

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ГЕОФІЗИКИ ім. С. І. СУББОТІНА НАН УКРАЇНИ

**СКАКАЛЬСЬКА Людмила Василівна**



УДК 550.832

**ПРОГНОЗУВАННЯ ПРУЖНИХ ХАРАКТЕРИСТИК  
ТА НАФТОГАЗОВОДОНАСИЧЕНОСТІ ПОРІД У РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН  
ЗА ДАНИМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ І КЕРНОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ**

04.00.22 – геофізика

**АВТОРЕФЕРАТ**

дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата фізико-математичних наук

**КИЇВ – 2021**

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Карпатському відділенні Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України (КВ ІГФ НАН України)

**Науковий керівник:** кандидат фізико-математичних наук, с.н.с.  
**Назаревич Андрій Володимирович,**  
старший науковий співробітник  
відділу методів сейсмотектонічних досліджень  
Карпатського відділення Інституту геофізики  
ім. С. І. Субботіна НАН України, м. Львів

**Офіційні опоненти:** **Петровський Олександр Павлович,**  
доктор фізико-математичних наук, професор,  
директор ТОВ «Науково-технічна компанія «ДЕПРОІЛ ЛТД»

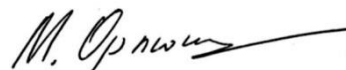
**Безродна Ірина Миколаївна,**  
кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник,  
доцент кафедри геофізики ННІ «Інститут геології»  
Київського національного університету імені Тараса  
Шевченка

Захист відбудеться «12» травня 2021 року о 14:00 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.200.01 при Інституті геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України за адресою: 03142, м. Київ-142, проспект Палладіна, 32

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України за адресою: 03680, м. Київ-142, проспект Палладіна, 32

Автореферат розісланий «9» квітня 2021 року.

Вчений секретар  
спеціалізованої вченої ради, Д 26.200.01,  
доктор геологічних наук



/М.І. Орлюк/

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Енергетичною стратегією України передбачено збільшення ресурсної бази запасів вуглеводнів за рахунок підвищення ефективності пошукових та розвідувальних робіт. Одним з важливих аспектів при цьому є підвищення ефективності геофізичних досліджень свердловин (ГДС) для виявлення покладів вуглеводнів у розрізах.

Методики комплексного аналізу та інтерпретації даних ГДС стосовно пошуків покладів вуглеводнів розвиваються впродовж багатьох десятиліть. Починаючи з інтерпретації на якісному рівні технології обробки даних ГДС ставали все складнішими, кількісними, комп'ютеризованими, з використанням багатомірних кореляційних залежностей і багатопараметричних петрофізичних зв'язків, з залученням все складніших фізико-математичних моделей гірських порід.

Вичерпання фонду неглибоких, потужних і високопористих колекторів та геологічних структур ініціює сьогодні необхідність пошуків малопористих, складно побудованих, глибинних, важкодоступних пасток вуглеводнів. Для надійного прогнозування нафтогазоносності у таких структурах все ще існує потреба в уточнених і більш ефективних методиках визначення їх пористості та типу флюїдонасичення на основі комплексного використання результатів свердловинних і петрофізичних досліджень та іншої апріорної геофізичної інформації.

Таким чином, актуальність теми дисертації зумовлена необхідністю подальшого розвитку методик прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин для підвищення ефективності та результативності пошуків нафти і газу, зокрема, у Західному нафтогазоносному регіоні України (ЗНР).

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота є результатом виконання 12 бюджетних, конкурсних та договірних науково-дослідних тем відділу методів сейсмотектонічних досліджень Карпатського відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України (м. Львів), зокрема, присвячених нафтогазопошуковим дослідженням:

1) «Дослідження фізичних та колекторських властивостей гірських порід за сейсмоакустичними даними у зв'язку з прогнозуванням перспектив їх нафтогазоносності» (2006–2008 рр., № держреєстрації 0106U000976);

2) «Методико-програмний комплекс для сейсмоакустичної розвідки сланцевих газів на основі адекватних моделей структурної механіки: розробка методики оцінки колекторських властивостей порід із сланцевим газом на основі теоретико-експериментального аналізу даних геофізичних спостережень» за проектом № 5726-2 спільного конкурсу НАН України та Українського науково-технологічного центру 2011–2012 рр. програми «Цільові дослідження та розвиваючі ініціативи» (2012–2014 рр.) (основний виконавець);

3) «Теоретико-експериментальні дослідження тектоно- та сейсмоелектромагнітних ефектів у геологічних середовищах стосовно до пошуку корисних копалин» (2007–2011 рр., № держреєстрації 0107U003181);

4) «Багатопараметричне моделювання геофізичних полів у геосередовищах для підвищення достовірності прогнозування вуглеводнів» (2012–2016 рр., № держреєстрації 0112U001141);

5) «Розробка комплексної геофізичної методики для підвищення надійності оцінки нафтогазоносності геологічних структур Передкарпаття та Волино-Поділля» (2017–2021 р., № держреєстрації 0117U000200). (Відповідальний виконавець);

6) «Дослідження петрофізичних характеристик порід-колекторів заходу України для підвищення ефективності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин» (2018–2020 р., № держреєстрації 0118U003327). (Відповідальний виконавець).

**Мета і завдання дослідження відповідно до предмета та об'єкта дослідження.** Метою дисертаційної роботи є розробка теоретико-емпіричної методики прогнозування пружних і колекторських властивостей та нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного та інших каротажів і кернових досліджень та апробація її на даних розрізів свердловин Західного НГР України.

**Для досягнення поставленої мети вирішено такі наукові задачі:**

1) розробка математичного апарату базової (за даними акустичного каротажу) методики прогнозування нафтогазоводонасиченості та фізичних і колекторських характеристик порід у розрізах свердловин;

2) формування та аналіз параметричних баз і побудова емпіричних співвідношень між петрофізичними та колекторськими характеристиками порід ЗНГР для різних типів флюїду – заповнювача пор;

3) апробація і тестування розробленої методики на каротажних даних свердловин ЗНГР – розрахунки пружних параметрів і пористості порід розрізів свердловин та прогнозування типу флюїду – заповнювача пор (газу, нафти і води) з подальшим порівнянням з даними випробувань свердловин та інших прогнозних методів;

4) створення і апробація варіантів комплексної прогнозної методики з використанням даних гамма-каротажу, електрокаротажу, офсетних даних та побудовою відповідних кореляційних залежностей;

5) створення програмно-алгоритмічного комплексу для комп'ютерної реалізації розробленої методики;

6) аналіз петрофізичних характеристик різних типів і підтипів порід-колекторів і побудова відповідних уточнених емпіричних співвідношень для підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за методикою.

**Об'єкт дослідження** - пружні та колекторські характеристики гірських порід у розрізах свердловин та характеристики різнотипних флюїдів – заповнювачів пор (газу, нафти і газоконденсату, води).

**Предмет дослідження** - фізико-математичні (теоретичні та емпіричні) залежності між пружними і колекторськими параметрами гірських порід розрізів свердловин та типом і характеристиками флюїду – заповнювача пор цих порід.

**Методи дослідження.** Для досягнення поставленої мети використано такі методи досліджень:

- теоретичні дослідження фізико-математичних моделей гірських порід;
- математико-статистичні методи обробки даних ГДС та кернових досліджень;
- алгоритмічно-програмну реалізацію розробленої прогнозної методики у середовищах Fortran, C# та Excel.

### ***Наукова новизна отриманих результатів***

1. Вперше розроблено теоретико-емпіричну методику 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. Вперше, 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. Вперше 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. Вперше 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. Вперше 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. Вперше за розробленою методикою (за базовим та додатковими варіантами) детально пошарово, з кроком від 0,1-0,2 м за глибиною, розраховано пружні та колекторські характеристики 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. Вперше 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. Вперше розроблено спосіб визначення типу породи за розрахованою засобами методики стисливістю твердої фази породи і спосіб оцінювання (детально по прошарках) тріщинуватості та проникності порід розрізу.

**Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій**, які захищаються, забезпечено використанням адекватних реальним об'єктам фізико-математичної моделі гірських порід і моделі розрізу свердловини; використанням апробованих методів математичного моделювання та строгими математичними викладками; ітераційним наближенням значень фізичних і швидкісних характеристик порід, розрахованих за встановленими теоретичними та емпіричними залежностями, до даних каротажних і кернових досліджень; коректною математичною обробкою результатів геофізичних досліджень свердловин – все викладене забезпечує узгодженість результатів прогнозування типу флюїдонасичення порід розрізів свердловин та розрахунків пружних параметрів і відповідних петрофізичних характеристик з даними випробувань цих свердловин і з даними досліджень інших авторів.

