

## **ВІДГУК**

офіційного опонента на дисертаційну роботу Скакальської Людмили Василівни «Прогнозування пружних характеристик та нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу і кернових досліджень», представлену до захисту на здобуття наукового ступеня кандидата фіз.-мат. наук за спеціальністю 04.00.22 – геофізика

**Актуальність.** Дисертаційна робота Людмили Василівни Скакальської присвячена вирішенню актуальної проблеми забезпечення України вуглеводневими ресурсами завдяки підвищенню ефективності оцінки нафтогазонасиченості порід із використанням їх пружних характеристик на основі застосування розробленої дисертантом теоретико-емпіричної методики оцінки нафтогазонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу (АК) і кернових досліджень (КД) та апробованої при дослідженні геологічних розрізів нафтогазопошукових свердловин Західного нафтогазонасного регіону України.

### **Обґрунтованість наукових положень, висновків та рекомендацій.**

Всі наукові положення, які виносяться на захист отримані на основі застосування фізико-математичних моделей опису властивостей гірських порід і розрізу свердловини, сучасних статистичних та обчислювальних методів математичного моделювання геологічного розрізу та ітераційних методів наближеного пошуку оптимальних фізичних параметрів, фізичних та швидкісних характеристик порід за результатами аналізу геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) та зразків керну. Висновки та рекомендації автора ґрунтуються на застосуванні розроблених математичних та обчислювальних методів для аналізу реальних геофізичних даних та порівнянням отриманих пружних і інших параметрів пластів із результатами випробувань досліджених свердловин та даними отриманими в результаті незалежних досліджень, іншими авторами.

## **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дослідження викладені у дисертаційній роботі були виконані в рамках дванадцяти бюджетних, конкурсних та договірних науково-технічних досліджень, які проводилися в Карпатському відділенні Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України (м. Львів) в період з 2006 по 2020 рік (№ держреєстрації 0106U000976, 0107U003181, 0112U001141, 0117U000200, 0118U003327, конкурсний проект № 5726-2, ).

## **Наукова новизна положень дисертації, які виносяться на захист.**

В дисертаційній роботі вперше:

1. Розроблено теоретико-емпіричну методика прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень на основі комбінації фізико-математичної моделі порід-колекторів, як заповненого флюїдом пористого нелінійно-пружного геофізичного середовища, емпіричних кореляційних співвідношень між пружними і колекторськими характеристиками таких порід, а також даних акустичного каротажу, з використанням як ключового у розрахунках параметра стисливості порід  $\beta$ . Застосоване при цьому представлення розрізу свердловини тонкошаруватою моделлю, кожний шар (прошарок) якої відповідає значенню інтервального часу ( $\Delta t$ ) за АК, забезпечує виявлення у розрізах свердловин поширених у природі і надзвичайно важливих для ефективного видобування нафти і газу тонких прошарків з пористістю.
2. На основі аналізу параметричної бази, побудовано уточнені (з дослідженням і застосуванням апроксимованої поліномом 2-го і вищих порядків нелінійно-параметричної залежності між пористістю, діючим тиском і стисливістю/швидкістю пружних хвиль, з представленням такої залежності у формі лінійної адитивної та нелінійно-параметричної мультиплікативної складових, емпіричні співвідношення між петрофізичними й колекторськими характеристиками порід ЗНГР для різних типів флюїду – заповнювача пор, як узагальнені, так і

конкретизовані щодо характерних типів і підтипів порід-колекторів.

3. У рамках прогнозної методики на основі виведених теоретичних та емпіричних співвідношень побудовано узагальнений прогнозний функціонал для визначення пористості і прогнозування типу заповнювача пор порід досліджуваного розрізу (газу, нафти, води) за базовою методикою.
4. Розроблено додаткові варіанти комплексної методики прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин з використанням даних гамма-каротажу, електрокаротажу (методу самочинної поляризації), сейсмокаротажу, методу офсетів, з побудовою відповідних кореляційних залежностей між даними цих каротажів і петрофізичними параметрами порід базового варіанту методики.
5. Створено програмно-алгоритмічне забезпечення для реалізації розробленої комплексної методики (базового та додаткових варіантів) у середовищах Fortran, C# та Excel, у тому числі, для числового дослідження пружних (швидкостей і пружних модулів) та колекторських (пористості) характеристик порід і прогнозування типу флюїду – заповнювача пор.
6. За розробленою методикою (за базовим та додатковими варіантами) детально пошарово, з кроком від 0,1-0,2 м за глибиною, розраховано пружні та колекторські властивості порід розрізів свердловин Бучацької, Ліщинської, Лудинської, Залужанської, Зарічнлянської, Никловицької, Орховицької нафтогазоносних структур ЗНГР України (більше 10 свердловин) та спрогнозовано тип їх флюїдонасичення. Результати добре узгоджуються з даними випробувань цих свердловин та даними інших прогнозних методів. При цьому вперше у низці розрізів свердловин спрогнозовано тонкі (від 0,1-0,2 м і більше) нафто-, водо-, газонасичені шари і прошарки.
7. Для уточненого розрізнення типу рідини – заповнювача пор (нафти і води) у розрізах свердловин додатково до розрізнення за швидкостями пружних хвиль розроблено і зреалізовано методики такого розрізнення

