

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
КАРПАТСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ ІНСТИТУТУ ГЕОФІЗИКИ ІМ. С. І. СУББОТІНА  
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ГЕОФІЗИКИ ІМ. С. І. СУББОТІНА

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**СКАКАЛЬСЬКА Людмила Василівна**

Прим. №\_\_\_\_  
УДК 550.832

## **ДИСЕРТАЦІЯ**

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

04.00.22 – геофізика (103 – науки про Землю)

10 – природничі науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата фізико-математичних наук

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

/Л. В. Скакальська/

Науковий керівник – Назаревич Андрій Володимирович, кандидат фізико-математичних наук, старший науковий співробітник.

**Київ – 2021**

## АНОТАЦІЯ

**Скакальська Л. В. Прогнозування пружних характеристик та нафтогазоводонасиченості порід за даними акустичного каротажу і кернових досліджень.** – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата фізико-математичних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.22 – геофізика (Науки про Землю). Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна Національної академії наук України, м. Київ, 2021.

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 нафтогазозного регіону України.

Методику побудовано як комплексний математичний апарат, який 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.

Розріз свердловини у методиці 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, у тому числі горизонтальних прошарків з тріщинуватістю.

Тверду пористу гірську породу (колектор нафти чи газу) представлено теоретичними співвідношеннями з математичної моделі Т. З. Вербицького, трансформованими до потреб методики. Гірська порода описується як двофазне середовище (тверда фаза і пори).

Основою методики є теоретичні та емпіричні співвідношення між

пружними параметрами порід, що враховують вплив діючого тиску (глибини), пористості, типу флюїду – заповнювача пор порід. Емпіричні кореляційні співвідношення між пружними та колекторськими характеристиками гірських порід побудовано для параметричної бази порід-колекторів Західного нафтогазоносного регіону (ЗНГР) України.

З використанням перелічених теоретичних та емпіричних залежностей сформовано прогнозний функціонал методики (основний пошуковий засіб для визначення типу флюїду (газу, нафти чи води) в порах порід прошарків) – 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 «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). Така система рівнянь забезпечує повноту і зв'язність розрахунків вздовж профілю свердловини і ефективно врахування на ітераційних етапах обчислень уточнених значень пористостей порід, їх густини, діючих тисків.

В рамках прогнозного функціоналу методики розроблено такі способи для розрізнення нафти, газу та води у порах породи-колектора: за швидкостями, за параметром стисливості, за густиною флюїду.

За швидкостями пружних хвиль. Визначення типу флюїду – заповнювача пор проводиться за мінімальною з різниць між величинами швидкості, обчисленої для варіантів з різним типом заповнювача пор за теоретичними та емпіричними залежностями і фактичним значенням швидкості поздовжньої хвилі за АК.

За стисливістю породи. Тип заповнювача пор порід у прошарках розрізу свердловини діагностується шляхом порівняння значень розрахованої для них стисливості з такою для газо-, нафто- і водонасичених порід за критерієм мінімальної різниці (найкращого узгодження даних).

За густиною флюїду – заповнювача пор. Тип флюїду – заповнювача пор у породі прошарку визначається за його густиною, отриманою з рівняння середнього часу для густин. Критерієм наявності води є визначена густина флюїду – заповнювача пор  $1000 \text{ кг/м}^3$  і більше (залежно від мінералізації), нафти/газоконденсату – менше  $850 \text{ кг/м}^3$  (для нафт Прикарпаття).

Створений базовий варіант прогнозної методики забезпечує надійне визначення петрофізичних характеристик, пористості і типу флюїдозаповнення порід у розрізах свердловин. Зокрема, визначені за ним величини пористості шарів порід відрізняються, в середньому, не більше ніж на  $\pm 5-6 \%$  від визначень іншими методами.

Для реалізації базового та додаткових варіантів прогнозної методики (див. далі) побудовано відповідні загальні алгоритми розрахунків та алгоритми роботи окремих програмних модулів; розроблено відповідне програмне забезпечення у середовищах Fortran, C# і Excel. Зокрема, обчислення сукупності петрофізичних та колекторських параметрів порід і прогнозу типу флюїду – заповнювача пор по розрізу свердловини) з залученням даних АК виконано у середовищах Fortran (програма «Прогноз-НГК-Ф») та C# («Прогноз-НГК-С»).

Побудову базових і уточнених емпіричних співвідношень, визначення стандартних відхилень їх коефіцієнтів, 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 (з використанням спеціально запрограмованих табличних шаблонів) виконано в середовищі Excel.

Базовий варіант методики апробовано на даних свердловин ряду структур Західного нафтогазоносного регіону України (Ліщинської, Бучацької, Залужанської, Никловицької). Зокрема, детально опрацьовано дані по свердловинах 18- і 19-Залужанські, 1-Ліщинська, 3-Бучацька, 28-Никловицька та інших. Порівнянням з результатами досліджень іншими методами цих свердловин

підтверджено, що методика забезпечує надійне прогнозування петрофізичних характеристик, зокрема, пористості, і типу флюїду (вода, нафта, газ) для пластів порід різної товщини (включаючи тонкі пласти – 0,1-0,2 м) у розрізах свердловин.

Для випадків відсутності даних АК для досліджуваних свердловин чи окремих інтервалів їх розрізів, а також для підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності цих розрізів 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 використання даних гамма-каротажу формули для розрахунку швидкостей Р-хвиль отримано шляхом ряду перетворень з використанням наявних (Добринін В. М., Карпенко О. М., Ханін А. А.) або встановлених особисто за відповідними даними кернових досліджень непрямих кореляційних співвідношень між різними фізичними характеристиками порід, пов'язаними з даними АК і ГК. Для інтервалів розрізів свердловин, для яких є і дані АК, і дані ГК, побудовано прямі кореляційні співвідношення між відповідними параметрами обидвох каротажів, які далі використано для інтервалів подібних розрізів або свердловин, для яких дані АК відсутні. Для малої кількості даних по розрізу (або інтервалу розрізу) будується інтерполяційна функція з метою отримання значень параметра у кожному прошарку, наприклад, у вигляді полінома відповідного порядку.

Для даних методу самочинної поляризації використано формули зв'язку відносної амплітуди самочинної поляризації ( $\alpha_{ПС}$ ) і параметра глинистості порід-колекторів ( $\varphi_{cl}$ ) із пористістю порід за АК, а також рівняння Віллі-Грегори-Гарднера для пористості.

Розроблені додаткові варіанти методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин апробовано на даних свердловин 3-Бучацька, 28-Никловицька, 23-Орховицька, 15-Лудинська, 2-Зарічнянська, 4-Північно-Зарічнянська. Результати апробації підтверджують їх ефективність, отримано хороше співпадіння з результатами досліджень іншими методами. Це значно розширює можливості застосування методики для дослідження свердловин з

різними наборами каротажних даних і щодо уточненого визначення типу заповнювача пор порід-колекторів (вода, нафта, газ).

Також проведено деталізований аналіз петрофізичних характеристик порід-колекторів ЗНГР з метою підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за методикою. Досліджено зв'язки швидкість-тиск, стисливість-швидкість-пористість та зміни цих параметрів з ростом тиску; проаналізовано такі залежності для вапняків та різних типів і підтипів пісковиків ЗНГР. Всього опрацьовано дані кернових досліджень щодо понад 100 зразків різнотипних порід різної пористості і з різним заповнювачем пор.

У першу чергу було детально проаналізовано залежності параметра стисливості порід від пористості і тиску для параметричної бази ЗНГР, за результатами цих досліджень побудовано оптимальні емпіричні співвідношення для базового варіанту прогнозу методикою. Оскільки встановлено, що залежності стисливості від тиску і пористості є суттєво взаємозалежними, то узагальнену форму зв'язку між ними записано з відповідною мультиплікативною складовою, за методом найменших квадратів (МНК) отримано конкретні формули для такої залежності для даних параметричної бази ЗНГР для сухих і заповнених рідким флюїдом порід.

З використанням уточнених емпіричних співвідношень проведено дослідження величини стисливості виокремлено твердої фази різних порід у розрізах свердловин, результати досліджень дають можливість ідентифікації типу породи за розрахованою засобами методикою стисливістю твердої фази у кожному прошарку свердловини.

Для подальшого підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин, особливо щодо розрізнення нафти і води у породах розрізу, проаналізовано петрофізичні характеристики ряду конкретних, наявних у розрізах відповідних свердловин ЗНГР типів і підтипів порід-колекторів (різновиди пісковиків, вапняки), для них побудовано уточнені емпіричні співвідношення.

Розроблено спосіб доповнення параметричної бази стисливостей за даними про швидкості об'ємних хвиль. Для цього з математичних рівнянь методикою

виведено формули для розрахунку значень модуля зсуву та стисливості різнонасичених порід за даними швидкостей пружних хвиль. За цими формулами і даними кернових досліджень отримано набори значень стисливості для відповідних даних пористостей і діючих тисків, для них побудовано відповідні емпіричні співвідношення, які в подальшому використовуються у методиці.

У розвиток прогнозної методики розроблено спосіб оцінки проникності порід у прошарках розрізів свердловин за розрахованими петрофізичними характеристиками цих порід. Математичний апарат способу використовує формули зв'язку швидкостей об'ємних хвиль з пружними модулями, зокрема, з коефіцієнтом Пуассона, а також формули зв'язку цього коефіцієнта з коефіцієнтом розкритості тріщин  $Q_{side}$ .

Перелічені способи було використано у рамках досліджень петрофізичних характеристик глинистих вапняків, зокрема, свердловини 3-Бучацька. В загальному, за цими дослідженнями, 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, зафіксовані тут різкі відмінності у значеннях швидкостей пружних хвиль пов'язані, насамперед, з різними літологічними особливостями порід розрізу.

Основні науково-практичні результати дисертаційних досліджень такі.

Розроблено теоретико-емпіричну методику прогнозування пружних і колекторських властивостей та нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного та інших каротажів і кернових досліджень та апробовано її на даних розрізів більше 10-ти свердловин Західного НГР України.

Розроблено математичний апарат базової методики (за даними АК) прогнозування нафтогазоводонасиченості та фізичних і колекторських властивостей порід у розрізах свердловин, у т.ч.:

- для використання у методиці трансформовано фізико-математичну модель Т. З. Вербицького, на її основі побудовано рекурентні співвідношення між пружними параметрами порід сухих і з рідкими включеннями, введено «граничні» геофізичні умови;

- побудовано емпіричні співвідношення між петрофізичними та колекторськими характеристиками для параметричної бази порід ЗНГР для різних типів флюїду – заповнювача пор;

- побудовано загальний прогностичний функціонал, що об'єднує три способи розрізнення типу флюїдонасичення порід (води, нафти, газу).

Створено варіанти комплексної прогностичної методики з використанням даних інших каротажів (гамма-каротажу, електрокаротажу, офсетних даних) та побудовою відповідних кореляційних залежностей.

Створено програмно-алгоритмічний комплекс для комп'ютерної реалізації розробленої методики у програмних середовищах *Fortran*, *C#*, *Excel*.

Побудовано уточнені емпіричні співвідношення між петрофізичними та колекторськими характеристиками порід для різних типів флюїду – заповнювача пор для загальних параметричних баз та баз наявних у розрізах свердловин конкретних типів і підтипів порід-колекторів з метою уточнення прогнозу нафтогазоносності цих свердловин за прогностичною методикою, зокрема, в частині розділення нафти і води.

Проведено апробацію та тестування розробленої методики та її варіантів на каротажних даних свердловин ЗНГР – проведено розрахунки пружних параметрів і пористості порід розрізів свердловин та прогнозування типу флюїду – заповнювача пор (газу, нафти чи води) з подальшим порівнянням з даними випробувань свердловин та результатами інших прогностичних методів.

Результати досліджень пройшли апробацію на 26 наукових конференціях різного рівня в Україні та закордоном. Основні наукові положення і результати дисертації опубліковано у 35 наукових працях (з них 6 – самостійні), з яких 9 – статті і 26 – матеріали і тези доповідей наукових конференцій.

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



## ABSTRACT

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

The thesis for a PhD degree in physical and mathematical sciences, speciality 04.00.22 – Geophysics. – S. I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2021.

The thesis deals with the development of the theoretical - empirical technique for predicting rocks' oil-and-gas bearing in wells' sections according to acoustic logging (AL) and core research (CR) and its variants by using data from other loggings and testing them to study geological sections of wells in the Western oil-gas bearing region (WORG) 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 compressibility of rocks as the key parameter in the calculations.

In the technique, the section of a well is represented by a thin-layered model, the number of layers of which corresponds to the number of values of the interval time ( $\Delta T$ ) by AL. In addition to the formal correspondence of the calculation results to each specific value of the interval time by AL, such section marking enables one to detect thin layers with cracks, frequently occurring in nature and are important for efficient oil and gas production.

Solid porous rock (oil or gas reservoir) is represented by theoretical relations from the mathematical model of T. Z. Verbytsky, transformed to the needs of the technique. The rock is described as a two-phase medium (solid skeleton and pores).

The technique is based on theoretical and 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. Empirical correlations between elastic and reservoir characteristics of rocks are built for the parametric base of

reservoir rocks of the Western oil and gas region (WOGR) of Ukraine.

Using the above listed theoretical and empirical dependences, the prediction functional of the technique (the basic search tool for the definition of the type of a fluid (gas, oil or water) in pores of rocks layers). It is a full defined system of equations for the calculations of petrophysical characteristics of rocks and predicting their porosity and fluid type. Such a system for each layer is formed in the form of recurrent relationships where, in addition to petrophysical parameters for each specific (i-th) layer, the corresponding parameters are used for the adjacent (i-1 and i+1) layers. There are also given two «edge» conditions, such as equality of shear modules of dry and liquid fluid-saturated rocks in the unloaded medium (in the first layer) and equality of longitudinal wave velocities for the most loaded rocks (in the n-th layer). This system of equations provides completeness and coherence of the calculations along the well profile and the effective taking into consideration of the specified values of porosity of rocks, their density, effective pressures at the iterative stages of the calculations.

The full predictive functional of the technique includes following ways for the refinement and distinction between oil and water in the pores of the reservoir rock: by velocities, by the compressibility parameter and by the fluid density.

Distinction by the velocity of the rock. Determination of the type of the fluid – pore filler is carried out by the speed criterion – the minimum difference between the velocity calculated for variants with different types of a pore filler by theoretical and empirical dependences and the actual value of the longitudinal wave velocity by AL.

Distinction by the compressibility of the rock. Since it is established that the values of compressibility for gas, oil or water-saturated rocks differ significantly from each other, this parameter clearly diagnoses the type of a pore filler in the layers of such reservoir rocks.

Distinction by the density of the fluid – the pores filler. The type of the pore filler in the layers rock is determined by the fluid density obtained from the mean time equation for densities. The criterion for the presence of water is a certain density of the fluid – pore filler  $1000 \text{ kg/m}^3$  and more (depending on mineralization), oil/gas condensate - less than  $850 \text{ kg/m}^3$  (for Prykarpattia oils).

The created basic variant of the prediction technique provides a reliable definition of petrophysical characteristics, porosity and type of fluid filling of rocks in sections of wells. In particular, the porosities of the rock layers determined by it differ, on average, by no more than  $\pm 5-6\%$  from the determinations by other techniques.

To implement the basic, as well as additional options for predicting techniques (see below), the corresponding general calculation algorithms and algorithms of separate software modules are built and the appropriate software is developed in Fortran, C# and Excel environments. In particular, the calculation of a set of petrophysical and reservoir parameters of rocks and the predict of the type of a fluid – pore filler in the section of the well) with taking into consideration the AL data developed in Fortran (program "Predict-OGW-F") and C# ("Predict-OGW –C#").

Construction of basic and refined empirical relations, determination of standard deviations of their coefficients, calculation of solid phase parameters of rocks, formation of comparative and generalized tables of results, construction of graphs of changes of different petrophysical and reservoir parameters of rocks by well section, a petrophysical analysis of these parameters, the study of the multiplicative component of the dependence of compressibility (velocities) on porosity and pressure for different rocks (using specially programmed tabular templates) is performed in Excel.

The basic variant of the technique was tested on the wells' data of a number of structures of the Western oil and gas region of Ukraine (Lishchyns'ka, Buchats'ka, Zaluzhans'ka, Nyklovyts'ka). In particular, the data on wells 18- and 19-Zaluzhans'ky, 1-Lishchyns'ka, 3-Buchats'ka, 28-Nyklovyts'ka and others were processed in details. Comparison with the results of other researchers' methods in these wells confirmed that the technique provides a reliable prediction of petrophysical characteristics, in particular, porosity and the type of the fluid (water, oil or gas) for layers of rocks of different thicknesses (including thin layers – 0.1-0.2 m) in sections of wells.

For the cases of absence of AL data for the investigated wells or separate intervals of their sections, and also for the increase of reliability of predicting the oil and gas bearing of these sections, additional variants of the technique on the basis of correlation dependences and data of other logging techniques – gamma logging (GL),

electric logging (EL/PS), seismic logging (SL) and offset method were developed.

To use gamma-ray logging data, the formula for calculating P-wave velocities was derived by a series of transformations using the existing (Dobrynin V. M., Karpenko O. M., Khanin A. A.) or indirectly correlated relationships obtained according to the relevant data of core studies between different physical characteristics of the rocks associated with the data of AL and GL. For the intervals of sections or wells, for which there are both AL data and GL data, direct correlations between the corresponding parameters of both loggings are constructed which are further used for the intervals of similar sections or wells for which AL data are absent. For a small amount of data on the section (or interval of the section), an interpolation function is constructed in order to obtain the values of the parameter in each layer, for example, in the form of a polynomial of the appropriate order.

For the data of spontaneous polarization, we used the formulas for the relationship between the relative amplitude of spontaneous polarization ( $\alpha_{PS}$ ) and the clay parameter of reservoir rocks ( $\varphi_{cl}$ ) with the porosity of rocks by AL, as well as the Willy-Gregory-Gardner equation for porosity.

Additional variants of the technique of predicting the oil and gas bearing of well sections were developed and tested on the data of the wells: 3-Buchats'ka, 28-Nyklovyts'ka, 23-Orkhovyts'ka, 15-Ludyns'ka, 2-Zarichnyans'ka, 4-Pivnichno-Zarichnyans'ka. The results of testing confirm their effectiveness, a good agreement with the results of research by other techniques. This significantly expands the possibilities of applying the technique for the study of wells with different sets of logging data and for a more precise definition of the type of aggregate pores of reservoir rocks (water, oil or gas).

A detailed analysis of the petrophysical characteristics of reservoir rocks of WOGR was also carried out in order to increase the reliability of predicting the oil and gas bearing of well sections according to the technique. The relationships velocity-pressure, compressibility-velocity-porosity and changes in these parameters with increasing pressure were studied; the following dependences for limestones and different types and subtypes of WOGR sandstones were analyzed. In total, the data of

core studies on more than 100 samples of various types of rocks of different porosity and with different pore fillers were processed.

First of all, the dependences of the compressibility parameter of rocks on porosity and pressure for the parametric base of WOGR were analyzed in details, and the results of these studies were used to construct optimal empirical relationships for the basic variant of the predicting technique. Since it is established that the dependences of compressibility on pressure and porosity are significantly interdependent, a generalized form of the connection between them was written with the corresponding multiplicative component. By the least squares method (MLS), specific expressions for such a dependence for parametric base of WOGR data for dry and filled by liquid fluid rocks were obtained.

Using refined empirical relationships, a study of the compressibility of the isolated solid phase of different rocks in the sections of wells, the results of the study allow one to identify the type of the rock by the calculated means of compressibility of the solid phase in each layer of the well.

To further increase the reliability of the oil and gas predicting of well sections, especially regarding the distinction between oil and water in section rocks, the petrophysical characteristics of a number of particular types and subtypes of rock collectors (different types of sandstones, limestones) were analyzed. Specified empirical relationships for them were built.

Due to the fact that there are relatively few studies of compressibility for specific types of reservoir rocks, and studies of elastic wave velocities for them are much more, a technique has been developed to supplement the parametric base of compressibility according to the data on bulk wave velocities. To do this, the formulas for calculating the shear modulus and compressibility of differently saturated rocks by the elastic waves velocities data were derived from the mathematical equations of the technique. According to these formulas and the data of core studies, sets of compressibility values for the corresponding data of porosity and existing pressures were obtained. For them the corresponding empirical relations were constructed which are further used in the technique.

By the given prediction technique it is possible to estimate the permeability of rock layers of wells according to the especially developed method which employs petrophysical characteristics of the investigated rocks. The mathematical apparatus of the method uses formulas for correlating the velocities of bulk waves with elastic modules, in particular, with the Poisson's ratio, as well as formulas for correlating this coefficient with the coefficient of crack opening  $Q_{side}$ .

These methods were used in the study of petrophysical characteristics of clay limestones, in particular, 3-Buchachs'ka well. In general, according to these studies, the porosity of limestones with depth (despite the difference in depth of almost 1220 m and the corresponding increase in pressure) increases markedly. The density of rocks also clearly correlates with porosity. Thus, the sharp differences in the values of elastic wave velocities recorded there are primarily related to different lithological features of the section rocks.

The main scientific and practical results of the research are the next.

Theoretical – empirical technique for predicting elastic and reservoir properties and oil-and-gas saturation of rocks in well sections according to acoustic and other loggings and core studies has been developed and tested on sections of more than 10 wells of the Western OGR of Ukraine. The mathematical apparatus of the basic technique (according to AL) of predicting oil-and-gas saturation and physical and reservoir properties of rocks in sections of wells, includes: - the physical-mathematical model of T. Z. Verbytsky, transformed for the use in the technique. On its basis the recurrent relations between elastic parameters of dry and liquid rocks were built, the "boundary" geophysical conditions were introduced; - empirical relationships between petrophysical and rock collector characteristics for rocks of the parametric base of WOGR for different types of fluid - pore fillers were constructed; - the general predictive functional including three ways of distinction between the type of fluid saturation of rocks (water, oil or gas) was constructed.

Variants of the complex predicting technique with the use of data of other loggings (gamma logging, electric logging, offset data) and the corresponding correlation dependences are created.

The program-algorithmic complex for a computer realization of the developed technique in the software environments Fortran, C# and Excel is created.

The approbation and testing of the developed technique and its variants on the logging data of WOGR wells are carried out - calculations of elastic parameters and porosity of rocks of well sections and predicting the type of the fluid – pore filler (gas, oil or water) with the subsequent comparison with the results of other predictive techniques and the wells' testing data.