**Практичне значення отриманих результатів.** Розроблена методика забезпечує надійне визначення величин пористості та пружних характеристик порід і прогнозування типу флюїду – заповнювача пор порід у розрізах свердловин (води, нафти, газу) при нафтогазопошукових дослідженнях. Методика може застосовуватись для розрахунків комплексу пружних параметрів і прогнозування наявності та типу флюїдонасичення у породах різних типів і генезису, що підтверджують результати її апробації (з використанням розробленого програмного забезпечення) для обробки даних щодо сланцевих, вапнякових і пісковикових порід.

Результати досліджень можуть бути також корисними для підвищення ефективності видобування нафти і газу з наявних свердловин, у сейсмозв'язці – для уточненої трансформації часових сейсмічних розрізів у глибинні, у гідрогеологічних та гідрогеоекологічних дослідженнях, для уточнення гідрогеологічного режиму горизонтів, зокрема, підчас нафтогазовидобування і для оцінок можливих геоекологічних ризиків при таких роботах, особливо при розробці сланцевих вуглеводневих покладів методом гідророзриву пластів.

**Особистий внесок здобувача.** Усі основні результати дисертаційної роботи, викладені в наукових положеннях, отримано здобувачкою самостійно і опубліковано в 35 роботах, у тому числі у 6 роботах, виконаних самостійно. У роботах, виконаних у співавторстві, здобувачці належать: постановка задач, розробка підходів до їх розв'язання, побудова математичного апарату методики прогнозування нафтогазоносності порід-колекторів у розрізах свердловин (узагальнених теоретичних та емпіричних співвідношень, результуючого функціоналу, кореляційних залежностей та ін.), розробка програмного забезпечення для реалізації методики в середовищах Fortran, C# та Excel, числові розрахунки за каротажними даними по свердловинах, участь в аналізі результатів розрахунків.

**Реалізація та апробація результатів досліджень.** Розроблена методика

зреалізована як система теоретичних і емпіричних співвідношень та результуючий функціонал а також відповідний набір програмних засобів, виконаних у середовищах Fortran, C# та Excel. Методика апробована на даних свердловин ряду структур Західного нафтогазоносного регіону України.

Результати досліджень пройшли апробацію на понад 30-ти міжнародних та українських наукових конференціях, зокрема: на засіданнях комісій Фізики Землі (2013-2018 рр). і геологічної комісії (2016 р.) Наукового товариства ім. Тараса Шевченка (м. Львів); V, VI та VII міжнародних конференціях «Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища» (м. Львів, 2013 р., 2016 р., 2019 р.); 14-й, 15-й 17-й та 18-й міжнародних конференціях «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» (м. Київ, 2015 р., 2016 р., 2018 р., 2019 р.); міжнародній науковій конференції, присвяченій 110-літтю з дня народження акад. К. І. Лукашова (1907–1987) (м. Мінськ, Білорусь, 2017 р.); III міжнародній науковій конференції «Современные проблемы геохимии, геологии и поисков месторождений полезных ископаемых» (м. Київ, 2017 р.); Четвертій, П'ятій та Шостій міжнародних науково-практичних конференціях «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» (м. Трускавець. 2017 р., 2018 р., 2019 р.).

У цілому робота обговорювалася на науковому семінарі Карпатського відділення Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України.

**Публікації.** Основні результати та висновки дисертаційної роботи опубліковані у журналах, які входять до затвердженого МОН переліку наукових фахових видань України з наук про Землю, та іноземних виданнях. За темою дисертації основних опублікованих наукових робіт 14, з них 2 – без співавторів: 9 статей (5 у наукових фахових виданнях України, з них 2 роботи індексуються у міжнародній наукометричній базі Web of Science, одна – в іншому науковому виданні України, 3 в закордонних періодичних наукових виданнях (одна індексується у міжнародній наукометричній базі Scopus)) і 5 матеріалів та тез доповідей українських і міжнародних наукових конференцій.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертаційна робота викладена на 262 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та додатків. Обсяг основного тексту складає 162 сторінки. Робота ілюстрована 50 таблицями і 68 рисунками та діаграмами. Робота містить посилання на 185 джерел, з них 146 кирилицею та 39 латиницею.

Авторка висловлює подяку науковому керівникові, к.ф.-м.н., с.н.с. Андрію Володимировичу Назаревичу за допомогу у підготовці дисертаційної роботи, а також колективу КВ ІГФ НАН України, зокрема, відділу методів сейсмотектонічних досліджень і колегам з геолого-геофізичних наукових та виробничих установ і організацій міст Львова, Києва та Івано-Франківська за надані матеріали, консультації, поради та підтримку.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано вибір теми дисертаційної роботи, розкрито її актуальність, розглянуто зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, сформульовано мету, ідею та завдання досліджень, визначено об'єкт, предмет і методи дослідження, викладено основні наукові та практичні результати, розкрито

наукову новизну та практичне значення отриманих результатів, наведено інформацію про особистий внесок здобувача, про апробацію результатів досліджень, про публікації та про структуру роботи.

У **першому розділі** висвітлено стан досліджень проблематики вивчення та прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин в Україні та у світі, детально проаналізовано різні підходи до розв'язання цих проблем, зокрема, проблеми розвитку наукових основ та методик дослідження і прогнозування флюїдонасичення та петрофізичних характеристик порід розрізів свердловин, виділено не вирішені раніше питання, сформульовано мету та завдання досліджень, обґрунтовано ідеї та підходи до вирішення поставлених завдань.

Проведені до сьогодні в Україні і в світі дослідження та реалізовані методи прогнозування петрофізичних характеристик і нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин базуються на встановлених за експериментальними даними емпіричних залежностях між пружними та колекторськими характеристиками порід і на застосуванні різних математичних підходів для опису характеристик реальних порід. Серед таких підходів розглянуто методи Фойгта і Ройса та їхнє узагальнення Хіллом; варіаційний метод Хашина-Штрикмана; методи регуляризації структури та стохастичних диференціальних рівнянь; методи віріального розвинення, зокрема, енергетичний метод Ешелбі для еліпсоїдних включень, метод самоузгодженого поля, теорію М. Біо і Ф. Гассмана. Також взято до уваги прогнозний метод Чжень Ю та Цзин Хе на основі геостатичної інверсії, методи з використанням рівнянь регресії та теорії механіки стохастичного середовища, з використанням методу умовних моментних функцій, розроблені українськими вченими О.М. Карпенком, Б.П. Масловим, Г.Т. Продайводою, С.А. Вижвою, І.М. Безродною, Т.С. Ізотовою, О.В. Бондаренко, С.Є. Розловською, Н.С. Ганженко, К.І. Муц та інші. Ряд з перелічених методів уже втілені у програмах обробки даних ГДС «Gintel 97» і «Геопошук» для інтерпретації даних акустичного каротажу (АК).

Але через постійне зростання складності й глибини об'єктів досліджень, складність повного відтворення за допомогою застосовуваних моделей і підходів характеристик реального геологічного середовища, часто результатом є недостатня точність визначення петрофізичних (пружних, фільтраційно-ємнісних, швидкісних) характеристик і типу насичення порід-колекторів у розрізах свердловин і, як наслідок, недостатня ефективність і результативність досліджень.

Щоб створити ефективну прогнозну методику, проведено аналіз способів дослідження петрофізичних, у т.ч. пружних характеристик гірських порід, проаналізовано фізико-інформаційні характеристики різних геофізичних методів досліджень свердловин (ГДС). Розглянуто різні види каротажів, визначено необхідні для створюваної методики геофізичні параметри: інтервальний час (за акустичним каротажем (АК)) – для визначення швидкісних характеристик порід розрізу свердловини, електричні та радіоактивні характеристики цих порід (за гамма- та електрокаротажем (ГК, ЕК)) – для додаткових варіантів методики.