за стисливістю та за густиною заповнювача пор, що забезпечують розрізнення як для високопористих ( $\varphi \geq 10-12\%$ ), так і для щільних ( $\varphi = 6-10\%$ ) та нетрадиційних – сланцевих ( $\varphi = 5-6\%$ ) порід-колекторів.

8. Розроблено спосіб визначення типу породи за розрахованою засобами методики стисливістю твердої фази породи і спосіб оцінювання (детально по прошкарах) тріщинуватості та проникності порід розрізу.

### **Повнота викладення положень, що захищаються в опублікованих працях.**

По темі дисертації опубліковано 14 наукових праць, в тому – числі: – 2 одноосібних, 3 статті у зарубіжних виданнях (одна індексується у міжнародній наукометричній базі Scopus), 5 статей у фахових виданнях України (2 роботи індексуються у міжнародній наукометричній базі Web of Science), 5 тез на міжнародних та вітчизняних науково-технічних конференціях. Всі наукові положення, які виносяться на захист оприлюднені у опублікованих наукових працях та 30 доповідях на міжнародних та вітчизняних науково-технічних конференціях 2013 – 2019 років.

### **Зміст дисертаційної роботи.**

Дисертаційна робота викладена на 262 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та 6 додатків. Містить 50 таблиць та 68 рисунків та діаграм. Перелік із 185 використаних джерел із яких з них 146 українською мовою і у російськомовних виданнях та 39 англомовних.

### **Вступ.**

У вступі наведено:

1. Обґрунтування вибору теми дисертаційного дослідження та його актуальності.
2. Зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами.
3. Мета і завдання дослідження відповідно до предмета та об'єкта дослідження.

4. Наукові завдання, вирішення яких забезпечить досягнення поставленої мети досліджень.
5. Об'єкт, предмет та методи дослідження.
6. Наукова новизна отриманих результатів.
7. Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій.
8. Практичне значення отриманих в дисертації результатів.
9. Особистий внесок здобувача.
10. Реалізація та апробація результатів досліджень.
11. Кількість публікацій по темі дисертації, включаючи закордонні та фахові видання України, видання, які індексуються у міжнародних науково-метричних базах та тези доповідей на міжнародних науково-технічних конференціях.

### **Перший розділ.**

Розділ «Геофізичні методи досліджень та прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин» присвячений розгляду питань аналізу сучасного стану вивчення наукової проблеми, якій присвячено дисертацію - визначення петрофізичних властивостей порід та прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин. На першому етапі розглянуті питання характеру відображення особливостей геологічних розрізів свердловин та типу флюїдонасичення порід колекторів у пружних характеристиках цих порід та даних акустичного каротажу (АК). Додатково досліджено питання відображення тих же властивостей розрізу свердловин у даних гамма-каротажу (ГК), електричного (ЕК), сейсмічного каротажу (СК), вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) у модифікації без відходу від стовбуру свердловини та з відходом – «офсет» за термінологією автора. Окремий параграф присвячений розгляду принципів математичного моделювання фізико-механічних властивостей порід, в тому числі флюїдонасичених.

В рамках проведеного аналізу показано, що петрофізичні та колекторські властивості гірських порід, також тип і характер насичення порового простору

пов'язані між собою і впливають на такі параметри моделі середовища, як стисливість та швидкість розповсюдження пружних хвиль. В якості основної математичної моделі автор обрав фізико-математичну модель гірської породи запропонованої Вербицьким Т. З., яка включає і узагальнює співвідношення Ф. Гассмана, підхід І. Ешелбі та адекватно описує вплив пористості та типу флюїду, який заповнює поровий та пустотний простір на пружні параметри середовища. У випадку відсутності даних АК для застосування розроблених методів аналізу пропонується розраховувати синтетичні криві АК на основі наявних даних інших геофізичних досліджень в свердловинах використовуючи кореляційні зв'язки між даними цих методів та даними акустичного каротажу. Для дослідження зв'язку між пружними (пружні модулі та швидкості розповсюдження пружних хвиль) та колекторськими (пористість, тип флюїду) властивостями порід, їх мінералогічним складом, глинистістю та іншими, пропонується застосовувати багатопараметричні нелінійні емпіричні залежності.

Розділ завершує список використаних джерел із 112 найменувань.

Зауваження до другого розділу.

