

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

Артим Інна Володимирівна



УДК 553.982/981(477.8)

**ТЕКТОНОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ
НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ**

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ – 2019

Дисертацією є рукопис.

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

Науковий керівник: доктор геологічних наук, професор
Куровець Сергій Сергійович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України,
проректор з науково-педагогічної роботи.

Офіційні опоненти: доктор геологічних наук,
старший науковий співробітник
Радковець Наталія Ярославівна,
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
завідувач відділу седиментології провінцій горючих копалин;

кандидат геологічних наук,
старший науковий співробітник
Бодлак Петро Михайлович,
Карпатське відділення Інституту геофізики імені С.І. Субботіна НАН України,
старший науковий співробітник.

Захист відбудеться **“6” грудня 2019 р. о 10⁰⁰ год.** на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою:
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись в науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою:
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий “5” листопада 2019 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради К 20.052.01
канд. геол. наук, доцент



В.В. Федорів

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

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(ФЄВ) 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 керна 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 фондів та опубліковані праці з проблематики дослідження, результати петрофізичних досліджень та досліджень міцнісних характеристик керна 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 допошукувати 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.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність теми дисертації, сформульовані мета роботи, задачі та методи досліджень, наукова новизна, практичне значення отриманих результатів. Також наведено перелік місць апробації роботи.

СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ВИБІР НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕННЯ

У **першому розділі** досліджено історію та сучасний стан досліджень ФЄВ та тріщинуватості порід-колекторів Передкарпатського прогину.

Дослідження тріщинуватості порід-колекторів Передкарпатського прогину відображені у працях таких дослідників як В.В. Белоусов, Є.Н. Пермяков, С.С. Шульц, І.І. Чебаненко, Т.Д. Голф-Рахт, Є.М. Смахов, М.В. Рац, С.Н. Чернишов, К.І. Багрінцева, Р.С. Копистянський, О.Ю. Лукін, А.В. Пек, Б.К. Прошляков, Є. Віндакевич, С. Ольшевський, К. Богданович, П.К. Гурба,

В.П. Лінецький, Г.Н. Доленко, О.С. Вялов, В.В. Глушко, І.М. Кухтін, Р.М. Ладиженський, В.М. Бортницька, Д.В. Кутова, І.П. Сафаров, М.Б. Рипун, Р.С. Копистянський, Л.С. Мончак, К.Г. Григорчук, О.С. Щерба, І.Т. Попп, Г.Ю. Бойко, Б.Й. Маєвський, О.О. Орлов, М.І. Манюк, О.М. Трубенко, С.С. Куровець, Т. Здерка та ін. Зокрема, 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, О.С. Вялов, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, І.М. Кухтін, М.Р. Ладикенський, О.С. Муромцев, М.В. Муратов, В.І. Славін, О.М. Снарський і багато інших.

Фізичні властивості порід Карпатської нафтогазоносної області одними з перших досліджували О.М. Снарський та В.С. Соболев (1951 р.). 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 (1952 р.) 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 геолого-розвідувальним інститутом, Центральною науково-дослідною лабораторією і в меншій мірі іншими організаціями.

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, зумовлених тріщинуватістю. Однак, все ж дані схеми мали ряд неточностей.

Величезний вклад у вивчення тріщинуватості зробили 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.

У 1990 році побачила світ робота дослідника Х. Гуо «Дослідження розтріскування порід на основі механіки тріщин». У цій роботі висвітлюються питання, які виникають при застосуванні принципу механіки руйнування в природі. Шен Баотанг, Стефанссон О., Рінне М. у своїй книзі «Моделювання процесів тріщинуватості гірських порід: підхід механіки руйнування з

використанням FRACOD» (2014 р.) 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, здійснено формулювання механічних, термічних та гідравлічних функцій, які дозволяють аналізувати проблеми механіки руйнування для структур, утворених з крихких порід.

Ці праці вказують на значні перспективи використання сучасних комп'ютерних програм для моделювання тріщинуватості і ФЄВ порід-колекторів. Зроблено висновок, що для підвищення ефективності освоєння природних резервуарів Передкарпатського прогину доцільним є детальний аналіз впливу геологічних чинників на формування ФЄВ і удосконалення підходів до тектонофізичного моделювання для оцінювання тріщинуватості піщано-алевритової товщі.

ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Другий розділ присвячено аналізу впливу геологічних чинників на формування ФЄВ порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, зокрема, на пористість і проникність.

На початку розділу проаналізовано особливості структурно-тектонічної будови та стратиграфічні та літологічні особливості гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Приведено коротку характеристику ФЄВ теригенних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. 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. При несуттєвій тектонічній активності або відсутності такої сумарне поле напружень в осадовій товщі буде визначатися лише величиною тиску ущільнення. В умовах насуютворення 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. 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 основі аналізу теоретичних даних, та проведених нами спільно з відділами седиментології та проблем нафтогазової геофізики ІГГК НАН України експериментальних досліджень встановлено, що величина пористості теригенних відкладів залежить від форми і величини зерен породи, ступеня їх

відсортованості, цементації та ущільнення. Експериментальні модельні дослідження показують, що між пористістю порід і формою їх зерен спостерігається певний зв'язок.

Наші лабораторні дослідження показують, що якщо породи складені частинками однакового розміру, то найменша пористість характерна для порід з обкатаними зернами, а найбільша – з кустастими і плоскими частинками.

Нами підтверджено, що 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 діаметра пористість знижується.

На формування порового простору порід впливає відсортованість кластичних зерен. Піщано-алевритовим породам, складеним з краще відсортованих зерен, властива більша відкрита пористість.

Проведені нами дослідження показують, що найтісніший зв'язок коефіцієнта пористості з коефіцієнтом відсортованості спостерігається для менілітових відкладів Передкарпатського прогину. Так, коефіцієнт кореляції між параметрами K_p і S_0 для пісковиків Долинської і Тянявської площ становить -0,87.

Визначено, що зв'язок проникності з медіанним діаметром нелінійний. Швидкість зростання проникності зі збільшенням медіанного діаметра неоднакова. Це пов'язано з ідентичним зростанням пористості з різною формою і звивистістю порових каналів, мінеральним складом цементувального матеріалу. З глибиною зв'язок слабшає. Більшою мірою на проникність піщано-алевритових порід впливає сортування кластичних зерен. Коефіцієнт проникності різко зменшується з погіршенням ступеня відсортованості зерен породи.

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

Зміни колекторських властивостей порід-колекторів зумовлені низкою чинників, проте чинники, що пов'язані саме з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону розглядалися тільки з якісної сторони.

Нами проаналізовано експериментальні дослідження проникності зразків в різному напруженому стані. Зроблено висновок, що зони підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів мають покращені колекторські властивості. Це підтверджує наукову і практичну цінність досліджень.

ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

У **третьому розділі** представлено результати експериментальних досліджень фізико-механічних властивостей гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Необхідною передумовою до розроблення моделі, яка дала б змогу оцінювати тріщинуватість піщано-алевритової товщі з урахуванням геодинамічних процесів, є знання механічних властивостей даних порід. У першу чергу, це значення модуля і границі пружності та коефіцієнта пластичності. Тому першим етапом розроблення працездатної моделі утворення тріщин у породах-колекторах є їх оцінка.

Для цього досліджено механічні властивості гірських порід Прикарпаття. Зразки керну в кількості близько 600 вибрано на основі аналізу результатів виробничих практик студентів за останні роки.

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

Границею пружності умовно можна назвати найбільш контактне вдавлювання під штампом, при якому ще відсутні пластичні деформації.

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

Руйнуванню багатьох осадових гірських порід передуює пластична деформація. Вона починається як тільки напруження в породі перевищують границю пружності, і розвивається одночасно із зміцненням породи.

Коефіцієнт пластичності $k_{пл}$ визначається співвідношенням загальної роботи, затраченої на руйнування до енергії пружних деформацій.

Дані про границю і модуль пружності, коефіцієнт пластичності досліджуваних зразків статистично оброблені по усім світам, а також визначено усереднені показники пісковиків, аргілітів та алевролітів Передкарпатського прогину.

Оцінивши визначені середні значення пластичності, зроблено висновок, що всі досліджувані породи відносяться до пружно-пластичних порід.

Для подальшого вивчення змін ФЄВ в результаті тектонофізичних процесів оброблено результати досліджень механічних властивостей гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. У геологічній будові території приймають участь відклади крейдового, палеогенового та неогенового віку.

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. 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 жорсткість (модуль пружності) пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Нами проведено дослідження впливу глибини залягання аргілітів, алевролітів і пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на дані механічні властивості. 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 (рис. 1).

