

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

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

Артим Інна Володимирівна

УДК 553.982/981(477.8)

## ДИСЕРТАЦІЯ

Тектонофізичне моделювання тріщинуватості нафтогазоперспективних  
порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

(назва дисертації)

04.00.17 – Геологія нафти і газу

(шифр і назва спеціальності)

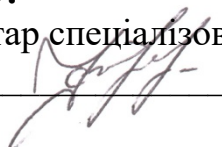
10 Природничі науки

(галузь знань)

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук  
(доктора філософії)

Ідентичність усіх примірників дисертації

**ЗАСВІДЧУЮ:**

Учений секретар спеціалізованої  
вченої ради  В.В. Федорів

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів  
і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 І.В. Артим

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Куровець Сергій Сергійович, доктор геологічних наук, професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Івано-Франківськ – 2019

## АНОТАЦІЯ

*Артим І.В.* Тектонофізичне моделювання тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.17 – Геологія нафти і газу (10 – Природничі науки). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України. – Івано-Франківськ, 2019.

### ЗМІСТ

Дисертаційна робота присвячена підвищенню ефективності освоєння природних резервуарів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину шляхом тектонофізичного моделювання тріщинуватості порід-колекторів та дослідження геологічних чинників, що впливають на їх фільтраційно-ємнісні властивості та нафтогазоносність.

Проаналізовано вплив основних геологічних чинників на колекторські властивості теригенних порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Підтверджено, що мінеральний склад породотвірних мінералів, форма, розмір уламкових зерен і пор, їх взаємне розміщення, тип флюїду і термодинамічний стан визначають ФЄВ теригенних порід. Також підтверджено, що покращені колекторські властивості мають зони підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів.

Проведено дослідження фізико-механічних властивостей порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, зокрема, значення модуля і границі пружності та коефіцієнта пластичності. Для їх визначення статистично оброблено результати досліджень механічних властивостей аргілітів, алевролітів та пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Аналіз розподілу механічних властивостей порід за глибиною залягання підтвердив вплив глибини на значення модуля і границі пружності для аргілітів та алевролітів, та на

коефіцієнт пластичності для усіх досліджених порід. Найменший вплив глибина залягання у межах досліджених глибин має на модуль і границю пружності пісковиків.

Обґрунтовано основні параметри тектонофізичної моделі, а саме, товщина прошарку, довжина активної ділянки, висота підйому ділянки, основні фізико-механічні характеристики пісковиків та граничні умови. Підтверджено, що прошарки аргілітів та алевролітів істотно не впливають на напружено-деформований стан пластів пісковика.

Розроблено тектонофізичну модель для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Досліджено вплив розкиду значень геометричних і фізико-механічних параметрів моделі на напружено-деформований стан пласта пісковика з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх місцезнаходження. Виявлено значний вплив характеристик міцності і пружності на величину і місцезнаходження зон підвищеної тріщинуватості за результатами НДС пластів пісковиків з урахуванням розкиду значень їх механічних властивостей.

Результати апробації тектонофізичної моделі на прикладах родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину свідчать про те, що за допомогою розробленої моделі можна досліджувати достатньо складні структури на тектонічну тріщинуватість. Проведено практичне використання даної моделі для оцінки зон підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що дозволяє доопрацювати скупчення нафти і газу. За результатами досліджень уточнено місце знаходження проектних пошукових свердловин.

**Ключові слова:** Передкарпатський прогин, тектонофізична модель, порода-колектор, тріщинуватість, антикліналь, фільтраційно-ємнісні властивості.

## **Список публікацій здобувача:**

### ***Публікації в науково метричних та закордонних виданнях***

1. Artym I.V., Kurovets S.S., Zderka T.V., Yarema A.V., Kurovets I.M. Development of the rocks fracturing model on the Carpathian region example. 18th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, Session: Geological Modeling, 15 May 2019, Kyiv. DOI: 10.3997/2214-4609.201902064.
2. Артим І.В. Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Молодий вчений. Геологічні науки. 2018. № 2. С. 6-9. DOI: 10.32839.
3. Kurovets S., Artym I. Researching the microfracturing of the Carpathian region reservoirs. East European Science Journal. 2018. № 5. P. 4-10. ISSN: 2468-5380.
4. Kurovets S., Artym I. Reservoir rocks fracturing model development. East European Science Journal. 2019. № 3. P. 24-29. ISSN: 2468-5380.
5. Артим І.В. Оцінка впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину. East European Science Journal. 2019. № 8, part 2. P. 18-23. ISSN: 2468-5380.

### ***Статті в фахових виданнях***

6. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінка впливу розкиду значень механічних характеристик порід-колекторів Прикарпаття на їх тектонічну тріщинуватість. Нафтогазова галузь України. 2019. № 2. С. 19-33.

### ***Статті у вітчизняних виданнях***

7. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Куровець С.С., Здерка Т.В., Артим І.В. Основні причини негативних результатів нафтогазопошукових робіт. Науковий вісник ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2015. № 2. С. 7-15.

8. Kurovets S., Artym I. Researching the fracturing of the reservoir rocks . Journal of Hydrocarbon Power Engineering. 2018. Vol. 5. Issue 1. P. 1-6.

9. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінювання впливу геологічних чинників на ємнісно-фільтраційні властивості теригенних колекторів Передкарпатського прогину. Науковий вісник ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2018. № 1. С. 25-37.

***Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:***

10. Артим І.В. Моделювання стратиграфічних поверхонь у програмному пакеті PETREL. Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих вчених і студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012», 5-7 листопада 2012 р., м. Івано-Франківськ.

11. Омельченко В.Г., Артим І.В., Пінчук Л.В. Особливості геолого-геофізичного вивчення розрізу північно-західної ділянки транскордонної території Україна-Польща. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 листопада 2013 р., м. Івано-Франківськ.

12. Артим І.В. Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали шостої міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2017», 15-19 травня 2017 р. м. Івано-Франківськ.

13. Артим І.В. Використання методу скінченних елементів для оцінки тектонічної тріщинуватості порід-колекторів. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р. м. Івано-Франківськ.

14. Куровець С.С., Артим І.В., Здерка Т.В., Ярема А.В. Розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали XVII Міжнародної конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», GEOINFORMATICS 2018, 14-17 травня 2018 р., м. Київ.

## ABSTRACT

*Artym I.V.* Tectonophysical modeling of fracturing of oil and gas prospecting reservoir rocks of the intristic zone of the Pre-Carpathian foredeep. – Manuscript.

Thesis is for a Candidate Degree in 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, 2019.

## CONTENT

Thesis is devoted to increase of efficiency of natural reservoirs exploration within the intristic zone of the Pre-Carpathian foredeep by tectonophysical modeling of fracturing of reservoir rocks. Thesis is devoted to research of geological factors affecting on reservoir properties and oil and gas content.

The influence of the main geological factors on the reservoir properties of clastic rocks of the intristic zone of the Pre-Carpathian foredeep is analyzed. It has been confirmed that the mineral composition of the rock-forming minerals, the shape, size of grains and pores, their mutual placement, the type of fluid and the thermodynamic state are determined by the reservoir properties of clastic rocks. It is also confirmed that the areas of increased fracturing of oil and gas prospecting reservoirs have improved reservoir properties.

The physical and mechanical properties of the reservoir rocks of the intristic zone of the Pre-Carpathian foredeep (in particular, the value of the modulus and the elastic limit and the plasticity coefficient) were researched. The mechanical properties of mudstones, siltstones and sandstones of the intristic zone of the Pre-Carpathian foredeep were statistically processed. The analysis of the mechanical properties of the rocks by the depth confirmed the influence of the depth on the modulus and elastic limit for the mudstone and siltstone, and on the plasticity coefficient for all the rocks. The smallest influence of the depth within the studied depths is observed on the modulus and the elastic limit of the sandstones.

The basic parameters of the tectonophysical model, namely, the thickness of the layer, the length of the active site, the height of the site elevation, the basic physico-mechanical characteristics of sandstones and limiting conditions are substantiated. It is confirmed that layers of mudstone and siltstone do not significantly affect the stress-strain state of sandstone layers.

A tectonophysical model has been developed for estimating the fracturing of oil and gas prospect deposits of the intrinsic zone of the Pre-Carpathian foredeep. The influence of geometric and physical-mechanical parameters values variation of the model on the stress-deformed state of the sandstone layer is researched from the point of view of the high fracture zones appearance possibility and estimation of its location. Significant influence of strength and elasticity characteristics on the value and location of zones of high fracturing according to the results of the stress-deformed state of sandstone strata is considered. The variation of mechanical properties values was taking into account.

The results of testing of the tectonophysical model on the deposits of the intrinsic zone of the Pre-Carpathian foredeep indicate that with the help of the developed model it is possible to research sufficiently complex structures for tectonic fracturing. The practical application of this model for estimation of high fracturing zones of oil and gas prospect deposits of the intrinsic zone of the Pre-Carpathian foredeep is made. This allows searching for accumulations of oil and gas. The location of the projected wells was specified according to the research results.

**Key words:** the Pre-Carpathian foredeep, tectonophysical model, reservoir rock, fracturing, anticline, reservoir properties.

## ЗМІСТ

	С.
ВСТУП	11
РОЗДІЛ 1	17
СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ВИБІР НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕННЯ	
РОЗДІЛ 2	34
ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	
2. 1. Особливості структурно-тектонічної будови Передкарпатського прогину	34
2. 2. Стратиграфічні та літологічні особливості гірських порід Передкарпатського прогину	36
2. 3. Коротка характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей теригенних відкладів Передкарпатського прогину	43
2. 4. Дослідження впливу типу порового простору зразків порід на радіальну фільтрацію	48
2. 5. Характер впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину	59
2. 6. Дослідження впливу пластового тиску порід на їх тріщинуватість	62
Висновки до розділу 2	69



## РОЗДІЛ 3

71

ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ  
ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД ВНУТРІШНЬОЇ  
ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

3. 1.	Методика досліджень механічних властивостей гірських порід	71
3. 2.	Пружність гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину	74
3. 3.	Пластичність гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину	85
3. 4.	Оцінка впливу глибини залягання порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на їхні фізико-механічні властивості	92
	Висновки до розділу 3	96

## РОЗДІЛ 4

## РОЗРОБЛЕННЯ ТЕКТОНОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ 97

## ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

4. 1.	Обґрунтування основних передумов та допущень для розроблення моделі	97
4. 2.	Вибір вхідних параметрів, граничних умов та критеріїв оцінки тектонічної тріщинуватості порід-колекторів за допомогою розробленої моделі	101
4. 3.	Дослідження впливу геометричних параметрів антикліналі на тектонічну тріщинуватість	105
4. 4.	Дослідження впливу механічних властивостей порід менілітової і ямненської світ на тектонічну тріщинуватість	108
	Висновки до розділу 4	112

РОЗДІЛ 5	114
ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕКТОНІЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА ДОПОМОГОЮ РОЗРОБЛЕНОЇ МОДЕЛІ	
5. 1. Спрощена класифікація форм пластів Передкарпатського прогину	114
5. 2. Апробація моделі на Старосамбірському родовищі	125
5. 3. Апробація моделі на Південно-Гвіздецькому родовищі	129
5. 4. Практичне застосування створених моделей	132
Висновки до розділу 5	141
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	142
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	144
ДОДАТКИ	160

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Однією з найважливіших стратегічних проблем України є здобуття енергетичної незалежності. Серед шляхів її вирішення чільне місце займає забезпечення паливно-енергетичною сировиною за рахунок збільшення обсягів видобутку нафти і газу. Для цього необхідним є значне збільшення обсягів та темпів спорудження нафтових і газових свердловин в усіх нафтогазоносних регіонах країни. Проте у Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні видобуток нафти і газу катастрофічно знижується. Діючі родовища знаходяться на завершальних стадіях розробки, продуктивні пласти виснажуються, експлуатаційні свердловини ліквідовуються через нерентабельність. За останнє десятиріччя пошуково-розвідувальні сейсмічні та бурові роботи в регіоні досліджень не тільки скорочувалися, а останнім часом практично не проводилися. Такий стан справ ставить під загрозу подальше функціонування існуючої інфраструктури нафтогазовидобутку на зазначеній території. Тому необхідно інтенсифікувати дослідження, спрямовані на підвищення ефективності освоєння нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Останнім часом у світовій геологічній науці все більше уваги приділяється впливу вторинної тріщинуватості порід-колекторів на нафтогазоносність, особливо на великих глибинах.

У зв'язку з цим актуальність теми дисертації визначається двома важливими чинниками. По-перше, дана робота спрямована на нарощування ресурсів нафти і газу України. По-друге, тектонофізичне моделювання для прогнозування нафтогазоносності порід-колекторів відноситься до перспективних наукових напрямків геології нафти і газу.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційну роботу виконано в межах наукового напрямку “Шляхи нарощування ресурсів нафти і газу” цільової програми “Науково-організаційні засади нарощування

видобутку вітчизняних нафти і газу та диверсифікації постачання енергетичних ресурсів для підвищення енергетичної безпеки України” (Державний реєстраційний № 0115U007099), у якій здобувач брав безпосередню участь.

Окремі розділи дисертації розроблялися під час виконання науково-дослідної теми Д-7-10-Ф “Наукові засади прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів” (Державний реєстраційний № 0110U000117), що виконувалась на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, у якій здобувач брав безпосередню участь, а результати наукових розробок автора покладені в основу дисертаційних досліджень.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності освоєння нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину шляхом тектонофізичного моделювання пластів порід-колекторів, зокрема, виявлення їхніх високопроникних зон для доопрацювання скупчень нафти і газу.

Для досягнення поставленої мети були сформульовані та вирішені такі **завдання:**

1. Проаналізувати вплив геологічних чинників на формування фільтраційно-ємнісних властивостей(ФСВ) порід-колекторів Передкарпатського прогину, зокрема, на пористість і проникність.
2. Дослідити та проаналізувати закономірності розподілу фізико-механічних властивостей порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину за світами і глибиною.
3. Обґрунтувати основні підходи до тектонофізичного моделювання піщано-алевритової товщі з метою оцінювання тріщинуватості.
4. Розробити тектонофізичну модель для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

5. Апробувати розроблену модель на родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та провести її практичне застосування на нафтогазоперспективних відкладах.

**Об'єктом досліджень** є геодинамічні процеси розвитку структур, з якими пов'язані родовища нафти і газу в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

**Предмет досліджень** – тектонічна тріщинуватість і фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

**Методи досліджень.** Дослідження проводились за допомогою комплексного методу, що полягає в сумісному використанні фізичного, математичного та комп'ютерного моделювання предмета досліджень та експериментальних петрофізичних досліджень кернавого матеріалу порід-колекторів Передкарпатського прогину. Отримані основні положення дисертації, що складають наукову новизну, сформульовані висновки і рекомендації науково обґрунтовано із залученням статистичних методів обробки й аналізу результатів експериментальних досліджень за допомогою сучасних комп'ютерних технологій.

**Фактичний матеріал.** В основу роботи покладено фондові та опубліковані праці з проблематики дослідження, результати петрофізичних досліджень та досліджень міцнісних характеристик кернавого матеріалу порід-колекторів Передкарпатського прогину (понад 500 зразків), виконаних автором під час перебування в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ (2015-2018 рр.).

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

Уточнено закономірності розподілу фізико-механічних властивостей порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, зокрема, модуля і границі пружності та коефіцієнта пластичності аргілітів, алевролітів і пісковиків за світами і глибиною.

Вперше обґрунтовано основні підходи до тектонофізичного моделювання піщано-алевритової товщі для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів за допомогою методу скінченних елементів.

Вперше створено і науково обґрунтовано тектонофізичну модель, яка дає змогу оцінювати зони поширення та ступінь інтенсивності тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів на прикладі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

Одержані результати досліджень сприятимуть підвищенню ефективності освоєння природних резервуарів нафти і газу Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Результати дослідження фізико-механічних властивостей порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину можуть використовуватись у практиці ведення геолого-пошукових робіт.

Розроблена тектонофізична модель може бути використана для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі. Результати даних досліджень дадуть змогу якісніше прогнозувати високопроникні зони формування вторинних колекторів, що дозволить доопрацювати скупчення нафти і газу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину.

Результати дисертаційних досліджень упроваджені в науково-дослідному і проектному інституті ПАТ «Укрнафта» і ТОВ «Спільне Українсько-Азербайджанське підприємство «УКР-АЗ-ОЙЛ»» з метою підвищення імовірності прогнозування нафтогазоперспективних ділянок для пошукового буріння, а також використані в навчальному процесі при вивченні студентами інституту нафтогазової інженерії ІФНТУНГ дисципліни «Нафтогазова геологія», про що свідчать відповідні акти впровадження.

### **Особистий внесок здобувача.**

Із наукових праць, які опубліковано у співавторстві, на захист винесено їх основні частини, розроблені особисто дисертантом.

Аналітичні і емпіричні залежності, розроблена тектонофізична модель і отримані результати, які виносяться на захист, належать особисто автору.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи доповідались та обговорювались на: міжнародній науково-практичній конференції молодих вчених і студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012», 5-7 листопада 2012 р., м. Івано-Франківськ; міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 листопада 2013 р., м. Івано-Франківськ; шостій міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2017», 15-19 травня 2017 р., м. Івано-Франківськ; міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р. м. Івано-Франківськ; XVII міжнародній конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», GEOINFORMATICS 2018, 14-17 травня 2018 р., м. Київ; XVIII міжнародній конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», GEOINFORMATICS 2019, 13-16 травня 2019 р., м. Київ.

Дисертація в повному обсязі доповідалась та обговорювалась на науковому семінарі кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 14 робіт, з яких бпраць у фахових виданнях, 5 з яких входять до переліку наукометричних баз, 3 статті апробаційного характеру, 5 – у збірниках праць та тез міжнародних конференцій.

#### **Структура і обсяг роботи.**

Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків.

Загальний обсяг дисертації – 159 сторінок, на яких міститься 47 рисунків та 10 таблиць. Список використаних джерел складається з 171 найменувань на 16 сторінках.

Роботу виконано в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України під керівництвом доктора геологічних наук, професора Сергія Сергійовича Куровця, якому автор

висловлює глибоку подяку за постійну увагу та цінні поради під час роботи над дисертацією.

Дисертант також висловлює щиру подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору Б.Й. Маєвському, доктору геологічних наук, професору В.Р. Хомину, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту Л.С. Мончаку, кандидату геологічних наук, доценту Т.В. Здерці та іншим співробітникам кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за цінні поради, плідні дискусії та практичну допомогу у виконанні дисертаційної роботи.



## РОЗДІЛ 1

### СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ВИБІР НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕННЯ

У Карпатській нафтогазоносній провінції видобуток нафти і газу катастрофічно знижується. Діючі родовища знаходяться на кінцевих стадіях розробки, продуктивні пласти виснажуються, об'єкти експлуатації ліквідовуються.

За останнє десятиріччя пошуково-розвідувальні сейсмічні та бурові роботи в регіоні вивчення не тільки скорочувалися, але часто й взагалі не проводилися.

Скибова зона Карпат, як складова частина Карпатської нафтогазоносної провінції, не перестає і зараз привертати до себе увагу геологорозвідників нафтогазової промисловості. Адже саме тут у XIX столітті був започаткований перший у Європі промисловий нафтовидобуток. А з відомих родовищ, таких як Східницьке, Стрільбицьке, група Бориславських та інших нафта видобувається і зараз.

Видобуток нафти в регіоні розпочався понад 100 років тому. Цей регіон є найстаршим нафтовидобувним регіоном у Європі та одним з найстарших у світі. Ще в 1771 році була одержана нафта з шахти поблизу Слободи Рунгурської. Про це згадується в роботах К. Клюка (1781) та Б. Хакета (1794) [1, 2]. Саме в цих роботах вперше досліджуваний регіон розглядався з точки зору геології. Відомо, що перший колодязь для видобування нафти був викопаний у кінці XVIII століття поблизу села Ріпне. Глибина цієї копанки сягала понад 30 метрів, а нафту з неї черпали дерев'яними відрами та використовували для змащування возів і як лікувальний засіб.

Перші бурові роботи ударним методом на території розпочалися у 1887 році, а у 1895 діяло вже 28 свердловин з річним дебітом 2360 тонн нафти.

Початком геологічного вивчення Карпат прийнято вважати 1815 р. Саме цим роком датована праця Ст. Сташіца, який описав геологію Польщі.

Варто відзначити, що величезний вклад у вивчення Карпат зробили у свій час австрійські та польські геологи, такі як: А. Альт, М. Пауль, Е. Тітце, Ф. Шмідт, В.Я. Боковський, Е. Дуніковський, Р. Зубер, Е. Віндакевич і інші.

Детальніше вивчати Карпати та прилеглі території розпочали вивчати з 1885р. З 1885 по 1911 роки активно проводились пошуково-розвідувальні роботи та геологічне картування (масштаб 1:75 000). Результати даних робіт лягли в основу створення атласу геологічних карт всієї території Галіції. Даний атлас вийшов під редакцією Р. Зубера. В 1918р Р. Зубер в своїй праці «Фліш і нафта» [3] наводить короткі відомості про геологічну будову району та вперше висуває концепцію про існування карпатських насувів. Але в своїй роботі Р. Зубер не розглядав тріщинуватість. Основне значення вчений віддавав пористим колекторам [4].

Різноманітні дослідження привели до того, що вже під кінець 19 ст. було відомим таке поняття як пористість і що саме в пористих породах залягає нафта, а також було відомо, що її виходи пов'язані із зонами розломів і тріщин. Але не зважаючи на ці знання, колекторські властивості не досліджувались. Самі ж колектори згадувались при висвітленні умов формування нафтових покладів. Про тріщини які були не тільки шляхами міграції згадував Є. Віндакевич [5] у 1875 р. Він вказував, що у тріщинах може накопичуватись і зберігатись нафта. Науковець відмітив, що тріщини виникають в місцях найбільшого згину порід. Також він відмітив закономірність, що у склепінній частині тріщини з глибиною звужуються і зникають до глибини 2500 м, а у прогнутих частинах навпаки, тріщини розкриваються з глибиною.

З часом накопичувались відомості про тріщинуватість. Про глибинні розломи у Карпатах та їх взаємозв'язок із родовищами нафти і газу згадував на початку 20 ст. В. Тейссейре [6]. К. Фрідель писав про тріщини, як про шляхи міграції нафти на глибині у флішових відкладах Карпат [7]. У своїй праці Я. Хемпель [8] показав геометрію тектонічних тріщин та жил озокериту. Також він вважав, що тріщини відіграють роль в формуванні скупчень вуглеводнів на прикладі Бориславського родовища. Також С. Сльшевський 1937р. [9]

досліджував Бориславське родовище. Він вважав, що тільки тріщинуватістю можна пояснити різницю дебітів окремих свердловин цього родовища.

Але не всі науковці надавали тріщинам велику роль у накопиченні і збереженні вуглеводнів. Серед таких праць виділяється праця А. Пфафа [10]. Цей дослідник на прикладі проаналізованих дебітів свердловин Бориславського родовища, виділив зони підвищених дебітів. Але на відміну від С. Сльшевського, який дане явище пов'язував із тріщинуватістю, А. Пфаф вважав, що ці підвищені дебіти відповідають зонам підвищеної пористості пісковиків.

Вперше праця, в якій детально досліджуються колекторські властивості порід на прикладі бориславського пісковика з наведеними числовими даними зустрічаємо у праці К. Богдановича та С. Яскульського у 1928р [11]. Автори вважають, що об'єм пор у пластах насправді може бути більшим, аніж за лабораторними дослідженнями, через не врахування об'єму тріщин. Вони надавали велику роль тріщинам. Автори у своїй праці вказали, що на їх думку, колекторські властивості бориславського пісковика обумовлені в більшій мірі тріщинуватістю, аніж літологічними змінами цих порід.

У свою чергу, О. Вишинський у своїй праці у 1935р. [12] вказав, що різниця дебітів пояснюється зміною петрографічної характеристики пісковиків та зміною їх товщини. До цього висновку він дійшов проаналізувавши проведену кореляцію між деякими свердловинами.

Слід відмітити великий вклад такого вченого як К. Толвінський [13], який навів у своїй праці найбільш детальний опис геологічної будови Карпат, Прикарпаття та деяких родовищ нафти. Він дослідив зміну дебітів окремих свердловин і дійшов висновку, що причиною цього явища є сукупність факторів. Він відмітив велику зміну пористості бориславського пісковика, але вважає, що даними лабораторних досліджень варто користуватись обережно, оскільки пісковик є подекуди крихким і переходить, по факту, у пісок. Але незалежно від петрографічного складу в породах спостерігаються також тріщини і дзеркала дислокацій. Також, на думку вченого, на зміну дебітів

впливає також і зміни процесів седиментації, які привели. В свою чергу, до зміни товщини пісковиків.

В дорадянський період питанню вивчення колекторських властивостей надавали дуже мало уваги. Більш детально вивчати колекторські властивості порід, зокрема, тріщинуватість почали у другій половині 20 ст. Саме в цей період почалося інтенсивне вивчення та дослідження Карпатського регіону.

Великий вклад в дослідження геологічної будови району своїми працями внесли такі вчені як: А.А. Богданович [14], О.С. Вялов [15-21], В.В. Глушко [22-23], Г.Н. Доленко [24-32], І.М. Кухтін [33-37], М.Р. Ладикенський [38-40], О.С. Муромцев [41], М.В. Муратов [42-43], В.І. Славін [44], О.М. Снарський [45] і багато інших.

Фізичні властивості порід Карпатської нафтогазоносної області одними з перших досліджували О. М. Снарський та В. С. Соболева [45]. Вони вивчали колекторські властивості порід третинного віку. На основі своїх даних вони дійшли висновку, що в породах третинного віку Карпатської нафтогазоносної області відсутні колектори з високою проникністю.

Трохи пізніше О. Ф. Ткаченко [46] досліджувала пористість і проникність флішових відкладів, проаналізувавши дані 320 аналізів зразків пісковиків різних світ Скибової зони.

Пізніше дослідження пористості і проникності пісковиків і алевролітів проводилось Інститутом корисних копалин АН УРСР, Українським науково-дослідним геологорозвідувальним інститутом, Центральною науково-дослідною лабораторією і в меншій мірі іншими організаціями.

У більшості звітів цих організацій наведені тільки гістограми розподілу пористості і проникності, а узагальнення даних відсутні. Проаналізувавши гістограми, автори дійшли висновку, що породи мають досить низьку пористість і проникність. Як наслідок, виходячи з цих висновків, автори вважали, що основну роль відіграє тріщинуватість. Саме тріщинуватістю вони пояснювали значний добовий видобуток нафти в окремих свердловинах та зміну дебітів в межах структури.

Декілька праць В. Ф. Лінецького [47-50] присвячені питанню колекторських властивостей порід. В одній з таких праць [47] він доходить висновку що інтенсивна тріщинуватість обумовлена складною тектонічною будовою регіону. У свою чергу, тектонічні тріщини відіграють роль при фільтрації, а тріщини розтягу є відкритими або заповненими мінеральними речовинами. Також В. Ф. Лінецький [51] простежив взаємозв'язок між регіональними розломами і нафтогазоносністю. Зокрема, він відмітив, що родовища нафти і газу приурочені до перетину цих розломів.

В іншій своїй праці В. Ф. Лінецький [49, 50] на основі гідрогеологічних досліджень доводить, що в порівнянні з пісковиками, сланці та аргіліти є більш тріщинуватими породами. По тріщинах такого типу проходить циркуляція вод. Але тільки тріщинуватістю сланців можна пояснити, що ці породи можуть акумулювати нафту (колектори менілітової світи). Також автор доходить до висновку на основі досліджень літологічних особливостей порід Крайової зони Карпат, що як пористе середовище, в якому може акумулюватись нафта, слід розглядати тільки пісковики.

Також свої праці присвячував вивченню колекторських властивостей порід Карпат і Прикарпаття С. І. Шишигін [52-56]. Він на основі лабораторних досліджень менілітової серії Долинського родовища [53] виявив, що фільтрація нафти і газу проходить по тріщинах тектонічного походження. Це відбувається тому, що ці тріщини є відкритими і мають зв'язок між собою [52]. Автор відмітив, що тріщинуватість є не тільки на поверхні, а є на глибині 2000 м і більше. С. І. Шишигін вказав, що тріщини можуть служити значним резервом ємності колекторів, а не тільки як шляхи міграції рідин і газів [55]. Також автор висловив думку, що тріщинуватість в рази більша в місцях найбільшого перегину пластів, тобто в склепінній частині складки. І значно меншими є значення тріщинуватості на крилах складки [56]. Як доказ тріщин, як акумуляторів нафти і газу, автор наводить наявність високих дебітів свердловин.

Такі вчені як Н. Р. Ладиженський, В. І. Антіпов, В. В. Глушко та М. А. Вуль займались вивченням геологічної будови Карпатського регіону [1, 2, 57, 58]. Вони, на основі геофізичних досліджень [59, 60], виділили основні повздовжні та поперечні розломи і, як наслідок, довели блокову будову Передкарпатського прогину.

Г. Н. Доленко в своїх працях описує вплив регіональних розломів на нафтозагоносіть. Він висловив думку, про взаємозв'язок між глибинними розломами і родовищами нафти і газу. Автор вказав, що, на його думку, родовища нафти і газу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину групуються поблизу таких розломів [61-63].

Досліджували тріщинуватість також В. М. Бортницька та Д. В. Кутова. Їх дослідження базувались на основі вивчення мікротріщин у керні та в шліфах. Вони вивчали як тріщинуватість впливає на процес утворення колекторів та її вплив на формування родовищ в цілому [64-66].

Такі вчені як І.Д. Гофштейн, О.О. Орлов, А.М. Бак вивчали тріщинуватість також. Вони проводили свої дослідження безпосередньо у відслоненнях в долинах річок Передкарпаття [67]. Вони відмітили, що дані тріщини можуть бути результатом складкоутворюючих рухів флішових відкладів у південно-східній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [68].

Надзвичайно великий внесок у вивчення тріщинуватості порід Карпатського регіону зробив Р. С. Копистянський [67, 69, 70]. Він у своїх працях вказав, що породи Карпат є сильно тріщинуватими [71]. На основі польових, лабораторних та експериментальних досліджень він розділив тріщини на різні види, зокрема на пластові тектонічні та пластові нетектонічні. Автор вказав, що густина пластових нетектонічних тріщин збільшується до склепіння структури. Але все ж основну роль він віддає пластовим тектонічним тріщинам, які мають гладкі стінки. Нетектонічні тріщини, за його дослідженнями, є паралельними і перпендикулярними напластуванню порід. На глибині тріщини такого типу закриті і не відіграють ролі в міграції та

аккумуляції нафти. Розкриття їх можна спостерігати біля поверхні завдяки процесам вивітрювання. В одній із своїх праць, Копистянський розглянув дебіти окремих свердловин і на основі їх аналізу, зробив висновок, що тільки тріщинуватістю можна пояснити їх різку зміну по структурі. На користь своєї теорії він наводить результати дослідження колекторів, які при низькій проникності за лабораторними дослідженнями давали сотні тонн нафти. Автор [72] визнає також, що з глибиною розкритість тріщин зменшується. Але, в свою чергу, допускає, що на глибині все ж можуть існувати тріщини з шириною в понад 100 мікрон. Копистянський в своїй роботі [73] висловив думку, що тріщини, які зараз є закритими, в минулому могли бути шляхами міграції нафти, газу та води. В іншій своїй праці [74] вчений наводить результати досліджень з даними по проникності тріщинуватих порід та величини тріщинної пористості. Ці дані стали результатом вивчення в аншлафах тріщин, які були заповнені бакелітом, зафарбованим родаміном.

Протягом довгого часу вивчав колектори нафтових і газових родовищ П.К. Гурьба. Свої дослідження він проводив на колекторах родовищ Борислава, долини та Биткова. Результатом цих досліджень стала дисертація [75]. Вона являє собою зведення проведених аналізів колекторських властивостей різними лабораторіями. Автор виділяє три групи колекторів [75-77]. Перша група – пісковики і алевроліти, проникність яких дорівнює 5-20 мілідарсі, пористість в середньому рівна 14 %. Вміст цементу не перевищує 10-15 %. Пісковики слабо зцементовані. Друга група – пісковики, алевроліти і тріщинуваті аргіліти, пористість яких 6-10%, проникність – долі мілідарсі. До цієї групи відносяться породи менілітової серії. До третьої групи відносяться сильно зцементовані, щільні пісковики, алевроліти, а також аргіліти і мергелеподібні вапняки бистрицької світи. Проникність складає соті і тисячні долі мілідарсі. Поровий простір заповнений майже повністю зв'язаною водою. Пісковики і алевроліти цієї групи мають до 40% цементу. Вони відносяться до групи непромислових колекторів. Необхідно відмітити, що всі три групи колекторів є тріщинуватими. На основі опису тріщинуватості порід Бориславської шахти, автор відмітив

[75], що насиченість пісковиків нафтою спостерігається тільки в районі тріщин. Також важливо сказати, що при вивченні шліфів П.К. Гурьба встановив, що окремі породи мають тріщини 20 мікрон і, не дивлячись на це, проникність такої породи була менша 0,1 мілідарсі. Довжина таких тріщин доходить до одного сантиметра.

Ф. І. Котяхов вивчав механічні, ємнісні та фільтраційні властивості порід. У своїх працях [78, 79] він вивчав порушення лінійного закону фільтрації в тріщинних породах-колекторах. Він також досліджував та присвячував свої праці вивченню методики оцінки коефіцієнта тріщинуватості. Вчений також встановив взаємозв'язок між тріщинуватістю і проникністю привибійної зони матриці колектору.

Дослідженню взаємозв'язку регіональних розломів та нафтогазоносністю присвятили свої праці В.Б. Порфір'єв, Г.Н. Доленко, В.І. Антіпов, О.С. Вялов, А.Н. Снарський та інші [62, 80, 81, 82]. Вони також у своїх працях вивчали роль мікротріщин у міграції нафти з нафтоматеринських порід.

Новий виток у дослідженні тріщинуватості стався у 70-80-х роках, коли були запропоновані розрахункові схеми та моделі. Вони дозволяли безпосередньо використовувати оцінку параметрів тріщинуватості у розрахунках проникності, реформованості та стійкості порід в масиві. Це дало можливість зробити кількісні оцінки анізотропних властивостей, обумовлених тріщинуватістю. Однак, все ж дані схеми мали ряд неточностей [83].

Величезний вклад у вивчення тріщинуватості зробили А.А. Аронський, П.В. Беліченко, О.Б. Гінтов та А.В. Муровська, розробивши методику вирішення прямої та оберненої задач тектонофізики. Вони розробили цю методику, спираючись на принцип максимального дотичного напруження тріщини. Також вони встановили просторове положення головних осей нормальних напружень, величини напруження при деформації, коефіцієнти сухого та внутрішнього тертя [84-88].

Згадуючи про історію вивчення тріщинуватості, необхідно також навести короткий огляд існуючих класифікацій тріщин в геології [89-92].



Розглядаючи геометричні класифікації, слід відмітити, що виділяють два види такої класифікації: традиційну, за якою тріщини поділяють за величиною азимута та азимута падіння, а також класифікацію, за якою тріщини розділяють за їх орієнтацією по відношенню до складок та до шаруватості. Класифікація такого типу була запропонована у 1945 році І.В. Кіріловим. У 1965 році була запропонована більш детальна класифікація В. Н. Качаловою та Л.Д. Кнорінгом [93]. В основу цієї класифікації лягла орієнтація тріщин відносно шаруватості.

На даний час існує декілька видів класифікацій тріщин за різними параметрами, але все ж не існує єдиної загальноприйнятої генетичної класифікації тріщин.

Для класифікації тріщин, необхідно встановити механізм утворення тріщин різних типів. Їх досліджували у свій час такі вчені, як Т.В. Дорофєєва, В.В. Белоусов, Г.Н. Доленко, Г.Д. Ажгірей, Р.С. Копистянський та інші [62, 66, 69, 70, 89, 90, 91, 94]. Вони встановили, що гірські породи внаслідок руху земної кори або її ділянок, піддаються пружній та пластичній деформаціям [89]. Саме вони є причиною утворення тріщин.

Т.В. Дорофєєва запропонувала розділити тріщини на три групи. В основу класифікації вона поклала розподіл тріщин за такими ознаками, як морфологія, генезис та вік [66]. До першої групи Т.В. Дорофєєва віднесла тріщини, які утворились в процесі діагенезу та епігенезу, друга група – тріщини, що утворились під дією тектонічних рухів, третя – тріщини, які утворились під дією механічних та фізико-хімічних процесів.

У 1977 році побачила світ генетична класифікація І.П. Кушнарьова. Він запропонував розділити тріщини відповідно закономірностей їх розвитку [95]. Він розділив тріщини на три групи: петрогенетичні, тектонічні та екзогенні. Недоліком даної класифікації виявилось те, що подальший розподіл тріщин за класифікацією був неможливим, оскільки не було єдиної ознаки щодо якої можна було проводити розподіл тріщин.

Свою генетичну класифікацію запропонував також і Р.М. Копистянський. Він виділив два основні типи тріщин: нетектонічні та

тектонічні. Усі ці тріщини в подальшому підрозділялись за геологічними умовами утворення, часом їх утворення та за просторовим розміщенням [66, 67, 69, 70, 94]. Копистянський створив «Схему класифікації тріщинуватості гірських порід для нафтогазової геології». У цій схемі він виділив чотири типи порушень: тріщини, розриви, розломи і лініяменти. Вчений встановив для кожного з цих порушень геометрію, геологічні умови утворення, ступінь розкритості та значення для міграції та акумуляції нафти.

Більш повно відображає умови утворення тріщин класифікація Г.Д. Ажгіреєва [91]. Він розділив тріщини на тріщини сплющування, сколювання та відриву (рис. 1.1).

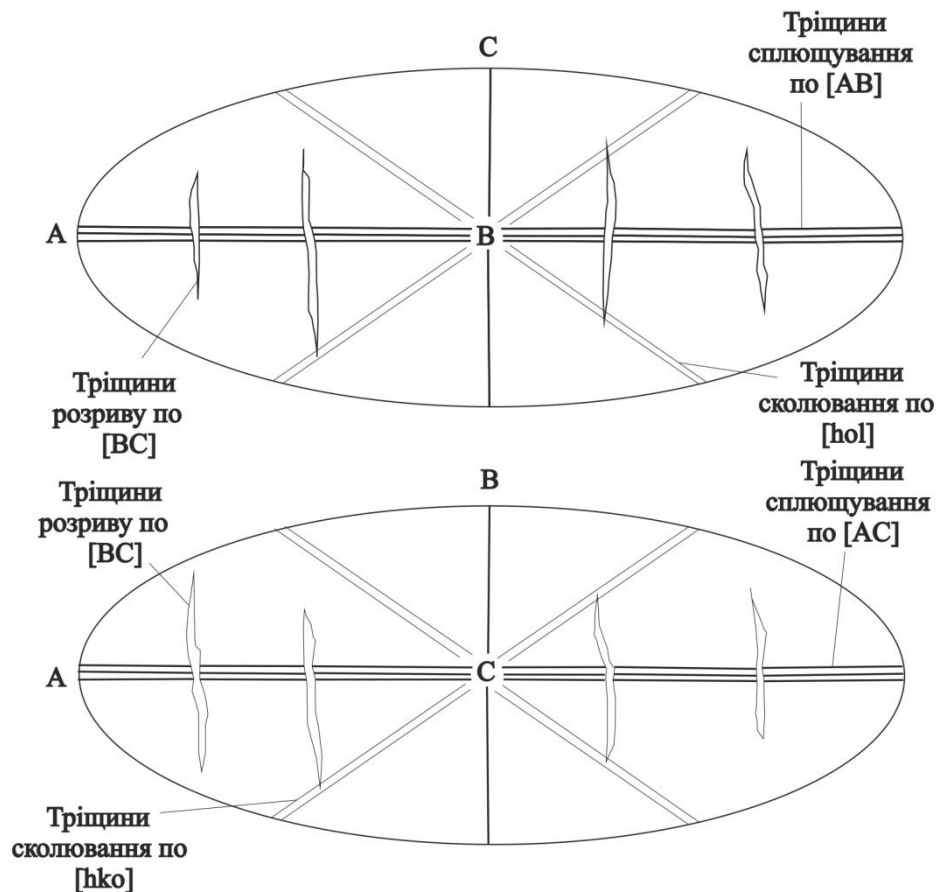


Рис. 1.1. Орієнтація систем тріщин сколювання, сплющування і розриву відносно головних осей деформацій (за Г.Д. Ажгіреєм, 1956).

Утворення тріщин сплющування пов'язані з пластичною деформацією твердих тіл. Такі тріщини за формою порівняно прямолінійні, щільні та притерті. Утворення їх викликане пластичним рухом твердих порід. Ці тріщини розміщені паралельно до орієнтації породоутворюючих мінералів.

Тріщини сколювання (рис 1.2) виникають під дією максимальних дотичних напружень. У гірських породах вони, зазвичай, щільно стиснуті, мають рівну і відносно гладку поверхню стінок. Ці тріщини зберігають своє орієнтування. Для них характерною є велика протяжність і порівняно витримана густота. Вони широко розповсюджені на ділянках, порушених підкидами і зсувами. Тріщини сколювання поширюються на великі глибини.

Тріщини відриву виникають під дією нормальних напружень, перпендикулярних до головної осі розтягу. Для них характерна криволінійність, нерівномірність поверхні, вони широко виклинюються у напрямку простягання і падіння, заповнені кусками вміщуючих порід.

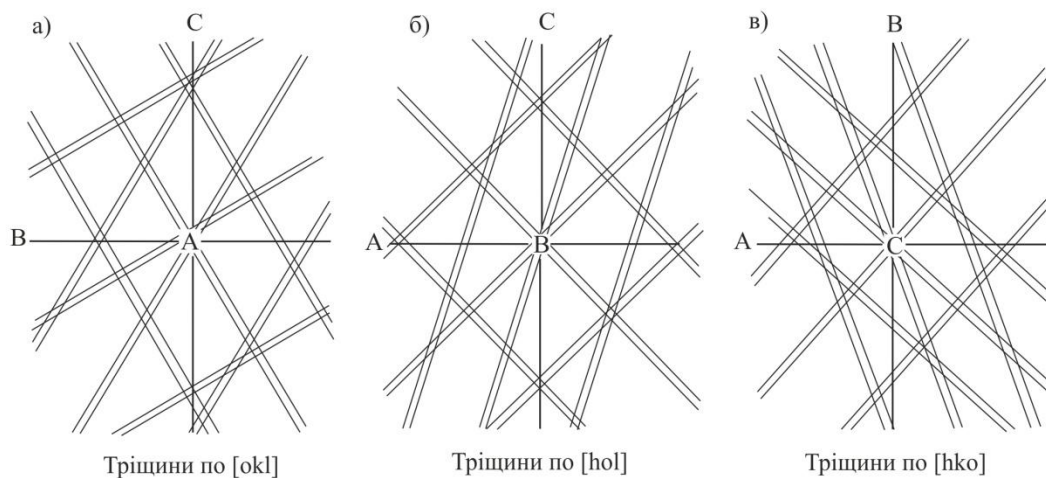


Рис. 1.2. Орієнтація тріщин сколювання відносно головних осей деформацій (за Г.Д. Ажгіреєм, 1956).

Варто також відмітити, що наведені класифікації хоч в їх основу і покладені геометричні, морфологічні та генетичні характеристики, але все ж вони не відображають повністю умов утворення тріщин в Карпатському регіоні.

Вивчаючи таке питання як тріщинуватість і утворення тріщин в гірських породах, необхідно приділити увагу вивченню сучасних праць науковців, які присвятили вивченню питання напруженого стану порід. У минулому науковці не приділяли уваги вивченню даного питання. Вчені вивчали тріщинуватість, базуючись на результатах дослідження керну, піднятого із свердловин. Зрозуміло, що в таких умовах неможливо врахувати чи змоделювати вплив напруженого стану на тріщинуватість. Але вивченню цього питання приділили свою увагу сучасні вчені у своїх працях.

Ставрогин А.Н., Тарасов Б.Г. у своїй роботі «Експериментальна фізика і механіка гірських порід» (2001) [96] навели великий експериментальний матеріал про фізичні та фізико-механічні властивості широкого кола гірських порід з різних басейнів і родовищ Росії і країн СНД. В експерименті моделювалися фізичні і механічні умови, що виникають на великих глибинах розробки корисних копалин. Описано розроблені авторами методи і науково-дослідна апаратура, за допомогою яких проводилися дослідження міцності, деформації та руйнування гірських порід, фільтраційні властивості і утворення тріщин. Вивчено вплив порового тиску на механічний стан гірських порід. Дослідження проводилися відносно проблем гірських ударів, раптових викидів породи, вугілля і газу та стійкості виробок і свердловин на великих глибинах. Досліджено фактор часу, швидкості навантаження і деформації в межах 10-12 десяткових порядків. Весь експериментальний матеріал узагальнено на базі розробленої авторами статистичної теорії міцності, деформації та руйнування гірських порід. Запропоновано структурну статистичну модель неоднорідного тіла, що деформується, типовим представником якого є гірські породи. Отримано критерії ударо- і викидонебезпечних порід різного класу. Вивчено баланс енергії крихкого руйнування при широкій варіації жорсткості навантажувальної системи. Вивчена механічна модель системи: зразок, який руйнується машина навантаження з різною жорсткістю. Досліджено вплив на міцність і деформацію шляху навантаження.