Refined empirical relationships between petrophysical and reservoir rock collectors characteristics for different types of fluid – pore fillers for general parametric bases and also for bases of specific types and subtypes of reservoir rocks available in sections of wells are constructed. It enables on to specify the prediction of oil-gas bearing of those wells as to the separation of oil and water.

The research results presented at 26 scientific conferences of various levels in Ukraine and abroad. The main scientific provisions and results of the thesis have been published in 35 scientific works (6 of them are independents), of which 9 are papers and 26 are materials and abstracts of scientific conferences reports.

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

**СПИСОК 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*, 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 прогнозування петрофізических 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 прогнозування нефтегазоносності порід розрезів скважин. *Нефть, газ и бизнес*, 2016. № 3. С. 38—44.

*Матеріали і тези доповідей 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 нафтогазоводоносності 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.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	21
ВСТУП.....	22
РОЗДІЛ 1 ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН.....	31
1.1 Аналіз сучасних наукових основ та технік дослідження петрофізичних характеристик порід і прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин.....	32
1.2 Відображення особливостей геологічних розрізів свердловин та типу флюїдонасичення порід у пружних характеристиках цих порід та даних АК.....	36
1.3 Відображення особливостей геологічних розрізів свердловин та типу флюїдонасичення порід у даних гамма-каротажу, електричного та інших каротажів.....	40
1.4 Математичне моделювання фізико-механічних властивостей та флюїдонасичення порід.....	42
Висновки до розділу 1 .....	50
Перелік використаних джерел до розділу 1.....	52
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИКО-ЕМПІРИЧНА МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОВОДОНАСИЧЕНОСТІ ПОРІД У РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДАНИМИ АК І КЕРНОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	63
2.1 Загальна структура методики .....	63
2.2 Математичний апарат методики.....	72
2.2.1 Математична модель гірської породи і визначена система співвідношень для методики .....	72
2.2.2 Узагальнені емпіричні співвідношення між фізичними та колекторськими характеристиками порід .....	75
2.2.3 Прогнозний функціонал для визначення типу	

	19
флюїдонасичення порід.....	84
2.2.4 Способи розрізнення нафти і води в порах порід розрізу .....	89
2.3 Комп'ютерна реалізація методики .....	97
2.3.1 Алгоритм реалізації методики.....	98
2.3.2 Програмна реалізація варіантів та алгоритмічних блоків методики у різних програмних середовищах .....	100
Висновки до розділу 2 .....	106
Перелік використаних джерел до розділу 2.....	109
<b>РОЗДІЛ 3 АПРОБАЦІЯ ПРОГНОЗНОЇ МЕТОДИКИ НА ДАНИХ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНОГО НГР УКРАЇНИ.....</b>	
	116
3.1 Свердловини 18- 19-Залужанські (1779÷2729 м і 1151÷2803 м).....	117
3.2 Свердловина 1-Ліщинська (2020÷3540 м).....	122
3.3 Свердловина 3-Бучацька (4,4-2250,8 м) .....	130
3.4 Свердловина 28Д-Никловицька (485-1505 м).....	143
Висновки до розділу 3 .....	148
Перелік використаних джерел до розділу 3.....	151
<b>РОЗДІЛ 4 ВАРІАНТИ ПРОГНОЗНОЇ МЕТОДИКИ З ВИКОРИСТАННЯМ ДАНИХ ІНШИХ КАРОТАЖІВ.....</b>	
	156
4.1 Математичний апарат варіантів методики з використанням інших каротажів (ГК, ЕК, СК, методу офсетів) .....	157
4.2 Дослідження розрізів свердловин за варіантами методики .....	163
4.2.1 Свердловина 15-Лудинська (19,3-3230,5 м).....	163
4.2.2 Свердловини 2-Зарічнлянська (0-865 м) і 4-Північно- Зарічнлянська (0-1220 м).....	175
4.2.3 Свердловина 23-Орховицька (19,3-3230,5 м) і свердловина 28- Никловицька (0-1515 м) .....	185
Висновки до розділу 4 .....	190
Перелік використаних джерел до розділу 4.....	193

РОЗДІЛ 5 ПЕТРОФІЗИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗАХІДНОГО НГР УКРАЇНИ ЗА ДАНИМИ КЕРНОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА МЕТОДИКИ .....	199
5.1 Залежності між стисливістю, швидкостями пружних хвиль, пористістю і тиском для характерних різнонасичених порід-колекторів ЗНГР за даними кернових досліджень.....	199
5.1.1 Узагальнена форма емпіричної залежності стисливості від пористості і тиску з мультиплікативною складовою .....	200
5.1.2 Залежності між стисливістю, пористістю і тиском для конкретних різновидів колекторів – пісковиків .....	204
5.1.3 Емпіричні співвідношення для методики за даними швидкостей об’ємних хвиль .....	215
5.2 Петрофізичні характеристики порід розрізів свердловин ЗНГР за результатами досліджень за методикою.....	219
5.2.1 Методика оцінок ступеня проникності порід в прошарках розрізів свердловин.....	219
5.2.2 Дослідження глинистих вапняків свердловини 3-Бучацька .	223
Висновки до розділу 5 .....	227
Перелік використаних джерел до розділу 5.....	229
 ВИСНОВКИ.....	 233
Додаток А .....	236
Додаток Б.....	238
Додаток В .....	253
Додаток Г .....	255

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АК – акустичний каротаж

АКШ – акустичний каротаж широкосмуговий

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГК – гамма каротаж

ЗНГР – Західний нафтогазоносний регіон

МНК – метод найменших квадратів

НК – нейтронний каротаж

ПС – метод самочинної поляризації

$p$  – тиск, МПа

$p_{ПС}$  – питомий опір

$\Delta T$  – інтервальний час

$\beta, \mu$  – параметри стисливості і зсуву гірських порід

$I_g$  – інтенсивність гамма-випромінювання

$\varphi_{cl}$  – глинистість порід

$\varphi, \varphi^T$  – загальна і тріщинна пористість, %

$\nu$  – коефіцієнт Пуассона

$\alpha_{ПС}$  – параметр відносної амплітуди самочинної поляризації

$T$  – індекс – вказує на тверду фазу гірської породи

$g/w/o/l$  – індекс – вказує на тип заповнювача пор породи: газ, вода, нафта (газоконденсат), рідкий флюїд

$V_S (V_P)$  – швидкість поперечної (поздовжньої) хвилі

$\rho$  – густина

$\rho_o'$  – об'ємна густина двофазного середовища

$Q_{side}$  – коефіцієнт бокового розпору

## ВСТУП

### 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 структур диктує сьогодні необхідність пошуків малопористих, складно побудованих, глибинних, важкодоступних пасток вуглеводнів. Складність повного відтворення за допомогою застосовуваних до сьогодні моделей всіх особливостей реального геологічного середовища зумовлює для таких випадків часто недостатню точність визначення петрофізичних характеристик і типу насичення порід-колекторів у розрізах свердловин і, як наслідок, недостатню ефективність та результативність нафтогазопошукових досліджень.

Для надійного прогнозу типу заповнювача пор порід-колекторів зі складною структурою порового простору, особливо, для складнопобудованих колекторів з неоднорідним мінералогічним складом їх скелету все ще існує потреба в уточнених і більш ефективних методиках прогнозування їх пористості та типу флюїдонасичення.

Таким чином, актуальність теми дисертації зумовлена необхідністю подальшого розвитку методик прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у

розрізах свердловин для підвищення ефективності та результативності пошуків та видобування нафти і газу, зокрема, у Західному нафтогазоносному регіоні України (ЗНГР).

### **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:

1. «Дослідження зв'язку характеристик геофізичних полів з неоднорідностями і деформаціями земної кори та сейсмотектонікою Закарпаття» 2001–2005 р., № держреєстрації 0101U000376).

2. «Розробка методики оцінки колекторських властивостей гірських порід на основі теоретико-експериментального аналізу даних геофізичних спостережень в пористих середовищах» (2005 р., № держреєстрації 0105U006413).

3. «Розробка фізико-геологічних основ і нових технологій комплексного геофізичного прогнозування покладів вуглеводнів в Україні» (2002–2006 рр., № держреєстрації 0102U002513).

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

5. «Дослідження механізмів нагромадження, перерозподілу та релаксації напружень у сейсмогенному середовищі і їх зв'язку з геодинамічними процесами у Карпатському регіоні України» (2006–2010 рр., № держреєстрації 0106U000973).

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

7. «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).

8. «Математичне моделювання та експериментальні дослідження пружних полів у земній корі Українських Карпат» (2011–2015 рр., № держреєстрації 0111U000028).

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

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

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

12. «Теоретико-експериментальні дослідження полів напружень-деформацій та їхнього зв'язку з розломно-блоковою тектонікою і сейсмічністю Закарпаття» (2016 – 2020 рр., № держреєстрації 0115U000075).

**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 цієї мети в дисертації поставлено такі наукові завдання:**

1) розробити математичний апарат базової (за даними акустичного



каротажу) методики прогнозування нафтогазоводонасиченості та фізичних і колекторських властивостей порід у розрізах свердловин;

2) сформувані та проаналізувати параметричні бази; побудувати емпіричні співвідношення між петрофізичними та колекторськими характеристиками порід ЗНГР для різних типів флюїду – заповнювача пор;

3) провести апробацію та тестування розробленої методики на каротажних даних свердловин ЗНГР – провести розрахунки пружних параметрів, 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) створити і провести апробацію варіантів комплексної прогнозної методики з використанням даних гамма-каротажу, електрокаротажу, офсетних даних та побудовою відповідних кореляційних залежностей;

5) створити програмно-алгоритмічний комплекс для комп'ютерної реалізації розробленої методики;

б) проаналізувати петрофізичні характеристики різних типів і підтипів порід-колекторів і побудувати відповідні уточнені емпіричні співвідношення для підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за методикою.

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

**Предметом дослідження** є 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-методичні підходи до створення методики 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 ключовим 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 (програма «Прогноз-НГК-Ф»), C# («Прогноз-НГК-С») 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, Заріччанської, Никловицької, Орховицької нафтогазоносних структур ЗНГР України (більше 10-ти 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 способи 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 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 сейсморозвідці – для уточненої трансформації часових сейсмічних розрізів у глибинні, у гідрогеологічних та гідрогеоecологічних дослідженнях, для уточнення гідрогеологічного режиму горизонтів, зокрема, під час 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 комісії 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 - 2019 рр).

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 фахових виданнях України, з них 2 роботи індексуються у міжнародній наукометричній базі Web of Science, одну – 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.

**Структура та обсяг 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.

## РОЗДІЛ 1

### ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ

#### НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН

Забезпеченість паливно-енергетичними ресурсами є головним напрямком розвитку економіки країни. Важливим напрямком геофізичних досліджень, спрямованих на збільшення видобутку нафти і газу, є підвищення достовірності виявлення продуктивних пластів-колекторів у розрізах свердловин зі складною будовою. Виявлення таких пластів залежить від якості створеної інтерпретаційної системи обробки даних геофізичних досліджень свердловин та лабораторних вимірювань петрофізичних параметрів. Ефективність геофізичних систем інтерпретації даних ГДС тісно пов'язана з якістю петрофізичного обґрунтування алгоритмів визначення колекторських характеристик продуктивних покладів [Рудько, Ловинюков, Григіль, 2011]. Для колекторів зі складною будовою створення геофізичних систем інтерпретації даних ГДС ускладнюється через складність багатопараметричного опису фізико-геологічних моделей. Існуючі моделі недостатньо точно описують складнобудовані породи-колектори і недостатньо надійно визначають їх фільтраційно-ємнісні параметри та характер насичення. Для надійного прогнозу типу заповнювача пор порід-колекторів зі складною структурою порового простору, особливо, для складнобудованих колекторів з неоднорідним мінералогічним складом їх скелету все ще існує потреба в уточнених і більш ефективних методиках прогнозування їх флюїдонасичення на основі комплексного використання результатів свердловинних і петрофізичних досліджень та іншої геофізичної інформації. Розробці саме такої нової, актуальної для нафтогазопошукових робіт методики дослідження розрізів свердловин і виявлення у них покладів вуглеводнів присвячена дана дисертаційна робота. Дослідження об'єднують аналіз даних ГДС та вивчень керну, застосування різних математичних моделей, підходів, способів та методик, розробку відповідного програмного забезпечення [Скакальська, Назаревич, 2017а, б, в; Скакальська, 2014а, б, 2018].

## **1.1 Аналіз сучасних наукових основ та технік дослідження петрофізичних характеристик порід і прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин**

Методики комплексного аналізу та інтерпретації даних ГДС для пошуків покладів вуглеводнів постійно вдосконалюють, створюють нові, залучають до аналізу ширше коло характеристик середовища та відповідно ускладнюють багатопараметричний опис [Вербицкий та ін., 1985; Вербицкий, 2002; Вижва, Безродна, 2011; Жуланов, 2006; Заворотько, 2010; Зотова, Алиева, 1980; Ивакин та ін., 1978; Итенберг, 1982; Карпенко, 2005; Карпенко, Федоришин, 2003; Нестеренко, 2010; Орлов, 2005, 2007; Орлов та ін., 2005; Перерва та ін., 1999; Петкевич та ін., 1979; Тимурзиев, 1991, 2016, 2018; Федорів, 2018; Хомик та ін., 2017; Чепіль, 2014; Хмелевский, 1989; Aksenova та ін., 2005; Andrews, 2013; Archie, 1952; Biot, 1956; Russell, Smith, 2007; Schlumberger, 1935; Yu, He, 2014], задіюють все складніші фізико-математичні моделі гірської породи. Вчені-геофізики, створюючи такі моделі, застосовні для нафтогазопошукових робіт, пропонують різні математичні підходи для якнайповнішого опису властивостей реальної гірської породи з нелінійними зв'язками між різними її параметрами та характеристиками. Серед простіших підходів з наближеного визначення ефективних фізичних властивостей гірських порід, як неоднорідного середовища, відомі методи макрооб'ємного усереднення властивостей В. Фойгта і А. Ройса [Reuss, 1929; Voigt, 1928], їхнє узагальнення для багатофазних середовищ, виконане Р. Хіллом [Hill, 1952]. Певним вдосконаленням у цьому напрямку є варіаційний метод Хашина-Штрикмана [Hashin, Shtrikman, 1963]. Покращені наближення до реальних даних серед методів визначення ефективних пружних параметрів дають, зокрема, методи регуляризації фізико-математичної структури опису геологічного середовища, тобто, підбору параметрів цієї структури за заданих обмежень та виконання умови меж похибки середньоквадратичного відхилення; також стохастичних диференціальних рівнянь з розв'язком – випадковим процесом. Добрі результати щодо оцінки властивостей реальних



порід дають методи віріального розвинення, зокрема, енергетичний метод Ешелбі [Eshelby, 1957] для еліпсоїдних включень. Ще далі розвиває ці підходи, у напрямку врахування різної концентрації і форми включень, метод самоузгодженого поля Хартрі-Фока [Фок, 1976; Annalen..., 2017], який дає можливість враховувати, у певному наближенні, взаємодію між включеннями шляхом введення ефективних пружних властивостей середовища. Різні варіанти цього методу точніше описують реальні осадові або глинисто-пористі породи, але мають суттєві обмеження для порід із складною структурою скелету, з тріщинуватістю та анізотропією [Grechka, 2009; Hill, 1952; Hunt et al., 1992; Hunt, Freeman, 1996].

Для визначення коефіцієнтів пористості порід-колекторів на етапі оперативної інтерпретації, а також на етапі узагальнення результатів досліджень та оцінки ресурсів нафти і газу використовують розроблені Прокопів В. Й. [Прокопів, 2004] фізико-геологічні динамічні моделі параметрів складнобудованих колекторів через формування потенціалів самочинної поляризації для виділення продуктивних інтервалів за типом флюїдонасичення колектора. Методичний підхід Прокопів В. Й. до створення моделі формування природної радіоактивності з урахуванням функції зміни потенціалів самочинної поляризації, та петрогустинної неоднорідності матриці породи, використовується для вдосконалення методики інтерпретації геофізичної інформації під час досліджень порід-колекторів зі складною будовою.

Для інтерпретації даних ГДС також застосовують теорію деформування пористих тіл М. Біо і Ф. Гассмана [Berryman, Milton, 1991; Biot, 1956; Gassmann, 1951; Mavko, Mukerji, 1995]. Отримані на її основі залежності між пружними характеристиками порід використовують у відомих пакетах програм обробки даних ГДС «Геопошук» [Красножон та ін., 2013] (Україна), «Gintel 97» [Магдеева, 2001], а також провідними у світі нафтосервісними компаніями «Halliburton», «Schlumberger» та ін. [Lavigne, 1975; Schlumberger, 1935]. Зокрема, фірма «Schlumberger» використовує для розрахунків модель Вуда; оцінку пружного модуля всестороннього стиску за експериментальними рівняннями

Ж. Ванга і М. Баула (1992 р.), оцінку об'ємних модулів і густини для суміші мінералів з використанням формули Фойгта-Ройсса-Хілла, оцінку об'ємних модулів для сухої та насиченої породи (рівняння Біо-Гассмана), оцінку модулів сухої породи на основі комплексного підходу Кастера і Токсуза [Kuster, Toksöz, 1974].

Надалі ці теорії розвивались паралельно з розвитком методик АК, особливо, з появою його модифікації – АКШ, що дає можливість отримувати графіки змін вздовж розрізу свердловини інтервального часу перших вступів хвиль (поздовжньої  $\Delta T_p$ , поперечної  $\Delta T_s$ , Лемба-Стоунлі  $\Delta T_{l-st}$ ), а також їхніх середніх амплітуд  $A_p$ ,  $A_s$ ,  $A_{l-st}$  і коефіцієнтів поглинання  $\alpha_p$ ,  $\alpha_s$ ,  $\alpha_{l-st}$ . Для ефективного використання даних АКШ В. Добринін модифікував теорії М. Біо і Ф. Гассмана, додавши для визначення нафтонасичених колекторів додаткові обмеження, зокрема, щодо пружного зв'язку між твердою породою і флюїдом [Добрынин и др., 2004; Добрынин, 2004]. Добринін В. М. також провів фундаментальні дослідження з вивчення закономірностей деформації колекторів нафти та газу в пластових умовах і зміни їхніх фізичних властивостей. На цій основі він запропонував новий метод визначення за акустичними даними нафтогазоносності, проникності та тріщинуватості пластів у необсаджених і в обсаджених металевою колоною свердловинах з використанням методів повнохвильового акустичного каротажу. В. М. Добринін теоретично обґрунтував можливості і створив технологію визначення нафтогазонасичення з використанням стисливості нафти, води, газу та твердої фази колекторів і визначив спосіб використання даних АК, повної хвильової картини разом із стандартним комплексом ГДС, для кількісної оцінки насичення колекторів.

У розробку методів, пов'язаних з інтерпретацією даних ГДС, великий вклад внесли українські вчені О. М. Карпенко, Б. П. Маслов, Г. Т. Продайвода, С. А. Вижва, І. М. Безродна, О. В. Бондаренко, С. Є. Розловська, Н. С. Ганженко, К. І. Муц, Т. З. Вербицький, Г. І. Петкевич, Х. Б. Заяць, М. Д. Красножон, Д. Д. Федоришин та інші [Вижва, Безродна, 2011; Вижва та ін., 2006, 2011; Жданова, Самедов, 2012; Заяць, 2013; Карпенко, 2005; Ковальченко, 2003; Кулик,

Бондаренко, 2010; Новацкий, 1975; Новиков, Хамулин, 2008; Петкевич, Вербицкий, 1970; Петровський, 2006; Починайко та ін., 2006].

Серед розвинених сучасних підходів до визначення ефективних фізичних і колекторських властивостей багатокомпонентного геологічного середовища є методи, базовані на використанні взаємної кореляції кривих різних каротажних методів і рівнянь регресії для різних способів отримання характеристик порід, а також на теорії механіки стохастичного середовища з використанням методу умовних моментних функцій. Зокрема, у [Вижва, Безродна, 2011] та монографії [Вижва та ін., 2006] представлено розроблену методику прогнозування продуктивності порід-колекторів за даними ГДС шляхом інверсії акустичних даних у характеристики порід і структури пустотного простору. Цим забезпечено моделювання геологічного середовища та врахування особливостей структури пустотного простору, анізотропії, термопружних властивостей.

І. О. Баюк [Гасеми, Баюк, 2018] побудовано параметричні петропружні математичні моделі ізотропних пружних властивостей ряду порід. Її моделі відображають наявність в породах пустот двох типів – пор і тріщин. Параметрами моделі з такою (подвійною) пористістю вибрано аспектне відношення пор і тріщин, параметр зв'язності пустот, тріщинну пористість. Автор знайшла числові значення параметрів моделей, які характеризують форму пор і тріщин, тріщинну пористість. Для побудови моделей вона використала, зокрема, метод узагальненого сингулярного наближення, який враховує зв'язність пустотного простору. Моделювались середовища з урахуванням умов Хашина-Штрікмана.

Зауважимо, що перелічені вище підходи і методики, зокрема, Дж. Ешелбі (енергетичний [Eshelby, 1957]), Дж. Уолша (врахування сферичних пустот [Walsh, Brace, 1984]), зв'язок між модулем об'ємного стиску і пористістю для сухих порід В. Рассела [Russell, Smith, 2007], який добре «працює» для діапазону пористостей 8-22 %, врахування Ф. Гассманом впливу тиску на властивості породи, математично представленої ним як зернисте середовище [Gassmann, 1951] та інші, навіть за якісних експериментальних даних, лише частково вирішують питання врахування нелінійно-пружних властивостей реальної гірської породи і при цьому

часто є багатокомпонентними громіздкими комплексами з потребою застосування суперкомп'ютерних технологій [Сборник..., 2015; Barton, La Pointe, 1995; Lavigne, 1975].

## **1.2 Відображення особливостей геологічних розрізів свердловин та типу флюїдонасичення порід у пружних характеристиках цих порід та даних АК**

Одними з широко використовуваних для прогнозування нафтогазоносності порід розрізів свердловин є дані акустичного каротажу (АК). Для їх якнайбільш ефективного використання у такому прогнозуванні і, зокрема, у процесі побудови нами своєї методики, необхідно якнайкраще враховувати фізику процесів і явищ, яка лежить в основі взаємодії пружних хвиль і середовища при акустичному каротажному зондуванні гірських порід. Також це стосується подальшої побудови пружних фізико-математичних моделей таких порід (див підрозділ 1.4).