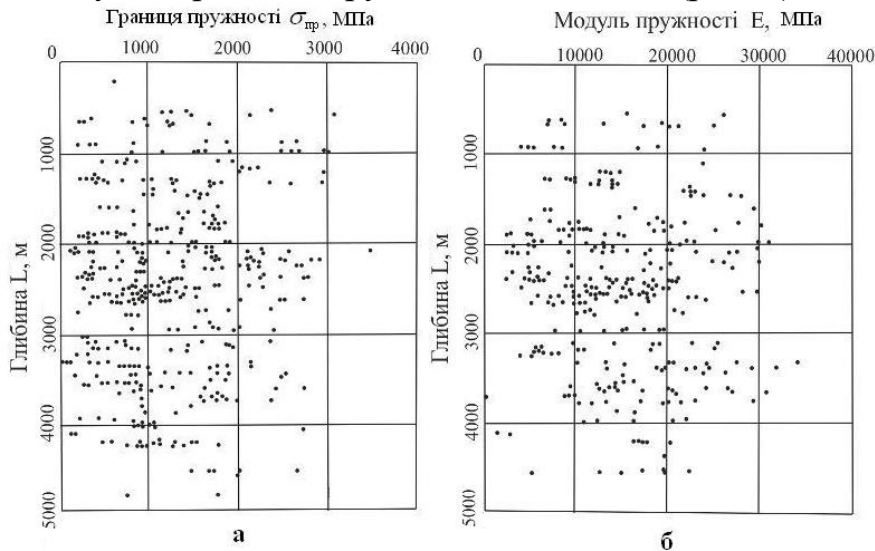


Рис. 1. Зміна механічних властивостей пісковиків з глибиною залягання:
а – границя пружності; б – модуль пружності
(за дослідженнями І.В. Артима, 2018 р.).

РОЗРОБЛЕННЯ ТЕКТОНОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

У **четвертому розділі** обґрунтовано основні підходи і розроблено модель для оцінювання тріщинуватості піщано-алевритової товщі з урахуванням геодинамічних процесів.

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

Аналіз отриманих даних механічних характеристик свідчить про суттєво вищі показники пісковиків по всіх світах. Таким чином, утворення зон високої

тріщинуватості у піщано-алевритовій товщі в першу чергу залежить від НДС прошарків пісковиків.

Тому на цьому етапі досліджень за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ) нами розроблено модель для оцінки НДС шару пісковиків під час геодинамічних процесів з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх інтенсивності та місцезнаходження.

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 пісковиків.

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

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

4. Завдяки своїм порівняно нижчим механічним і реологічним властивостям сусідні прошарки аргілітів і алевролітів не справляють істотний вплив на НДС шару пісковиків, підлаштовуючись під його деформацію.

Аналіз можливостей МСЕ для вирішення поставленої задачі дав змогу створити параметричну модель утворення антикліналі. Параметрами моделі є товщина прошарку h , довжина активної ділянки L , висота підйому ділянки H , основні фізико-механічні характеристики матеріалу, а також граничні умови.

Базовими фізико-механічними характеристиками матеріалу є модуль пружності E , коефіцієнт Пуассона μ , границі міцності за стиску σ_m^c і розтягу σ_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 нами аналіз дав змогу сформулювати для крила антикліналі граничні умови, що наведені на рис. 2.

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** імітують стан перерізу місця перегину склепіння антикліналі. Умова **C** – умова об'ємного стиску ділянки з фіксованим значенням p .