Також варто приділити увагу роботі Аткинсона П.М., Фудді Г.М., Дарбі С.Е., Ву Ф. «Геодинаміка» (2005) [97]. Дана робота складається з підбору статей, які були представлені на 7-ій Міжнародній конференції з геоконкурсу, яка проходила в Школі географії Саутгемптонського університету. Термін геообчислення стає популярним в останні роки: він показує зв'язок між числовим моделюванням (тобто обчисленнями) та його застосуванням, щоб пояснити і покращити наше розуміння широкого спектру динамічних аспектів фізичних (тобто геологічних, геоморфологічних, гідрологічних та екологічних) та соціальних (міська зміна та планування землекористування) процесів, що діють на земній поверхні. Таким чином, хоча термін геообчислення може здатися обмежений нашою власною планетою, насправді він охоплює загальний набір широко застосовних інструментів для моделювання поверхневих процесів.

Моделюванню геодинамічних процесів присвятили свою працю «Обчислювальні методи для геодинаміки» (2010) Ізмаїл-Заде А., Таклі П. [98]. Ця праця написана як підручник, та як зручний довідник. Цей текст навмисно уникає складної математики, беручи до уваги лише базові знання геодинамічної теорії та обчислень. Тут автори зібрали основні чисельні методи геодинамічного моделювання, демонстрацію того, як вирішити проблеми, включаючи літосферну деформацію, конвекцію мантиї та геодинаміку. Виходячи з обговорення основних принципів математичного та чисельного моделювання, текст переходить до критичних досліджень кожного з методів, перш ніж завершувати з детальним аналізом конкретних геодинамічних застосувань. Також обговорюються основні відмінності між методами та їх відповідними обмеженнями. Ця праця показує читачам, коли і як застосувати певний метод для отримання найбільш точних результатів.

Безумовно, варто відзначити роботу Бейкерса Т. [99]. Науковець у своїй роботі «Визначення міцності на розрив та мікромеханіку порід під впливом режимів навантаження I та II» (2004) досліджував породи на тріщиностійкість.

Ця наукова робота описує новий експериментальний метод для визначення стиснення руйнування в режимі II (зсуву), і порівнює результат з результатами стиснення руйнування в режимі I (стиск), які були отримані при випробуванні Міжнародного товариства механіки порід за методом Шеврон Бенд. Напруженість руйнування описує опір порід розтріскуванню. Тому цей параметр важливий для оцінки розривів порід, використовуючи принципи механіки руйнування порід.

Досліджував тріщинуватість та пов'язував її з механікою напруження вчений зі Стокгольму М. Нооріан-Бідголі у своїй роботі за темою «Міцність та здатність до деформації тріщинних порід» (2014) [100].

Використовуючи код UDEC методу дискретних елементів (DEM), на числових експериментах, проведених на основі двовимірних (2D) дискретних мереж розриву (DFN) у створеній REV, на основі реальних геометричних та механічних даних систем тріщин на основі картографування полів в Селлафілді, Великобританія. Отримані напруги та деформації, отримані внаслідок чисельних експериментів, були використані для подання напружено-деформованої поведінки тріщинних порід як функції обмеження тиску, а також для оцінки еквівалентного спрямованого модуля Юнга та співвідношення Пуассона як двох важливих параметрів деформації. Результати були використані, щоб відповідати критеріям оцінки руйнування Мор-Кулона (M-C) і Хок-Брауна (H-B), що представляють еквівалентні властивості матеріалів визначені цими двома критеріями.

Результати показують, що параметри міцності та деформації тріщинних порід залежать від обмежень тиску, напрямків навантаження, тиску води та механічних та гідравлічних граничних умов. Ці наукові досягнення можуть поліпшити наше розуміння гідромеханічної поведінки тріщинних порід і є корисними для розробки великомасштабних експериментів на місці з великими обсягами тріщинних порід, розглядаючи разом процеси деформації напружено-деформованого потоку в інженерній практиці.

У 1990 році побачила світ робота дослідника Х. Гуо «Дослідження розтріскування порід на основі механіки тріщин» [101]. У цій роботі висвітлюються питання, які виникають при застосуванні принципу механіки руйнування в природі. По-перше, необхідний ефективний чисельний метод для проблем аналізу механіки руйнування, пов'язаних з тріщинними породами. По-друге, спостереження за розповсюдженням тріщин, що утворюються при типових процесах різання, важливі для отримання інформації про граничні умови та для підтвердження аналізу механіки руйнування. По-третє, простіші за звичні методи, бажано застосовувати для визначення стійкості до зламу порід, значення якого необхідне для кількісного аналізу механіки руйнування. Простий метод вимірювання особливо бажано застосовувати у полі, де необхідно обстежити велику кількість гірських порід і де немає складних приладів. По-четверте, стійкість до зламу порід є властивістю порід, яка тісно пов'язана з процесами фрагментації породи.

Виявлено, що величина міцності стійкості до зламу породи співвідноситься з показниками проникнення як алмазних, так і роторних свердлильних верстатів. Кореляції між рівнями проникнення та величинами міцності стійкості до зламу порід також порівнюються з тими, що отримані зі значень звичайної одноосьової сили стиснення та зі значень міцності на розтяг при бразильському методі випробувань.

Шен Баотанг, Стефанссон О., Рінне М. у своїй книзі «Моделювання процесів тріщинуватості гірських порід: підхід механіки руйнування з використанням FRACOD» [102] у 2014 році навели теоретичні основи механіки тріщинуватості порід та методів зсуву, що використовуються для моделювання геомеханічних задач. Комп'ютерна програма FRACOD використовується для аналізу проблем тріщин, оцінки ініціювання та розповсюдження руйнування при розтягу (режим I), зсуву (режим II) та змішаного режиму I та II. У книзі також представлені основи термомеханічного зв'язку та гідромеханічного зв'язку. Формулювання множинних регіональних механічних, термічних та

гідравлічних функцій, які дозволяють аналізувати проблеми механіки руйнування для структур утворених з крихких порід.

Випробовувані технології застосування для гірських порід вимагають екстремальних умов напруги, температури та гідравлічного тиску, що призводить до утворення тріщин у гірських породах у різній мірі. FRACOD є одним з небагатьох комп'ютерних кодів, доступних в інженерній механіці останніх років, які можуть імітувати умови утворення та поширення тріщин, які часто взаємодіють з природними тріщинами. Можливості програми були значно покращені, включаючи моделювання утворення гідравлічних та термічних тріщини з допомогою узгодженої взаємодії міжнаціональних дослідницьких та промислових партнерів.

Де Борст Р. у роботі «Обчислювальні методи розриву в пористих середовищах: ізогеометричні та розширені методи кінцевих елементів» [103] у 2018 році визначив самостійну презентацію нових методів моделювання для імітації розповсюдження тріщини в пористих структурах, насичених рідиною. У цій книзі розглядаються основні рівняння, які регулюють пористе середовище, насичене рідиною. Також досліджено гнучкість методу розширеного кінцевого елемента для нестационарних тріщин та описано їх формулювання для руйнування в пористих середовищах. У цій книзі вводяться ізогеометричні методи кінцевих елементів та їх основні особливості та властивості. Обговорюється також швидкий розвиток підходу фазового поля до руйнування.

Отже, закінчуючи цей короткий огляд історії досліджень можна зробити такі висновки:

- Вивченню тріщинуватості присвячено чимало праць, але вчені так і не дійшли згоди щодо ролі тріщин у накопиченні та збереженні вуглеводнів.
- Як видно з наведеного огляду більшість дослідників вважають, що колектори нафти та газу родовищ Передкарпатського прогину є тріщинно-поровими. Вказані дослідники звертали основну увагу на



вивчення тріщинуватості порід. Друга група вчених не надавала значної ролі тріщинуватості. У наступних розділах дисертаційної роботи буде досліджена тріщинуватість та фактори, які впливають на неї, оскільки ми притримуємось думки першої групи вчених і вважаємо, що тріщинуватість відіграє важливу роль для нафтонакопичення.

- Варто враховувати вплив тріщинуватості на характер нафтонасичення порід та ФЄВ властивості порід. Дане питання потребує детальнішого вивчення, результати досліджень будуть висвітлені в наступному розділі.
- Вивчення закономірностей поширення тріщинуватості порід-колекторів дозволить зменшити пошуковий ризик на подальших стадіях геологорозвідувальних робіт.
- Дослідження тріщинуватості порід-колекторів та її моделювання за допомогою математичних моделей є актуальним питанням сьогодення і потребує детального вивчення.

## РОЗДІЛ 2

### ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

#### **2.1. Особливості структурно-тектонічної будови Передкарпатського прогину**

Геологічну будову Карпатського регіону вивчало багато дослідників. Але, не зважаючи на це, основний прорив у вивченні його будови стався у другій половині 20 ст.

У 1969 р. такі вчені як В.С. Буров, В.В.Глушко, В.О. Шакін, П.Ф. Шпак [104] розділили Передкарпатський прогин на три зони. Передкарпатський прогин розділяється звичайно на дві тектонічні зони, які відрізняються комплексами відкладів і особливостями тектоніки. Північно-східна, що прилягає до платформи, — Зовнішня зона прогину, слабо дислокована. Південно-західна — Внутрішня зона має складну покривно-складчасту будову. Вона розділяється на Самбірську і Бориславсько-Покутську підзони. У своїх дослідження ми приймаємо саме двочленний поділ Передкарпатського прогину.

У 1953 р. О.С. В`ялов розробив схему тектонічного районування території: три підзони було виділено у Внутрішній зоні прогину [105]. Вчений разом зі співавторами [106] вказав, що під насувами глибинних складок можливий розвиток автохтонного флішу у Внутрішній зоні прогину.

У 1971 році вийшла в світ праця [107] під редакцією В.В Глушка та С.С Круглова. Після її публікації більшість дослідників стали розглядати Передкарпатський прогин та Карпати як складчасто-покривну структуру. І, як наслідок, почали виділяти окремі яруси складок. Цій темі присвячено чимало публікацій [108-112].

Пізній олігоцен характеризується формуванням основних тектонічних елементів сучасної Карпатської області [113]. У цей час відбувались головні

тектонічні перетворення в основі Передкарпатського прогину, утворювались диз'юнктивні порушення та структури з якими пов'язані основні нафтові родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Виявити та простежити амплітуду переміщення карпатських покривів дуже складно. П.Ф. Шпак зі співавторами [114], базуючись на результатах геолого-геофізичних робіт вважають, що амплітуда переміщення Флішових Карпат на прогин досягає 80-120 км.

У своїй праці З.В. Ляшевич та І.Т. Штурмак [115] зазначили, що амплітуда переміщення фронтальної частини покриву ставить не більше 2 км, а тилової – 40 км.

Наслідком геодинамічних рухів стало утворення багатоповерхової структури. Відклади Бориславсько-Покутської підзони насунуті на Самбірську підзону на північному сході. У свою чергу ця підзона насунута на Зовнішню зону, яка утворена на ступінчасто-опущених платформних блоках.

Зовнішня зона являє собою автохтонне утворення прогину, яке накладається на південно-західну частину Східно-Європейської платформи [116]. Ця зона характеризується високим ступенем розчленування мезозойської поверхні.

Бориславсько-покутська підзона складена крейдово-палеогеновим флішом і нижньоміоценовими мол асами. Згідно даних М.Я. Вуля та співавторів [117] ширина палеобасейну цієї підзони до початку олігоцену була в 2-3 рази більша за сучасну.

Складки являють собою лінійно витягнуті антикліналі. Ці антикліналі насунуті одна на одну в північно-східному напрямку та розбиті поперечними порушеннями на окремі блоки. Ці блоки характеризуються асиметричною будовою: південно-західні крила пологі, тоді як північно-східні – більш круті, зрізані насувом і часто підвернуті. Такі складки мають вигляд насунутих одна на одну пластин або лусок [118].

Складки групуються в декілька структурних ярусів в залежності від амплітуди поздовжніх насувів. По простяганню вони ускладнені скидо-зсувами.

Ці порушення обумовлюють блокову будову покриву. Підкиди і підкидо-насуви мають переважно поздовжнє простягання. Вони ускладнюють лінії складок, окремі складки і блоки.

Насувними рухами через смугу піднять, які простежуються в до альпійській основі, пояснює утворення структурних ярусів Бориславсько-Покутської підзони Внутрішньої зони Передкарпатського прогину В.Я. Біліченко [119].

## **2.2. Стратиграфічні та літологічні особливості гірських порід Передкарпатського прогину**

### **2.2.1 Зовнішня зона Передкарпатського прогину**

#### ***Донеогенова основа***

У межах Зовнішньої зони донеогенова основа складена верхньопротерозойськими, палеозойськими та мезозойськими відкладами. До верхньопротерозойських утворень відносяться відклади рифею.

Рифейські відклади широко розповсюджені в північно-західній частині Зовнішньої зони (Крукеницькій западині), де залягають безпосередньо під міоценовими утвореннями. Літологічно вони представлені сірими, сіро-зеленими і червоно-коричневими сланцями і філітами з прошарками кварцитоподібних пісковиків, алевролітів та кременистих аргілітів. Породи рифею зім'яті і тріщинуваті [120].

Палеозойський стратиграфічний поверх розвинутий по північно-східному краю Зовнішньої зони відкладів і складений кембрійськими, силурійськими і девонськими відкладами.

Кембрійські відклади розповсюджені майже повсюдно вздовж Передкарпатського прогину за винятком Крукеницької западини. Породи значно дислоковані, роздроблені густою сіткою тріщин із дзеркалами ковзання. Вони представлені піщано-глинистою товщею, складеною пісковиками, алевролітами і аргілітами, що чергуються між собою. Співвідношення

пісковиків, алевролітів і аргілітів у товщі змінюється як по простяганню Передкарпатського прогину, так і в напрямку від платформи до Карпат. У міру наближення до Карпат породи зазнали значних катагенетичних змін, що відобразились у їхньому ущільненні, в подрібненні розривними порушеннями і розвитку тріщинуватості. Крім тріщинуватих порід, що тяжіють до зон розломів, у кембрійських відкладах передбачається наявність тріщинно-порових колекторів. Вони розвинуті переважно в межах ерозійних і тектоно-ерозійних піднять, де породи тривалий час піддавалися процесам денудації, внаслідок чого в них утворювалися пустоти різного типу.

Силурійські відклади, що нагромаджувалися у глибоководному морському басейні більш розповсюджені і простягаються смугою вздовж Передкарпатського прогину. Літологічно представлені теригенною товщею порід, складеною сірими, темно-сірими вапнистими аргілітами з нечисельними малопотужними прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, вапняків і мергелів. Кількість карбонатних прошарків дещо збільшується у нижній частині розрізу. Аргіліти міцні, щільні, сланцюваті. Породи перем'яті і дислоковані, спостерігаються дзеркала ковзання і тріщинуватість. За літологічними і петрофізичними властивостями ця товща слабопроникна і може бути екраном для пластових флюїдів.

Девонські відклади представлені осадами нижнього відділу і поширені тільки на крайньому південному сході Зовнішньої зони, де виявлені багатьма свердловинами. В літологічному відношенні – це строкатобарвна товща слюдистих невапнистих аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Пісковики кварцові, сірі, подекуди червоні дрібнозернисті, місцями крупнозернисті, часто окварцовані. Інколи серед них трапляються прошарки піщаних доломітів. Потужність прошарків пісковиків і алевролітів від декількох сантиметрів до декількох метрів.

Найбільш актуальними в нафтогазоносному відношенні є мезозойські відклади. Вони поширені майже на всій території Передкарпатського прогину, за винятком північно-західної частини, де безпосередньо під міоценовими

відкладами залягають утворення палеозою і докембрію. Мезозойські утворення представлені породами усіх відділів юрського і крейдового віку.

Юрські відклади поширені майже на всій території Передкарпатського прогину за винятком Крукеницької западини, де безпосередньо під міоценовими відкладами залягають утворення палеозою і докембрію.

Нижньоюрські відклади (J1) поширені не повсюдно, а тяжіють в основому до Краковецького розлому і представлені базальною лагунно-континентальною товщею, складеною чергуванням сірих, середньо- і різнозернистих кварцових вапнистих пісковиків і алевролітів, глин і аргілітів з прошарками кам'яного вугілля.

Середньоюрські відклади (J2) в північно-західній частині Зовнішньої зони представлені теригенними породами прибережно-морських фацій (коханівська світа), а у південно-східній частині – породами базальних континентальних фацій.

Верхньоюрські відклади (J3) складені лагунними і мілководними морськими утвореннями теригенно-карбонатного типу [121]. Келовейський ярус представлений рудківською і яворівською світами, перша з яких складена органогенними та оолітовими вапняками, рідше – пісковиками, а друга – пісковиками, алевролітами, гравелітами та конгломератами.

Нижньокрейдіві 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.

Верхньокрейдіві відклади залягають трансгресивно на нижньокрейдівих і незгідно перекриваються міоценовими. Верхньокрейдівий відділ представлений сеноманським і туронським ярусами та сенонським підвідділом.

*Сеноманський ярус* складений кварц-глауконітовими пісковиками жовтувато-сірого і сіро-зеленого кольору з включеннями гравію і гальки чорних кременів, які перекриті товщею сірих, жовтувато-сірих піщанистих іноцерамових вапняків і мергелів.

Таким чином можна константувати, що у мезозойських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину колекторами є теригенні породи з міжзерною пористістю і порово-тріщинно-кавернозні карбонатні породи фацій рифового комплексу, а у палеозойських і рифейських відкладах – теригенні породи тріщинувато-порового типу.

### **Неогеновий розріз**

Неогенові відклади представлені утвореннями карпатію, баденію та нижнього сармата, з кутовою і стратиграфічною незгідністю вони залягають на різновікових породах донеогенової основи (рифейю, палеозою, юри і крейди).

Породи карпатію мають обмежене розповсюдження, виповнюють переважно нерівності ерозійного рельєфу. Вони складені пісковиками, алевролітами з різними прошарками темно-сірих вапнистих глин. Пісковики кварцові зеленувато-сірі, різнозернисті з карбонатним цементом порового і базального типів. Алевроліти кварцові, піскуваті зі слюдисто-глауконітовим цементом. Наявність глауконіту в породах вказує на їхній морський генезис.

Баденій представлений світами: богородчанською (баранівські шари), тиранською (гіпсоангідритовий горизонт) і косівською. Баранівські шари трансгресивно залягають на різновікових породах від рифейю до карпатію і складені породами морського генезису: глинами, мергелями з малопотужними прошарками алевролітів, пісковиків і туфогенних порід, рідко вапняків. Пісковики кварцові світло-сірого кольору, дрібнозернисті, вапнисті, ущільнені.

Косівська світа представлена мілководними і континентальними відкладами, утвореними сірими вапнистими глинами і аргілітами з прошарками пісковиків та алевролітів, рідко мергелів, туфів і туфітів. Піскуватість розрізу світи низька. Пісковики переважно дрібнозернисті алевритові з глинисто-

карбонатним і глауконіто-карбонатним цементом порового і порово-базального і контактено-порового типів.

Сарматські відклади представлені дашавською світою, яка розділена на нижню (теригенно-вугленосну) і верхню (вапняно-піщану) підсвіти. Розріз підсвіти складений чергуванням темно-сірих вапнистих, сланцюватих аргілітоподібних глин, аргілітів і алевролітів. За даними вивчення шліфів пісковики і алевроліти кварцові, олігоміктові, від дрібнозернистих до різнозернистих з гравієм, різною мірою глинисті, зрідка зустрічаються поліміктові різнозернисті пісковики, збагачені уламками кременистих порід, кварцитів, вапняків. Пісковики і алевроліти різного ступеня цементації – від слабозцементованих до міцнозцементованих, містять велику кількість обвугленого рослинного детриту. Уламковий матеріал піщано-алевритових порід представлений зернами порід різної обкатаності, які складені кварцом, польовими шпатами, мусковітом, біотитом, глауконітом, піритом, халцедоном і важкими акцесорними мінералами (гранатом, цирконом, лейкоксом, турмаліном, сфеном) [122].

Колекторами газу у сарматських відкладах Передкарпатського прогину є пісковики і алевроліти. [123, 124]. На ФЄВ 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 [125].

### **2.2.2 Внутрішня зона Передкарпатського прогину**

У геологічній будові території приймають участь відклади крейдового, палеогенового та неогенового віку.

#### ***Крейдова система (К)***

Відклади крейдової системи представлені стрийською світою.

*Стрийська світа.* Відклади стрийської світи мають значний розвиток в районі досліджень. Вони розділяються на три підсвіти: нижньо-, середньо- і верхньострийську.



*Нижньострийська підсвіта (K2st1).* Породи цієї підсвіти представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і мергелів. На фоні тонкоритмічного чергування порід зрідка трапляються більш масивні прошарки пісковиків. Для пісковиків нижньострийської підсвіти, як і стрийської світи взагалі, характерний сірий колір з голубуватим і зеленуватим відтінком. Пісковики дрібно- і середньозернисті, зустрічаються і грубозернисті різновидності, які переходять деколи в підшві у гравеліти і навіть конгломерати.

*Середньострийська підсвіта (K2st2)* розділяється на дві товщі. Нижня представлена грубо-ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів з явною перевагою перших. Пісковики бувають двох різновидностей: сірі, світло-сірі, щільні з прожилками кальциту і жовто-сірі, кварцові, масивні типу ямненських.

*Верхньострийська підсвіта (K2st3)* в основному представлена тонкоритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

В Долинському нафтопромисловому районі на площі Вигода-Витвиця за промислово-геофізичними даними верхньострийські відклади також розділяються на окремі кореляційні пачки, які характеризуються специфічними літолого-фізичними ознаками. Таких пачок і товщ в даному районі виділяється три (зверху вниз): перша аргілітова і перша піщано-аргілітові, друга аргілітова і друга піщано-аргілітова, третя аргілітова і третя піщано-аргілітова. Спостерігається певна закономірність залягання в розрізі більш глинистих та піскуватих горизонтів. Товщина II-ї і III-ї глинистих пачок, як правило, становить 50-60 м, а товщина першої часто перевищує 100-150 м.

В загальному літологічно верхньострийські відклади представлені алевролітами, пісковиками, аргілітами, гравелітами і глинами.

Алевроліти темно-сірого кольору, кварцеві, різнозернисті, з базальтовим глинисто-вапнистим цементом. Пісковики кварцеві, різнозернисті, сірі і зеленувато-сірі, з базальним карбонатним цементом, тріщинуваті з вертикальними прожилками кальциту. Аргіліти темно-сірого із зеленуватим

відтінком кольору, щільні, вапнисті. Глина зеленувато-сірого кольору, щільна, слабо вапниста. Гравеліт поліміктовий характеризується середньо- і дрібно-гравійною структурою. Порода складена напівокатаними світло-сірими і зеленувато-сірими уламками, зцементованими з карбонатним цементом.

### ***Палеогенова система – (P)***

Палеогенова система знизу вверху представлена масивними пісковиками ямненської світи палеоцену, вище якої залягає ритмічний фліш манявської, пісковики вигодської, тонкоритмічний фліш бистрицької світи еоцену та породи менілітової світи олігоцену.

*Палеоцен (P1). Ямненська світа (P1jm).* Представлена потужною пачкою масивних пісковиків, нижче яких залягає невелика по товщі пачка ритмічного строкатокольорового флішу. Серед тонкошаруватих пісковиків спостерігаються прошарки тонко- і середньо ритмічного чергування пісковиків, аргілітів, алевролітів. На підстилаючих відкладах залягає узгоджено.

Пісковики ямненської світи світло-сірі і сірі, різнозернисті кварцеві і олігоміктові. В різній мірі вапняковисті і слабозцементовані, пористі (до 20%), тонкошаруваті та товстошаруваті.

Аргіліти сірі до чорних, зелені або вишневого кольору, не вапняковисті.

*Еоцен (P2). Манявська (P2mn), вигодська (P2vg), бистрицька (P2bs) світи.*

Над ямненськими пісковиками залягає манявська світа, в основі якої виділяється строкатий горизонт. Простежується горизонт у всіх скибах, але товщина його неоднакова.

Вище за розрізом спостерігається тонко-ритмічне перешарування алевролітів, аргілітів, пісковиків. Алевроліти зеленувато-сірі, щільні. Аргіліти зелені, некарбонатні, щільні. Пісковики зеленувато-сірі, дрібнозернисті, кварцитові, міцні з багаточисельними двосторонніми гієрогліфами.

Манявська світа узгоджено перекрита відкладами вигодської світи. Вигодська світа у свою чергу представлена різнозернистими і бриловими

пісковиками, світло-сірого і зеленувато-сірого кольору, тріщинуватими, які на деяких територіях в підосві переходять в гравеліти.

В основному пісковики не карбонатні, кварцеві, шари пісковиків розділені пачками тонко-ритмічного перешарування аргілітів і алевролітів. В підосві вигодської світи місцями простежуються лінзи і шари конгломератів.

Вище залягає бистрицька світа, яка представлена тонко-ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. За літологічним складом і по характеру ритмічності вона подібна на манявську світу. Пісковики тонкошаруваті, зелені і зеленувато-сірі, дрібнозернисті, щільні. Алевроліти зеленувато-сірі, не карбонатні з глауконітом. Аргіліти зелені, не карбонатні, сланцюваті.

Олігоцен (P3). Менілітова світа (P3ml). Менілітова світа представлена пісковиками, аргілітами і алевролітами, в основі світи на породах еоцену узгоджено залягають кременевий (роговиківий) горизонт, складений темно-сірими силіцитами, та вапнистими глинистими породами.

### ***Неогенова система (N)***

*Поляницька світа (N1pl)*. Поляницька світа неогену складена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками мергелів, а також з шарами і пачками гравелітів і конгломератів. У розрізі світи переважають аргіліти.

## **2.3. Коротка характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей теригенних відкладів Передкарпатського прогину**

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 кг/м<sup>3</sup>. 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, виуговування 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 псевдоолітові 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 кг/м<sup>3</sup>. Міжзернова пористість вапняків низька і не перевищує 6 %. Колекторами нафти на Коханівському родовищі є тріщинуваті і кавернозні вапняки.

*Верхньокрейдові відклади* залягають трансгресивно 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, щільних, 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 кг/м<sup>3</sup>. 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  $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Результати виконаних досліджень свідчать, що ФСВ порід доміюєного фундаменту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину погіршуються з глибиною. У мезозойських відкладах колекторами є теригенні породи з міжзерновою пористістю і тріщинно-кавернозні карбонатні породи фацій рифового комплексу. У палеозойських і рифейських відкладах розвинуті теригенні колектори тріщинуватого і тріщинувато-порового типу. Їхне поширення в геологічному розрізі контролюється розломно-блоковою тектонікою регіону.

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 ФЄВ 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 керн 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 %.

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. 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 %.

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  $\ln H$  підвищує коефіцієнт кореляції рівняння регресії до 0,87-0,92. Треба відзначити, що вибірка вміщує зразки порід з тріщинною пористістю. Наявність мікротріщин знижує електричний опір породи, що призводить до зменшення коефіцієнта кореляції в рівняннях регресії  $P_n = f(K_n)$ .

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. 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 відрізнятися, 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.

## **2.4. Характер впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину**

Фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) породи протягом геологічного часу змінюються залежно від направленості та інтенсивності тектонічних рухів. Тектонічні напруження з однієї сторони сприяють розширенню порового простору і створенню пастки для флюїдів, а з іншої – їх заліковуванню. Сила тяжіння є одним із головних факторів тектонічного розвитку геологічних структур, проте її роль може істотно змінюватись відповідно до місця і масштабів проявлення. Це відповідає загальному положенню «гравітаційної тектоніки» про те, що всі переміщення матеріалу в Землі пов'язані з дією сили тяжіння. Гравітаційна нестійкість залежить не тільки від вертикальних, а й горизонтальних рухів, які викликаються латеральною неоднорідністю.

Отже, в товщі осадових порід сумарне поле напружень на певній глибині переважно залежить від гравітаційної складової, що визначається тиском ущільнення (різниця між геостатичним і пластовим тиском) та тектонічною складовою поля напружень. При несуттєвій тектонічній активності або відсутності такої сумарне поле напружень в осадовій товщі буде визначатися лише величиною тиску ущільнення. В умовах насувоутворення тектонічна складова поля напружень різко зростає. При цьому суттєво збільшується величина сумарного поля напружень і в осадових породах інтенсивно розвиваються тектоногенні пружні і пластичні деформації. Зміна регіонального напруження, денудація, тектонічне підняття, гляціоізостатичне вирівнювання та інші природні фактори супроводжуються вторинними процесами, які впливають на ФЄВ, змінюють літологічний тип порід-колекторів. Характер вторинних процесів не обмежується пластом, а торкається всієї геологічної структури – природного резервуару. Природні резервуари товщі колекторів обмежені флюїдоупорами, де можливі процеси міграції, акумуляції і консервації вуглеводнів.



На характер формування порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей впливали швидкості осадонагромадження в осадових басейнах. Якщо брати до уваги загальну товщину горизонтів відкладів, то згідно із Геохронологічною шкалою, найшвидше нагромаджувалися осади в сарматський вік у Передкарпатському прогині (0,60–1,60 мм/рік). Осадонагромадження в палеогенових відкладах у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину відбувалося з швидкістю 0,01–0,12 мм/рік. Залежно від тектонічних особливостей розвитку у кожній провінції ці процеси катагенетичних змін порід-колекторів відбувалися з різною інтенсивністю і направленістю.

На властивості природних резервуарів, окрім седиментаційних параметрів (особливості текстури, гранулометричного і мінералогічного складу зерен, кількості та складу цементу) значно впливають подальші перетворення порід, зокрема вторинні мінерали, що формуються в поровому просторі на стадії діагенезу. Вуглеводні, які циркулюють в поровому просторі, впливають на характер поверхневих сил на контакті з породою і сповільнюють утворення регенерованих зерен кварцу, процеси аутигенного мінералоутворення тощо. Аналіз інтенсивності цих процесів у водоносній і нафтоносній частинах продуктивної товщі дозволяє розмірковувати про відносний час і тривалість формування покладу. У випадку постійного вмісту регенерованих зерен кварцу в приконтурній частині і в міру наближення до склепінної ділянки покладу можна зробити висновок про нетривалий час формування покладу. Стрибокподібне збільшення їх вмісту в породі нижче водо-нафтового контакту свідчить про швидку стабілізацію його формування і відсутність суттєвих переміщень.

Своєрідність седиментації (генезису) піщано-алевритових відкладів і особливості їх розповсюдження обумовлюють специфічні характеристики піщаних колекторів, які за макро- і мікроструктурою та фізико-хімічними властивостями помітно відрізняються від карбонатних. Пористі кварцові пісковики утворюються в простіших обстановках, ніж карбонати. Вони

складені відносно стабільними компонентами, менш схильними, ніж карбонати, до фізичних і хімічних перетворень, що зумовлюють погіршення пористості після відкладення. Деталі історії тектонічного розвитку, виявлені на основі рекогносцирувальних геологічних і геофізичних робіт, полегшують достовірний прогноз насамперед областей розвитку і акумуляції піщаних осадів, а також зон розповсюдження порових карбонатів.

Найважливішим параметром колекторів є пористість, яка забезпечує необхідну ємність покладу для нафти і газу. За генезисом пористість підрозділяється на первинну та вторинну. До первинної відноситься пористість, утворена в процесі осадоагромадження і формування породи. До вторинної – пористість, яка утворюється в результаті наступних катагенетичних процесів, що призводять, зокрема, до дроблення породи і виникнення у ній тріщин і каверн. У теригенних породах розвинута переважно міжзернова і тріщинна пористість, а у карбонатних породах – тріщинно-кавернозна.

У процесі осадоагромадження формується первинна ємність порід, яка у міру їх занурення зменшується внаслідок ущільнення, дегідратації і цементації уламкового матеріалу. На подальших стадіях петрогенезу (катагенезу, метаморфізму) важливу роль у формуванні ФЄВ відіграють термодинамічні умови середовища і геохімічна активність пластових флюїдів. Під дією високих тисків і температур відбувається розчинення уламкових зерен, заміщення одних мінералів іншими, більш стійкими. У теригенних породах утворюється регенераційний кварц, розвиваються конформні та інкорпораційні структури, відбувається розкristалізація карбонатного цементу і у породах розвивається вторинна і тріщинна пористості.

Згідно з експериментальними і теоретичними даними, величина пористості теригенних відкладів залежить від форми і величини зерен породи, ступеня їх відсортованості, цементації та ущільнення. Точно оцінити вплив форми і розміру уламкових зерен на величину пористості гірських порід досить важко, так як вони складені різними за формою частинками. Форма зерен, в першу чергу, характеризується ступенем окатаності та ізометричністю. За

ступенем окатаності виділяють дуже добре окатані, добре окатані, помірно окатані, слабо окатані і неокатані уламки. Ізометричність зерен описується їх розмірами за трьома взаємоперпендикулярними осями. Розрізняють ізометричні зерна, помірно, різно і досконало анізотропні. Експериментальні модельні дослідження показують, що між пористістю порід і формою їх зерен спостерігається певний зв'язок. Якщо породи складені частинками однакового розміру, то найменша пористість характерна для порід з окатаними зернами, а найбільша – з кутастими і плоскими частинками [126]. Припускають, що неокатані кутасті уламки при седиментації сприятливіші для підвищення пористості осадів.

Одним з найважливіших петрофізичних параметрів порід-колекторів у нафтопромисловій геології є проникність, що характеризує їх здатність пропускати через себе рідини і газ. Оскільки в природних умовах відбуваються різні види фільтрації в пористих середовищах рідин і газів або їх суміші, то розрізняють абсолютну, фазову (ефективну) і відносну проникність. Абсолютна проникність визначається при наявності у породі лише однієї фази. Фазова характеризує проникність породи для газу або рідини при наявності в порах багатофазових систем. Відносна проникність – це відношення фазової проникності середовища до абсолютної для окремої фази.

На проникність порід впливають гранулярний склад і тип цементувального матеріалу. Коефіцієнт проникності кварцових пісковиків, зцементованих мінералами групи монтморилоніту, і деградованих слюд, які мають велику здатність до набухання, набагато нижчий, ніж у випадку з каолінітовим цементом. А. М. Цветкова [127] експериментально довела, що суміш із 90 % кварцового піску і 10 % монтморилонітових глин має проникність  $228,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Такий же пісок з добавкою 10 % поліміктових глин має проникність  $1187 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а з добавкою 10 % каолінітових глин –  $2304 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Структурний тип цементації впливає як на величину проникності, так і на кількісне співвідношення між величинами коефіцієнтів проникності і пористості. Меншу проникність мають пісковики з базальним типом цементації

і порівняно більшу – з поровим типом [128]. Криві залежності  $lgK_{np}=f(K_n)$  для колекторів з базальним типом цементації розміщуються нижче і з меншим кутовим коефіцієнтом, ніж криві залежності для колекторів з поровим, плівковим і регенераційним кварцовим типами цементації [126].

Певне уявлення про вплив структуроформувальних факторів на ФЄВ гранулярних порід-колекторів можна отримати в результаті дослідження штучно сформованих зразків порід [129]. Зразки складені зернами діаметром від 0,177 до 0,707 мм і глинистим матеріалом, вміст якого становив 1-15 г на 50 г зразка. Пористість сформованих зразків змінювалася від 10,1 % до 31 %, а проникність – від  $0,14 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $180 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Найбільшою мірою на пористість таких зразків впливає коефіцієнт сортованості і середній розмір зерен. Погіршення сортованості піщаних зерен спричинило зменшення пористості зразка. При зменшенні середнього значення діаметрів зерен пористість зразка зростає із збільшенням відсортованості зерен. Меншою мірою на пористості зразка відображається вміст глинистого матеріалу.

Проникність штучних зразків визначається, в основному, середнім радіусом пор  $R_n$ . Коефіцієнт кореляції між параметрами  $lgK_{np}$  і  $R_n$  становить 0,94. Спостерігається також зв'язок між параметрами  $lgK_{np}$  і  $K_n$  ( $r = 0,69$ ). На проникність більш помітно впливає кількість глинистого матеріалу. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $lgK_{np}$  і  $C_{gl}$  рівний -0,65. Розмір зерен майже не впливає на коефіцієнт проникності, а їхнє сортування значно покращує фільтраційні параметри зразка. Це дає підстави стверджувати, що на величину проникності визначальний вплив має структура порового простору, а не розміри пор [130].

На рисунках 2.1-2.3 показано характер впливу гранулометричного складу порід на ФЄВ теригенних сарматських відкладів Крукеницької западини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину [131]. Кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними параметрами і показниками гранулометрії наведені в таблиці 2.1. На ФЄВ піщано-алевритових порід сарматських відкладів найбільшою мірою впливає цементація глинисто-розчинною

фракцією. Вміст глинистих частинок  $C_{2l}$  і карбонатності  $C$  призводить до зменшення пористості  $K_n$ . Зв'язок параметра  $K_n$  з глинисто-розчинною фракцією лінійний  $K_n = 32,56 - 0,73(C_{2l} + C)$ . Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_n$  і  $(C_{2l} + C)$  рівний  $-0,75$ , причому карбонатність більш різко понижує коефіцієнт пористості ( $r = 0,66$ ). Як видно з рисунку, вплив глинисто-розчинної фракції чіткіше проявляється у породах, які залягають на менших глибинах і перебувають на початкових стадіях катагенезу. Для піщано-алевритових порід сармату, залеглих на глибинах понад 3000 м, зв'язок пористості з фактором цементації виражений слабше.

На формування порового простору порід впливає відсортованість кластичних зерен. Піщано-алевритовим породам, складеним з краще відсортованих зерен, властива більша відкрита пористість. Причому, вплив коефіцієнта асиметрії розподілу діаметрів зерен на ємність піщано-алевритових порід непомітний. Діаметр зерен слабо впливає на пористість порід. Зв'язок коефіцієнта пористості з середнім діаметром зерен нелінійний. Зі збільшенням медіанного діаметра кластичних зерен до 0,15 мм пористість дещо зростає, а при подальшому збільшенні  $D$ , пористість понижується. Вплив медіанного діаметра зерен на ємність чіткіше проявляється для піщано-алевритових порід, які зазнали суттєвих катагенетичних змін.

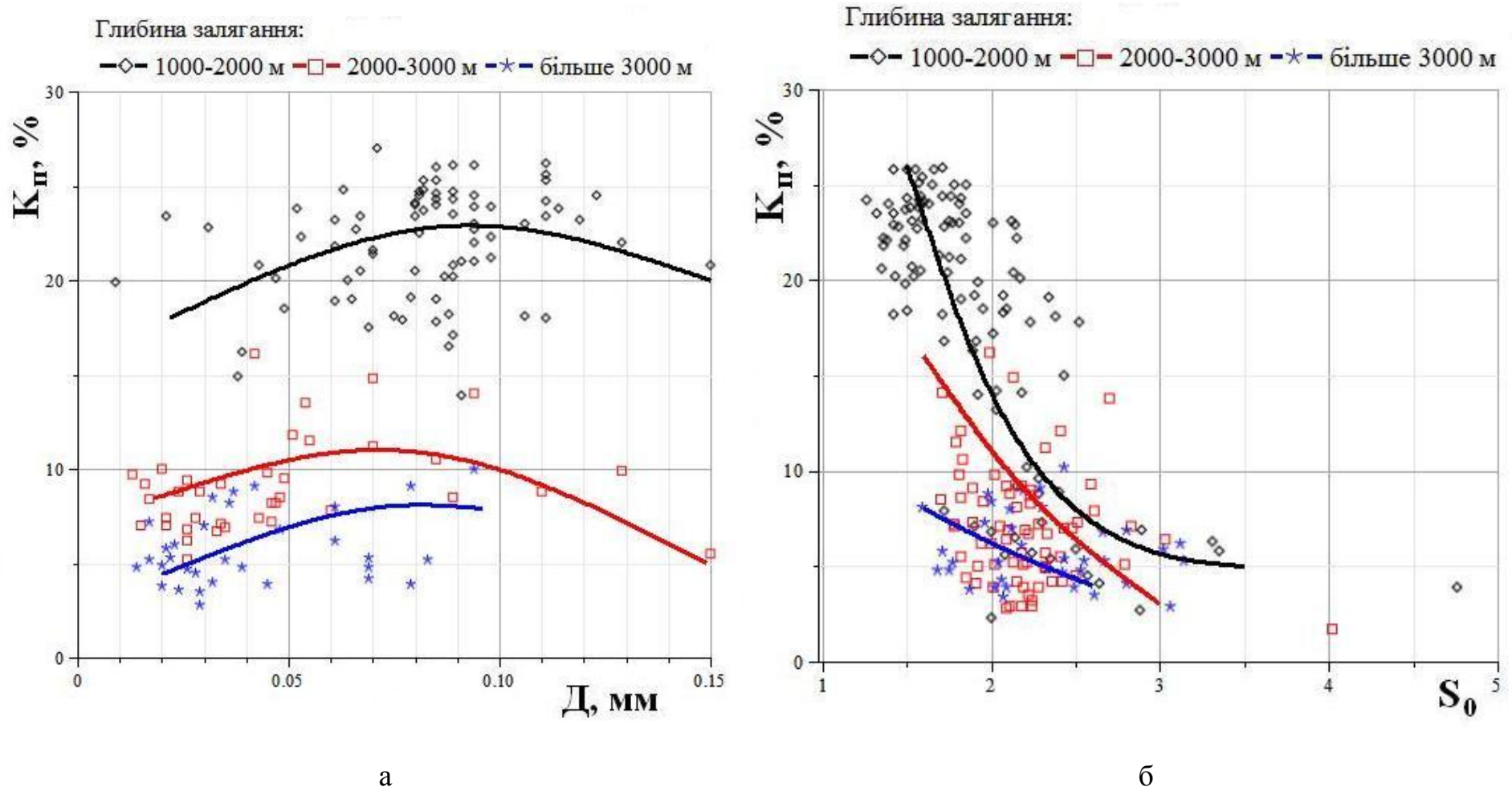
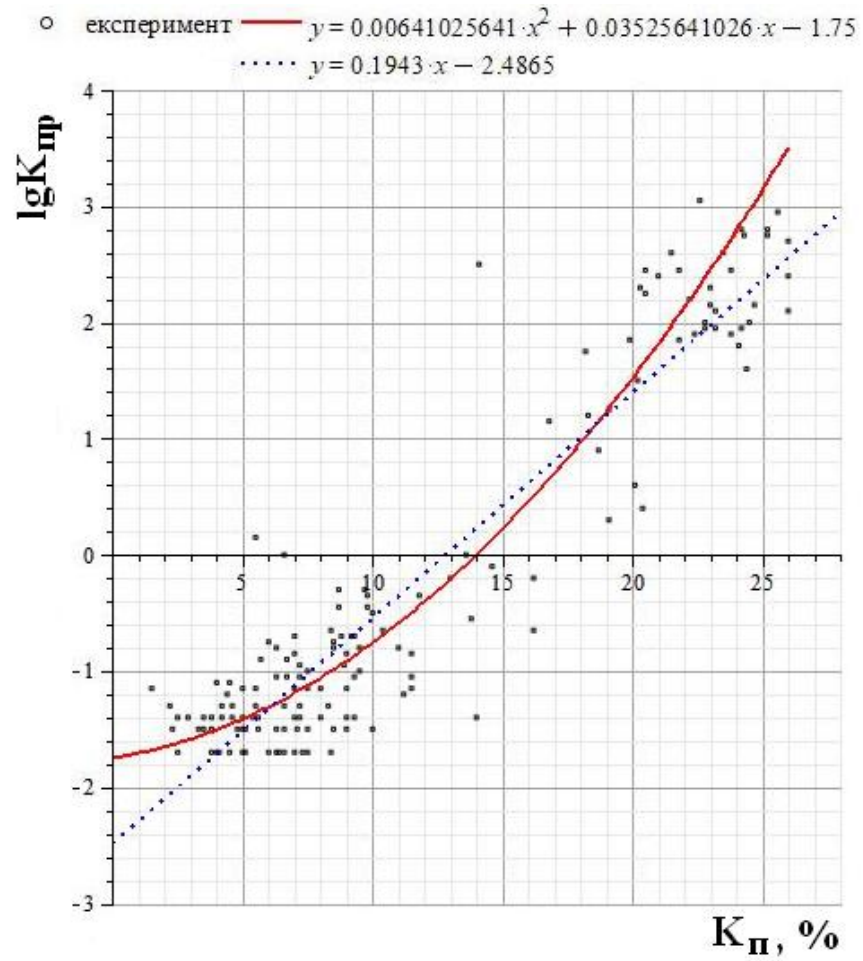
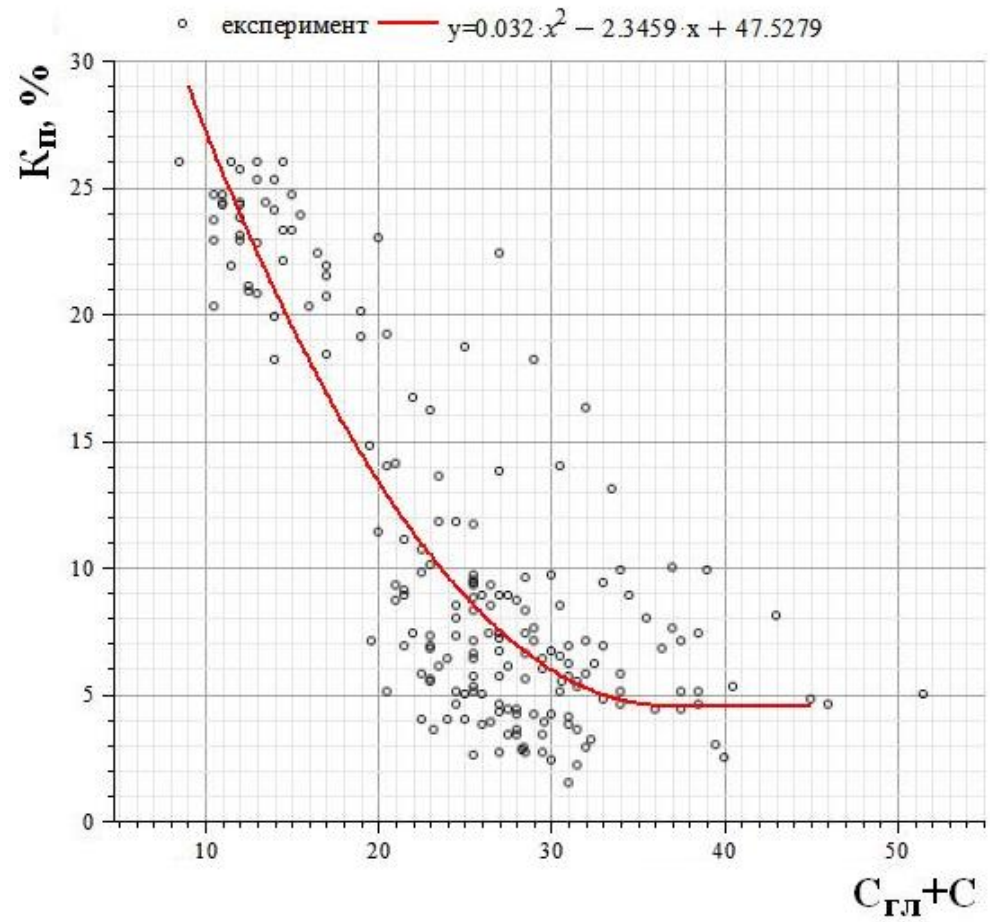


Рис. 2.1. Залежність пористості піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину від глибини залягання і

- а) медіанного радіусу кластичних зерен;  
 б) відсортованості кластичних зерен.