В результаті проведеного аналізу обґрунтовано підхід до створення комплексної методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за даними АК, яка б базувалась на точній і адекватній фізико-математичній моделі гірської породи, що враховує різні “тонкі” ефекти, та на уточнених емпіричних



співвідношеннях між фізичними та колекторськими характеристиками гірських порід, і при тому не вимагає складних чи додаткових каротажних та петрофізичних досліджень. Базовою математичною моделлю для методики вибрано створену Т.З. Вербицьким з колегами нелінійно-пружну фізико-математичну модель гірської породи, оптимальну щодо відтворення комплексу механічних та пружно-хвильових властивостей реальних гірських порід. Ця модель подає гірську породу двофазним (твердий скелет і пори) квазіоднорідним, ізотропним, нелінійно-пружним шаруватим середовищем з довільною кількістю включень і пустот різних розмірів і форми, менших за довжини зондуючих хвиль. Вона враховує теорію Ф. Гассмана, енергетичний підхід І. Ешелбі і добре описує пружні характеристики породи, їх залежність від пористості, типу заповнювача пор і тиску (глибини), особливості поширення в породах пружних хвиль, включаючи загасання, обмінні та нелінійні ефекти в шарах і на межах шарів.

Закладений у моделі потенціал дав можливість ефективно використовувати її для задач сейсморозвідки (Т.З. Вербицький, Р.С. Починайко, Ю.П. Стародуб, О.І. Худоб'як та ін.) та нелінійно-параметричної геоакустики (сейсмопрогностичні дослідження – Т.З. Вербицький, Б.Д. Бойко, А.В. Назаревич), а також для аналізу та інтерпретації даних свердловинних досліджень – сейсмічного та акустичного каротажу (Т.З. Вербицький, П.І. Хекало).

У **другому розділі** детально викладено суть базового варіанту методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК, зокрема, найбільш поширеного звичайного АК, а також за даними досліджень керну.

Методику створено як комплексний математичний апарат, що поєднує в собі три складові – фізико-математичну модель гірської породи, побудовані за даними кернових досліджень емпіричні співвідношення між пружними і колекторськими характеристиками порід і дані акустичного каротажу.

Ключовим у розрахунках використано параметр стисливості гірських порід  $\beta$ , що дало можливість ефективно застосовувати наявні численні експериментальні дані щодо пористості, тиску, типу флюїду та швидкостей пружних хвиль для зразків порід, оптимізувати обчислення за методикою і, разом з іншими методичними прийомами, у підсумку забезпечити надійне прогнозування пористості і пружних параметрів порід розрізу а також типу флюїду – заповнювача пор.

У методиці розріз свердловини представлено тонкошаруватою моделлю, кількість шарів (прошарків) якої відповідає кількості значень інтервального часу ( $\Delta t$ ) за АК. Таке розбиття розрізу забезпечує, крім формальної відповідності результатів розрахунків кожному конкретному значенню інтервального часу за АК виявлення у розрізах свердловин поширених у природі і надзвичайно важливих для ефективного видобування нафти і газу тонких, в тому числі горизонтальних прошарків з тріщинуватістю.

Система теоретичних співвідношень. Зв'язки між петрофізичними характеристиками порід у прошарку описано співвідношеннями з фізико-математичної моделі гірської породи Т.З. Вербицького, трансформованими до потреб методики. Проведено ряд послідовних математичних перетворень системи теоретичних співвідношень, що описують математичну модель геологічного

середовища у шарі (прошарку) розрізу свердловини, отримано робочі формули, які строго визначають взаємозв'язки між усіма задіяними у методиці пружними і колекторськими характеристиками порід.

Узагальнені емпіричні співвідношення. Такі співвідношення для методики побудовано за експериментальними даними для конкретних територій, зокрема, для параметричної бази порід-колекторів Західного нафтогазоносного регіону України (ЗНГР). Виходячи з відомої за результатами кернових досліджень квазілінійної залежності стисливості  $\beta_i$  від пористості  $\varphi_j$  і нелінійної – від діючого тиску  $p_i$ , необхідний для методики загальний функціональний вираз зв'язку між ними записано у формі рівняння регресії зі складовими першого і вищих порядків, при цьому останню складову записано у вигляді мультиплікативної нелінійної залежності від тиску (степеневі для бази даних ЗНГР) і лінійної – від пористості (відповідно до результатів петрофізичних досліджень, розділ 5).

Прогнозний функціонал для розрізнення типу заповнювача в порах порід. З використанням перелічених теоретичних та емпіричних залежностей сформовано прогнозний функціонал методики – повну визначену систему рівнянь для розрахунків петрофізичних характеристик порід і прогнозування їх пористості та типу флюїду – заповнювача пор. Така система для кожного прошарку сформована у вигляді рекурентних співвідношень, де крім петрофізичних параметрів для кожного конкретного ( $i$ -го) прошарку використовуються відповідні параметри для сусідніх ( $i-1$ -го та  $i+1$ -го) прошарків, а також дві геофізичні «крайові» умови – рівність модулів зсуву сухих і насичених рідким флюїдом порід у ненавантаженому середовищі (у 1-му прошарку) і рівності швидкостей поздовжніх хвиль для максимально навантажених порід (у  $n$ -му прошарку). Дана система рівнянь забезпечує повноту і зв'язність розрахунків вздовж профілю свердловини і ефективно врахування на ітераційних етапах обчислень уточнених значень пористостей порід, їх густин, діючих тисків.

Прогнозний функціонал є основним пошуковим засобом для розрізнення типу флюїду (газу, нафти й води) в порах порід. Записаний у загальному вигляді функціонал є таким:

$$F = \min_{\varphi_{j\min} \leq \varphi_j \leq \varphi_{j\max}} \{F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6\}, i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m};$$

$$\text{де } F_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^{Tg}} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^{Tl}}{\rho_{ol}}} - V_1^{AK} \right|, i = 1;$$

$$F_2 = \left| \left( \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^g} - \frac{5 - v_i^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_i^{Tl} - \mu_{i-1}^{Tl}) + 4\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}(\beta_{n-k+2}^{Tl} - \beta_{n-k+1}^{Tl})}{15\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}} \right] \cdot \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^g} - \frac{5 - v_i^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_i^{Tl} - \mu_{i-1}^{Tl}) + 4\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}(\beta_{n-k+2}^{Tl} - \beta_{n-k+1}^{Tl})}{15\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}} \right] \right) \cdot \rho^T \cdot (3/\beta_{n-k+1}^{Tl} + 4 \cdot \mu_i^{Tl}) - 4 \cdot \mu_i^{Tg} \cdot \rho_i^{Tl} \right| + \left. \left. \left. \left. \frac{4 \cdot \rho_i^{Tl}}{3 \cdot (1 - \varphi_j) \cdot \rho_i^T \cdot \rho_i^{Tl}} \right\}^{\frac{1}{2}} - V_i^{AK} \right|, i = \overline{2, n-1}; k = \overline{n-1, 2};$$

$$F_3 = \left| V_{pn}^{Tl} - V_n^{AK} \right|, i = n; \varphi = 0; p = p_{\max}; \quad F_4 = \left| \sqrt{(3/\beta_i^{Tl} + 4\mu_i^{Tl})/3\rho_{oi}'} - V_i^{AK} \right|, i = \overline{1, n};$$

$$F_5 = F^\beta [\beta_i^l(\varphi_i, p_i) \in \{\beta_{iwater}^l \vee \beta_{ioil}^l\}] i = \overline{1, n};$$

$$F_6 = F^\rho [\rho_i^l \in \{\rho_{iwater}^l \vee \rho_{ioil}^l\}] i = \overline{1, n}.$$

Тут  $F_1 \dots F_4$  – модулі відхилень розрахованих швидкостей поздовжніх хвиль для різнонасичених порід від значень за даними АК для кожного досліджуваного прошарку, за ними за критерієм мінімуму таких різниць (тобто найкращого співпадіння з спостереженими даними – швидкістю  $V_p$  за АК) вибираємо тип флюїду – заповнювача пор як такий, для якого розраховані значення швидкості є найближчими до значень за АК.  $F_5, F_6$  – функції розрізнення нафти й води у порах породи за параметром стисливості або за густиною флюїду.

Побудований прогнозний функціонал реалізує базовий варіант прогновної методики і забезпечує надійне визначення петрофізичних характеристик, пористості і типу флюїдозаповнення порід у розрізах свердловин. Зокрема, визначені за ним пористості шарів порід відрізняються, в середньому, не більше, ніж на  $\pm 5-6\%$  від визначень за іншими методами (розділи 3 і 4). Це забезпечує ефективність як самого базового та додаткових (розділ 4) варіантів прогновної методики, так і ефективність додатково розроблених способів досліджень окремо характеристик твердої фази порід (зокрема, стисливості) і подальшого прогнозування типу колекторів у розрізі (розділ 5), і окремо характеристик флюїду – заповнювача пор (зокрема, його густини) і подальшого уточненого розрізнення типу флюїду (зокрема, розрізнення нафти і води) в породах розрізу.