1. На сторінці 49 в межах математичної моделі Вербицького Т.З. відсутній вираз для  $f(\alpha)$  – функції розподілу включень по формі для середовища з дископодібними і сферичними включеннями, та зміст верхньої і нижньої меж інтегрування або конкретні значення коефіцієнтів  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$  – параметрів форми для дископодібних і сферичних включень. При обговоренні питання щодо обрахунку цих коефіцієнтів в додатку Б до дисертації робиться посилання «Тоді виконуються умови щодо коефіцієнтів форми пор в (1.9) у вираженні через стисливість (Б.1.2) такі». Однак формула (1.9) у тексті дисертації відсутня.
2. Не зрозуміло, чому у першому розділі автор для позначення стисливості застосовує символ  $K$ , а в додатку Б і в інших розділах символ  $\beta$ . Це затрудняє читання і розуміння змісту виведених формул.
3. Серед зауважень до першого розділу слід відмітити порушення порядку нумерації у списку використаних джерел.

## Другий розділ.

Розділ присвячений розгляду «Теоретико-емпіричної методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень».

У розділі викладено опис базового варіанту розробленої методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК та досліджень керну свердловин. Описана загальна структура методики, математична модель гірської породи за Т. З. Вербицьким і наведена система співвідношень для реалізацій методики. Згідно фізико-математичної моделі Т. З. Вербицького опис розрізу свердловин розглядається як тонкошарувате середовище, де товщина елементарного шару обирається у відповідності до кроку акустичних вимірювань у свердловині. Виведено теоретичні формули зв'язків між пружними (швидкості пружних хвиль, пружні модулі) і колекторськими (пористість, тип флюїду-заповнювача пор) характеристиками порід для різних типів флюїдонасичення. Базовим у розрахунках вибрано пружній параметр стисливості  $\beta$ . Для опису розрізу свердловини та визначення петрофізичних характеристик порід, тип заповнювача пор, пружних параметрів застосовано математичну модель, яка враховує скелет породи та поровий (пустотний) простір заповнений флюїдом. Запропонована модель базується на параметрах і властивостях порід, які визначаються за даними традиційного комплексу геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) і досліджень керну. Для встановлення статистичних взаємозв'язків між різними характеристиками гірських порід і типом їх флюїдонасичення використані дані із загальної параметричної бази для порід-колекторів Західного нафтогазпромислового району (ЗНГР). Для щільних (сухих) порід та порід із порами заповненими рідким флюїдом запропоновано емпіричні співвідношення, які пов'язують пористість, зовнішнє навантаження та стисливість порід.

Запропонований спеціальний «Прогнозний функціонал» для віднесення прошарків моделі до різних типів флюїдів, які насичують поровий простір. В основу «Прогнозного функціоналу» покладено співставлення теоретично розрахованої швидкості пружних хвиль із виміряними швидкостями

розповсюдження пружних хвиль і в першу чергу при проведенні акустичного каротажу. В якості індикаторів для розрізнення типу рідкого порового флюїду автором запропоновано використовувати величину стисливості порід та густини заповнюючого флюїду. В завершення розділу описаний алгоритм та програмне забезпечення в середовищі програмування Fortran та C# для розрахунку параметрів стиснення, зсуву, пористості, густин та швидкостей розповсюдження повздовжніх та поперечних пружних хвиль, а також їх відношення.

Розділ завершує список використаних джерел із 70 найменувань.

1. На сторінці 70 при посиланні на формулу 1.5 вказується, що там врахований інтервальний час, але рівняння 1.5 зв'язує тільки густини і інтервальний час в нього не входить.
2. На сторінці 72 наведено твердження «Таким чином, за побудованою системою теоретичних і емпіричних співвідношень отримуємо повний опис густинно-пружних характеристик гірських порід з урахуванням впливу пористості, тиску і типу заповнювача пор на швидкості поширення об'ємних хвиль у цих породах». Однак з наведених діаграм (рис. 2.4 та 2.5) не зрозуміло про які емпіричні співвідношення іде мова і яким чином конкретно розраховуються ті чи інші параметри.
3. Там же застосовується визначення «мікронеоднорідне (квазіоднорідне та ізотропне на мезорівні)». Термін «мезарівень» не традиційних для геофізики і потребує додаткового визначення навіщо він тут застосовується.
4. Там же при виводі основної формули (2.7) автор пише «Виконаємо заміну  $\beta^T \cdot \mu^T$  як у попередньому випадку». Про який конкретно попередній випадок іде мова із контексту не зрозуміло. Необхідно було послатися або навести формулу в тексті.
5. На тій же сторінці допущена помилка при перенесенні від'ємника із лівої частини рівняння (2.6) у праву частину. Він повинен був стати доданком, але якщо розкрити скобки він залишився від'ємником.
6. На сторінці 93 автор пише «У роботі досліджено зміни густин зразків



різнонасичених порід ЗНГР з ростом пористості (табл. 2.6, 2.7, рис. 2.10)», однак не зрозуміло про яку роботу іде мова. Крім того при розрахунку густини газонасичених порід необхідно обов'язково враховувати суттєве ущільнення газу при високих тисках, яке залежить від його хімічного складу. На глибинах 4500 - 5000 м густина газу може збільшуватися до 0.40 г.см<sup>3</sup>. Там же автор стверджує, щодо густини порід « $\rho_o$ » (отриманою розрахунково, з урахуванням геостатичного і пластового тисків)», однак в тексті дисертації немає інформації як конкретно це робиться.

