах – в межах одного-двох порядків. Переважно в породах-колекторах з глибиною звужується діапазон радіусів пор та зростає частка пор, розміри яких менше 0,1. При рівній пористості мінімальну проникність мають дрібнозернисті породи, а максимальну – грубозернисті з відносно крупними за розмірами порами.



а

б

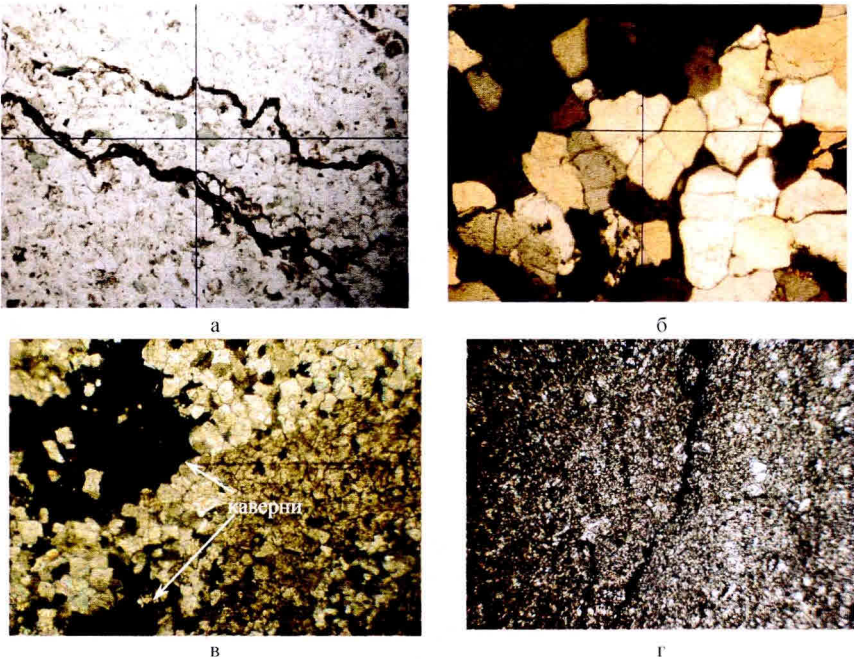
Рис. 2 – Породи палеогенового віку Внутрішньої зони Передкарпатського прогину:

а – Пісковик алевритовий карбонатно-глинистий. Св.Східниця-4, гл.4955-4962 м. Стилолітоподібна мікротріщина, виповнена темно-бурими бітумами. Нік.ІІ. Зб. 100. б – ослаблена тріщинувата зона з розвитком темно-бурих та червонуватих бітумів з піритом. Алевроліт. св.Делятин-15, гл.4786-4790 м. Нік.ІІ. Зб. 100.

Колекторами в кембрійських відкладах Волино-Подільської плити є, в основному, масивні пісковики. На основі аналізу та статистичної обробки результатів петрофізичних досліджень керна наведено головні статистики і кореляційні матриці петрофізичних параметрів піщано-алевритових порід кембрію та гістограми розподілу параметрів  $K_n, \lg K_{пр}, C, \lg P_n$ . Коефіцієнт відкритої пористості пісковиків змінюється в межах 0–21 %, а проникність – від практично



непроникних до  $572 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . У більшості випадків пісковики низькопористі та слабopроникні і медіанне значення коефіцієнта пористості становить 4,5 % та 2,5 % відповідно, а коефіцієнта проникності  $12,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  і  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Питома вага порід змінюється від  $2210 \text{ кг/м}^3$  до  $2880 \text{ кг/м}^3$  з середнім значенням  $2590 \text{ кг/м}^3$ . Пісковики слабoвапнисті, середнє значення карбонатності становить 1,6 %. Гістограми петрофізичних параметрів неоднорідні та асиметричні з додатними значеннями асиметрії та ексцесу. Крива розподілу  $K_p$  трьохвершинна, кожна з яких характеризує щільні породи, низькопористі та пористі колектори. Крива розподілу параметра  $\lg K_{np}$  двохвершинна, одна з яких відображає породи-колектори, а інша – породи-неколектори. Зберігається тенденція зменшення пористості теригенних порід зі збільшенням глибини їхнього залягання. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_p$  і  $H$  становить -0,60. Зменшення проникності порід з глибиною менш помітне, що може свідчити про розвиток у піщано-алевритових породах вторинної мікротріщинної пористості на великих глибинах (рис. 3 а,б).



**Рис. 3 – Породи Львівсько-Волинського палеозойського прогину:**

а – кембрійський алевроліт кварцовий з стилолітовими тріщинами, вивопнений поліморфною речовиною, св. Лудинська – 15, інт. 2760–2761,5 м, зб. 8х3, нік. X; б – пісковик кварцовий дрібнозернистий з цементом стикання і мікротріщинами, св. Лудинська – 15, інт. 2869–2875 м, зб. 8х9, нік. X; в – зображення шліфа девонських відкладів, доломіт кавернозний, св. Володимирівська – 2, інт. 1130–1140 м., зб. 90, нік. X; г – зображення шліфа силурійських відкладів з вертикальною тріщиною, вивопненою пелітоморфною речовиною, зб. 4,7 x 10, нік. ||.

Відповідно до зменшенням пористості порід з глибиною збільшується їхній параметр пористості і питома вага. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $IgP_n$  і  $H$  становить 0,61, а між параметрами щільності і  $H$  – 0,64. Коефіцієнт пористості найчастіше корелюється з питомою вагою ( $r = -0,90$ ) і параметром пористості ( $r = -0,65$ ). Спостерігається значимий зв'язок між проникністю і пористістю порід. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $IgK_{np}$  і  $K_n$  становить 0,64. Менше помітний зв'язок параметра  $IgK_{np}$  з параметром щільності і параметром  $IgP_n$ . Наведено рівняння регресії між петрофізичними параметрами і глибиною залягання порід кембрійських відкладів. Результати літолого-петрофізичного дослідження kernового матеріалу і статистичного аналізу петрофізичних параметрів свідчать, що у кембрійських відкладах наявні теригенні колектори з первинною пористістю і вторинною мікротріщинно-поровою пористістю.

Основними колекторами у відкладах *верхнього девону* є карбонатні породи з вторинною пористістю. Формування останньої зумовлене в першу чергу процесами доломітизації та кавернозності і, меншою мірою, вилугування, перекристалізації та тектонічного тріщино утворення (рис. 3 в). За даними петрофізичних досліджень пористість карбонатних колекторів змінюється від 0,4 до 17 %, а проникність від 0,01 до  $30 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Проникність тріщинуватих доломітів досягає  $119 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. У регіональному плані підвищення колекторських властивостей верхньодевонських відкладів спостерігається у напрямку зі сходу на захід. Найкращі колекторські властивості карбонатних порід відмічені в межах Локацької, Луцької, Олесько-Іквинської і Горохівської площ. У девонських відкладах розвинуті як теригенні, так і карбонатні породи. Теригенні колектори складені пісковиками і алевролітами з первинною поровою та вторинною тріщинно-поровою пористістю і приурочені, переважно, до нижнього і середнього девону. Карбонатні колектори домінують у верхньому девоні і зрідка зустрічаються в середньому та нижньому девоні. Модальне значення пористості для порід-колекторів становить 14,2 %, а проникності  $135 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Гістограми параметрів  $K_n$  і  $IgK_{np}$  одновершинні з модальними значеннями 2540 кг/м<sup>3</sup> і 2400 відповідно. Гістограма параметра  $C$  різко асиметрична, що вказує переважно на незначну карбонатність теригенних порід. Для теригенних порід девону характерна тенденція до зменшення ємнісно-фільтраційних параметрів з глибиною їхнього залягання. Коефіцієнт пористості найчастіше корелюється з питомою вагою ( $r = -0,91$ ), вмістом залишкової води ( $r = -0,80$ ) і коефіцієнтом проникності ( $r = 0,74$ ). Високоємкостні колектори містять менше залишкової води. Зв'язок між параметрами  $K_n$  і  $IgP_n$  виражений слабо. На проникність значною мірою впливає вміст залишкової води. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $IgK_{np}$  і  $K_n$  становить -0,92, тому дещо слабше виражений зв'язок між проникністю і питомою вагою порід ( $r = -0,66$ ).

*Ордовицькі відклади*, за даними макро- і мікроскопічних літолого-петрографічних досліджень, представлені кварцевими алевролітами глинистими та аргілітами алевролітовими. Алевроліти кварцові з масивною текстурою. Їх міжзернова маса (основна) складена гідролітичною речовиною зі значною домішкою тонкокристалічного кремнезему. Досліджувані породи слабокарбонатні ( $C = 0,8-9,6$  %), масивні, ущільнені та міцно зцементовані. Об'ємна вага їх змінюється від 2,63 г/см<sup>3</sup> до 2,68 г/см<sup>3</sup> при зміні відкритої пористості від 0,75 % до

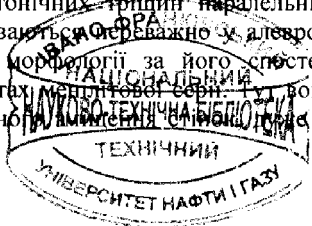
4,3 %. Вони є практично непроникними породами в умовах, котрі моделюють пластові, і не відносяться до порід-колекторів.

За результатами петрофізичного лабораторного вивчення досліджувані зразки *силурійських рифових відкладів* відносяться до порід з низькими колекторськими властивостями. Так, для вапняків величина відкритої пористості змінюється в межах від 0,37 % до 3,02 % при зміні об'ємної ваги від 2650 кг/м<sup>3</sup> до 2740 кг/м<sup>3</sup>. Вони є практично непроникними породами, тільки для окремих зразків коефіцієнт проникності досягає максимальної величини 0,0032·10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. Мергелі та глинисті вапняки з підошвенної частини розрізу силуру (1302–1354 м) сильно ущільнені. Коефіцієнт відкритої пористості для них змінюється в межах від 0,18 % до 1,19 % при зміні об'ємної ваги від 2690 кг/м<sup>3</sup> до 2740 кг/м<sup>3</sup>.

Методами математичної статистики нами проаналізовано розподіл петрофізичних параметрів силурійських і кембрійських відкладів Волино-Подільської плити. Наведено кореляційні матриці та головні статистики для теригенних і карбонатних порід силуру. Коефіцієнт пористості теригенних порід помітно зменшується зі збільшенням глибини залягання. Величини пористості порід найтісніше корелюються з об'ємною вагою. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_p$  і  $H$  становить -0,63. Зв'язок між величинами пористості і відносного опору слабкий. Проникність порід силурійських відкладів дещо зростає з глибиною їхнього залягання, що вказує на формування в них тріщинної пористості (рис. 3 г). Проникність теригенних порід найтісніше корелюється з відносним опором. Коефіцієнт кореляції між величинами  $\lg K_{np}$  і  $\lg P_p$  рівний -0,79. На відносний опір значною мірою впливає вміст карбонатного матеріалу. Збільшення карбонатності порід спричинює підвищення їхнього електричного опору. Зв'язок між коефіцієнтами проникності та пористості менше помітний.