а



б

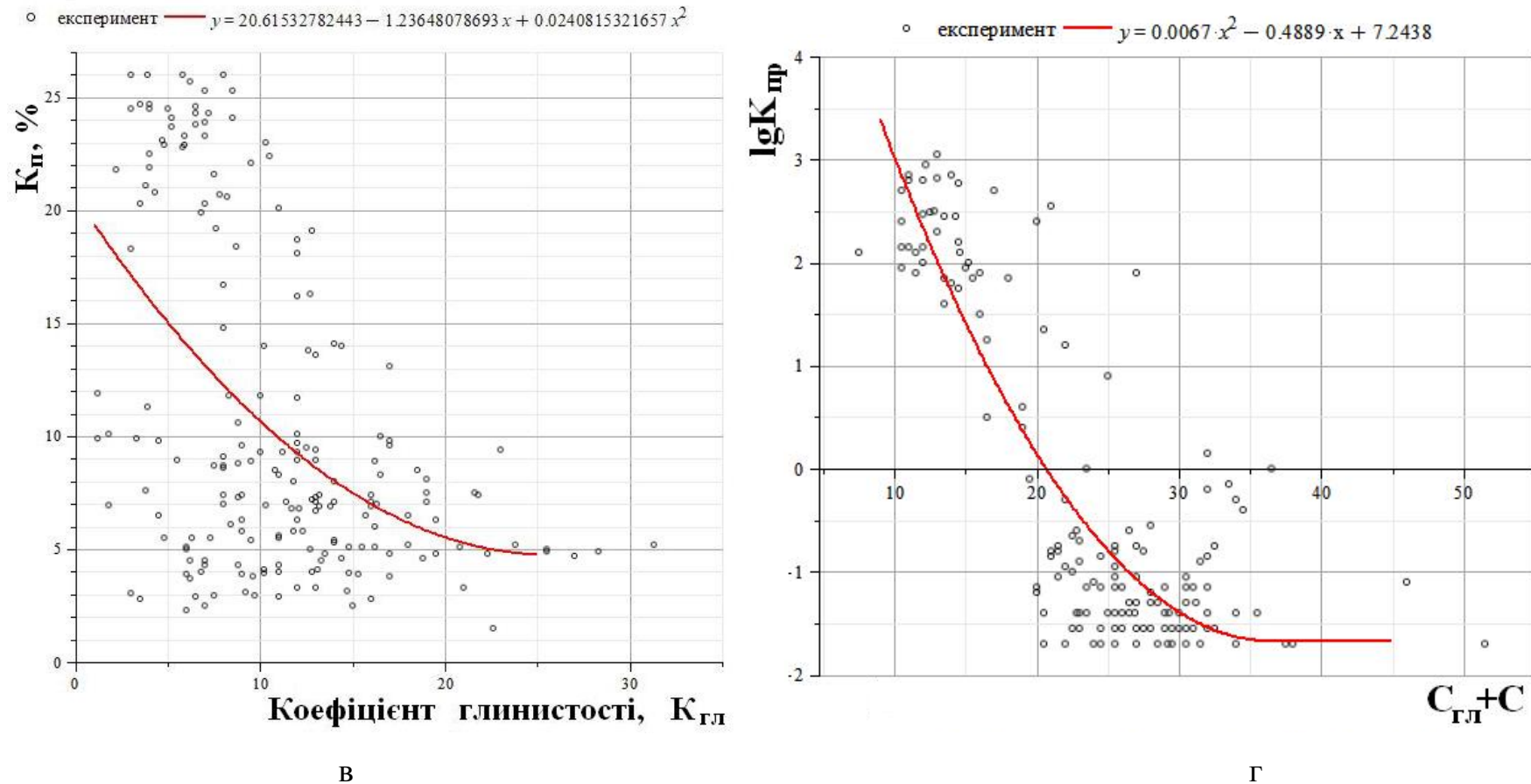
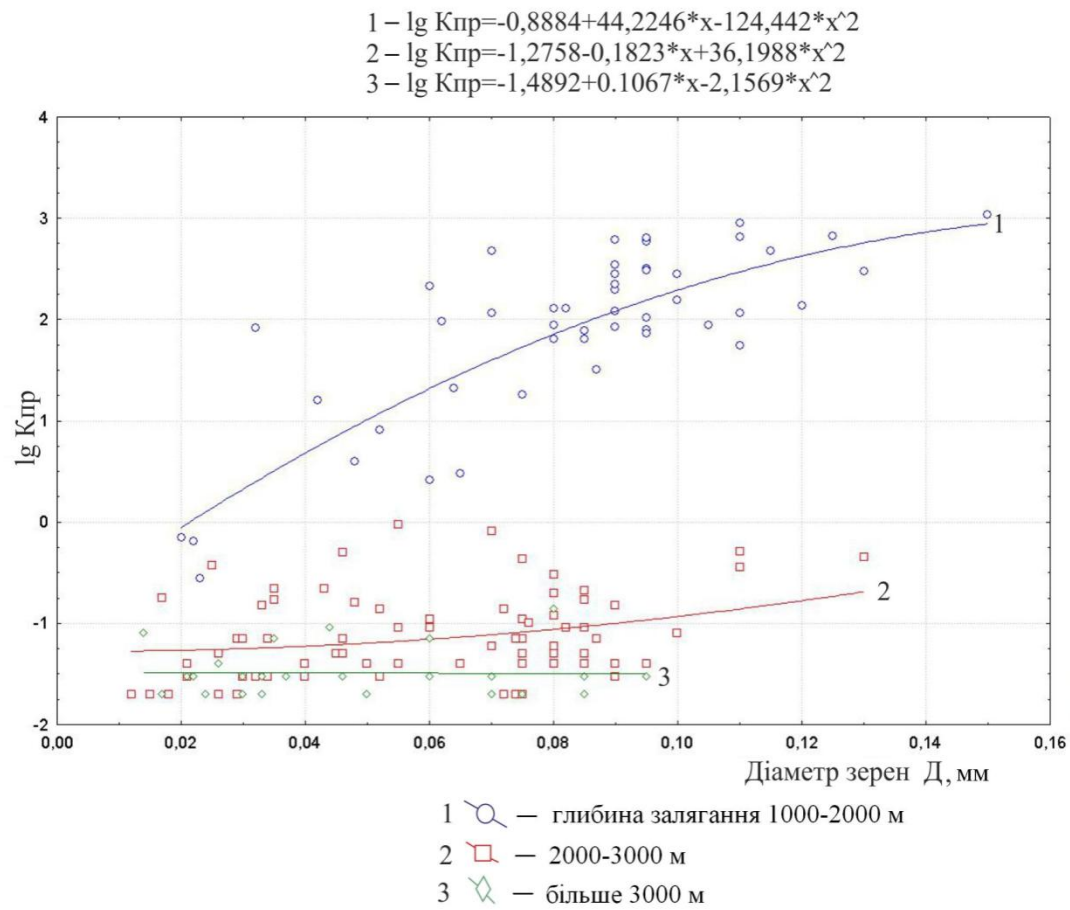


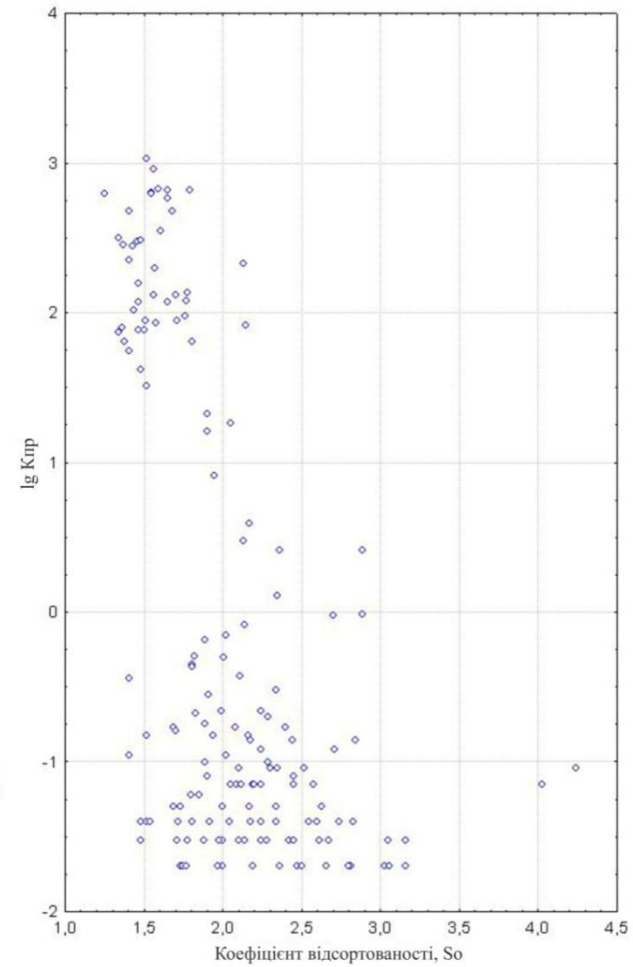
Рис. 2.2. Залежності петрофізичних і гранулометричних параметрів піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину:

- а – проникності від пористості;
- б – пористості від глинистості і карбонатності;
- в – пористості від коефіцієнта глинистості;
- г – проникності від глинистості і карбонатності.





а



б

Рис. 2.3. Залежність коефіцієнта проникності від:

а – діаметра зерен;

б – коефіцієнта відсортованості.

Таблиця 2.1

**Кореляційна матриця петрофізичних і гранулометричних параметрів**

	H, км	C, %	C <sub>гл</sub> +C	K <sub>п</sub> , %	lgK <sub>пр</sub>	Густина	K <sub>гл</sub>	D <sub>зер</sub>	S	S <sub>0</sub>
H, км	1	0,29	0,59	-0,74	-0,77	0,75	0,55	-0,29	-0,06	0,42
C, %		1	0,63	-0,66	-0,60	0,63	-0,05	-0,13	0,01	0,10
C <sub>гл</sub> +C			1	-0,75	-0,77	0,74	0,74	-0,36	0,09	0,50
K <sub>п</sub> , %				1	0,94	-0,95	-0,46	0,28	0,12	-0,45
lgK <sub>пр</sub>					1	-0,92	-0,53	0,30	0,1	-0,4
Густина						1	0,46	-0,30	-0,09	0,42
K <sub>гл</sub>							1	-0,34	0,07	0,58
D <sub>зер</sub>								1	-0,07	-0,21
S									1	-0,45
S <sub>0</sub>										1

Результати дослідження впливу гранулометричного складу на ємнісно-фільтраційні параметри палеогенових відкладів Передкарпатського прогину і теригенних порід девону Волино-Подільської плити аналізувалися в публікаціях [132]. Найтісніший зв'язок коефіцієнта пористості з коефіцієнтом відсортваності і медіанним діаметром зерен спостерігається для менілітових відкладів Передкарпатського прогину. Так, коефіцієнт кореляції між параметрами K<sub>п</sub> і S<sub>0</sub> для пісковиків Долинської і Тянівської площ становить -0,87, а між K<sub>п</sub> і D -0,76. Так само на ємність порід впливає фактор цементації. Коефіцієнт кореляції між пористістю та вмістом карбонатного цементу і глинистої фракції становить -0,75 і -0,74 відповідно. Для піщаних порід девону Волино-Подільської плити зв'язок пористості з параметрами гранулометричного складу виражений слабше.

На коефіцієнт водопроникності значно впливає хімічний склад води і твердої фази породи, який визначає товщину плівки зв'язаної води. Якщо в дифузних порах переважають іони натрію, то породи містять багато зв'язаної

води і водопроникність мінімальна. При кальцієвих дифузних шарах набухання глинистої фракції менше, і тому проникність більша.

Характер впливу медіанного діаметра зерен найчіткіше проявляється для піщано-глинистих порід сармату Передкарпатського прогину, які залягають на малих глибинах.

Зв'язок проникності з медіанним діаметром нелінійний. Для порід, які перебувають в зоні початкового катагенезу (до глибини 2200 м), залежність коефіцієнта проникності від величини медіанного діаметра апроксимується рівнянням:

$$\lg(K_{\text{пр}}) = 21,663 D + 0,069 \quad r = 0,67$$

Швидкість зростання проникності зі збільшенням медіанного діаметра неоднакова. Це пов'язано з ідентичним зростанням пористості з різною формою і звивистістю порових каналів, мінеральним складом цементного матеріалу. Зі збільшенням глибини такий зв'язок слабшає. Більшою мірою на проникність піщано-алевритових порід впливає сортування кластичних зерен. Коефіцієнт проникності різко зменшується з погіршенням ступеня відсортованості зерен породи. Зв'язок проникності порід з коефіцієнтом асиметрії практично відсутній.

Результати спільного аналізу даних ФЄВ і гранулометрії свідчать, що на проникність більшою мірою впливає діаметр кластичних зерен, а на пористість – їх сортування.

## **2.5 Характер впливу глибини відкладів Передкарпатського прогину на коефіцієнт пористості**

На невеликих глибинах коефіцієнт кореляції між пористістю порід-колекторів та глибиною є невеликим. Це підтверджують практично всі дослідники. Але із зростанням глибини коефіцієнт кореляції, а як наслідок, і взаємозв'язок між цими величинами стає тіснішим.

Велика кількість вчених присвятила свої праці дослідженню зміни відкритої пористості з глибиною. Узагальнивши опублікований матеріал,

Т.В. Здерка [133] графічно показав зміни пористості від глибини залягання для осадових порід різних нафтогазоносних басейнів світу (рис. 2.4). Він виявив, що криві відображають зміну ємнісних властивостей відкладів з різним літологічним і мінералогічним складом.

Буріння свердловини 1-Шевченково та 1-Луки ознаменували початок пошуків глибоко занурених вуглеводневих покладів к українській частині Передкарпатського прогину. Під час буріння свердловини 1-Шевченково на глибині близько 7000 м спостерігались інтенсивні нафтогазопрояви з пісковиків спаської світи нижньої крейди. Промислові припливи нафти на глибинах понад 5 км одержали із свердловин 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Північна Завода (5704-5797 м), 17-Семигинів (5200-5245 м), 5-Рожнятів (5114-5300 м) тощо. У керні цієї свердловини, піднятому з глибини понад 7000 м у щільних пісковиках спостерігались мікротріщини, які були заповнені вуглеводневими компонентами [134]. Це свідчить про значну роль мікротріщинуватості глибокозанурених порід-колекторів не тільки у формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей, але й характеру нафтонасиченості.

Наявність на великих глибинах порід-колекторів вказує на те, що породи нижньоменілітової та вигодської світ палеогену Передкарпатського прогину [134] мають добрі ємнісні властивості (IV-V класи колекторів за В.А. Ханіним [135]).

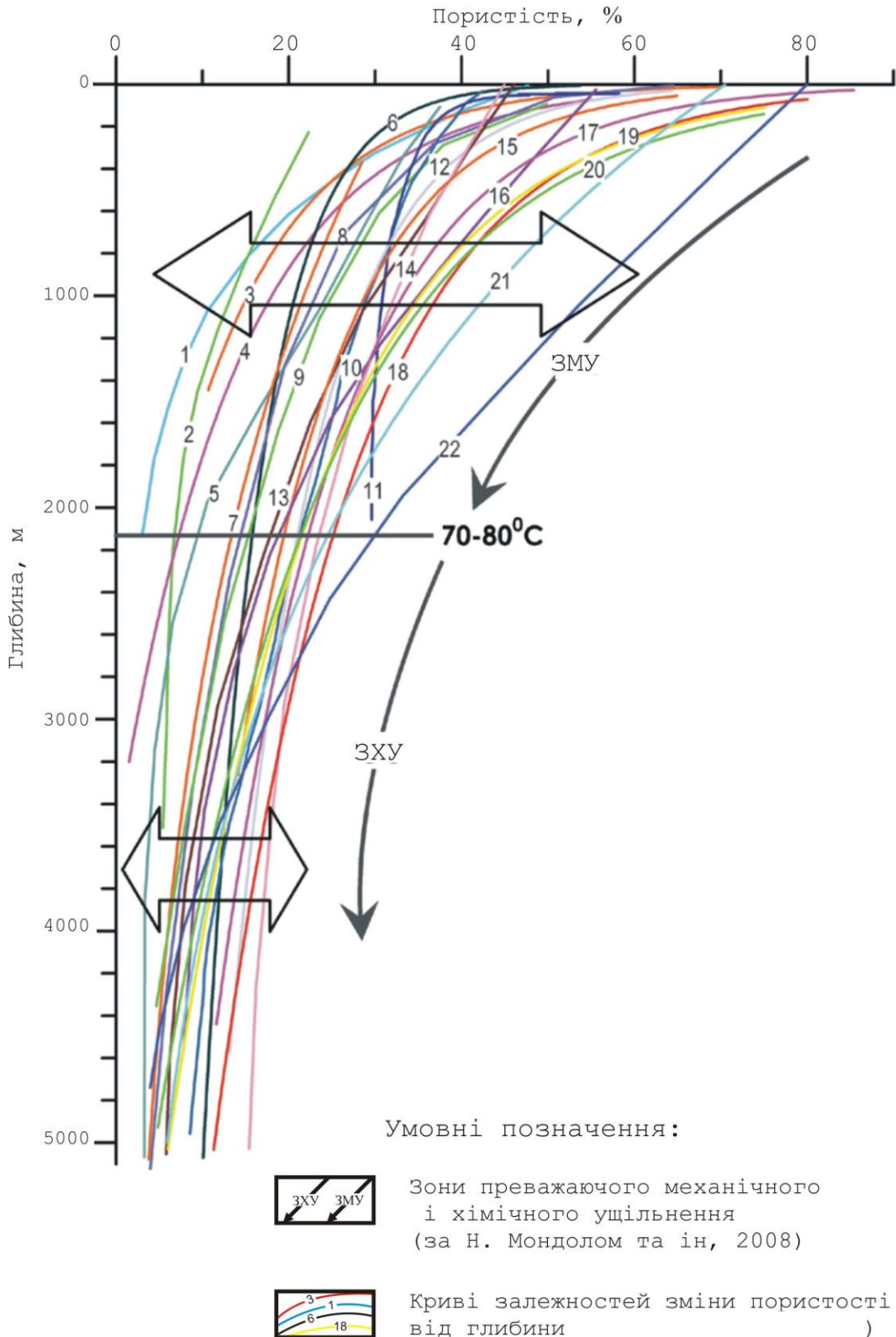


Рис. 2.4. Зміна пористості з глибиною для осадових порід різних нафтогазоносних басейнів світу [134].

Закономірність зменшення пористості і проникності з глибиною характерна для всіх нафтогазоносних провінцій України [136, 137]. Результати узагальнення і статистичної обробки колекторських параметрів встановлено,

що коефіцієнти кореляції між коефіцієнтом пористості і глибиною залягання піщано-алевритових порід для Зовнішньої і Внутрішньої зон Передкарпатського прогину рівні відповідно  $-0,67$  і  $-0,54$ . Коефіцієнти кореляції між проникністю і глибиною для зон Передкарпатського прогину рівні відповідно  $-0,74$  і  $-0,51$ . Найчіткіше закономірність зміни пористості і проникності з глибиною виражена для порід неогену, які літифіковані до стадії МК-3 і зазнали незначних катагенетичних перетворень [138]. В девонських відкладах, які знаходяться на стадії глибинного катагенезу, залежності колекторських параметрів порід-колекторів від глибини залягання не спостерігається.

Основними процесами пониження колекторських властивостей на стадії глибинного катагенезу є структурні перетворення, які відбуваються з неоднаковою інтенсивністю у колекторах різного мінерального складу. Пісковики з підвищеним вмістом глинистого матеріалу поступово втрачають ефективну пористість і проникність.

## **2.6 Дослідження впливу пластового тиску порід на їх тріщинуватість**

В даний час надзвичайно гостро постало питання вивчення та пошуку причин умов утворення скупчення вуглеводнів у тих чи інших умовах задля успішного допошукування і довивчення вже існуючих родовищ та успішних пошуків та розвідки нових родовищ нафти і газу. З цією метою потрібно детальніше звернути увагу на вивчення причин міграції нафти і газу, особливо латеральної, оскільки вертикальна міграція піддалась більш детальному вивченню у багатьох наукових працях. Але не є секретом, що на формування скупчень нафти і газу та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів значний вплив має пластовий тиск. Задля кращого розуміння дальності переміщень та утворення тріщинуватості у колекторах потрібно визначити величину пластового тиску, який дозволить переміститись вуглеводням всередині пласта, тобто внутрішня міграція, та не менш важливим питанням є дослідження

значень пластового тиску, який б дозволив вуглеводням переміщуватись поміж пластами, іншими словами між пластова міграція. Знаючи значення пластових тисків, можна передбачати напрямок міграції та в подальшому визначати приблизну відстань переміщень. Тобто передбачати місця скупчень нафти і газу, що надзвичайно є важливим питанням для вирішення проблем нафтогазового стану нашої держави. Не варто забувати і про вплив пластового тиску на колекторські властивості порід-колекторів. До таких властивостей відносять пористість і проникність. Але тріщинуватість порід, яка є також шляхами міграції вуглеводнів та часом і місцями їх скупчення, часто недооцінюється. Саме вивченню тріщинуватості та її взаємозв'язку зі пластовим тиском і присвячено даний підрозділ. Адже високі фільтраційно-ємнісні властивості, до яких відносять і тріщинуватість порід, є запорукою переміщення, накопичення та формування скупчень нафти і газу.

При формуванні порід-колекторів у розрізах осадових товщ нафтогазоносних провінцій світу важливу роль відіграють геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на їх деформацію та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості. Характерною особливістю поширення по площі великих родовищ є їх приуроченість до тектонічних вузлів, особливо до зон перетину розломів. Зокрема, вивчення просторового розміщення запасів нафти і газу в Передкарпатському прогині показало, що їх максимальні концентрації приурочені до площ, прилеглих до трьох найбільших тектонічних вузлів, з якими пов'язані Долинське, Битків-Бабченське і Бориславське родовища [139-142].

Зміни колекторських властивостей, в основному, пов'язані з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону, в результаті чого властивостей 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.

Фізичні процеси, що протікають у різних товщах, проявляються як зміною форми залягання, так і властивостями порід.

Аналіз результатів досліджень радіальної фільтрації дозволяє оцінити проникність породи залежно від її величини, характеру і типу напруженого стану за рахунок зміни структури та розмірів мікротріщин.

Куровцем С.С. [143] проведено експериментальні дослідження на зразках керн 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 результати (рис. 2.5) дозволяють оцінити вплив напружень розтягу на проникність зразка породи. Порівняння результатів дослідів на фільтрацію в породах із «гранулярними» порами і розвиненою тріщинуватістю показало, що для породи першого типу (пісковик) результати дослідів мають повністю зворотний характер до тих пір, поки в зразку не починали розвиватися деформації розтягування, які призводили до його руйнування (зразки 1, 2, 3).

Зразки 4 і 5 представлені шаруватими породами, в яких чергуються прошарки різнозернистих алевритів потужністю 0,5-1 мм, з великою кількістю тонких тріщин і макротріщин, паралельних до нашарування. Із збільшенням напружень розтягу проникність швидко збільшувалася до тих пір, поки не відбувався розрив зразка.

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 зникають, що відображає відповідність результатів експерименту і результатів промислових досліджень свердловин і в обох випадках вказує на наявність тріщин у поровому середовищі.

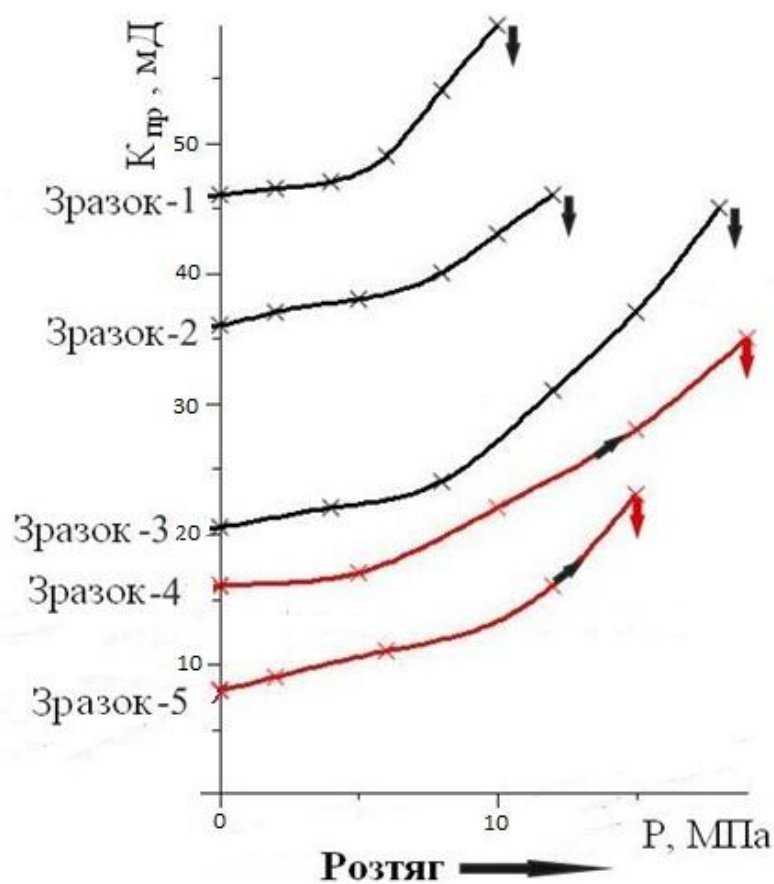


Рис. 2.5. Результати досліджень зразків порід з різним типом порового простору на радіальну фільтрацію.

Автором [143] були проведені експериментальні дослідження проникності зразків в різному напруженому стані. В результаті був виявлений процес збільшення мікротріщинуватості породи від навантаження до появи на випробовуваному зразку зовнішніх ознак руйнування на основі відповідних змін проникності (рис. 2.6). На кривих проникність-напруження чітко

фіксується границя величини навантаження, після якого починався розвиток мікротріщин. У даному випадку величина критичного напруження не перевищувала 20-25 % руйнівного. Спочатку проходить ущільнення породи, а після досягнення відповідного навантаження для даної породи розвивається мікротріщини, за рахунок яких збільшується проникність і відбувається доти поки навантаження не досягне руйнівного ( $K$  – проникність при нормальних умовах;  $K_i$  – проникність при відповідному навантаженні).

Таким чином, при збільшенні порового тиску рідина, яка насичує породу, зменшує її міцність, при цьому зростає деформаційне розуцільнення. Воно пов'язане з мікро-тріщиноутворенням, особливо за аномально високого пластового тиску, а напруження, які забезпечують такий процес, згідно з нашими дослідженнями, набагато менші від параметрів міцності повітряносухих порід аналогічного складу.

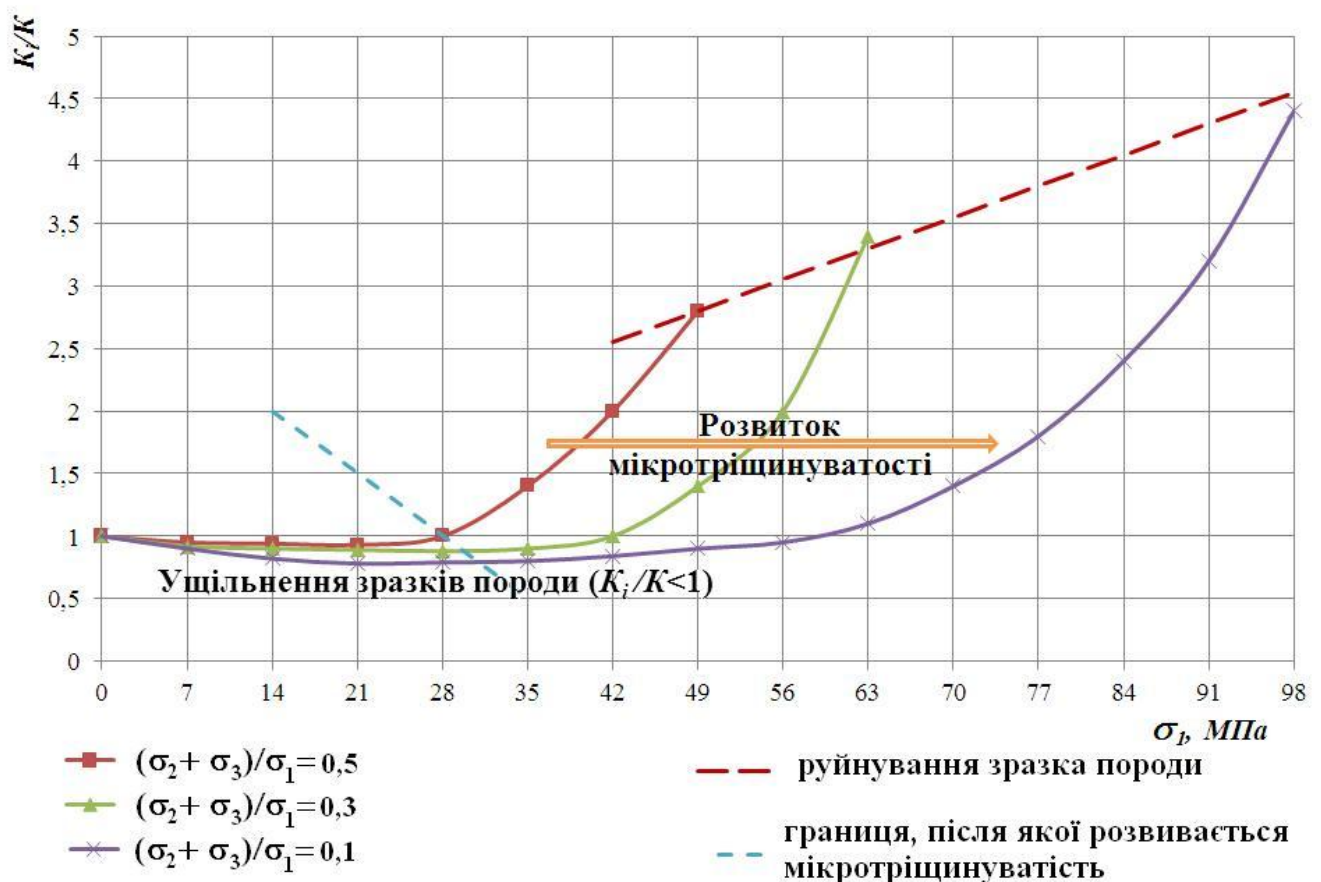


Рис. 2.6. Вплив складного напруженого стану ( $\sigma_1 > (\sigma_2 = \sigma_3)$ ) на характер зміни порового простору в зразку породи [143].

Для утворення колектора в щільних породах необхідні достатня кількість рідини та відповідний тиск, що можливо в шаруватих породах з чергуванням щільних і глинистих прошарків. При збільшенні тиску глинисті породи є постачальниками води, яка в щільних прошарках зменшує їх міцність та викликає розущільнення. За таких умов повинно втримуватись 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 розущільнення 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 відклади менілітового віку, продуктивні товщі яких представлені в основному перешаруванням малопотужних зцементованих піщаників, аргілітів або інших малопроникних шарів, складених алеврито-пісковими 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. Також виявлено, що в свердловинах, де експлуатують породи еоценових відкладів, обводненість зростає швидше, ніж у свердловинах, які розробляють поклади олігоценових відкладів.

Продуктивна товща еоценових відкладів вміщує декілька покладів. Так, в еоценових відкладах Долинського родовища виділені та розробляються окремими сітками свердловин бистрицький, вигодський і манявський поклади. На основі вивчення геологічної будови та фактичних матеріалів розробки покладів доведено існування взаємозв'язку між вигодським і манявським покладами. Відповідність початкових тисків манявського і поточного

пластового тиску вигодського покладів пояснюється відбором нафти із свердловин, пробурених на вигодський поклад.

На гідродинамічний зв'язок між вигодським і бистрицьким покладами та наявність міжпластових перетоків між ними вказують дані випробування і дослідження свердловин 234, 250, 625, 229, 300 та інших, які експлуатують бистрицький поклад. Незважаючи на те, що всі свердловини знаходяться в склепінній частині покладу, де відсутні напорні пластові води, обводненість видобутої з них продукції становить 10–17 %. Початкові пластові тиски відповідали поточним пластовим тискам вигодського покладу, а газовий фактор був у межах 150—180 м<sup>3</sup>/т, що відповідало кількості розчиненого газу при поточному пластовому тиску. Аналогічні газові фактори одержано також на сусідніх свердловинах Вигодського покладу.

Фактичні дані підтверджують гідродинамічний зв'язок між покладами, не зважаючи на присутність глинистих прошарків, які не впливають на характеристику товщі в цілому. Отже, колектори мають безпосередній зв'язок з ВНК за допомогою тріщин.

Більшість дослідників [144-147] характер і темпи обводнення пов'язують з будовою і властивостями продуктивної товщі – однорідністю літологічного складу пластів, їх кількістю, потужністю, присутністю шарів з пониженими колекторськими параметрами (іноді непроникними), структурними та геометричними параметрами родовища, покладу, наявністю та характером перехідної зони.

Вторинна порожнистість (тріщини, каверни) при низькому її значенні порівняно із значенням первинної порожнистості (пористості) практично не впливає на величину насиченості вуглеводнями одиниці об'єму пласта. У будь-якому випадку можна вважати, що тріщина на 100 % насичена відповідними флюїдами: водою у водяній зоні, нафтою в нафтовій і т. д. Таким чином, уздовж напрямку руху витискувальний агент прагне переміститися по тріщинах з більшою швидкістю, ніж по матриці блоків, що спричиняє високу неоднорідність у насиченості флюїдами. З іншого боку, безперервне

проникнення витискувальної рідини з тріщини в блоки призводить до зменшення різниці в швидкостях руху витискувального агента в обох середовищах: тріщинах і пористих блоках. Тріщини забезпечують перенесення вуглеводнів з матриці до свердловин. Лійка зміни тиску навколо видобувної свердловини (лійка депресії) в тріщинних колекторах дуже мала, оскільки висока проникність тріщин дозволяє отримувати високі дебіти при незначних депресіях. Для перебігу нафти по тріщинах достатні малі градієнти тиску, але вони настільки малі, що не в змозі управляти процесами обміну рідин між матрицею і тріщинами.

Основним механізмом нафти з тріщинуватих порід-колекторів є капілярне просякання [148]. Внаслідок великої різниці між проникністю матриці і тріщин вода спочатку надходить у тріщини, а тоді вбирається матрицею. У тріщинуватих породах-колекторах блоки матриці можуть обмінюватися рідинами тільки через прилеглі до них тріщини. Отже, внаслідок того, що продуктивна товща в менілітових відкладах немає безпосереднього зв'язку за допомогою тріщин, а в еоценових відкладах такий зв'язок наявний, то в других завжди є імовірність прориву води через тріщини і цей процес важко передбачувати [149].

## **Висновки до розділу 2.**

Таким чином, основними геологічними чинниками, які визначають колекторські параметри теригенних порід, є їхній мінеральний склад і структурно-текстурні особливості та термобаричні фактори. Мінеральний склад породотвірних мінералів, форма, розмір уламкових зерен і пор, їх взаємне розміщення, тип флюїду і термодинамічний стан визначають ємнісно-фільтраційні властивості теригенних порід. Кращі колекторські властивості мають пісковики, складені більш крупними і відсортованими зернами. Збільшення вмісту глинистого і карбонатного матеріалу різко погіршує ємнісно-фільтраційні властивості колекторів. Ущільнення і вторинні процеси

(скременіння, кальцитоутворення, піритизація) негативно впливають на колекторські властивості порід, понижують їхню пористість і проникність. Збереженню ємнісно-фільтраційних властивостей порід на великих глибинах сприяють присутність флюїдів і надгідростатичні пластові тиски. В зонах надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) породи розуцільнені 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 Кп продуктивних колекторів рівне 20,8 %, а поза її межами водоносних колекторів – 12,3 %. Відсутність відмінності між колекторськими властивостями водо- і нафтогазонасичених порід може свідчити про або різку зміну структурно-літологічних особливостей відкладів по площі, або порівняно недавнє формування родовища.

Саме виявлення таких високотріщинуватих зон, так званих зон розуцільнення в межах локальних об'єктів може підвищити ефективність геологорозвідувального буріння. Такі об'єкти є більш привабливими з точки зору прогнозування нафтогазонасиченості надр, а врахування існування відкритих тріщин дає змогу з більшою ефективністю прогнозувати нафто- і газоперспективність тієї чи іншої структури.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

#### 3.1. Методика досліджень механічних властивостей гірських порід

Для оцінки напружено-деформованого стану необхідною передумовою є знання механічних властивостей даних порід. У першу чергу, це значення модуля пружності, границі міцності і пружності. Тому першим етапом розроблення працездатної моделі утворення тріщин у породах-колекторах є оцінка модуля пружності, границі міцності і пружності в даних породах [150].

Для цього досліджено механічні властивості гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Було досліджено близько 600 зразків керну. Для досліджень відбирали зразки гірських порід, керуючись такими чинниками як стратиграфія, літологія і глибина залягання [151-155].

Властивості гірських порід залежать від генезису (магматичні, осадові, метаморфічні) і від геологічних процесів, що відбуваються після їхнього утворення.

Механічні властивості гірських порід є різновидом фізичних властивостей і проявляються лише під дією механічних сил. Вони виражаються у здатності гірських порід чинити опір деформуванню і руйнуванню. Сюди відносять: міцність, динамічну міцність, твердість, пружність, крихкість, пластичність тощо.

Вивчення фізико-механічних властивостей гірських порід необхідно для:

- вибору способу буріння і типу породоруйнівного інструменту;
- розробки раціональної технології бурінні та кріплення стінок свердловини;

– розширення геологічної вивченості району робіт тощо.

Основні фізико-механічні властивості порід визначаються комплексом геологічних ознак: мінералогічним складом, структурою, текстурою і залежать від властивостей основної мінеральної речовини, величини зерен, складу і властивостей мінерального цементу, пористості, тріщинуватості тощо.

Раціональне і коректне застосування даних про механічні властивості порід можливе лише при умові, якщо ці дані були отриманні в процесі моделювання процесів, які відбуваються з породою в природі. При бурінні основним актом, в результаті якого відбувається руйнування породи, являється вдавнення.

Вперше метод втискування для оцінки опору гірських порід руйнуванню при бурінні запропонував Є.Ф. Епштейн [156]. За цією методикою в зразок породи втискувався різець формою двостороннього клина з кутом при вершині  $60^\circ$ . Однак, як показала практика, цей метод можна застосовувати лише для сильно пластичних порід. Запропоновані іншими дослідниками методики також не знайшли широкого застосування.

Шрейнер Л.А., аналізуючи методи, запропоновані для вимірювання опору гірських порід втискуванню, і методи визначення твердості втискуванням прийшов до висновку про необхідність принципово змінити спосіб вимірювання [157].

Суть висновків Шрейнера Л.А. зводиться до наступного. Якщо для визначення твердості пластичних тіл (зокрема, металів) задається навантаження, а вимірюється площа або глибина відбитку під індентором, отриманого при втискуванні, то для гірських порід, які в тій чи іншій мірі є крихкими тілами, слід задаватися площею контакту, а вимірювати навантаження на індентор в момент руйнування. Найзручнішою геометричною формою індентора є циліндричний штамп з плоскою основою, оскільки площа контакту залишається постійною за увесь час втискування.



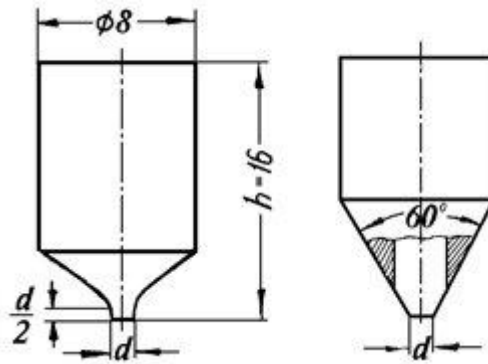


Рис. 3.1. Циліндричні штампи:

а – для м'яких і середніх порід; б – для твердих порід.

Метод втискування штампа дає змогу не тільки визначати твердість гірських порід, але й оцінювати їх пружні і пластичні властивості.

Визначення механічних властивостей проводилось на зразках порід (керну), які були добуті на різних глибинах. Підготовка керну для досліджень відбувалась за допомогою двох установок: установки для нарізки керну і установка для шліфування керну. Дослідження проводились на установці УМГП-3. В якості індикаторів використовувались як сталені, так і твердосплавні штампи діаметром від 1,5 до 2,0 мм.

На рис. 3.2 наведені діаграми руйнування гірських порід, отримані на приладі УМГП-3.

На діаграмі (рис. 3.2, б) ділянка ОА відповідає пружній деформації, АВ – пластичній. У точці В настає крихке руйнування.

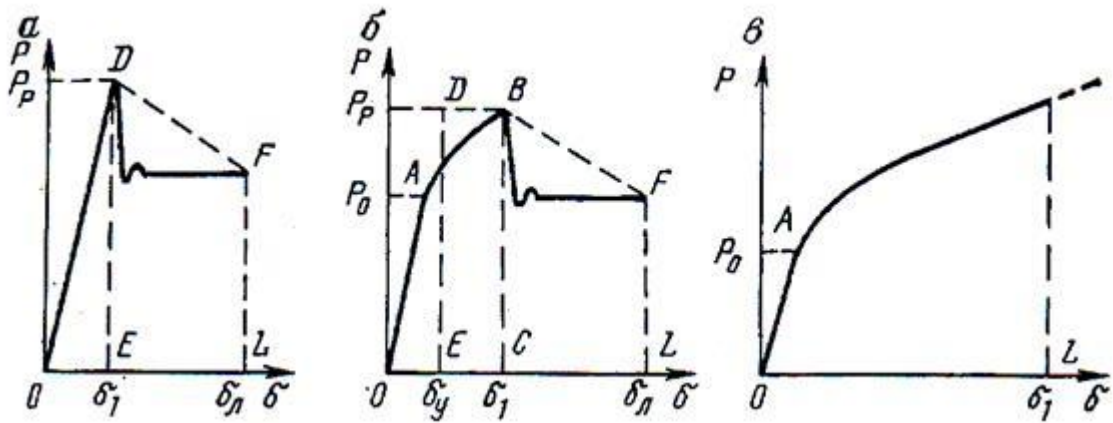


Рис. 3.2. Діаграми руйнування гірських порід (за Л.А. Шрейнером):

а – крихких; б – пластичнокрихких; в – високопластичних;

$P$  – зусилля на штамп;

$\delta$  – деформація зразка.

### 3.2. Пружність гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Більшість породоутворюючих мінералів є тілами пружно-крихкими, тобто вони підпорядковуються закону Гука і руйнуються, коли напруження досягає границі пружності. Гірські породи за характером залежності деформації від напружень при статичному навантаженні можна умовно розділити на три групи:

1. Пружнокрихкі, які підпорядковуються закону Гука;
2. Пружнопластичні, руйнуванню яких передують пластична деформація;
3. Високопластичні і дуже пористі породи, пружна деформація яких незначна або практично дорівнює нулю.