Гірська порода – це асоціації різних мінералів, що виникли за певних геологічних умов у земній корі або на її поверхні та утворюють самостійні геологічні тіла, масиви та структури.

Порода-колектор – це гірська порода, порожнечі якої (пори, тріщини чи каверни) вміщують вуглеводні (рідкі, газоподібні). З фізико-механічного погляду така порода описується відповідним набором характеристик. Фізичні – це ступінь зв'язності, пористість, густина, питома вага, проникність, геологічні – структура, текстура, зернистість, характер структури пустотного простору, нафтогазоводонасиченість, тепломісткість, стисливість та інші. Механічні – міцність, динамічна міцність, твердість, пружність, крихкість, пластичність, абразивність тощо.

Фізичною основою застосування даних акустичного каротажу (АК) у нафтогазопозукових дослідженнях є зв'язок між пористістю і типом заповнювача пор порід та швидкістю проходження через ці породи пружних хвиль. З петрофізичних досліджень зразків порід відомо ([Вербицкий, 1977; Петкевич та ін., 1979; Нестеренко, 2010] та ін.), що у порід однакового типу за мінералогічним

складом швидкість поширення пружних хвиль (зокрема, поздовжніх) знижується із зростанням їх пористості. Також ця швидкість і пов'язаний з нею параметр – стисливість є чутливими до типу заповнювача пор: при заповненні пор газом вона є найнижчою, при заповненні їх нафтою – помітно вищою, при заповненні водою – ще трохи вищою. Саме ці залежності разом з даними АК і використовуються в подальшому для визначення пористості порід та прогнозування типу заповнювача пор. При цьому також враховується чітка залежність швидкостей пружних хвиль у породах (стисливості порід) від діючого тиску (глибини).

Суть АК полягає у прозвучуванні пружною хвилею присвердловинної породної зони і вимірюванні інтервального часу – часу між випромінюванням акустичного імпульсу передавальним перетворювачем і прийому його розташованим на певній відстані (як правило, це 1 або 2 м) приймальним перетворювачем, цей час є еквівалентом швидкості поширення зондуєчої хвилі в породах розрізу. Таким чином за акустичним каротажем фіксують пружне хвильове поле, яке поширюється у навколосвердловинному породному просторі, характеристики цього поля є конкатенацією інформації про будову та властивості зондованого геологічного розрізу.

Характер хвильового поля в присвердловинному середовищі складний. Швидкість поширення пружних хвиль у скелеті гірської породи залежить від мінерального складу скелету, характеру розподілу цементу та пружних властивостей міжзернових контактів, вона є різною для порід різних родовищ та стратиграфічних одиниць, які залягають на різних глибинах. Швидкість поширення пружних хвиль у заповнювачі пор залежить від типу цього заповнювача та його характеристик: від густини, складу, мінералізації (для пластової води), температури та ефективного тиску.

Значення інтервального часу (швидкості поширення реєстрованої звичайним АК поздовжньої головної хвилі, не спотвореної інтерференцією з іншими, повільнішими хвилями) фіксують за першими вступами реєстрованих сигналів АК. Масив даних інтервального часу за АК ( $\Delta t$ ,  $V_p=1/\Delta t$ ) характеризує прошарки розрізу свердловини з різними фізичними властивостями та

конкретними колекторськими параметрами і слугує основою для прогнозування нафтогазоносності розрізів цих свердловин за відомими [Карпенко, 2005] та створеними нами методиками. Дані АК перед використанням для прогнозування нормалізують шляхом введення відповідних поправок на етапі формування цих даних [Блохін, Бандуріна, 2014; Бондаренко та ін., 2010; Жуков, Моторьгин, 2017; Жуланов, 2006; Ивакин та ін., 1978; Світовий..., 2016].

Іншим аргументом для використання даних АК у прогнозуванні нафтогазоносності порід розрізів свердловин є результати численних лабораторних досліджень петрофізичних і колекторських характеристик порід на геологічних зразках і зразках керну [Бондаренко та ін., 2010; Комплекс..., 2014]. Такі дослідження проводять на спеціальних установках, де забезпечуються умови (у першу чергу, щодо діючих тисків і температур – так звані РТ-умови), які наявні на глибинах природного залягання відповідних порід [Корчин, 2013].

Численними результатами лабораторних досліджень порід-колекторів, до прикладу [Розловська та ін., 2014; Розловська, 2014], встановлено наявність і характер фізичних зв'язків між різними їх параметрами (пористість, швидкості пружних хвиль, тиски, густини, пружні модулі), відповідність між даними АК і пружними характеристиками гірських порід, ([Вербицкий, 1977, 2002; Ковальченко, 2003] та ін.). За результатами цих досліджень побудовано численні емпіричні залежності між переліченими параметрами для різних за своїм складом, структурою та генезисом порід для різних нафтогазоносних регіонів. Наявність таких чітких фізичних залежностей також стала підставою для формування нових моделей гірських порід, зумовила розробки нових методів каротажу для їх різноаспектних досліджень.

Сучасні багатохвильові прилади, обладнані багатоелементними вимірювальними зондами з монопольними і дипольними перетворювачами, охоплюють широкий для АК діапазон частот (1-30 кГц) і забезпечують вимірювання параметрів інформативних Р, S і S<sub>t</sub> хвиль без впливу інтерференції цих хвиль між собою та іншими хвилями-завадами.

Прилади АК з поліпшеними характеристиками дають більше можливостей

при визначенні пористості та прогнозуванні характеру насичення колекторів та, при певних умовах, коефіцієнтів нафтогазонасичення.

Світовими лідерами у галузі свердловинних досліджень є фірми «Schlumberger Technology Corporation» [Lavigne, 1975], «Ezzon Production Research Company», «Mobil Oil Corporation», «Atlantic Richfield Company». В останні десятиріччя також створено вітчизняні прилади з близькими до зарубіжних зразків характеристиками (СПАК, АКШ, АКХ, АК-4, АВАК-7 та ін.).

Для формування списку оцінюваних параметрів фізико-математичної моделі квазіоднорідного шарувато-ізотропного твердого середовища (реальних гірських порід) у методиках прогнозування нафтогазонасиченості використовують дані звичайного АК – поведінку поздовжньої головної хвилі та експериментальні значення пружних констант двофазного, у першому наближенні, середовища, отриманих за результатами досліджень зразків порід (керну) свердловин конкретних територій з характерним діапазоном пористостей за реальних тисків.

Дані АК забезпечують детальне дослідження всього розрізу свердловини. Каротажні діаграми швидкості або часу пробігу пружних хвиль є безперервними кривими зміни вимірюваних величин з глибиною. Пласти, складені породами неоднакового літологічного складу, характер їхнього чергування в розрізах різних свердловин, віддалених один від одного на деяку відстань, на діаграмах АК цих свердловин чітко відображаються. Критерієм точності визначення, до прикладу, густини гірських порід за даними АК слугують значення густини цих порід, які отримано при дослідженні кернавого матеріалу або результати ГГК-Г [Розловська, 2014; Фізика..., 2020; Фролова, 2011]. Порівняльний аналіз результатів зазначених досліджень показує, що тренди усереднених даних про густини практично накладаються, а максимальне відносне відхилення тренду кривої густини за даними АК від тренду за даними ГГК-Г не перевищує 4 %.

Підсумовуючи, відзначимо, що оскільки виділення пластів-колекторів, визначення їх пористості та характеру насичення (водою, нафтою, газом, їх сумішшю) є однією з основних задач ГДС, діаграми АК дають прекрасну характеристику верствам порід і є достатньо точним матеріалом для зіставлення

розрізів, особливо, в межах одного родовища, для визначення зон тріщинуватості, для прогнозування їх нафтогазоносності і тому слугують надійною основою створеної у роботі (див. розділ 2) методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин.

### **1.3 Відображення особливостей геологічних розрізів свердловин та типу флюїдонасичення порід у даних гамма-каротажу, електричного та інших каротажів**

У нафтогазопошукових дослідженнях розрізів свердловин поряд з АК застосовують інші каротажні методи. Тому в процесі апробації прогнозної методики (див. розділ 4), коли серед наборів вхідних даних для ряду розрізів не знаходилося даних АК, виникла потреба пошуку способів використання розробленої нами методики з застосуванням доступних експериментальних даних ГДС – даних радіоактивного та електричного каротажів [Курганський, 2015; Курганський, Тішаєв, 2011], АК широкосмугового, ГГК-глинистого, нейтронного каротажу [Кулик, Бондаренко, 2010], методу офсетів [Боганик, Гурвич, 2006].

Для оцінки можливостей розробки таких варіантів методики розглянемо коротко фізико-інформаційні характеристики відповідних каротажних даних.

**Радіоактивний каротаж** [Бондаренко та ін., 2010; Федорів, 2018] ґрунтується на вивченні природної радіоактивності гірських порід. Зокрема, поширеним є гамма-каротаж (ГК) або інакше – гамма-метод (ГМ). Каротаж проводять за допомогою свердловинних радіометричних приладів різних марок. Електричні сигнали, пропорційні інтенсивності гамма-випромінювання, передаються з них по кабелю в звичайну каротажну станцію, де і здійснюється їх автоматична реєстрація.

В результаті ГК записують безперервну криву, або діаграму інтенсивності гамма-випромінювання. Величину вимірюють в імпульсах за хвилину або в мікроренгенах на годину (гаммах). Так як розпад ядер є випадковим процесом, то інтенсивність гамма-випромінювання коливається біля середнього рівня; при оцінці враховують статистичні флуктуації. Для їх врахування застосовують



повторні записи з меншою швидкістю проведення спостережень.

Оскільки шар породи товщиною 1-2 м майже повністю поглинає гамма-промені, а обсадні труби не пропускають до 30 % цих променів, то свердловинний радіометр може надійно фіксувати гамма-випромінювання порід, розташованих в радіусі, що не перевищує 0,5 м від осі свердловини. Збільшення діаметра свердловини та наявність води або бурового розчину в ній ще більше знижують зону обстеження порід.

Інтенсивність природного гамма-випромінювання порід реєструє радіометричний зонд, що рухається вздовж свердловини. На діаграмах ГК розрізняють пласти з різним ступенем радіоактивності. За максимумами природного гамма-випромінювання визначають породи і руди, що містять уран, радій, торій, фосфор, калій-40 та інші радіоактивні елементи, а також граніти, глини; за мінімумами – пісковикові і карбонатні породи.

**Дані питомого опору за електричним каротажем (ЕК).** Існує багато модифікацій методів ЕК, при яких вимірюють електричні параметри – силу струму, різниці потенціалів, діелектричну проникність та ін. [Курганський, Тішаєв, 2011; Хмелевский, Бондаренко, 1989]. До групи методів опору в ЕК належить вимірювання уявного питомого електричного опору, тобто, дослідження розподілу штучного стаціонарного і квазістаціонарного електричного поля в гірських породах. За величиною опору, тобто, здатністю речовини гірської породи перешкоджати потоку електричного струму встановлюють літологію порід, їх структуру, вміст у розрізах корисних копалин, розрізняють колектори, заповнені солюною водою і заповнені вуглеводнями (добрий і поганий провідники електрики). Серед методів ЕК є також метод потенціалів самочинної поляризації (ПС). Утворення природного стаціонарного електричного поля ПС пов'язане з фізико-хімічними процесами на поверхнях розділу свердловина – породи і між пластами різної літології. За характером зміни реєстрованих параметрів діаграма потенціалів ПС протилежна діаграмі АК.

Практично його використовують у роботах, пов'язаних з вивченням літології порід, встановленням меж пластів, проведенням кореляції розрізів, виділенням у розрізах порід-колекторів, визначенням мінералізації пластових вод

і фільтрату промивної рідини, визначенням коефіцієнта глинистості, пористості, проникності і нафтогазонасиченості порід [Білецький, 2004].

**Сейсмокаротаж і метод офсетів.** Сейсмокаротаж і його модифікація – метод вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) досить широко використовуються у свердловинних дослідженнях. За ними отримують інформацію про швидкісні характеристики розрізу свердловини, подібно, як за даними АК, але з меншими точністю та глибинною детальністю. Ці методи добре відомі, вони описані в численній літературі ([Стрельченко, 2008; Баянов и др., 2009; Кузьменко, Войтко, 2010; Сианисян и др., 2019; Hardage, 1985; Anstey, Geyer, 1987] та ін.).

Метод офсетів (метод сейсмічних відбиттів) – аналог сейсмокаротажу (за результуючими даними) – комбінований метод, що використовує в різних комбінаціях дані сейсмозвідки (відбиття сейсмічних хвиль від контрастних границь в зоні досліджуваної свердловини) і свердловинні дані (дані керну і/або різних каротажів) [Палагин и др., 1989; Боганик, Гурвич, 2006; Кузьменко, Войтко, 2010; Anstey, Geyer, 1987]. Дані методу офсетів про уточнені швидкісні характеристики досліджуваного розрізу використовуються, в першу чергу, для трансформації часових сейсмічних розрізів у глибинні.

Розроблені з використанням даних ГК, ЕК(ПС), СК, методу офсетів варіанти методики прогнозування нафтогазонасиченості розрізів свердловин представлено у розділі 4. Надійність прогнозування типу заповнювача пор порід у розрізах свердловин за цими варіантами методики підтверджена співпадінням отриманих значень пористості та типу заповнювача пор у відповідних інтервалах розрізів з результатами промислової геофізики (див. там же).

#### **1.4 Математичне моделювання фізико-механічних властивостей та флюїдонасичення порід**

Математичне моделювання фізико-механічних властивостей та флюїдонасичення порід покликане забезпечити теоретичний фундамент створюваної нами методики прогнозування нафтогазонасиченості розрізів

свердловин. Реальне гірське середовище в цілому неоднорідне, часто шарувате, заповнене породами з зернами різних мінералів, різним цементом, з порами та тріщинами. Для задач прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин гірські породи розглядають як середовище мікронеоднорідне, розміри включень у якому значно менші від масштабу досліджень і довжин зондуючих хвиль АК, залежне від навантаження з можливими аномально високими чи низькими тисками у прошарках чи шарах. Тобто, відповідно до проаналізованих у підрозділі 1.2 особливостей АК, вивчаються інтегральні ефективні властивості мікронеоднорідного середовища [Вербицкий, 1977; Вижва та ін., 2011; Воларович, 1978; Джеванджир, Бржестовская, 2016].

В основу математичного моделювання гірських порід покладено, насамперед, постулати теорії ефективних середовищ [Мильніков, 2005; Хомик та ін., 2017], що пов'язує параметри внутрішньої структури порід – мінеральний склад, форму і орієнтацію пор, тріщин і мінеральних зерен – з їх пружними властивостями через параметри пружності, густину та ін. Методи, побудовані на теорії ефективних середовищ, враховують анізотропні впливи кожної його складової, дають можливість виконувати розрахунок одних фізичних параметрів через інші, що важливо при визначенні експериментально невимірювальних властивостей.

Відповідно до основних постулатів механіки гірських порід, матеріал геологічного середовища розглядають як суцільне однорідне ізотропне ідеально пружне тверде тіло з малими деформаціями порівняно з його розмірами [Николаевский, 1984]. Тоді:

- припущення про малість деформацій дозволяє застосовувати рівняння статички для недеформованого тіла;
- властивість однорідності визначає однаковість в усіх точках тіла залежності між напруженнями і деформаціями;
- за властивістю ізотропності напруження і деформації не залежать від вибору системи координат; головні осі напружень і деформацій збігаються;
- оскільки середовище суцільне, тобто, коли як завгодно малий об'єм

простору навколо кожної довільної точки містить речовину, то його трактують як неперервний математичний простір, а залежності між напруженнями і деформаціями будуть неперервними функціями.

Оскільки з точки зору геомеханіки гірська порода є в умовах земної кори в загальному пружним середовищем, до її опису застосовуються закони теорії пружності. Основною задачею теорії пружності [Демидов, 1979; Николаевский, 1984; Новацкий, 1975] є визначення за заданими зовнішніми силами, що діють на тверде тіло, змін форми, яких тіло зазнає і тих внутрішніх сил пружності, які при цих змінах форми виникають між частинами тіла.

Експериментально встановлено [Мильніков, 1975; Новацкий, 1975; Воларович, 1978; Петкевич и др., 1979; Николаевский, 1984], що у пружній області залежність між напруженнями і деформаціями для більшості твердих матеріалів, у тому числі гірських порід, можна прийняти лінійною (в досить добромu наближенні). Також виконується принцип незалежності дії сил: напруження і деформації в пружному тілі, викликані деякою силою, не залежать від інших сил, прикладених до тіла. Як наслідок, напруження чи деформації в тілі, викликані групою сил, можна знайти як суму напружень чи деформацій, викликаних кожною силою зокрема. Складові тензора напружень та деформацій пов'язують між собою співвідношеннями (лінійними хвильовими рівняннями). У випадку ізотропного лінійно-пружного середовища, при дії лише механічних чинників, це є узагальнений закон Гука. У технічній формі, через коефіцієнти Ламе  $\lambda$  і  $\mu$ , пов'язані з модулем Юнга  $E$  і коефіцієнтом Пуассона  $\nu$ , його записують формулами [Грицишин, 1987]:

$$\lambda = \frac{\nu \cdot E}{(1+\nu)(1-2\nu)}, \quad \mu = \frac{E}{2 \cdot (1+\nu)}. \quad (1.1)$$

Для параметра стисливості середовища, коефіцієнта Пуассона та модуля зсуву ці співвідношення такі:

$$\beta = \frac{3 \cdot (1-2\nu)}{2 \cdot \mu \cdot (1+\nu)}, \quad \mu = \frac{3 \cdot (1-2\nu)}{2 \cdot \beta \cdot (1+\nu)}. \quad (1.2)$$

Закон Р. Гука використав Дж. Ешелбі у своєму енергетичному методі для

побудови математичної моделі геологічного середовища з описом зв'язку напружень і деформацій для необмеженого пружного тіла з еліпсоїдними включеннями [Eshelby, 1957]. Він розв'язав задачу знаходження поля напружень і зміщень внаслідок впливу на весь об'єкт зовнішнього навантаження а також математично описав енергію взаємодії еліпсоїдної неоднорідності з матеріалом ізотропної матриці. Енергію деформації, накопичену в навантаженому безконечному ізотропному твердому тілі з включенням з іншого матеріалу Дж. Ешелбі подав сумою енергії деформації, накопиченої однорідним тілом з властивостями основного матеріалу та зміни роботи деформації, викликаної тільки одним чужорідним включенням. Інші вчені використали цей метод для опису середовища з багатьма включеннями, описавши математично розподіл включень різних розмірів і форм з загальною концентрацією, яку визначають відношенням об'єму всіх порожот до загального об'єму моделі. Тензор Дж. Ешелбі зв'язує вільну однорідну деформацію та стиснене, що зазнає напружень, еліпсоїдалне пружне включення з густиною  $\rho$  такими співвідношеннями:

$$\beta = \frac{\beta^T \cdot (1 - A \cdot \rho)}{\rho \cdot (1 - A)}; \quad \mu = \frac{\mu^T \cdot \rho \cdot (1 - B)}{1 - B \cdot \rho}; \quad (1.3)$$

$$A = \frac{1 + \nu^T}{3 \cdot (1 - \nu^T)}; \quad B = \frac{2 \cdot (4 - 5 \cdot \nu^T)}{15 \cdot (1 - \nu^T)};$$

$\beta, \mu, \beta^T, \mu^T$  – стисливість та модуль зсуву гірської породи та твердої фази породи.

Важливим математичним здобутком в описі геологічного середовища також є роботи Ф. Гассмана. Ключові особливості його моделі середовища такі:

– модель складається з твердої та рідкої чи газоподібної фаз (скелету і повністю заповнених газом чи рідиною пор) з макроскопічними модулями пружності і для стисливості пористих насичених середовищ описується узагальненою залежністю  $f(\beta, \beta^T, \beta^s, \beta^l, \varphi) = 0$ .

– за властивістю ізотропності гірських порід значення стисливості  $\beta$ , модуля зсуву  $\mu$ , густини  $\rho$  і похідних від них величин приймають незалежними від напрямку;

– розподіл пор, порожот і тріщин всередині такого середовища вважають

рівномірним;

– основною характеристикою такого пустотного простору вибирають коефіцієнт пористості;

– аналогічно як для методики «ефективних» середовищ і методу Дж. Ешелбі, Ф. Гассман при виведенні рівнянь приймає середовище однорідним ізотропним, яке, при прикладеному навантаженні, поводить себе як середовище пористе мікронеоднорідне.

У своїй теорії Ф. Гассман використав незалежні пружні параметри пористого насиченого мікронеоднорідного середовища – ефективні пружні модулі рідкого флюїду  $K^l, \mu^l, \rho^l$ ; насиченої ним породи  $K^{Pl}, \mu^{Pl}, \rho^{Po}$ ; пористість  $\varphi$ ; пружні модулі твердої матриці (мінеральної частини)  $K^T, \mu^T, \rho^T$ ; ефективні пружні модулі газонасиченої породи  $K^{Tg}, \mu^{Tg}$ , – для оцінки пружних властивостей гірських порід – швидкостей поширення пружних хвиль, густин, пружних модулів.

Для розрахунку пружних модулів насиченої рідиною породи використовують явну форму рівнянь Ф. Гассмана, яка дає змогу оцінити ступінь впливу пружних параметрів рідкого флюїду-заповнювача пор породи на властивості цієї породи:

$$K^{Pl} = K^{Tg} + \frac{\left(1 - \frac{K^{Tg}}{K^T}\right)^2}{\frac{\varphi}{K^l} + \frac{1 - \varphi}{K^T} - \frac{K^{Tg}}{(K^T)^2}}. \quad (1.4)$$

Пружні модулі скелету сухих порід залежать від властивостей мінеральної речовини, геометрії порового простору, характеру контактів зерен, ефективного тиску, але не можуть бути обчислені безпосередньо, система ж рівнянь Ф. Гассмана дозволяє визначати одні параметри через інші.

Для розрахунку пружних характеристик насиченої пористої породи з використанням явної форми рівнянь Ф. Гассмана (1.5) використовують емпіричні залежності між пружними та колекторськими характеристиками порід, побудовані за експериментальними даними.