## ВТОРИННА ЄМНІСТЬ ТА ЇЇ ВПЛИВ НА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ І ЇХ НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Дослідженням тріщинуватості порід-колекторів Передкарпатського прогину ще здавна займалися геологи-нафтовики. Згадки про дослідження тектонічної тріщинуватості (загальна тріщинуватість) у відслоненнях та керні зустрічаємо у працях Є.Віндакевича (1878), С. Ольшевського (1881). Є.Віндакевич (1878) стверджував, що тріщини порід-колекторів є місцем акумуляції вуглеводнів, а також основними шляхами їх міграції у пластах. 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 (1987) об'єднує літогенетичні тріщини у систему пластових нетектонічних тріщин паралельних нашаруванню. На його думку такі тріщини розвиваються переважно у алеволітах, аргілітах та глинистих породах. Тріщини такої морфології за його спостереженнями найінтенсивніше розвинуті саме у аргілітах периферії серії, і вони утворюють «пучки» паралельних щілинок без помітної мінералізації. Вони 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.

І.П. Сафаров (1968), 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 зі співавторами (1979) 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 мкм 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.

Г.Н. Доленко (1985) провів мікроскопічні дослідження порід-колекторів із свердловин Битківського родовища, які характеризувалися високим сумарним відбором нафти. Так, у пісковнику з інтервалу 1900-1904 м із свердловини 260-Битків, яка розкрила продуктивний горизонт біля водонафтового контакту, вказаним 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.

За даними досліджень Д.В. Гуржія (1983) 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.

І.Т. Попп (2005) стверджує, що в окремих випадках, при відсутності порових колекторів, у нафтогазоносних відкладах Бориславського і Долинського нафтопромислових районів працюють «нетрадиційні» колектори тріщинного та змішаного (тріщинно-порового або порово-тріщинного) типів, які представлені скременілими глинистими або піскувато-алевритно-глинистими породами.

І.В. Кліном, О.С. Щербою з співавторами (1999) 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. 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.

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 аргіліти олігоценових відкладів Передкарпатського прогину характеризуються значною тріщинуватістю. Тріщини, що не заповнені мінеральною речовиною, часто вповнені бітумінозними речовинами та різномірними вуглеводневими компонентами і нафтою, проникнення яких відбувалось після літифікації осадових порід, що свідчить про 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'езопровідності. 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. Проте під час дослідження складнобудованих 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 мікротріщинуватості у процесі проведення геологорозвідувальних робіт є мікроскопічні дослідження. Досить ефективним є комплексування мікроскопічних досліджень порід-колекторів з іншими методами (петрофізичними, геофізичними та гідродинамічними).

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 поширені субгоризонтальні тріщини переважно літогенетичного характеру. Звідси можна зробити висновок, що у фільтраційних властивостях менілітових порід-колекторів значна роль належить їх тріщинуватості.

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.

За результатами дослідження шліфів порід-колекторів олігоценових відкладів локальних об'єктів Надвірнянського нафтопромислового району нами встановлено широкий розвиток численних тріщин у пішано-алевритових породах. Особливу увагу привертає розвиток тріщинуватості, зорієнтованої вздовж нашарування порід. У полі шліфа такі тріщини досить часто мають вигляд зон розуцільнення, до яких приурочені максимальні концентрації бітумінозних речовин.

У процесі дослідженні шліфів продуктивної частини Микуличинського нафтового родовища нами встановлено наступні типи нафтонасиченості пустотного простору порід-колекторів:

1) поровий тип нафтонасичення:

– поровий однорідний (масивний), що характерний для порід з добре відсортованою уламковою частиною;

– поровий неоднорідний, характеризується неоднорідністю будови порового простору;

2) тріщинний тип нафтонасичення:

– пов'язаний з діагенетичною тріщинуватістю, розповсюджений тип нафтонасичення для флішових відкладів;

– пов'язаний з епігенетичною тріщинуватістю.;

– пов'язаний з тектонічною тріщинуватістю, характерний для зон тектонічних порушень, а особливо їх взаємного перетину.

Для неоднорідних палеогенових порід-колекторів характерним часто є одночасне проявлення різних типів нафтонасичення, що створює складний (змішаний) характер їхнього нафтонасичення.

Такий 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.

Проведене нами детальне літолого-петрографічне дослідження порід-колекторів у ядрах та шліфах показує, 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 складно побудованими і характеризуються полімінеральною матрицею, неоднорідною структурою пустот за розмірами та формою, мікро шаруватістю і тріщинуватістю.

Гідродинамічними дослідженнями О.О. Акульшина та В.Д. Патри (1992) виявлено, що після початку закачки води у свердловину № 4, кількість води у видобувних свердловинах (№№ 128 і 93) значно збільшилась в порівнянні з іншими свердловинами, які розташовані значно ближче від нагнітальної свердловини. Швидкість руху індикатора становила 70-120 м/добу. Це, вірогідно, зумовлено збільшенням тріщинуватості порід в сторону свердловин №№ 128 і 93, так як вони розташовані поблизу трасування тектонічного порушення.

Аналіз індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Довбушанського та Пасічнянського нафтових родовищ та їх інтерпретація показали, що із зростанням депресії на пласт дебіти багатьох свердловин знижувались при стабільному або зростаючому газовому факторі. Після 1,5-2 років експлуатації при зростанні депресії на пласт всього на 1,5-2 МПа, індикаторні криві набувають випуклої форми по відношенню до осі дебітів. Такий їх характер, як показали результати досліджень зумовлені силами деформації колектора. Саме за цей період (1,5-2 роки експлуатації) із цих свердловин видобувалось близько 40-45% накопиченого видобутку нафти. Гістограма розподілу депресій на пласт для району показує нормальний закон розподілу. На близько 90% свердловин початкова депресія становила від 5 МПа до 15 МПа, проте найвищими початковими дебітами характеризувався саме інтервал депресій 2,5-7,5 МПа. З десяти найбільш дебітних свердловин п'ять свердловин мають невідповідність між початковими розрахунковими і фактичними дебітами. Пояснення цьому може бути те, що при різкому зменшенні тиску в привибійній зоні відбувається раптове зменшення внутрішньої напруги порід і відповідно змикаються тріщини, а депресії

до 7,5 МПа дозволяють тріщинам утримуватись у відкритому стані приблизно 1,5 роки.

Проведені нами дослідження та відповідні розрахунки за умов створення оптимальної депресії на складнопобудований тріщинно-поровий колектор за класичними формулами термодинаміки показали, що при наявності тріщин у піщано-алевритових колекторах родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, у всіх без винятку нафтогазопромислових районах (Бориславський, Долинський, Надвірнянський) створення депресії на пласт яка перевищує вибійний тиск порядку 5-7,5 МПа призводить до повного змикання мікро- та макротріщин, і як наслідок – подальшої низької продуктивності свердловин. При депресіях до 5-7,5 МПа існує надійний гідродинамічний зв'язок між тріщинами і порами, що забезпечує стійкі дебіти і раціональне вироблення запасів покладу. Саме в умовах такої фільтрації відбувається очищення привибійних зон пласта. Показники скін-ефекту мають від'ємне значення що характерно для тріщинного колектора. Однак із зростанням перепаду тиску, понад 7,5 МПа значення скін-ефекту набирає позитивний характер. При такій депресії тріщини породи-колектора змикаються і надалі працюють тільки пори. При такій експлуатації свердловин приплив нафти з матриці породи-колектора, проникність якої в 100, а інколи і в 1000 разів менше проникності тріщин, не може забезпечити високу продуктивність свердловин. Практичним підтвердженням наведеного вище є результати аналізу індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського родовища. Саме у свердловині №308 за депресії на пласт від 7,0 МПа до 8,7 МПа індикаторна діаграма має практично лінійний вигляд, що вказує на нормальне функціонування мікро- та макротріщин породи-колектора як каналів фільтрації. За депресії понад 8,7 МПа діаграма викривляється до осі тиску. Тріщини при цьому змикаються, внаслідок чого спостерігається різке зменшення дебіту свердловини. У свердловині №525 аналогічно за депресії від 11,5 МПа до депресії 13,0 МПа індикаторна діаграма має практично лінійний вигляд, а за депресії понад 13,0 МПа діаграма викривляється до осі тиску. Необхідно відзначити, що аналогічні явища спостерігалися в ході дослідження ряду свердловин Битківського, Пасічнянського, Пнівського, Орів-Уличнянського, Заводівського, Струтинського, Спаського, Танявського родовищ.

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.

Відповідно за властивостями, які проявляються при тектонічній дії сил на осадові породи, розрізняють три основні типи осадових порід, а саме пластичні, крихкі, “несучі”. Прикладом пластичних порід можуть служити глини, глинисті сланці, аргіліти; крихкі – пісковики; “несучі” – вапняки із характерною їх здатністю до самозаліковування тріщин виділеннями розчиненого кальциту. Пластичні ж породи при складкотворних процесах, здатні до текучості без розриву суцільності. Крихкі гірські породи деформуються з утворенням численних тріщин.



Необхідно відзначити, що густина тріщин у межах Передкарпатського прогину співставима в усіх стратиграфічних підрозділах. Очевидно, що при частому перешаруванні малопотужних літологічних різновидів порід густина тріщин визначається переважно силою деформуючих породи напруг.

Встановлені нами особливості нафтонасиченості піщано-алевритових порід-колекторів слід використовувати при прогнозуванні і виявленні перспективних ділянок щодо закладання пошуково-розвідувальних та видобувних свердловин у межах окремих локальних структур Передкарпатського прогину. Характер насичення порід-колекторів (приуроченість значних запасів до зон розуцільнення) слід також враховувати при виборі інтервалів перфорації у добувних свердловинах, а особливо при підрахунку видобувних запасів і методів інтенсифікації нафтовилучення.

### МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ РОЗУЦІЛЬНЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НАДР

Формування зон покращених колекторів контролюється двома факторами різної природи. Перший – літолого-фаціальний. На границях різних літофацій, зокрема більш та менш піскуватих, формуються зони субвертикальної тріщинуватості внаслідок різної здатності до ущільнення пісків та глин. Ці зони можуть сприяти вертикальним перетокам флюїдів як у межах однієї товщі відкладів, так і сполучати їх з нижчезалеглими. В результаті формується складна тріщинувата система (типу ялинки), яка складається з субвертикальних каналів на межі літофацій та субгоризонтальних, приурочених до літологічних границь. Другий чинник локалізації таких зон – це структурні деформації різних масштабів. У місцях контрастних перегинів пластів формується тріщинуватість тектонофізичної природи, яка охоплює значні потужності як колекторських, так і глинистих товщ, що сприяє їх флюїдодинамічній єдності.