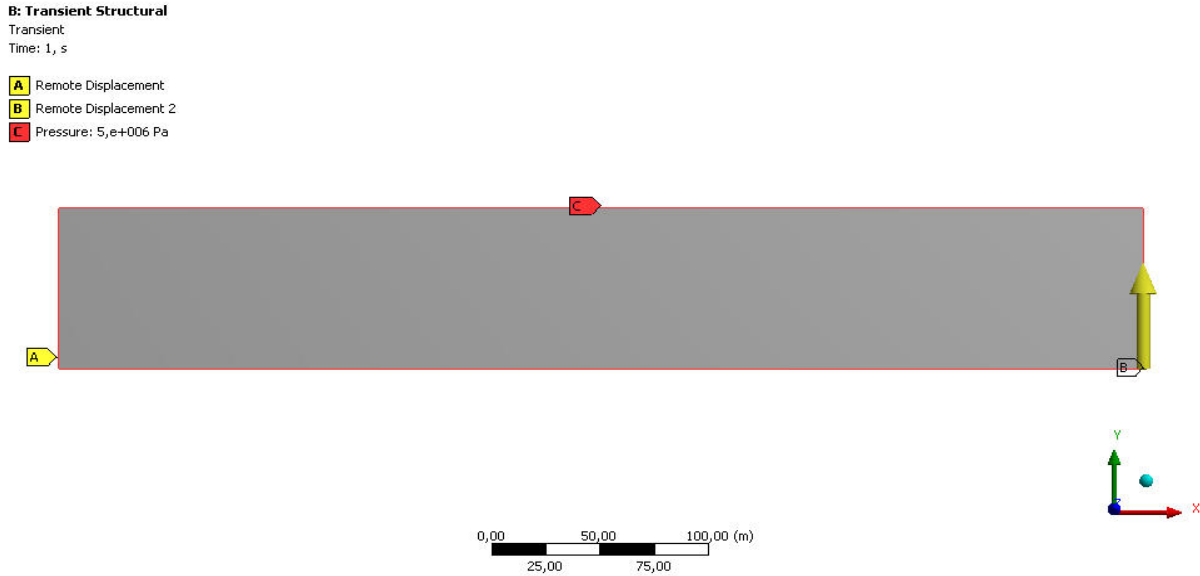


Рис. 2. Граничні умови моделі утворення крила симетричної антикліналі (за дослідженнями І.В. Артим, 2018 р.).

Параметром для оцінювання НДС ділянки вибрано Safety Factor (SF).

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

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

σ_{eq} – еквівалентне напруження згідно з вибраною гіпотезою міцності.

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

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

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

σ_1, σ_3 – головні напруження.

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

Також у розділі наведено результати проведених нами модельних досліджень НДС антикліналей з точки зору впливу її геометричних параметрів на місце знаходження зон підвищеної тріщинуватості та їх відносну поширеність. 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} .

Результати проведених нами досліджень для товщини прошарку від 1 м до 80 м наведено на рис. 3.

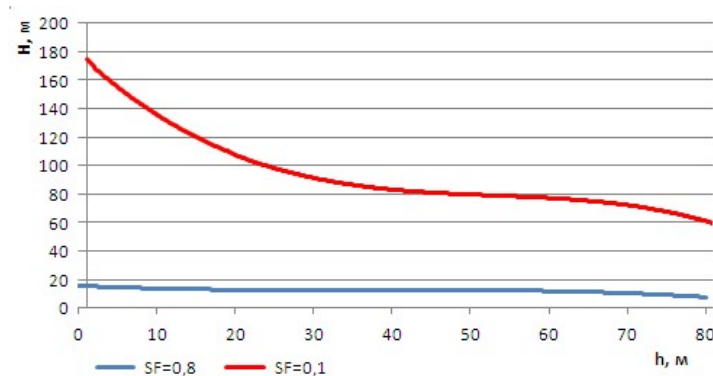


Рис. 3. Результати досліджень НДС прошарку породи в антикліналі при $L=500$ м (за дослідженнями І.В. Артим, 2018 р.).

Згідно з рис. 3 товщина прошарку практично не впливає на мінімальну висоту антикліналі (коли починаються процеси зміни тріщинуватості), але суттєво впливає на її максимум до повної втрати початкової тріщинуватості.

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

Для прикладу взято результати модельних досліджень по менілітовій і ямненській світах. Деякі результати досліджень наведено на рис. 4.

Фізико-механічні властивості пісковиків вибрані згідно з отриманими даними по світам. До уваги прийняті мінімальні, максимальні і середні значення границі і модуля пружності.

Порівняльні результати НДС антикліналей прошарків пісковиків з урахуванням розкиду значень їх механічних властивостей показали значний вплив характеристик міцності і пружності на величину і місцезнаходження зон високої тріщинуватості. Особливу увагу слід звернути на вплив пружності пісковиків на форму антикліналі (див. рис. 4б). Це дасть змогу визначати механічні характеристики пісковиків на ділянках реальних антикліналей шляхом імітаційного тектонофізичного моделювання.