Розрізнення нафти й води у породах розрізу. В методиці розроблено такі три способи розрізнення нафти й води у порах породи-колектора: за швидкостями, за параметром стисливості, за густиною флюїду.

*За швидкостями пружних хвиль.* За методикою розраховується співвідношення  $V_s/V_p$  і воно порівнюється з даними кернових досліджень для порід з відповідним заповнювачем пор.

*За густиною флюїду – заповнювача пор.* Формулу для визначення типу заповнювача пор у породі прошарку отримано з рівняння середнього часу для густин. Значення густини для твердої та рідкої фаз породи вибираються з довідкових джерел, або розраховуються на основі експериментальних даних у кожному окремому випадку. Критерієм наявності води є визначена густина флюїду – заповнювача пор  $1000 \text{ кг/м}^3$  і більше (залежно від мінералізації), нафти/газоконденсату – менше  $850 \text{ кг/м}^3$ . Проведено апробацію цього способу розрізнення на реальних каротажних даних (розділ 3), отримано добре узгодження з даними інших досліджень, значення густин прогнозованих флюїдів (нафти і води) лежать у межах зазначених діапазонів густин (з відхиленнями не більше кількох процентів).

*За стисливістю породи.* За результатами розрахунків за методикою для досліджених порід встановлено що, до прикладу, за тиску 10 МПа значення стисливості для водонасичених і нафтонасичених пісковиків з пористістю 11 % різняться в 1,46 рази; для газо- і нафтонасичених – у 2,52 рази; газо- і водонасичених – у 3,6 рази. Середнє значення  $\beta^{T_o}/\beta^{T_w}$  для вапняків глинистих з аналогічною пористістю і за такого ж тиску  $\approx 1,4$ ,  $\beta^{T_g}/\beta^{T_o} - 2,31$ ;  $\beta^{T_g}/\beta^{T_w} - 3,23$ . Різниця між  $\beta^{T_o}/\beta^{T_w}$  і  $\beta^{T_o}/\beta^{T_w}$  для вапняків глинистих і пісковиків – 0,06 (~4 %);  $\beta^{T_g}/\beta^{T_o}$  і  $\beta^{T_g}/\beta^{T_o}$  – відповідно

0,21(~9 %) і  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$  і  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw} - 0,37(\sim 11 \%)$ . В усіх випадках відхилення між значеннями стисливості різнонасичених зразків порід є виразними, на порядок більшими від розкиду самих значень для характерних типів (підтипів) порід-колекторів, достатніми для чіткого діагностування типу заповнювача пор у прошарках таких порід-колекторів за цим параметром. Ці результати використано для розрізнення різнонасичених порід у розрізах свердловин.

Комп'ютерна реалізація методики. Для реалізації базового варіанту прогнозної методики (а також додаткових варіантів – див. розділ 4) побудовано відповідні загальні алгоритми розрахунків та алгоритми роботи окремих програмних модулів і розроблено відповідне програмне забезпечення у середовищах Fortran, C# і Excel.

Комп'ютерна алгоритмічно-програмна реалізація методики передбачає, серед іншого, циклічні ітераційні процедури розрахунків з автоматичним та інтерактивним (за участю інтерпретатора) підбором оптимальних наборів петрофізичних параметрів порід з багатомірного простору реальних характеристик цих порід за критеріями максимальної збіжності (мінімальних відхилень) між розрахованими швидкостями пружних хвиль та даними АК чи інших каротажів.

Програмне забезпечення для реалізації прогнозної методики (обчислення сукупності петрофізичних та колекторських параметрів порід і прогнозу типу флюїду – заповнювача пор по розрізу свердловини) розроблено у середовищах Fortran (програма «Прогноз-НГК-Ф») та C# («Прогноз-НГК-С»). Побудову базових і уточнених емпіричних співвідношень, визначення стандартних відхилень їх коефіцієнтів (для подальших оцінок надійності прогнозу типу флюїду), обчислення параметрів твердої фази порід, формування порівняльних та узагальнених таблиць результатів, побудову графіків змін різних петрофізичних та колекторських параметрів порід по розрізу свердловини, петрофізичний аналіз цих параметрів, дослідження мультиплікативної складової залежності стисливості (швидкостей) від пористості і тиску для різних порід виконано в середовищі Excel.

У **третьому розділі** наведено результати апробації базового варіанту розробленої прогнозної методики на реальних даних розрізів свердловин ряду структур Західного НГР України. Зокрема, детально опрацьовано дані по свердловинах 18- і 19-Залужанських, 1-Ліщинська, 3-Бучацька, 28-Никловицька.

Розраховано пружні (швидкості пружних хвиль, модуль зсуву, стисливість, модуль об'ємного стиску, густину тощо) та колекторські (коефіцієнт пористості) характеристики наявних у розрізах досліджуваних свердловин порід (глин, мергелів, алевролітів, вапняків, пісковиків, сланцевих товщ) з урахуванням впливу діючого тиску (глибини залягання). За цими даними визначено нафтогазоводонасиченість порід (спрогнозовано тип заповнювача пор) досліджених горизонтів розрізів. Простежено відмінності у пружних та колекторських характеристиках порід різного типу та геодинамічного генезису – теригенно-карбонатних, карбонатних, теригенних. Для окремих свердловин та інтервалів розрізів виявлено не зафіксовані попередніми дослідженнями тонкі (від 0,1 м) прошарки з суттєвою пористістю і заповненням газом, водою, нафтою, а також практично непроничні прошарки, які можуть слугувати екранами.

Прикладом застосування методики та узгодженості результатів з даними досліджень інших авторів є вивчення розрізу розвідувальної свердловини 3-

Бучацька на інтервалі глибин 0,4÷2250 м (табл. 1). З використанням даних АК за методикою було детально (з кроком 0,2 м) досліджено розріз свердловини, практично, з перших метрів глибини. Прораховано більше 11 тисяч умовних прошарків. Розташовані у розрізі поруч за глибиною пачки умовних прошарків з ідентичними петрофізичними характеристиками відображають реальні шари порід.

Аналіз визначених за прогнозною методикою параметрів розрізу показує (табл. 1, 2) загальну узгодженість результатів з даними ІГГК НАН України (І.М. Куровець та ін.), зокрема, коефіцієнта пористості (у межах відхилень  $\pm 9,6\%$ ) і типу флюїдонасичення, що наочно підтверджує надійність проведеного прогнозування.

Таблиця 1

Фрагмент результатів по розрізу свердловини 3-Бучацька

Заповнювач пор	H, м	$\phi$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Вода	253,8	8,22	4033,32	1773,42	0,4397	2540,60
Вода	254,0	0,37	4603,12	2506,35	0,5445	2675,60
...	...	...	...	...	...	...
Вода	256,2	0,05	4612,64	2264,58	0,4910	2681,10
Газ	256,4	3,0	3528,98	2237,37	0,6340	2629,80
Вода	256,6	6,33	4154,00	1913,00	0,4605	2573,20
...	...	...	...	...	...	...
Вода	258,2	1,15	4551,39	2506,70	0,5508	2662,30
Вода	258,4	1,04	4610,80	2534,91	0,5498	2664,10
Газ	258,6	4,54	3361,96	2121,89	0,6311	2604,00
Вода	258,8	2,32	4470,81	2354,00	0,5265	2642,00
...	...	...	...	...	...	...
Вода	262,6	5,24	4233,17	2013,77	0,4757	2591,90
Вода	262,8	11,33	3870,65	1612,11	0,4165	2487,10
Газ	263,0	12,93	2760,24	1687,25	0,6113	2459,60
Вода	263,2	5,0	4251,38	2037,34	0,4792	2596,00
...	...	...	...	...	...	...
Вода	266,4	0,44	4651,54	2545,23	0,5472	2673,80

Таблиця 2

Фрагмент результату прогнозування за методикою типу заповнювача пор порід для інтервалу 0,04-278,6 м розрізу свердловини 3-Бучацька у порівнянні з даними ІГГК НАН України