Загальні тенденції в зміні коефіцієнта пористості з глибиною розглянуто для неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Найбільш чутливі до ущільнення в теригенних розрізах глинисті породи. У міру того, як збільшується глибина залягання, зростає геостатичний тиск вищезалягаючих порід та підвищується температура, глини ущільнюються і перетворюються в аргіліти. В глинах пористість змінюється, переважно, в результаті механічного ущільнення. Хімічні процеси в порах глин в процесі катагенезу відіграють невелику роль.

Для глинистих порід неогену Крукеницької западини Передкарпатського прогину, які перебувають на стадії початкового катагенезу, рівняння Езі має вигляд:

$$K_n^H = 36,6 e^{-0,57H}$$

де  $H$  – глибина залягання порід у км. В даному випадку коефіцієнт необоротного ущільнення рівний  $40,7 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг}$ .

Дещо по-іншому відбувається ущільнення піщано-глинистих порід з глибиною. Пористість глинистих пісковиків і алеволітів зменшується, в основному, за рахунок ущільнення глинистого матеріалу і цементуючої маси. Обкатаність гранулярних кварцових зерен і їх висока механічна міцність обумовлює меншу піддатливість піщано-алевритових порід до ущільнення. Незворотний коефіцієнт ущільнення зростає зі збільшенням відносної глинистості піщано-алевритових порід і

зменшується у міру покращення сортованості псамітової фракції. Характер зміни пористості і проникності піщано-алевроитових порід неогену в Крукеницькій западині Передкарпатського прогину приблизно описується рівняннями регресії:

$$K_n = 99,59 - 23,865 \cdot \lg H - 0,63 \cdot C - 0,158 \cdot C_{2n}; R = 0,898$$

$$\text{Lg}K_{np} = 18,557 - 4,93 \cdot \lg H - 0,85 \cdot \ln C - 0,03 \cdot C_{2n}; R = 0,786$$

де  $C_{2n}$  і  $C$  – ваговий вміст глинистого і карбонатного матеріалу.

Звідси випливає, що коефіцієнт незворотного ущільнення кварцових пісковиків з мінімальним вмістом глинистого і карбонатного цементу рівний  $36,9 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг}$ . Ці залежності дозволяють прогнозувати максимальну пористість пісковиків при їхньому зануренні на глибині. Наведені дані зміни пористості піщано-глинистих порід показують, що на великих глибинах більшу міжгранулярну пористість і проникність мають відсортовані кварцові пісковики з незначним вмістом глинистого і карбонатного матеріалу. Різниця у величинах коефіцієнтів необоротного ущільнення пісковиків і глинистих порід пояснюється, в основному, різним темпом зростання температури з глибиною в геологічному розрізі, яка значною мірою впливає на інтенсивність катагенетичних перетворень в порах порід.

Склад глинистих мінералів баденських і нижньосарматських порід у межах глибин 1487-3805 м подібний. Приблизно з глибин 2650-2850 м як у баденських, так і в нижньосарматських відкладах кількість монтморилоніту різко зменшується. Основне місце у складі глинистої частини займають змішаношарові утворення з однаковим співвідношенням пакетів гідролюди і монтморилоніту ( $\tau/\mu = 1,5/1$ ). З глибиною в складі глин переважає гідролюда – до 80% (Б.Й. Маєвський, 1972). У процесі переходу монтморилоніту у гідролюду звільняється значна кількість «міжшарової» води (у монтморилоніті її вміст становить 24 %, а в гідролюдах – до 10 %).

Завдяки дегідратації щільність неогенових відкладів починає зростати і вони літифікується до аргілітоподібних верстуватих товщ. Витіснення з глин міжшарової води та їх літифікація супроводжується формуванням у літологічно обмежених резервуарах АВПТ, що зумовлює поряд з вторинними перетвореннями утворення різного типу вторинної ємності (особливо тріщинуватості) і відповідно покращення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів.

Збереженню ємнісно-фільтраційних властивостей порід на великих глибинах сприяють присутність флюїдів і надгідростатичні пластові тиски. В зонах надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) породи розущільнені і мають кращі ємнісно-фільтраційні властивості. Зони НГПТ пов'язані переважно з газоносними горизонтами. Так, в зоні НГПТ (на глибинах понад 2000 м) на Грушівському родовищі середнє значення  $K_n$  продуктивних колекторів рівне 20,8 %, а поза її межами водоносних колекторів – 12,3 %.

Зміни колекторських властивостей, як відомо, пов'язані з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону, в результаті чого властивості колектора можуть набути будь-які відклади, не зважаючи на їх літологічну характеристику у відповідних умовах розвитку та залягання. Отже, колекторські властивості породи не мають однозначного зв'язку з речовинним складом, так як вони залежать від двох груп факторів: первинних (генетичних), що пов'язані з речовинним складом порід, і

вторинних, зумовлених процесами їх перетворення в результаті геологічних процесів, механізми та вплив яких для відповідних структур різний.

У процесі розтріскування масиву порід за рахунок підвищеного тиску підземних флюїдів скорочується загальна площа непорушених зв'язків (перемичок між тріщинами). При цьому зростають напруження зсуву у площині, де збереглися зв'язки, що виражається співвідношенням з механіки скельних порід:

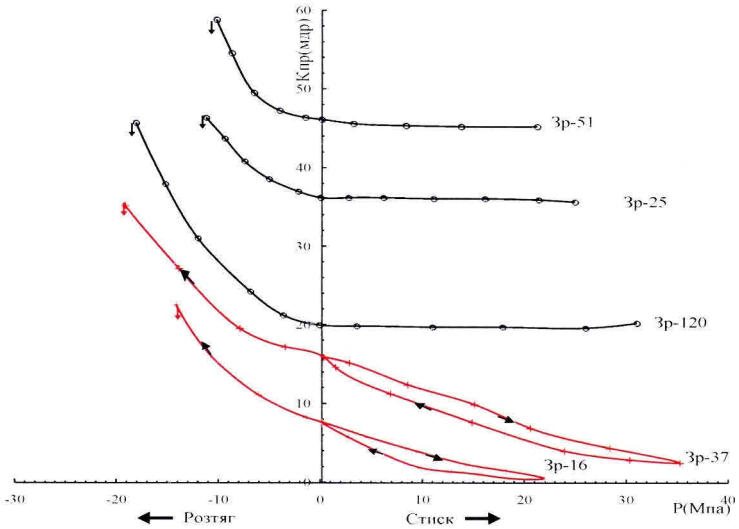
$$\frac{\tau' - \tau}{\tau} = \frac{m}{1 - m} \left( 1 - f \frac{\delta - \rho}{\tau} \right)$$

де  $\tau$  – напруження зсуву;  $\delta$  – нормальне напруження, яке дорівнює гідростатичному навантаженню;  $f$  – коефіцієнт тертя;  $m$  – коефіцієнт доли робочої площі січення, яке відноситься до тріщин,  $\rho$  – густина порової води.

Таким чином, з підвищенням тиску рідини в порово-тріщинуватому середовищі зменшується фрикційний опір зсуву, що полегшує розтріскування породи. При досягненні тиском відповідної величини подальший розвиток тріщин проходить під дією гідравлічного розриву. Окрім того, на хід деформації впливають фізико-хімічні процеси, зокрема явище адсорбційного пониження міцності твердих тіл, відкрите Ребіндером. Міцність твердих тіл залежить від так званої поверхневої енергії. Вона істотно знижується під дією поверхневоактивних речовин, які абсорбуються на вільній поверхні твердого тіла і зменшують його міцність. Під впливом поверхнево активних речовин змінюється характер деформацій – пластичний стан переходить у крихкий, що прискорює руйнування. В якості понижувача твердості можуть виступати пластові води із вмістом хлористого натрію, соди та деяких інших солей.

Фізичні процеси, що протікають у різних товщах, проявляються як зміною форми залягання, так і властивостями порід. Нами проведені експериментальні дослідження на зразках керна циліндричної форми з центральним отвором в умовах впливу тиску води на величину проникності при зміні радіальних напрямків струменів потоку – конвергентним і дивергентним. У випробуваннях першого типу по периферії зразка підтримувався тиск більшим, ніж в отворі усередині зразка, а в другому навпаки – в центральному отворі тиск був більший, при цьому лінії струменів потоку залишалися ті ж, що і в попередньому, але із зворотним знаком. Напруження в зразку породи пропорційні величині тиску рідини, але в першому випадку вони були стискувальними, а в другому – розтягувальними.

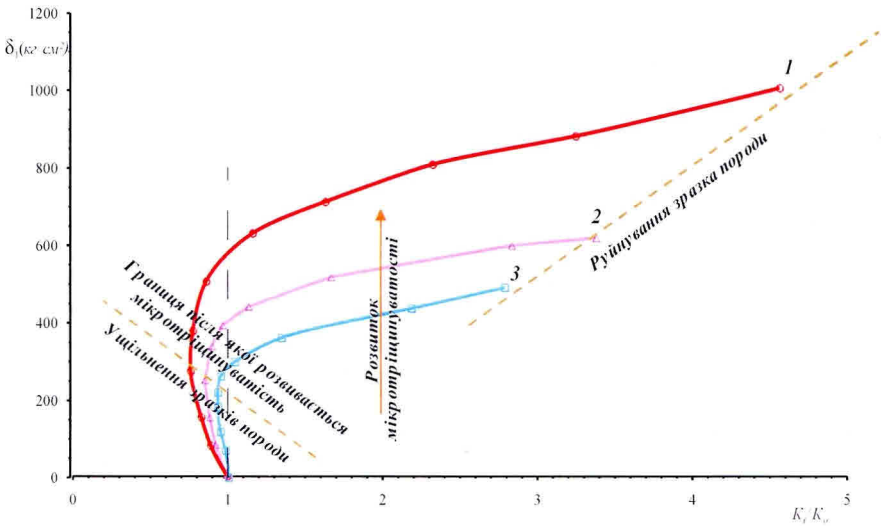
Отримані нами результати (рис.4) дозволяють оцінити вплив напружень на проникність зразка породи. Порівняння результатів дослідів на фільтрацію в породах із «гранулярними» порами і розвиненою тріщинуватістю показало, що для породи першого типу (пісковик) коефіцієнт фільтрації  $K_f$  є однаковим як при конвергентному, так і при дивергентному русі води. Величина проникності залишалася постійною, і досліди мали повністю зворотний характер до тих пір, поки в зразку не починали розвиватися деформації розтягування, які призводили до його руйнування (зр-51, зр-25, зр-120).



**Рис. 4** – Результати досліджень зразків порід з різним типом порового простору на радіальну фільтрацію

Зразки (зр-16, зр-37) представлені шаруватими породами, в яких перешаровуються прошарки різнозернистих алевритів потужністю 1,0–0,5 мм, з великою кількістю тонких тріщин і макротріщин, паралельних до нашарування, і їхня проникність різко зменшувалася із зростанням тиску. Процес мав зворотний характер. Із зміною напрямку фільтрації проникність швидко збільшувалася до тих пір, поки не відбувався розрив зразка. Перехід від стиску до розтягу протікав поступово, і на кривій залежностей різкого перелому немає. В області розтягу характер процесу був незворотним, що добре помітно на кривих, але він знову ставав зворотним з переходом на стиск. Згідно з проведеними експериментами можна зробити висновок, що в породах з гранулярною пористістю коефіцієнт фільтрації мало залежить від тиску флюїду, і навпаки, він помітно зменшується із збільшенням напору за наявності в породі мікротріщин, витягнутих в одному напрямі, наприклад за нашаруванням. Очевидно, із збільшенням тиску в тріщинах зразка відбуваються зміни режиму фільтрації з ламінарного на турбулентний і вони зникаються, що відображає відповідність результатів експерименту і результатів промислових досліджень свердловин, і в обох випадках вказує на присутність тріщин у поровому середовищі.