7. На сторінці 100 вказано, що «Значення пружних констант твердої матриці породи (модуля зсуву ( $\mu^T$ ), коефіцієнта Пуассона ( $\nu^T$ ), необхідні для до визначення нашої системи рівнянь у методиці, також обчислюють в середовищі *Excel* (рис. 2.13)». Необхідно конкретно вказати на формули або порядок розрахунку зазначених величин.

### **Третій розділ.**

Присвячений перевірці можливості застосування розробленої у другому розділі методики для дослідження розрізу свердловин Західного нафтогазоносного району України.

Для апробації автор обрав наступні свердловини:

- Свердловини 18 та 19-Залужанські в інтервалі 1779÷2729 м та 1151÷2803 м;
- Свердловина 1-Ліщинська в інтервалі 2020÷3540 м;
- Свердловина 3-Бучацька в інтервалі 4,4-2250,8 м;
- Свердловина 28Д-Никловицька в інтервалі 485-1505 м.

Проведені автором дослідження дозволили виявити не зафіксовані попередніми дослідженнями тонкі (від 0,1 м) прошарки із значною пористістю заповненою газом, водою, нафтою, а також прошарки з відсутньою пористістю, які проінтерпретовані, як потенційні екрани.

Зокрема, для свердловини 18-Залужанська отримані значення параметрів – пористість (до 8,7-14,5 % у конкретних прошарках), тип флюїдонасичення

(газ/газоконденсат) для інтервалу 2116–2217 м відповідають даним геофізичних досліджень та випробуванням – отримано приплив газу в інтервалі 2135÷2190 м. Для свердловини 19-Залужанська в результаті прогнозування отримані наступні параметри – газоносність на глибинах 1151÷2272 і 2361÷2803 м, пористість до 19 % і до 8 % відповідно, 13 проміжкових газонасичених горизонтів, пов'язаних з прошарками пісковиків у товщі глин, які в цілому відповідають загальним уявленням про будову родовища.

Результати дослідження порід свердловини 1-Ліщинська в цілому відповідають даним раніше виконаних досліджень. В доповнення до вже відомих даних простежено тонкі прошарки, не виявлені іншими дослідженнями: 57 прошарків товщиною 1-25 м заповнені газом; 10 прошарків, товщиною 2-5 м, з прогнозним заповнювачем пор – водою, а також в інтервалах глибин 2933-2950 м, 2997-3000 м, 3038-3054 м виявлені непроникні прошарки.

Дослідження розрізу свердловини 3-Бучацька проведено з використанням наявних даних АК по всьому стовбуру свердловини. Детально, з кроком 0,2 м, прораховано більше 11 тисяч умовних прошарків. При дослідженнях виявлено 3831 прошарок з ймовірним заповнювачем пор – водою, 384 – з нафтою та 6907 – з газом.

По свердловині 28Д-Никловичі (485-1505 м) (Никловицьке газове родовище) досліджено інтервал 1051,2-1097,0 м в якому було зареєстровано 459 значень інтервального часу за даними АК). Встановлено, в основному, водонасиченість шарів, результати кореспондуються з даними інших авторів [Куровець, 2014]. Виявлено 12 прошарків з газом, товщиною від 0,1 м до 0,4 м. Також детально досліджено інтервал 1116,2-1121,9 м, де встановлено 2 газонасичені шари товщиною порядку 1 і 2 м, а також ще кілька тонких газонасичених прошарків.

Наведені результати ілюструють можливість застосування розробленої методики прогнозування петрофізичних властивостей порід розкритих свердловиною та характеру потенційного насичення порового простору. Достовірність проведених розрахунків обґрунтовується співставленням отриманих результатів із результатами раніше виконаних досліджень інших

авторів.

Розділ завершує список використаних джерел із 35 найменувань.

Зауваження до третього розділу.