Густину порід ( $\rho^{Po}$ ) в рамках теорії Ф. Гассмана обчислюють як

середньозважену величину між густиною твердої фази ( $\rho^T$ ) і густиною рідкого флюїду ( $\rho^l$ ), тобто, з дотриманням умови Віллі для густин [Wyllie et al., 1956, 1958, 1963]:

$$\rho^o = \rho^T \cdot (1 - \varphi) + \rho^l \cdot \varphi. \quad (1.5)$$

У теорії Ф. Гассмана прийнято припущення незалежності значень модуля зсуву двофазного середовища від властивостей флюїду-порозаповнювача  $\mu^{Tl} = \mu^{Tg}$  (при цьому  $\mu^{Tg} \neq \mu^T$ ). Теорія Ф. Гассмана добре описує експериментальні дані, коли частотний діапазон зондуючих хвиль, за якими оцінюють характеристики порід, не більший 0,1 від резонансної частоти М. Біо [Biot, 1956] (яка описує хвильові динамічні ефекти у флюїді):  $f_{\max} = 0,1 \cdot f_{\text{Біо}} = 0,1 \cdot \eta \cdot \varphi / 2\pi \cdot \xi \cdot \rho^o$ , де:  $\eta$  – динамічна в'язкість флюїду;  $\rho^o$  – об'ємна густина середовища;  $\varphi$  – пористість;  $\xi$  – проникність [Ковальченко, 2003].

Для більшості реальних гірських порід резонансна частота Біо значно вища 20-30 кГц. Це дозволяє використовувати рівняння Гассмана для інтерпретації даних сейсморозвідки та акустичного каротажу, зокрема, розраховувати швидкості пружних поздовжніх і поперечних хвиль у різнонасичених породах.

Якщо позначити як  $\Delta T^{l/g}$  інтервальний час проходження поздовжньої хвилі АК крізь заповнювач пор породи за конкретних термобаричних умов,  $\Delta T^T$  – час пробігу її крізь скелет породи з нульовою пористістю, то

$$\Delta T^{AK} = \Delta T^T \cdot (1 - \varphi) + \Delta T^{l/g} \cdot \varphi. \quad (1.6)$$

Рівняння виведене для відносно чистих літологічних типів: малоглинистих пісковиків, алевролітів, карбонатно-хемогенних порід з глинистістю не більшою кількох відсотків. Це, по-перше, означає, що рівняння можна застосувати для досліджень тонкошаруватого середовища з однорідними ізотропними шарами (прошарками). По-друге, визначає потребу врахувати поправку на глинистість (наприклад, за О. М. Карпенком) [Карпенко, 2005; Карпенко, Федоришин, 2003; Солодкий, Карпенко, 2013]. Фізичний зміст формули (1.6) полягає в адитивному впливі усіх компонент і фаз породи на величину інтервального часу АК.

Результуючим вдосконаленням у формуванні адекватної фізико-

математичної моделі гірської породи є теоретичні співвідношення, побудовані Т. З. Вербицьким і колегами [Вербицкий та ін., 1985] на основі закону Гука, з урахуванням напрацювань Ешелбі, Гассмана, Біо. В них поєднано строгий математичний підхід до постановки задачі механіки деформівного твердого тіла та сучасні методи теорії випадкових функцій. Реалізовано визначення фізичних та геометричних параметрів порід-колекторів за чотирма вимірюваними:  $V_p$ ,  $V_s$  – швидкостями об’ємних хвиль та  $\alpha_p$ ,  $\alpha_s$  – коефіцієнтами загасання. У побудові моделі двофазного середовища застосовано співвідношення в’язкопружності для тіла Кельвіна-Фойгта [Ковальченко, 2003], така реологічна модель є однією з широко використовуваних (поряд з основними – ідеально пружним тілом Гука (лінійне пружне тіло), ідеально в’язким тілом Ньютона (ньютонівська рідина) та ідеально пластичним тілом Сен-Венана – Кулона) [Демидов, 1979; Новацкий, 1975]. Базові у методиці теоретичні співвідношення побудовано з урахуванням реологічного характеру залежності між механічними напруженнями, що виникають у реальних гірських породах, та викликаними ними деформаціями, тобто, основну увагу звернено на складну реологічну поведінку речовини (одночасно виявляються властивості в’язкості і пружності, в’язкості та пластичності).

Для адекватного представлення порід-колекторів у моделі Т. З. Вербицького середовище розглядається двофазним – твердий скелет і заповнені рідким флюїдом або газом пори. Ефективні пружні модулі (стиску і зсуву) для такого середовища записано як функції від об’ємної концентрації включень (з урахуванням як статистичної функції параметра форми включень), відповідних модулів скелету породи (з урахуванням його нелінійної пружності та явищ гістерезису) та в’язко-пружних ефектів у заповнених рідким флюїдом порах (з урахуванням їх опису теорією Біо). У результаті, для опису поширення і загасання пружних хвиль у породах отримано формули, де, в загальному, порода описана нелінійними залежностями між пружними параметрами скелету, а вплив рідини у порах на поширення хвиль враховано через комплексні компоненти з урахуванням в’язкості і проникності.



Викладені результати досліджень Дж. Ешелбі, Ф. Гассмана, формули З. Хашина для довільної концентрації сферичних включень [Eshelby, 1957; Gassmann, 1951; Hashin, Shtrikman, 1963] та їх розширення для визначення енергії деформації пружного тіла через знаходження поля напружень і зміщень Т. З. Вербицький з колегами [Вербицкий та ін., 1985] застосували для побудови моделі геологічного середовища у вигляді:

$$\frac{1}{K^{Tl}} = \frac{1}{K^T} + \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T})}{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2\nu^T) \cdot K^T} \cdot \frac{\varphi_{cr}}{\alpha_1} + \frac{3 \cdot (1 - \nu^T) \cdot (\varphi - \varphi_{cr})}{2 \cdot (1 - 2\nu^T) \cdot K^T \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{K^l}{K^T} \right) \cdot (\varphi - \varphi_{cr}) \right] + (1 + \nu^T) \cdot \frac{K^l}{K^T}}, \quad (1.7)$$

$$\frac{1}{\mu^{Tl}} = \left( \frac{1}{3} \cdot \frac{\varphi_{cr}}{\alpha_1} + \frac{1}{(2 - \nu^T)} \cdot \frac{\varphi_{cr}}{\alpha_2} \right) \frac{8 \cdot (1 - \nu^T)}{5 \cdot \pi \cdot \mu^T} + \frac{1}{\mu^T} + \frac{15 \cdot (1 - \nu^T) \cdot (\varphi - \varphi_{cr})}{(7 - 5 \cdot \nu^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi + \varphi_{cr})}, \quad (1.8)$$

де  $\frac{1}{\alpha_1} = \int_{\alpha_{min}}^{\alpha_{max}} \frac{f(\alpha)}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu^{2T}}{1 - 2\nu^T} \cdot \frac{K^l}{K^T}} d\alpha$ ,

$\frac{1}{\alpha_2} = \int_{\alpha_{min}}^{\alpha_{max}} \frac{f(\alpha)}{\alpha} d\alpha$  – коефіцієнти форм пор;

$f(\alpha)$  – функція розподілу включень по формі для середовища з дископодібними і сферичними включеннями (тобто, для середовища з включеннями довільної форми);

$\alpha = a/c$  – відношення довжин півосей еліпсоїда обертання;

$\varphi^{cr}$  та  $\varphi$  – тріщинна і відкрита (сфероїдальної форми) пористість породи,

$\alpha_1$  і  $\alpha_2$  – параметри форми  $\alpha$  для дископодібних і сферичних включень;

$K^{Tl}$ ,  $K^T$ ,  $K^l$ ;  $\mu^{Tl}$ ,  $\mu^T$ ,  $\mu^l$  – модулі стиску та модулі зсуву двофазного середовища, твердої матриці породи і рідини, відповідно;

$\nu^T$  – коефіцієнт Пуассона твердої фази породи.

Побудові аналітичних виразів (1.8)-(1.9) передувало дослідження зв'язку з тиском величин ефективних пружних параметрів (модуля зсуву і об'ємного стиску) [Вербицкий Т. З. та ін., 1985; Вербицький Т. З., 2002], в яких показано нелінійність впливу тиску на деформації гірських порід та швидкості поширення в них пружних хвиль.

Шляхом введення параметрів  $K^{Tl}$ ,  $K^T$ ,  $K^l$ ;  $\mu^{Tl}$ ,  $\mu^T$ ,  $\mu^l$  в моделі Т. З. Вербицького [Вербицкий та ін., 1985; Вербицький, 2002] враховано вплив на величини акустичних і пружних характеристик порід літологічного складу, фільтраційно-ємнісних параметрів, структури пустотного простору, враховано тип заповнювача пор і концентрацію флюїду. Введенням функції розподілу включень по формі  $f(\alpha)$  і визначенням параметрів  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$  враховано особливий вплив анізотропії геологічного середовища на акустичні та пружні характеристики порід.

В описі моделі Т. З. Вербицького присутні параметри, які дають можливість застосовувати її ефективніше, ніж моделі попередників, для інтерпретації результатів свердловинних та сейсмозвідувальних досліджень на наявність вуглеводнів, зокрема, підвищити надійність фізико-геологічної інтерпретації результатів АК. Завдяки цьому свого часу вже робились спроби прогнозувати тип флюїдонасичення порід за такими даними [Починайко та ін., 2006; Хекало, 2008; Хекало, Малицький, 2005].

## Висновки до розділу 1

У розділі стисло розглянуто особливості використання даних каротажних і кернових досліджень для прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин. Показано, що у зв'язку з все більшою складністю досліджуваних геологічних об'єктів підвищення ефективності нафтогазопошукових досліджень свердловин і надалі залишається актуальним завданням геофізики. Цим обґрунтовано доцільність побудови представленої у дисертаційній роботі методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень, зокрема, за даними найбільш поширеного звичайного АК та досліджень керну, з уточненим урахуванням загальних властивостей та конкретних особливостей реального досліджуваного геологічного середовища.

В рамках проведеного аналізу показано, що:

а) петрофізичні та колекторські характеристики гірських порід, також тип і характер їх флюїдонасичення тісно пов'язані між собою і відображаються в

параметрах зонduючих пружних (зокрема, акустичних) хвиль, що дає принципову можливість пошуків вуглеводнів у розрізах свердловин за даними АК;

б) фізико-математична модель гірської породи Т. З. Вербицького, яка включає і узагальнює формули Ф. Гассмана, підходи І. Ешелбі та враховує нелінійну пружність і параметричну тензочутливість гірських порід, адекватно описує вплив пористості та типу флюїду – заповнювача пор на їх характеристики і особливості поширення в них та трансформації при цьому зонduючих пружних хвиль; є доброю основою для побудови методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за даними АК і кернових досліджень;

в) за відсутності даних АК для досліджуваних розрізів чи їх інтервалів є можливим використання даних інших каротажів з побудовою відповідних кореляційних зв'язків між реєстрованими цими каротажми фізичними параметрами і параметрами, задіяними в інтерпретації даних акустичного каротажу і створення на цій основі додаткових варіантів методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин;

г) дослідження залежностей між пружними (швидкості пружних хвиль, пружні модулі) і колекторськими (пористість, тип заповнювача пор) характеристиками порід і використання побудованих на цій основі емпіричних співвідношень в комплексі з теоретичними співвідношеннями між цими параметрами дає можливість враховувати тонкі особливості взаємозв'язків між різними характеристиками гірських порід (мінералогічним складом, структурними особливостями, характеристиками пористості і типом флюїду в порах, глинистістю та ін.), як багатопараметричного нелінійно-пружного багатофазного (твердий скелет і заповнені рідиною та газом пори) середовища і є однією з важливих основ створеної теоретико-емпіричної методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень. Обґрунтування таких підходів до вибору моделі досліджуваного середовища (гірських порід) та способів його математико-параметричного опису висвітлено в роботах [Скакальська, 2013, 2014а, б, 2018; Скакальська, Назаревич, 2017а, б, в; Скакальська та ін., 2017].

## Перелік використаних джерел до розділу 1

1. Баянов А. С., Меркулов В. П., Степанов Д. Ю. Вертикальное сейсмическое профилирование нефтяных и газовых скважин: учеб. пос. Томск: Изд-во ТПУ, 2009. 100 с.
2. Білецький В. С. Мала гірнича енциклопедія. В 3-х т. Донбас, 2004.
3. Блохін В. С., Бандуріна О. В. Метод розрахунку напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони з урахуванням стисливості гірських порід: навчальний посібник. ПолтНТУ, 2014. 112 с.
4. Боганик Г. Н., Гурвич И. И. Сейсморазведка. Тверь: Издательство АИС, 2006. 745 с.
5. Бондаренко М. С., Кармазенко В. В., Кашуба Г. А., Кулик В. В. Определение пористости глинистых пород в обсаженных нефтегазовых скважинах с помощью радиоактивного и акустического каротажа. *Геофиз. журн*, 2010. Т. 32. № 2. С. 110—120.
6. Вербицкий Т. З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распределения в них упругих волн. *Геофиз. сб. АН УССР*, 1977. Вып. 75. С. 16—24.
7. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин О. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. Київ, 1985. 276 с.
8. Вербицький Т. З. Нелінійна пружність гірських порід – основа вивчення фізико-механічного стану земної кори і флюїдонасичення. *Праці НТШ. Геофізика*, 2002. Т. VIII. С. 99—109.
9. Вижва С. А., Безродна І. М. Прогноз продуктивності складно побудованих порід-колекторів нафти і газу за результатами інверсії даних ГДС. *Геодинаміка*, 2011. № 2(11). С. 41—43.
10. Вижва С. А., Безродна І. М., Кузьменко Т. М. Аналіз впливу флюїдонасичення і глинистості на пружні та акустичні властивості девонських карбонатних колекторів Волино-Поділля. *Геоінформатика*, 2011. № 2. С. 36—41.

11. Вижва С. А., Продайвода Г. Т., Безродна І. М. Петрофізичні дослідження як основа для розробки моделі структури пустотного простору складнопобудованих карбонатних порід-колекторів. Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. *Факел*, 2006. С. 110—121.
12. Воларович М. П. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Москва: Недра, 1978. 253 с.
13. Гасеми М. Ф., Баяк И. О. Петроупругое моделирование карбонатных пород-коллекторов с использованием модели двойной пористости. Республика Татарстан. *Экспозиция Нефть Газ*, 2018. Т. 65, № 5, С. 21—25.
14. Гірська порода. URL: [http://wikiinfo.mdpu.org.ua/index.php?title=%D0%93%D1%96%D1%80%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0\\_%D0%BF%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0](http://wikiinfo.mdpu.org.ua/index.php?title=%D0%93%D1%96%D1%80%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%BF%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0). (дата звертання 19.02.2020).
15. Грицишин В. И. Комплексное изучение коллекторов нефтеносных и газоносных месторождений Предкарпатья : отчет. *ИФИНГ*, 1987. С. 68—81.
16. Демидов С. П. Теория упругости. Москва: Высшая школа, 1979. 432 с.
17. Джеваншир Р. Д., Бржестовская Т. С. Оценка пористости и компонентного состава пород по данным ГИС на ПК с использованием методов математической алгебры. Баку: ИПГНГМ АН Азербайджана : *Геология нефти и газа*, 1992. № 8. URL: <http://geolib.ru/OilGasGeo/1992/08/content.html/> (дата звернення: 4.09.2016).
18. Добрынин В. М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): учебное издание. Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 367 с.
19. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. Промысловая геофизика. Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 400 с.
20. Жданова О. О., Самедов А. М. Пружні характеристики сланцевих гірських порід. *Вісник ЖДТУ*, 2012. 1(60). С. 109—116.
21. Жуков В.С., Моторыгин В.В. Влияние различных видов пористости на

- скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаяндинского месторождения. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*, 2017. № 2 (30). С. 223—233.
22. Жуланов И. Н. Скважинные акустические исследования в гетерогенных средах. Пермь: Пресстайм, 2006. 144 с.
  23. Заворотько Ю. М. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловин : підручник. Київ: УкрДГРІ, 2010. 287 с.
  24. Заяць Х. Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ. Львів: Центр Європи, 2013. 80 с.
  25. Зотова Г. А., Алиева З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва: Недра, 1980. 301 с.
  26. Ивакин Б. Н., Ивакин Е. В, Кузнецов О. Л. Карус Е. В. Акустический метод исследования скважин. Москва: Недра, 1978. 320 с.
  27. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 1982. 448 с.
  28. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень: дис... д-ра геол. наук: 04.00.22. Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2005. 336 с.
  29. Карпенко О. М., Федоришин Д. Д. Статистична модель тонкошаруватого розрізу свердловини за даними ГДС. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2003. № 2(7). С. 44—49.
  30. Ковальченко М. С. Пружність і в'язкість ізотропних пористих матеріалів. *Порошковая металлургия*, 2003, № ½. С. 91—98.
  31. Комплекс геофизических исследований скважин Самотлорского месторождения для оценки ФЕС и насыщения коллекторов. URL: <http://www.docsity.com/ru/83e2297a43fb1dfbaaa08d0f83df2a66/416138/> (дата звернення: 23.06.2014).
  32. Корчин В. А. Термобарическое петрофизическое моделирование в

- геофізиці : Монографія. Київ: Наук. думка, 2013. 303 с.
33. Красножон М. Д., Ручко В. О., Ручко К. О. Комплексна інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин і сейсмозв'язки з використанням технології «Геопошук». *Збірник наукових праць УкрДГРІ*, 2013. № 4. С. 104—111.
  34. Кузьменко П. Н., Войтко О. Н. Уточнення структурної моделі Більського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) на основі сучасних технологій комплексної обробки-інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів. *Проблемы и перспективы нефтегазовой промышленности: сборн. науч. трудов. Вып. 2. Вишнёвое*, 2018. С. 50-64. DOI: 10.32822/naftogazscience.2018.02.050.
  35. Кулик В. В., Бондаренко М. С. Спосіб визначення загальної пористості глинистих гірських порід в обсаджених і необсаджених свердловинах. Номер патенту: 90301. Опубліковано: 26.04.2010.
  36. Курганський В. М. Посібник з лабораторного практикуму з курсу «Петрофізика». Київ: ННІ Інститут геології, 2015. 58 с.
  37. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : Навчальний посібник. Київ: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2011. 175 с.
  38. Магдеева О. В. Опыт применения системы «Gintel 97» для решения задач интерпретации данных ГИС. Тезисы докладов научно-практической конференции VIII Международной выставки. 5-8 сентября, Казань, 2001. *Георесурсы*, 2001. 4(8). С. 35—37.
  39. Мильніков О. В. Опір матеріалів. Тернопіль: Видавництво ТДТУ імені Івана Пулюя, 2005. 212 с.
  40. Нестеренко М. Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів : Монографія. Київ: УкрДГРІ, 2010. 224 с.
  41. Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред. Москва: Недра, 1984. 232 с.
  42. Нова апаратура нейронного та акустичного каротажу для дослідження

- нафтогазових свердловин та їх інтерпретаційно-методичне забезпечення. Світовий центр даних з геоінформатики та сталого розвитку. URL: <http://www.wdc.kpi.ua/uk/node/243> (дата звернення: 28.01.2016).
43. Новацкий В. Теория упругости. Москва: Мир, 1975. 872 с.
  44. Новиков А. А., Хамулин А. А. Введение в информатику процессов первичной переработки нефти: Учебное пособие. Изд-во Томского политехнического университета, 2008. 232 с.
  45. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. Львів: Вища школа, 1980. 188 с.
  46. Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. Частина I. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2007. 1. № 3 (24). С. 18—23.
  47. Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. Частина II. Там само. 2007. 2. № 4 (25). С. 20—32.
  48. Орлов О. О., Євдошук М. І., Омельченко В. Г., Трубенко О. М., Чорний М. І. Нафтогазопромислова геологія: підручник. Київ: Наук. думка, 2005. 424 с.
  49. Палагин В. В., Попов А. Я., Дик П. И. Сейсморазведка малых глубин. Москва: Недра, 1989. 224 с.
  50. Перерва В. М., Бусел Г. Ф., Архипов О. І., Філіпович В. Є. Нові супутникові технології у процесах пошуку, розвідки і розробки родовищ нафти і газу. *Косм. наука і технологія*, 1999. 5, № 2/3. С. 31—33.
  51. Петкевич Г. И. Шеремета О. В., Притулко Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые. Київ: Наук. думка, 1979. 128 с.
  52. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Київ: Наук. думка, 1970. 126 с.
  53. Петровський О. П. Математичні моделі та інформаційні технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних (на прикладі нафтогазопозукових задач): дис... д-ра фіз.-мат. наук: 04.00.22.



- Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, Україна, м. Київ, 2006.
54. Починайко Р., Федоришин О., Струк Є. Програмний пакет для прогнозування колекторських властивостей відкладів за даними сейсмозв'язки. Вісник Національного університету «Львівська політехніка», 2006. № 565 : *Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. С. 281—285.
  55. Применение суперкомпьютеров в нефтегазовой сфере. *Сборник тезисов НРС-OILGAS*, 2015. С. 10—14.
  56. Проблемы и перспективы нефтегазовой промышленности: сборн. науч. трудов. Вып. 2. Вишнёвое, 2018. 142 с.
  57. Прокопів В. Й. Фізико-геологічні моделі для визначення ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови за даними ГДС (на прикладі нафтових і газових родовищ Карпатського регіону та Північного Донбасу) 2004 року : Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.22. ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2004. 21 с.
  58. Розловська С. Є. Ганженко Н. С., Муц К. І. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу. *Геодинаміка*, 2013. № 1(14). С. 154—162.
  59. Розловська С. Є. Сучасний стан ефективного використання акустичного каротажу для вирішення нафтогазопозукових завдань. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 2(51). С. 129—140. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr\\_2014\\_2\\_16](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2014_2_16) (дата звернення: 23.04.2019).
  60. Рудько Г. І., Ловинюков В. І., Григіль В. Г. Наукові та методичні основи оцінки перспективних ресурсів сланцевого газу. *Геолог України*, 2011. № 2. С. 158—159.
  61. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Поиск залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным каротажа. Материалы IX-ой международной конференции молодых учёных и студентов «Современные техника и технологии в научных исследованиях». (27-28 марта 2017а, г. Бишкек, Киргизия). Бишкек, 2017. С. 236—238.