Нами також були проведені експериментальні дослідження проникності зразків у різному напруженому стані. У результаті був виявлений процес збільшення мікротріщинуватості породи від навантаження до появи на випробовуваному зразку зовнішніх ознак руйнування на основі відповідних змін проникності (рис. 5). На кривих проникність-напруження чітко фіксується границя величини навантаження, після якого починався розвиток мікротріщин. У нашому випадку величина критичного напруження не перевищувала 20–25 % руйнівного.



**Рис. 5 – Вплив складнонапруженого  $\sigma_1 > (\sigma_2 = \sigma_3)$  стану на характер зміни порового простору в зразку породи –**

спочатку проходить ущільнення породи, а після досягнення відповідного навантаження для даної породи розвивається мікротріщини, за рахунок яких збільшується проникність і відбувається до тих пір, поки навантаження не досягне руйнівного ( $K_0$  – проникність при нормальних умовах;  $K_1$  – проникність при відповідному навантаженні).

Для утворення колектора в щільних породах необхідні достатня кількість рідини та відповідний тиск, що можливо в шаруватих породах з перешаруванням щільних і глинистих прошарків. При збільшенні тиску глинисті породи є постачальниками води, яка в щільних прошарках зменшує їх міцність та викликає розуцільнення. За таких умов втримується відповідне співвідношення потужності прошарків для даної глибини, будь-які відхилення можуть вивести систему з рівноваги і процес зміни ємнісно-фільтраційних властивостей може проходити в напрямку розуцільнення чи, навпаки, ущільнення. Отже, тонкошаруватий характер розрізу відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності в ослаблених зонах на границях різних літотипів, що веде до формування пошарової тріщинуватості. Такій характеристиці розрізу найбільш відповідають флішові відклади, продуктивні товщі яких представлені переважно перешаруванням малопотужних зцементованих піщаників, аргілітів або інших малопроникних шарів, складених алеврито-піщаними різновидностями та аргілітовими прошарками, де неможливо говорити про рівномірність, ізотропність гранулярної порової системи чи її наявність як такої. Покращення ємнісно-фільтраційних властивостей пов'язане зокрема з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону, в результаті яких властивостей колектора можуть набути різні відклади у відповідних умовах їх розвитку та залягання, не зважаючи на їх літологічну характеристику.

Зони розуцільнення в осадовому чохлі, зони тріщинуватості і великі зони дроблених порід у граничному шарі описані в численних статтях і монографіях. Так,

в роботі О.Ю. Лукіна (2002) вказується на наявність зон розушільнення в інтервалі 2-4 км в осадовому чохла Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

У той же час механізмам утворення і розвитку систем тріщин присвячені поодинокі роботи. Не зупиняючись на гідротермальних, гідрохімічних механізмах виникнення вторинної пустотності і тріщин у породах осадового чохла, розглянемо лише ефекти, пов'язані з досягненням граничного напруженого стану і посилені в окремих випадках розклинюючою дією високоентальпійних підземних флюїдів.

Первинною причиною розушільнення чи руйнування гірських порід в геологічних формаціях є поля тектонічних напруг. Великий обсяг досліджень з даної проблематики наведено в монографії (А.В. Михайлюк, 1980). У цій же роботі описані деякі механізми утворення тріщин при тектонічних рухах і імпактних подіях. Як відомо, скельні породи – характерні представники осадового чохла і кристалічного фундаменту – є пружно-крихкими, пружно-в'язкими або пружно-в'язко-пластичними середовищами, поведінка яких в напруженому стані, властивому геодинаміці породних масивів, відрізняється рядом особливостей. Граничний стан порід і породних масивів задовільно описується лінійним законом Кулона-Мора або нелінійним законом Мора. (А.В. Михалюк, 1980) Основна перевага першого полягає в достатній надійності і простоті, у зв'язку з чим він часто використовується в практичних розрахунках.

Руйнівне навантаження  $\sigma_0$  швидко зростає зі зменшенням нерівномірності напруженого стану породи. Дійсно при  $\sigma_0 \rightarrow 0$  руйнування породи практично недосяжно. Природно, збільшення  $\sigma_0$  супроводжується посиленням ущільнюючої дії. Але так, як дилатансійне розушільнення порід (О.М. Істомін 1996, 2002) є експериментально встановленим явищем, то повинна існувати якась гранична нерівномірність напруженого стану, при якій можливе руйнування, а, отже, і дилатансійне розушільнення.

Так, в породах осадового чохла спонтанне розушільнення може початися лише з глибин 3,5 ... 4,5 км, у породах кристалічного фундаменту – лише з 6,5 ... 7 км (Ю.І. Войтенко, 2010). Це до певної міри може пояснити можливість наявності глибокозалягаючих ласток підземних флюїдів (до 7,5 км). Оскільки з глибиною швидко зростає відношення  $\sigma_z / \sigma_0$ , можна очікувати, що спонтанне дилатансійне розушільнення порід зі збільшенням глибини буде посилюватися, приводячи до більш інтенсивного порушення суцільності породного масиву. Такий факт також був зареєстрований при проведенні геофізичних досліджень в свердловинах Юліївської, Безлюдівської, Васищевської і Денисовської площ північного борту ДДЗ (А.Е. Лукін, 2008).

Якщо розглядати напружений стан масиву навколо пори, що знаходиться в безмежному породному масиві під зовнішнім гірським тиском  $P_{гп}$  і з внутрішньопоривим тиском  $P_n$ , то стає очевидним, що найбільш небезпечну ситуацію створюють окружні напруги на внутрішній поверхні, які досягають міцності породи на розрив  $\sigma_p$ . Тоді руйнування породи може відбутись, якщо  $p_n \geq 3\sigma_p + 2\sigma_p$ . Ця умова в природних ситуаціях навряд чи може бути реалізованою, так як навіть при аномально високих пластових тисках відношення  $P_n / P_{гп}$  не перевищує 1,3 ... 1,5. Такі умови не призводять до утворення макротріщин. Дещо по-іншому

відбувається утворення дилатансійної мікротріщинуватості. Це пов'язано з особливостями напруженого стану системи «мінеральний скелет – флюїд».

Проникаючи в дефект типу мікротріщини, рідина або газ заповнюють його вільний об'єм і адсорбуються на його краях. Якщо відстань між краями досить велика, тиск, який чиниться флюїдом на їх поверхню, чисельно дорівнює сумі гірського і порового тиску. По мірі звуження мікротріщини у напрямку до її вершини (уздовж осі  $x$ ) між адсорбованими шарами флюїду виникають сили відштовхування. Інтенсивність взаємного відштовхування зростає в міру звуження дефекту, посилюючись на краях мікротріщини, а в її "вершині", де розкриття нескінченно мале, стає нескінченно великим. Таким чином, мікротріщина буде відчувати нелінійно зростаючий тиск, що рівний  $p = p_{\text{гир}} + p_n$ , де  $p_{\text{гир}}$  і  $p_n$  – геостатичний і поровий гідростатичний тиск відповідно. Якщо припустити, що дилатансійна мікротріщина має еліпсоїдну конфігурацію, то відповідно до теорії А. Гріффітса можна знайти мінімальний внутрітріщинний тиск.

Значення величини  $\gamma$  для характерних порід осадового чохла, встановлені по кінетичній теорії міцності твердих тіл при випробуваннях на одноосьове статичне стиснення (за А.В. Михайлюком, 2001): пісковик середньозернистий – 1,327 Дж/м<sup>2</sup>; алевроліт – 0,724 Дж/м<sup>2</sup>; аргіліт – 1,662 Дж/м<sup>2</sup>; вапняк – 1,346 Дж/м<sup>2</sup>.

Проведений нами розрахунок для основних порід Західноукраїнського нафтогазоносного регіону показує мінімальні тиски тріщиноутворення: пісковик середньозернистий – 0,12 МПа; алевроліт – 0,10 МПа; аргіліт – 0,17 МПа; вапняк – 0,18 МПа.

Відомі дані по величині питомої поверхневої енергії руйнування носять досить суперечливий характер. Так в різних джерелах для граніту, вапняку і пісковіку наведені відповідно наступні значення в'язкості руйнування  $K_{1c}$ : 1,17 МПа·м<sup>0,5</sup>, 0,68 МПа·м<sup>0,5</sup>, 0,59 МПа·м<sup>0,5</sup>.

За відомою формулою  $\gamma = K_{1c}^2 (1-\nu^2) / 2E$  розраховане відповідне значення  $\gamma$ :  $\gamma = 4,8$  Дж/м<sup>2</sup> – для вапняку,  $\gamma = 5,6$  Дж/м<sup>2</sup> – для пісковіку.

У той же час відповідні значення  $\gamma$ , отримані А.В. Михайлюком, Ю.І. Войтенком (2011) з використанням кінетичної теорії міцності, складають 0,456 Дж/м<sup>2</sup> для граніту, 1,15 Дж/м<sup>2</sup> – для мармуру і 1,327 Дж/м<sup>2</sup> – для пісковіку міцного середньозернистого.

Геостатичний тиск на глибині 5 км рівний близько 133 МПа; поровий тиск за умови насичення мінерального скелета водою дорівнює 50 МПа. Міцність вапняка на розрив дорівнює приблизно 7,0 МПа; пісковика – 5,8 МПа. Таким чином, фактичне напруження розтягу, прикладене до країв мікротріщини складе  $P = 133 + 50 = 183,35$  МПа, що значно більше тиску розриву.

Проведений розрахунок показує, що на глибині 5 км створюються природні умови для спонтанного лавинного зростання тріщин для різних типів порід. Крім того, він дозволяє зробити ряд висновків.

1. Легко помітити, що умови для спонтанного зростання тріщин на такій глибині створюються навіть у випадку, коли простір мікротріщини заповнюється флюїдом, так як  $P_{\text{гир}} + P_n$  більше тиску розриву порід.

2. Оскільки густина гірських порід майже втричі перевищує густину флюїду, перевищення розтягуючих напруг  $P$  над критичним тиском  $P^*$  буде швидко

зростати, посилюючи процес тріщиноутворення, а отже, повинна зростати і тріщинуватість породного масиву.

3. Лавиноподібне зростання тріщин в напрямку осі  $x$  супроводжується появою першої, горизонтальної системи тріщин. Природно, протяжність окремої такої тріщини не може бути безмежною, так як вона може бути загальмована дефектами структури масиву.