1. В таблиці 3.11 на сторінці 139 «Таблиця 3.11 – Розкид значень пружних параметрів у інтервалах розрізу свердловини 3-Бучацька» наведені помилкові значення густини газонасичених порід. Із визначення густини на основі співвідношення (1.5) густина газонасиченої породи завжди менша за густину порід насичених іншими флюїдами. У таблиці вона є найбільшою.
2. На цій же сторінці автор без доведення стверджує, що «Зокрема, на рис. 3.12, 3.13 можна побачити неперервність і деталізованість досліджень за методикою, що надає точності прогнозу». Нажаль, непервність і детальності досліджень не пов'язана із точністю прогнозу. Остання визначається існуванням оберненого оператора, який забезпечує отримання однозначного розв'язку відповідної оберненої задачі, а тоді вже виникає питання стійкості розв'язку до похибок у вхідних даних і параметрах оператора прямої задачі, який описує залежність між параметрами моделі середовища і спостереженими геофізичними полями.
3. На сторінці 142 приведена таблиця «Таблиця 3.13 Порівняння величин спрогнозованих характеристик літологічного розрізу свердловини 3-Бучацька з результатами ПП «ГеоПошук» та ПГТК НАНУ». Наведені дані щодо густини і пористості силурійських відкладів Волино-Поділля є неточними. За даними аналізу керну, який виконувала гравіметрична партія ЗУГРЕ для теригенних відкладів, найбільш ймовірна пористість 1.5% і не перевищує 8%, відповідно найбільш ймовірна густина порід  $2.725 \text{ г/см}^3$  з мінімально ймовірною  $2.600 \text{ г/см}^3$  та максимальною  $2.800 \text{ г/см}^3$ . Для карбонатних порід найбільш ймовірна пористість 1% і не більше як 8%, відповідно найбільш ймовірна густина порід  $2.725 \text{ г/см}^3$  з мінімально ймовірною густиною  $2.640 \text{ г/см}^3$  та максимальною  $2.860 \text{ г/см}^3$ . Отримані на основі застосування розробленої методики дані є

завищеними по пористості і заниженими по густині відповідно. Що до пористості за даними ІТТГК НАН України вони є більш коректними. Відносно оцінки густини порід за допомогою програмного забезпечення «ГЕОПОШУК» – вони не відповідають даним досліджень на керні ні по середньому значенню, яке є заниженим, ні по максимальному значенню, яке є завищеним. Таким чином вони теж є не коректними.

4. На сторінці 150 при описі результатів отриманих по свердловині 3-Бучач вказано «При дослідженнях виявлено 3831 прошарок з ймовірним заповнювачем пор – водою, 384 – з нафтопроявами, 6907 – з газом». Нафтопрояви, це коли при бурінні або випробуваннях із свердловини отримана нафта. В контексті викладеного мова іде про прогноз потенційного характеру насичення порового простору нафтою.
5. На основі розробленої методики отримано достатньо повну і об'єктивну параметричну характеристику розрізу свердловини 3-Бучацька для всіх інтервалів, у тому числі з невизначеним за даними ГДС раніше характером насичення. Приймаючи до уваги зауваження що до коректності визначення густини порід в межах силурійських відкладів для твердження, що при застосуванні методики прогнозування отримана повна і об'єктивна інформація необхідні більш коректні оцінки «повноти» і «об'єктивності» отриманих даних.

#### **Четвертий розділ.**

У випадку відсутності даних акустичних досліджень для визначення стисливості порід автор пропонує застосовувати відомий підхід, який передбачає розрахунок синтетичних даних відсутнього геофізичного дослідження, в даному випадку інтервального часу та швидкості розповсюдження пружних хвиль, за наявними даними інших геофізичних досліджень у свердловинах. Саме цьому питанню присвячений четвертий розділ дисертації. В якості таких додаткових методів, пропонується використовувати дані гамма-каротажу, електрокаротажу (самочинної поляризації), методу сейсмокаротажу та ВСП «офсетів» за

термінологією автора дисертації. Для розрахунку швидкостей Р-хвиль за даними гамма-каротажу (ГК) автор пропонує використовувати, як відомі залежності побудовані іншими авторами, так і встановлені пошукачем за відповідними даними досліджень керну та кореляційних співвідношень між різними фізичними характеристиками порід, пов'язаними з даними АК і ГК, як на самій свердловині, для якої виконуються дослідження, так і на основі застосування відповідних статистичних залежностей для свердловин, які розташовані у аналогічних умовах, але в них були проведені одночасно дослідження АК та ГК. Це, наприклад, свердловина 15-Лудинська в якій був відсутній акустичний каротаж. Для визначення параметрів статистичної залежності, в якості аналогу була використана свердловина 3-Бучацька, для якої були наявні дані АК і ГК. Проведений кореляційний аналіз даних по свердловині 3-Бучач дав можливість встановити параметри кореляційної залежності та використати її для інтерпретації даних ГК по свердловині 15-Лудинська із використанням розробленої методики. За аналізом параметру  $V_s/V_p$ , потенційно загазовані пачки прошарків прогнозовані в інтервалах 187,5-1027 м; 2260-2390 м; 2415,9-2624,9 м; 2748,4-2862,4 м; 2947,9-3230 м. Середня пористість для цих інтервалів оцінена, як 16,57 %, максимальна 18 %. Крім того виявлено ряд шарів майже непроникних (пористість до 1,5-2 %), які вважаються автором екранами.