62. Скакальська Л. В. Петрофизические характеристики пород-коллекторов запада Украины в прогнозировании нефтегазоносности разрезов скважин. VI Кудрявцевские Чтения - Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа. Москва, ЦГЭ, 22-24 октября 2018. Москва, 2018. (CD).
63. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. *Ежемесячный научный журнал «SOCAR Proceedings»*, 2014а. № 1. С. 4—10.
64. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*. Київ, 2014б. № 1 (64). С. 35—40.
65. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом. *Геодинаміка*. Львів, 2013. № 2 (15). С. 329—331.
66. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дослідження кореляційних зв'язків між петрофізичними характеристиками порід-колекторів Західного нафтогазоносного регіону України. «Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах». Матеріали наукової конференції-семінару. (1-2 червня 2017б, с.м.т. Верхнє Синьовидне). Львів, 2017б. С. 93—94.
67. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин. «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». Матеріали Четвертої міжнародної науково-практичної конференції у 2-х т. Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). 6-10 листопада 2017в року, м. Трускавець. Київ, 2017. Т. 2. 471 с. С. 150—153.
68. 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.
69. Солодкий Є. Г., Карпенко О. М. Пористість газонасичених колекторів за

- даними ГДС. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*, 2013. № 60. С. 20—24.
70. Сианисян Э., Пыхалов В., Кудинов В. Петрофизические основы ГИС. Litres, 2019. 126 с.
71. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов. Москва: МаксПресс, 2008. 552с.
72. Тимурзиев А. И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии. *Геофизический журнал*, 2018. № 4. Т. 40. С. 133—154.
73. Тимурзиев А. И. Способ оценки экранирующих свойств горных пород. № 1676359. Класс G 01V1/40. Зарегистрировано в Госреестре изобретений 08.05.1991. Приоритет изобретения 26.09.88.
74. Тимурзиев А. И. Структурные индикаторы и флюидодинамика очагов разгрузки глубинных УВ-флюидов в земной коре. Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції «Сучасні проблеми нафтогазової геології». з міжнародною участю 16-17 червня 2016 р. *Інститут геологічних наук НАН України*, 2016. С. 137—140.
75. Федорів В. В. Використання гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для вивчення порід-колекторів складно побудованих розрізів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018. № 2(67). С. 41—46.
76. Физика нефтяного и газового пласта. URL: <https://studfile.net/preview/5581936/page:27/> (дата звернення: 14.04.2020).
77. Фок В. А. Начала квантовой механики. Москва: Наука, 1976. Ч. IV. § 3. С. 273—279.
78. Фролова С. Є. Використання акустичного каротажу для визначення густини гірських порід. *Геодинаміка*, 2011. 2(11). С. 310—312.
79. Хекало П. І. Прогнозування фізичних і колекторських властивостей гірських порід за теоретико-емпіричними залежностями. *Геофіз. журн.*, 2008. № 6 (30). С.151—160.
80. Хекало П. І., Малицький Д. В. Встановлення зв'язків між пружними

- параметрами сухої і насиченої рідиною породи. *Геофіз. журн.*, 2005., № 5(27). С. 883—886.
81. Хомик Н. І., Довбуш Т. А., Рубінець Н. А. Опір матеріалів (спецкурс) і основи теорії пружності і пластичності. Тернопіль, 2017. 232 с.
  82. Чепіль В. П. Основні чинники формування та критерії промислової газоносності сланцевих відкладів силуру Волино-Поділля. *Науковий вісник ІНФНУТНГ*, 2014. № 2(37). С. 29—34.
  83. Электроразведка: Справочник геофизика. В двух книгах. Под ред. В. К. Хмелевского и В. М. Бондаренко. Книга первая. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Недра, 1989. 438 с.
  84. Aksenova T. V., Cherepanov V. A., Gavrilova L. Ya., Ananyev M. V., Bucher E., Caraman G., Sitte W., Voronin V. I. Synthesis, structure and oxygen nonstoichiometry of  $\text{La}_{0,4}\text{Sr}_{0,6}\text{Co}_{1-y}\text{Fe}_y\text{O}_{3-\delta}$ . Int. Conf. On Perovskites - Properties and Potential Applications. Book of Abstracts. Empa, 8600 Dübendorf. Switzerland. 5-7 September 2005. P. 43.
  85. Andrews I. J. The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation, British Geological Survey for Department of Energy&Climate Change. London, UK, 2013. 64 p.
  86. Anstey, N. A., and R. L. Geyer, 1987, Borehole velocity measurements and the synthetic seismogram: Boston, MA, IHRDC, 355 p.
  87. Archie G. E. Classification of carbonate rocks of reservoir and petrophysical considerations. *Journal of the American Association of Oil Geologists*, 1952. 36 (2). P. 278—298.
  88. Barton C. C., La Pointe P. R. Fractals in the Earth Sciences. *Springer-Verlag*, 1995. 265 p.
  89. Berryman J. G., Milton G. W. Exact results for generalized Gassmann's equations in composite porous media with two constituents. *Geophysics*. 1991. V. 56, N 12. P. 1950—1960.
  90. Biot M. A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated Porous Solid (I. Low frequency range, II. Higher frequency range). *J. Acoust. Soc. Amer.*

1956. V. 28. P. 168—181.
91. Eshelby J. D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion and related problems. London, 1957. Vol. 241. P. 376—396.
  92. Gassmann F. Uber Die elastizitat poroser medien. *Vier der Natur Gesellschaft*. 1951. № 96. P. 1—23.
  93. Grechka V. Application of Seismic Anisotropy in the Oil and Gas Industry. EAGE Publication by Houten, Netherlands, EAGE Publications, 2009. 171 p.
  94. Hashin Z., Shtrikman S. A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials: *J. Mech. Phys. Solids*, 1963. V. 11. P. 127—140.
  95. Hardage, B. A., 1985, Vertical seismic profiling, Part A— principles, 2nd ed.: Oxford, U., K., Pergamon Press, 509 p.
  96. Hill R. The elastic behaviour of a crystalline aggregate. *Proc. Phys. Soc.*, 1952. A 65. № 389. P. 349—356.
  97. Hunt C. W., Collins L. G., Skabelin E. A. Expanding Geospheres. Energy and Mass Transfers from Earth's Interior. Calgary, Alberta, Canada: Polar, 1992. 432 p.
  98. Hunt J. M., Freeman W. H. Petroleum Geochemistry and Geology. Second Edition. American Chemical Society, 1996. 743 p.
  99. Kingdom: Seismic and geological interpretation software. URL: <https://ihsmarkit.com/products/kingdom-seismic-geological-interpretation-software.html> (дата звернення 01.05.2019).
  100. Kuster G. T., Toksöz M. N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, Part I : *Theoretical formulations*. *Geophysics*, 1974. 39. P. 587—606.
  101. Lavigne J. C. Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.] Патент кл. 340 – 15.5 BH, (G01V1/40), № 3909775 США. Опубл. 30.09.75.
  102. Mavko G., Mukerji T. Seismic pore space compressibility and Gassmann's relation: *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, 1995. 60(6). P. 1743—1749.
  103. Reuss A. Berechnung der Fließgrenze von Misch-kristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle. *Z. angew. Math. und Mech.*, 1929. Bd. 9.

- № 1. P. 49—54.
104. Russell B., Smith T. The relationship between dry rock bulk modulus and porosity – An empirical study: *CREWES Research Report*, 2007. V. 19. P. 1—14.
105. Schlumberger C. Procède et appareillage pour la reconnaissance de terrains traverses par un sondage. 1935. 863 p.
106. The Hartree Fock method: from self consistency to correct symmetry. *Annalen der Physik*, 2017. URL: <https://doi.org/10.1002/andp.201600328> (дата звернення: 29.04.2019).
107. Voigt W. *Lerrbuch der Kristallphysik*. Teubner-Verlag, Leipzig, 1928.
108. Walsh J. R., Brace W. F. The effect of Pressure on Porosity and the Transport Properties of Rock. *Geophys.Res.*, 1984. Vol. 89. P. 9425—9431.
109. Wyllie M. R. J., Gardner G. H. F., Gregory A. R. Studies of elastic wave attenuation in porous media. *Geophysics*, 1963, Vol. 27, pp. 569—589.
110. Wyllie M. R. J., Gregory A. R., Gardner L. W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 1956. V. 21. Pp. 41—70.
111. Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, G. H. F. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 1958. Vol. 23, pp. 459—493.
112. Zhen Yu, Jing He A High Resolution Method for Fluid Prediction Based on Geostatistical Inversion Hindawi Publishing Corporation, *International Journal of Geophysics*. Beijing, 2013. Article ID 845646. 7 p. URL: <http://dx.doi.org/10.1155/2013/845646> (дата звернення: 23.04.2014).

## РОЗДІЛ 2

### ТЕОРЕТИКО-ЕМПІРИЧНА МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОВОДОНАСИЧЕНОСТІ ПОРІД У РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДАНИМИ АК І КЕРНОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Аналіз відомих способів прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин, проведений у першому розділі роботи, адекватність відображення проаналізованою фізико-математичною моделлю гірської породи, розробленою Т. З. Вербицьким, реальних характеристик гірських порід обґрунтовує доцільність створення з її використанням теоретико-емпіричної методики прогнозування типу заповнювача пор порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень.

У 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.

#### **2.1 Загальна структура методики**

Методику створено як комплексний математичний апарат, що поєднує в собі три складові (рис. 2.1) – фізико-математичну модель гірської породи, побудовані за даними кернових досліджень емпіричні співвідношення між пружними і колекторськими характеристиками порід і дані акустичного каротажу.

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.

З одного боку, в моделі маємо фізико-математичний опис властивостей геологічного середовища – набір теоретичних співвідношень з використанням основних характеристичних параметрів середовища: стисливості, модуля зсуву, густини двофазного середовища, пористості, коефіцієнта Пуассона, неявно – тиску.



Рис. 2.1 Загальна структура прогнозної методики

З другого – дискретну кількість значень інтервального часу (швидкостей поздовжніх пружних хвиль) за даними АК, а також результатів геофізичних досліджень свердловин – параметрів стисливості, модуля зсуву, пористості керну, прив'язаних до конкретних глибин, тобто, до діючого там тиску. Вказані набори параметрів не повністю кореспондуються між собою (рис. 2.2) і для пов'язування в єдину систему прогнозних рівнянь вимагають певних довізначень і залучення додаткових співвідношень.

Принциповою особливістю нашого способу формування системи співвідношень для прогнозування пористості, типу флюїду – заповнювача пор і відповідного способу розрахунків у створеній прогнозній методиці є формування



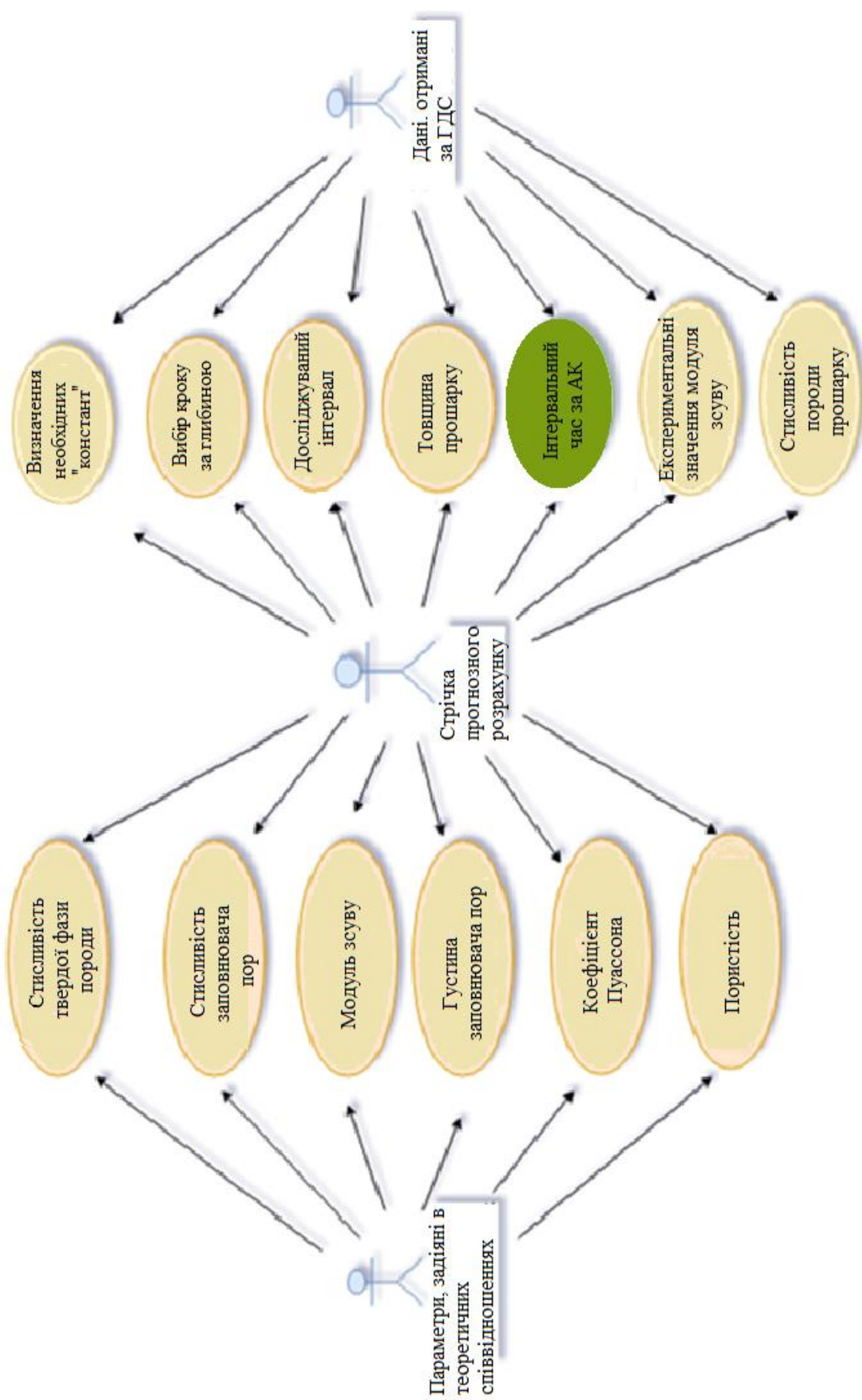


Рис. 2.2 Діаграма співвідносності даних АК та ГДС з параметрами теоретичної моделі Т. З. Вербицького [Вербицкий и др., 1985]

системи співвідношень для кожного прошарку з рекурентних рівнянь, де для отримання петрофізичних параметрів для кожного конкретного ( $i$ -го) прошарку використовуються співвідношення між відповідними параметрами для сусідніх ( $i-1$ -го та  $i+1$ -го) прошарків, а також геофізичні «крайові» умови – рівність модулів зсуву сухих і насичених рідким флюїдом порід у ненавантаженому середовищі (у  $1$ -му прошарку) і рівність швидкостей поздовжніх хвиль у сухих і насичених рідким флюїдом максимально навантажених породах (у  $n$ -му прошарку). Це дало можливість отримати повну визначену систему рівнянь для параметричної оцінки порід кожного прошарку.

Розрахунки за такою рекурентною системою рівнянь ведуться одночасно зверху вниз (від  $1$ -го до  $n$ -го прошарку) – визначення модуля зсуву з використанням як стартової першої «крайової» умови і знизу вверх (від  $n$ -го до  $1$ -го прошарку) – визначення стисливості з використанням стартовою другої «крайової» умови. Також при розрахунках зверху вниз автоматично отримуються уточнені реальні значення діючих тисків – за рахунок визначення реальних густин порід у кожному прошарку (з урахуванням параметрів скелету породи, пористості і типу флюїду у порах) і накопичувального врахування гравітаційного ефекту від залягаючих вище порід для досліджуваного прошарку. Детальніше теоретико-методичні основи побудови і розв'язання системи рівнянь для розробленої нами методики викладено нижче.

В руслі цього вплив тиску, величин пружних модулів, густини та інших важливих характеристик враховуємо таким чином.

**Врахування впливу тиску.** Характеристики скелету гірських порід залежать від глибини залягання, він зазнає природних вертикальних і горизонтальних тисків через власну вагу порід, тиск газу, вплив підземних вод, тектонічні процеси. Такі фактори спричиняють зміну з глибиною стисливості порід, їх міцності, розвиток чи, навпаки, закриття пор і тріщин, про що свідчать результати лабораторних досліджень порід [Петкевич и др., 1979].

Для врахування впливу діючого тиску на характеристики порід конкретних горизонтів визначаємо геостатичний тиск на відповідній глибині за даними про

густину залягаючих вище порід, оскільки такий спосіб (див. [Булатова, Волкова, Дубров, 1970; Савич, Коптев, Никитин, 1969]) є точнішим від інших. Для нашої методики, враховуючи шаруватість розрізів свердловин, застосовуємо розрахунок повного гірського тиску  $p$  на глибині  $H$  за формулою:

$$p_{\text{гірськ}} = g \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^o h_i, \quad (2.1)$$

де  $n$  – номер найглибшого досліджуваного прошарку (від денної поверхні);

$\rho_i^o$  – середня об'ємна густина літологічно однорідного  $i$ -го шару (прошарку),

$g$  – прискорення вільного падіння,

$h_i$  – потужність  $i$ -того шару (прошарку).

Тут зауважимо, що в нашій роботі (за винятком підрозділів 2.2.2 та 5.1.2, що там зазначено) індексом  $i$  позначено біжучий номер досліджуваного шару (прошарку) у розрізі свердловини.

Тиск у рідині в розрізі свердловини під час проведення АК залежить від глибини так [Булатова та ін., 1970; Вендельштейн та ін., 1990]:

$$p_{\text{гідрост}} = g \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^l h_i + p_0, \quad (2.2)$$

де  $\rho_i^l$  – густина рідини  $i$ -го прошарку,

$p_0$  – тиск на поверхню рідини у свердловині.

Пластовий тиск визначаємо як тиск рідини в сполучених між собою порах і який в звичайних умовах близький до гідростатичного:

$$p_{\text{пл}} = g \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^l h_i. \quad (2.3)$$

Фізичні властивості порід-колекторів залежать від різниці між літостатичним та пластовим тисками, тобто, від ефективного тиску, який

відповідає за деформацію скелета:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{гірськ}} - P_{\text{пл}},$$

$$P_{\text{эф}} = g \cdot \sum_{i=1}^n h_i \cdot (\rho_i^o - \rho_i^l). \quad (2.4)$$

Якщо у певних горизонтах порід пластовий тиск є аномальним [Аникиєв, 1964; Орлов, 1980, 2007], тобто, коли відношення між пластовим і гідростатичним тисками  $k_{\text{ан}} < 0,9$  або  $k_{\text{ан}} > 1,3$  [Аникиєв, 1964; Николаевский та ін., 1970], що помітно впливає на характеристики порід, – це враховуємо введенням відповідних поправок.

Схему розрахунку різних тисків для прогнозної методики а також інших необхідних параметрів подано на рис. 2.3.

**Врахування впливу пружних модулів стисливості та зсуву.** З експериментальних досліджень відомо [Блохін, Бандуріна, 2014; Вербицкий, 1977; Петкевич, Вербицкий, 1965; Прокопів, 2004], що при рівномірному стискуванні об'єм породи зменшується внаслідок зменшення об'єму пор та твердої фази породи. При рівномірному всесторонньому стискуванні мінералів і монолітних гірських порід відбувається, в основному, пружна деформація; при стискуванні пористих порід можливе виникнення залишкових деформацій [Новацкий, 1975; Петкевич, Вербицкий, 1965]. З таких експериментальних досліджень отримуємо значення стисливості для різних тисків, за ними будуємо відповідні емпіричні співвідношення, які використовуємо разом з теоретичними для розрахунків по конкретному інтервалу чи прошарку досліджуваного розрізу і наступного прогнозування (див. рис. 2.4).

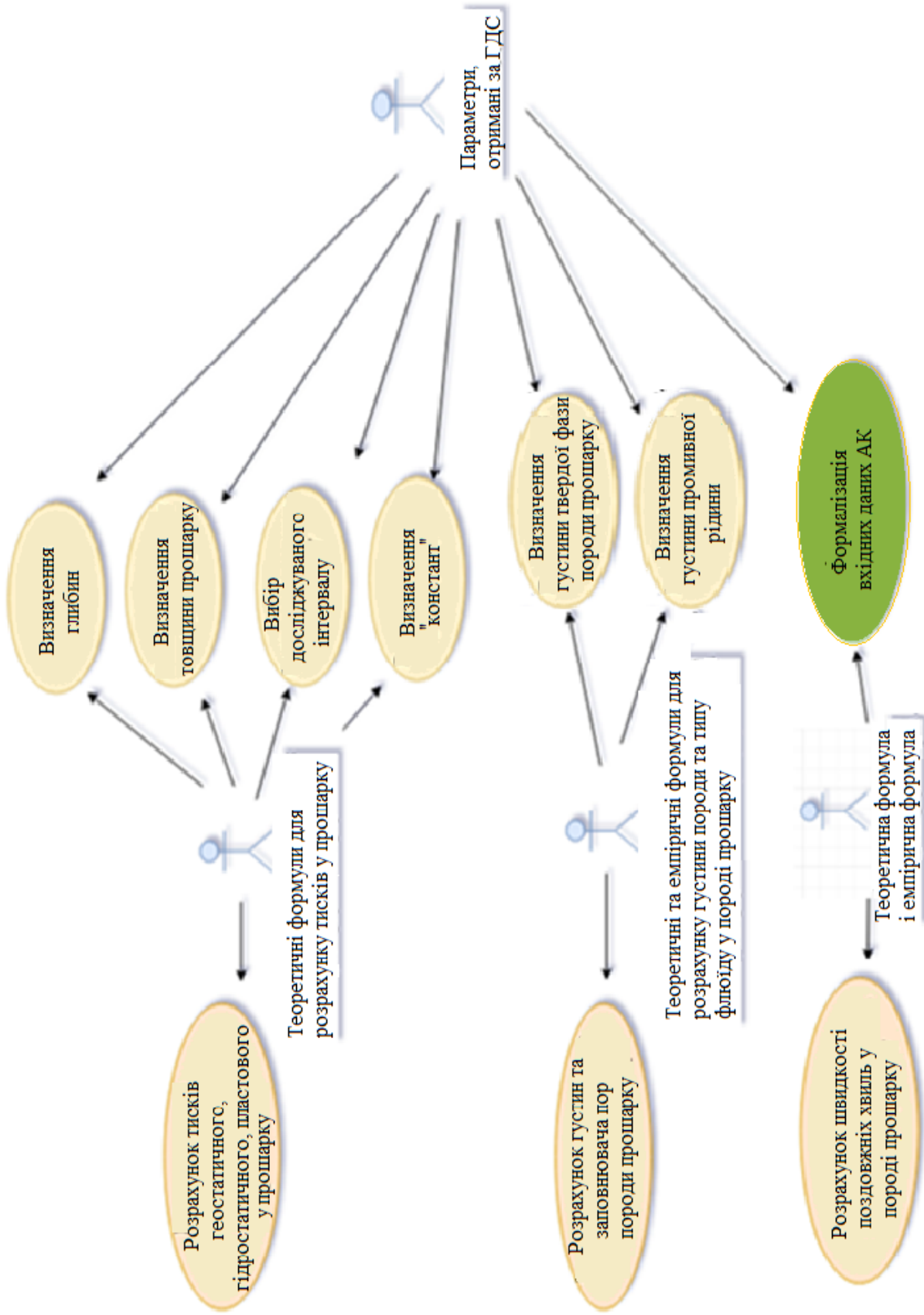


Рис. 2.3 Діаграма розрахунку необхідних параметрів для прогнозної методики

Для нашої методики на основі апроксимації дискретного числа експериментальних даних стисливості (за даними кернових досліджень по конкретній свердловині або за даними параметричної бази для досліджуваної структури/ регіону/масиву порід) будуємо емпіричну залежність для стисливості як неперервну залежність пористості від глибини, що відображає природні зміни відповідних властивостей порід. Конкретні значення стисливості у кожному окремому прошарку розбиття досліджуваного інтервалу розрізу свердловини визначаємо з використанням цієї емпіричної залежності.