У будь-якому випадку нова тріщина буде поширюватися в сторону дії найбільшого прикладеної напруги. Нова тріщина може розвивати свою власну область концентрації напружень. В цьому випадку багаторазове відгалуження відбуватиметься в середньому близькому напрямку прикладеного навантаження (в даному випадку – вертикальному). Звичайно, межі зерен, кристалів і інші недосконалості можуть впливати на напрямку поширення тріщин, але, як правило, макроскопічний напрямок повинен співпадати з напрямком дії максимального напруження. Так виникає друга основна (вертикальна) система тріщин. Очевидно, що аналогічним чином виникає і третя основна система тріщин (також вертикальна) в площинах, ортогональних площинах розвитку другої системи тріщин. На наявність спрямованих тріщин, орієнтованих в вертикальних, горизонтальних і похилих площинах на родовищі Білий Тигр, вказує А.І. Тімурзів (2012).

Таким чином, викладене дозволяє нам зробити висновок, що дилатансійне розушільнення порід навіть в спокійних, неускладнених геотектонічними аномаліями породних масивах може привести до спонтанного зародження і розвитку макротріщинуватості з витриманою орієнтацією тріщин. Необхідною умовою розвитку макротріщинуватості в цих зонах є насичення їх підземними флюїдами з великою внутрішньою енергією і низька фонова проникність навколо зони розушільнення або наявність геологічних екранів. Природно, в масивах складної геологічної структури, що характеризуються наявністю різноманітних структурних аномалій таких, як синклінали, антиклінали, скиди, зсуви, насуви і т. д., орієнтація головних осей тензора напружень може істотно відрізнятись від описаного, що впливає не тільки на напрямок поширення головних систем тріщин, а й на розвиток тріщинуватості другого, третього і т. д. порядків.

У відповідності до основних положень теорії деформацій і механіки гірських порід формування структур земної кори і супутні до них процеси фільтрації флюїдів протікають у змінному полі тектонічних напружень, а існуюча сітка тріщин є наслідком розрядки тектонічних напружень. Тріщини незалежно від масштабу у межах одних систем характеризуються схожим типом деформацій. Відомо два основних типи тріщин: сколювання (сколи, зсуви) і відриву (тріщини розтягу), що утворюються відповідно у закономірних співвідношеннях з осями тангенціальних (дотичних) і нормальних (стискуючих чи розтягуючих) напружень для різних типів гірських порід і мають різні параметри розкритості та проникності для фільтрації флюїдів.

Вплив типу напруженого стану земної кори на проникність порід проявляється через механізм тріщиноутворення, який полягає у формуванні трьохкомпонентної сітки тріщин, дві з яких (спряжена пара сколів) паралельні до площадок дії максимальних дотичних напружень  $\tau_{\max}$ , перетинаються з віссю  $\sigma_2$ ,



симетричні до осі  $\sigma_3$  і утворюють з нею кут сколу ( $\alpha \leq 45^\circ$ ). Третя система тріщин розтягу (відриву) формується паралельно до осі максимальних головних нормальних стискаючих напружень  $\sigma_3$  і орієнтована у площині, що проходить через осі максимальних і середніх головних нормальних стискаючих напружень ( $\sigma_1\sigma_2$ ). При цьому орієнтація і генетичні типи тріщин контролюються стаціонарним положенням осей напружень і у процесі структуроутворення (зміни типів напружено-деформаційного стану і міграції осей напружень) змінюються у часі.

Як відомо, що інтенсивність дотичних напружень  $\tau_i$  (пропорційна до октаедричних дотичних напружень  $\tau_i = \sqrt{2/3}\tau_{ок}$ ) є тією особливістю напруженого стану порід, яка визначає спотворення форми напруженого тіла (без зміни його об'єму), що характеризується інтенсивністю деформації зсуву  $\gamma_i$ . У свою чергу, середнє значення нормальних напружень  $\sigma_m = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$  визначає зміну об'єму тіла, що характеризується середнім значенням із трьох головних видовжень  $\epsilon_m$  по осях  $x, y, z$ . У загальному випадку інтенсивність дотичних напружень  $\tau_i$  та середнє значення нормальних напружень  $\sigma_m$  (всесторонній стиск), що дорівнює нормальному напруженню на тих площадках, однаково нахилених до осей напружень  $\sigma_m$ , у сукупності слугують узагальненою характеристикою напруженого стану тіла.

Таким чином, у відповідності з положенням осей напружень діючі нормальні і тангенціальні зусилля сприймаються тріщинами по-різному. В залежності від азимутальної орієнтації у силовому полі зсувного поля напружень формування генетичних типів тріщин підлягає наступній загальній закономірності:

а) тріщини розтягу формуються вздовж площадок дії максимальних головних нормальних стискаючих напружень  $\sigma_1$  у площині  $\sigma_1\sigma_2$ ;

б) тріщини сколу (зсуви) формуються вздовж площадок дії максимальних дотичних напружень  $\tau_{max}$ ;

в) тріщини стиску (стилолітові шви) формуються вздовж площадок дії мінімальних головних нормальних стискаючих напружень  $\sigma_3$  у площині  $\sigma_2\sigma_3$ .

Для реальних умов напружено деформованого стану гірських порід відповідно:

$P_{тр}^z = \sigma_1$  (максимальні нормальні навантаження стиску),

$P_{ок}^y (P_{ок}^x) = \sigma_3$  (мінімальні нормальні навантаження стиску),

$P_{ок}^x (P_{ок}^y) = \sigma_2$  (середні нормальні навантаження стиску).

Не знаючи характеру розподілу тектонічних напруг, неможливо визначити співвідношення і величину горизонтальних напруг  $P_{ок}^x$  і  $P_{ок}^y$  в умовах об'ємно-анізотропного середовища ( $P_{тр}^z \neq P_{ок}^x \neq P_{ок}^y$ ) тріщинного колектора, у зв'язку з чим на практиці часто використовується спрощена модель навантаження гірських порід (плоско-ізотропне середовище):  $P_{тр}^z > P_{ок}^x = P_{ок}^y$ .

У залежності від просторової орієнтації тріщини тиски, що діють на неї, будуть сприйматися як стискаючі чи розклинюючі. Співвідношення розклинюючих і стискаючих напруг для вертикальних, нахилених і горизонтальних тріщин у реальних умовах для об'ємно-анізотропного ( $P_{тр}^z > P_{ок}^x > P_{ок}^y$ ) середовища із врахуванням впливу пластового тиску ( $P_{пл} > P_{гидр}$ ) становить:

вертикальні тріщини:  $P_{гпр}^z$  і  $P_{бок}^y$  – розклинюючі,  $P_{бок}^x$  – стискаючий;  
 нахилені тріщини:  $P_{гпр}^z$  і  $P_{бок}^x$  – стискаючі,  $P_{бок}^y$  – розклинюючий;  
 горизонтальні тріщини:  $P_{гпр}^z$  – стискаючий і  $P_{бок}^x$  і  $P_{бок}^y$  – розклинюючі.

$P_{гпр}^z$  – вертикальний гірський тиск, що дорівнює вазі вертикального стовпа гірських порід на глибині заміру:  $P_{гпр}^z = \rho gh$ .  $P_{бок}^x$  ( $P_{бок}^y$ ) – боковий гірський тиск.  $P_{бок}^x$  ( $P_{бок}^y$ ) =  $P_{гпр}^z \cdot \lambda = P_{гпр}^z \cdot \mu / (1 - \mu)$ , де  $\lambda$  – модуль Юнга,  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона. Рівняння балансу напруг для рівноважного існування тріщин:  $(\sum P_p^{xz} + P_{пл}) - \sum P_c^{xz} = 0$ . Для існування відкритих тріщин на глибині сумарні розклинюючі (ефективні) напруги  $(\sum P_p^{xz} + P_{пл})$  мають бути більші від сумарних напруг стиску  $(\sum P_c^{xz})$ . Різниця цих величин  $\pm \Delta P = (\sum P_p^{xz} + P_{пл}) - \sum P_c^{xz}$  (знак плюс характеризує умову існування відкритих тріщин, знак мінус – закритих тріщин) дозволяє визначити деформацію гірських порід при відомих умовах розподілу абсолютних значень пластового, гірського, бокового тисків і модуля пружності порід ( $E$ ).

Співвідношення  $(\sum P_p^{xz} + P_{пл}) / \sum P_c^{xz} = \psi$ , де  $\psi$  – коефіцієнт розпору, безрозмірна величина, яка характеризує стан розкритості тріщин (при  $\psi > 1$  тріщини відкриті, при  $\psi < 1$  тріщини закриті, при  $\psi = 1$  тріщини знаходяться у стані нестійкої рівноваги). Коефіцієнт розпору тріщини дозволяє оцінити відносну розкритість тріщин при відомих умовах значеннях гірського, бокового і пластового тисків.

Для строгості математичних висновків необхідно оперувати співвідношеннями лінійних деформацій  $\varepsilon$  вздовж осей  $x, y, z$ .

Якщо тріщина насичена флюїдом, на її стінки діє внутрішній поровий тиск і у відповідності з принципом ефективних напруг Терцагі всі нормальні напруги у твердому каркасі породи зменшуються на значення внутрішнього порового тиску, який дорівнює пластовому тиску насичуючих флюїдів ( $P_{пл}$ ). Враховуючи розклинюючий вплив флюїдів ( $P_{пл}$ ), які насичують тріщину, результуючий коефіцієнт  $\psi$  завжди буде більший за сумарні розклинюючі напруги  $(\sum P_p^{xz})$  на величину коефіцієнта аномальності. При  $P_{пл} = P_{ггдр}$ , розклинюючим впливом  $P_{пл}$  можна знехтувати. При  $\psi = 1$  додатковий розклинюючий вплив надгідростатичного тиску АВІТ (умова  $P_{пл} > P_{ггдр}$ ) забезпечує розкритість тріщин будь-яких систем, що знаходяться у стані нестійкої рівноваги.