Бучач 30-06-2013 загальний										
Дослідження ІГГК НАН України							Дослідження за методикою			
П о р- №	В і к	Інтервал,		H, М	K <sub>п</sub> <sup>ак</sup> %	Літологія	Насичення	0,04÷56,8м	Прогнозний заповнювач пор	
		м	м						Вода	Газ
1	D1	98,4	101,4	3	8	Вапняк		57÷770 м	98,4-99,6; 100,8-101,0; 101,4-101,6;	4,4-6,2; 6,4-91,4; 91,6-92,2;
2	D1	107,4	110,6	3,2		Алевроліт			107,4-110,6;	
3	D1	113,6	115,8	2,2		Вапняк глинистий			113,6-115,6;	115,6-116,0;
...	...	...	...	...	...	...	-		...	...
12	D1	222,2	227,2	5	6	Пісковик глинистий			222,2-223,6; 224,0-224,2; 224,4-224,6;	224,2-224,4; 224,6-224,8;
13	D1	249,2	252,3	3,1		Пісковик вапн. ущ.			249,2-251,8; 252,6-252,8; 253,0-253,4;	251,8-252,6; 252,8-253,0;
14	D1	253,8	266,4	12,6	6,10	Пісковик вапн. ущ.	Водо насичений		253,8-256,2; 256,6-258,6; 258,8-265,8; 266,0-266,6;	256,2-256,6; 258,6-258,8; 265,8-266;
15	D1	276	278,4	2,4	6	Пісковик вапн. ущ.			276,0-278,4;	-

Інший приклад апробації методики – дослідження розрізу свердловини 28Д-Никловицька (485-1505 м) (табл. 3).

Фрагмент результатів по розрізу свердловини 28Д-Никловичі

$H, \text{ м}$	Заповнювач пор	$\varphi, \%$	$V_p, \text{ м/с}$	$V_s, \text{ м/с}$	$V_s/V_p \cdot 10^4$	$\rho, \text{ кг/см}^3$
1116,20	вода	16,59	3306,82	1447,20	4376,41	2274,30
1116,30	газ	15,51	2818,92	1760,11	6243,92	2301,00
...	...	...	...	...	...	...
1116,90	газ	15,38	2823,62	1763,53	6245,64	2304,20
1117,00	вода	16,15	3331,31	1460,80	4385,06	2285,20
...	...	...	...	...	...	...
1120,20	газ	14,74	2867,72	1797,75	6268,92	2320,00
1120,30	вода	16,23	3328,72	1459,09	4383,34	2283,30
1120,40	вода	18,31	3208,33	1397,98	4357,34	2232,30
...	...	...	...	...	...	...
1121,70	газ	15,13	2840,40	1776,54	6254,54	2310,20
1121,80	вода	15,55	3363,41	1472,83	4378,98	2300,00
1121,90	вода	17,31	3265,39	1426,36	4368,12	2256,70

Детально, з кроком 0,1 м вздовж розрізу свердловини розраховано значення комплексу пружних характеристик порід, спрогнозовано пачки прошарків з водою та газом. Отримано узгодження результатів прогнозування та величин відповідних характеристик з отриманими Івано-Франківською ЕГДС ДГП «Укргеофізика» даними промислової геофізики. Зокрема, усереднені значення пористості для газонасичених інтервалів за даними ЕГДС становлять 12-16 %, а за розробленою методикою –  $14,82 \pm 1,76$  %.

Наведені приклади розрахунків по свердловинах різних нафтогазоносних площ ЗНГР наочно підтверджують надійність прогнозування типу флюїдонасичення порід у розрізах свердловин за розробленою методикою. Це ж підтверджується співпадінням значень пористості та швидкостей для відповідних інтервалів їх розрізів з результатами експериментальних досліджень.

У **четвертому розділі** представлено створення та апробацію додаткових варіантів методики на основі додаткових кореляційних залежностей і даних інших каротажних методів – гамма-каротажу (ГК), електрокаротажу (ЕК/ПС), методу офсетів і сейсмокаротажу (СК). Такі варіанти використовуються за відсутності даних АК для конкретних свердловин чи інтервалів розрізів, а також для підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності цих розрізів.

Варіант 1 (для даних гамма-каротажу). Формули для розрахунку швидкостей Р-хвиль отримано шляхом ряду послідовних математичних перетворень з використанням наявних (перелічених нижче) або встановлених за відповідними даними кернових досліджень непрямих кореляційних співвідношень між різними фізичними характеристиками порід, пов'язаними з даними АК і ГК. З наявних використано співвідношення для визначення глинистості (Добринін В.М., Карпенко О.М. та ін.), для визначення пористості за АК з урахуванням глинистості (Ханін А.А.), рівняння середнього часу для пористості (Булатова Ж.М. та ін.). Отримано таку формулу для розрахунку значення швидкості за АК за вимірюваннями ГК ( $\Delta T$ ):

$$V_{pi}^{AK} = \frac{\Delta I_{\gamma}}{\left[ \Delta T_i^T \cdot \Delta I_{\gamma} + 0,00204 \cdot (\Delta T_i^I - \Delta T_i^T) \cdot (0,039 - 0,485 \cdot \Delta I_{\gamma}) \cdot (1 + \Delta I_{\gamma}) \right]}$$

Варіант 2 (для даних гамма-каротажу). Для інтервалів розрізу чи свердловин, для яких є і дані АК, і дані ГК, будуються прямі кореляційні співвідношення між відповідними параметрами обох каротажів; такі співвідношення далі використовують для інтервалів розрізу або для свердловин, для яких дані АК відсутні. Для якнайкращого результату такі кореляційні співвідношення будуються для розрізів, найбільш подібних до досліджуваних.

Прикладом такого варіанту методики є пряме кореляційне співвідношення для обчислення швидкостей поздовжніх хвиль за заданим масивом значень інтенсивності гамма-випромінювання для прошарків розрізу свердловини 3-Бучацька:

$$V_{pi}^{AK} = 0,4547 \cdot \ln I_{\gamma} \cdot 10^3 + 3,7642 \cdot \varphi_i^{AK} \cdot 10^2.$$

Варіант 3 (для даних електрокаротажу). Варіант базується на математичному апараті варіанту 1 (для даних ГК), в якому для визначення величин пористості і швидкості Р-хвиль замість даних інтенсивності гамма-випромінювання (за ГК) застосовано дані електрокаротажу (самочинної поляризації).

Варіант 4 (для даних сейсмокаротажу чи методу офсетів). Варіант подібний до базового варіанту прогнозу методики, оскільки використовуються дані про перші вступу головних поздовжніх хвиль (за СК або офсетами). Його основна відмінність полягає у тому, що оскільки у цих випадках дані по розрізу свердловини є порівняно мало (крок за глибиною значний), то для деталізації прогнозування за глибиною для цих даних будується інтерполяційна функція по розрізу свердловини (наприклад, у вигляді полінома відповідного порядку).

Апробація варіантів методики. Розроблені варіанти методики апробовано на даних свердловин 3-Бучацька, 28-Никловицька, 23-Орховицька, 15-Лудинська, 2-Заріччанська, 4-Північно-Заріччанська.

Приклад апробації додаткового варіанту 2 методики (за способом 1) – дослідження розрізу свердловини 15-Лудинська. Використано кореляційні співвідношення для розрахунку пористості і швидкості поздовжніх хвиль, побудовані за даними ГК і АК для розрізу свердловини 3-Бучацька.

Іншим прикладом застосування додаткових варіантів методики (варіанти 2 і 4, спосіб 2) є результати прогнозування характеристик порід і типу флюїду у розрізі свердловини 2-Заріччанська (рис. 1); чітко видно узгодженість розрахованої (15,35 %) пористості та прогнозованого флюїду – газ (рис. 1, а) з даними свердловинних досліджень – пористість 16 %, заповнювач пор – газ (рис. 1, б).