Такі ж дії проводимо, щоб отримати значення модуля зсуву в кожному  $i$ -тому прошарку розрізу.

**Врахування впливу густин.** Густини твердої фази породи прошарку, заповнювача пор та об'ємну отримуємо з використанням рівняння середнього часу для густин, як це зреалізовано в рамках теорії Ф. Гассмана (див. підрозділ 1.1, формула (1.5) [Berryman, Milton, 1960; Gassmann, 1951; Mavko, Mukerji, 1995].

**Схема прогнозної методики.** Маючи представлені вище способи розрахунку необхідних для опису взаємозв'язків між різними характеристиками порід параметрів та залежностей, переходимо до побудови нашої методики.

Прогнозування в методиці виконано із залученням описаних вище проміжкових розрахунків для кожного умовного прошарку, на які розбиваємо досліджуваний розріз свердловини (див. далі), розв'язанням побудованої системи теоретичних і емпіричних співвідношень за схемою, поданою на рис. 2.5.

Щоб система теоретичних і емпіричних співвідношень мала визначений (однозначний) розв'язок [Самарский, 1989; Самойленко та ін., 2003; Скакальська, Назаревич, 2016, 2017, 2018], її доповнено умовами рівності модулів зсуву сухого і флюїдонасиченого ненавантаженого середовища [Gassmann, 1951; Mavko, Mukerji, 1995] (умовою Ф. Гассмана) та умовою рівності швидкостей поздовжніх хвиль у максимально навантажених різнонасичених породах.

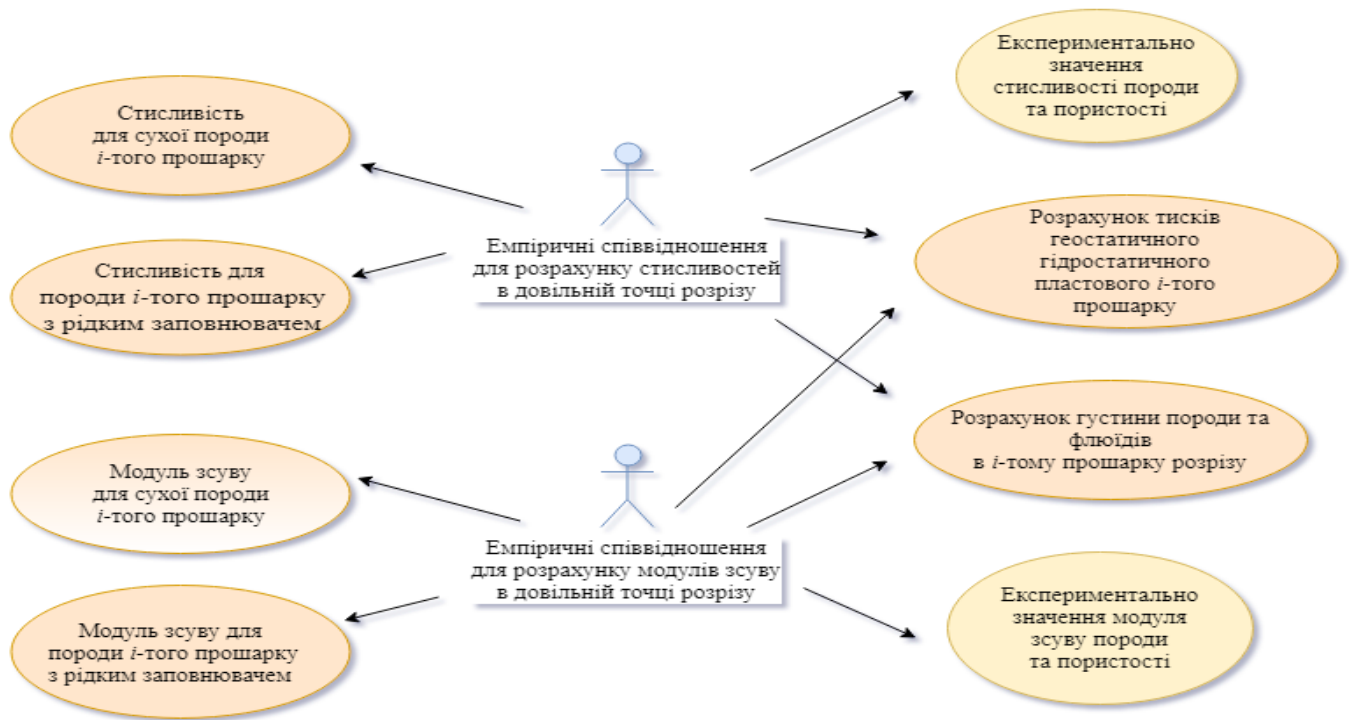


Рис. 2.4 Діаграма розрахунку пружних характеристик гірської породи прошарку у прогнозній методиці



Рис. 2.5 Діаграма варіантів прогнозування типу заповнювача пор у методиці

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.

## **2.2 Математичний апарат методики**

Для побудови методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід-колекторів у розрізах свердловин оптимальною щодо відтворення комплексу механічних властивостей реальних гірських порід вибрано фізико-математичну модель породи Т. З. Вербицького [Починайко та ін., 1985; Петкевич, Вербицкий, 1965, 1970] (див. підрозділ 1.4).

Також досліджено і використано емпіричні співвідношення для характерних фізичних та механічних властивостей порід-колекторів, для їх побудови застосовано різні статистичні методи досліджень, зокрема, МНК. Базовим для методики вибрано параметр стисливості порід  $\beta$ , який тісно пов'язаний з швидкістю поздовжньої пружної хвилі (тобто, з даними АК).

### **2.2.1 Математична модель гірської породи і визначена система співвідношень для методики**

В застосованій у методиці тонкошаруватій фізико-математичній моделі розрізу свердловини (рис. 2.6, б) реальні гірські породи розділено на  $n$  умовних прошарків (що відображає реальну будову порід розрізу свердловини (рис. 2.6, а)), відповідно до кроку за глибиною даних інтервального часу за АК.

Відповідно до описаної у підрозділі 1.4 фізико-математичної моделі гірської породи Т. З. Вербицького (рис. 2.6, в) така порода у кожному прошарку представлена як нелінійно-пружне, мікронеоднорідне (квазіоднорідне та ізотропне на мезорівні) двофазне (твердий скелет і заповнені флюїдом пори) тріщинувато-пористе тверде геологічне середовище з довільною кількістю



заповнених рідиною або газом пор та тріщин різного розміру та форм, характеристики якого відповідним чином впливають на поширення в ньому пружних хвиль.

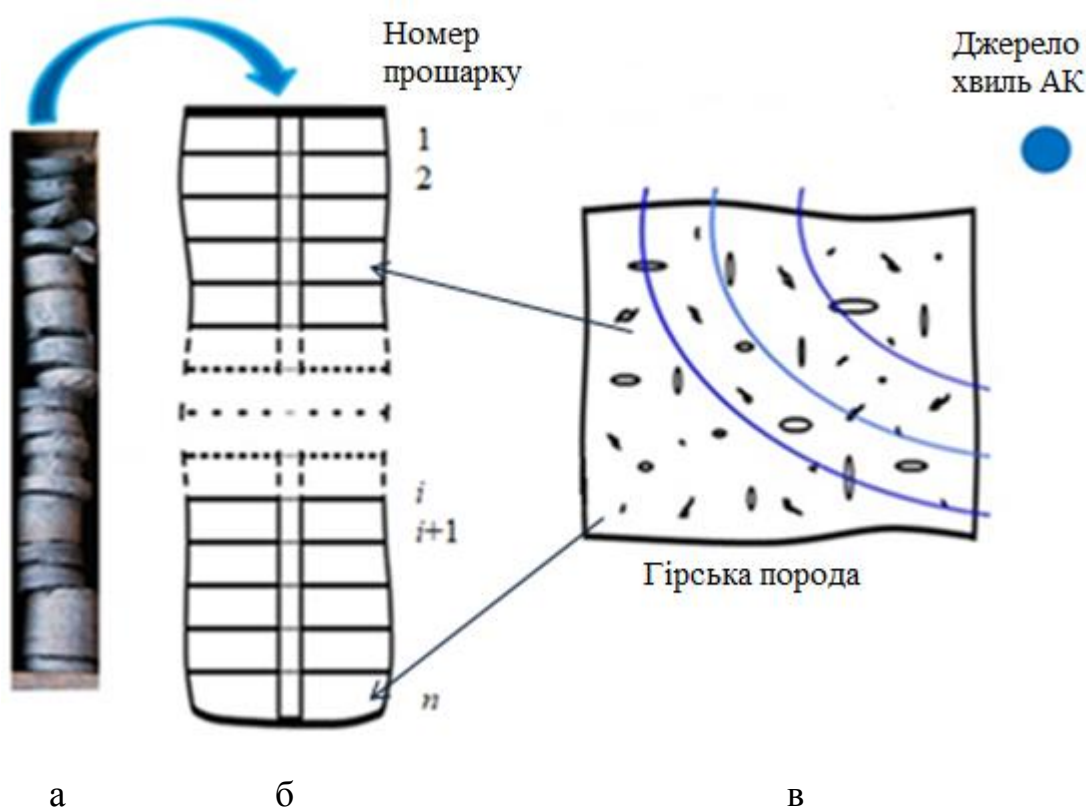


Рис. 2.6 Структура реальних гірських порід у розрізі свердловини (фото керну – Федоришина І. І., УкрДГРІ) (а), відповідна їй шарувата модель розрізу свердловини (б) і модель гірської породи (в) прошарків (пояснення в тексті)

Вхідними змінними є швидкість поздовжніх хвиль  $V_p$  за даними інтервального часу АК у кожному  $i$ -му прошарку, ряд констант та дані бази модулів стисливості і зсуву для досліджуваного масиву порід. У процесі розв'язання задачі визначається величина пористості у кожному  $i$ -му прошарку і прогнозується тип заповнювача пор за умовою мінімального відхилення між експериментально отриманою за даними АК швидкістю  $V_p^{AK}$  поздовжніх хвиль та розрахованою  $V_p$  для випадків різних заповнювачів пор порід.

**Базові співвідношення для математичної моделі гірської породи.** Для практичного використання математичної моделі породи Т. З. Вербицького у створюваній нами прогнозній методиці її теоретичні співвідношення

трансформовано до потреб методики. Детально такі математичні перетворення наведено в Додатку Б.1.

В результаті отримуємо таку робочу рекурентну формулу для практичного розрахунку модуля зсуву сухої породи в  $i$ -тому прошарку з залученням експериментальних значень модуля зсуву та стисливості для порід з рідким заповнювачем пор:

$$\mu_i^{Tg} = \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^{Tg}} + \frac{(5 - \nu^T)}{3} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_{i-1}^{Tl} - \mu_i^{Tl}) - 4 \cdot \mu_i^{Tl} \cdot \mu_{i-1}^{Tl} \cdot (\beta_i^{Tl} - \beta_{i-1}^{Tl})}{15 \cdot \mu_i^{Tl} \cdot \mu_{i-1}^{Tl}} \right]^{-1}. \quad (2.5)$$

Виконаємо ряд перетворень щоб отримати формули для розрахунку стисливостей сухих порід за значеннями їх модулів зсуву.

Для цього прирівняємо ліві частини рівнянь (Б.1.17) та (Б.1.8). Отримаємо:

$$\begin{aligned} & (\beta_{i+1}^{Tg} - \beta_i^{Tg}) \cdot \frac{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)}{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T} - \frac{3 \cdot \pi}{4 \cdot (1 - \nu^{2T})} \cdot \frac{3 \cdot (1 - \nu^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{2 \cdot (1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})} = \\ & = \left[ \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} - \frac{15 \cdot (1 - \nu^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(7 - 5 \cdot \nu^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi_{i+1}) \cdot (1 - \varphi_i)} \right] \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)}; \end{aligned} \quad (2.6)$$

Виконаємо заміну  $\beta^T \cdot \mu^T$  як у попередньому випадку. Отримуємо:

$$\begin{aligned} & \beta_{i+1}^{Tg} - \beta_i^{Tg} = \\ & = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} \right) \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T)}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} \cdot \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T})}{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)}{2 \cdot (1 + \nu^T)} - \\ & - \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T}{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{(\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})} \cdot \left[ \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} \cdot \frac{15 \cdot (1 - \nu^T)}{(7 - 5 \cdot \nu^T) \cdot \mu^T} + \frac{3 \cdot \pi}{4 \cdot (1 - \nu^{2T})} \cdot \frac{3 \cdot (1 - \nu^T)}{2} \right]; \\ & \beta_{i+1}^{Tg} - \beta_i^{Tg} = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^g} - \frac{1}{\mu_i^g} \right) \cdot \frac{15 \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (5 - \nu^T)} - \\ & - \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T}{(1 - 2 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{(\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})} \cdot \left[ \frac{15 \cdot (2 - \nu^T)}{8 \cdot (5 - \nu^T)} \cdot \frac{5}{(7 - 5 \cdot \nu^T)} + \frac{3}{4 \cdot (1 + \nu^T)} \right]; \end{aligned}$$

Нехтуємо вільним членом через його малість і отримуємо робочу формулу для розрахунку стисливості газонасиченої породи в  $i$ -тому прошарку:

$$\beta_i^{Tg} = \beta_{i+1}^{Tg} + \frac{\mu_{i+1}^{Tg} - \mu_i^{Tg}}{\mu_i^{Tg} \cdot \mu_{i+1}^{Tg}} \cdot \frac{15 \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (5 - \nu^T)}. \quad (2.7)$$

Формули (2.5) і (2.7), виведені на основі математичної моделі Т. З. Вербицького, є складовими системи співвідношень для нашої прогнозної методики.

### **2.2.2 Узагальнені емпіричні співвідношення між фізичними та колекторськими характеристиками порід**

Емпіричні співвідношення у системі рівнянь методики мають відображати отримані за результатами статистичного аналізу параметричної бази даних кернових досліджень взаємозв'язки різних фізичних властивостей реальних гірських порід як багатопараметричного геологічного середовища, мають давати можливість екстраполювати поведінку основних досліджуваних параметрів на породи відповідного родовища, покладу, регіону, враховувати вплив тиску, шаруватості і мікропористості, структури скелету і порового простору, глинистості та інших факторів.

Оскільки базовим параметром для розрахунків у нашій методиці вибрано стисливість порід  $\beta$ , дослідимо її зв'язки з іншими характеристиками порід (як сухих/газонасичених, так і насичених рідким флюїдом) і побудуємо відповідні емпіричні залежності.

З результатів кернових досліджень [Добрынин и др., 2004; Хекало, Малицький, 2005; Жуков, Моторыгин, 2017; Итенберг, 1982] відомо, що, в загальному випадку, стисливість порід є функцією, у першу чергу, пористості і діючого тиску. Для встановлення кореляційної залежності між цими параметрами і використання її в подальшому для досліджень розрізів свердловин Західного

нафтогазоносного регіону України (ЗНГР) використаємо дані відповідних кернових досліджень з параметричної бази для порід-колекторів ЗНГР (табл. 2.1).

Враховуючи встановлений (див. підрозділи 1.2 – 1.4 та [Зотова, Алиева, 1980; Итенберг, 1982]) нелінійний, у загальному, зв'язок між досліджуваними параметрами, запишемо його у такому виді:

$$\beta^{Tg(Tl)}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot f^{Tg(Tl)}(p, \varphi); \quad (2.8)$$

де  $\beta_0 = 1 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$  – базове для порід значення стисливості (коефіцієнт для приведення безрозмірних даних табл. 2.1 до реальних значень);

$f^{Tg(Tl)}(p, \varphi)$  – залежності між стисливістю, тиском і пористістю для досліджуваних порід з різним типом насичення.

Для побудови узагальнених емпіричних співвідношень для методики спочатку було визначено вид кореляційних залежностей стисливості від пористості і стисливості від тиску за результатами досліджень масиву експериментальних даних стисливості порід-колекторів з параметричної бази (у нашому прикладі – для порід ЗНГР, див. табл. 2.1 і рис. 2.7) та з урахуванням результатів досліджень інших авторів [Малицький, Федоришин, Хекало, 2006; Хекало, 2008; Хекало, Малицький, 2005].

Нами, для даних вказаної бази, у першому наближенні вибрано лінійну залежність стисливості від пористості і степеневу – від тиску [Скакальська, 2014]. Детальніший аналіз взаємозв'язків між вказаними параметрами для різних типів і підтипів порід і побудову відповідних уточнених емпіричних співвідношень наведено далі у розділі 5.

Для побудови емпіричних залежностей стисливості від пористості та тиску для насичених рідким флюїдом зразків порід було використано класичний для таких побудов метод найменших квадратів (МНК), правомірність і доцільність його застосування [Петкевич та ін., 1979; Самарский, 1989] обґрунтовується властивостями самого методу [Условия..., 2019] та статистичними характеристиками кернових даних [Грицишин, 1987; Жуланов, 2006].

Таблиця 2.1

Експериментальні значення стисливості  $\beta^{II}(\varphi_j, p_i) \cdot 10^{-11}$ , Па<sup>-1</sup>, зразків керну порід з параметричної бази для порід-колекторів ЗНГР з різною пористістю за конкретних значень тиску (за даними ЛВ УкрДГРІ)

		<i>i</i> =	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>j</i> =	<i>p<sub>i</sub></i> , МПа		0,1	1,0	2,5	5,0	10,0	20,0	40,0	80,0
	<i>φ<sub>j</sub></i> , %									
1	0,40		1,85	1,80	1,80	1,75	1,70	1,70	1,70	1,65
2	2,10		1,75	1,70	1,65	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
3	3,50		2,95	3,05	3,05	3,00	2,95	2,85	1,80	2,75
4	3,60		2,60	2,85	2,90	2,55	2,35	2,05	1,90	1,85
5	3,90		2,70	2,85	2,95	2,50	2,45	2,25	2,05	2,00
6	5,40		3,25	3,05	2,90	2,75	2,50	2,35	2,15	1,95
7	9,00		6,40	5,65	5,15	4,95	4,25	3,85	3,75	2,75
8	12,20		5,85	5,30	5,40	4,75	4,00	3,35	3,00	2,75
9	14,50		5,60	5,30	5,60	4,15	3,60	3,20	3,10	3,05
10	15,40		5,35	5,80	5,75	4,20	3,70	3,35	3,20	3,25
11	17,40		9,40	8,05	7,25	6,30	5,55	4,40	3,85	3,80
12	18,30		9,35	8,45	7,15	6,40	5,20	4,45	4,20	4,15
13	19,10		10,70	10,20	9,50	7,15	5,75	4,95	4,65	4,60
14	19,40		8,50	8,40	6,35	5,75	5,30	4,40	4,35	4,55
15	22,40		10,00	8,70	7,30	6,40	5,60	4,85	4,50	4,25

Емпірична залежність стисливості  $\beta$  від пористості  $\varphi$ . Побудову емпіричної залежності стисливості від пористості для насичених рідким флюїдом зразків порід наведено у Додатку Б.2. Для такої залежності вибрано лінійну форму, що відповідає і експериментальним даним і лінійному зв'язку напружень і деформацій, закладеному в законі Гука [Петкевич и др., 1979].