Розглядаючи співвідношення розклинюючих і стискаючих напруг для вертикальних, нахилених і горизонтальних тріщин у реальних умовах для об'ємно-анізотропного ( $P_{гпр}^z > P_{бок}^y > P_{бок}^x$ ) середовища із врахуванням впливу пластового тиску ( $P_{пл} > P_{ггдр}$ ) отримуємо:

$$\begin{aligned} \text{(вертикальні)} \quad & \psi = (P_{гпр}^z + P_{бок}^x + P_{пл}) / P_{бок}^y; \\ \text{(нахилені)} \quad & \psi = (P_{бок}^y + P_{пл}) / (P_{гпр}^z + P_{бок}^x); \\ \text{(горизонтальні)} \quad & \psi = (P_{бок}^y + P_{бок}^x + P_{пл}) / P_{гпр}^z. \end{aligned}$$

Для проведення практичного розрахунку можливостей існування відкритих тріщин, нами розроблено наступний алгоритм:

### Визначення гірського тиску

$$P_{\text{гир}} = \rho_{\text{пор}} g h$$

за градієнтом геостатичного тиску  $2,667 \cdot 10^{-2} \text{h}$ , МПа

### Визначення середніх горизонтальних напруг

(за методикою Орлова О.О., Михайлів І.Р., 2002)

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Delta P}{\beta}} \quad \beta = m\beta_p + \beta_k$$

### Визначення геометричних параметрів структури

(Довга та коротка вісь)

#### Визначення компонентів бокових напруг

$$\sigma_x = \sigma_1 + \sigma_2, \quad \sigma_x / \sigma_y = l_{\text{max}} / l_{\text{min}}, \quad \sigma_y = \sigma \cdot l / (l + l')$$

Оцінка відкритості вертикальних тріщин

Оцінка відкритості нахилених тріщин

Оцінка відкритості горизонтальних тріщин

### Визначення механічних властивостей порід (Модуль пружності E)

$$E = \frac{P(-v^2)}{d_{\text{min}} \varepsilon_v} = \frac{0,94 P}{d_{\text{min}} \varepsilon_v}$$

### Визначення мінімального внутрішнього тиску лавиноподібного утворення тріщин

$$P_{\text{min}}^* = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot E}{\pi \cdot c}} \quad \begin{array}{l} \gamma - \text{питома поверхнева енергія мінерального скелету} \\ c - \text{півдовжина тріщини} \end{array}$$

### Визначення енергії руйнування порід

$$W = \frac{\sigma^2 \cdot c}{E}$$

### Визначення відносної деформації порід відповідно до основних напружень

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} \quad \varepsilon_y = \frac{\sigma_y}{E}$$

Де  $\Delta P$  – надлишковий пластовий тиск в колекторі, МПа;  $\beta$  – коефіцієнт пружності пласта;  $m$  – коефіцієнт пористості;  $\beta_p$  – коефіцієнт пружності пластового флюїду;  $\beta_k$  – коефіцієнт пружності скелету колектора.

За наведеним алгоритмом, та за опублікованими даними щодо вивчень горизонтальних напруг (О.О. Орлов, І.Р. Михайлів, 2002) проведено розрахунок можливості існування відкритих тріщин у межах Внутрішньої та Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Зі 108 проаналізованих структур існування нахилених тріщин не можливе за будь яких реальних співвідношень тисків та глибин. Існування відкритих вертикальних тріщин у чолових частинах за заданих співвідношень тисків підтверджено для 92 структур (85%). Існування відкритих горизонтальних тріщин можливо на 103 структурах, проте зі зменшенням пластового тиску можливість різко зменшується.

З метою визначення мінімального внутрішнього тиску лавиноподібного утворення тріщин за теорією А. Гріффітса нами було проведено експериментальні дослідження модуля пружності понад 200 взірців порід окремо для пісковиків, алевролітів та аргілітів основних продуктивних комплексів Передкарпатського прогину. На підставі проведених розрахунків розраховано, що мінімальний внутрішній тиск, необхідний для лавиноподібного утворення тріщин для палеогенових пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину становить 3,9 МПа, для алевролітів – 4,4 МПа та для аргілітів – 4,6 МПа.

Проведене нами визначення відносної деформації порід відповідно до основних напружень показало, що у горизонтальній площині відносна деформація порід за рахунок бокових напруг практично відсутня, проте вертикальна складова деформації часто складає понад 1%, що відповідає проведеному розрахунку у 3 розділ за формулою А. М. Нечая. У деяких структурах, які характеризуються інтенсивним згином чолової частини складки вертикальна складова деформації часто складає понад 2%. Це зокрема Зеленецька складка, відворот Стинавсько-Танявської, Кривиницька та Оболонська складки.

Таким чином, виконані нами розрахунки показують, що горизонтальні тріщини і нахилені тріщини є менш розкритими і менш проникні, ніж вертикальні. Для платформових умов горизонтальні тріщини у 2–5 разів більше навантажені, ніж вертикальні. Нахилені тріщини на порядок більше навантажені, ніж вертикальні. Ці цифри можна використовувати для прогнозування ступеня розкриття тріщин різноманітних систем і обґрунтування переважаючих напрямків фільтраційних потоків флюїдів в умовах гідростатично рівноважних пластових систем. Наявність даних щодо модуля пружності і пластового тиску за розрізом свердловин дозволяє перейти до достовірного оцінювання розкритості тріщин.

Саме виявлення таких зон розушільнення в межах локальних об'єктів може підвищити ефективність геологорозвідувального буріння. Такі об'єкти є більш привабливими з точки зору прогнозування нафтогазоносності надр, а врахування існування відкритих тріщин дозволяє з більшою ефективністю прогнозувати нафтогазоперспективність тієї чи іншої структури.

## ВИСНОВКИ

У дисертації наведено теоретичне узагальнення і вирішення наукової проблеми прогнозування вторинних ємностей порід-колекторів для підвищення ефективності прогнозу нафтогазоносності надр.

За результатами досліджень отримано такі основні наукові та практичні результати:

1. За даними комплексних досліджень, які включають в себе мікроскопічні дослідження, рентгеноструктурне, спектрально-геохімічне вивчення генерацій мінеральної речовини, а також комплекс петрофізичних досліджень встановлено природу та морфологію пустотного простору складнобудованих теригенних і теригенно-карбонатних колекторів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону.

2. Визначено роль постседиментаційних та геодинамічних процесів у формуванні колекторських властивостей складнобудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах, що дозволило встановити вплив епігенетичних процесів на формування у них вторинної ємності. Проведено детальні літолого-петрографічні дослідження порід-колекторів основних продуктивних комплексів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону, наведено приклади різних генетичних типів вторинних пустот на світлинах кернів та шліфів.

3. Встановлено вплив тріщинуватості порід-колекторів на їхні фільтраційно-ємнісні властивості та загальних закономірностей розвитку і розповсюдження зон тріщинуватості в гірських породах, у тому числі й в складнобудованих карбонатних колекторах, які стали основою для методології побудови петрофізичних моделей.

З'ясовано, що зони підвищеної проникності порід-колекторів, пов'язані із зонами взаємоперетинів тектонічних порушень. Такі ділянки характеризуються максимальними дебітами нафти зі свердловин та значним їх інтегральним видобутком. Також встановлено, що наявність у породах-колекторах літогенетичної тріщинуватості має визначальний вплив на характер їх нафтонасичення.

5. Встановлено чинники формування покращених колекторських властивостей теригенних порід-колекторів у межах антиклінальних структур. Збереженню ємнісно-фільтраційних властивостей порід на великих глибинах сприяють присутність флюїдів і надгідростатичні пластові тиски. У карбонатних колекторах розвинута вторинна порово-тріщинно-кавернозна пористість. Кращі ємнісно-фільтраційні параметри властиві біоморфним органогенно-детритовим і органогенно-уламковим вапнякам.

6. На підставі проведених досліджень мінерального складу глинистих агрегатів порід-колекторів Крукеницької западини доведено, що на глибинах понад 2500 м утворюються передумови для утворення зон розушільнення за рахунок процесів вторинного перетворення та дефлюїдизації глин.

7. На основі досліджень міцнісних характеристик порід-колекторів емпірично розраховано можливості існування зон розушільнення у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Мінімальний внутрішній тиск, необхідний для лавиноподібного утворення тріщин у палеогенових пісковиках Внутрішньої зони Передкарпатського прогину становить 3,9 МПа, алевролітах – 4,4 МПа та аргілітах – 4,6 МПа.

8. Сформовано модель оцінки зон розушільнення з врахуванням постседиментаційних і геофлюїдодинамічних процесів з метою прогнозування "вторинних резервуарів", як основи для підвищення ефективності нафтогазопощукових робіт та розробки покладів нафти і газу. Розроблено алгоритми

математичного моделювання процесу розуцілення гірських порід для прогнозування таких зон. Встановлено, що для порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характерний повсюдний розвиток як горизонтальних, так і вертикальних систем тріщин, зумовлений переважаючим південно-західним напрямком основного навантаження. Породи Зовнішньої зони, які не зазнали таких тектонічних навантажень характеризуються повсюдним розвитком вертикальної тріщинуватості. Породи Львівсько-Волинського палеозойського басейну не зазнали суттєвих бокових навантажень, тому система тріщин тут формується переважно за рахунок дилатансійного розвантаження.

Виконані дослідження однозначно свідчать про високі перспективи нафтогазоносності порід-колекторів з вторинною ємністю у Західному нафтогазоносному регіоні України, для реалізації яких необхідно проведення пошукових робіт.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### Монографії

1. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанижених горизонтів Українських Карпат / Б.Й.Масевський, С.Г. Анікеєв, Л.С. Мончак, В.П. Степанюк, В.Р.Хомин, С.С.Куровець, Т.В.Здерка, М.І.Манюк // Монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 208 с. *Дисертант є автором розділу «Породи-колектори Передкарпатського прогину і Зовнішніх Карпат та їх...».*
2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України / Ю.З. Крупський, І.М. Куровець, В.А. Михайлов, С.С. Куровець та інші // Монографія. У 8 книгах. Книга 1. Огляд проблеми. НАК «Нафтогаз України», Ніка-Центр, 2014 – 208 с. *Дисертантом проведено огляд існуючих уявлень та прогноз щодо сланцевого газу та газу уцілених порід.*
3. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України / Ю.З. Крупський, І.М.Куровець, Ю.М. Сеньковський, С.С. Куровець та інші // Монографія. У 8 книгах. Книга 2. Західний нафтогазоносний регіон. НАК «Нафтогаз України», Ніка-Центр, 2014 – 400 с. *Дисертант є автором в частині виконання новітніх геологічних побудов.*
4. Геологія верхньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області України. / В.П. Гнідець, К.Г. Григорчук, І.М. Куровець, С.С. Куровець та інші // Монографія. Львів: «Полі», 2013 – 160 с. *Дисертант є автором розділу «Петрофізична характеристика верхньокрейдових відкладів».*
5. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, Ю.М. Сеньковський, С.С. Куровець та інші // Монографія. У 8 книгах. Книга 3. Південний нафтогазоносний регіон. Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2014 – 214 с. *Дисертант є автором розділу «Петрофізичні особливості порід».*
6. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України / В.А. Михайлов, С.А. Вижва, В.М.Загнітко, С.С. Куровець та інші // Монографія. У 8 книгах. Книга 4. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2014. – 431 с. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження вмісту органіки у породах-колекторах та їх аналіз».*

### Публікації в науково метричних та закордонних виданнях

7. Lithogenetic fracturing of Oligocene reservoir-rocks of the pre-Carpathian depression / B.Y. Mayevskiy, T.V. Zderka, **S.S. Kurovets**, A.V. Yarema // Journal of Hydrocarbons Mines and Environmental Research. – 2010. – №16 – P. 53-59. *Дисертант є автором геологічної моделі утворення тріщин.*

8. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine / Ihor Kurovets, Danylo Drygant, Ihor Naumko, **Serhiy Kurovets**, Yuriy Koltun // Biuletyn Panstwowego Instytutu Geologicznego. – 2012. – №449. – P. 119-130. *Дисертантом проведено петрофізичні дослідження порід-колекторів Волино-Поділля.*