Ще одним прикладом застосування додаткових варіантів методики (варіанти 2 і 4, спосіб 2) є прогнозування для розрізів свердловин 2-Заріччанської і 4-Північно-Заріччанської. Для прогнозування за варіантом 4 (спосіб 2) використано дані самочинної поляризації, формули зв'язку відносної амплітуди самочинної поляризації ( $\alpha_{ПС}$ ) і параметра глинистості порід-колекторів ( $\varphi_{cl}$ ) із пористістю порід за АК (поліном  $P(I_{\gamma})$ ), за ними пористість визначено так:

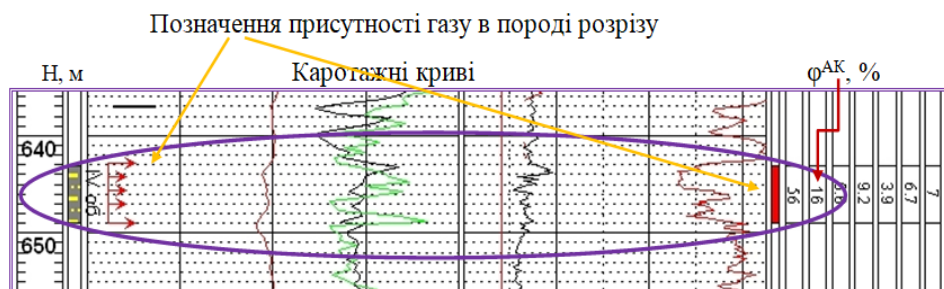
$$\varphi_i^{AK} = \left( 0,7808 \cdot \frac{P(I_{\gamma}) - I_{\gamma\min}}{I_{\gamma\max} - I_{\gamma\min}} - 0,00271 \right) \cdot \left( 1 + \frac{P(I_{\gamma}) - I_{\gamma\min}}{I_{\gamma\max} - I_{\gamma\min}} \right).$$

Із застосуванням рівняння Віллі-Грегори-Гарднера для пористості отримано вираз для розрахунку швидкостей Р-хвиль:

$$V_{pi}^{AK} = 0,4547 \cdot P(I_{\gamma i}) \cdot 10^3 + 3,7642 \cdot \left[ \left( 0,7808 \cdot \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} - 0,00271 \right) \cdot \left( 1 + \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} \right) \right] \cdot 10^2; \quad i = \overline{1, n}.$$

Заповнювач пор	Н, м	$\phi$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Газ	639,50	17,85	2815,85	1745,77	0,61998	2342,9
Газ	641,00	13,88	3010,84	1892,2	0,62846	2411,3
Газ	646,50	16,5	2881,91	1795,52	0,62303	2366,2
Газ	650,00	15,66	2923,75	1827,04	0,62490	2380,6
Газ	654,00	15,55	2930,74	1832,39	0,62523	2382,5

а)



б)

Рис. 1. Результати прогнозування за методикою (а) і фрагмент каротажної діаграми для інтервалу 641÷654 м розрізу свердловини 2-Заріччянська (ЗУГРЕ, 2015) (б)

Приклад розрахунку повного набору пружних параметрів, пористості та густини породи для розрізу свердловини 4-Північно-Заріччянська наведено на рис. 2.

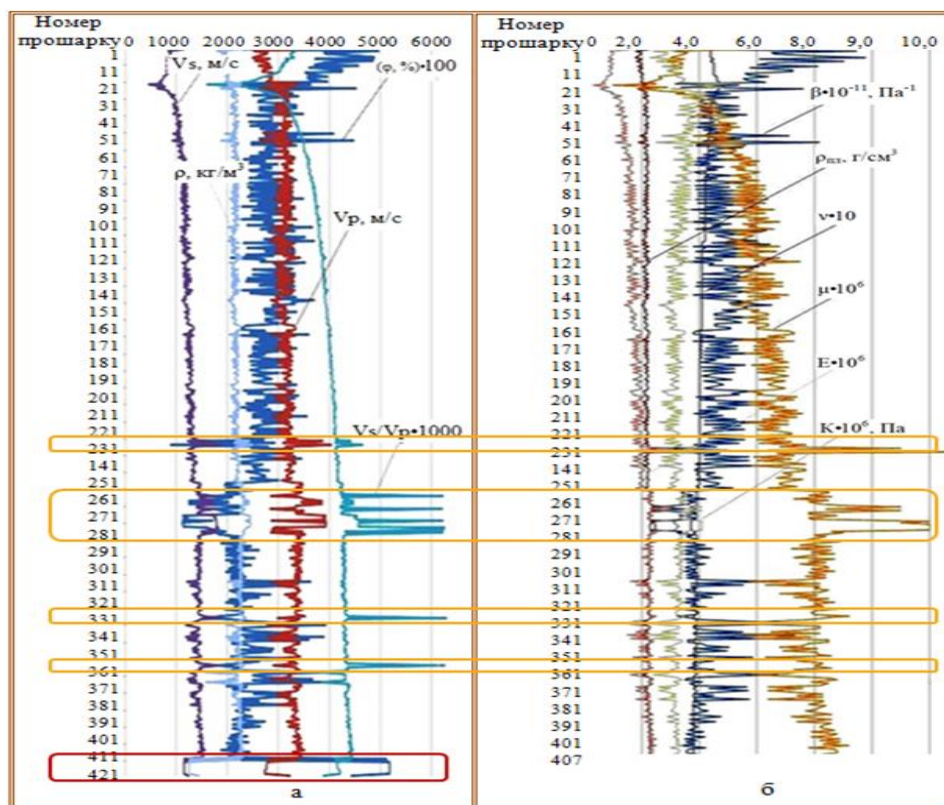


Рис. 2 Розподіл швидкостей пружних хвиль ( $V_s$ ,  $V_p$ ), пористості ( $\phi$ ), параметра  $V_s/V_p$  (а) і розподіл величин пружних параметрів (б) вздовж розрізу свердловини 4-Північно-Заріччянська



Тут значення параметра  $V_s/V_p$  і стисливості  $\beta$  вказують на заповнювач пор – газ (інтервали, виділені прямокутниками на рис. 2, а, б). У нижніх прошарках спрогнозовано газоконденсат (інтервал, виділений прямокутником на рис. 2, а).

Наведені приклади ілюструють ефективність розроблених додаткових варіантів методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин. Це значно розширює можливості її застосування для дослідження свердловин з різними наборами каротажних даних і щодо визначення типу заповнювача пор порід-колекторів (вода, нафта, газ).

У **п'ятому розділі** проведено аналіз петрофізичних характеристик порід-колекторів ЗНГР з метою підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за методикою. Досліджувались зв'язки швидкість – тиск, стисливість – швидкість – пористість, зміни цих параметрів з ростом тиску; проаналізовано такі залежності для вапняків та різних пісковиків ЗНГР.

Першочергово було детально проаналізовано залежності параметра стисливості порід від пористості і тиску для параметричної бази ЗНГР і побудовано уточнені емпіричні співвідношення для базового варіанту прогнозу методикою. При цьому встановлено, що залежності стисливості від тиску і пористості є суттєво взаємозалежними. Тому узагальнену форму залежності між стисливістю, пористістю і тиском записано з відповідною мультиплікативною складовою, отримані за МНК конкретні вирази для неї для параметричної бази ЗНГР (для сухих і заповнених рідким флюїдом порід) наведено у розділі 2.

На основі уточнених емпіричних співвідношень для стисливості порід з мультиплікативними складовими запропоновано спосіб ідентифікації типу породи за розрахованою засобами методики стисливістю її твердої фази у кожному прошарку свердловини за відомими даними попередніх лабораторних вивчень без видобування і досліджень керну конкретної свердловини.

Для подальшого підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин, особливо щодо розрізнення нафти і води в породах розрізу, проаналізовано петрофізичні характеристики ряду конкретних, наявних у розрізах відповідних свердловин ЗНГР типів і підтипів порід-колекторів (різновиди пісковиків, вапняки); для них побудовано свої емпіричні співвідношення (уточнені порівняно з загальними) та визначено стандартні відхилення їх коефіцієнтів.