**Границею пружності** умовно можна назвати найбільш контактне вдавлювання під штампом, при якому ще відсутні пластичні деформації або, згідно з рис.3.2, можна сказати, що це контактне вдавлювання в точці А, яка є границею переходу від суто пружних деформацій до змішаних пружно-

залишкових. Границя пружності  $p_0$  визначається як відношення навантаження  $P_0$  в точці переходу від чисто пружних деформацій до змішаних (точка А) до контактної площі штампу  $f_{шт}$ :

$$\sigma_{пр} = \frac{P_0}{f_{шт}} = \frac{P_0}{\pi \frac{d_{шт}^2}{4}},$$

де:  $\sigma_{пр}$  – границя пружності, МПа;

$P_0$  – навантаження на штамп, при якому починають утворюватися залишкові деформації, Н.

Нами проведено дослідження границі пружності гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину за наведеною методикою. При відборі зразків для подальших досліджень бралися до уваги вік порід, їх літологія і глибина залягання, оскільки саме ці параметри впливають на зміну механічних властивостей порід. Проведена статистична обробка результатів досліджень дала змогу побудувати гістограми розподілу границі пружності пісковиків для всіх світ, які наведено на рис. 3.3.

Визначені статистичні характеристики розподілу границі пружності наведено в табл. 3.1.

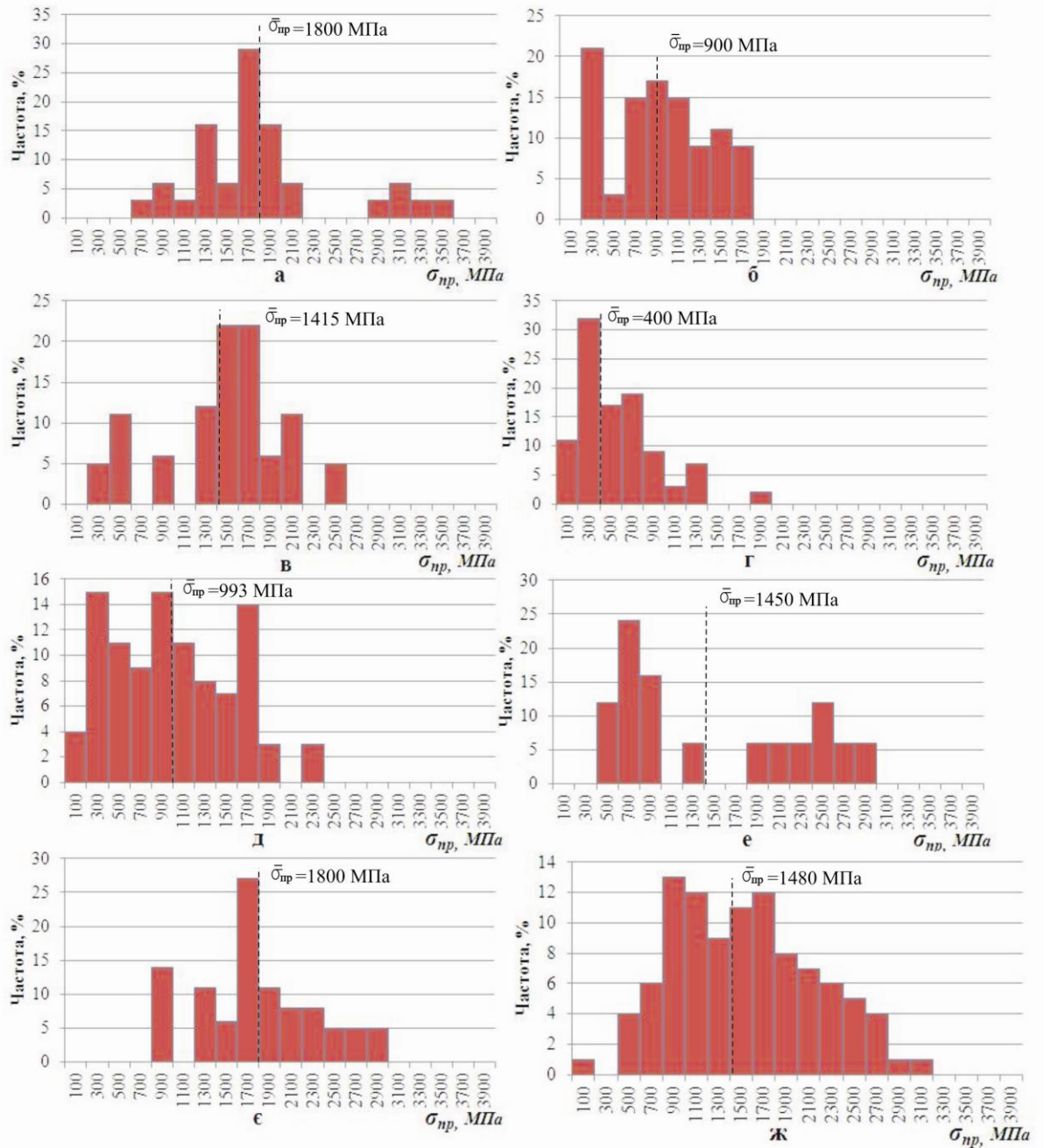


Рис. 3.3. Гістограми розподілу границі пружності пісковиків по світам:  
а – бистрицька; б – воротищенська; в – ямненська; г – поляницька;  
д – менілітова; е – вигодська; є – манявська; ж – стрийська.

Таблиця 3.1

**Значення статистичних характеристик границі пружності пісковиків  
Внутрішньої зони Передкарпатського прогину**

Світа	Середнє значення	Медіана	Станд. відхил.	Коеф. вар.	Асиметрія	Ексцес
Воротищенська, $N_{1vr}$	936	900	452,5	48,3	0,1	-1,1
Поляницька, $N_{1pl}$	568	500	379,5	66,8	1,2	1,7
Менілітова, $P_{3ml}$	996	900	561,7	56,4	0,3	-0,8
Бистрицька, $P_{2bs}$	1806	1700	671,8	37,2	1,0	0,7
Вигодська, $P_{2vg}$	1464	900	856,3	58,5	0,4	-1,5
Манявська, $P_{2mn}$	1784	1700	552,8	31,0	0,2	-0,5
Ямненська, $P_{1jm}$	1454	1500	563,4	38,8	-0,5	-0,2
Стрийська, $K_{2st}$	1528	1500	636,3	41,6	0,3	-0,6
Узагальнені по світам	1365	1300	773,4	56,7	0,3	-0,6

Узагальнену гістограму розподілу границі пружності пісковиків з апроксимованою кривою логнормального розподілу наведено на рис. 3.4.

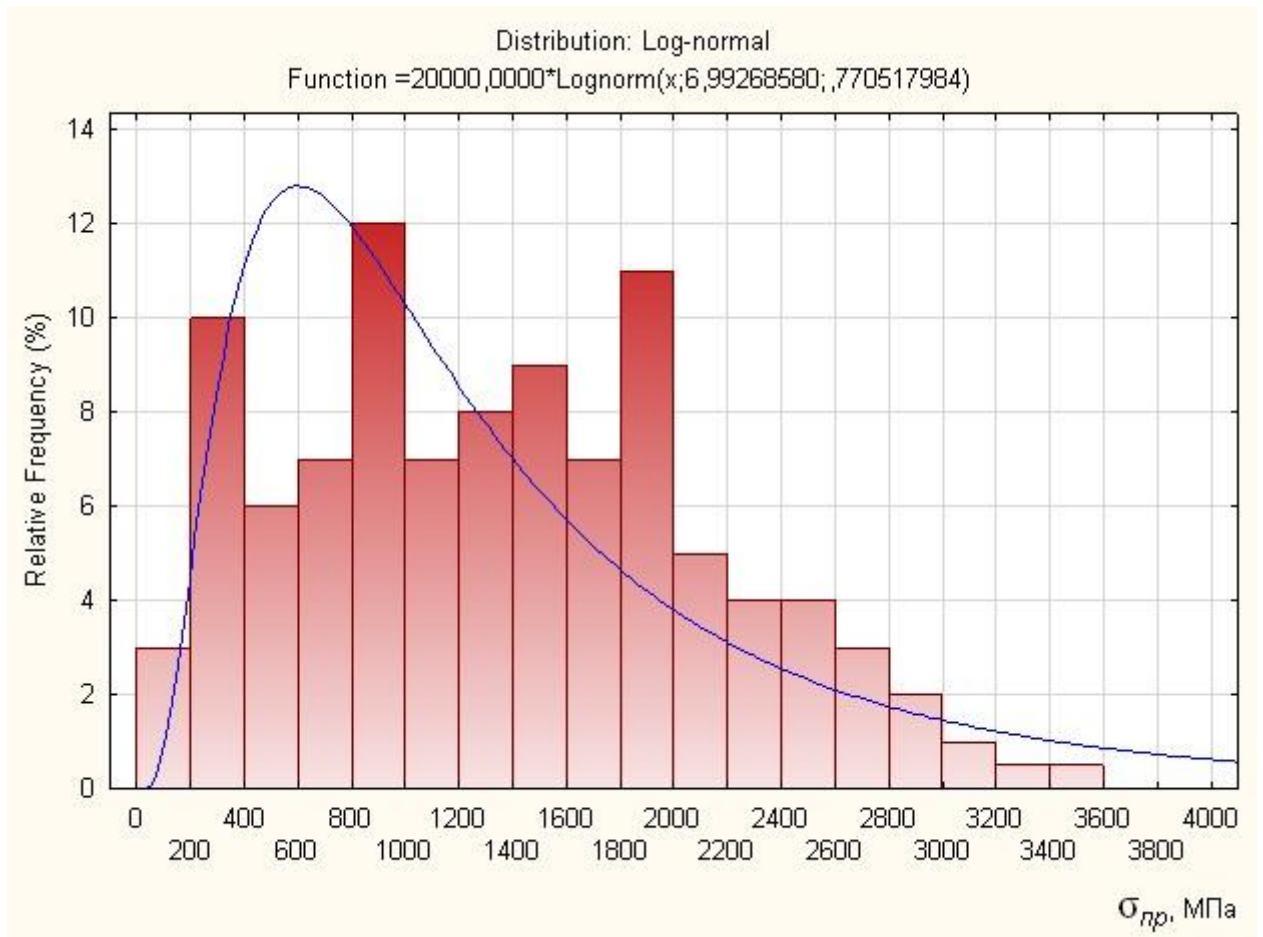


Рис. 3.4. Узагальнена гістограма розподілу границі пружності пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з апроксимацією логнормальним розподілом.

Узагальнені дані про границі пружності досліджуваних зразків для аргілітів, алевролітів і пісковиків наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

**Значення границь пружності гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину**

Світа	Аргіліти				Алевроліти				Пісковики			
	$\sigma_{\min}$	$\sigma_{\max}$	$\sigma^{\prime}$	$\sigma$	$\sigma_{\min}$	$\sigma_{\max}$	$\sigma^{\prime}$	$\sigma$	$\sigma_{\min}$	$\sigma_{\max}$	$\sigma^{\prime}$	$\sigma$
Ворогищенська, N <sub>1</sub> vr	94	939	200-400	287	73	939	400-600	590	214	1700	800-1000	940
Поляницька, N <sub>1</sub> pl	97	1480	200-400	345	136	1520	200-400	390	141	800	200-400	407
Менілітова, P <sub>3</sub> ml	115	1260	200-400	340	59	2020	200-400	490	152	2310	800-1000	993
Бистрицька, P <sub>2</sub> bs	109	3230	200-400	511	177	1240	400-600	490	758	3490	1600-2000	1800
Вигодська, P <sub>2</sub> vg	362	1540	600-800	586	144	2320	-	1232	548	2950	600-1000	1450
Манявська, P <sub>2</sub> mn	106	2240	200-600	627	178	2820	200-600	102	842	2820	1600-1800	1800
Ямненська, P <sub>1</sub> jm	168	389	200-400	250	-	-	-	-	361	2480	1400-1800	1415
Стрийська, K <sub>2</sub> st	128	2060	200-600	660	102	2360	400-600	780	173	3080	800-1200	1480
Усереднене значення	94	3230	200-400	450	73	2820	200-400	713	141	3490	800-1000	1280

Примітки:

$\sigma_{\min}$  – мінімальне значення границі пружності, МПа;

$\sigma_{\max}$  – максимальне значення границі пружності, МПа;

$\sigma^{\prime}$  – значення границі пружності, яке найчастіше зустрічається, МПа;

$\sigma$  – усереднене значення границі пружності, МПа.

**Модулем пружності** називається коефіцієнт пропорційності між нормальним напруженням в породі і відповідною йому відносною деформацією.

Модуль пружності для більшості гірських порід коливається від  $0,03 \cdot 10^4$  до  $1,7 \cdot 10^5$  МПа. Його величина залежить від мінералогічного складу, пористості породи, а також від виду деформації і величини прикладеного навантаження.

Із збільшенням пористості модуль пружності гірських порід зменшується. При розтягуванні модуль пружності зменшується із збільшенням навантаження, при стискуванні – навпаки. Модуль пружності більшості осадових гірських порід менший від модуля пружності відповідних породоутворюючих мінералів.

На модуль пружності гірських порід впливає і їх текстура. Як правило, в породах з явно вираженою шаруватістю або сланцюватістю модуль пружності у напрямку шаруватості більший, ніж в напрямку, перпендикулярному шаруватості, а іноді спостерігається і зворотне явище.

Модуль пружності визначається по формулі:

$$E = \frac{P \cdot (1 - \mu^2)}{d_{шт} \varphi_y}$$

де:  $E$  – модуль пружності, МПа;

$\varphi_y$  — пружна деформація в будь-якій точці кривої деформації на відрізку  $OA$ , мм;

$P$  – навантаження, яке відповідає цій пружній деформації, Н;

$\mu$  — коефіцієнт Пуассона; для гірських порід приймається рівним 0,25.

Гістограми розподілу модуля пружності пісковиків по світам наведено на рис. 3.5, значення статистичних характеристик модуля пружності пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину – в табл. 3.3.



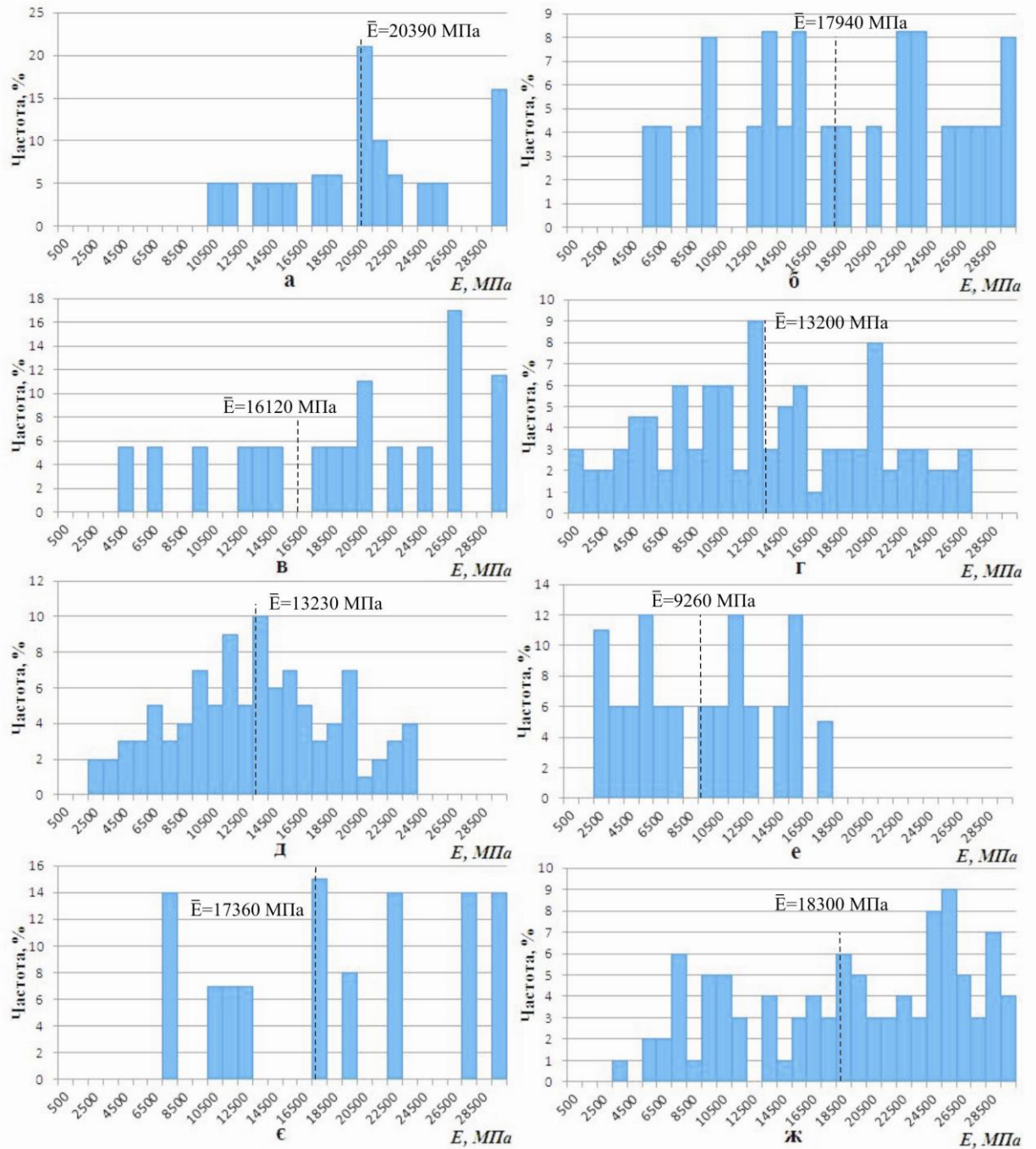


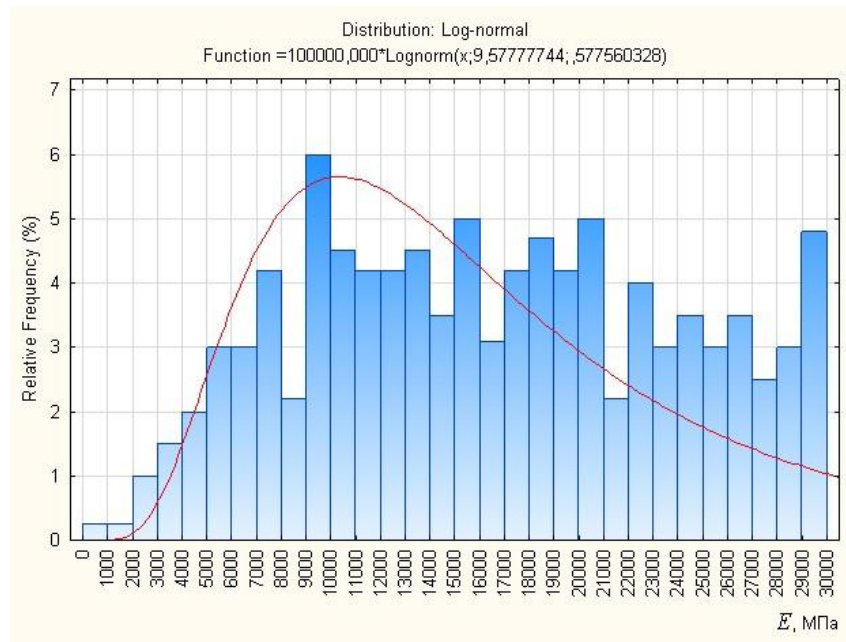
Рис. 3.5. Гістограми розподілу модуля пружності пісковиків по світам:  
 а – бистрицька; б – воротищенська; в – ямненська; г – поляницька;  
 д – менілітова; е – вигодська; є – манявська; ж – стрийська.

Таблиця 3.3

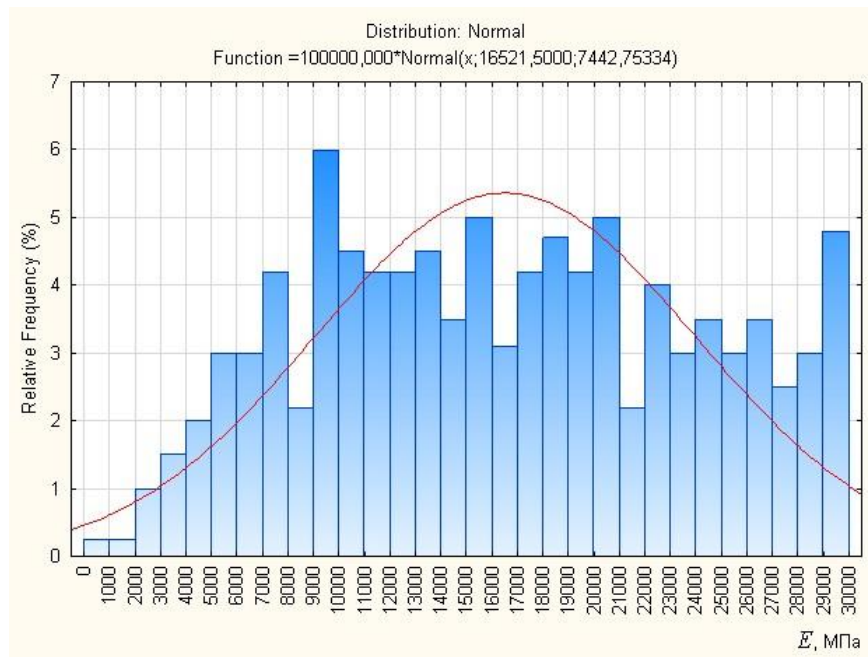
**Значення статистичних характеристик модуля пружності пісковиків  
Внутрішньої зони Передкарпатського прогину**

Світа	Середнє значення	Медіана	Станд. відхил.	Коеф. вар.	Асиметрія	Ексцес
Воротищенська, N <sub>1vr</sub>	18318	18000	7411	40,5	-0,07	-1,2
Поляницька, N <sub>1pl</sub>	13175	12500	7020	53,3	0,10	-0,9
Менілітова, P <sub>3ml</sub>	13170	13500	5333	40,5	0,06	-0,6
Бистрицька, P <sub>2bs</sub>	20460	20500	5567	27,2	0,05	-0,7
Вигодська, P <sub>2vg</sub>	9190	9500	4688	51,1	0,14	-1,3
Манявська, P <sub>2mn</sub>	18780	18500	7657	40,8	-0,03	-1,3
Ямненська, P <sub>1jm</sub>	19145	20500	7447	38,8	-0,39	-0,9
Стрийська, K <sub>2st</sub>	19020	19500	7346	38,6	-0,36	-1,1
Узагальнені по світам	16522	16500	7444	45,1	0,06	-1,0

Узагальнену гістограму розподілу границі пружності пісковиків наведено на рис. 3.6.



а



б

Рис. 3.6. Узагальнена гістограма розподілу модуля пружності пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину:

а – за логнормальним розподілом; б – за нормальним розподілом.

Значення модуля пружності для зразків порід наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

## Значення модуля пружності гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Світа	Аргіліти				Алевроліти				Пісковики			
	$E_{min}$	$E_{max}$	$E'$	$E$	$E_{min}$	$E_{max}$	$E'$	$E$	$E_{min}$	$E_{max}$	$E'$	$E$
Воротищенська, N <sub>1vr</sub>	900	23100	1000-2000	6960	1470	27000	-	11000	5880	28100	9000-10000	17940
Поляницька, N <sub>1pl</sub>	1700	34500	9000-10000	10000	1730	22500	5000-6000	8480	670	26900	12000-13000	13200
Менілітова, P <sub>3ml</sub>	780	18450	6000-8000	7760	11900	24300	7000-8000	10450	2600	23300	13000-14000	13230
Бистрицька, P <sub>2bs</sub>	1750	21900	7000-8000	10100	4730	28200	9000-10000	12400	7650	31900	20000-21000	20390
Вигодська, P <sub>2vg</sub>	1390	25200	7000-8000	10000 (750)	10400	29600	20000-21000	21670	2490	17600	11000-12000	9260
Манявська, P <sub>2mn</sub>	1200	22000	9000-10000	10050	3120	29800	13000-14000 (6000-7000)	13110	7650	30000	17000-18000	17360
Ямненська, P <sub>1jm</sub>	5870	10850	-	8360	15200	29200	-	22200	3350	43700	26000-27000 (20000-21000)	16120
Стрийська, K <sub>2st</sub>	1870	29900	10000-11000	11820	2830	29200	10000-11000	11540	3080	30000	25000-26000	18300
Усереднене значення	780	34500	6000-8000	8950	1470	29800	6000-7000	11700	670	43700	9000-10000 (15000-16000)	14960

Примітки:

$E_{min}$  – мінімальне значення модуля пружності, МПа;

$E_{max}$  – максимальне значення модуля пружності, МПа;

$E'$  – значення модуля пружності, яке найчастіше зустрічається, МПа;

$E$  – усереднене значення модуля пружності, МПа.

### 3.3. Пластичність гірських порід Передкарпатського прогину

Руйнуванню багатьох осадових гірських порід передують пластична деформація. Вона починається як тільки напруження в породі перевищують границю пружності, і розвивається одночасно із зміцненням породи. Пластичність залежить від мінерального складу гірських порід і зменшується із збільшенням вмісту кварцу, польового шпату та інших крихких мінералів. Пластичні властивості порід зростають із збільшенням усестороннього тиску. Так, багато порід, які при атмосферному тиску крихко руйнуються, стають пластичними із збільшенням величини всестороннього стиску.

Пластичні властивості порід із збільшенням температури і вологості зростають. Вплив вологості особливо помітно позначається на пластичності глинистих та хемогенних порід.

**Коефіцієнт пластичності.** Коефіцієнт пластичності  $K_{nl}$  визначається співвідношенням загальної роботи, затраченої на руйнування  $A_{zag}$  до енергії пружних деформацій  $A_{пр}$ . Оскільки площа під кривою «навантаження-деформація» пропорційна енергії, то коефіцієнт пластичності визначається співвідношенням площ  $S_{OABFL}$  і  $S_{\Delta ODE}$  (див. рис. 3.2).

$$K_{nl} = \frac{A_{zag}}{A_{пр}} = \frac{S_{OABFL}}{S_{\Delta ODE}}.$$

Гістограми розподілу коефіцієнта пластичності пісковиків по окремим світам наведено на рис. 3.7, узагальнену гістограму по усім світам – на рис. 3.8. Як бачимо, розподіл досить точно може бути описано логнормальним законом.

Статистичні характеристики третього і четвертого порядку для розподілу коефіцієнта пластичності пісковиків наведено в табл. 3.5.

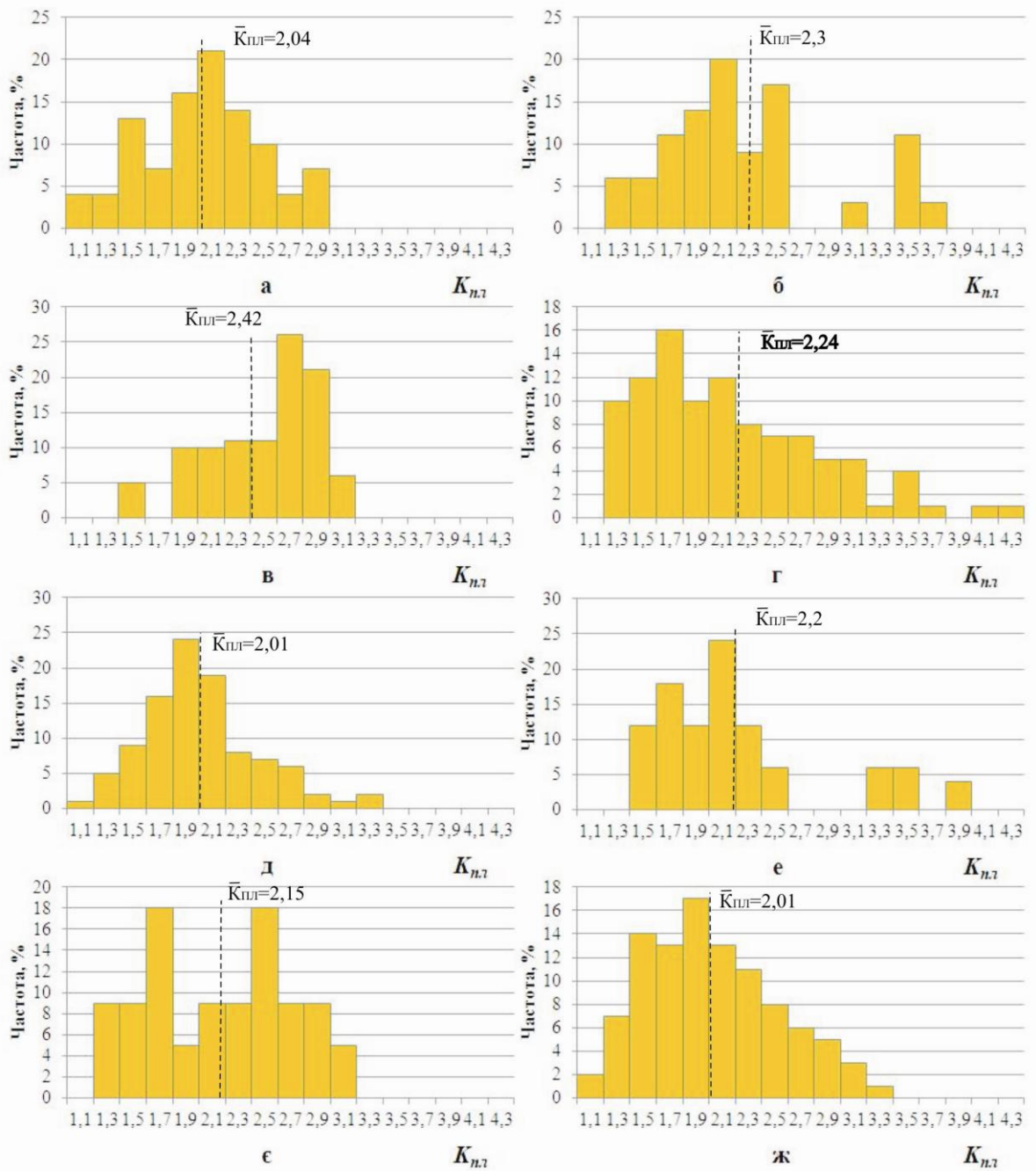


Рис. 3.7. Гістограми розподілу коефіцієнта пластичності пісковиків по світам:

а – бистрицька; б – воротищенська; в – ямненська; г – поляницька;

д – менілітова; е – вигодська; є – манявська; ж – стрийська.

Таблиця 3.5

**Значення статистичних характеристик коефіцієнта пластичності  
пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину**

Світа	Середнє значення	Медіана	Станд. відхил.	Коеф. вар.	Асиметрія	Ексцес
Воротищенська, N <sub>1vr</sub>	2,26	2,1	0,64	28,5	0,82	-0,05
Полянська, N <sub>1pl</sub>	2,17	2,1	0,68	31,5	0,88	0,34
Менілітова, P <sub>3ml</sub>	2,01	1,9	0,44	21,7	0,68	0,60
Бистрицька, P <sub>2bs</sub>	2,04	2,1	0,46	22,4	-0,04	-0,48
Вигодська, P <sub>2vg</sub>	2,21	2,1	0,65	29,3	1,27	0,75
Манявська, P <sub>2mn</sub>	2,16	2,2	0,54	25,1	-0,002	-1,21
Ямненська, P <sub>1jm</sub>	2,50	2,7	0,42	16,7	-0,72	-0,27
Стрийська, K <sub>2st</sub>	2,03	1,9	0,51	24,9	0,42	-0,47
Узагальнені по світам	2,22	2,1	0,67	30,3	0,93	0,67

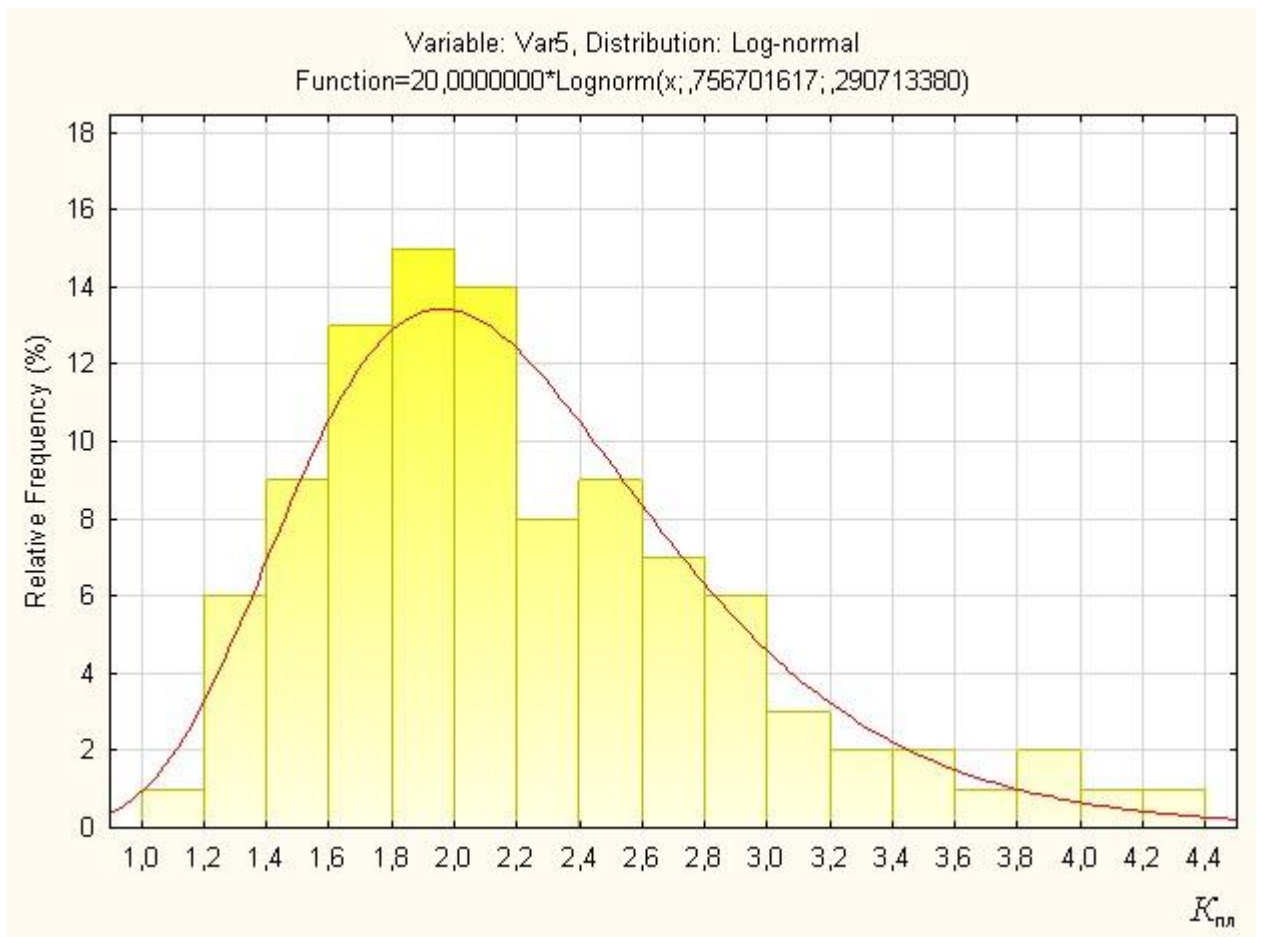


Рис. 3.8. Узагальнена гістограма розподілу коефіцієнта пластичності пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з апроксимацією логнормальним розподілом.

За величиною коефіцієнта пластичності гірські породи розділені на шість категорій (табл. 3.6) [158].

До першої категорії належать крихкі породи, з другої до п'ятої – пластично-крихкі, а до шостої сильно пластичні і дуже пористі.

Значення коефіцієнту пластичності досліджуваних порід наведені в таблиці 3.7. Оцінивши нижче наведені середні значення пластичності, можна зробити висновок, що всі досліджувані породи відносяться до пружно-пластичних порід. І, як наслідок, процес руйнування даних порід відповідає рис. 3.2б.



Таблиця 3.6

**Класифікація гірських порід за пластичністю [158]**

Категорія	1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт пластичності	1	1-2	2-3	3-4	4-6	більше 6
Клас порід	пружно-крихкі	пружно-пластичні			сильно пластичні і дуже пористі	

Міцність – характеристика гірської породи сприймати зовнішні силові впливи не руйнуючись. Критерієм міцності є тимчасові опори одноосьовому стиску, зсуву і розтягу.

Гірські породи характеризуються різною величиною міцності на стиск, розтяг, зсув і згин. Найбільшою міцністю володіють породи на стиск, найменшою – при розтягу. Міцність на згин і зсув (зріз) займає проміжне місце між міцністю порід на стиск і розтяг. Границі міцності гірських порід при стиску в 5-35 разів більші, ніж при розтягу (табл. 3.8).

Таблиця 3.7

**Значення коефіцієнта пластичності гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину**

Світа	Аргіліти				Алевроліти				Пісковики			
	$K_{плmin}$	$K_{плmax}$	$K_{пл}'$	$K_{пл}$	$K_{плmin}$	$K_{плmax}$	$K_{пл}'$	$K_{пл}$	$K_{плmin}$	$K_{плmax}$	$K_{пл}'$	$K_{пл}$
Воротищенська, N <sub>1</sub> vr	1,1	2,74	1,8-2,0	1,83	1/61	4,37	2,6-2,8	2,8	1,27	3,7	2,0-2,2	2,3
Поляницька, N <sub>1</sub> pl	1,09	3,8	1,4-1,6	1,94	1,33	3,9	1,4-1,6	1,96	1,24	4,33	1,6-1,8	2,24
Менілітова, P <sub>3</sub> ml	1,0	5,15	1,4-1,6	1,8	1,13	3,21	1,6-1,8	1,86	1,11	3,38	1,8-2,0	2,01
Бистрицька, P <sub>2</sub> bs	1,36	3,1	1,8-2,0	2,05	1,0	3,05	1,4-1,8	1,86	1,19	3,0	1,8-2,2	2,04
Вигодська, P <sub>2</sub> vg	1,22	3,26	1,4-1,6	1,96	1,27	2,95	1,4-1,8	1,9	1,47	3,85	2,0-2,2	2,2
Манявська, P <sub>2</sub> mn	1,2	3,03	1,2-1,8	1,96	1,08	3,04	1,6-1,8	1,92	1,21	4,3	2,4-2,6	2,15
Ямненська, P <sub>1</sub> jm	-	-	-	-	-	-	-	-	1,41	3,08	2,6-2,8	2,42
Стрийська, K <sub>2</sub> st	1,17	4,09	1,4-1,6	2,1	1,21	4,28	1,8-2,0	2,16	1,15	3,42	1,8-2,0	2,01
Усереднене значення	1,01	5,15	1,4-1,6		1,0	4,37			1,11	4,33		

Примітки:

$K_{пл.min}$  – мінімальне значення коефіцієнта пластичності;

$K_{пл.max}$  – максимальне значення коефіцієнта пластичності;

$K'_{пл}$  – значення коефіцієнта пластичності, яке найчастіше зустрічається;

$K_{пл}$  – усереднене значення коефіцієнта пластичності.

Таблиця 3.8

**Міцнісні характеристики гірських порід [159]**

Гірські породи	Границя міцності, МПа	
	На стиск	На розтяг
Базальт	260-400	22-30
Граніт	80-250	7-23
Кварцит	180-260	14-22
Діабаз	240-300	20-25
Мармур	60-50	4-5
Вапняк	46-75	4-8
<b>Пісковик</b>	<b>30-200</b>	<b>4-18</b>
<b>Алевроліт</b>	<b>30-120</b>	<b>3-16</b>
<b>Аргіліт</b>	<b>12-80</b>	<b>1-6</b>
Кам'яне вугілля	11-30	0,8-2,5
Буре вугілля	10-15	0,5-1,2
Горючий сланець	12-19	0,8-1,6
Мергель	25-40	2-3,5
Кам'яна сіль	20-38	0,3-4
Глина	3-10	0,2-0,8
Вуглисті алевроліт і аргіліт	5-25	0,3-2

В середньому для гірських порід вказані критерії міцності знаходяться приблизно у відношенні 1,0:0,3:0,1. Міцність гірських порід при об'ємному стиску в декілька раз вища, ніж при одноосьовому.

Результати аналізу свідчать про значний розкид величин границі і модуля пружності пісковиків як у цілому, так і в межах окремих світ. Так,

максимальні значення границі пружності в 35 разів, а модуля пружності в 30 разів більші за мінімальні. Це пояснюється тим, що на механічні властивості окремих груп пісковиків впливає не тільки мінералогічний склад, але і їх будова. Подібні результати значень механічних властивостей гірських порід є характерними практично для всіх регіонів світу. Також слід відмітити характерні відмінності даних механічних властивостей. Границя пружності має більш закономірний згладжений розподіл з чіткими максимумами по світах. На узагальненій гістограмі максимум асиметричний, її форма характерна для логнормального розподілу. Узагальнений розподіл модуля пружності має більш складну форму, чіткого максимуму не спостерігається, особливо на гістограмах по світах. На нашу думку, це свідчить про наявність важливих чинників, які по різному впливають на міцність (границя пружності) і пружність (модуль пружності) пісковиків Прикарпаття.

#### **3.4. Оцінка впливу глибини залягання порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на їхні фізико-механічні властивості**

Проведено дослідження впливу глибини залягання порід на дані фізико-механічні властивості. Результати наведено на рис. 3.9-3.11.

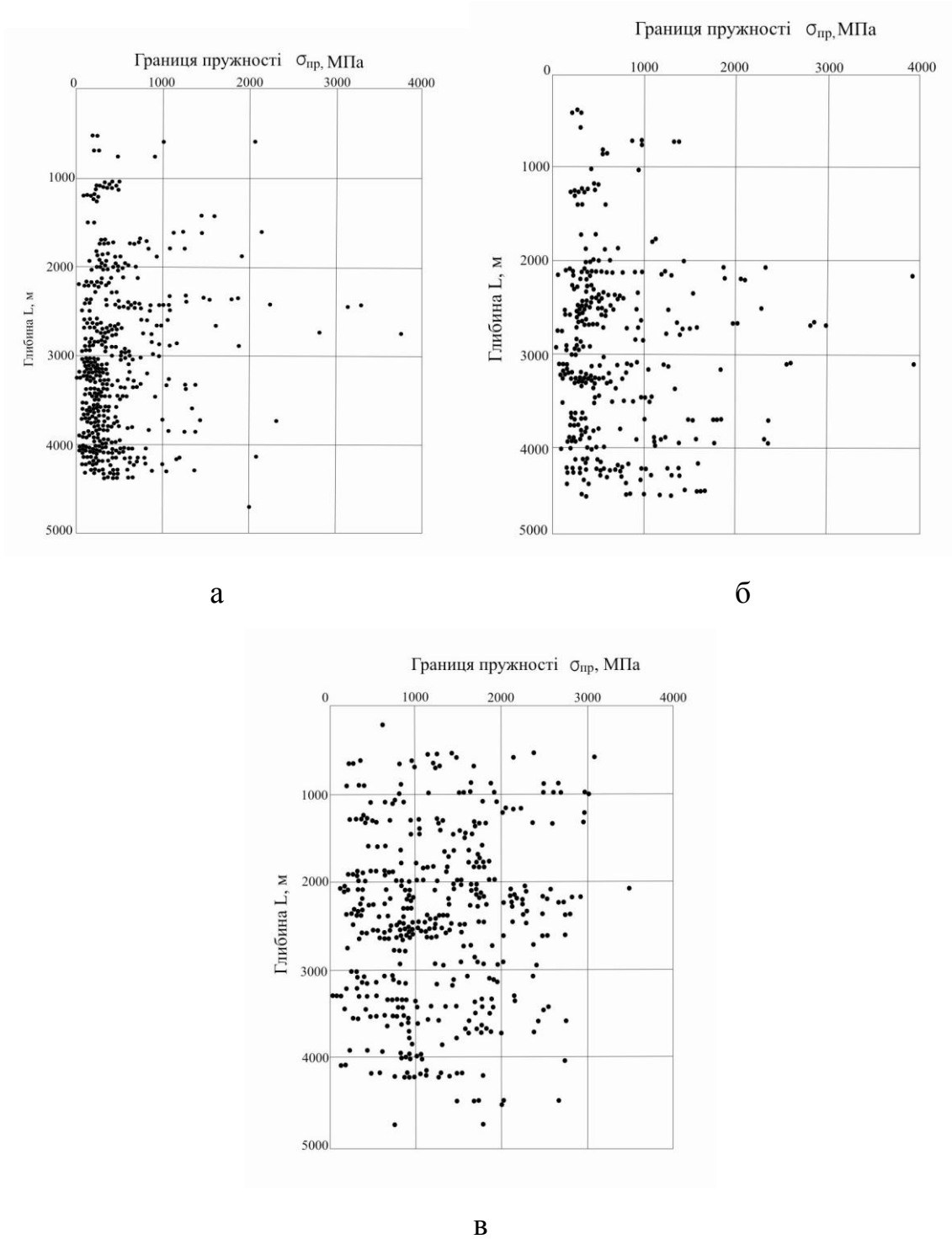


Рис. 3.9. Вплив глибини залягання на границю пружності порід:  
а – аргіліти; б – алевроліти; в – пісковики.

Як бачимо на рис. 3.9, найчіткіше вплив глибини на границю пружності можна простежити для аргілітів та алевролітів (рис. 3.9а, б). Даний зв'язок має ступінчастий характер. Але, на відміну від алевролітів та аргілітів, для

пісковиків чіткого впливу не спостерігається (рис. 3.9в). Таким чином, закономірності розподілу границі пружності пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину практично не залежать від глибини залягання в межах досліджених глибин. Деяке збільшення усереднених значень границі пружності спостерігається на глибинах більших 4000 м.