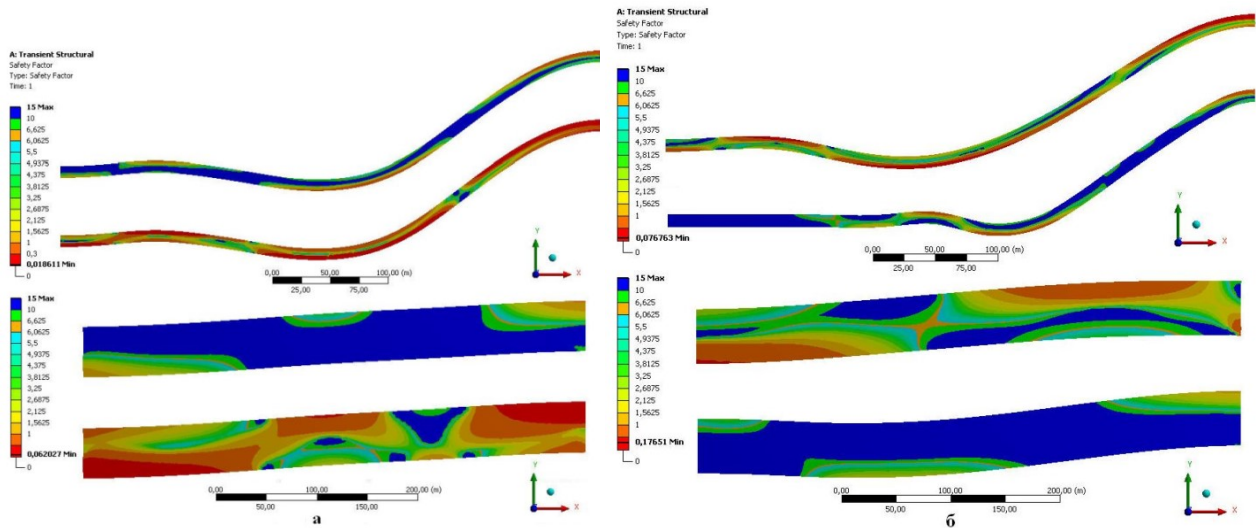


Рис. 4. Порівняльні результати напружено-деформованого стану антикліналі пісковика менілітової світи за критерієм SF :
 а – зміна границі пружності; б – зміна модуля пружності
 (за дослідженнями І.В. Артим, 2019 р.).

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕКТОНІЧНОЇ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА ДОПОМОГОЮ РОЗРОБЛЕНОЇ МОДЕЛІ

У п'ятому розділі наведено результати апробації розробленої тектонофізичної моделі та її практичного використання.

На початку розділу, проаналізувавши типи структур, в яких є нафта і газ, нами виділено основні типи антикліналей зі спрощеними схематичними зображеннями та реальними прикладами геологічних профілів родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

У розділі наведено результати апробації розробленої моделі на Старосамбірському та Південно-Гвіздецькому родовищі. Старосамбірська структура являє собою асиметричну антикліналь північно-західного простягання. Північно-східне крило її круте, коротке, значною мірою зрізане насупом. Поклади нафти виявлені в ямненській світі палеоцену і вигодській еоцену. Основний з них ямненський міститься у масивних і товсто шаруватих пісковиках та алевролітах. Товщина колектора змінюється від 81 до 142 м (рис. 5). Результати моделювання наведено на рис. 6.

Як бачимо, зона підвищеної тріщинуватості лежить у верхній частині антикліналі. Це твердження доведено натурними дослідженнями керну.