Для даних електрокаротажу (самочинної поляризації) реалізовано варіант подібний до даних ГК, але тут для визначення величин пористості і швидкості Р-хвиль замість даних інтенсивності гамма-випромінювання (за ГК) застосовано дані електрокаротажу (самочинної поляризації).

Для даних сейсмокаротажу чи методу «офсетів» варіант прогнозу методикою подібний до методикою за даними АК але відрізняється тим, що для детальнішого прогнозування за глибиною, за даними заданими на рідкій сітці, будується інтерполяційна функція по розрізу свердловини, зокрема, у поліноміальній апроксимації.

Синтетичні дані АК були розраховані для таких свердловин:

- 2-Заріччянська та 4-Північно-Заріччянська – за даними ГК, ПС та «офсетів». За результатами інтерпретації оцінено пористість і тип

насичення, які узгоджуються із даними випробувань і досліджень керну. При інтерпретації даних по свердловині 4-Північно-Зарічнянська значення розрахованої пористості було більшим на 3,7 % від пористості аналогічних прогнозно-водонасичених горизонтів свердловині 2-Зарічнянська;

- Свердловина 23-Орховицька (19,3-3230,5 м) – за ПС. Інтерпретація даних з використанням розробленого підходу дала можливість оцінити величини пористості для водонасичених прошаків на рівні 12%;
- Свердловина 28-Никловицька (0-1515 м) – за даними ГК та ПС.

Розділ завершує список використаних джерел із 55 найменувань.

Зауваження до четвертого розділу.

1. На сторінці 158 вказано, що «Для виключення впливу умов вимірювань при оцінці інтенсивності природного гамма-випромінювання часто використовують безрозмірний подвійний різницевий параметр  $\Delta I_{\gamma_i}$ ». Подвійний різницевий параметр застосовується для виділення глинистих прошарків на етапі інтерпретації даних ГК і немає відношення до «виключення умов вимірювання».
2. На сторінці 161 у формулі (4.10) відсутній нижній індекс при інтервальному часі розповсюдження пружних хвиль у рідкому флюїді.
3. На цій же сторінці застосування співвідношення (4.12) для розрахунку швидкості пружних хвиль вимагає детальної інформації про інтервальний час розповсюдження пружних хвиль у скелеті породи і у рідкому флюїді тип якого на момент застосування цього співвідношення не відомий.
4. На сторінці 163 автор згадує метод офсетів – «Оскільки застосування методу офсетів більш відомі у сейсмозв'язці, а у прогнозуванні нафтогазоносності розрізів свердловин використовуються не часто, опишемо його детальніше». Нажаль крім публікацій автора цей термін ніким більше не використовується. Ніколи не чув такого методу, однак із загального викладення мова іде про «Непродольне вертикальне сейсмічне профілювання» тому краще застосовувати прийнятну назву

сейсмічних досліджень в свердловинах.

5. На сторінці 164 наводиться апробація розробленої методики – «Прикладом апробації додаткового варіанту 2 методики (за способом 1)». У параграфі 4.1 у варіанті 2 запропонованої методики немає окремих способів.
6. Там же вказано що для застосування методики для вивчення свердловини 15-Лудинська «використано кореляційні співвідношення для розрахунку пористості і швидкості поздовжніх хвиль, побудовані за даними ГК і АК для розрізу свердловини 3-Бучацька». У параграфі 3.3 де описується результати застосування методики прогнозування відсутні кореляційні співвідношення які пов'язують ГК і АК для розрізу свердловини 3-Бучацька.
7. Там же робиться висновок «Основна пересторога щодо наявності «сланцевого» газу на досліджуваних територіях – мала кількість органічної речовини ( $\approx 1\%$ ) та вивчення лише окремих ділянок територій. Також при бурінні свердловин у різних районах Волино-Поділля отримано лише обмежені прояви природного газу». Із контекста не зрозуміло до чого відноситься ці висновки.
8. Не зрозуміла поведінка кривих на «Рис. 4.3 - Графік інтенсивності гамма-випромінювання ( $I_\gamma$ ) вздовж розрізу свердловини 3-Бучацька та її трендова лінія – логарифм від інтенсивності гамма-випромінювання  $\ln(I_\gamma)$ ». Якщо на графіку правильно виведений масштаб кривої інтенсивності гамма випромінювання і масштаб виводу логарифму відповідає масштабу кривої інтенсивності то при значенні логарифму, яке дорівнює 10 – приблизна асимптота кривої натурального логарифму для нього значення інтенсивності ГК на графіку повинно бути 22020 мкР/год. На графіку значення не перевищує 50 мкР/год. Як виходить із графіка перетворення кривої інтенсивності гамма випромінювання за допомогою натурального логарифму ніби осереднює вихідну криву. Але це не відповідає дійсності. Функція натурального логарифму є монотонною функцією свого аргументу звідки випливає, що, якщо два

числа  $X_2 > X_1$  то для їх натуральних логарифмів буде виконуватися співвідношення  $\ln(X_2) > \ln(X_1)$ . Таким чином крива натурального логарифму повинна повторювати криву аргументу (інтенсивності гамма випромінювання) тільки з меншим середнім і стандартним відхиленням (амплітудою).