У процесі аналізу встановлено, що значно краще, порівняно з використовуваною спочатку ступеневою (аналогічною, як для загальної параметричної бази ЗНГР), зв'язок стисливості від тиску для досліджених різновидів пісковиків ЗНГР описує логарифмічна залежність, вона дає змогу в 1,5÷1,9 разів уточнити прогнозні значення стисливості, відповідно підвищити надійність прогнозу нафтогазоносності за методикою, краще визначати при цьому тип породи досліджуваного шару чи прошарку. До прикладу, для пісковиків пористих, ущільнених, щільних глинистих отримано такі кореляційні залежності:

$$\beta_{nm}^{TI}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot ((2,939 \pm 0,033) - (0,012 \pm 0,001) \cdot p + ((7,5499 \pm 0,1147) - (0,9115 \pm 0,0187) \cdot \ln(p)) \cdot \varphi);$$

$$\beta_{пущ}^{TI}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot ((2,700 \pm 0,059) - (0,003 \pm 0,001) \cdot p + ((5,3742 \pm 0,1047) - (0,5690 \pm 0,0227) \cdot \ln(p)) \cdot \varphi);$$

$$\beta_{щгн}^{TI}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot ((1,960 \pm 0,07256) - (0,008 \pm 0,00209) \cdot p + ((3,2013 \pm 0,0422) - (0,2103 \pm 0,0082) \cdot \ln(p)) \cdot \varphi).$$

У зв'язку з тим, що досліджень стисливості для конкретних типів порід-колекторів є все ж порівняно мало, а досліджень швидкостей пружних хвиль для них – значно більше, розроблено спосіб доповнення параметричної бази стисливостей за даними про швидкості об'ємних хвиль у цих породах. Для цього з математичних рівнянь методики виведено формули для розрахунку модуля зсуву та стисливості різнонасичених порід за швидкостями пружних хвиль. За цими формулами і даними кернових досліджень отримано набори значень стисливості порід для відповідних пористостей і діючих тисків; для них побудовано відповідні емпіричні співвідношення, які надалі використовуються у методиці. Таким способом, зокрема, побудовано бази пружних параметрів для пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття.

У розвиток прогнозної методики розроблено спосіб оцінки ступеня проникності порід в прошарках розрізів свердловин за розрахованими петрофізичними характеристиками цих порід. Математичний апарат способу використовує формули зв'язку швидкостей об'ємних хвиль, отриманих за прогнозною методикою, з пружними модулями, а також розробку А. І. Тимурзієва – зв'язок коефіцієнта Пуассона з коефіцієнтом бокового розпору  $Q_{side}$ . Зокрема, такі оцінки ступеня проникності порід проведено для розрізу свердловини 1-Ліщинська, як приклад, для інтервалу 2198÷2388 м виявлено «практично непроникні» прошарки (з пористістю менше 1%), для них отримано  $Q_{side}=0,28$ .

У рамках досліджень було проведено аналіз петрофізичних характеристик глинистих вапняків у опрацьованому за методикою розрізі свердловини 3-Бучацька. Встановлено, що в загальному, пористість вапняків з глибиною (незважаючи на перепад глибин у майже 1220 м і відповідне зростання тиску) помітно зростає. Також з пористістю чітко корелює густина порід. Отже, зроблено петрофізичний висновок – різкі відмінності у значеннях швидкостей пружних хвиль пов'язані, насамперед, з різними літологічними особливостями порід розрізу і їх пористістю.

Перелічені у розділі результати використовуються в алгоритмічно-програмно реалізованому інтерактивному режимі уточненого прогнозування за методикою (див. розділ 2).

## ВИСНОВКИ

За результатами виконаних у роботі досліджень створено ефективну теоретико-емпіричну методику прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень. Її розроблено як комплексний математичний апарат, на основі адекватної математичної моделі твердої пористої гірської породи, емпіричних співвідношень між пружними і колекторськими характеристиками гірських порід за даними кернових досліджень і акустичного каротажу по конкретних досліджуваних свердловинах, з використанням ключовим у розрахунках параметра стисливості порід.

У рамках цих досліджень отримано такі основні науково-практичні результати:

1. Побудовано математичний апарат методики. Розріз свердловини представлено тонкошаруватою моделлю, кожний шар (прошарок) якої описано фізико-математичною моделлю гірської породи Т.З. Вербицького. На основі цієї моделі побудовано теоретичні співвідношення між пружними параметрами порід

для визначення ефективних модулів пружності та швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль (з урахуванням змін тиску і пористості) у сухій породі через пружні параметри породи, насиченої рідиною. Записано «крайові умови» для першого та останнього прошарків розрізу свердловини. Виведено рекурентні співвідношення для прогнозування пружних і колекторських характеристик порід у прошарках розрізу. Враховано вплив діючих тисків/глибин, густин порід.

2. За експериментальними даними і з використанням методу найменших квадратів побудовано узагальнені емпіричні співвідношення між фізичними і колекторськими властивостями порід для параметричної бази порід ЗНГР, що функціонально пов'язують ефективний тиск, пористість і стисливість для сухої та насиченої рідиною породи.

3. З використанням отриманих теоретичних та емпіричних співвідношень побудовано результуючий прогнозний функціонал, який є основним пошуковим засобом для визначення типу флюїду в порах порід з залученням до цього даних АК. Зокрема, розрізнення нафти й води реалізовано такими способами: за швидкостями пружних хвиль, за параметром стисливості, за густиною флюїду.

4. Розроблено додаткові варіанти методики на основі кореляційних залежностей і даних інших каротажних методів – гамма-каротажу (ГК), електрокаротажу (ЕК/ПС), методу офсетів і сейсмокаротажу (СК). Для цих варіантів розроблено відповідний математичний апарат і застосовано необхідні кореляційні співвідношення.

5. Для реалізації створеної методики та її варіантів побудовано алгоритми розрахунків і розроблено відповідне програмне забезпечення у середовищах Fortran, C# та Excel.

6. Проведено апробацію розробленої прогнозної методики на даних геологічних розрізів свердловин Ліщинської, Бучацької, Лудинської, Залужанської, Заріччанської, Никловицької структур Західного нафтогазоносного регіону України, показано її ефективність і узгодженість отриманих результатів розрахунків – оцінок пружних характеристик порід і прогнозування типу флюїду – заповнювача порід у розрізах досліджених свердловин з даними промислової геофізики. За результатами розрахунків отримано детальну і об'єктивну параметричну характеристику розрізів досліджених свердловин для кожного з опрацьованих інтервалів глибин, у тому числі, з невизначеним раніше характером насичення. Простежено відмінності у пружних та колекторських характеристиках порід різного типу та геодинамічного генезису.

7. Проведено аналіз петрофізичних характеристик для різних типів і підтипів порід-колекторів ЗНГР, зокрема, глинистих вапняків, консолідованих глибоко залягаючих, пористих, ущільнених і щільних глинистих пісковиків. Для них побудовано оптимізовані емпіричні співвідношення з мультиплікативною складовою для тиску і пористості. Розроблено спосіб доповнення параметричної бази стисливостей за даними про швидкості об'ємних хвиль та спосіб оцінки тріщинуватості та проникності порід у прошарках розрізів свердловин. Застосування перелічених розробок значно підвищує надійність прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин, зокрема, в мало пористих (у т.ч. сланцевих) колекторах.

## СПИСОК ОСНОВНИХ ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

*Статті у фахових виданнях України*

1. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*, 2014. № 1 (64). С. 35—40.
2. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування нафтогазоводонасиченості порід різної літології та геодинамічного генезису у розрізах свердловин. *Геодинаміка*. 2015. № 1(18). С. 102—119. DOI: 10.23939/jgd2015.01.099.
3. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Узагальнені співвідношення для методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*, 2016. № 1(72). С. 60—69.
4. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2017. № 1-2 (170-171). С. 165—166.
5. Скакальська Л. В., Назаревич А. В., Косарчин В. І. Теоретико-емпірична методика прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин з базовим параметром – стисливістю. *Мінеральні ресурси України*. Київ, 2018. № 4. С. 18—25. DOI: 10.31996/mru.2018.4.18-25.

*Статті в інших наукових виданнях України*

6. Скакальська Л. В., Назаревич А. В., Струк Є. С. Алгоритми та програми обробки каротажних даних у прогнозуванні нафтогазоносності порід розрізів свердловин. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка" "Комп'ютерні науки та інформаційні технології"*, 2017. № 864. С. 210—221.

*Статті в закордонних наукових виданнях*

7. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. *Ежемесячный научный журнал «SOCAR Proceedings»*, 2014. № 1. С. 4—10. DOI: 10.5510/OGP 20140100182.
8. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозирования петрофизических характеристик и водонефтегазоносности разреза на примере данных скважины 3-Бучачская. *Межотраслевой институт «Наука и образование»*. *Ежемесячный научный журнал*, 2014. № 5. С. 25—29.
9. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозирования нефтегазоносности пород разрезом скважин. *Нефть, газ и бизнес*, 2016. № 3. С. 38—44.