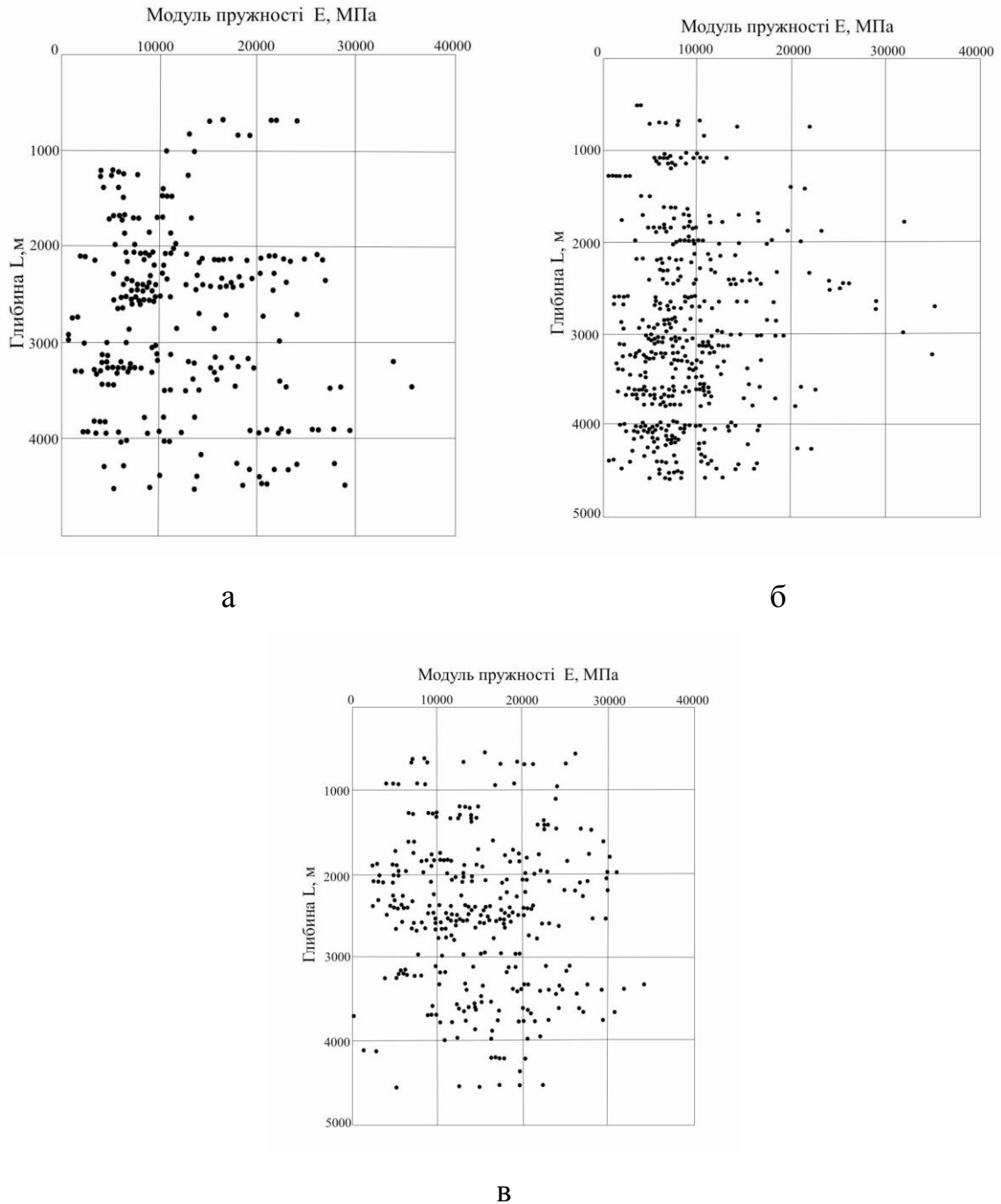


Рис. 3.10. Вплив глибини залягання на модуль пружності порід:  
а – аргіліти; б – алеволіти; в – пісковики.

Як видно з рис. 3.10, для модуля пружності порід такої чіткої залежності від глибини не спостерігається. Деяку закономірність можна простежити для алевролітів та аргілітів. Але для пісковиків розкид значень є настільки значним, що не дає можливості виявити чітку закономірність.

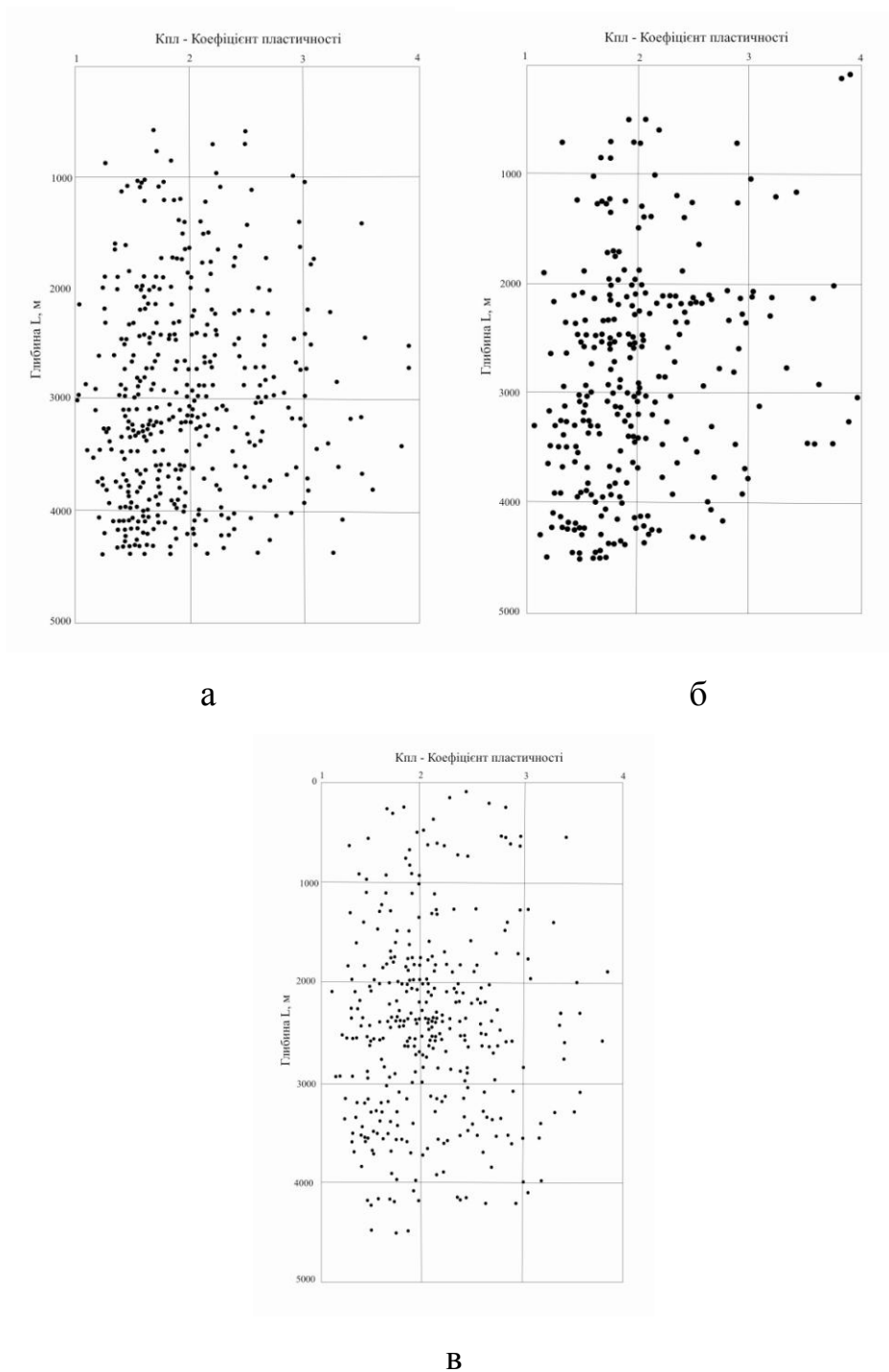


Рис. 3.11. Вплив глибини залягання на коефіцієнт пластичності порід:  
а – аргіліти; б – алевроліти; в – пісковики.

Як видно з рис. 3.11, для коефіцієнта пластичності усіх порід спостерігається незначна тенденція до зменшення з глибиною.

### **Висновки до розділу 3**

1. Обґрунтовано методику досліджень механічних властивостей гірських порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

2. Досліджено механічні властивості зразків порід (керну), які були добуті на різних глибинах усіх світ. Зокрема, визначено такі параметри як модуль і границя пружності, коефіцієнт пластичності.

3. Визначено, що значення модуля і границі пружності для пісковиків є вищими ніж для алевролітів та аргілітів в межах досліджуваних світ.

4. Побудовано гістограми розподілу модуля і границі пружності для пісковиків по світах. Результати аналізу свідчать про значний розкид величин границі і модуля пружності пісковиків як у цілому, так і в межах окремих світ.

5. Простежені закономірності зміни механічних властивостей з глибиною для пісковиків, алевролітів та аргілітів. Доведено, що між границею пружності і глибиною простежується чітка закономірність ступінчастого характеру для аргілітів та алевролітів. Дещо слабшою є закономірності зміни модуля пружності з глибиною для цих же порід. Для пісковиків такої закономірності не спостерігається ні для границі пружності, ні для модуля пружності. Для коефіцієнта пластичності порід спостерігається чітка тенденція до незначного зменшення з глибиною.



## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБЛЕННЯ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ ТЕКТОНІЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

#### 4.1. Обґрунтування основних передумов та допущень для розроблення моделі

При формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси, які впливають не тільки на деформацію гірських порід та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості [140].

Відомо, що утворення тріщин у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу як результат постседиментаційних процесів і під дією тектонічних напруг [160].

Результати досліджень вказують на те, що відкриті тріщини найчастіше трапляються у піщано-алевритовій флішовій товщі. Це пояснюється тим, що саме прошарки пісковиків та алевролітів, імовірно, є тим каркасом, який бере на себе основні геодинамічні навантаження при тектонічних рухах і зумовлює в кінцевому результаті утворення тріщин. Наявність відкритих та частково відкритих тріщин з присутністю різнотипових вуглеводневих речовин фіксувалась у шліфах багатьох свердловин [161].

Через невизначеність типу колектора, особливостей його порового простору та геологічної будови ділянок чи покладу в цілому унеможлиблюється кількісне моделювання будови і режиму роботи нафтогазових родовищ з метою прогнозування продуктивності свердловин. Традиційні геологічні моделі, які зводяться до побудови комплекту карт пористості, піскуватості і т.п. не допомагають у вирішенні питання точного і детального вивчення резервуару у випадках складної будови або високого ступеня роздробленості родовища [162, 163].

Загальновідомим є факт, що на малих і середніх глибинах (стадія

початкового катагенезу) колекторські властивості осадових порід, в основному, контролюються літолого-фаціальними умовами седиментогенезу.

Для малих і середніх глибин, при дефіциті склепінних пасток, існує суттєвий резерв, а саме пастки літологічного, стратиграфічного та комбінованого типів, прогноз і цілеспрямовано дослідження яких практично не здійснюється. Перспективи нафтогазоносності на сучасному етапі не можуть оцінюватись без дослідження вторинних перетворень осадових порід та особливостей зміни їх колекторських властивостей.

На даному етапі надзвичайно актуальним і важливим є детальне дослідження закономірностей геодинаміки процесів, які призводять до формування зон розущільнення, що дасть змогу здійснювати більш точно їх прогноз на локальних об'єктах і суттєво підвищити ефективність ведення пошукових робіт на великих глибинах [140].

Детальним літологічним вивченням порід-колекторів Карпатської нафтогазоносної провінції встановлені особливості вторинних (епігенетичних) змін порід як регіонального, так і локального характеру [160, 164]. Особливо це наглядно проявляється при дослідженні пісковиків та алевролітів, які є основними потенційними колекторами вуглеводнів. В регіональному плані внаслідок епігенетичних структурних змін гранулярна пористість уламкових порід в стадію пізнього катагенезу знижується до 5-8 %, тобто ці породи вже не є промисловими колекторами.

В той же час, на фоні прогресивних процесів втрати первинної ємності на багатьох локальних об'єктах в осадових породах встановлено вторинну пористість, кавернозність, мікро- та макротріщинуватість, стилолітизацію і т. і. Все це чітко зафіксовано при детальному стадіальному аналізі зразків кернів та шліфів. Всі ці процеси споріднені в часі і просторі з парагенетичною асоціацією мінеральних новоутворень: карбонати, сульфати, сульфідиди, силікати, тверді вуглецеві утворення, вуглеводні. Важливо підкреслити – ці утворення аутигенні, пов'язані з процесами вторгнення глибинних флюїдів в осадову товщу по диз'юнктивних порушеннях, зонах дріблення [161].

За рахунок процесів розущільнення колекторські властивості осадових порід в стадію пізнього катагенезу різко покращуються, пористість може досягати 20-30%, тобто в порівнянні з залишковою гранулярною (критичною) пористістю, пористість зростає в 4-6 і більше разів, проникність (особливо з врахуванням тріщинної) зростає в сотні і тисячі разів.

Таким чином, вищенаведене свідчить про те, що на великих глибинах основний резерв для відкриття нових покладів на відкритих вже родовищах і нових родовищ на перспективних об'єктах слід пов'язувати саме з вторинними колекторами глибинного походження [165, 166].

На нашу думку, одним з перспективних методів оцінки тріщинуватості порід-колекторів є аналіз їх напружено-деформованого стану шляхом математичного моделювання геодинамічних процесів у піщано-алевритовій флішовій товщі.

Тому нами розроблено модель, яка дає змогу оцінювати тріщинуватість піщано-алевритової товщі з урахуванням геодинамічних процесів [150-155, 167]. В основі моделі лежить твердження про те, що головним чинником утворення початкової тріщинуватості порід є їх напружено-деформований стан у період активних геодинамічних процесів. Інтенсивність утворення тріщин залежить від рівня внутрішніх напружень, спричинених деформаційними процесами в окремих прошарках піщано-алевритової товщі. У першому наближенні можна вважати, що висока тріщинуватість буде в місцях перевищення внутрішніми напруженнями границі міцності породи.

В основі моделі лежить твердження про те, що головним чинником утворення тектонічної тріщинуватості порід є їх напружено-деформований стан (НДС) у період активних геодинамічних процесів. Інтенсивність утворення тріщин залежить від рівня внутрішніх напружень, спричинених деформаційними процесами в окремих прошарках піщано-алевритової товщі. Таким чином можна вважати, що висока тріщинуватість буде в місцях перевищення внутрішніми напруженнями границі міцності породи.

Також дуже важливим для розроблення моделі є урахування реологічних властивостей гірських порід. Утворення складок відбувалося протягом дуже великих проміжків часу. За таких умов гірські породи з домішками глини практично втрачають пружні властивості і поведуть себе як рідини. Це означає, що навіть інтенсивна деформація прошарків глинистих гірських порід не призводить до підвищення їх внутрішніх напружень. Аналіз отриманих в розділі 3 даних свідчить, що жорсткість аргілітів та алевролітів менша, ніж пісковиків. Таким чином, утворення зон високої тріщинуватості у піщано-алевритовій товщі в першу чергу залежить від НДС прошарків пісковиків.

Тому вирішено дослідити вплив активних геодинамічних процесів на НДС шару пісковіку з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх місцезнаходження. На першому етапі досліджень за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ) розроблено модель для оцінки НДС шару пісковіку під час геодинамічних процесів.

Пропонована модель ґрунтується на таких допущеннях і спрощеннях.

1. Утворення піщано-алевритової товщі відбувалося в період низької геотектонічної активності, тому як початкове приймаємо горизонтальне розміщення прошарків пісковіку.

2. Також допустимо, що умови формування пісковиків у межах досліджуваних ділянок були однакові, тому й початкові фізико-механічні властивості прошарків пісковіку однорідні.

3. Прошарки є настільки протяжні, що їх НДС з достатньою точністю можна описувати як плоский деформований стан.

4. Завдяки нижчим фізико-механічним властивостям сусідні прошарки аргілітів і алевролітів не спричиняють істотного впливу на НДС шару пісковіку і у великій степені підлаштовують свою деформацію під деформацію пісковіку. Це дає змогу розглядати антикліналь шару пісковіку без урахування контактних взаємодій сусідніх шарів аргілітів чи алевролітів.

#### 4.2. Вибір вхідних параметрів, граничних умов та критеріїв оцінки тектонічної тріщинуватості порід-колекторів за допомогою розробленої моделі

Для опису плоского деформованого стану достатньою є двовимірна модель. Аналіз можливостей МСЕ для вирішення поставленої задачі дав змогу створити параметричну модель для оцінки НДС прошарку пісковика (рис. 4.1). Параметрами моделі є товщина прошарку  $h$ , довжина активної ділянки  $L$ , висота підйому ділянки  $H$ , основні фізико-механічні характеристики матеріалу, а також граничні умови.

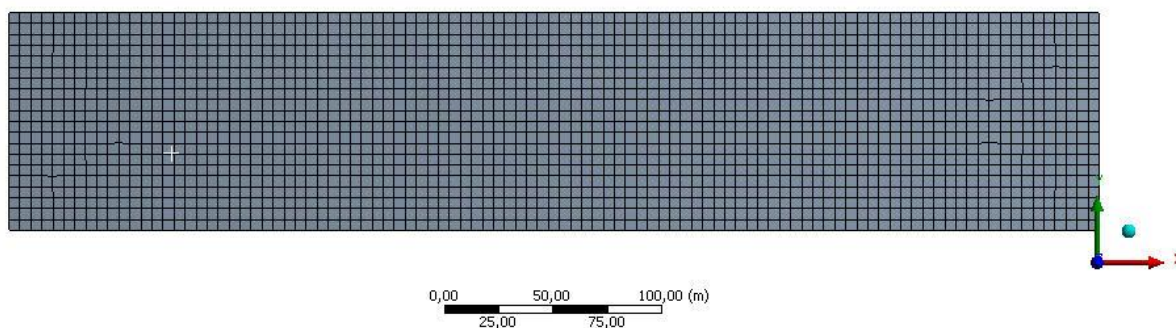


Рис. 4.1. Скінченно-елементна модель утворення антикліналі

Базовими фізико-механічними характеристиками матеріалу є модуль пружності  $E$ , коефіцієнт Пуассона  $\mu$ , границі міцності за стиску  $\sigma_m^c$  та розтягу  $\sigma_m^p$ . Для початкових модельних досліджень приймаємо  $E=10^4$  МПа;  $\mu=0,25$ ;  $\sigma_m^c=800$  МПа;  $\sigma_m^p=80$  МПа. Високі показники границь міцності вибрано з урахуванням умови об'ємного стиску ділянки породи.

Граничні умови для моделей типу «відома деформація – невідомі напруження» мають велике значення щодо отримання адекватних результатів, тому їх формування потребує ретельного аналізу. З точки зору колекторних властивостей нас найбільше цікавить утворення антикліналі. Проведений аналіз

дав змогу сформуванню для крила антикліналі граничні умови, наведені на рис. 4.2.

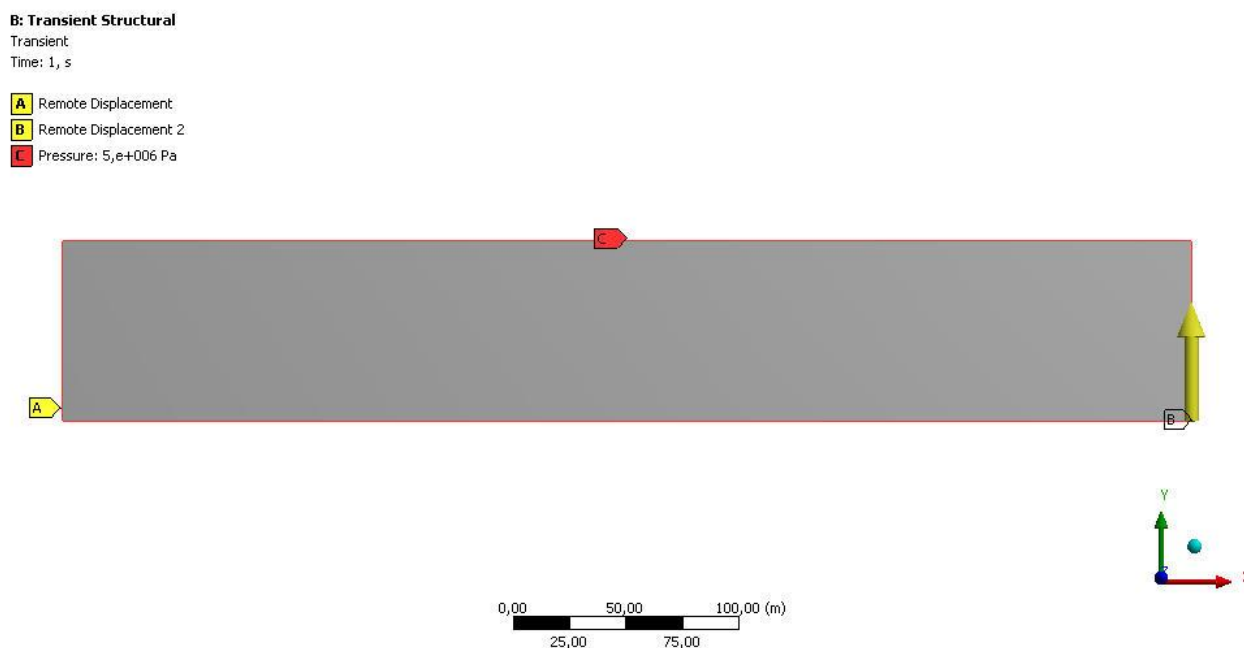


Рис. 4.2. Граничні умови моделі утворення крила антикліналі

На лівому торці граничними умовами **A** є вільне переміщення тільки вздовж осі  $x$  без можливості повороту чи руху вздовж осі  $y$  вверх-вниз. Такі параметри вільності є характерними для підшви антикліналі при поздовжньому переміщенні товщі. На правому торці умови **B** мають такі показники: фіксоване значення переміщення вверх (параметр – висота підйому ділянки  $H$ ) без можливості повороту чи руху вздовж осі  $x$  вліво-вправо. Це імітує стан перерізу місця перегину склепіння антикліналі. Умова **C** – умова об’ємного стиску ділянки з фіксованим значенням  $p$ . У даному випадку прийняли  $p=5$  МПа.

Оскільки в модулі *Static Structural*, який традиційно використовується для задач з відомими деформаціями, не підтримуються великі переміщення з такими граничними умовами, то модель побудовано в модулі *Transient Structural*. Даний модуль дає змогу параметр  $H$  задавати в табличній формі як лінійну функцію в часі. Розв’язок задачі відбувається шляхом поетапного

наближення до остаточного рішення. Це вирішує проблему великих переміщень. Початкове тестування моделі проведено для таких геометричних параметрів антикліналі: товщина прошарку  $h=50$  м, довжина активної ділянки  $L=500$  м, висота підйому ділянки  $H=20$  м. Результати підтвердили можливість використання модуля *Transient Structural* та запропонованих умов для вирішення задачі. Наступним етапом розроблення моделі є вибір оптимального варіанту показу отриманих результатів. Вибір ускладнюється складним напруженим станом прошарку породи, який неминуче виникає за таких умов. Крім того, гірські породи мають різний опір руйнуванню за стиску та розтягу (див. п.п. 3.4). На рис. 4.3 наведено результати моделювання з показом нормальних напружень розтягу і стиску, а на рис. 4.4 – напружень зсуву.

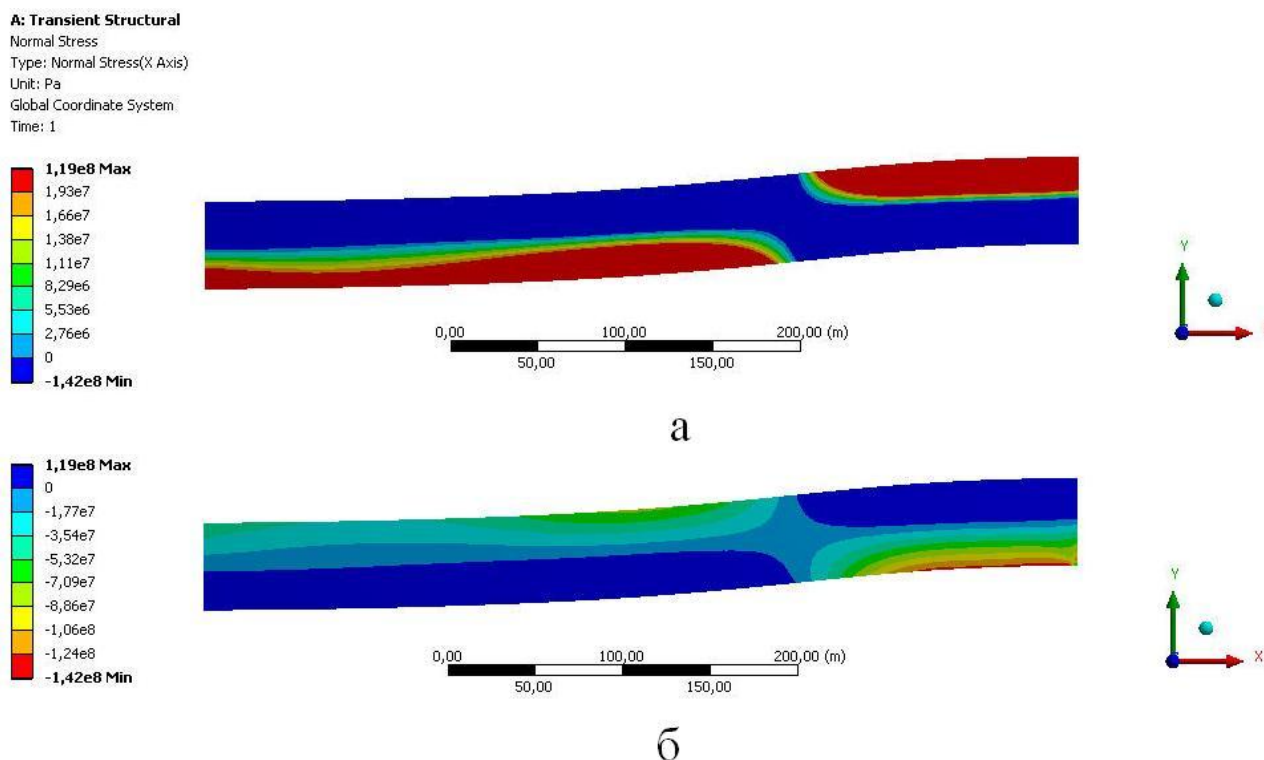
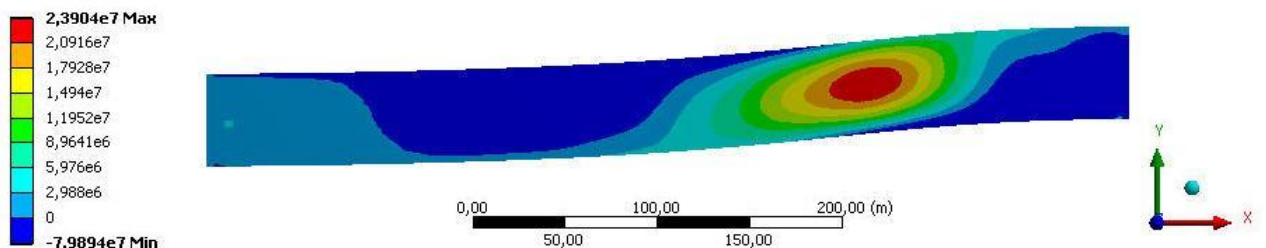


Рис. 4.3. Розподіл нормальних напружень ділянки антикліналі:

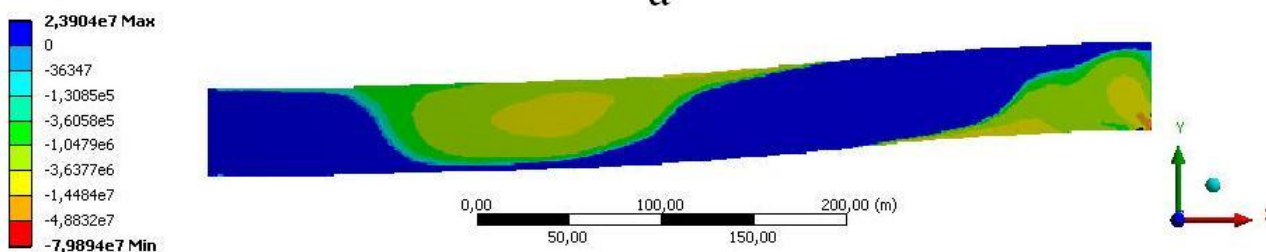
а – розтяг;

б – стиск.

**A: Transient Structural**  
 Shear Stress  
 Type: Shear Stress(XY Plane)  
 Unit: Pa  
 Global Coordinate System  
 Time: 1



а



б

Рис. 4.4. Розподіл напружень зсуву ділянки антикліналі:

а – додатні;

б – від'ємні.

Зрозуміло, що для оцінки у такій формі результати потребують подальшого аналізу. Необхідно підібрати такий комплексний інформативний параметр, який би вирішив цю проблему без додаткових складних розрахунків.

На нашу думку, таким параметром для оцінювання НДС ділянки, зон поширення та інтенсивності тріщинуватості є *Safety Factor (SF)* [168]. Даний параметр визначають за рівнянням

$$SF = \frac{[\sigma]}{\sigma_{eq}},$$

де  $[\sigma]$  – гранично допустиме напруження;

$\sigma_{eq}$  – еквівалентне напруження згідно з вибраною гіпотезою міцності.

Для таких гірських порід, як пісковики, аргіліти та алевроліти, з суттєво різною границею міцності на стиск  $\sigma_m^c$  і розтяг  $\sigma_m^p$ , найбільш прийнятною є гіпотеза міцності Мора [169], згідно з якою міцність забезпечується за умови



$$\sigma_{eq} = \sigma_1 - \nu\sigma_3 \leq [\sigma] = \sigma_M^P,$$

де 
$$\nu = \frac{\sigma_M^P}{\sigma_M^c};$$

$\sigma_1, \sigma_3$  – головні напруження.

Зрозуміло, що підвищена тріщинуватість ділянки буде при  $SF < 1$ .

Використання  $SF$  для оцінки НДС наведено на рис. 4.5.

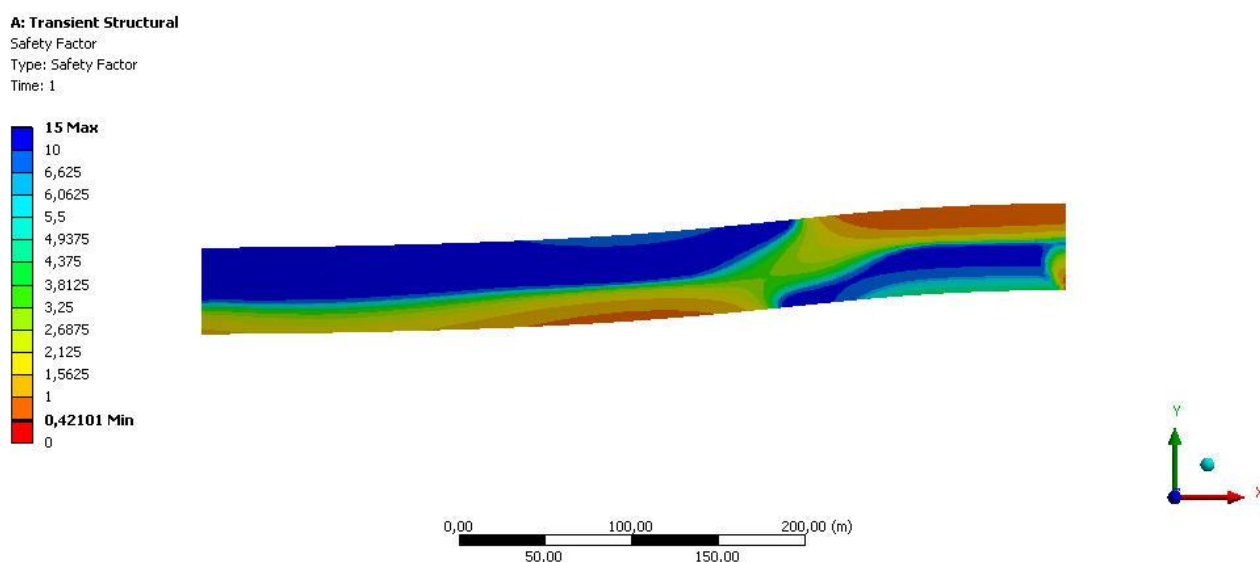


Рис. 4.5. Результати оцінки НДС ділянки антикліналі за критерієм  $SF$ .

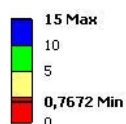
### 4.3 Дослідження впливу геометричних параметрів антикліналі на тектонічну тріщинуватість

У даному підрозділі за допомогою розробленої моделі нами досліджено НДС антикліналі з точки зору впливу її геометричних параметрів на місце знаходження зон високої тріщинуватості та їх відносну поширеність за критерієм  $SF$ . На першому етапі проведено комплекс досліджень впливу критерію  $SF_{\min}$  на поширеність зони підвищеної тріщинуватості. За їх результатами за граничні стани прийнято такі значення:  $SF_{\min}=0,8$  (початок утворення зон тектонічної тріщинуватості) та  $SF_{\min}=0,1$  (практично повне поширення зони тріщинуватості на всю ділянку). Методика досліджень

передбачала параметризацію задачі. За фіксованого значення висоти прошарку як вхідний параметр використовували висоту підйому, а вихідний – критерій  $SF_{\min}$ .

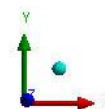
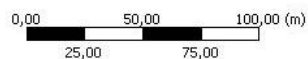
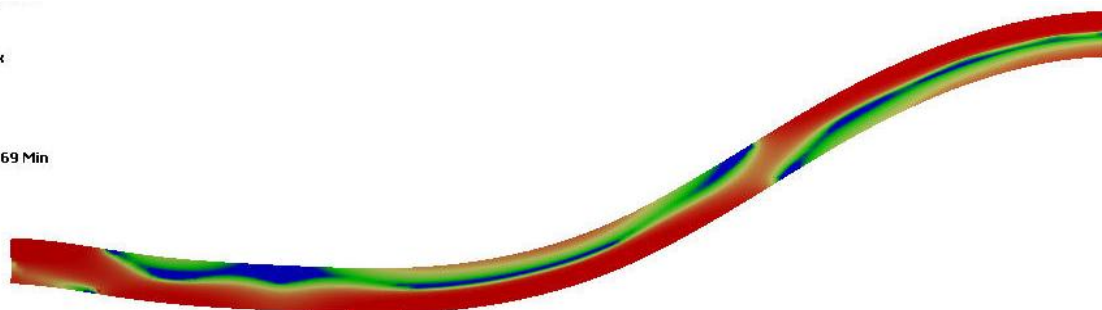
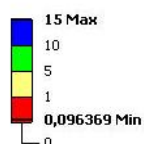
Деякі результати досліджень за довжини ділянки  $L=500$  м наведено на рис. 4.6-4.7.

B: Transient Structural  
Safety Factor  
Type: Safety Factor  
Time: 1



а

Time: 1



б

Рис. 4.6. НДС ділянки антикліналі з параметрами  $L=500$  м;  $h=20$  м за граничних значень висоти підйому:

$$а - H_{\min}=13 \text{ м;}$$

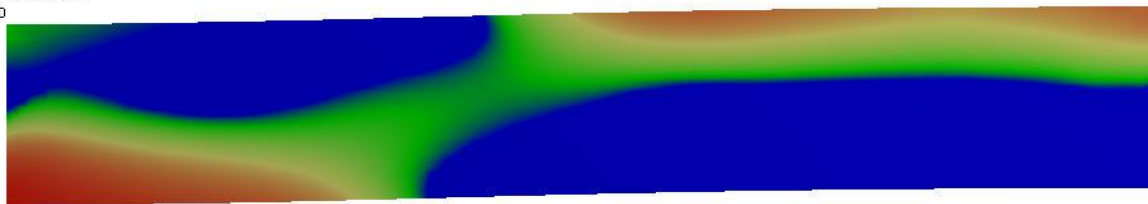
$$б - H_{\max}=100 \text{ м.}$$

**B: Transient Structural**

Safety Factor

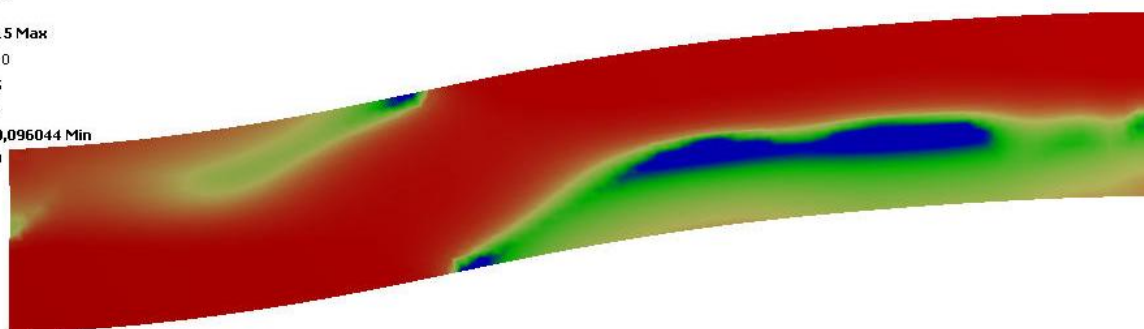
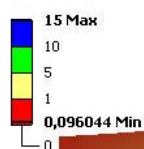
Type: Safety Factor

Time: 1



а

TIME: 1



б

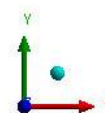


Рис. 4.7. НДС ділянки антикліналі з параметрами  $L=500$  м;  $h=80$  м за граничних значень висоти підйому:

а –  $H_{\min}=8$  м; б –  $H_{\max}=60$  м.

Як бачимо з рис. 4.6, 4.7 товщина прошарку пісковика за однакових інших умов суттєво впливає на його НДС під час утворення антикліналі. Результати досліджень для товщини прошарку від 1 м до 80 м наведено на рис. 4.8.

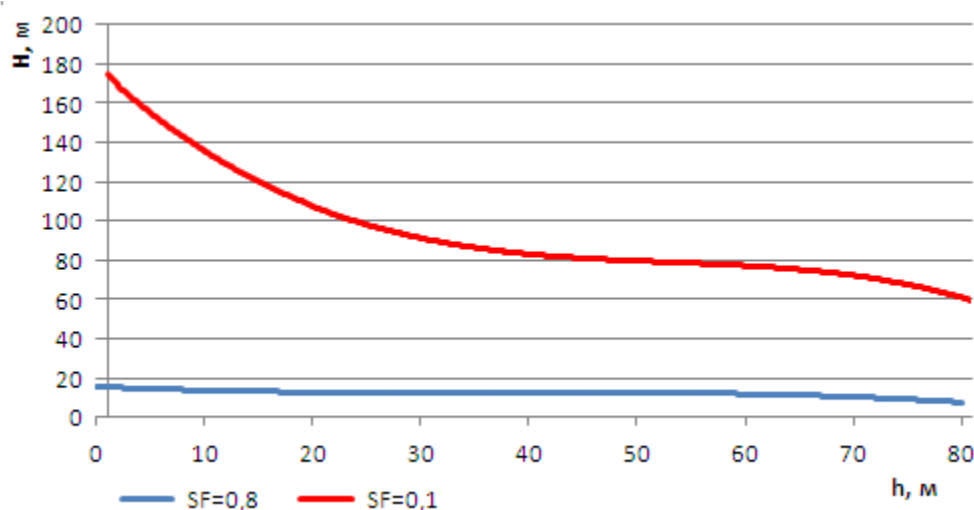


Рис. 4.8. Результати досліджень НДС прошарку породи в антикліналі ( $L=500$  м).

Згідно з рис. 4.8 товщина прошарку практично не впливає на мінімальну висоту антикліналі, тобто на початок утворення зон підвищеної тріщинуватості, але суттєво впливає на її максимальну висоту, коли ділянка практично повністю стає тріщинуватою.

Важливо відзначити, що для гірських порід, спостерігається значний розкид величин механічних характеристик (див. розділ 3). Це пояснюється тим, що на механічні властивості окремих груп впливає не тільки мінералогічний склад, але і їх будова. Тому наступні дослідження будуть спрямовані на статистичну оцінку впливу значень механічних характеристик на тектонічну тріщинуватість шарів пісковиків та апробацію моделі на прикладах реальних родовищ.

#### **4.4. Дослідження впливу механічних властивостей порід менілітової і ямненської світ на тектонічну тріщинуватість**

Через великий розкид значень механічних властивостей пісковиків велику цікавість має питання чутливості тріщинуватості антиклінальних ділянок до зміни границі та модуля пружності.

Як і в попередньому підрозділі, параметром для оцінювання тріщинуватості ділянки вибрано Safety Factor ( $SF$ ).

У даному підрозділі за допомогою розробленої моделі нами досліджено НДС антикліналі з точки зору впливу її механічних параметрів на місце знаходження зон високої тріщинуватості та їх відносну поширеність за критерієм  $SF$  [170]. Для прикладу взято результати по менілітовій і ямненській світах. Деякі результати досліджень наведено на рис. 4.9 і 4.10.

Для порівняльного аналізу вибрали такі параметри прошарків пісковиків.

Геометричні параметри антикліналі: довжина ділянки –  $L=500$  м; товщини прошарків –  $h_1=10$  м,  $h_2=50$  м; висота підйому ділянки  $H_1=100$  м,  $H_2=20$  м.

Фізико-механічні властивості пісковиків вибрані згідно з аналізом даних по світам (див. рис. 3.3, 3.5). До уваги прийняті мінімальні, максимальні і середні значення границі і модуля пружності.

На рис. 4.9а:  $E=13230$  МПа; для нижніх ділянок  $\sigma_{np}=152$  МПа, для верхніх –  $\sigma_{np}=2310$  МПа.

На рис. 4.9б:  $\sigma_{np}=993$  МПа; для нижніх ділянок  $E=2600$  МПа, для верхніх –  $E=23300$  МПа.

На рис. 4.10а:  $E=16120$  МПа; для нижніх ділянок  $\sigma_{пр}=361$  МПа, для верхніх –  $\sigma_{пр}=2480$  МПа.

На рис. 4.10б:  $\sigma_{np}=1415$  МПа; для нижніх ділянок  $E=3350$  МПа, для верхніх –  $E=43700$  МПа.

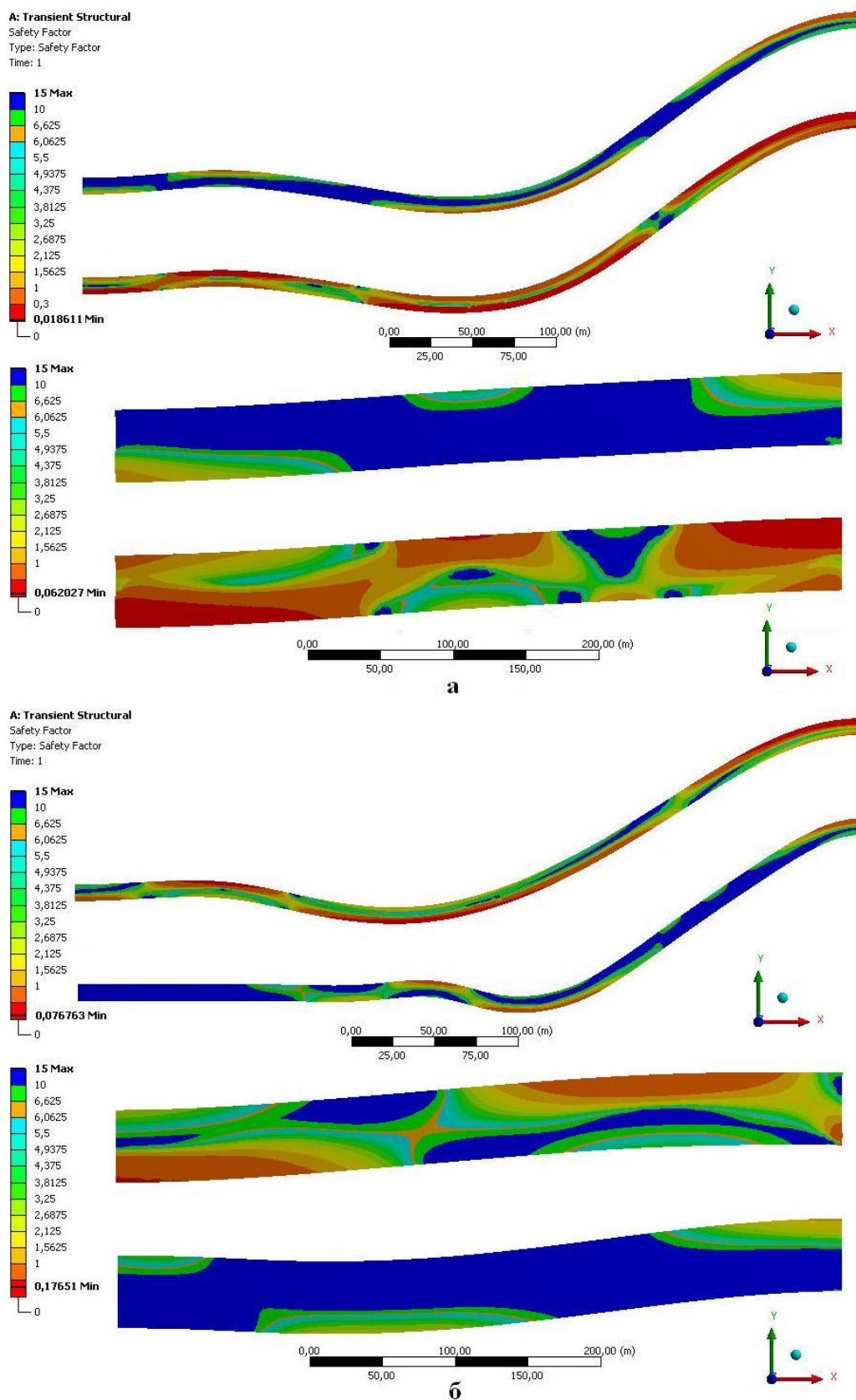


Рис. 4.9. Порівняльні результати напружено-деформованого стану антикліналі пісковика менілітової світи за критерієм  $SF$ :  
 а – зміна границі пружності; б – зміна модуля пружності.