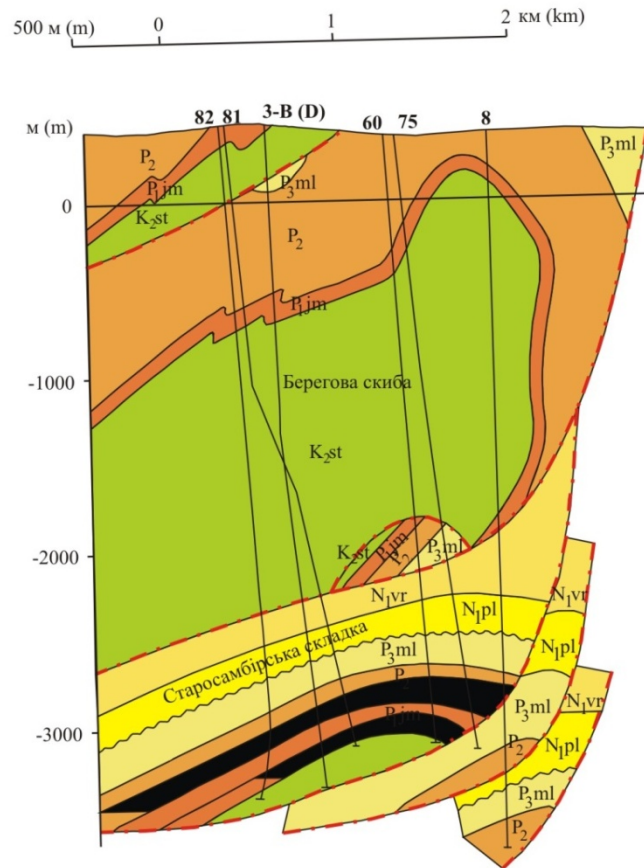


Рис. 5. Геологічний профіль Старосамбірського родовища
(за О.М. Вишняковою, 1994 р.).

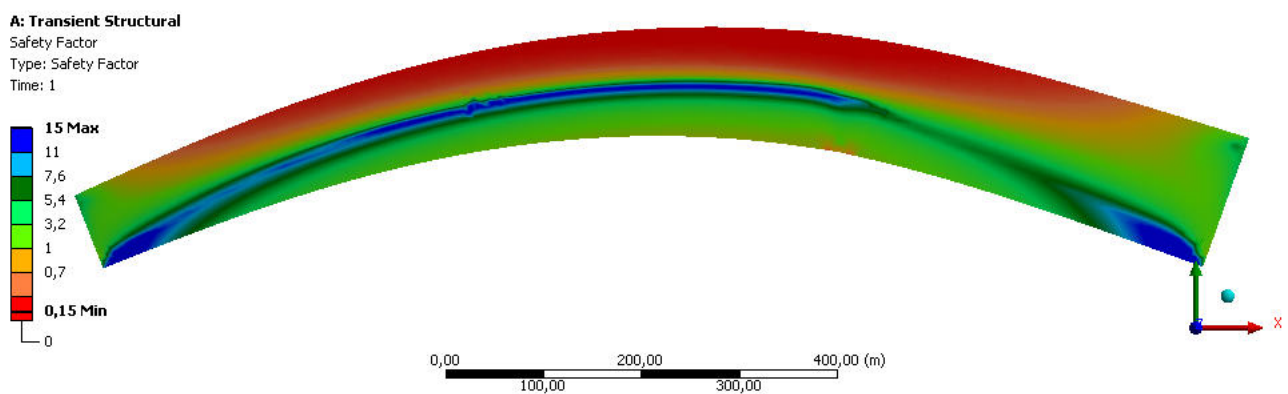


Рис. 6. Результати моделювання стану антикліналі пісковіку ямненської світи
Старосамбірського родовища за критерієм SF
(за дослідженнями І.В. Артима, 2019 р.).

Нами звернуто увагу на результати досліджень Т.В.Здерки (2007-2009 рр.) олігоценового резервуару Південно-Гвіздецького родовища (рис. 7).