9. На сторінці 172 в підпису до рисунку «Рис. 4.6 Результат розрахунку для порід розрізу свердловини 15-Лудинська за прогноною методикою типу заповнювача пор і пружних параметрів за даними інтенсивності гамма-випромінювання [Скакальська, Назаревич, 2017; Скакальська, 2018] та емпіричними співвідношеннями (4.5), (4.6) для  $V_p$  та  $I_\gamma$  [Kurovets et al., 2012] пошарово: густини (фіолетовим), пористості (синім), швидкості поздовжніх хвиль (вишневим), відношення швидкостей поперечної хвилі до поздовжньої (зеленим) для інтервалів глибин 19,3-1027,2 м (а); 1027,2-2235,4 м (б); 2235,4-3230,5 м (в)». Автор статті Kurovets et al., 2012 року яка є в списку використаних описує результати петрофізичних дослідень свердловини Lyschina-1 і не приводить емпіричних залежностей між швидкістю розповсюдження продольних хвиль і інтенсивністю гамма випромінювання для свердловини 15-Лудин..
10. На сторінці 179 автор пропонує використовувати поліноми 6 ступеня для апроксимації даних ГК – «1) за результатами аналізу даних ГК по кожній з досліджуваних свердловин для їх екстраполювання, тобто, для можливості отримати значення інтенсивності в довільній точці розрізу, використовуємо побудовану апроксимаційну функцію – поліном шостого степеня (див. рис. 4.11). Для наявних масивів даних інтенсивності гамма-випромінювання по розрізах свердловин 2-Заріччянська та 4-Північно-Заріччянська залежності побудовано, відповідно, такі (для них, відповідно,  $r^2=0,98$  і  $r^2=0,87$ ):». Апроксимаційні поліноми наведені у співвідношенні 4.18 не вірно записані. Вони повинні залежати від глибини, що було би більш правильним, або від номеру комірки моделі  $j$  до якої відноситься



значення інтенсивності випромінювання гамма квантів.

## **П'ятий розділ.**

Описує результати узагальнення даних по визначенню петрофізичних властивостей стисливості, швидкостей пружних хвиль, пористості, тиску та густини на основі наявної «бази даних» порід-колекторів Західного нафтогазового району України.

Одним із основних елементів методики інтерпретації, яка розглядається в дисертації, є пружній параметр стисливості. Для його апріорного визначення запропонована емпірична нелінійна чотирьохпараметрична залежність цього параметру від пористості і тиску. Апріорна похибка створеної емпіричної математичної моделі даним порівнюючи із «базою даних» порід-колекторів Західного нафтогазового району України становить 12%.

Для підвищення ефективності розрахунку коефіцієнту стиснення для порід колекторів складених пісковиками запропоновані окремі емпіричні співвідношення, які пов'язують стисливість із пористістю та пластовим тиском. Для цього виділено три класи пісковиків:

- пористі – коефіцієнт пористості  $8,7 \leq \varphi \leq 23,1$ ;
- ущільнені – коефіцієнт пористості  $5,4 \leq \varphi \leq 13,9$ ;
- щільні глинисті – коефіцієнт пористості  $3,3 \leq \varphi \leq 9,1$ .

Для кожного типу колектора був обраний оптимальний, з точки зору коефіцієнту кореляції, тип залежності коефіцієнту стиснення від пористості породи та від пластового тиску. Для випадку залежності від пластового тиску найкращі результати були отримані при застосуванні логарифмічної залежності. По аналогії із загальною залежністю для всієї «бази даних» порід-колекторів Західного нафтогазового району України для кожного із виділених класів була запропонована двовимірною залежність, яка описує зв'язок коефіцієнту стиснення пісковика із пористістю та пластовим тиском.

Побудовані залежності дозволили встановити підвищену стисливість різновидів порід з підвищеною пористістю а також підвищену чутливість стисливості таких порід до змін діючого тиску.

На випадок ситуації, коли в «базі даних» порід-колекторів Західного нафтогазового району України можуть бути відсутні одночасно данні про стисливість порід, пористість та пластовий тиск, але є дані про швидкість розповсюдження повздовжніх та поперечних пружних хвиль автор пропонує теоретичну модель для розрахунку коефіцієнтів стисливості і зсуву на основі використання даних про швидкості розповсюдження пружних хвиль.