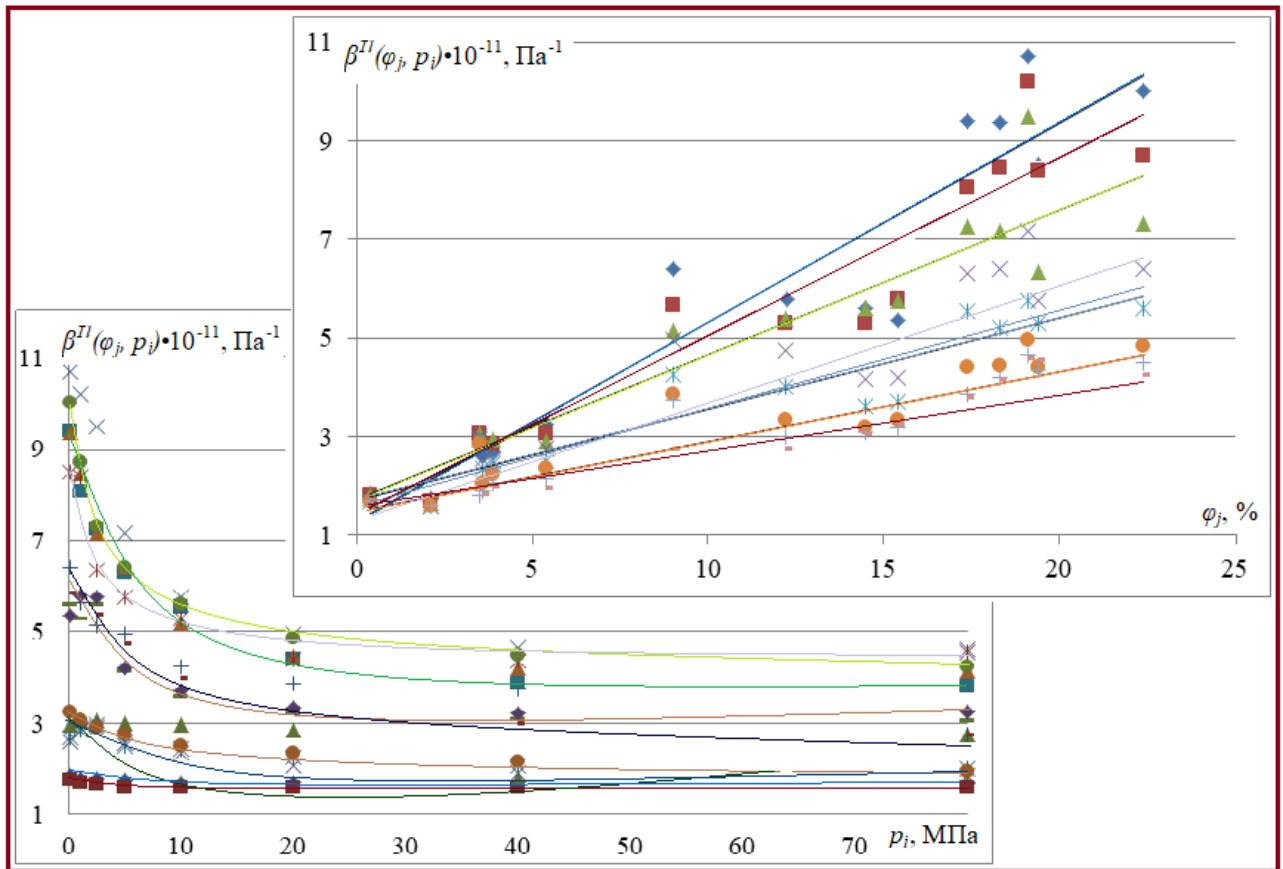


Рис. 2.7 Степенева залежність стисливості від тиску (ліворуч) та лінійна – від пористості (праворуч) для даних параметричної бази ЗНГР з табл. 2.1

У підсумку для даних загальної параметричної бази ЗНГР (див. табл. 2.1) визначено таку загальну (з урахуванням поданих у табл. Б.2.1 Додатку Б.2 даних) лінійну залежність стисливості від пористості (з довірчою ймовірністю  $r^2=0,88$ , табл. 2.2):

$$\beta^{II}(\varphi) = \beta_0 \cdot (0,236 \pm 0,105) \cdot \varphi + (1,567 \pm 0,170). \quad (2.9)$$

Емпірична залежність стисливості  $\beta$  від тиску  $p$ . При встановленні залежності стисливості від тиску бралось до уваги, що ця залежність (на відміну від такої щодо пористості) є суттєво нелінійною, про що свідчать, зокрема, графіки, наведені на рис. 2.7, тому така залежність будувалася у степеневій формі. Побудову емпіричної залежності стисливості від тиску для насичених рідким флюїдом зразків порід наведено у Додатку Б.3.

Таблиця 2.2

Порівняння величин абсолютних і відносних відхилень значень стисливості, розрахованих за нашими емпіричними залежностями з табл. Б.2.1 і за даними [Хекало, Малицький, 2005]

$p_i$ , МПа	Абсолютні відхилення $\beta_{iрозр}-\beta_{iекп}$		Відносні відхилення $I(\beta_{iрозр}-\beta_{iекп})/I\beta_{iекп}$	
	Формули з табл. Б.2.1	Формули з [Хекало, 2008]	Формули з табл. Б.2.1	Формули з [Хекало, 2008]
0,10	0,763	1,007	0,140	0,225
1,00	0,601	0,806	0,119	0,139
2,50	0,541	0,719	0,111	0,144
5,00	0,501	0,522	0,124	0,133
10,00	0,365	0,393	0,107	0,123
20,00	0,304	0,416	0,100	0,143
40,00	0,262	0,341	0,091	0,128
80,00	0,274	0,298	0,093	0,106
Усереднене значення:	<b>0,451</b>	<b>0,563</b>	<b>0,111</b>	<b>0,143</b>

У підсумку для даних загальної параметричної бази ЗНГР (див. табл. 2.1) визначено таку (з урахуванням даних у табл. Б.2.1 Додатку Б) степеневу залежність стисливості від тиску (з  $r^2=0,96$ ):

$$\beta^{TI}(p)=\beta_0 \cdot (4,924 \pm 2,3909) \cdot p^{-(0,095 \pm 0,05087)}. \quad (2.10)$$

За формулами (2.9) і (2.10) отримано значення стисливості, які також добре узгоджуються з експериментальними даними (аналогічно як для залежностей від пористості для конкретних тисків), детально ці питання розглянуто у п'ятому розділі.

Побудова узагальнених емпіричних співвідношень для методики. Враховуючи наведені вище результати з визначення виду кореляційних зв'язків між стисливістю порід, їх пористістю і діючим тиском для різнонасичених порід, узагальнений емпіричний зв'язок між цими параметрами побудовано у формі

рівняння регресії зі складовими першого і вищого 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, див. розділ 5) [Skakal's'ka, Nazarevych, 2019]:

$$\beta^{Tg(Tl)}(p_i, \varphi_j) = \beta_0 \cdot (A + C \cdot p_i + D \cdot (p_i)^S \cdot \varphi_j); \quad j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n}. \quad (2.11)$$

Формули для розрахунку за конкретними експериментальними даними коефіцієнтів  $A, C, D, S$  залежності (2.11) отримано застосуванням МНК, формули (Б.4.1)-(Б.4.4) Додатку Б.4.

В результаті застосування описаних розрахунків для зразків порід з заповненими рідким флюїдом порами параметричної бази ЗНГР (табл. 2.1) отримано таку конкретну узагальнену емпіричну залежність між стисливістю, пористістю і тиском (з оцінками коефіцієнтів за їх стандартних відхилень від середнього):

$$\beta^{Tl}(p_i, \varphi_j) = \beta_0 \cdot ((1,58 \pm 0,118) - (3,00 \pm 3,03) \cdot 10^{-3} \cdot p_i + (0,301 \pm 0,0127) \cdot p_i^{-(0,198 \pm 0,0079)} \cdot \varphi_j). \quad (2.12)$$

Побудова бази стисливостей для сухих/газонасичених порід. Прогнозування типу флюїду – заповнювача пор порід за методикою передбачає розрахунок і порівняння значень швидкостей пружних хвиль у породах для конкретних умов (тиску і пористості) для різнонасичених порід (див. підр. 2.2.3), для цього потрібні дані щодо конкретних значень густини, тиску, пористості, величин пружних модулів для таких порід. Тому постала задача побудови бази стисливостей та відповідних емпіричних залежностей також для сухих порід, для яких кернові дані відсутні.

Для розрахунку значень параметрів для такої бази застосовано спеціальні підходи і прийоми (див. наголошене вище або підр. 2.3.1), що дало можливість визначити відповідні параметри саме для тих зразків порід (як для сухих), для яких у параметричній базі даних ЗНГР (табл. 2.1) є значення стисливості за



насичення їх рідким флюїдом. Зокрема, для побудови такої бази використано виведені вище співвідношення (2.23), (2.25) та умови Ф. Гассмана для досліджуваних порід-колекторів.

Умову Ф. Гассмана про незалежність модуля зсуву ненавантаженого двофазного середовища від властивостей флюїду-порозаповнювача [Berryman, Milton, 1991; Gassmann, 1951] застосовано так:

$$\mu_1^{Tg} = \frac{\rho_{1o}^g \cdot \mu_1^{Tl}}{\rho_1^{Tl}}. \quad (2.13)$$

Умову рівності швидкостей поздовжніх хвиль у максимально навантаженому середовищі (коли для сухих/газонасичених порід тріщини закриваються під дією високого гірського тиску) [Вербицкий и др., 1985] використаємо у такому вигляді:

$$\beta_n^{Tg} = \frac{3 \cdot \rho_o^{Tl}}{\rho_o^{Tg} \cdot (3/\beta_n^{Tl} + 4 \cdot \mu_n^{Tl}) - 4 \cdot \mu_n^{Tg} \cdot \rho_o^{Tl}}. \quad (2.14)$$

Також для розв'язання системи співвідношень (2.5), (2.7), (2.13), (2.14) необхідно мати ряд констант.

Для розрахунку пружних констант твердої фази породи прошарку використовуємо наведені нижче співвідношення (2.33), (2.34) при  $\varphi = 0\%$  і відповідних значеннях тиску.

$$\mu_i^T = \frac{3}{\beta_i^T(\varphi_j, p_i)} \cdot \frac{(1 - 2 \cdot \nu_i^T)}{2 \cdot (1 + \nu_i^T)}; \quad (2.15)$$

$$\nu_i^T = \frac{3/\beta_i^T(\varphi_j, p_i) - 2\mu_i^T}{2 \cdot (3/\beta_i^T(\varphi_j, p_i) + \mu_i^T)}. \quad (2.16)$$

Також, відповідно до (1.1), для визначення густини сухих порід [Вербицкий та ін., 1985; Демидов, 1979; Ekwere, 2012; Gardner et al., 1974] (твердий скелет плюс пори) справедливо:

$$\rho_0^{Tg} = \rho^T \cdot (1 - 0,01 \cdot \varphi). \quad (2.17)$$

Стисливість твердої фази породи визначаємо за емпіричним співвідношенням для даних відповідної параметричної бази за нульової пористості, для даних ЗНГР – за нашою формулою (2.12).

Для нашого випадку (даних для ЗНГР, див. далі), для породи з густиною  $\rho=2730$  кг/м<sup>3</sup>, отримуємо для твердої матриці за максимального тиску  $p=80$  МПа величини стисливості, густини твердої фази породи за пористості  $\varphi=0,4$  %, коефіцієнт Пуассона та модуль зсуву твердої матриці породи, відповідно:

$$\beta^T = 1,569 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1};$$

$$\rho^T = 2730 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,4) = 2719,08 \text{ (кг/м}^3\text{)};$$

$$\nu^T = \frac{3 / (1,569 \cdot 10^{-11}) - 2 \cdot 32,69 \cdot 10^9}{2 \cdot (3 / (1,569 \cdot 10^{-11}) + 32,69 \cdot 10^9)} \approx 0,281;$$

$$\mu^T = \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot 0,281)}{2 \cdot 1,569 \cdot 10^{-11} \cdot (1 + 0,281)} \approx 32,69 \text{ (ГПа)}.$$

Для виведення емпіричних залежностей стисливості сухих порід від пористості і тиску за даними бази для насичених рідким флюїдом порід (для даних ЗНГР ці значення є з табл. 2.1) з використанням формул (2.5) і (2.7) та розрахованих для них констант, як показано вище, отримуємо базові таблиці модулів зсуву та коефіцієнта Пуассона для обох типів флюїду (див. розділ 5), а з їх використанням – базу стисливостей для сухих порід (табл. 2.3, рис. 2.8). Детальніше методики цих розрахунків описано і наведено у п'ятому розділі.

За даними табл. 2.3 МНК отримано емпіричні залежності для сухих порід, аналогічно, як залежності для порід, насичених рідким флюїдом:

– від пористості, від тиску та загальна

$$\beta^{Tg}(\varphi) = 1,932 + 0,683 \cdot \varphi; \quad (2.18)$$

$$\beta^{Tg}(p) = (12,789 \pm 0,785) \cdot p^{-(0,286 \pm 0,00451)}, \quad (2.19)$$

$$\beta^{Tg}(p_i, \varphi_j) = \beta_0 \cdot ((1,335 \pm 0,403) + (0,244 \pm 0,293) \cdot p_i + (1,187 \pm 0,507) \cdot p_i^{-(0,278 \pm 0,098)} \cdot \varphi_j). \quad (2.20)$$

Таблиця 2.3

Розраховані за формулою (2.20) значення стисливості  $\beta^{Tg}(\varphi_j, p_i) \cdot 10^{-11}$ , Па<sup>-1</sup> для порід-колекторів ЗНГР з газом з різною пористістю за конкретних значень тиску (за експериментальними даними для масивів порід, заповнених рідким флюїдом, див. табл. 2.1) [Скакальська, Назаревич, 2016б, Скакальська та ін., 2018в]

<i>i</i> =		1	2	3	4	5	6	7	8
<i>j</i> =	<i>p<sub>i</sub></i> , МПа	0,1	1,0	2,5	5,0	10,0	20,0	40,0	80,0
	<i>φ<sub>j</sub></i> , %								
1	0,40	2,882	2,385	2,273	2,202	2,135	2,058	1,947	1,761
2	2,10	4,973	3,782	3,416	3,091	2,826	2,594	2,364	2,084
3	3,50	5,512	5,296	4,358	3,823	3,394	3,036	2,707	2,351
4	3,60	7,029	5,390	4,425	3,875	3,435	3,068	2,732	2,370
5	3,90	7,481	5,672	4,627	4,032	3,557	3,162	2,805	2,427
6	5,40	8,971	7,080	5,636	4,816	4,166	3,636	3,173	2,713
7	9,00	13,153	10,461	8,058	6,698	5,628	4,772	4,056	3,399
8	12,20	16,700	13,466	10,211	8,370	6,928	5,782	4,841	4,009
9	14,50	19,435	15,625	11,758	9,572	7,862	6,507	5,405	4,447
10	15,40	20,447	16,471	12,363	10,043	8,227	6,791	5,625	4,618
11	17,40	22,790	18,349	13,709	11,088	9,039	7,422	6,116	4,999
12	18,30	23,743	19,194	14,314	11,559	9,405	7,706	6,336	5,171
13	19,10	24,802	19,945	14,852	11,977	9,730	7,959	6,532	5,323
14	19,40	25,132	20,227	15,054	12,134	9,852	8,054	6,606	5,380
15	22,40	28,645	23,044	17,072	13,702	11,070	9,000	7,342	5,952

Отримані емпіричні залежності далі використовуємо для розрахунку значень швидкостей пружних хвиль у кожному досліджуваному прошарку розрізу свердловини з наступним прогнозуванням типу флюїдонасичення.

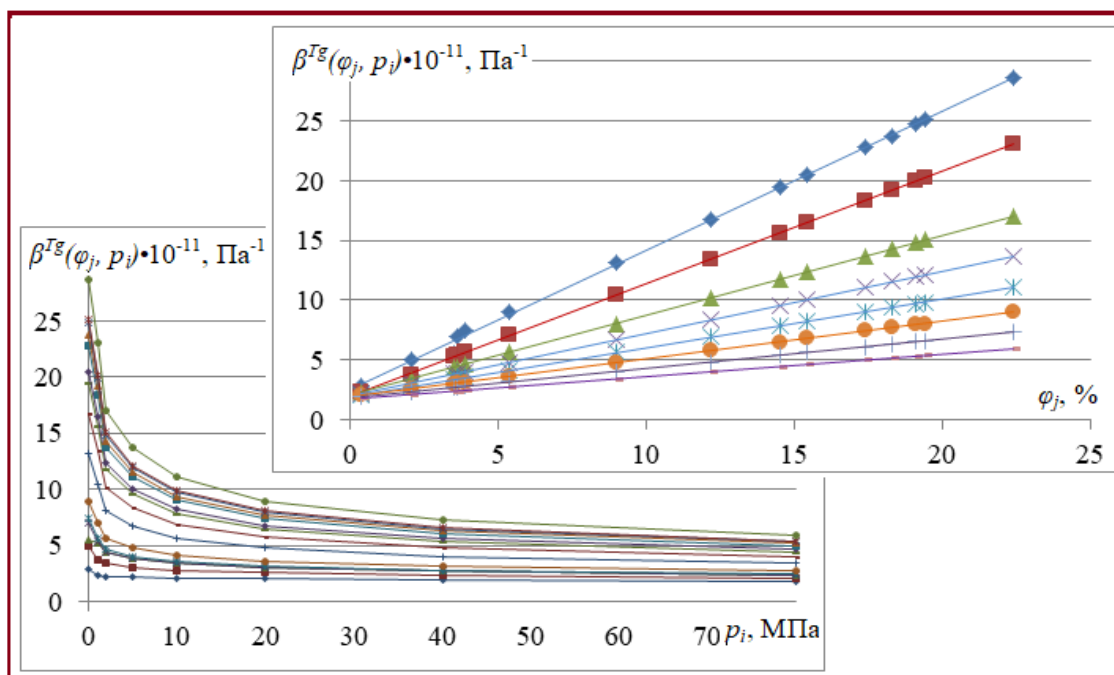


Рис. 2.8 Степенева залежність розрахованих значень стисливості від тиску (ліворуч – за формулою (2.19)) та лінійна – від пористості (праворуч – за формулою (2.18)) для сухих порід параметричної бази ЗНГР

### 2.2.3 Прогнозний функціонал для визначення типу флюїдонасичення порід

Базовий варіант методики. Алгоритм прогнозування такий:

- розраховуємо швидкості поздовжньої пружної хвилі у досліджуваному прошарку для різних типів заповнювача пор за системою співвідношень методики,

- знаходимо найближчу з них до отриманої за даними АК. Тип порового флюїду, для якого така швидкість розрахована, приймаємо за тип заповнювача пор прошарку.

Для реалізації вказаного алгоритму на основі системи теоретичних та емпіричних співвідношень методики будуємо прогнозний функціонал.

Математичний алгоритм наступний:

- з використанням даних АК (1.7) та перетворенням формули для обчислення швидкості поздовжніх хвиль у прошарку

$$V_{pi}^{Tl} = \sqrt{(3/\beta_i^{Tl} + 4\mu_i^{Tl})/3\rho_{oi}'}; i = \overline{1, n}; \quad (2.21)$$

отримуємо формулу для розрахунку модуля зсуву породи, насиченої рідким флюїдом:

$$\mu_i^{Tl} = \frac{3}{4} \cdot [(V_{pi}^{Tl})^2 \cdot \rho_{oi}' - 1/\beta_i^{Tl}]; i = \overline{1, n}. \quad (2.22)$$

При наявності значень швидкостей поперечних хвиль для прошарків розрізу, наприклад, за даними АКШ, модуль зсуву можна обчислювати так:

$$\mu_i^{Tl} = (V_{si}^{Tl})^2 \cdot \rho_{oi}'; i = \overline{1, n}. \quad (2.23)$$

- подамо формулу розрахунку швидкостей поперечних хвиль у породах, насичених рідким флюїдом, через значення швидкості поздовжніх хвиль у вигляді:

$$V_{si}^{Tl} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sqrt{(V_{pi}^{Tl})^2 - 1/\beta_i^{Tl} \cdot \rho_{oi}'}; i = \overline{1, n}. \quad (2.24)$$

- для зручності подальших викладок запишемо теоретично виведені співвідношення для розрахунку модуля зсуву, стисливості, густини сухих порід (2.13), (2.14), (2.17), (2.7), (2.5) з уніфікованими коефіцієнтами, залишимо в позначеннях лише один індекс –  $i$  (вказує номер прошарку) для спрощення викладок та записів, оскільки визначаємо один набір пружних параметрів та швидкостей для прошарку конкретного розрізу, тобто:  $\beta_i, \varphi_i, \rho_i$ . Для зручності позначення значень стисливості  $\beta_i$  у викладках введемо новий індекс  $k = \overline{n, 2}$  так, що  $i = n - k + 1$ .

$$\mu_1^{Tg} = \frac{\rho_{o1}^g \cdot \mu_1^{Tl}}{\rho_{o1}}; \quad (2.25)$$

$$\mu_{i+1}^{Tg} = \left[ \frac{1}{\mu_i^{Tg}} - \frac{5 - v_i^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_{i+1}^{Tl} - \mu_i^{Tl}) + 4\mu_i^{Tl} \mu_{i+1}^{Tl} (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl})}{15\mu_i^{Tl} \mu_{i+1}^{Tl}} \right]^{-1}, i = \overline{1, n-1}; \quad (2.26)$$

$$\beta_n^{Tg} = \frac{3 \cdot \rho_{on}^g}{\rho_{on}^g \cdot (3/\beta_n^{Tl} + 4 \cdot \mu_n^{Tl}) - 4 \cdot \mu_n^g \cdot \rho_{on}^g}; \quad (2.27)$$

$$\beta_{k-1}^{Tg} = \beta_k^{Tg} + \frac{15 \cdot (2 - \nu_k^T)}{4 \cdot (5 - \nu_k^T)} \cdot (1/\mu_{i-1}^{Tg} - 1/\mu_i^{Tg}), \quad k = \overline{n, 2}; \quad k = n - i + 1; \quad (2.28)$$

$$\rho_{oi}^g = \rho_i^T \cdot (1 - \varphi_i); \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.29)$$

Отже, для обчислення швидкостей пружних хвиль у породах з рідкими включеннями маємо формули (2.21) і (2.24), де для розрахунку  $\beta_i^{Tl}$  є емпіричне співвідношення (2.12), а значення модулів зсуву  $\mu_i^{Tl}$  визначаємо за формулами (2.22) або (2.23).

Для розрахунку стисливості порід у  $n$ -му (найглибшому) прошарку маємо відношення (2.27). У кожному вищому прошарку це буде формула (2.46). Зокрема, при  $n = 2$  з (2.28) отримуємо формулу для розрахунку стисливості у першому прошарку сухої породи:

$$\beta_1^{Tg} = \beta_2^{Tg} + \frac{15 \cdot (2 - \nu_i^T)}{4 \cdot (5 - \nu_i^T)} \cdot (1/\mu_1^{Tg} - 1/\mu_2^{Tg}). \quad (2.30)$$

- з урахуванням (2.25) і тотожності  $\rho_{o1}^g \equiv \rho_1^{Tl}$  отримаємо такі формули для розрахунку швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль для сухої породи у першому прошарку:

$$V_{p1}^{Tg} = \sqrt{\frac{1}{\rho_{o1}^{Tg} \cdot \beta_1^{Tg}} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^{Tl}}{\rho_{o1}^{Tg}}}; \quad V_{s1}^{Tg} = \sqrt{\frac{\mu_1^{Tl}}{\rho_{o1}^{Tg}}}. \quad (2.31)$$

Коли відомі величини швидкостей поперечних хвиль для порід з рідкими включеннями (результати АКШ), то для подальшого розрахунку замість формул (2.31) можна використати такі:

$$V_{p1}^{Tg} = \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^{Tg}} + \frac{4}{3} \cdot V_{s1}^{Tl}}; \quad V_{s1}^{Tg} = V_{s1}^{Tl}. \quad (2.32)$$

Усі складові для обчислень за формулами (2.30) чи (2.31) маємо.