9. Struktura geologiczna i perspektywy gazonośności głęboko zanurzonych horyzontów zapadliska Krukenickiego / Ł.S. Monczak, S.G. Anikeyev, B.Y. Mayevskiy, **S.S. Kurovets** // Eastern European Research Journal. – 2016 – №3(7). – P.166-170. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження складу глин Крукенницької западини.*

10. Hydrocarbons genesis and formation of their deposits as a basis of predicting oil-and-gas presence in deep-sunk horizons of sedimentary basins / B.Y. Mayevskiy, **S.S. Kurovets** // Eastern European Research Journal. – 2016 – №4(8). – P. 140-158. *Дисертантом проведено аналіз утворення покладів вуглеводнів на основі уявлень про неорганічне формування вуглеводнів.*

### Статті в фахових журналах

11. Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геолого-статистичного моделювання / Б.Й.Маєвський, В.Р.Хомин, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка, М.І.Манюк // Геоінформатика. – 2007. – № 1. – С. 54-61. *Автором проведено критеріальний аналіз перспектив нафтогазоносності.*

12. Маєвський Б.Й. Математична модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів в умовах їх згину та її практичне застосування (на прикладі менілітових відкладів Передкарпатського прогину) / Б.Й.Маєвський, **С.С. Куровець** // Теоретичні та практичні аспекти геоінформатики. – Київ, 2007. – С. 137-148. *Автором сформовано геологічну модель та проведено аналіз отриманих результатів.*

13. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микучинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка, Г.Д. Горванко, **С.С. Куровець** // Нафтова і газова промисловість. – №1. – 2008. – С.7-10. *Автору належить інтерпретація геологічної будови та результати петрофізичних досліджень.*

14. До питання розвитку літогенетичної тріщинуватості і нафтогазоносності глибокостанурених теригених 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. *Автором узагальнено результати порівняння тріщинуватості теригених відкладів різних нафтогазоносних регіонів.*

15. Маєвський Б.Й. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, **С.С. Куровець** // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С. 33-36. *Дисертанту належить ідея та методика дослідження.*

16. Порівняльна характеристика літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів Чорноморського шельфу і Передкарпатського прогину / Б.Й.Маєвський, П.М.Мельничук, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка, Є.Г.Стрюков // *Нафтова і газова промисловість*. – 2009. – №4. – С. 6-9. *Автором узагальнено результати порівняння тріщинуватості теригенних відкладів різних нафтогазоносних регіонів.*

17. Особливості поширення менілітових порід-колекторів Бориславського НГПР та вплив тріщинуватості на їх ємнісно-фільтраційні властивості / Б.Й.Маєвський, І.Т.Штурмак, А.В.Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка // *Нафтова і газова промисловість*. – 2009. – №5-6. – С. 7-9. *Автором проведено геологічні побудови, на основі яких сформульовані висновки.*

18. **Куровець С.С.** Щодо питання впливу мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району / С.С. Куровець, Т.В. Здерка, В.З.Сабан // *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. – 2010. – №49. – С. 28-31. *Здобувачу належить розробка методології дослідження та аналіз результатів.*

19. Тріщинуватість олігоценових порід-колекторів Орів-Уличнянського нафтового родовища та її вплив на процес нафтовилучення / Б.Й.Маєвський, І.Т.Штурмак, А.В.Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка // *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. – 2010. – №3-4. – С. 162-167. *Здобувачу належить постановка проблеми та виконані геологічні побудови.*

20. Перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів Скибових Карпат / Л.С.Мончак, Б.Й.Маєвський, **С.С. Куровець**, В.Р.Хомин, Т.В.Здерка, І.М.Стасик // *Збірник наукових праць ІГН НАН України*. – 2010. – Вип. 3. – С. 301-307. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження нижньокрейдових порід.*

21. Ємнісно-фільтраційні властивості глибозалагаючих палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності / Б.Й.Маєвський, А.В.Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2011. – №1. – С. 32-39. *Дисертантом проведено петрофізичні дослідження палеогенових порід-колекторів.*

22. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Б.Й.Маєвський, В.Р.Хомин, М.І.Манюк, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка // *Геоінформатика*. – 2011. – № 3. – С. 30-35. *Автору належить інтерпретація результатів дослідження та формування висновків.*

23. Фазовий стан вуглеводнів у надрах Передкарпатського прогину / Б.Й.Маєвський, В.Р.Хомин, **С.С. Куровець**, М.І.Манюк, Т.В.Здерка // *Геологія і геохімія горючих копалин*. – 2011. – №1-2 (154-155). – С. 99-100. *Автору належить ідея дослідження та постановка завдання і формування висновків.*

24. Геолого-петрофізичні та мінералофлюїдологічні чинники формування «сланцевого газу» в природних комплексах Волино-Поділля / І.М. Куровець, **С.С. Куровець** та ін. // *Геологія і геохімія горючих копалин*. – 2011. – №1-2. – С.154-155. *Дисертантом проведено петрофізичні дослідження силурійських та кембрійських порід-колекторів.*

25. Вплив постседиментаційних процесів на ємнісно-фільтраційні властивості палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та їх нафтогазоносність / Б.Й.Маєвський, А.В.Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка // *Розвідка та розробка*



нафтових і газових родовищ. – 2012. – №1. – С. 68-78. *Здобувачем узагальнено теоретичні результати досліджень.*

26. Щодо природи сланцевого газу і ефективності його пошуків / Б.Й. Маєвський, **С.С. Куровець**, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка // *Нафтова і газова промисловість.* – 2012. – №3. – С. 50-54. *Дисертанту належать результати петрофізичних досліджень основних прогностичних сланцевих порід.*

27. Газ шаруватих низькопористих верхньокрейдових порід (сланцевий газ) / Л. Мончак, В. Хомин, Б. Масвський, Л. Шкіца, **С. Куровець**, Т. Здерка, І. Стасик // *Геолог України.* – 2012. – №4. – С.56-62. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження верхньокрейдових порід.*

28. Леткі компоненти флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід перспективно сланцевогазоносних комплексів палеозою Волино-Поділля / І.М. Наумко, І.М. Куровець, **С.С. Куровець**, Б.Е. Сахно, П.С. Чепусенко // *Доповіді НАН України.* – 2013. – №11. – С. 116-123. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження палеозойських порід та проведено аналіз хроматографічних досліджень.*

29. Особливості поширення та перспективи нафтогазоносності палеогенових порід-колекторів північно-західної частини Передкарпатського прогину / Б.Й. Масвський, А.В. Ярема, Т.В. Здерка, **С.С. Куровець** // *Науковий вісник ІФНТУНГ.* – 2014. – №1(36). – С.7-17. *Дисертант є автором ідеї та новітніх геологічних побудов.*

30. The conditions of forming and the prospects of oil-and-gas potential of the Cretaceous-Paleogene reservoir rocks of the northwestern part of the Carpathian basin / В.У. Маєвський, А.В. Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В. Здерка // *Journal of hydrocarbon power engineering.* – 2014, Vol. 1, Issue 2. – P. 73-80. *Автору належать результати геолого-петрофізичних досліджень крейдово-палеогенового флішу.*

31. Структурно-тектонічна будова Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та прилеглої території Волино-Подільської плити / Л.С. Мончак, С.Г. Анікеєв, Б.Й. Масвський, **С.С. Куровець**, Т.В. Здерка // *Нафтогазова галузь України.* – 2015 – № 3. – С. 10-13. *Дисертант є автором в частині виконання новітніх геологічних побудов.*

32. Основні причини негативних результатів нафтогазопозукових робіт / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, **С.С. Куровець**, І.В. Артим // *Науковий вісник ІФНТУНГ.* – 2015. – № 2 (39) – С. 7-15. *Дисертантом проведено науковий аналіз негативних результатів геологорозвідувальних робіт у Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні.*

33. Про перспективи та проблеми нафтогазовидобування у Карпатському регіоні / Л.С. Мончак, С.Г. Анікеєв, **С.С. Куровець**, Б.Й. Масвський, В.Р. Хомин // *Нафтогазова галузь України.* – 2016 – № 1. – С. 10-13. *Автором опрацьовано та висвітлено основні проблемні питання нафтовидобутку у Карпатському регіоні.*

#### Тези доповідей

34. Щодо питання впливу мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району / Т.В.Здерка, **С.С. Куровець** В.З.Сабан // *Всеукраїнська наукова конференція молодих вчених «Сучасні проблеми геологічних наук», Київ, 6-8 квітня 2009 р.[Електронний ресурс]: матеріали конференції – Київ: КНУ, 2009. – 1 електрон. опт. диск (CD). Здобувачем розроблена ідея та сформульовано висновки.*

35. Літологічні аспекти перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів Скибових Карпат / Л.С.Мончак, Б.Й.Маєвський, В.Р.Хомин, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка, А.В.Ярема, І.М.Стасик // Збірник матеріалів міжнародної наукової конференції «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій.» – 2010. – С. 49. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження нижньокрейдових порід.*

36. Прогнозирование коллекторских свойств глибокопогруженных палеогеновых отложений Предкарпатского прогиба / Б.Й. Маевский, Л.С. Мончак, **С.С. Куровець**, Т.В. Здерка // Международная научная конференция «Нефть, газ, нефтепереработка и нефтехимия», Баку. – 2010. – С. 223-224. *Дисертантом проведено аналіз експериментальних досліджень палеогенових порід.*

37. Прогнозування колекторських властивостей та фазового стану вуглеводнів глибокозанурених палеогенових порід Передкарпатського прогину / Б.Й.Маєвський, Л.С.Мончак, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка, В.Р.Хомин, І.М.Стасик // Стан та перспективи сучасної геологічної освіти і науки, Львів, ЛНУ 13-15 жовтня 2010 р. – 2010. – 250-251 с. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження палеогенових порід та їх аналіз.*

38. Щодо вторинних змін колекторських властивостей глибокозанурених порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / Б.Й.Маєвський, М.І.Манюк, **С.С. Куровець**, В.Р.Хомин, Т.В.Здерка // 3 Всеукраїнська наукова конференція-школа «Сучасні проблеми геологічних наук», Київ, 12-15 квітня 2011 [Електронний ресурс]: матеріали конференції – Київ: КНУ, 2011. – 1 електрон. опт. диск (CD). *Здобувачем розроблена ідея та сформульовано висновки.*

39. Прогнозування колекторських властивостей порід глибокозанурених горизонтів Передкарпаття та Зовнішніх Карпат / Б.Й.Маєвський, М.І.Манюк, В.Р.Хомин, **С.С. Куровець**, Т.В.Здерка, І.М.Стасик // Друга міжнародна науково-практична конференція «Нафтогазова геофізика – інноваційні технології», Івано-Франківськ, 25-28 квітня 2011 р. – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 128-131. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження порід-колекторів та їх аналіз.*

40. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалягаючих олігоценових порід-колекторів Бориславського НГПР / Б.Й. Маєвський, А.В. Ярема, **С.С. Куровець**, Т.В. Здерка та ін. // Друга міжнародна науково-практична конференція «Нафтогазова геофізика – інноваційні технології», Івано-Франківськ, 25-28 квітня 2011 р. – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 132-133. *Дисертантом проведено експериментальні дослідження порід олігоцену та їх аналіз.*

41. Комплексні геологічні показники як основа для прогнозування колекторних властивостей нижньокрейдових порід Скибової зони Карпат / М.І. Манюк, В.Р. Хомин, О.Р. Манюк, **С.С. Куровець**, Н.В. Дубей, В.В. Федорів // IV Всеукраїнська наукова школа-конференція «Сучасні проблеми геологічних наук», Київ, 16-20 квітня 2012. [Електронний ресурс]: матеріали конференції – К. – 2012. – 1 електрон. опт. диск (CD). *Здобувачем проведено термогравіметричні дослідження крейдових відкладів.*

42. Щодо перспектив нафтогазоносності палеогенових відкладів Бориславського нафтогазопромислового району / А.В. Ярема, Б.Й. Маєвський, **С.С. Куровець**, Н.П. Хованець // Міжнародна науково-практична конференція “Стан, проблеми та перспективи нафтогазової промисловості України”, Борислав,

2012. – С.120-121. *Дисертантом проведено петрофізичні дослідження порід олігоцену та їх аналіз.*

43. Perspective of shale gas exploration in the lower Paleozoic deposits of Volyn-Podillya, Ukraine / Kurovets Ihor, Chepil Petro, Gladun Vasyly, Mikhailov Volodymyr, Koltun Yriy, **Kurovets Serhiy** // Book of Abstracts International Conference «Recent Advances in Geology of Fine-Grained Sediments» 14-16 May 2012. Warsaw, Poland. *Здобувачу належать результати експериментальних досліджень.*

44. Facies and reservoir properties of the middle miocene Dashava formation (Ukrainian Carpathian Foredeep) – an important exploration target for natural gas / I.M. Kurovets, T.M. Peryt, **S.S. Kurovets** // Abstract 2nd International Conference "Alpine-Petrol' 2012" 25-28 September, 2012, Krakow-Poland. – P. 105–106.

45. Первые данные о составе летучих компонентов флюидных включений в минералах перспективно сланцевогазоносных комплексов палеозоя Вольно-Подоллии (запад Украины) / И.М. Наумко, И.М. Куровец, **С.С. Куровец**, Б.Э. Сахно, П.С. Чепусенко // Тез. докладов-материалы XV Всероссийской конференции по термобарогеохимии, Москва, 18–20 сентября 2012 г.) – М.: ИГЕМ РАН, 2012. – С. 148–149. *Дисертантом проведено аналіз хроматографічних досліджень.*

46. Леткі компоненти у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід перспективно сланцевогазоносних комплексів палеозою Волино-Поділля / І.М. Наумко, І.М. Куровець, **С.С. Куровець**, Б.Е. Сахно, П.С. Чепусенко // Матеріали Міжнар. наук. конф. «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій», 8–13 жовтня 2012 р., Київ. – К. – 2012. – С. 60. *Дисертантом проведено аналіз хроматографічних досліджень палеозойських відкладів.*

47. О возможном механизме газогенерации в перспективных на «сланцевый» газ отложениях (на примере Вольно-Подоллии, запад Украины) / И.М. Наумко, И.М. Куровец, **С.С. Куровец** //Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС. – 2013. – С. 176-179. *Дисертантом проведено аналіз хроматографічних досліджень силурійських відкладів.*

48. Проблеми підрахунку запасів неконвекційних вуглеводнів / І.М. Куровець, **С.С. Куровець**, Ю.З. Крупський, Л.Р. Редько, В.П. Чепіль // Міжнародна науково-практична конференція «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи» 27-29 листопада 2013р. КНУ. – 2013. – С. 152. *Автору належить ідея та методологія дослідження.*

49. Щодо оцінки запасів нафти у порово-тріщинних породах-колекторах / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, **С.С. Куровець**, Н.В. Пилипів // Перший науково-практичний семінар «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування», Трускавець 10-14 листопад 2014р. – С.261-265. *Автору належить ідея дослідження та узагальнення результатів.*

50. Нафтогазоперспективні об'єкти в Івано-Франківській області / Б.Й. Маєвський, Л.С. Мончак, Т.В.Здерка, **С.С.Куровець**, А.І. Максимів та ін.// Перший науково-практичний семінар «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування», Трускавець 10-14 листопад 2014р. – С.63-67. *Дисертант є автором в частині виконання новітніх геологічних побудов.*

51. Щодо причин негативних результатів нафтогазопошукових робіт / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, С.С. Куровець, І.В. Артим // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» присвячена 70-річчю газонафтопромислового факультету, 10-12 грудня 2014 р. – Івано-Франківськ. – 2014. – С. 163-165. *Дисертантом проведено науковий аналіз негативних результатів геологорозвідувальних робіт у Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні.*

52. Нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, С.С. Куровець, О.В. Стрижеус / Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» присвячена 70-річчю газонафтопромислового факультету, 10-12 грудня 2014 р. – Івано-Франківськ. – 2014. – С. 167-169. *Автору належить ідея дослідження та узагальнення результатів.*

## АНОТАЦІЯ

**Куровець С.С. Науково-методичні засади оцінки вторинних смностей порід-колекторів як основа ефективного прогнозу нафтогазоносності надр. – Рукопис.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – геологія нафти і газу. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України, Івано-Франківськ, 2016.

У дисертаційному дослідженні наведено теоретичне узагальнення і вирішення наукової проблеми прогнозування вторинних смностей порід-колекторів для підвищення ефективності прогнозу нафтогазоносності надр.

За даними комплексних досліджень, які включають в себе мікроскопічні дослідження, рентгеноструктурне, спектрально-геохімічне вивчення генерацій мінеральної речовини, а також комплекс петрофізичних досліджень встановлено природу та морфологію пустотного простору складнопобудованих теригенних і теригенно-карбонатних колекторів Західноукраїнського нафтогазоносного регіону.

Встановлено вплив тріщинуватості порід-колекторів на їхні фільтраційно-емнісні властивості та загальних закономірностей розвитку і розповсюдження зон тріщинуватості в гірських породах, у тому числі й в складнопобудованих карбонатних колекторах, які стали основою для методології побудови петрофізичних моделей. Також встановлено, що наявність у породах-колекторах літогенетичної тріщинуватості має визначальний вплив на характер їх нафтонасичення.

На основі досліджень міцнісних характеристик порід-колекторів емпірично розраховано можливість існування зон розуцільнення у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. За результатами експериментальних досліджень теоретично обґрунтовано граничні глибини існування відкритих тріщин у породах-колекторах Львівсько-Волинського палеозойського басейну.

**Ключові слова:** порода-колектор, фільтраційно-емнісні властивості, розуцільнення, вторинні смності, перспективи нафтогазоносності.

## АННОТАЦИЯ

**Куровец С.С. Научно-методические основы оценки вторичных емкостей пород-коллекторов как основа эффективного прогноза нефтегазоносности недр. - Рукопись.**

Диссертация на соискание ученой степени доктора геологических наук по специальности 04.00.17 – геология нефти и газа. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа Министерства образования и науки Украины, Ивано-Франковск, 2016.

В диссертационном исследовании приведены теоретическое обобщение и решение научной проблемы прогнозирования вторичных емкостей пород-коллекторов для повышения эффективности прогноза нефтегазоносности недр.

По данным комплексных исследований, включающих в себя микроскопические исследования, рентгеноструктурный, спектрально-геохимическое изучение поколений минерального вещества, а также комплекс петрофизических исследований установлено природу и морфологию пустотного пространства сложнопостроенных терригенных и терригенно-карбонатных коллекторов Западноукраинского нефтегазоносного региона.

Установлено влияние трещиноватости пород-коллекторов на их фильтрационно-емкостные свойства и общих закономерностей развития и распространения зон трещиноватости в горных породах, в том числе и в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, которые стали основой для методологии построения петрофизических моделей. Выяснено, что зоны повышенной проницаемости пород-коллекторов, связанные с зонами взаимопересечения тектонических нарушений. Такие участки характеризуются максимальными дебитами нефти из скважин и значительным их интегральным добычей. Также установлено, что наличие в породах-коллекторах литогенетической трещиноватости имеет определяющее влияние на характер их нефтенасыщения.

Установлены факторы формирования улучшенных коллекторских свойств терригенных пород-коллекторов в пределах антиклинальных структур. Сохранению емкостно-фильтрационных свойств пород на больших глубинах способствуют присутствие флюидов и сверхгидростатические пластовые давления. В карбонатных коллекторах развита вторичная порово-трещинно-кавернозная пористость. Лучшие емкостно-фильтрационные параметры свойственны биоморфно органогенно-детритовым и органогенно-обломочным известнякам.

На основании проведенных исследований минерального состава глинистых агрегатов пород-коллекторов Крученицкой впадины доказано, что на глубинах более 2500 м образуются предпосылки для образования зон разуплотнения за счет процессов вторичного преобразования и дефлюидизации глин.

На основе исследований прочностных характеристик пород-коллекторов эмпирически рассчитана возможность существования зон разуплотненных в пределах Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

**Ключевые слова:** порода-коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, разуплотнения, вторичные емкости, перспективы нефтегазоносности.

## ABSTRACT

**Kurovets S.S. Scientific and methodological foundations of evaluation of secondary capacities in reservoir rocks as the basis for effective prediction of oil and gas resources. – Manuscript.**

The thesis for the degree of Doctor of Geological Sciences, specialty 04.00.17 – geology of oil and gas. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2016.

The dissertation research solves scientific problems of secondary volumes of reservoir rocks predicting to improve the prognosis of oil and gas resources.

According to a comprehensive research, which includes microscopic studies, X-ray, spectral-geochemical study of minerals generation and petrophysical studies complex found the nature and morphology of the hollow space of terrigenous and terrigenous-carbonate reservoirs of Western oil and gas region.

The influence of fractured reservoir rocks on their filtration-capacitive properties and general patterns of distribution and zones of fracturing in rocks, including carbonate reservoirs is found. It was found that zones of increased permeability of reservoir rocks are associated with tectonic zones. Also found that the presence of reservoir rocks lithohetic fracturing has a decisive influence on the nature of their saturation.

Based on studies of clay mineral aggregates rocks of Krukenytska Depression proved that at depths exceeding 2500 m formed preconditions for the formation of zones of unconsolidation by secondary processes of clay transformation.

Based on the research of mechanical characteristics of reservoir rocks empirically calculated possible existence of unconsolidated zones within the Inner zone of the Carpathian. The results of experimental studies proved theoretically limit the depth of the existence of open fractures in the reservoir rock Lviv-Volyn Paleozoic basin.

**Keywords:** reservoir-rock, filtration and capacitive properties, unconsolidation, secondary containers, oil and gas prospects.