Ще одною важливою властивістю порід є їх здатність утримувати вертикальну фільтрацію флюїдів – газу та нафти і виступати покришкою газонафтонасиченого резервуару. Базуючись на дослідженнях Тимурзієву в якості фактора, який контролює розкриття вертикальних тріщин, є коефіцієнт бокового розпору  $Q_{side}$  – відношення гірського ( $p_r$ ) і бокового ( $p_{side}$ ) тисків. Використовуючи модель Вебицького Т.З. отриманий вираз коефіцієнту розпору через співвідношення швидкостей пружних хвиль, які в свою чергу залежать від коефіцієнту стисливості і зсуву, які визначаються при створенні моделі свердловини.

Для ілюстрації залежності коефіцієнту бокового розпору від співвідношення між швидкостями поперечних та повздовжніх хвиль наводяться розрахунки величини коефіцієнту бокового розпору для розрізу глинистих вапняків у свердловині 3-Бучач. Як слідує і наведених результатів із збільшенням з глибини збільшується боковий тиск.

Розділ завершує список використаних джерел із 36 найменувань.

Зауваження до п'ятого розділу.

1. На сторінці 216 вказано, що «Для розрахунку об'ємної густини флюїдонасичених чи сухих порід використано формули (1.6), для розрахунку коефіцієнта Пуассона». Формул (1.6) на сторінці 47 виражає співвідношення для інтервального часу розповсюдження пружних хвиль при відомих інтервальних часах для скелету породи, флюїду та коефіцієнту пористості.

## **Висновки.**

Зроблені основні висновки, що до досягнення поставленої мети досліджень та наведено наукові положення, які виносяться на захист.

## **Додатки.**

До тексту дисертації додані наступні текстові додатки:

Додаток А – Список основних опублікованих праць за темою дисертації.

Додаток Б.1 – Побудова теоретичних співвідношень для прогнозної методики.

Додаток Б.2 – Емпіричний зв'язок стисливості  $\beta$  порід та їх пористості  $\phi$ .

Додаток В – Оцінки статистичної надійності розрахунків петрофізичних і колекторських характеристик порід розрізів свердловин за прогнозною методикою

Додаток Г.1 – Оцінки статистичної надійності розрахунків петрофізичних і колекторських характеристик порід розрізів свердловин за прогнозною методикою.

Додаток Г.2 – Результати розрахунків значень параметрів: відношення швидкостей об'ємних хвиль  $V_s/V_p$ , коефіцієнта Пуассона і коефіцієнта бокового розпору  $Q_{side}$  для ряду типів гірських порід ЗНГР.

Крім обов'язкового додатку А, решта вдало доповнюють викладення змісту дисертації.

## **Загальні зауваження до дисертації.**

Це швидше побажання автору цікавої наукової роботи:

1. Хочу побажати автору при висвітленні своїх майбутніх досліджень більше уваги звертати на строгість, детальність і послідовність математичних викладок. Розміщати опис змінних, які використовуються безпосередньо разом із першим їх використанням у математичних формулах. Контролювати позначення змінних та індексів, а також роз'яснювати їх зміст. Використовувати різні буквені позначення для різних параметрів. Застосування одного і того самого позначення для пористості і коефіцієнта глинистості було не найкращим рішенням.
2. При графічному представленні отриманих даних та результатів їх аналізу застосовувати відповідні масштаби та якість зображень, а також легенди та умовні позначення до графічних матеріалів.

3. При статистичному аналізі відображати дані у вигляді статистичних діаграм або крос-плотів та гістограм які дають можливість оцінити коректність зроблених висновків.

Аналіз дисертації, автореферату та опублікованих праць дає підстави для висновку про те, що дослідження «Прогнозування пружних характеристик та нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу і кернових досліджень» є завершеною, самостійно виконаною науковою працею, написаною грамотною науковою мовою, добре проілюстрованою графічними та табличними матеріалами, має вагомe теоретичне і практичне значення, заслуговує позитивної оцінки, відповідає вимогам пп. 9, 11, 12, 13 «Порядку присудження наукових ступенів» (Постанова Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 р. № 567), вимогам наказу № 40 від 12.01.2017 р. «Про затвердження вимог до оформлення дисертацій» та іншим нормативним актам Міністерства освіти і науки щодо кандидатських дисертацій, а її автор Скакальська Людмила Василівна заслуговує на присудження наукового ступеня кандидата фізико-математичних наук за спеціальністю 04.00.22 – геофізика.

Офіційний опонент

Директор

Товариства з обмеженою

відповідальністю

«Науково-технічна компанія

«ДЕПРОІЛ ЛТД»

професор,

доктор фіз.-мат. наук



 О.П.Петровський

30.04.2021