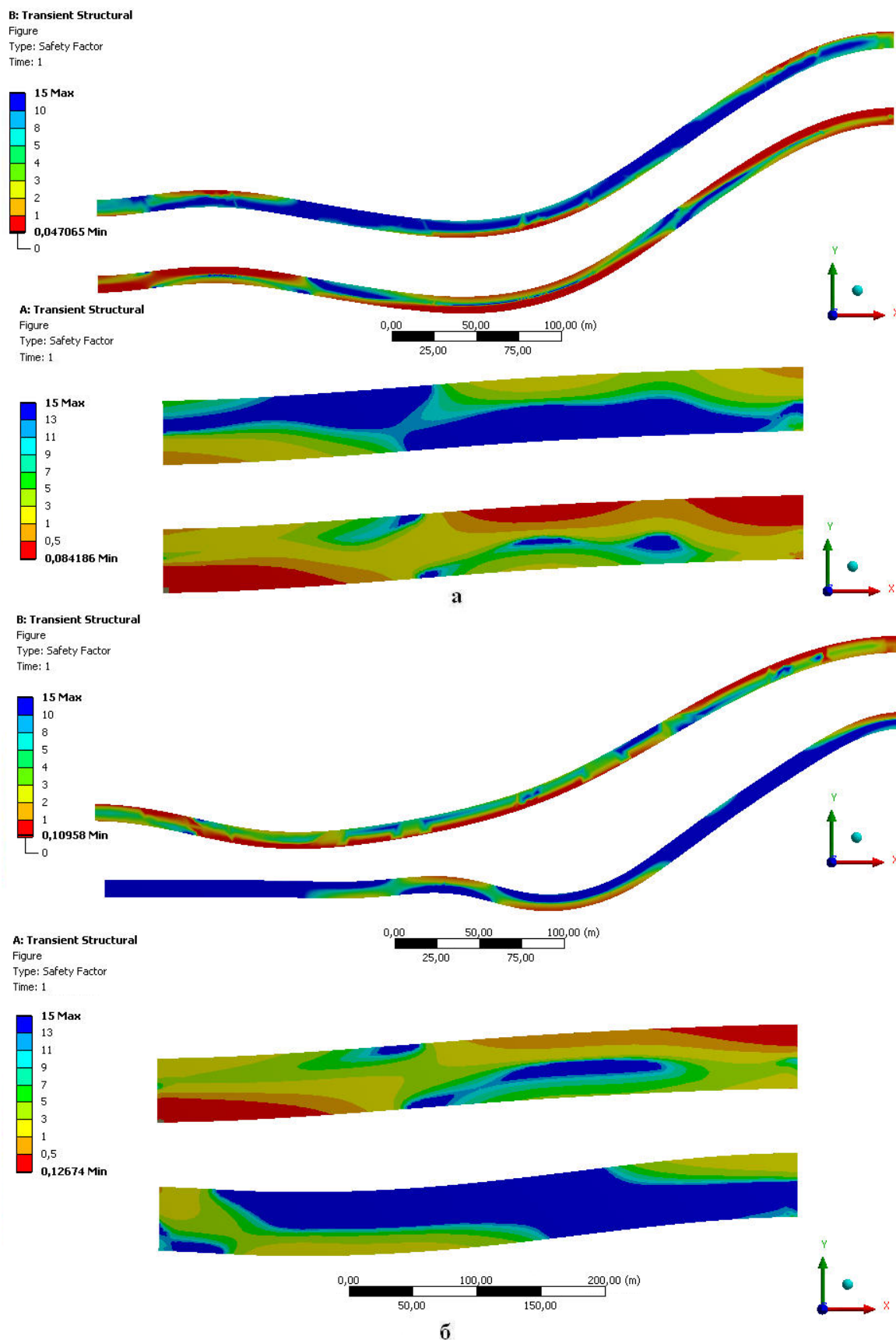


Рис. 4.10. Порівняльні результати напружено-деформованого стану антикліналі пісковика ямненської світи за критерієм  $SF$ :  
а – зміна границі пружності; б – зміна модуля пружності.

На основі отриманих результатів можна зробити такі висновки.

Оцінка фізико-механічних властивостей пісковиків Прикарпаття підтвердила загальну тенденцію до значного розкиду значень характеристик гірських порід. Закономірності розкиду значень границі і модуля пружності пісковиків вказують на наявність важливих чинників, які по різному впливають на їх міцність і жорсткість. Порівняльні результати НДС антикліналей прошарків пісковиків з урахуванням розкиду значень їх механічних властивостей показали значний вплив характеристик міцності і жорсткості на величину і місцезнаходження зон високої тріщинуватості. Особливу увагу слід звернути на вплив жорсткості пісковиків на форму антикліналі (див. рис. 4.9б, 4.10б). Це дасть змогу визначати механічні характеристики пісковиків на ділянках реальних антикліналей шляхом імітаційного моделювання, що може бути темою окремих досліджень.

#### **Висновки до розділу 4**

1. Утворення зон підвищеної тріщинуватості у піщано-алевритовій товщі в першу чергу залежить від напружено-деформованого стану прошарків пісковиків. Активні геодинамічні процеси через зміну напружено-деформованого стану зумовлюють можливість появи зон високої тріщинуватості шару пісковика.

2. Показано, що перспективним методом оцінки колекторських властивостей пісковиків є аналіз їх напружено-деформованого стану шляхом моделювання геодинамічних процесів утворення антикліналі за допомогою методу скінченних елементів. Параметрами моделі є товщина прошарку, довжина активної ділянки, висота підйому ділянки, основні фізико-механічні характеристики пісковиків. Досліджено вплив розкиду значень даних параметрів на напружено-деформований стан шару пісковика з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх місцезнаходження.



3. Аналіз фізико-механічних властивостей пісковиків Передкарпатського прогину підтвердив загальну тенденцію до значного розкиду значень характеристик гірських порід. Закономірності розкиду значень границі і модуля пружності пісковиків вказують на суттєву різницю формування їх параметрів міцності і пружності. Виявлено значний вплив характеристик міцності і жорсткості на величину і місцезнаходження зон високої тріщинуватості за результатами НДС антикліналей прошарків пісковиків з урахуванням розкиду значень їх механічних властивостей. Пружність пісковиків впливає на форму антикліналі, що дає змогу визначати механічні характеристики пісковиків на ділянках реальних антикліналей шляхом імітаційного моделювання.

## РОЗДІЛ 5

### ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОТЕКТОНІЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ ПРИКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА ДОПОМОГОЮ РОЗРОБЛЕНОЇ МОДЕЛІ

#### 5.1. Класифікація антикліналей Передкарпатського прогину

Використання тектонофізичного моделювання для реальних перспективних ділянок потребує ретельного аналізу прогинів пластів Передкарпатського прогину.

Як приклад, наведено фронтальні складки у Долинському перетині (рис. 5.1), де можна наочно побачити, наскільки складною є тектонічна будова Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Геодинамічні рухи та реологічна неоднорідність порід призвели до виникнення багатоярусної тектонічної будови. Нарівні з горизонтальними рухами відбувались і вертикальні, що спричинили до занурень блоків. Ярусність значно ускладнена локальними насувами, поперечними скидами, скидо-зсувами, які часто утруднюють простеження окремих ліній складок.

Надзвичайно складний характер тектонічних структур дасть змогу повністю використати потенціал модельних досліджень тектонічної тріщинуватості.

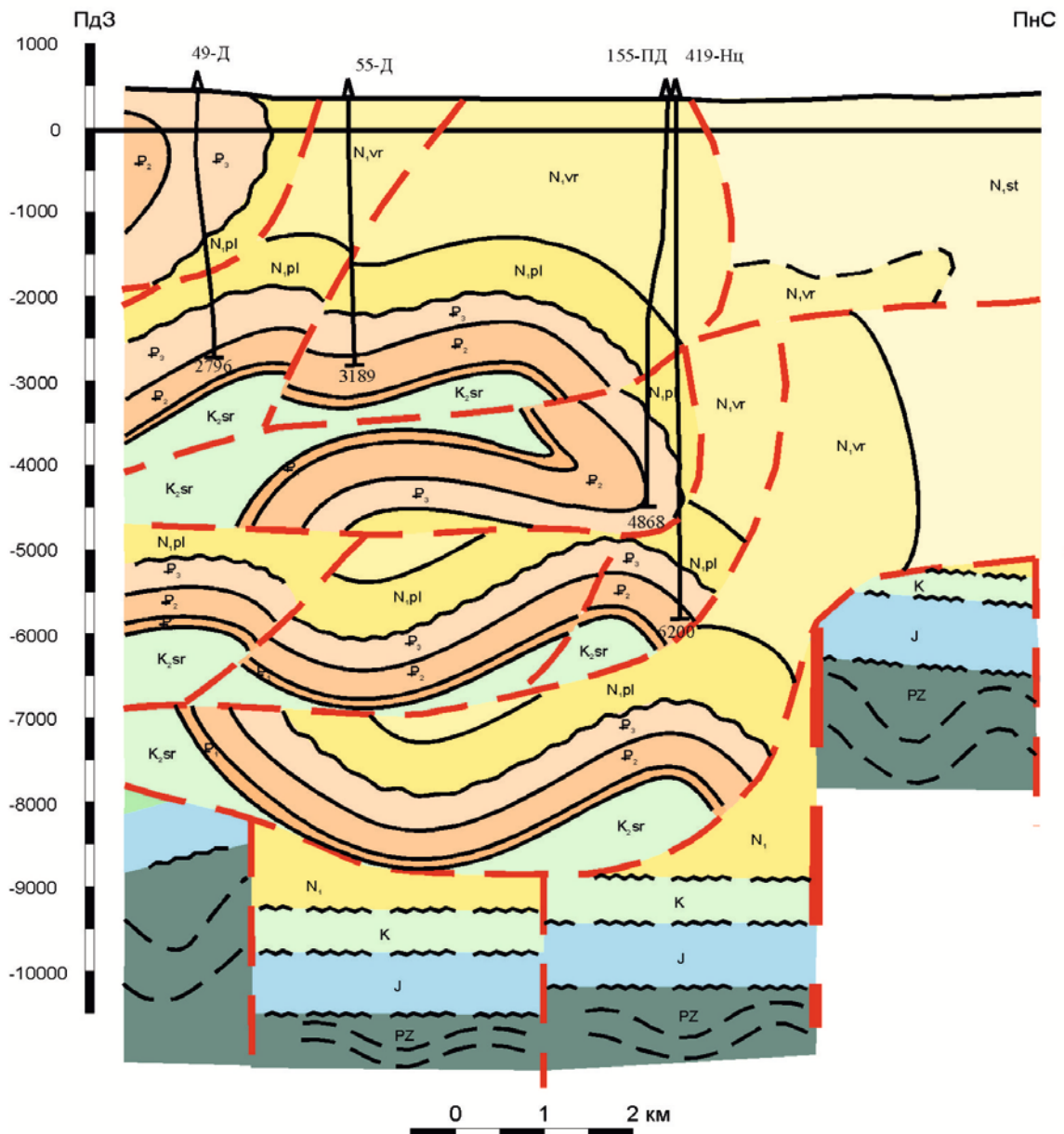
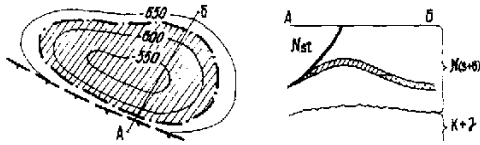


Рис. 5.1 Геологічна будова фронтальних складок у Долинському перетині.

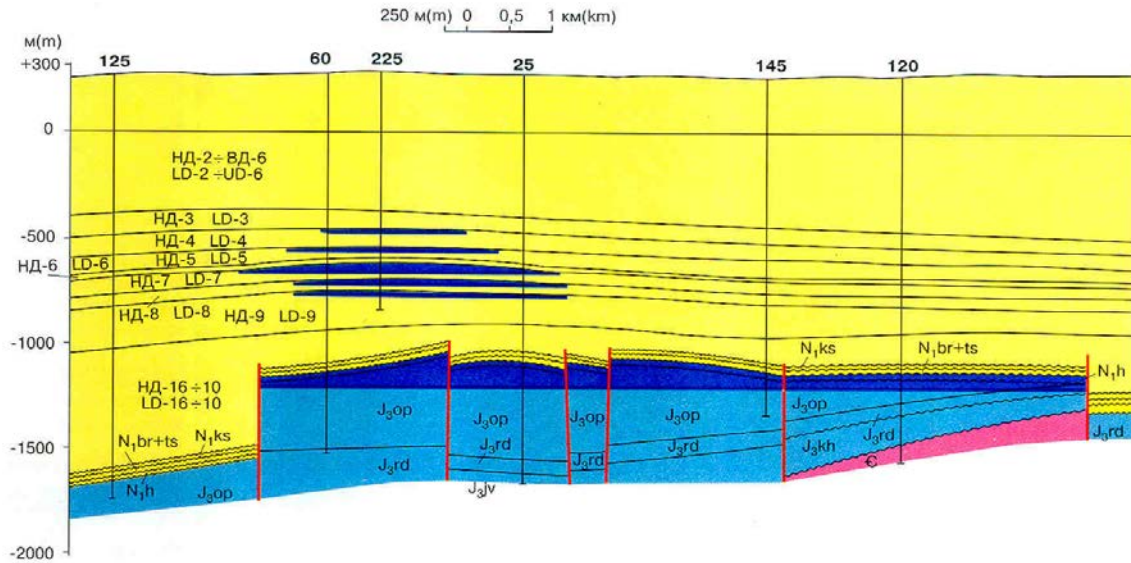
Оскільки існує велика кількість форм перегину пластів, для наших подальших модельних досліджень реальних нафтогазоперспективних відкладів вирішено розробити спрощену класифікацію перегинів пластів для Передкарпатського прогину. Проаналізувавши типи структур, в яких є нафта і газ, ми виділили такі типи складок зі спрощеними схематичними зображеннями та реальними прикладами геологічних профілів родовищ Передкарпатського прогину.

Непорушені або порушені незначно



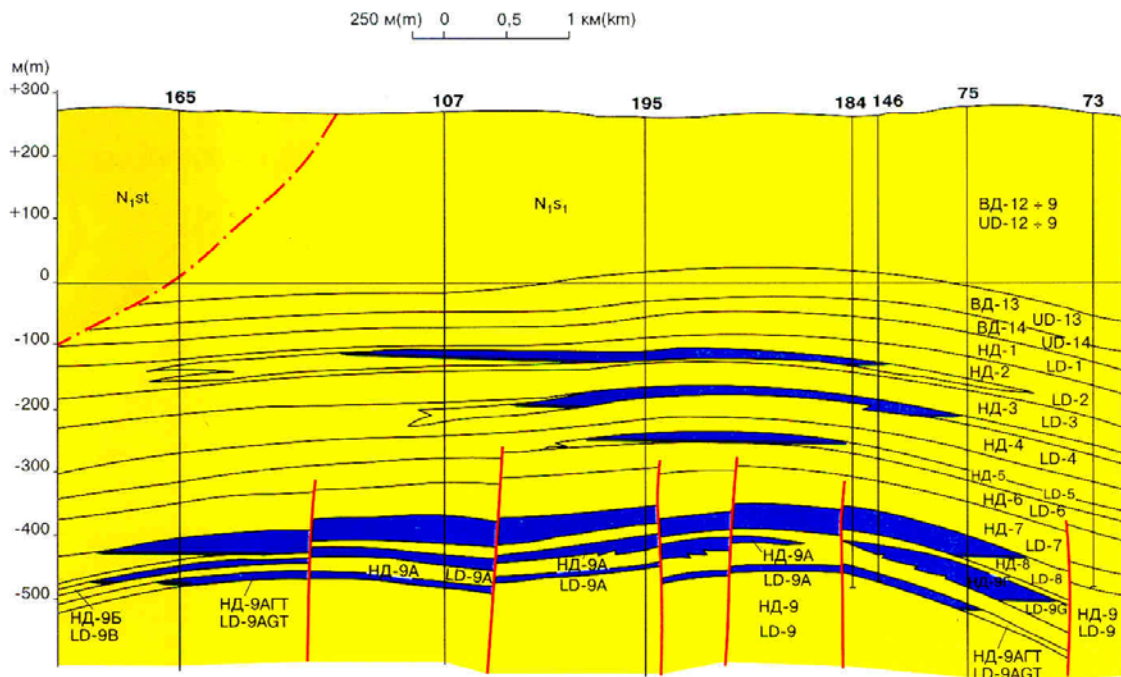
Прикладами таких антикліналей в природі можуть бути такі родовища як Рудківське, Дашавське

### Рудківське



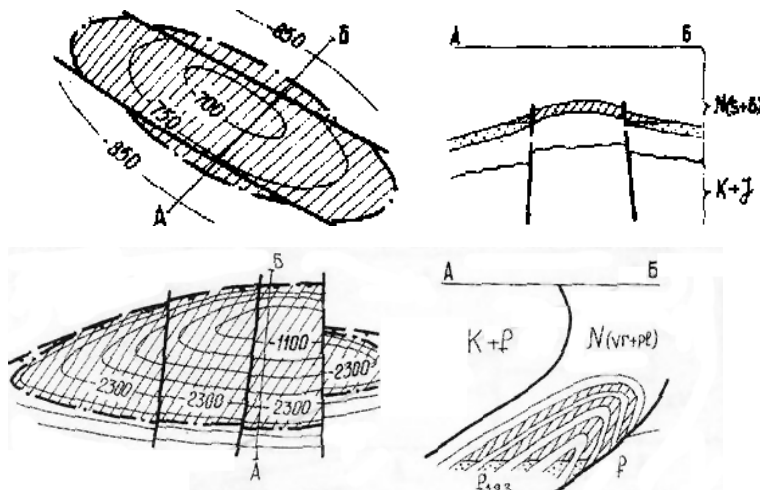
ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за Р.Т. Трушкевичем, 1994 р.

### Дашавське



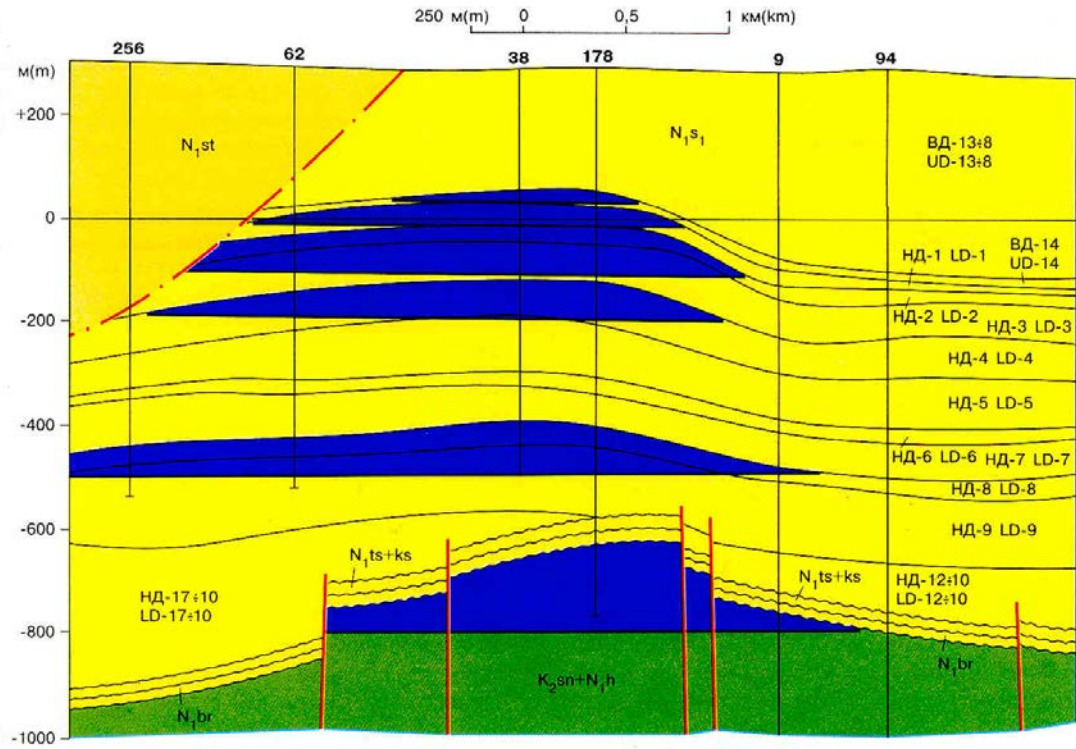
ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за О.М. Ішенком, Т.М. Залізняка, 1991 р.

### Слабопорушені



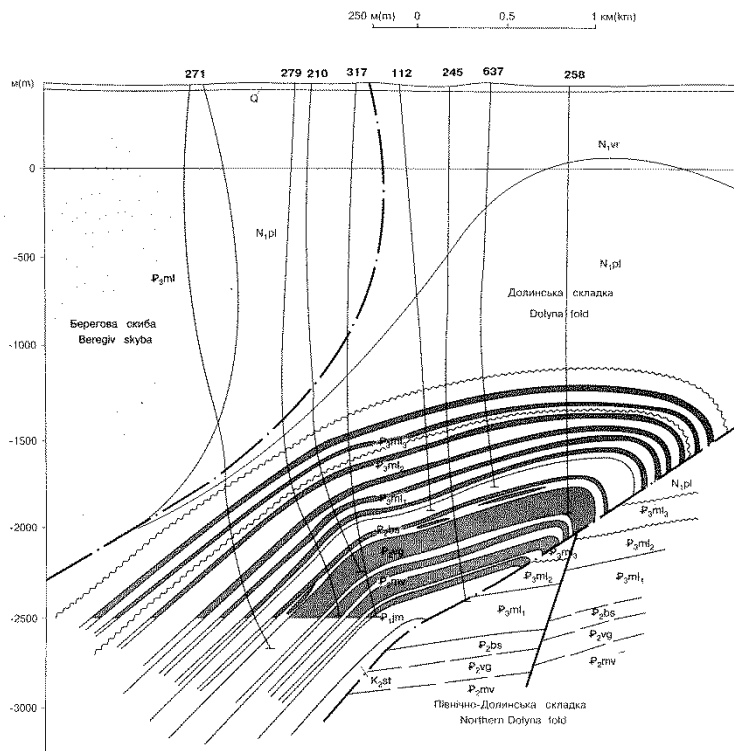
Прикладами є такі родовища нафти і газу, як Угерське, Долинське, Старосамбірське

Угерське



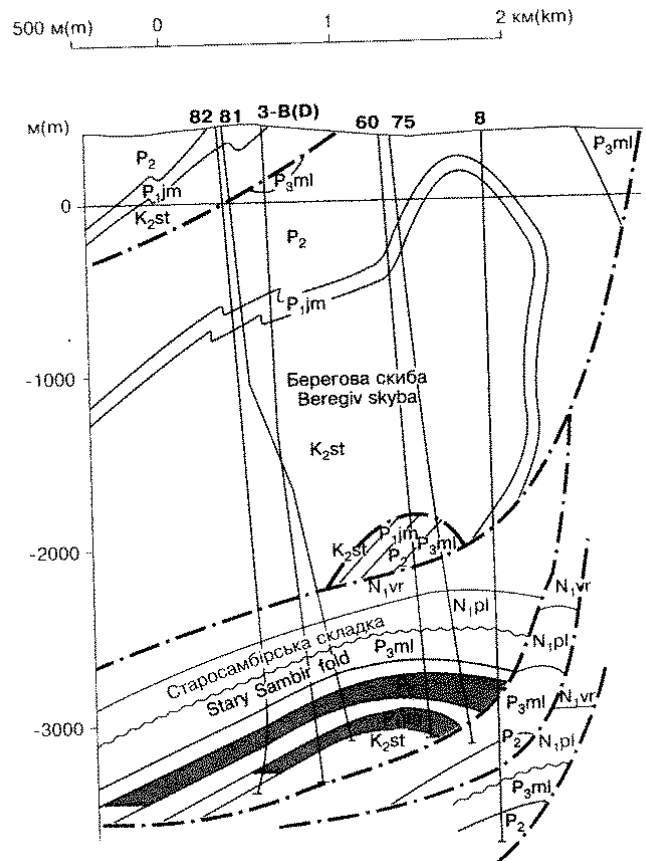
ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за Р.Т. Трушкевичем, 1995 р.

Долинське



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за Н.М. Хомою та Л.П. Даик, 1989 р.

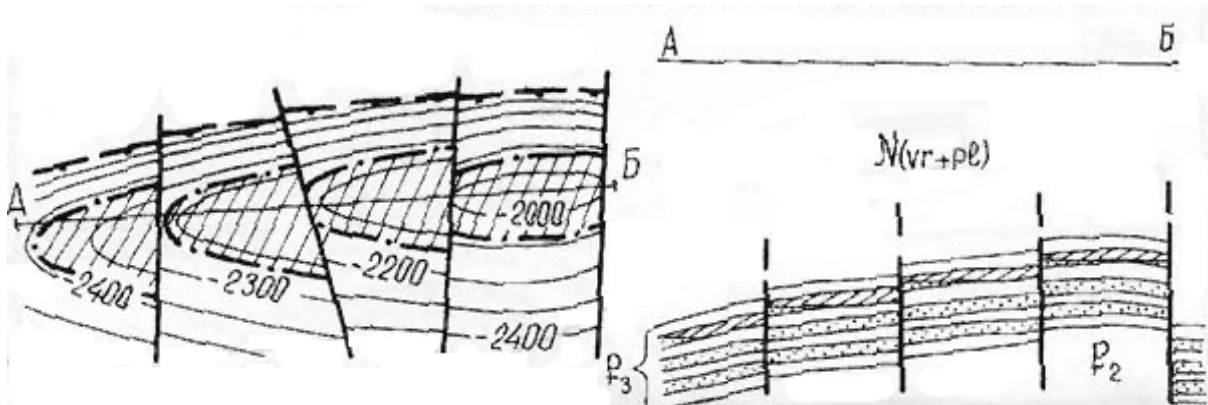
## Старосамбірське



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за О.М. Вишняковою, 1994 р.

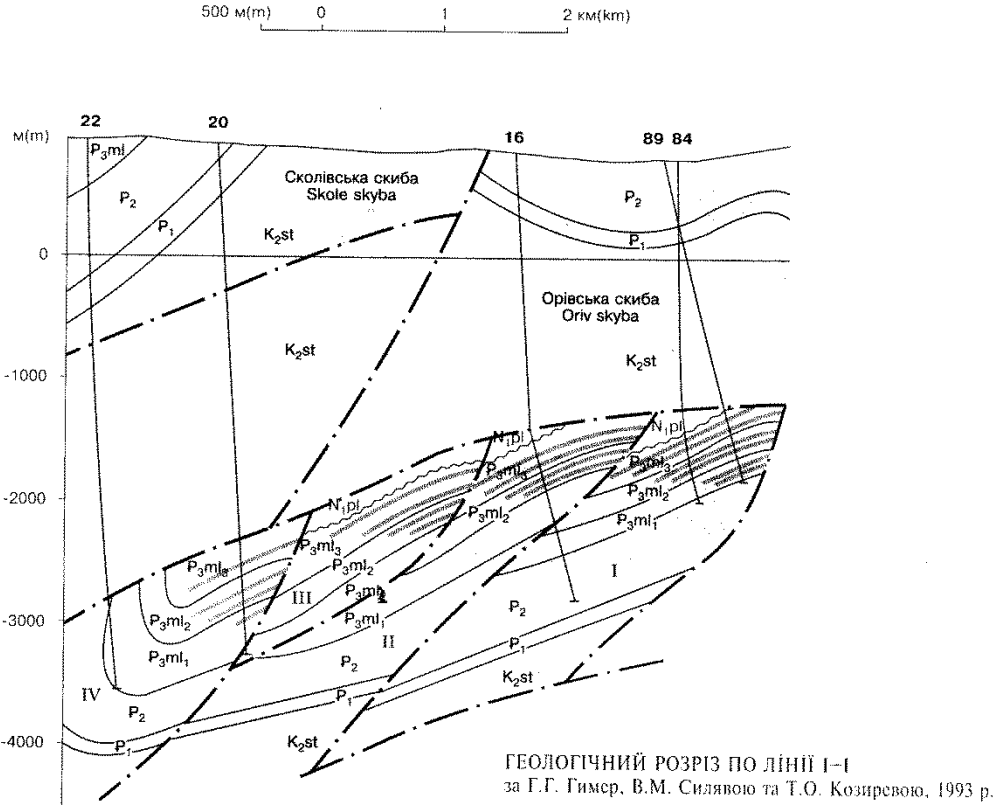
GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE  
by O.M. Vyshnyakova, 1994

## Розбиті розломами на самостійні блоки

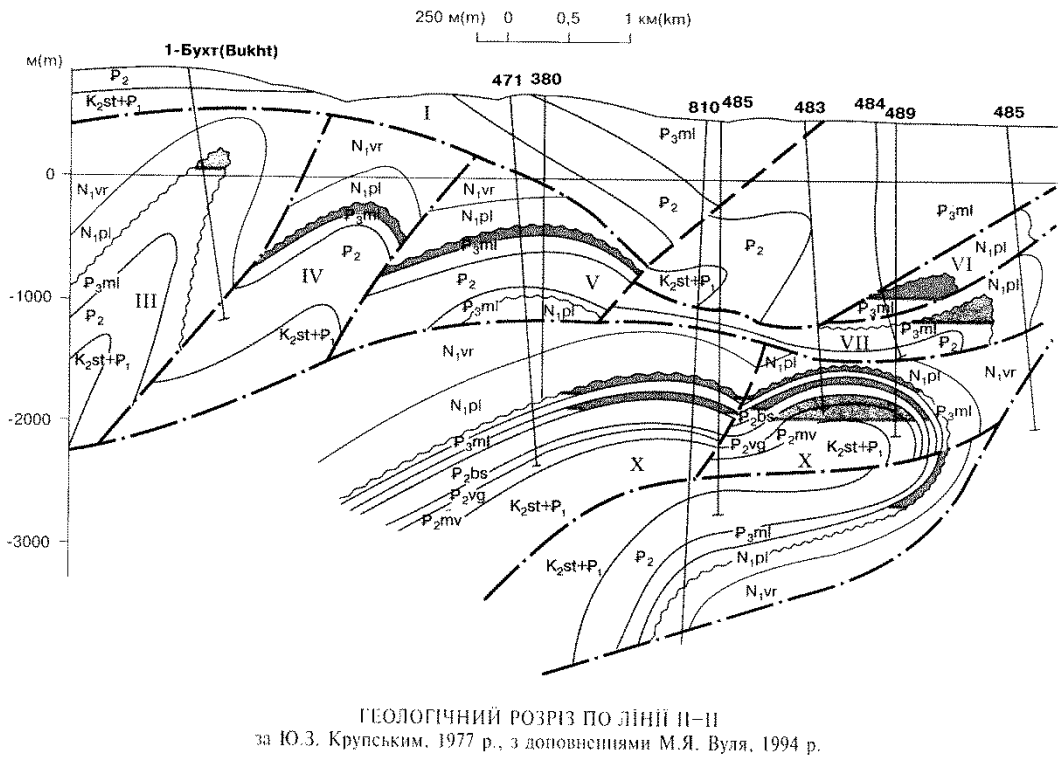


Приклади родовищ: Бистрицьке, Битків-Бабчинське,  
Південностинавське

Бистрицьке

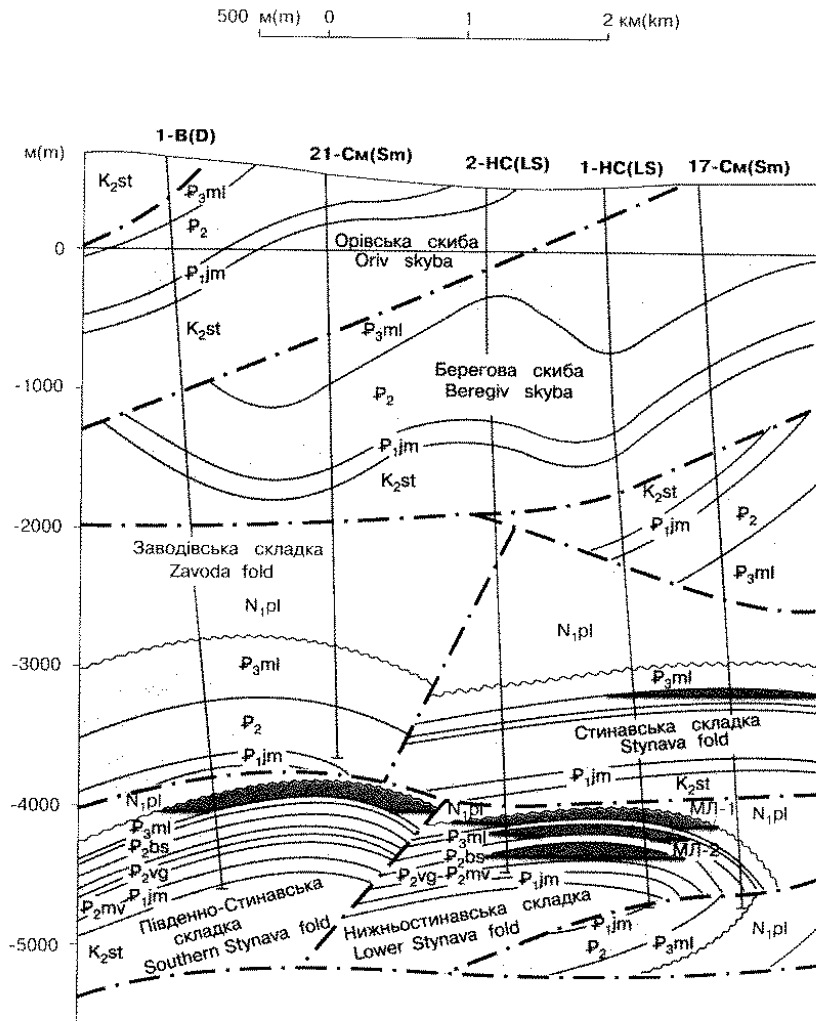


Битків-Бабчинське



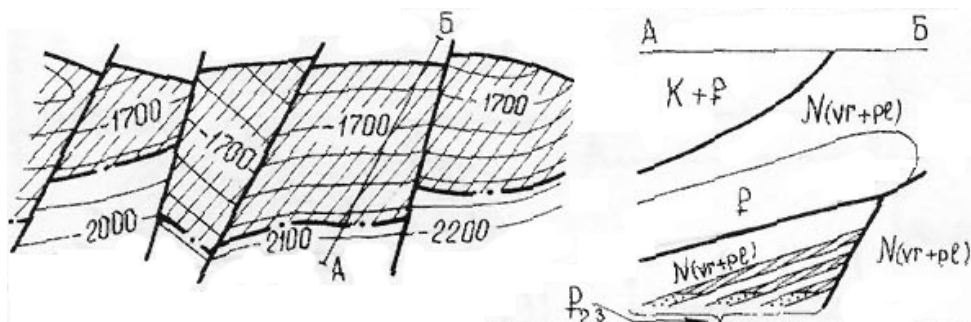


## Південностинавське



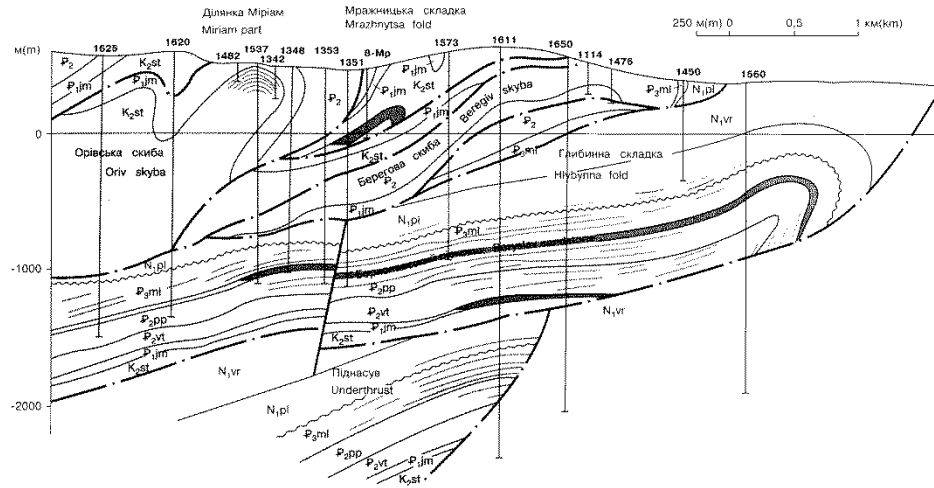
ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за Б.Г. Хитайленком, 1994 р.

## Тектонічно екрановані



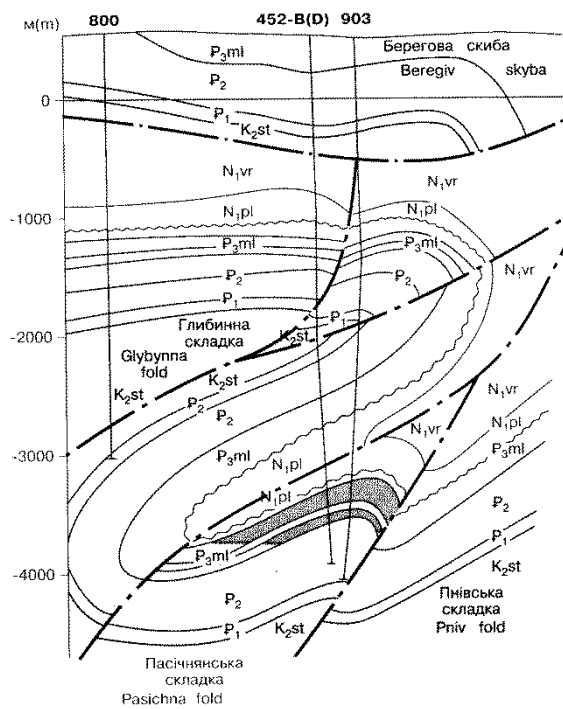
Приклади: Бориславський піднасув, Пасічнянське

## Бориславський піднасув



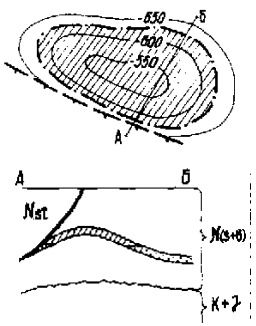
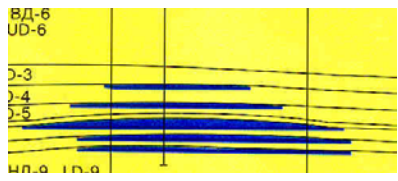

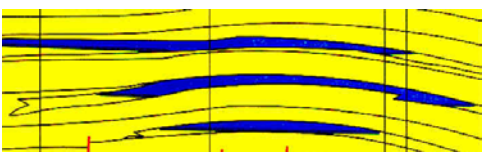
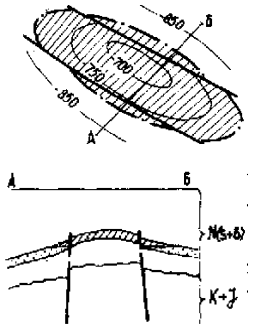
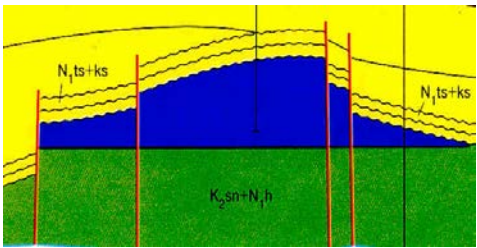
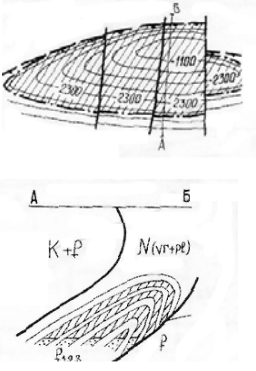
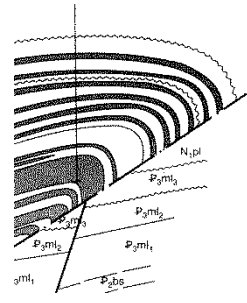
ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І  
за Н.Р. Ковальчуком, 1978 р., з доповненнями М.Я. Вуля, 1994 р.

## Пасічнянське

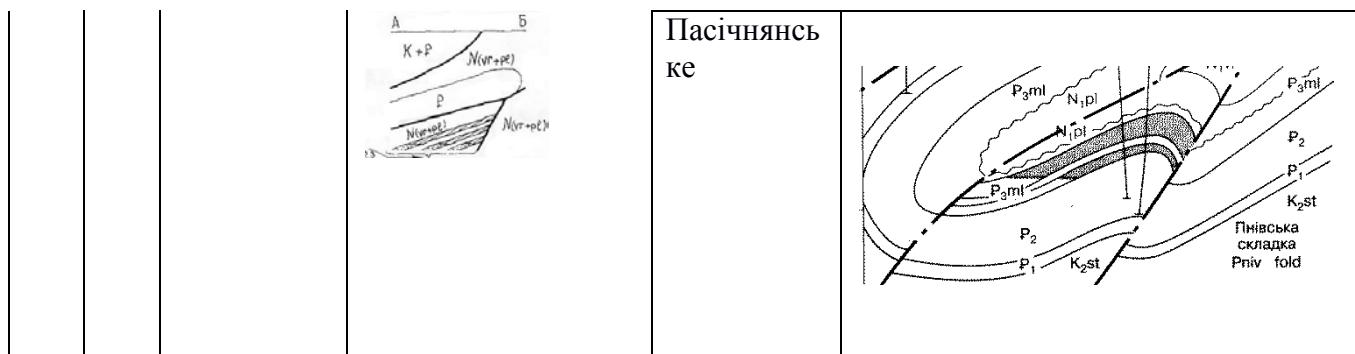


Геологічний розріз по лінії І-І за З.В. Ляшевичем (1989)

### Спрощена класифікація перегинів пластів Передкарпатського прогину

Тип	Група	Рід	Схема	Приклади родовищ	Геологічні профілі родовищ
Пластові	Склепінні	Непорушені (незначно порушені)		Рудківське	
				Дашавське	
		Слабопорушені		Угерське N1s	
	Долинське				

			Старосамбірське	
		Розбиті розломами на самостійні блоки	Бистрицьке	
			<p>A B</p>	
			Південно-стинавське	
Екрановані		Тектонічно-екрановані (складно побудовані)	Борислав. піднасув	



Як бачимо з таблиці (табл. 5.1), для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характерні різноманітні типи складок з потенційно можливими зонами підвищеної тріщинуватості. Саме тому на родовища цієї зони і буде зосереджена увага при апробації та практичному використанні моделі.

## 5.2. Апробація моделі на Старосамбірському родовищі

Наші попередні дослідження були спрямовані на обґрунтування основних підходів до тектонофізичного моделювання піщано-алевритової товщі для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів. Але розроблена модель симетричної антикліналі не може використовуватись в умовах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину через значно складніші форми перегинів пластів. Тому для практичного використання моделі її в першу чергу потрібно ускладнити і апробувати на відомих родовищах [171]. Тільки після успішної апробації модель буде готова до практичного використання.

Модель апробувалась нами на Старосамбірському родовищі.

Старосамбірська структура являє собою асиметричну антикліналь північно-західного простягання. Північно-східне крило її круте, коротке, значною мірою зрізане насувом (рис. 5.2). Поклади нафти виявлені в колекторах ямненської світи палеоцену і вигодської еоцену. Основний з них ямненський міститься у масивних і товсто шаруватих пісковиках та алевролітах. Товщина колектора змінюється від 81 до 142 м (табл. 5.1).