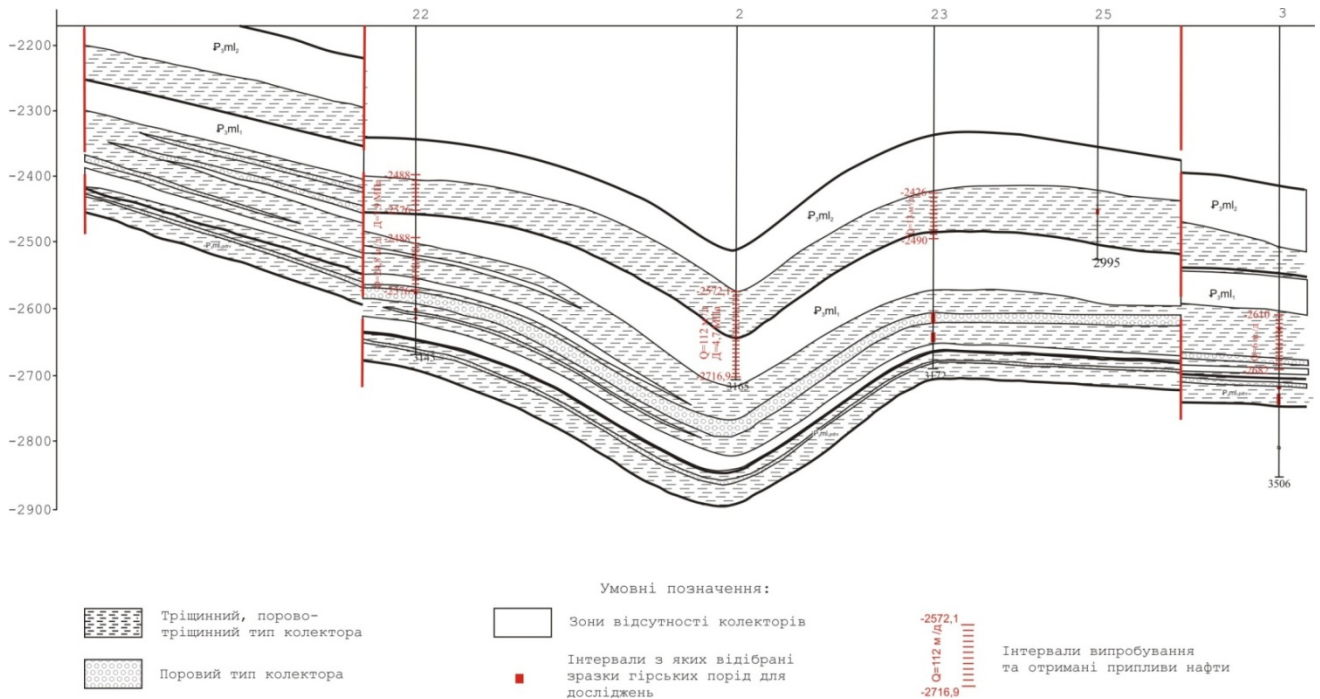


Рис. 7. Графічна модель будови олігоценового резервуару Південно-Гвіздецького родовища по лінії свердловин 22, 2, 23, 25, 3 (за даними НГВУ «Надвірнанафтогаз», НДПІ ВАТ «Укрнафта» та результатів Т.В. Здерки).

Верхній пласт пісковиків менілітової світи товщиною 55-75 м практично повністю відноситься до тріщинного, порово-тріщинного типу колектора. З попередніх наших досліджень випливає, 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.

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 пісковиків.

Результати моделювання наведено на рис. 8.

Згідно з результатами, зона підвищеної тріщинуватості практично повністю охоплює пласт, що відповідає висновкам попередніх дослідників. Таким чином, за допомогою розробленої моделі можна досліджувати достатньо складні структури на тектонічну тріщинуватість.

Також в розділі наведено результати практичного використання моделі для оцінки зон підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а саме, Ангелівської площі, Південносливкінської структури та площі Північна Опака. За результатами досліджень уточнено місце розміщення проектних пошукових свердловин.