*Матеріали і тези доповідей основних наукових конференцій*

10. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування флюїдонасичення порід-колекторів за даними гамма-каротажу. Матеріали XIV Міжнародної конференції "Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти". (11-14 травня 2015, м. Київ). Київ, 2015. (CD). DOI: 10.3997/2214-4609.201412364.
11. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Математична методика для виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин за даними каротажу. Матеріали XV Міжнародної конференції "Геоінформатика: теоретичні та

- прикладні аспекти*". (10-13 травня 2016, м. Київ). Київ, 2016. (CD), 9860\_UA. DOI: 10.3997/2214-4609.201600504.
12. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дані методу потенціалів самочинної поляризації у прогнозуванні нафтогазоносності розрізів свердловин заходу України. *"Актуальні проблеми геосередовища і зондуючих систем"*. Матеріали III міжнародної наукової конференції. 3-5 жовтня 2017, м. Київ: ІГФ НАНУ. Київ, 2017. С. 100—101.
  13. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дослідження стисливості порід-колекторів заходу України для прогнозування нафтогазоносності за теоретико-емпіричною методикою. Матеріали XVII Міжнародної конференції *«Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти»*, 14-17 травня 2018 року, м. Київ. Київ, 2018. (CD), 13584\_UKR. DOI: 10.3997/2214-4609.201801760.
  14. Скакальська Л. В. Комплексна теоретико-емпірична методика прогнозування нафтогазоводонасиченості розрізів свердловин з залученням даних радіаційного та електричного каротажів. Матеріали Шостої Міжнародної науково-практичної конференції *«Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування»*, Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р. Київ, 2019. Т. 1. С. 276—281.

#### АНОТАЦІЯ

**Скакальська Л.В. Прогнозування пружних характеристик та нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу і кернових досліджень. – На правах рукопису.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата фізико-математичних наук за спеціальністю 04.00.22 – геофізика. – Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна Національної академії наук України, м. Київ, 2020.

Дисертаційна робота присвячена розробці теоретико-емпіричної методики прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу (АК) і кернових досліджень (КД) та її варіантів з використанням даних інших каротажів, і апробації її для дослідження геологічних розрізів свердловин Західного нафтогазоносного регіону України.

Математичний апарат методики базується на математичній моделі твердої пористої гірської породи, емпіричних співвідношеннях між пружними і колекторськими характеристиками гірських порід і даних акустичного каротажу по конкретних досліджуваних свердловинах, з використанням ключовим у розрахунках параметра стисливості порід. Тип заповнювача пор прогнозується за системою співвідношень методики (прогнозним функціоналом) – за швидкостями, за стисливістю породи або за густиною заповнювача пор порід розрізу свердловини. Розроблено додаткові варіанти методики на основі кореляційних залежностей і даних інших каротажних методів – гамма-каротажу (ГК), електрокаротажу (ЕК/ПС), методу офсетів і сейсмокаротажу (СК). Програмне забезпечення для реалізації методики розроблено в середовищах Fortran, C# та Excel.

**Ключові слова:** математичне прогнозування; нафтогазоводонасиченість порід; петрофізичні характеристики порід; розріз свердловини; акустичний каротаж; гамма-каротаж; кернові дослідження; Західний нафтогазоносний регіон України.

## АННОТАЦИЯ

**СКАКАЛЬСЬКА Л.В. Прогнозирование упругих характеристик и нефтегазоводонасыщенности пород в разрезах скважин по данным акустического каротажа и керновых исследований. – На правах рукописи.**

Диссертация на соискание учёной степени кандидата физико-математических наук по специальности 04.00.22 – геофизика. – Институт геофизики им. С.И. Субботина Национальной академии наук Украины, г. Киев, 2020.

Диссертация посвящена разработке теоретико-эмпирической методики прогнозирования нефтегазоносности пород в разрезах скважин по данным акустического каротажа (АК) и керновых исследований (КИ) и ее вариантов с использованием данных других каротажей, а также апробации ее для исследования геологических разрезов скважин Западного нефтегазоносного региона Украины.

Математический аппарат методики базируется на математической модели твердой пористой горной породы, эмпирических соотношениях между упругими и коллекторскими характеристиками горных пород и данных акустического каротажа по конкретным исследуемым скважинам, с использованием ключевым в расчетах параметра сжимаемости пород. Тип заполнителя пор прогнозируется по системе соотношений методики (прогнозируемому функционалу) по скоростям, по сжимаемости породы, по плотности заполнителя пор пород разреза скважины. Разработаны дополнительные варианты методики на основе корреляционных зависимостей и данных других каротажных методов – гамма-каротажа (ГК), электрокаротажа (ЭК/ПС), метода офсетов и сейсмокаротажа (СК). Программное обеспечение для реализации методики разработано в средах Fortran, C# и Excel.

**Ключевые слова:** математическое прогнозирование; петрофизические характеристики пород; нефтегазоводонасыщенность пород; разрез скважины; акустический каротаж; гамма-каротаж; керновые исследования; Западный нефтегазоносный регион Украины.

## ABSTRACT

**Skakalska L.V. Prediction of the elastic properties and oil-gaz-water-saturation of rocks in wells sections according to data of acoustic logging and core' researches. – Manuscript.**

The thesis for candidate degree of physical and mathematical sciences, specialty 04.00.22 – Geophysics. – S.I. Subbotin name Institute of geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2020.

The thesis is dedicated to development of the theoretical-empirical technique for predicting of rocks' oil-and-gas bearing in wells sections according to acoustic logging (AL) and core research (CR) and its variants by using data of other loggings and testing them to study geological sections of wells in the Western oil-gas bearing region (WOCR) of Ukraine.

The mathematical apparatus of the technique is based on a mathematical model of solid porous rock, empirical relationships between elastic and reservoir characteristics of rocks and acoustic logging data for specific studied wells, by using the compressibility of rocks as the key parameter in the calculations. Mathematical calculations integrate the theoretical and the empirical relationships between the elastic parameters of rocks, taking

into account the influence of the effective pressure (depth), porosity, the type of fluid – filler of the rocks' pores. On their basis, the resulting predictive functional is built which is the main search tool for distinguishing the type of fluid (gas, oil or water) in the pores of rocks. By comparing the results of calculation of the body waves velocities on this functional with the actual data of AL, the type of the pore filler is predicted.

The created basic variant of the predicting technique provides a reliable definition of petrophysical characteristics, porosity and the type of fluid filling of rocks in sections of wells. In particular, the porosity of the rock layers determined by it, differs on the average by no more than  $\pm 5-6\%$  from similar results by other methods. This ensures the effectiveness of both the basic and additional variants of the predicting technique and also of additionally developed methods of separate studying of the rocks solid phase parameters (in particular, compressibility) and the subsequent prediction of the type of the rocks in the wells sections, and separate studying of the parameter of a fluid – pore filler (in particular, its density) and further refined distinction of the type of fluid (especially, the distinction between oil and water) in the reservoir rocks of the wells sections.

For the cases of absence AL data for the studied wells or separate intervals of their sections, and also for improving the reliability of the prediction of oil-and-gas bearing of these sections, the additional variants of the technique were made, which are based on the additional correlation dependences and the data of other logging methods – gamma-ray logging (GL), electric logging (EL/PS), offset method and seismic logging (SL).

Software for the implementation of the technique was developed in Fortran, C# and Excel software environments.

The technique was tested on the data of wells of a number of structures of the Western oil-and-gas region of Ukraine (Lishchyns'ka, Buchats'ka, Ludyns'ka, Zaluzhans'ka, Zarichnyans'ka and Nyklovyts'ka). It ensures a reliable prediction of petrophysical characteristics and oil-gas-water saturation of rock layers of different thicknesses (including thin layers – from 0.1-0.2 m) in wells sections: the porosity, elastic modules and the type of the pore-filler by the data of AL (GL, EL/PS, SL).

The appropriate multiplicative components (corrections) for pressure and porosity in empirical relationships for compressibility were determined for different specific rocks. With their use the values of compressibility of rocks in wells sections were specified and the type of these rocks was identified by compressibility of their solid phase.

Analysis of petrophysical characteristics of different types and subtypes of reservoir rocks of WOGR was made, on their results specified empirical relations for those rocks were constructed, which significantly increase the reliability of predicting the oil-and-gas content in wells sections by the theoretical-empirical technique. A method to supplement of the parametric base of compressibility by the data on the velocities of the body waves of reservoir rocks was developed. Also a method of estimation of fracturing and permeability of rocks in the sublayers of wells sections was elaborated.

**Key words:** mathematical prediction; oil-gas-water-saturation of rock; petrophysical characteristics of rocks; well sections; acoustic logging; gamma logging; core research; Western oil-gas bearing region of Ukraine (WOGR).