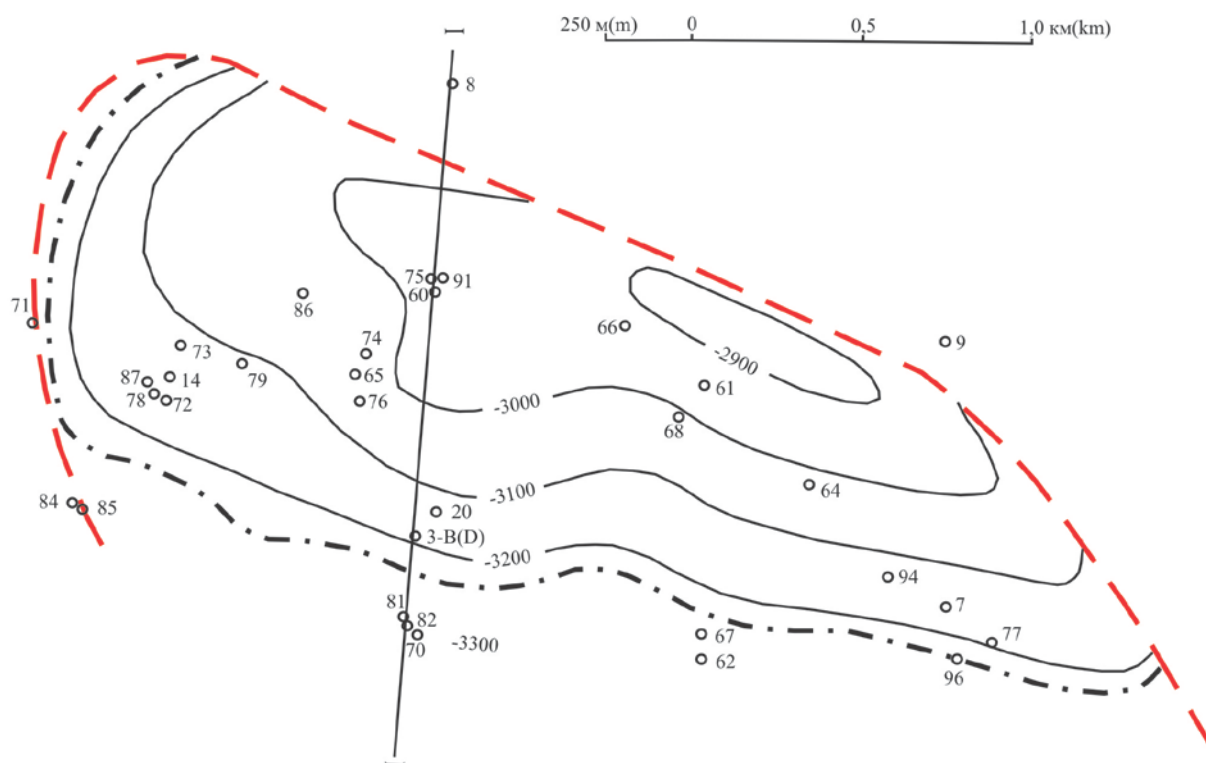


Рис. 5.2 Структурна карта покрівлі яменської світи Старосамбірського родовища

Враховуючи геометричні особливості антикліналі та фізико-механічні характеристики пісковиків яменської світи, побудовано відповідну модель колектора яменської світи палеоцену. Для моделювання асиметричної антикліналі з різною товщиною прошарку по довжині розроблена в розділі 4 методика потребувала удосконалення. По-перше, ми були змушені відмовитися від моделювання тільки одного крила, оскільки структура є асиметричною. По-друге, нового підходу в моделюванні потребувало північно-східне крило, яке ускладнене насувом. Для імітаційного моделювання з такими параметрами використано граничні умови, наведені на рис. 5.3.

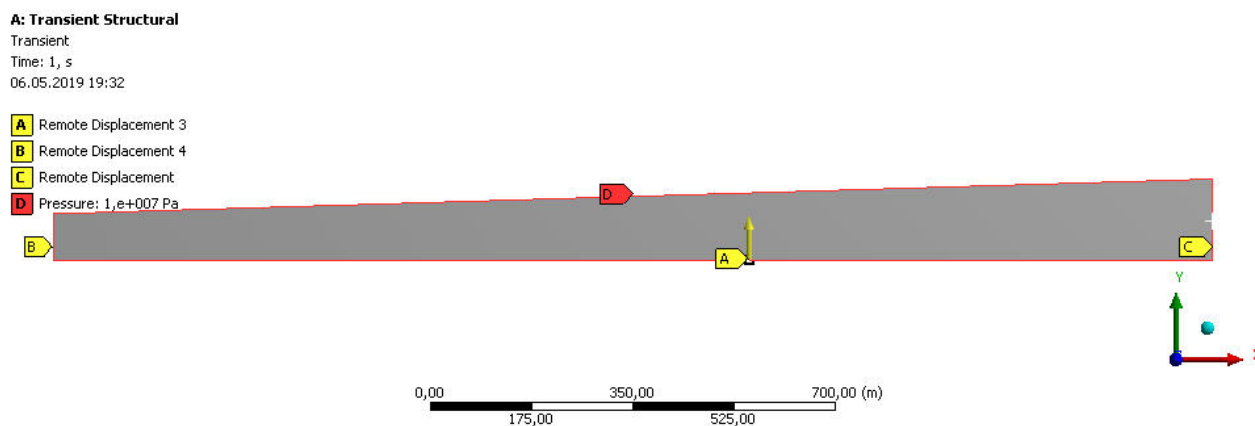


Рис. 5.3. Граничні умови та навантаження моделі антикліналі.

Використано такі умови:

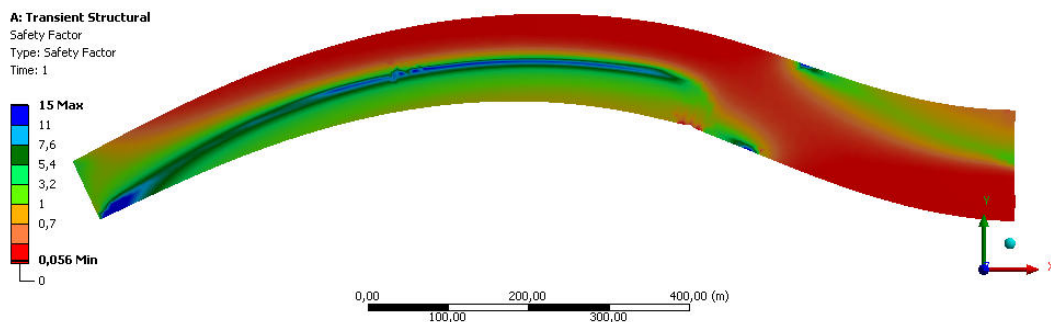
A – висота підйому антикліналі з заборonoю на рух вліво-вправо;

B – обмеження на рух вверх-вниз;

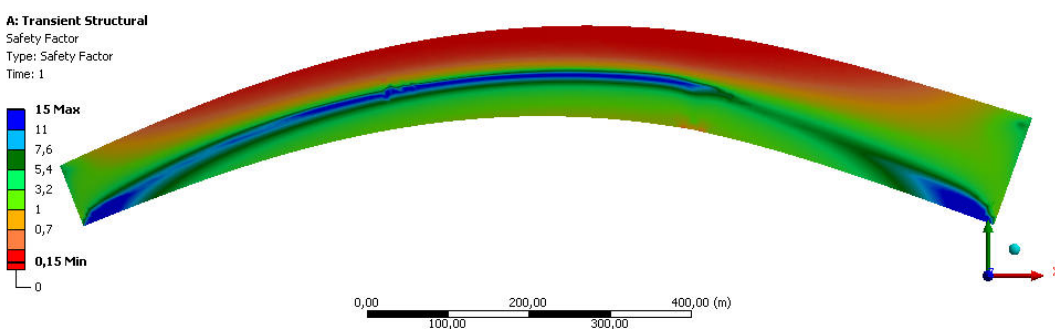
C – обмеження на рух вверх-вниз;

D – тиск.

Результати розв’язку наведено на рис. 5.4 за двома можливими варіантами.



а



б

Рис. 5.4. Порівняльні результати напружено-деформованого стану антикліналі пісковика ямненської світи Старосамбірського родовища за критерієм  $SF$ :

а – результати за умови С – обмеження на рух вверх-вниз з обмеженням на поворот перерізу;

б – результати за умови С – обмеження на рух вверх-вниз без обмеження на поворот перерізу.

Умови рис. 5.4б ближчі до реальних через боковий насув. Як бачимо з рис. 5.4б, зона підвищеної тріщинуватості розміщена у склепінні антикліналі. Це твердження доведено натурними дослідженнями керну.



### 5.3 Апробація моделі на Південно-Гвіздецькому родовищі

Південно-Гвіздецьке родовище розташоване у Надвірнянському районі Івано-Франківської області на відстані 2 км від м. Надвірна.

У геологічній будові структури беруть участь флішеві відклади верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодсько-пасічнянська, бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа) та моласові утворення міоцену (воротищенська світа).

Південно-Гвіздецька антикліналь є фронтальною у четвертому ярусі структур. По утвореннях палеогену вона являє собою вузьку лінійно витягнуту асиметричну складку північно-західного простягання. Північно-східне крило її круте, значною мірою зрізане насувом, південно-західне – відносно похиле і широче (рис. 5.5).

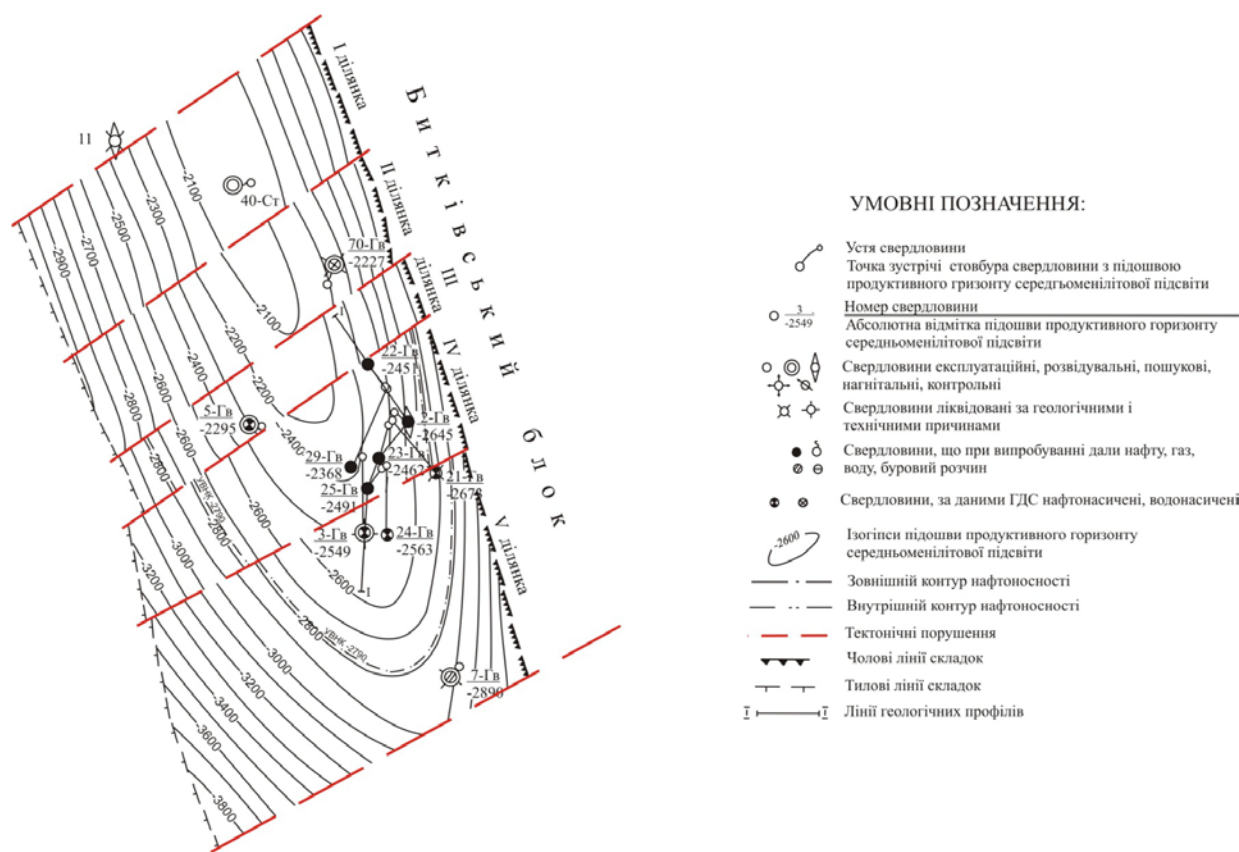


Рис. 5.5. Структурна карта підшови продуктивного горизонту середньоменілітової підсвіти Південно-Гвіздецького родовища. Масштаб 1:25000 (за даними НДПІ ВАТ «Укрнафта» та Здерки Т.В.) [133].

Нафтогазоносність родовища пов'язана з утвореннями менілітової, вигодсько-пасічнянської та манявської світ. Колекторами у всіх горизонтах є пласти пісковиків та алевролітів. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані.

Нами звернуто увагу на результати досліджень Т.В.Здерки [133] по олігоценому резервуарі Південно-Гвіздецького родовища (рис. 5.6).

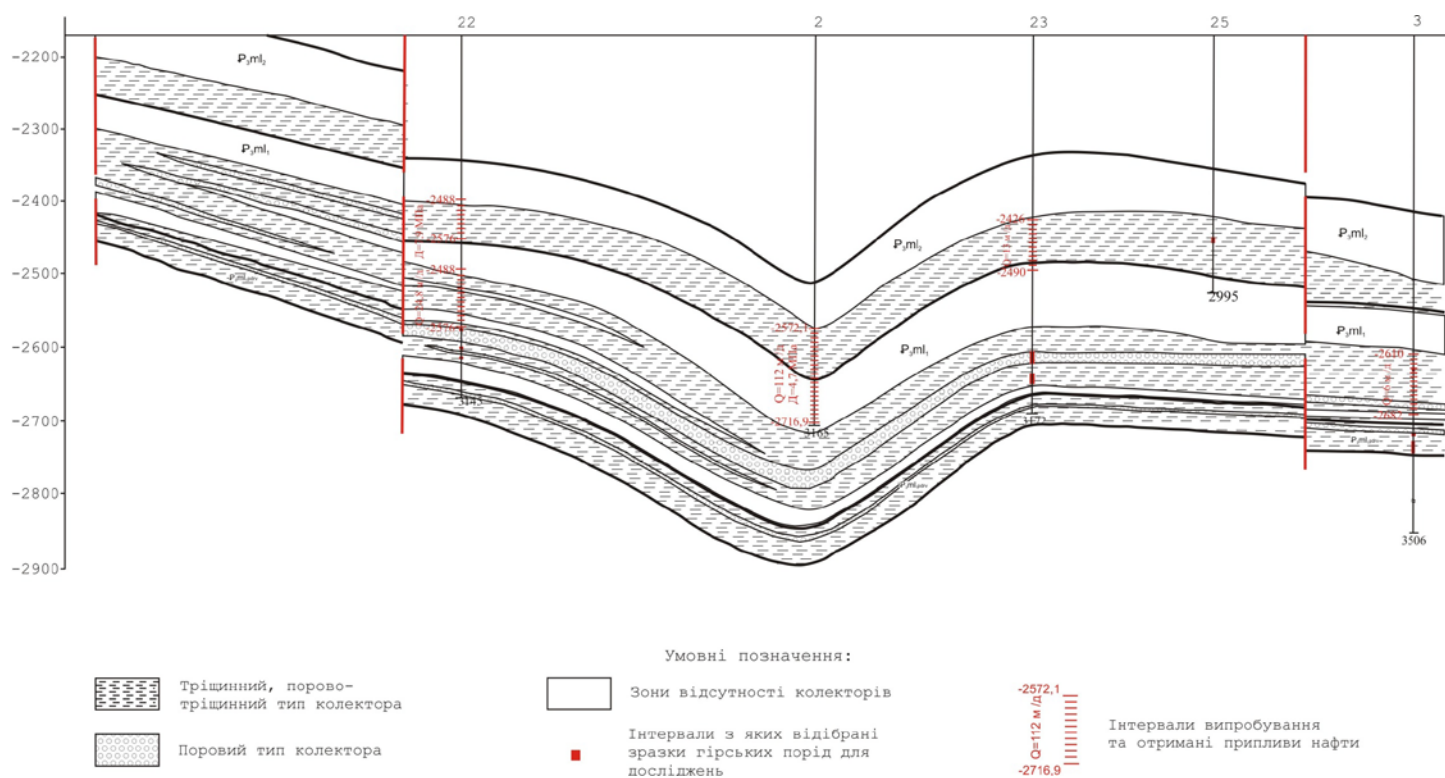


Рис. 5.6. Графічна модель будови олігоценого резервуару Південно-Гвіздецького родовища по лінії свердловин 22, 2, 23, 25, 3 (за даними НГВУ «Надвірнанафтогаз», НДПІ ВАТ «Укрнафта» та результатів [133]).

Верхній пласт пісковиків менілітової світи товщиною 55-75 м практично повністю відноситься до тріщинного, порово-тріщинного типу колектора. З попередніх наших досліджень випливало, що зона підвищеної тріщинуватості знаходиться у верхній частині склепіння антикліналі, або нижній синкліналі. Це добре узгоджується з практикою геолого-пошукових робіт, наприклад, для

Старосамбірського родовища (див. п.п. 5.2).

Виникло питання, чи можливо в межах розробленої моделі пояснити таку аномально велику зону підвищеної тріщинуватості. Для розв'язку задачі було удосконалено граничні умови для відтворення реальної деформації пласта пісковика (рис. 5.7).

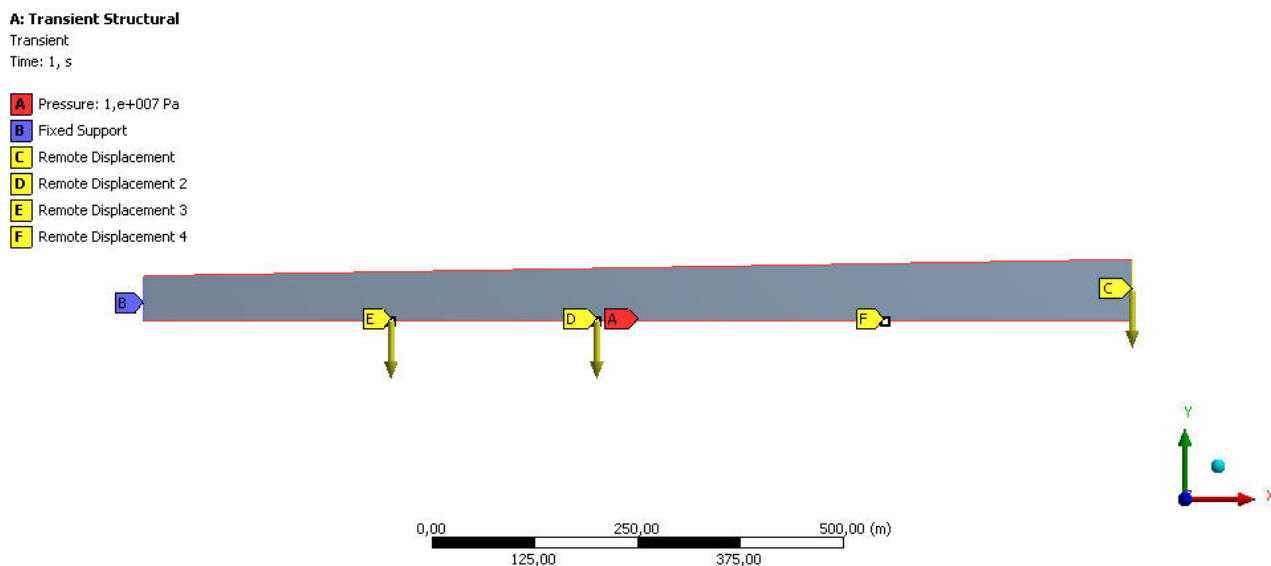


Рис. 5.7. Граничні умови та навантаження моделі синкліналі.

Результати моделювання наведено на рис. 5.8.

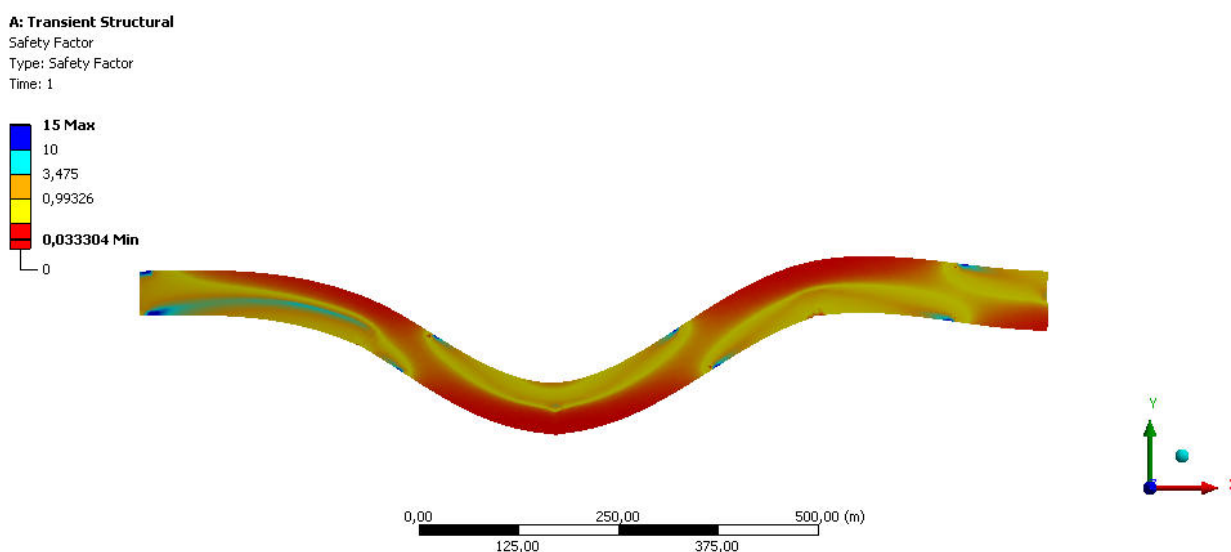


Рис. 5.8. Результати моделювання НДС синкліналі менілітової світи.

Згідно з результатами, зона підвищеної тріщинуватості практично повністю охоплює пласт, що відповідає висновкам [1]. Таким чином, за

допомогою розробленої моделі можна досліджувати достатньо складні структури на тектонічну тріщинуватість.

#### **5.4 Використання моделі для досліджень перспективних ділянок та рекомендацій щодо пошукового буріння**

Після успішної апробації для практичного використання моделі нами взято до уваги нафтогазоперспективні відклади Південносливкінської структури.

Південносливкінська площа в структурному відношенні охоплює Південносливкінську складку першого ярусу структур, яка представлена двома блоками. Ми розглядаємо Кричківський блок.

Структурні форми цих блоків, з врахуванням можливої екранізації поперечними розломами є сприятливими для існування покладів нафти і газу. Породами-колекторами виступають піщано-алевритові різновидності порід з відносно низькими колекторськими властивостями.

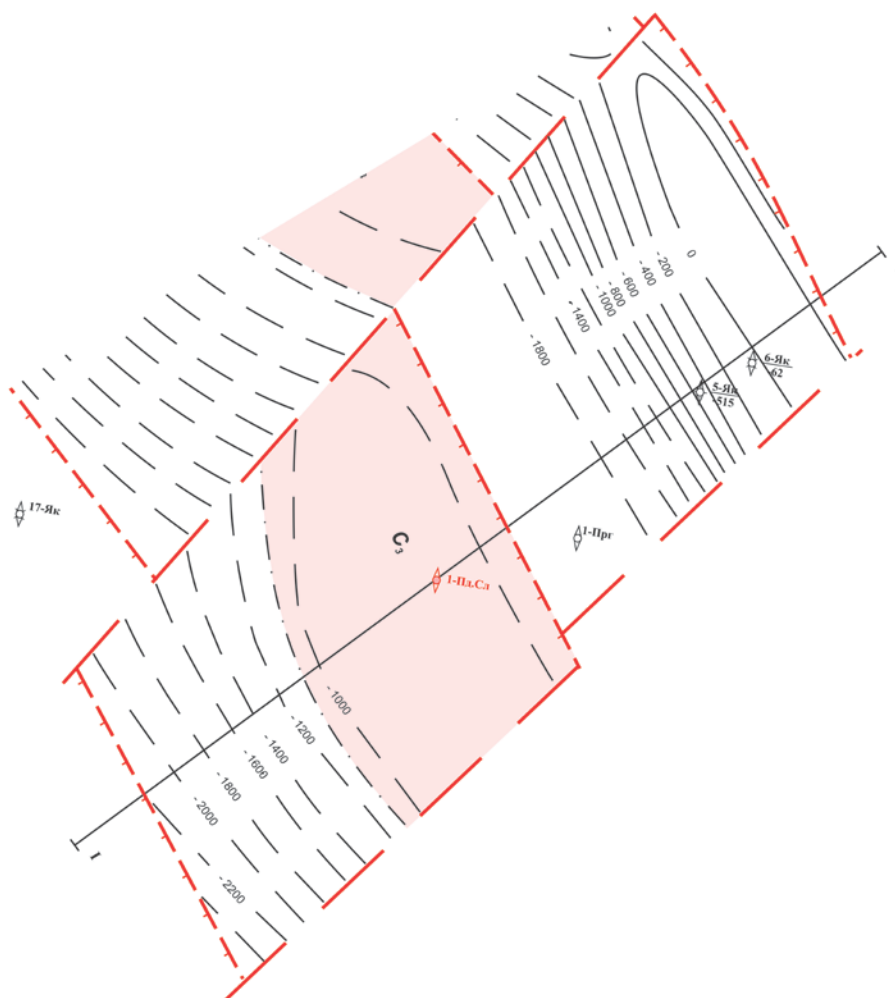
**Південносливкінська структура.**

Рис. 5.9 Структурна карта покрівлі еоценових відкладів ( $P_2$ ) Південносливкінської площі. Масштаб 1:25 000 (за матеріалами Прикарпатського УБР склав Мончак Л.С.).

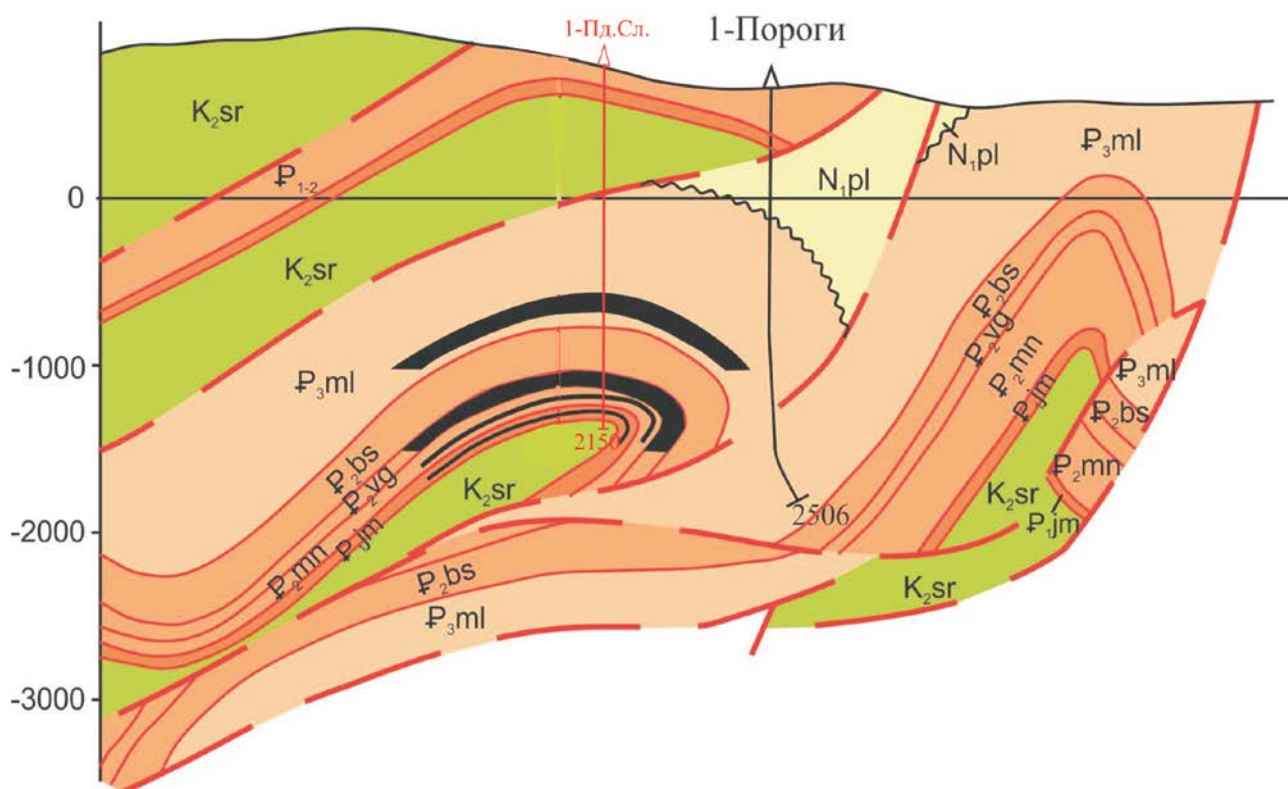


Рис. 5.10 Геологічний розріз Південносливкінської площі по лінії I-I. Масштаб 1:25 000 (за матеріалами Прикарпатського УБР склав Мончак Л.С.)

Антикліналь пісковика вигодської світи вдалося змоделювати аналогічно рис. 5.4 з допомогою удосконалених граничних умов імітації піднасуву (умова С – переміщення і фіксований поворот перерізу) (рис. 5.11).

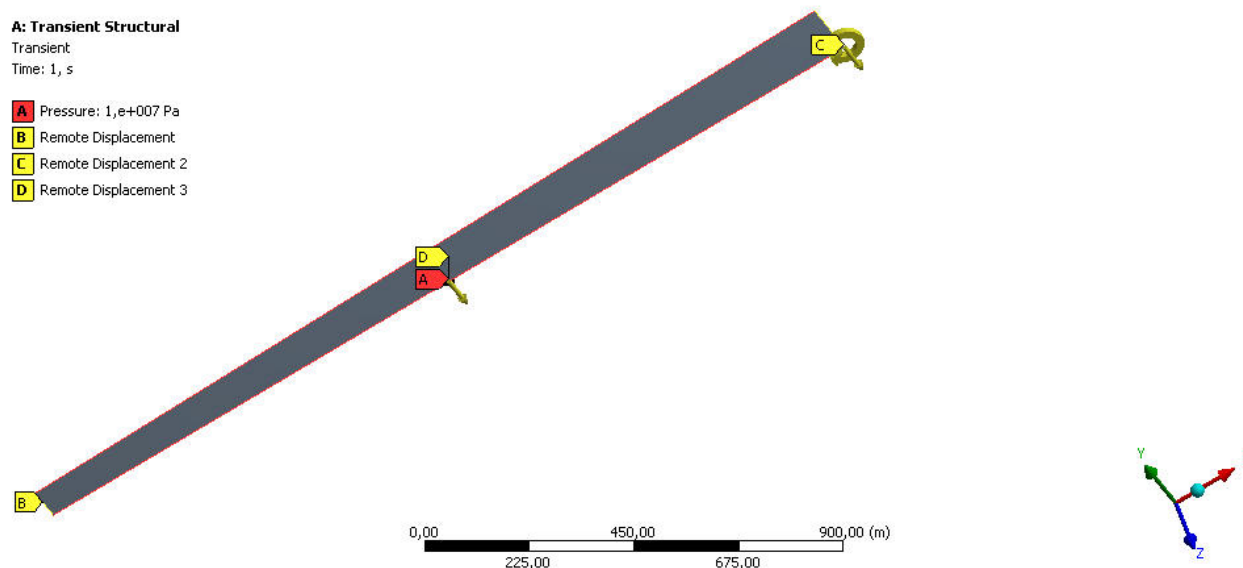


Рис. 5.11 Граничні умови та навантаження моделі антикліналі.

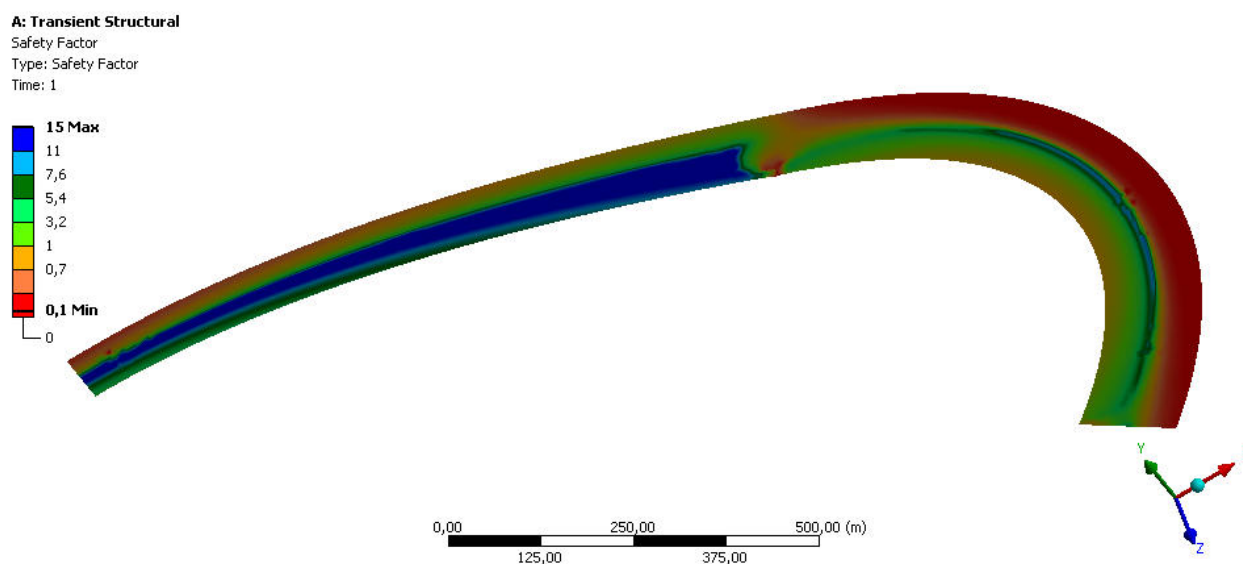


Рис. 5.12 Результати моделювання НДС антикліналі вигодської світи.

Згідно з результатами досліджень, незважаючи на дуже великі деформації, зона тектонічної тріщинуватості є локальною, антикліналь не зруйнована. Відклади бистрицької світи з аналогічною тектонічною будовою є покришкою. За результатами досліджень уточнюємо місце розміщення пошукової свердловини 1-Пд.Сл. (див. рис. 5.9). Свердловина зміщена на 100м

в північно-східному напрямку.

### Ангелівська структура.

Перспективні ділянки Ангелівської структури наведено на рис. 5.13.

Підтверджуємо місце розміщення проектної пошукової свердловини 1-Ан за аналогією з Південносливкінською структурою. Тут пласт пісковика ямненської світи має подібний НДС, як на рис. 5.11.

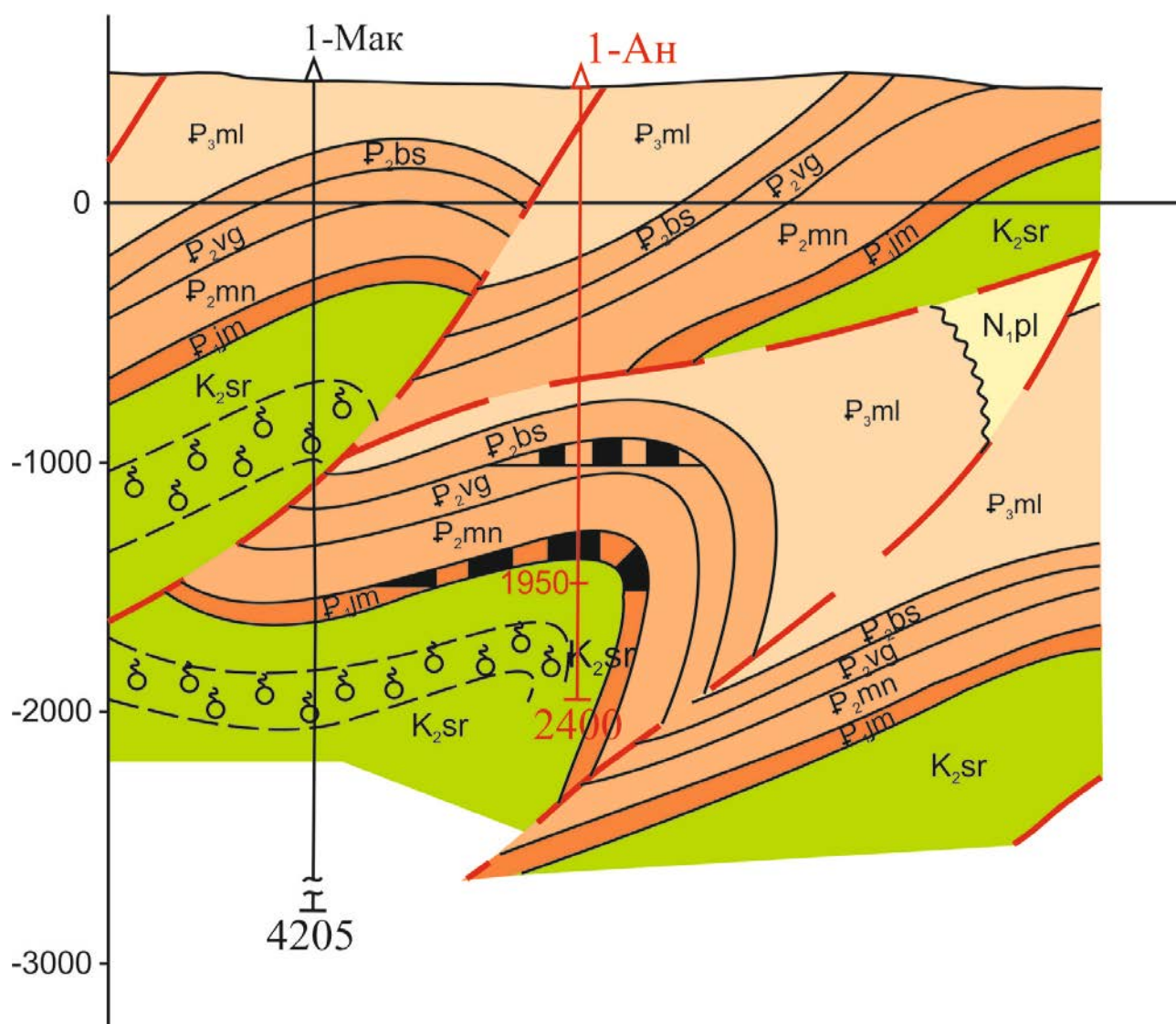


Рис. 5.13. Перспективні ділянки Ангелівської структури.



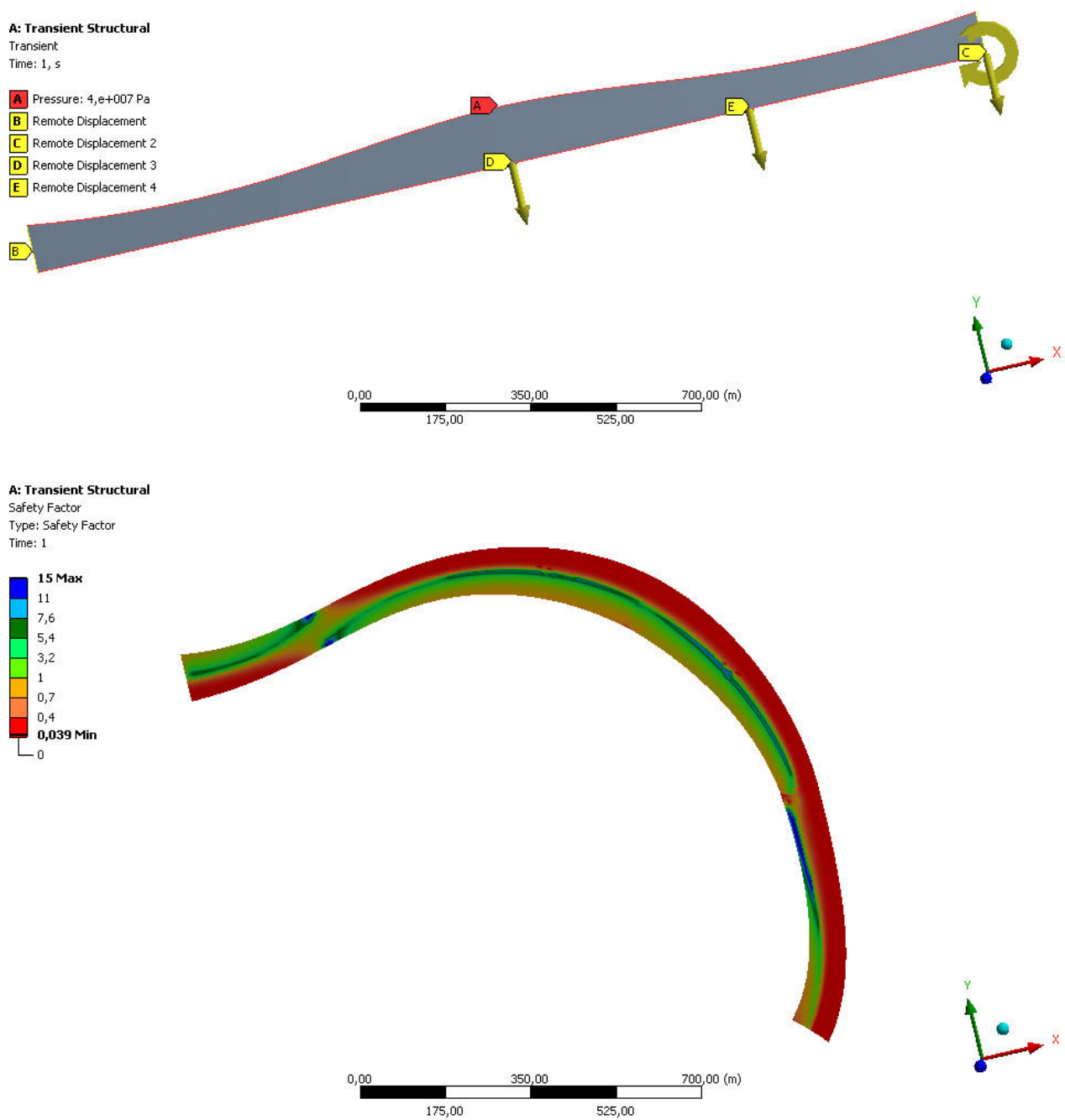


Рис. 5.14. Результати моделювання НДС антикліналі ямненської світи.

### Площа Північна Опака.

Також модель застосовано на площі Північна Опака (рис. 5.16). Тут пласт пісковика ямненської світи має подібну тектонічну будову до пісковика вигодської світи Південносливкінської структури (рис. 5.17).

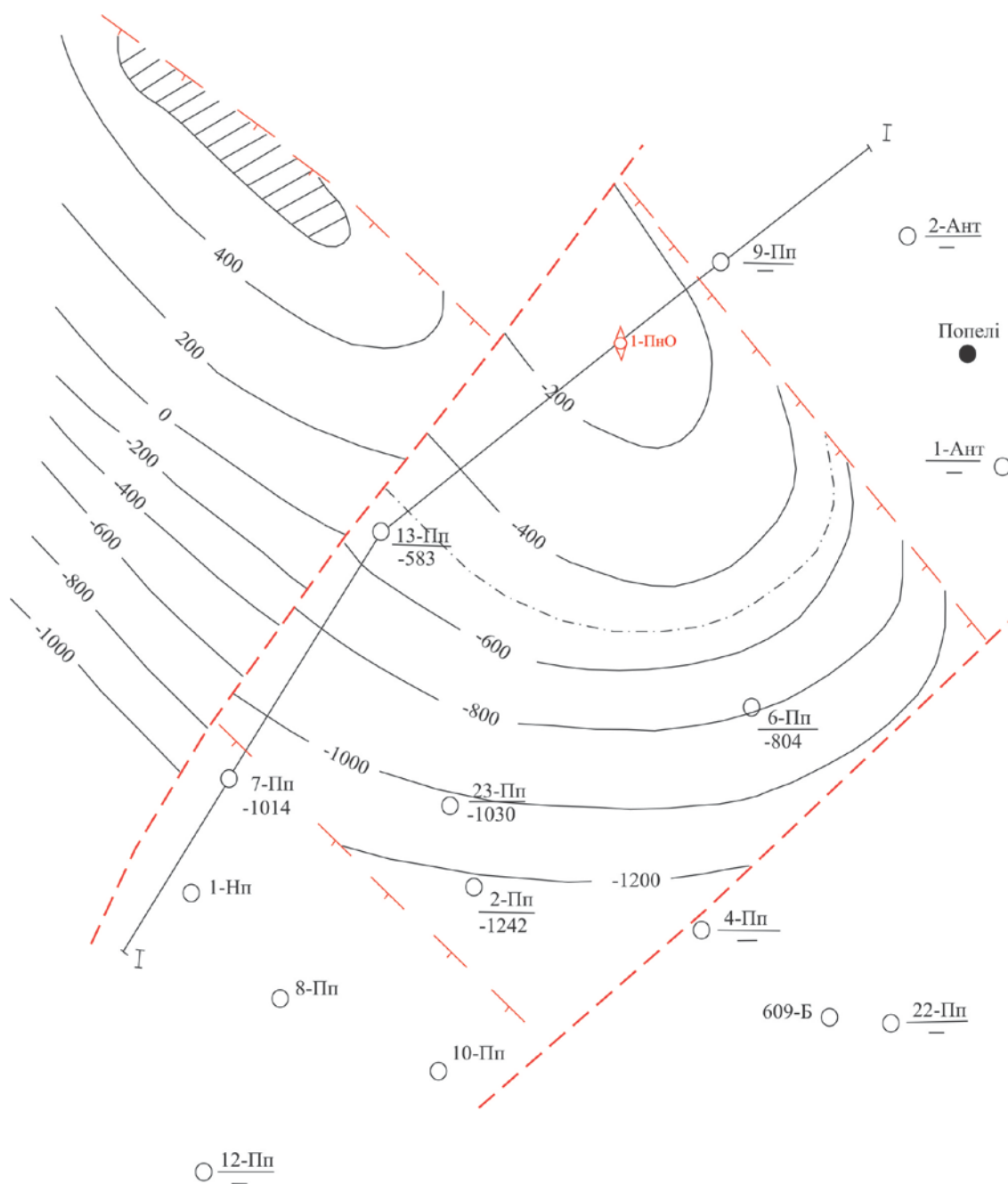


Рис. 5.15. Площа Північна Опака. Структурна карта покрівлі ямненської світи Берегової скиби. Масштаб 1:25000. Склав Трушевич Р.Т. З доповненнями Мончака Л.С.