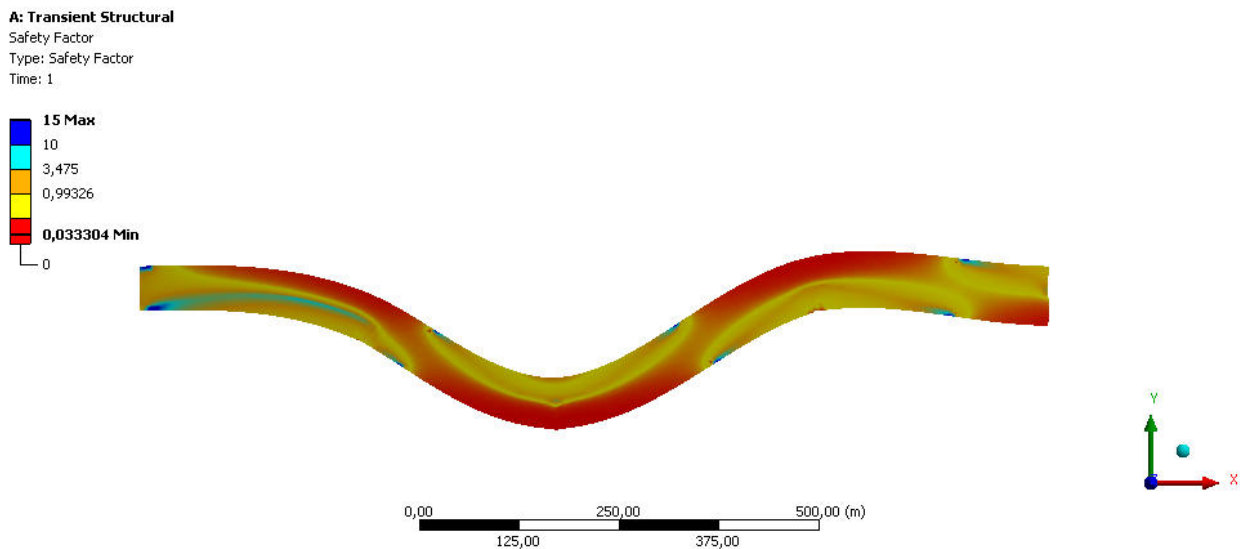


Рис. 8. Результати моделювання НДС синкліналі менілітової світи (за дослідженнями І.В. Артим, 2019 р.).

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 пісковіку.

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 пісковіку з точки зору можливості появи зон підвищеної тріщинуватості та оцінки їх місцезнаходження. Виявлено значний вплив характеристик міцності і пружності на величину і місце знаходження 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 ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

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. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*
2. **Артим І.В.** Оцінка тектонічної тріщинуватості порід-колекторів за допомогою методу скінченних елементів. *Молодий вчений. Геологічні науки.* 2018. № 2. С. 6-10. 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. *Особистий внесок – проведення досліджень, аналіз отриманих результатів, формування висновків.*
4. Kurovets S., **Artym I.** Reservoir rocks fracturing model development. *East European Science Journal*. 2019. № 3. P. 24-29. ISSN: 2468-5380. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*
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. *Особистий внесок – проведення досліджень, аналіз отриманих результатів та формування висновків.*

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. *Особистий внесок – формування завдання та проведення досліджень.*
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. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*
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. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*

Тези доповідей

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. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*

12. **Артим І.В.** Щодо розроблення моделі тріщиноутворення в породах-колекторах. Матеріали шостої міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2017», 15-19 травня 2017р., 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. *Особистий внесок – формування завдання, розроблення моделі та проведення досліджень.*

АНОТАЦІЯ

Артим І.В. Тектонофізичне моделювання тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. – Рукопис.

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

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 покращені колекторські властивості мають зони підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів.

Уточнено закономірності розподілу модуля і границі пружності та коефіцієнта пластичності аргілітів, алевролітів і пісковиків Внутрішньої зони Передкарпатського прогину за світами і глибиною.

За допомогою методу скінченних елементів створено тектонофізичну модель, яка дає змогу оцінювати зони поширення та ступінь інтенсивності тріщинуватості нафтогазоперспективних пластів. Проведено практичне використання даної моделі для оцінки зон підвищеної тріщинуватості нафтогазоперспективних порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що дозволяє доопрацювати скупчення нафти і газу.

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

АННОТАЦИЯ

Артым И.В. Тектонофизическое моделирование трещиноватости нефтегазоперспективных пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – Геология нефти и газа. Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа Министерства образования и науки Украины, Ивано-Франковск, 2019.

Диссертационная работа посвящена повышению эффективности освоения природных резервуаров Внутренней зоны Предкарпатского прогиба путем тектонофизического моделирования трещиноватости пород-коллекторов и исследования геологических факторов, влияющих на их фильтрационно-емкостные свойства и нефтегазоносность.

Проанализировано влияние основных геологических факторов на коллекторские свойства терригенных пород Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Подтверждено, что улучшенные коллекторские свойства имеют зоны повышенной трещиноватости нефтегазоперспективных пород-коллекторов.

Уточнены закономерности распределения модуля и предела упругости и коэффициента пластичности аргиллитов, алевролитов и песчаников Внутренней зоны Предкарпатского прогиба по свитам и глубиной.

С помощью метода конечных элементов создана тектонофизическая модель, которая позволяет оценивать зоны распространения и степень интенсивности трещиноватости нефтегазоперспективных пластов. Проведено практическое использование данной модели для оценки зон повышенной трещиноватости нефтегазоперспективных пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, что позволяет более эффективно производить поиск скоплений нефти и газа.

Ключевые слова: Предкарпатский прогиб, тектонофизическая модель, порода-коллектор, трещиноватость, антиклиналь, фильтрационно-емкостные свойства.

ABSTRACT

Artym I.V. Tectonophysical modeling of fracturing of oil and gas prospecting reservoir rocks of the intrinsic 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.

Thesis is devoted to increase of efficiency of natural reservoirs exploration within the intrinsic 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 intrinsic 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 intrinsic 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 intrinsic 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 taken 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.