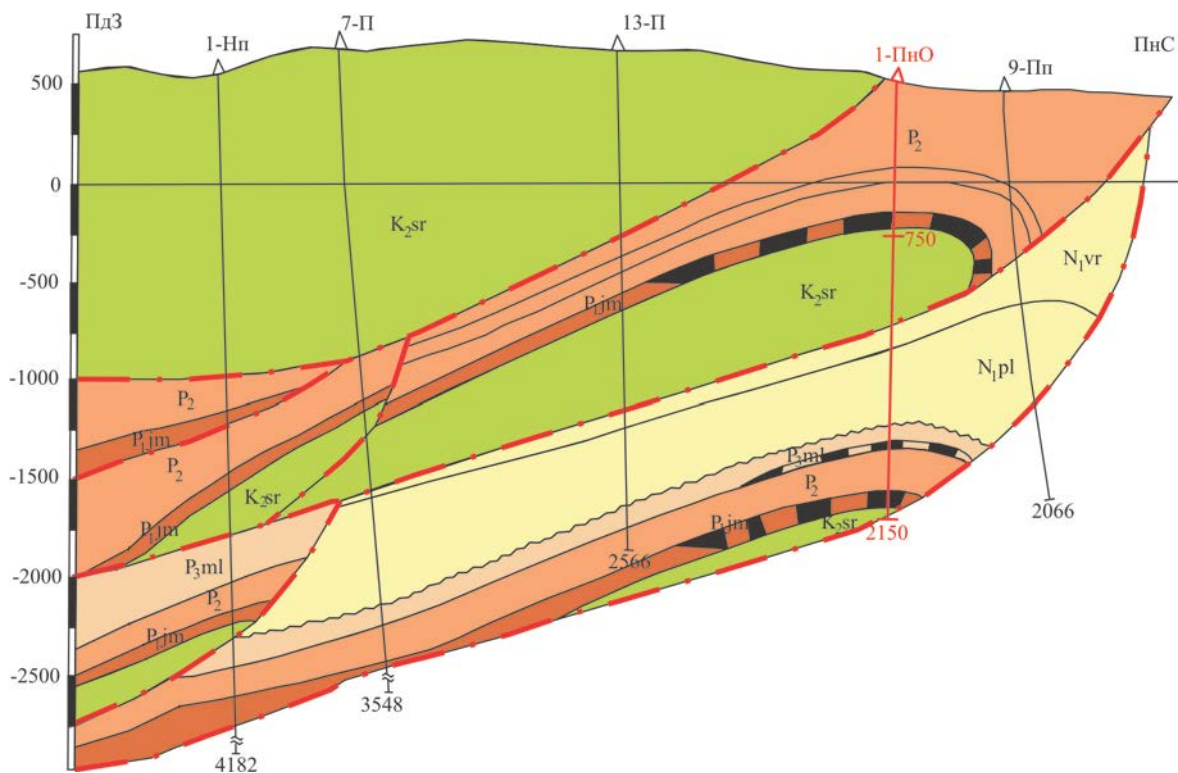


Рис. 5.16. Площа Північна Опака. Геологічний розріз по лінії І-І.  
Масштаб 1:25000. Склав Мончак Л.С.

Оскільки тектонічна будова пластів є схожою, то і граничні умови були застосовані аналогічні.

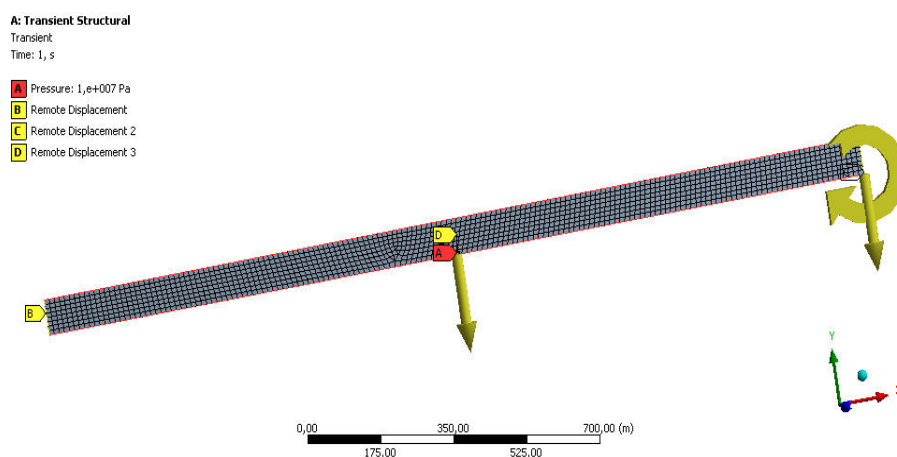


Рис. 5.17. Граничні умови та навантаження моделі антикліналі.

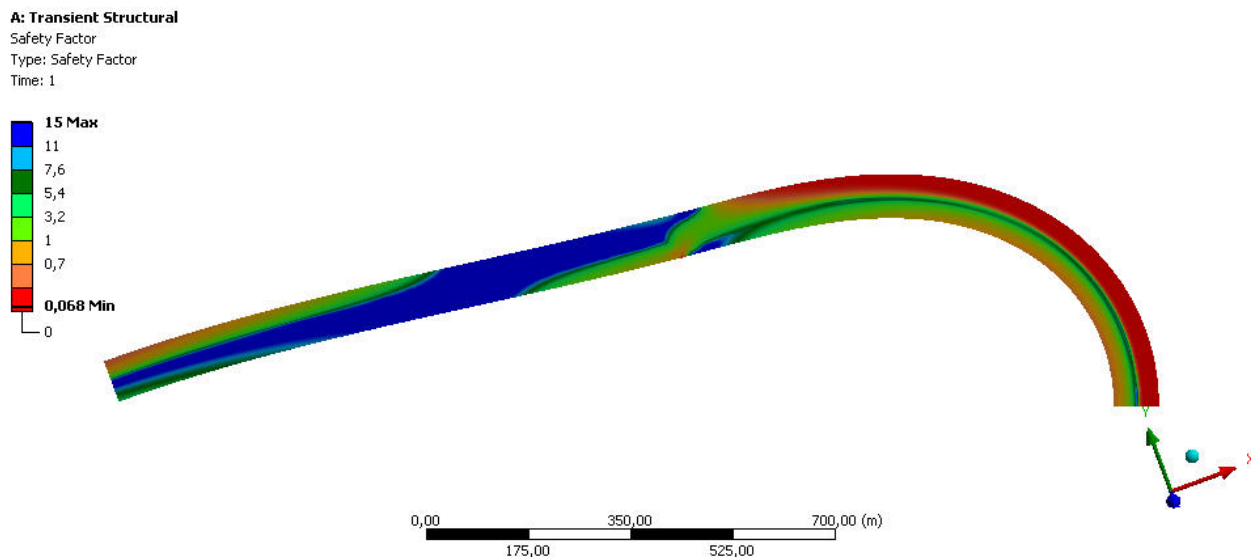


Рис. 5.18. Результати моделювання НДС ямненської світи структури Північна Опака.

Відповідно до наших результатів уточнюємо місце розташування пошукової свердловини 1-ПнО, а саме змістити на 550м на ПнСх .

Аналіз отриманих результатів свідчить про можливість використання запропонованої моделі для експрес-оцінки зон підвищеної тріщинуватості реальних прогинів пластів.

## **Висновки до розділу 5**

Аналіз отриманих результатів свідчить про коректність запропонованої моделі для експрес-оцінки зон підвищеної тріщинуватості реальних антикліналей.

Результати даних досліджень дадуть змогу якісніше прогнозувати високопроникні зони формування вторинних колекторів, що дозволить доопрацювати скупчення нафти і газу в Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні.

## ВИСНОВКИ

У результаті проведення теоретичних і експериментальних досліджень дисертантом отримано нове вирішення наукової задачі підвищення ефективності освоєння природних резервуарів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину шляхом тектонофізичного моделювання порід-колекторів та дослідження геологічних чинників, що впливають на їх фільтраційно-ємнісні властивості та нафтогазоносність.

1. Проаналізовано вплив основних геологічних чинників на колекторські властивості теригенних порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Підтверджено, що мінеральний склад породотвірних мінералів, форма, розмір уламкових зерен і пор, їх взаємне розміщення, тип флюїду і термодинамічний стан визначають ФЄВ теригенних порід. Також підтверджено, що покращені колекторські властивості мають зони підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів.

2. Проведено дослідження фізико-механічних властивостей порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, зокрема, значення модуля і границі пружності та коефіцієнта пластичності. Для їх визначення статистично оброблено результати досліджень механічних властивостей аргілітів, алевролітів та пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Аналіз результатів досліджень показав, що для даних порід границя і модуль пружності мають значний розкид значень як у загальному, так і в межах окремих світ. Аналіз розподілу механічних властивостей порід за глибиною залягання підтвердив вплив глибини на значення модуля і границі пружності для аргілітів та алевролітів, та на коефіцієнт пластичності для усіх досліджених порід. Найменший вплив глибина залягання у межах досліджених глибин має на модуль і границю пружності пісковиків.

3. Перспективним методом оцінки колекторських властивостей пісковиків є аналіз їхнього напружено-деформованого стану шляхом

тектонофізичного моделювання процесів утворення антикліналі за допомогою методу скінченних елементів. Обґрунтовано основні параметри моделі, а саме, товщина прошарку, довжина активної ділянки, висота підйому ділянки, основні фізико-механічні характеристики пісковиків та граничні умови. Підтверджено, що прошарки аргілітів та алевролітів істотно не впливають на напружено-деформований стан пластів пісковика.

4. Розроблено тектонофізичну модель для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Досліджено вплив розкиду значень геометричних і фізико-механічних параметрів моделі на напружено-деформований стан пласта пісковика з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх місцезнаходження. Виявлено значний вплив характеристик міцності і пружності на величину і місцезнаходження зон підвищеної тріщинуватості за результатами НДС пластів пісковиків з урахуванням розкиду значень їх механічних властивостей. Пружність пісковиків впливає на форму антикліналі, що дає змогу визначати механічні характеристики пісковиків на ділянках реальних антикліналей шляхом імітаційного моделювання.

5. Результати апробації тектонофізичної моделі на прикладах родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а саме, на Старосамбірському та Південно-Гвіздецькому родовищах, свідчать про те, що за допомогою розробленої моделі можна досліджувати достатньо складні структури на тектонічну тріщинуватість. Проведено практичне використання даної моделі для оцінки зон підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Ангелівської площі, Південносливкінської структури та площі Північна Опака, що дозволяє доопшукувати скупчення нафти і газу. За результатами досліджень уточнено місце знаходження проектних пошукових свердловин.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ладыженский Н.Р. Геология и газонефтеносность Советского Предкарпатья. Киев: Изд. АН. УССР, 1955. 383 с.
2. Ладыженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и газонефтеносность Советского Предкарпатья. Москва: Гостоптехиздат, 1961. 226 с.
3. Zuber R. Flisz i Nafta: Prace naukova. Lwov, 1918.
4. Zuber R. Kilka uwag nad D-ra Olszewskiego teoryja pochodzenie nafty w Galicyi. *Kosmos*. 1881. № 6. S. 577-580.
5. Windacklowloz B. Das Eruul und Erdwashes in Galision. Wion, 1875.
6. Teisseyere W. O zwiazku w budowie tektonocznej Karpat I ach przedmurza. *Kosmos*. 1907. № 32. S. 392-402.
7. Friedl K. Primor oder Secundebr. *Petroleum*. 1925. № 7. 31 s.
8. Hempel J. Zarys burowy boryslawskiego zaglebie naftowego. *Kosmos*. 1925. № 50. S. 940-966.
9. Olszewski S. Pochodzenie pierwotne ropy i gasy ziemnego w Polsce. *Przemysl naftowy*. 1937. T. 13.
10. Pfaff A. Die Lagerstätten in Erdölbecken von Boryslaw. *Verlag Fachliteratur*, Wien – Berlin, 1926.
11. Bohdanowioс K., Jaskolski S. Przyczanek do znajomosci piaskowca boryslawskiego: Roomnik Polak. Tow. Geolog., Krakow, 1928.
12. Wyszynski O.V. Korelacja piaskowca Boryslawskiego. Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1935.
13. Tolwinski K. Kopalnie nafty i gasow ziomnych w Polsce. Warszawa-Boryslaw-Lwow. T.11, 1934-1937.
14. Богданов А.А. Основные черты тектоники Восточных Карпат. *Сов. геология*. 1949. № 40.
15. Вялов О.С. Структура Карпат и Закарпатской области УССР. Тр. Научно-геологического совещания по нефти, озокериту и горючим газам Украинской ССР, 1949.



16. Вялов О.С. Схема стратиграфии северного склона Карпат: ДАН СССР, 1951. № 4, т. 77.

17. Вялов О.С. Общее структурное подразделение. В кн. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР: Изд. АН УССР, 1954, т.1 и т.2, стр. 7-12.

18. Вялов О.С. Мезозойские и палеогеновые отслоения флишевой области. В кн. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР: Изд. АН УССР, 1954, т.1 и т.2, стр. 48-74.

19. Вялов О.С. Фации и условия образования осадков. В кн. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР: Изд. АН УССР, 1954, т.1 и т.2, стр. 93-103.

20. Вялов О.С. Тектоника. В кн. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР: Изд. АН УССР, 1954, т.1 и т.2, стр. 107-142.

21. Вялов О.С. Палеогеновый флиш северного склона Карпат. Изд. АН УССР, Киев, 1961.

22. Глушко В.В. Очерк геологической истории Предкарпатского краевого прогиба. Материалы изучения районов современного и ископаемого соленакопления. Тр. Всес. науч.-иссл. ин-та галургии, вып. XXXII. Гос. науч. тех. изд. хим. лит., 1954.

23. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР / Глушко В.В. и др. Готоптехиздат, 1961.

24. Доленко Г.Н. Долина. В кн. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР. Изд. АН УССР, 1955. С. 61-63.

25. Доленко Г.Н., Вітрик С.П. Про розріз менілітових відкладів Долинської структури. *Геологічний журнал*. 1956. № 2, т. 16.

26. Доленко Г.Н., Клиточенко И.Ф. О строении Долинского месторождения. Геол. сб. Львов. геол. об-ва. Вып. 2-3. Изд. Льв. Гос. Ун-та, 1956.

27. Доленко Г.Н. О закономерности в распределении структур Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (на примере Долинского нефтепромыслового района). Геол. сб. Льв. геол. общества. 1957. № 4.
28. Доленко Г.Н. О зонах нефтегазонакопления в Предкарпатском прогибе. Геол. сб. Льв. геол. ун-та, 1961. № 7-8.
29. Доленко Г.Н. Геологическое строение и условия формирования нефтяных залежей Долинского нефтепромыслового района. Изд. АН УССР, 1957.
30. Доленко Г.Н. Кітик В.Г. Геологія нафтових і газових родовищ України. Вид. АН УРСР, 1959.
31. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. Изд. АН УРСР, 1962.
32. Добрынин В.М. Влияние давления на коллекторские свойства песчаников. *Геология нефти и газа*. 1963. №1.
33. Кухтин И.Н. О некоторых особенностях геологического строения участка Береговых Карпат между Долиной и Струтень-Выжний. Научные записки ЛПИ. 1949. Вып. 6, сб. нефтяного ф-та. №2.
34. Кухтин И.Н. О некоторых особенностях коллекторов нефти и газа в месторождениях Восточных Карпат. Доклады ЛПИ. 1958. Вып. 1 и 2, т.3.
35. Кухтин И.Н. О нефтегазоносных бассейнах и зонах нефтегазонакопления в Восточных Карпатах и в Предкарпатье. Науч. Записки ЛПИ, серия геологоразведательная. 1959. Вып. 53. №2.
36. Кухтин И.Н. О тектонических разрывах в Предкарпатском прогибе. Науч. Записки ЛПИ, серия геологоразведательная. 1959. Вып. 53. №2.
37. Кухтин И.Н. Некоторые вопросы формирования нефтяных и газовых скоплений в Советской части Восточных Карпат и Предкарпатья: авторефер. дисс. на соискание ученой степени д-ра геол.-мин. наук. Львов, 1959.
38. Ладыженский Н.Р. Геологическое строение предгорья восточных Карпат и перспективы его газонефтеносности. Тр. научно-геол. совещ. по нефти, озокериту и горючим газам Укр. ССР. Изд. АН УССР, 1949. С. 323-330.
39. Ладыженский Н.Р. Геология газонефтеносности Советского Предкарпатья. Изд. АН УССР, 1955.

40. Ладыженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. Гостоп. техиздат, 1961.
41. Муромцев А.С. К вопросу о тектонике и характере Предкарпатского прогиба. Геолаб. Льв. геол. об-ва. Изд. Льв. гос. ун-та, 1958. № 5-6.
42. Муратов М.В. Тектоника и основные этапы развития Восточных Карпат, БМОИП, 1947. Т.11 (2).
43. Муратов М.В., Маслокова И.И. Основные этапы геологической истории Восточных Карпат, БМОИП, отд. геологии. 1952. Т. 27. № 3.
44. Славин В.И. Расположение нефтеносных и газоносных площадей Карпат в связи с тектоническим строением Карпатской части орошена. Тр. Науч.-геол. Сов. по нефти, озокериту и горючим газам Укр.ССР. Изд. АНУССР, 1949.
45. Снарский А.Н., Соболев В.С. Коллекторы нефтяных и газовых месторождений. Монографии по пром. нефтеносности Восточных Карпат. АН УССР. 1951. Т.5.
46. Ткаченко О.Ф. Отчет «Нефтеносные песчаники флишевых отложений северо-восточного склона Карпат». Фонды УкрНТИГРИ. Рукопись, 1952.
47. Липецкий В.Ф. Коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов месторождений Скибовой зоны Советских Карпат. В кн.. Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР. Изд. АН УССР, 1955. Т.3. С. 303-353.
48. Липецкий В.Ф. Миграция нефти и коллектора нефтяных залежей в зоне глубинных складок Советских Карпат. Изд. АН УССР. 1957. Т.3.
49. Липецкий В.Ф. О характере трещиноватости пород флиша зоны Советских Карпат. Геологический сборник Львовского геол. об-ва. 1961. № 7-8.
50. Липецкий В.Ф. Трещинные коллекторы нефтяных месторождений Восточных Карпат. Тр. Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
51. Липецкий В.Ф. О критериях флюидопроводимости глубинных разломов. *Геология и геохимия горючих ископаемых*. 1974. Вып. 39.С.3-9.

52. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа. Науч. записи ЛПИ. 1956. Вып. 46, серия геологоразведательная. № 1.
53. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа в Восточных Карпатах. Науч. записи ЛПИ. 1956. Вып. 46. № 1.
54. Шишигин С.И. О зависимостях между пористостью и проницаемостью пористых коллекторов и трещинной пористостью и проницаемостью трещинных коллекторов. Науч. Записи ЛПИ. 1959. Вып. 57, серия геологоразведательная. № 2.
55. Шишигин С.И., Синичка А.М. Некоторые примеры трещиноватых нефтеносных пород в областях развития геосинклинали и платформы. ДОКЛАДЫ ЛПИ, 1958. Т.3, вып. 1 и 2.
56. Шишигин С.И. Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа. Тр. науч. совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
57. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. М.: Недра, 1968. 263 с.
58. Вуль М.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Предкарпатья в междуречье Свичи и Бистрицы Надворнянской: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17. Львов, 1968. 20 с.
59. Соллогуб В.Б. Тектоника передовых прогибов альпийской геосинклинальной области и сопредельных районов Европейской части СССР. Изд. АН УССР, 1960. 93 с.
60. Субботин С.И. Глубинное строение Советских Карпат. Изд. АН УССР. 1955. 259 с.
61. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. Киев: Изд. АН УССР, 1963. 365 с.
62. Доленко Г.Н. О зонах нефтегазонакоплений в Предкарпатском прогибе. Геологический сборник Львовского геологического общества. Львов. 1961. № 7-8. С. 66-78.

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

64. Бортницкая В.М. Трещиноватость пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и ее влияние на коллекторские свойства. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1973. № 3. С. 7-9.

65. Бортницкая А.М., Кутовая Д.В. Изучение трещиноватости коллекторов палеогена нефтяных месторождений Предкарпатского прогиба. Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины. Труды УкрНИГРИ. IV выпуск. Гостоптехиздат. 1963. С. 167-171.

66. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Ленинград : Недра, 1986. 224 с.

67. Гофштейн И.Д., Медведев А.П. Тектоническая трещиноватость осадочных пород в среднем течении Днестра. Изд. АН СССР. Сер. Геол. 1952. Вып. 6. С. 108-117.

68. Орлов А.А., Бак А.М. Трещиноватость горных пород Покутских складок. *Геология нефти и газа*. 1965. № 5. С.47-51.

69. Копыстьянский Р.С. Изменение трещиноватости горных пород с глубиной и ее влияние на коллекторские свойства пород. В кн.: Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. Выпуски 123, 124. С. 45-47.

70. Копыстьянский Р.С. Трещиноватость пород и ее значение в нефтяной геологии Советских Карпат. В кн.: Материалы VIII и IX съездов Карпато-Балканской геологической ассоциации. Львов: 1974. С. 323- 333.

71. Копыстьянський Р.С. Значення тріщинуватості порід у формуванні нафтових родовищ Радянських Карпат. Вид. АН УРСР, 1959.

72. 85 Копыстьянский Р.С. Вопросы методики исследований и классификации трещин в нефтяной геологии. Тр. Всесоюзного совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.

73. Копистянский Р.С. К вопросу о роли трещиноватости в формировании нефтяных месторождений. Проблема миграции нефти и формирование нефтяных и газовых скоплений (материалы Львовской дискуссии 89-12 мая 1957 г.). Гостоптехиздат, 1959.

74. Копистянский Р.С. Вивчення тріщинуватості кернів з порід Карпатських нафтових родовищ. Зб. матеріали з геології нафтогазоносних регіонів Української РСР. Вид. АН УРСР, 1961.

75. Гурьба П.К. Коллектора нефти палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба: дисс. на соиск. канд. геол.-мин. наук. Борислав, 1961.

76. Гурьба П.К. Трещиноватость нефтесодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении. *Геология нефти*. 1957. № 4, с. 57-61.

77. Гурьба П.К. Классификация коллекторов палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1964. № 1.

78. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Москва. : Гостоптехиздат, 1956. 363 с.

79. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. Москва : Недра, 1977. 287 с.

80. Порфирьев В.Б. Опыт геологического анализа вопросов нефтегазоносности // Проблема неорганического происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971. С. 3-34.

81. Проблемы промышленной нефтегазоносности и газоносности западных областей УССР / Антипов В.И., Вялов О.С., Доленко Г.Н. и др. Киев.: Изд. Академии наук УССР, 1955. Т.3. 381 с.

82. Глушко В.В., Круглов С.С. Главнейшие особенности тектоники и развития Украинских Карпат. Москва: ВИЭМС, 1979. 53 с.

83. Гзовский М.В. Математика в геотектонике. Москва: Недра, 1971. 240 с.

84. Аронский А.А., Беличко П.В., Гинтов О.Б., Муровская А.В. Кинематические параметры деформирования верхних горизонтов земной коры

Украинских Карпат в миоцен-плейстоценовую эпоху (по тектонофизическим данным). 1. *Геофизический журнал*. 1995. № 3. Т. 17. С. 58-67.

85. Аронский А.А., Беличко П.В., Гинтов О.Б., Муровская А.В. Кинематические параметры деформирования верхних горизонтов земной коры Украинских Карпат в миоцен-плейстоценовую эпоху (по тектонофизическим данным). 2. *Геофизический журнал*. 1995. № 5. Т. 17. С. 11-19.

86. Аронский А.А., Беличко П.В., Гинтов О.Б., Муровская А.В. Кинематические параметры деформирования верхних горизонтов земной коры Украинских Карпат в миоцен-плейстоценовую эпоху (по тектонофизическим данным). 3. *Геофизический журнал*. 1995. № 6. Т. 17. С. 3-13.

87. Гинтов О.Б., Гутерман В.Г. Механизм формирования покровной структуры Карпат по данным моделирования, парагенетического и кинематического анализов. *Материалы совещания «Структурные парагенезы и их ансамбли»*. Москва: ГЕОС, 1997. С. 32-34.

88. Гинтов О.Б., Муровская А.В. Комплексирование парагенетического и кинематического анализов трещин как новый метод в тектонофизике. *Материалы совещания «Структурные парагенезы и их ансамбли»*. Москва: ГЕОС, 1997. С.34-36.

89. Белоусов В.В. Структурная геология. Изд. МГУ, 1971. 277 с.

90. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. Москва: Гостоптехиздат, 1962. 608 с.

91. Ажгирей Г.Д. Структурная геология. Изд. МГУ, 1956. 493 с.

92. Буялов Н.И. Структурная геология. Москва: Гостоптехиздат, 1957. 279 с.

93. Калачева В.Н., Кноринг Л.Д. Закономерности развития трещиноватости на структурах различного типа. В кн.: Трещинные коллекторы нефти и газа и метод их изучения Ленинград: Недра. 1965. Вып. 242. С. 113-150.

94. Копыстьянский Р.С. Трещиноватость пород и ее значение в нефтяной геологии (на примере Карпатского региона). Киев: Наукова думка, 1978. 215 с.

95. Кушнарев И.П. Методы изучения разрывных нарушений. Москва: Недра, 1977. 245 с.

96. Ставрогин А. Н., Тарасов Б. Г. Экспериментальная физика и механика горных пород. СПб: Наука, 2001.
97. Atkinson P.M., Foody G.M., Darby S.E., Wu F. GeoDynamics, 2005.
98. Ismail-Zadeh A., Tackley P., Computational Methods for Geodynamics, 2010.
99. Backers T. Fracture Toughness Determination and Micromechanics of Rock Under Mode I and Mode II Loading. Diss, 2004.
100. Noorian-Bidgoli M. Strength and deformability of fractured rocks. Diss. Stockholm, 2014.
101. Guo H. Rock cutting studies using fracture mechanics, 1990.
102. Shen Baotang, Stephansson O., Rinne M. Modelling Rock Fracturing Processes: A Fracture Mechanics Approach Using FRACOD, 2014
103. De Borst R. Computational Methods for Fracture in Porous Media: Isogeometric and Extended Finite Element Methods, 2018
104. Буров В.С., Глушко В.В., Шакін В.А., Шпак П.Ф. До питання про північно-східну границю поширення флішу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. *Геологічний журнал*. 1969. №3. С. 3-12.
105. Вялов О.С. Общее структурное подразделение западных областей УССР. Москва: Издательство АН СССР. Сер. геол. 1953. № 5. С. 119-123.
106. Вялов О.С., Буров В.С., Каретников Л.Г. Некоторые вопросы геологии перспектив нефтеносности Предкарпатского прогиба. *Геология нефти и газа*. 1966. № 6. С. 49-53.
107. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / Глушко В.В., Микита Б.В., Темнюк Ф.П и др. Тр. УкрНИНРИ. Москва: Недра, 1971. Вып. 25. 392 с.
108. Покровная структура юго-восточной части Предкарпатского прогиба и особенности ее строения в связи с поисками новых месторождений нефти и газа / Крупский Ю.З и др. *Региональная тектоника Украины и закономерности размещения полезных ископаемых*. Киев: Наукова думка, 1971. С. 43-47.
109. Ладыженский Г.Н. Особенности геологического развития советской части Береговых Карпат в связи с нефтеносностью: автореф. дис. канд. геол. -



мин. наук 04.00.17. Львов, 1973. 24 с.

110. Крупский Ю.З., Шубин Н.И., Скира Л.Я. Некоторые вопросы формирования, структур в юго-восточной части Предкарпатского прогиба. *Тектоника и полезные ископаемые запада Украинской ССР*. Киев: Наукова думка, 1973. С. 51-53.

111. Бойчевская Л. Т. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Внутренней зоны Предкарпатского прогиба : автореф. дис. канд. геол.-мин. наук 04.00.17. Львов, 1973. 24 с.

112. Крупский Ю.З. Геологическое развитие юго-восточной части Предкарпатского прогиба и дальнейшие перспективы ее нефтегазоносности. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1975. № 10. С. 16-19.

113. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. Киев: Из-во АН УССР, 1962. 365 с.

114. Шпак П.Ф., Вишняков І.Б., Вуль М.Я. Структура і перспективи нафтогазоносності Українських Карпат та їх платформного автохтону. *Геол. журнал*. 1997. № 3-4. С. 7 – 14.

115. Ляшевич З.В., Штурмак И.Т. Об амплитудах покровных перемещений Бориславско-Покутской зоны. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1988. № 1. С. 21-23.

116. Бударкевич М.Д., Заяць Х.Б., Ивахив Б.И. Проблема изучения доальпийского фундамента Предкарпатского прогиба. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1985. № 1. С. 8-11.

117. Вуль М.Я., Іванюта М.М., Свириденко В.Г. Геологічна будова і нафтогазоносність України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1993. № 2-3 (83-84). С. 8-11.

118. Обоснование направление поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпатах / Бойко В.Н., Бортницкая В.М., Буров В.С. и др. Киев: Наукова думка. 1977. 174 с.

119. Біліченко В.Я. Геогустинне моделювання розрізу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину по гравітаційному полю. Стан,

*проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України: Тези доповідей. Львів, 1995. С. 111.*

120. Pożaryski Wt., Kolanski Z. Rozwój tektoniczny bajkalski oraz kaledońsko-waryscyjski przedpola wschodnioeuropejskiej platformy w Polsce. *Kwartalnik geologiczny*. Warszawa, 1979. T. 23. S. 7-19.

121. Карпенчук Ю. Р., Жабіна Н.М, Анікеєва О. В. Особливості будови і перспективи нафтогазоносності верхньоюрських рифогенних комплексів Більче-Волицької (Зовнішньої) зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2006. № 2. С. 44-52.

122. Дегенс Э. Геохимия осадочных образований. Ленинград, 1967.

123. Щерба В.М., Павлюх И.С., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. Киев: Наук. думка, 1987. 148 с.

124. Куровець І.М., Притулка Г.Й., Ши́ра А.І., Шуфляк Ю.Є. Петрофізичні показники нафтогазоносності продуктивних колекторів Карпатської і Дніпровсько-Донецької нафтогазоносних провінцій. Геодинаміка, тектоніка і флюїдодинаміка нафтегазоносних регіонів України. Тезиси доповідей на VII Міжнародній конференції «Крим-2007» (АР Крим, Симферопольський р-н, с. Николаевка, 10-16 вересня 2007р. Симферополь, 2007. С. 167-169.

125. Федішин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводного газу: автореф. дис. д-ра геологічних наук. Львів, 2003. 41 с.

126. Кобранова В. Н. Петрофізика: учебник для вузов. – Второе изд. перераб. и доп. Москва: Недра, 1986. 392 с.

127. Цветкова М.А. К методике определения эффективной пористости пород-коллекторов с помощью окрашенной бекелитовой смолы. В сб. «Методика исследования поровых коллекторов» Тр. Всесоюз. научно-исслед. геол. развед. нефт. ин-та, 1954.

128. Карпов П.А. Основные закономерности и природа изменения коллекторов нефтегазоносных отложений девона Волгоградской области: автореферат дисс. докт. геол.-минер. наук, Саратов, 1969. 39 с.

129. Башкиров Г.А. К вопросу о влиянии структуроформирующих факторов (гранулометрический состав, цементация и уплотнение) на некоторые петрофизические параметры. Геофизическая диагностика нефтегазоносных и угленосных разрезов: Сб. науч. тр. Киев: Наук. думка, 1989. С. 92-102.

130. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінювання впливу геологічних чинників на ємнісно-фільтраційні властивості теригенних колекторів Передкарпатського прогину. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. Івано-Франківськ. 2018. № 1. С. 25-37.

131. Артим І.В. Оцінка впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину. *East European Science Journal*. 2019. № 8, part 2. Р. 18-23.

132. Розробка петрофізичних моделей складнобудованих колекторів вуглеводнів на літогеодинамічній основі / Куровець І. М., Осадчий В. Г., Грицик І. І. і ін. Звіт про НДР Б-4/01., Львів, 2005. 291 с.

133. Здерка Т.В. Літогенетична тріщинуватість та її вплив на нафтоносність порід-колекторів (на прикладі олігоценових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району) Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук, Івано-Франківськ. 2009. 175 с.

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

135. Ханин В.А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Москва: Недра, 1979. 140 с.

136. Куровець І.М., Притулка Г.Й. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2001. № 4. С.81-92.

137. Петкевич Г.И., Косьяненко Г.П. Волновой акустический каротаж: монография “Применение АК при решении геологических задач”. Киев: Наукова думка, 1982. С.102-105.

138. Розробка комплексних критеріїв діагностики нафтогазових об'єктів, що містять складнопобудовані породи-колектори методами традиційної і нетрадиційної геофізики / С.О. Лизун, І.М. Куровець, Г.Й. Притулка та ін. Звіт заключний. Львів, 2000. 167 с.

139. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям. Киев: *Наукова думка*, 1982. 252 с.

140. Бойко Г.Е. Тектоногенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов. Киев: *Наукова думка*, 1989. 204 с.

141. Бойко Г.Е., Аникеев С.Г. Структура Карпатского поднадвига по данным решения обратной гравиметрической задачи. *Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон*. Москва: Наука, 1990. С. 35-41.

142. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському прогині. *Нафтова і газова промисловість*. 1997. №1. С. 7-10.

143. Куровець Сергій Сергійович. Науково-методичні засади оцінки вторинних ємностей порід-колекторів як основа ефективного прогнозу нафтогазоносності надр: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук: спец. 04.00.17. Івано-Франківськ, 2016. 44 с.

144. Кадысев Ю.П., Орлинский Б.М. Причины вытеснения нефти в водонасыщенную часть залежи на Северо-Азнакаевской площади. Геология, разработка нефтяных месторождений, физика и гидродинамика пласта. Казань, Таткнигоиздат, 1974. С. 194-200.

145. Маскет М. Физические основы технологи добычи нефти. Москва, Гостоптехиздат. 1953. 606 с.

146. Мелик-Пашаев В.С. О так называемой переходной зоне при определении водо-нефтяного контакта. *Геология нефти и газа*. 1959. № 2. С. 45-49.

147. Муслимов Р. Х. Основные направления совершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений Татарии. Казань: Таткнигоиздат, 1972. С. 3-54.

148. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. Москва: Недра, 1986. 608 с.
149. Куровець І.М., Олійник К.А., Притулка Г.Й. Петрофізична зональність сарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. № 3. 2004. С. 16-25.
150. Артım І.В. Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали шостої міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2017», 15-19 травня 2017 р. м. Івано-Франківськ.
151. Артım І.В. Оцінка тектонічної тріщинуватості порід-колекторів за допомогою методу скінченних елементів. *Молодий вчений. Геологічні науки*. 2018. № 2. С. 6-10.
152. Kurovets S., Artym I. Researching the microfracturing of the Carpathian region reservoirs. *East European Science Journal*. 2018. № 5. P. 4-10.
153. Kurovets S., Artym I. Reservoir rocks fracturing model development. *East European Science Journal*. 2019. № 3. P. 24-29.
154. Kurovets S., Artym I. Researching the fracturing of the reservoir rocks. *Journal of Hydrocarbon Power Engineering*. 2018. Vol. 5. Issue 1. P. 1-6.
155. Артım І.В. Використання методу скінченних елементів для оцінки тектонічної тріщинуватості порід-колекторів. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р., м. Івано-Франківськ.
156. Эпштейн Е.Ф. Износ твердых сплавов при трении по горным породам при колонковом разведочном бурении. Москва: Гостоптехиздат, 1952. 171 с.
157. Шрейнер Л.А. Механические и абразивные свойства горных пород .Гос. научно-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1958. 200 с.
158. Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г. Пластичность горных пород. Москва: Недра, 1979. 301 с.
159. Борщ-Компониец В. Практическая механика горных пород . Москва : Изд-во «Горная книга», 2013. 322 с.

160. Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Здерка Т.В. Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геологостатистичного моделювання . *Геоінформатика*. 2007. № 1. С. 54-61.

161. Маєвський Б.Й., Куровець С.С. Математична модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів в умовах їх згину та її практичне застосування (на прикладі менілітових відкладів Передкарпатського прогину). *Теоретичні та практичні аспекти геоінформатики*. Київ. 2007. С. 137-148.

162. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Куровець С.С., Здерка Т.В., Артим І.В. Основні причини негативних результатів нафтогазопошукових робіт. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. Івано-Франківськ. 2015. № 2. С. 7-15.

163. Артим І.В. Моделювання стратиграфічних поверхонь у програмному пакеті PETREL. Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих вчених і студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012», 5-7 листопада 2012 р., м. Івано-Франківськ.

164. Омельченко В.Г., Артим І.В., Пінчук Л.В. Особливості геолого-геофізичного вивчення розрізу північно-західної ділянки транскордонної території Україна-Польща. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 листопада 2013 р., м. Івано-Франківськ.

165. Mayevskiy B.Y., Kurovets S.S. Hydrocarbons genesis and formation of their deposits as a basis of predicting oil-and-gas presence in deep-sunk horizons of sedimentary basins. *Eastern European Research Journal*. 2016. №4 (8). P. 140-158.

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

167. Куровець С.С., Артим І.В., Здерка Т.В., Ярема А.В. Розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали XVII Міжнародної

конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», GEOINFORMATICS 2018, 14-17 травня 2018 р., м. Київ.

168. [https://en.wikipedia.org/wiki/Factor\\_of\\_safety](https://en.wikipedia.org/wiki/Factor_of_safety)

169. Механика разрушения и прочность материалов. Справочное пособие в 4-х томах. Киев: Наукова думка, 1988. 2000 с.

170. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінка впливу розкиду значень механічних характеристик порід-колекторів Прикарпаття на їх тектонічну тріщинуватість. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 2. С. 19-33.

171. Artym I.V., Kurovets S.S., Zderka T.V., Yarema A.V., Kurovets I.M. Development of the rocks fracturing model on the Carpathian region example. 18th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, Session: Geological Modeling, 15 May 2019, Kyiv.

## ДОДАТКИ



## Додаток А

**АКТ**

*передачі на виробництво  
«Тектонофізичної моделі оцінювання тріщинуватості  
нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі»*

За даними геологічних досліджень було проведено випробування розробленої в ІФНТУНГ тектонофізичної моделі для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі. При цьому було встановлено, що:

- модель дає змогу встановити зони підвищеної тріщинуватості порід-колекторів на антиклінальних ділянках;
- за умови знання фізико-механічних властивостей породи та геометрії пластів модель підвищує імовірність прогнозування нафтогазоперспективних ділянок для пошукового буріння.

Вважаємо, що використання даної моделі забезпечує оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі і дозволяє визначати в першому наближенні розташування пошукових свердловин. Використовуючи її, можна якісніше прогнозувати високопроникні зони формування вторинних колекторів, що дозволить доопрацювати скупчення нафти і газу з більшою імовірністю.

Дана розробка передана в НДПІ ПАТ «Укрнафта» як науково-практична методика, що забезпечує зменшення затрат на пошукове буріння.

**Автор розробки:**  
асистент кафедри геології та  
розвідки нафтових і газових родовищ  
ІФНТУНГ

Артим І. В.

**Науковий керівник:**  
проректор з науково-педагогічної роботи  
ІФНТУНГ, д.г.н.

Куровець С. С.

**ЗАТВЕРДЖЕНО****Додаток Б**

Генеральний директор

ТОВ Спільне Українсько-Азербайджанське  
підприємство «УКР-АЗ-ОЙЛ»

Конкольняк А.Й.

"22" серпня 2019 р.

**АКТ**

*передачі на виробництво  
«Тектонофізичної моделі оцінювання тріщинуватості  
нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі»*

За даними геологічних досліджень було проведено випробування розробленої в ІФНТУНГ тектонофізичної моделі для оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі. При цьому було встановлено, що:

- модель дає змогу встановити зони підвищеної тріщинуватості порід-колекторів на антиклінальних ділянках;
- за умови знання фізико-механічних властивостей породи та геометрії пластів модель підвищує імовірність прогнозування нафтогазоперспективних ділянок для пошукового буріння.

Вважаємо, що використання даної моделі забезпечує оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів піщано-алевритової товщі і дозволяє визначати в першому наближенні розташування пошукових свердловин. Використовуючи її, можна якісніше прогнозувати високопроникні зони формування вторинних колекторів, що дозволить допошукувати скупчення нафти і газу з більшою імовірністю.

Дана розробка передана в ТОВ Спільне Українсько-Азербайджанське підприємство «УКР-АЗ-ОЙЛ» як науково-практична методика, що забезпечує зменшення затрат на пошукове буріння.

**Автор розробки:**  
асистент кафедри геології та  
розвідки нафтових і газових родовищ  
ІФНТУНГ

**Науковий керівник:**  
проректор з науково-педагогічної роботи  
ІФНТУНГ, д.г.н.

Артим І. В.

Куровець С.С.

## Додаток В

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**А К Т**  
**впровадження у навчальний процес результатів**  
**дисертаційних робіт**

Кафедра: геології та розвідки нафтових і газових родовищ

дисертаційна робота: Тектонофізичне моделювання тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину  
 на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук  
 спеціальність 04.00.17 – геологія нафти і газу

Організація

ІФНТУНГ

Дисертант (ППП)

Артим Інна Володимирівна

Ми, що нижче підписалися

в.о. зав. каф.	<i>Здерка Тарас Васильович</i>
директор інституту	<i>Омельченко Валерій Григорович</i>
проректор з наукової роботи	<i>Чудик Ігор Іванович</i>

засвідчуємо, що результати дисертаційної роботи впроваджено у навчальний процес

у дисципліні

Нафтогазова геологія

рівень вищої освіти, курс, спеціальність

Перший рівень вищої освіти, 3 курс, спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Завідувач кафедри:

*Т.В.Здерка*

Директор інституту:

*В.Г.Омельченко*

Проректор з наукової роботи:

*І.І.Чудик*

**СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА*****Публікації в науково метричних та закордонних виданнях***

1. Artym I.V., Kurovets S.S., Zderka T.V., Yarema A.V., Kurovets I.M. Development of the rocks fracturing model on the Carpathian region example. 18th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, Session: Geological Modeling, 15 May 2019, Kyiv. DOI: 10.3997/2214-4609.201902064.
2. Артим І.В. Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Молодий вчений. Геологічні науки. 2018. № 2. С. 6-9. DOI: 10.32839.
3. Kurovets S., Artym I. Researching the microfracturing of the Carpathian region reservoirs. East European Science Journal. 2018. № 5. P. 4-10. ISSN: 2468-5380.
4. Kurovets S., Artym I. Reservoir rocks fracturing model development. East European Science Journal. 2019. № 3. P. 24-29. ISSN: 2468-5380.
5. Артим І.В. Оцінка впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину. East European Science Journal. 2019. № 8, part 2. P. 18-23. ISSN: 2468-5380.

***Статті в фахових виданнях***

6. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінка впливу розкиду значень механічних характеристик порід-колекторів Прикарпаття на їх тектонічну тріщинуватість. Нафтогазова галузь України. 2019. № 2. С. 19-33.

***Статті у вітчизняних виданнях***

7. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Куровець С.С., Здерка Т.В., Артим І.В. Основні причини негативних результатів нафтогазопошукових робіт. Науковий вісник ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2015. № 2. С. 7-15.

8. Kurovets S., Artym I. Researching the fracturing of the reservoir rocks . Journal of Hydrocarbon Power Engineering. 2018. Vol. 5. Issue 1. P. 1-6.

9. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінювання впливу геологічних чинників на ємнісно-фільтраційні властивості теригенних колекторів Передкарпатського прогину. Науковий вісник ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2018. №1. С. 25-37.

### **ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ**

10 Артим І.В. Моделювання стратиграфічних поверхонь у програмному пакеті PETREL. Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих вчених і студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012», 5-7 листопада 2012 р., м. Івано-Франківськ.

11. Омельченко В.Г., Артим І.В., Пінчук Л.В. Особливості геолого-геофізичного вивчення розрізу північно-західної ділянки транскордонної території Україна-Польща. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 листопада 2013 р., м. Івано-Франківськ.

12. Артим І.В. Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали шостої міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2017», 15-19 травня 2017 р. м. Івано-Франківськ.

13. Артим І.В. Використання методу скінченних елементів для оцінки тектонічної тріщинуватості порід-колекторів. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р. м. Івано-Франківськ.

14. Куровець С.С., Артим І.В., Здерка Т.В., Ярема А.В. Розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали XVII Міжнародної конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», GEOINFORMATICS 2018, 14-17 травня 2018 р., м. Київ.