Співвідношення (2.25) при  $i=n-1$  набуде вигляду:

$$\mu_n^{Tg} = \left[ \frac{1}{\mu_{n-1}^{Tg}} - \frac{5 - \nu_{n-1}^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_n^{Tl} - \mu_{n-1}^{Tl}) + 4\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}(\beta_n^{Tl} - \beta_{n-1}^{Tl})}{15\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}} \right]^{-1}. \quad (2.33)$$

- підставимо праві частини виразів (2.27), (2.29), (2.33) у формули для обчислення швидкостей пружних хвиль у сухих породах і отримаємо формулу для обчислення швидкостей у сухих породах найглибшого прошарку:

$$V_{pn}^{Tg} = \sqrt{\frac{3/\beta_n^{Tl} + 4 \cdot (\mu_n^{Tl} - \mu_n^{Tg})}{3 \cdot \rho_{on}} - \frac{4 \cdot \mu_n^{Tg} \cdot \varphi_n \cdot \rho_n^{Tl}}{3 \cdot \rho_{on} \cdot \rho_{on}^g} + \frac{4}{3 \cdot \rho_{on}^g} \left[ \frac{1}{\mu_{n-1}^{Tg}} - \frac{5 - \nu_{n-1}^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_n^{Tl} - \mu_{n-1}^{Tl}) + 4\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}(\beta_n^{Tl} - \beta_{n-1}^{Tl})}{15\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}} \right]}; \quad (2.34)$$

$$V_{sn}^{Tg} = \sqrt{\frac{1}{\rho_n^T \cdot (1 - \varphi_n)} \left[ \frac{1}{\mu_{n-1}^{Tg}} - \frac{5 - \nu_{n-1}^T}{3} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_n^{Tl} - \mu_{n-1}^{Tl}) + 4\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}(\beta_n^{Tl} - \beta_{n-1}^{Tl})}{15\mu_{n-1}^{Tl}\mu_n^{Tl}} \right]}. \quad (2.35)$$

- для довільного прошарку розрізу (між першим і найглибшим, n-им) швидкості обчислюються за формулами:

$$V_{pi}^{Tg} = \sqrt{\frac{\rho_{oi}^g \cdot (3/\beta_{n-k+1}^{Tl} + 4 \cdot \mu_i^{Tl}) - 4 \cdot \mu_i^{Tg} \cdot \rho_i^{Tl}}{3 \cdot \rho_{oi}^g \cdot \rho_i^{Tl}} + \frac{4}{3\rho_{oi}^g} \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^{Tg}} - \frac{5 - \nu_i^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_i^{Tl} - \mu_{i-1}^{Tl}) + 4\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}(\beta_{n-k+2}^{Tl} - \beta_{n-k+1}^{Tl})}{15\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}} \right]}; \quad (2.36)$$

$$V_{si}^{Tg} = \sqrt{1/\rho_{oi}^g \cdot \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^{Tg}} - \frac{5 - \nu_i^T}{3} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_i^{Tl} - \mu_{i-1}^{Tl}) + 4\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}(\beta_{n-k+2}^{Tl} - \beta_{n-k+1}^{Tl})}{15\mu_{i-1}^{Tl}\mu_i^{Tl}} \right]}; \quad i = \overline{2, n-1}; \quad k = \overline{n-1, 2}. \quad (2.37)$$

- для оцінки типу флюїдонасичення за методикою прогнозний функціонал, який є основним пошуковим засобом для розрізнення типу флюїду (газу, нафти й води) в порах порід, отримуємо таким:

$$F = \min_{\varphi_{j\min} \leq \varphi_j \leq \varphi_{j\max}} \{F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6\}, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m}; \quad (2.38)$$

де

$$F_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^{Tg}} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^{Tl}}{\rho_{o1}}} - V_1^{AK} \right|, \quad i = 1;$$

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

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

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

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

Тут  $F_1, \dots, F_4$  – модулі відхилень значень швидкостей поздовжньої хвилі експериментальних, отриманих за АК, від величин швидкостей поздовжніх хвиль для різнонасичених порід, розрахованих за вхідними експериментальними значеннями пружних модулів стисливості та зсуву у відповідному прошарку засобами прогновної методики;  $F_5, F_6$  – функції розрізнення нафти й води у порах породи за параметром стисливості або за густиною флюїду.

Отже, практична реалізація першої частини алгоритму прогнозування нафтогазоводонасиченості порід розрізу свердловини проводиться за швидкісним критерієм і полягає у знаходженні мінімального серед модулів  $F_1, \dots, F_4$  функціоналу (2.38), тобто за мінімальною різницею між величиною швидкості, обчисленої для варіантів з різним типом заповнювача пор за теоретичними та емпіричними залежностями і фактичним значенням швидкості поздовжньої хвилі за АК, для кожного з досліджуваних прошарків цього розрізу. Уточнене визначення типу рідкого заповнювача (нафти чи води) в порах породи-колектора в методиці проводиться за формулами  $F_5, F_6$  – за стисливістю породи чи густиною заповнювача пор, для цього розраховані за додатковими способами (див. нижче) значення стисливості породи порівнюються з такими для заповнених водою і нафтою порід, а визначені густини флюїду порівнюються з характерними для досліджуваних територій густинами пластової води і нафти.



## 2.2.4 Способи розрізнення нафти і води в порах порід розрізу

Розглянемо детальніше реалізовані у наведеному вище повному прогнозованому функціоналі способи визначення типу заповнювача пор порід-колекторів розрізів свердловин за значеннями стисливості порід або густини заповнювача пор, які на практиці дають змогу додатково підтверджувати прогноз для кондиційних колекторів з  $\varphi > 10\%$ , з урахуванням реальної варіативності характеристик порід і наявності певних апаратурно-методичних похибок у даних АК, і також більш надійно, з ймовірністю більше 90 %, прогнозувати тип флюїду у малопористих колекторах (з  $\varphi=6-10\%$ ), у тому числі, у сланцевих (з  $\varphi=5-7\%$ ).

Розрізнення типу заповнювача пор за стисливістю породи. Фізичною основою способу є суттєва відмінність між стисливістю нафт і води ( $\beta_{oil}=7\div 15\times 10^{-10}\text{ Па}^{-1}$ ,  $\beta_{water}=3,7\div 5\times 10^{-10}\text{ Па}^{-1}$ ), що отримано в лабораторних умовах, при  $T=20^\circ\text{C}$  [Фізика..., 2020]. Ці відмінності ще виразніші у реальних пластових умовах, де стисливість нафт сягає  $140\times 10^{-10}\text{ Па}^{-1}$ , оскільки там вищі температури (температурний коефіцієнт для  $\beta$  становить  $(0,2\pm 0,05)\times 10^{-10}\text{ Па}^{-1}/^\circ\text{C}$  [Фізика..., 2020]) і у нафті завжди помітно присутній підвищено розчинений (за діючого на глибині тиску) газ чи газоконденсат. Вказані відмінності чітко відображаються в залежностях стисливості різнонасичених порід від їх пористості (рис. 2.9).

За усередненими значеннями швидкостей поздовжніх хвиль у зразках порід ЗНГР за умов насичення їх водою, нафтою чи газом було обчислено величини стисливості для відповідних значень пористості досліджуваних зразків. На рис. 2.9, зліва внизу, показано зміну з ростом пористості значень стисливості, розрахованих за формулами (2.7), (2.8), застосованими у методиці для різнонасичених порід.

Щоб мати чітку порівняльну картину поведінки стисливості різнонасичених порід зі зміною пористості, розраховані значення стисливості для кожного типу заповнювача пор екстрапольовано лінійною залежністю і за отриманими формулами побудовано відповідні графіки. На рис. 2.9, справа вверху, для параметричної бази ЗНГР такі обчислення виконано за емпіричними

залежностями (2.12), (2.20), показано поведінку таких значень з ростом пористості, спростерігається збільшення відхилень між лініями значень параметра для різних типів флюїду.

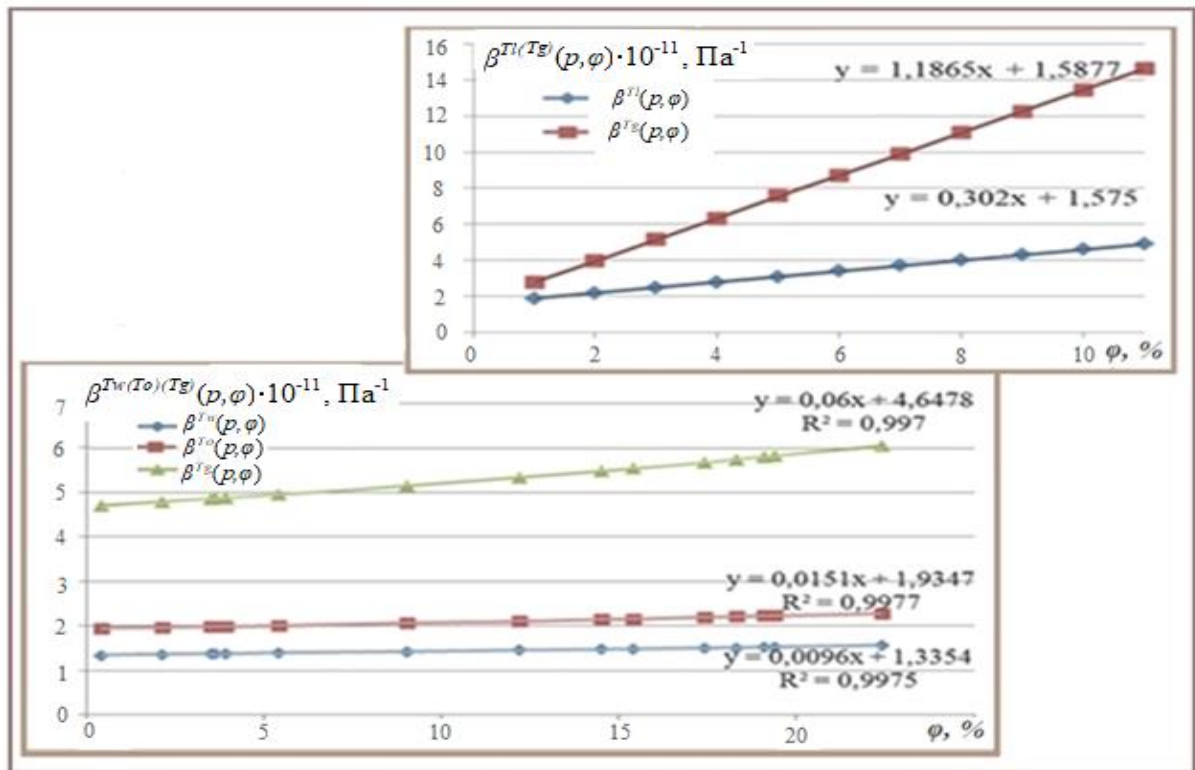


Рис. 2.9 Залежності усереднених величин стисливості від пористості і типу порового флюїду, обчислені за емпіричними співвідношеннями для параметричної бази порід ЗНГР (праворуч) і побудовані за усередненими значеннями розрахованих швидкостей поздовжніх хвиль у породах-колекторах ЗНГР для різних флюїдів (ліворуч)

Також, з використанням результатів прогнозування за методикою нафтогазоводонасиченості порід у розрізах ряду свердловин структур Західного НГР (викладено у третьому розділі роботи) проведено оцінку експериментальних значень стисливості для порід з різним заповнювачем пор. Зокрема, для вапняків глинистих вздовж розрізу свердловини 3-Буцацька значення стисливості змінюються в таких межах:

- для водонасичених порід –  $\beta^{Tw} = (1,36 \leq 1,58 \leq 1,75) \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ ;
- для нафтонасичених –  $\beta^{To} = (2,15 \leq 2,21 \leq 2,32) \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ ;
- для газонасичених –  $\beta^{Tg} = (3,04 \leq 5,1 \leq 17,03) \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ .

Встановлено [Скакальська, Назаревич, 2018б, в] для тестованих порід що, до прикладу, за  $p=10$  МПа та  $\varphi=11$  %:

- середні значення стисливості для вапняків глинистих різняться для  $\beta^{To}/\beta^{Tw}$  у  $\approx 1,4$  рази; для  $\beta^{Tg}/\beta^{To}$  – у 2,31рази;  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$  – у 3,23 рази;

- значення стисливості для пісковиків різняться для  $\beta^{To}/\beta^{Tw}$  в 1,46 рази; для  $\beta^{Tg}/\beta^{To}$  – у 2,52 рази;  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$  – у 3,6 рази.

Відмінності між величинами спрогнозованих за методикою стисливостей різнонасичених зразків пісковиків і вапняків занесено до табл. 2.4 [Скакальська, Назаревич, 2018б; Скакальська та ін., 2018в].

Таблиця 2.4

Порівняння розрахованих за методикою величин стисливості для різнонасичених зразків пісковиків ЗНГР і глинистих вапняків розрізу свердловини 3-Бучацька

Зразок породи $\varphi=11$ %; $p=10$ МПа	$\beta^{To}/\beta^{Tw}$	$\beta^{Tg}/\beta^{To}$	$\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$
Пісковик	1,46	2,52	3,68
Вапняк глинистий	1,40	2,31	3,23

Різниця між  $\beta^{To}/\beta^{Tw}$  і  $\beta^{To}/\beta^{Tw}$  для вапняків глинистих і пісковиків – 0,06 (~4 %);  $\beta^{Tg}/\beta^{To}$  і  $\beta^{Tg}/\beta^{To}$  – відповідно 0,21(~9 %) і  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$  і  $\beta^{Tg}/\beta^{Tw}$  – 0,37(~11 %).

Тобто, в усіх випадках відхилення між значеннями стисливості різнонасичених зразків порід є чіткими, 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.

Спосіб розрізнення типу заповнювача пор породи за його густиною. Густина гірських порід залежить від їх генезису, мінерального складу, пористості, типу заповнювача пор, ступеню метаморфізму, від температури і тиску при заляганні на значних глибинах, в товщі земної кори. Густина нафтонасичених порід завжди менша густини цих порід у максимально вологому стані, оскільки густина води більша за густину нафти.

Дослідженнями виявлено, що густини більшості гірських порід знаходяться у межах  $1,6 \cdot 10^3 \div 3,5 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> (для осадових, магматичних, метаморфічних порід) [Воларович, 1978; Куровець, 2010; Скакальська, Назаревич, 2016а, б]. Мінерали, які є складовими твердої фази порід, за густиною розділяють на три групи: важкі ( $> 4 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>), середньої густини ( $2,5 \div 4,0 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>) і малої густини ( $< 2,5 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>). Для більшості мінералів – це  $2,5 \cdot 10^3 \div 3,5 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>.

Заповнювачами пор порід є нафта, вода, газ чи їх суміші. Нафта є сумішню складної групи рідких, газоподібних і твердих вуглеводнів, інших домішок (азоту, кисню і сірки). За властивостями вона набагато легша від води і, практично, в ній не розчиняється. Європейські оцінки нафт за властивостями густини такі: найбільш якісна, зручна для обробки, легка ( $0,65 \cdot 10^3 \div 0,87 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>); далі – середня ( $0,871 \cdot 10^3 \div 0,910 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>) і важка ( $0,910 \cdot 10^3 \div 1,05 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>) [Енциклопедія..., 2017; Новиков, Хамулин, 2008; Федорів, 2018].

Розподіл нафт за густиною (за різними класифікаціями) наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Розподіл нафт за густиною (за різними класифікаціями)

Різновид нафти	Густина, кг/м <sup>3</sup>				
	США	Європа	Україна-геол.	Україна-переробка	Росія
Легка	800-839	650-870	850	550-828	820-860
Середня	840-879	871-910	850-950	828-884	860-900
Важка	880-920	910-1050	≥950	≥885	900-950
Дуже важка	921-965				

Густина сирої нафти залежить від температури і тиску, за яких вона формується. В більшості осадових басейнів із збільшенням глибини нафта стає легшою [Енциклопедія..., 2017]. Підвищення температури також спричиняє зменшення її густини. В пластових умовах густина звичайної нафти (газоконденсату) – переважно в межах  $650-850$  кг/м<sup>3</sup>. На територіях Західного НГР важких нафт не виявлено. Також в пластових умовах густина нафти, як

правило, на 6-15 % менша за густину дегазованої нафти, оскільки при діючих на глибинах тисках і температурах в 1 м<sup>3</sup> нафти може бути розчинено до 400 м<sup>3</sup> газів [Федорів, 2018], що робить вибрані межі густини нафти достовірними. Значно легшим від нафти є газ.

Спосіб таких визначень і розрізень типу флюїду за його густиною, на основі математичного апарату прогнозу методик, розроблено з використанням, з одного боку, зв'язку між загальною об'ємною густиною  $\rho_o$  (отриманою розрахунково, з урахуванням геостатичного і пластового тисків) та густиною твердої фази породи, її пористістю і густиною рідини, що насичує пори, який виражається рівнянням середнього часу для густин (1.5).

З другого боку, за експериментальними значеннями пористості, даними параметричної бази, значеннями густин рідкого заповнювача пор і твердої компоненти породи, за даними кернових досліджень для конкретних свердловин у методиці розраховуємо об'ємні густини для кожного зі зразків порід  $i$ -го прошарку і за ними будуємо емпіричну залежність об'ємної густини від пористості, щоб отримати такі значення густини ( $\rho_{tr}$ ) в кожному  $i$ -му прошарку.

У роботі досліджено зміни густин зразків різнонасичених порід ЗНГР з ростом пористості (табл. 2.6, 2.7, рис. 2.10).

Порядки, на які різняться величини густин для нафти, води чи газу дозволяють провести таке розрізнення, щораз виразніше з ростом пористості, оскільки наявні чіткі відмінності між густинами нафто- і водонасичених, нафто- чи водонасичених і газонасичених прошарків за однакових значень інших параметрів. Густинні константи для твердої й рідкої компонент породи вибрано з літературних джерел [Ивакин и др., 1978; Федорів, 2018] або розраховано на основі експериментальних даних у кожному окремому випадку.

Точність розрахунку густини залежить від багатьох кроків – від каротажного обладнання і – до точності програмного забезпечення. По числах третьої колонки табл. 2.7 бачимо, що побудовані у методиці розрахункові формули для обчислення густин сухих і різнонасичених порід дають добре узгодження.

Таблиця 2.6

Величини об'ємних густин, розрахованих у прогнозній методиці для різнонасичених порід ЗНГР. Отримано за рівнянням середнього часу для густин

Флюїд пор:	вода	нафта	газ	суха пор
$\varphi, \%$	$\rho_o' = \rho^T(1-\varphi) + \rho^l \cdot \varphi$			$\rho_o^{id} = \rho^T \cdot (1-\varphi)$
0,40	2623,480	2622,920	2619,483	2619,480
2,10	2595,770	2592,830	2574,785	2574,770
3,50	2572,950	2568,050	2537,975	2537,950
...	...	...	...	...
19,10	2318,670	2291,930	2127,807	2127,670
19,40	2313,780	2286,620	2119,919	2119,780
22,40	2264,880	2233,520	2041,041	2040,880
	$\rho_o^{ow}(\varphi) = -16,3 \cdot \varphi + 2630$	$\rho_o^{ox}(\varphi) = -17,7 \cdot \varphi + 2630$	$\rho_o^{og}(\varphi) = -26,3 \cdot \varphi + 2630$	

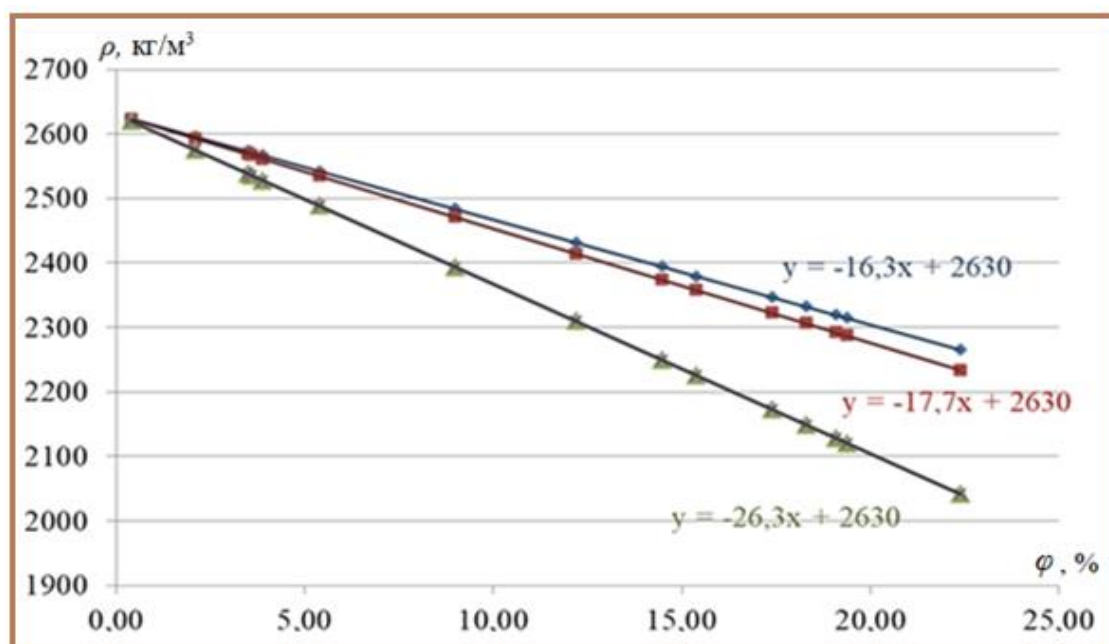


Рис. 2.10 Зміна усереднених значень об'ємних густин для різнонасичених порід ЗНГР, за даними УкрДГРІ, з ростом пористості. Синім – заповнювач пор – вода; червоним – нафта (газоконденсат); зеленим – газ

Таблиця 2.7

Зміна величин відносних відхилень між значеннями об'ємних густин, розрахованих для різнонасичених порід ЗНГР з ростом пористості

$\varphi, \%$	$\Delta(\rho_o^w - \rho_o^o) / \rho_o^w$	$\Delta(\rho_o^o - \rho_o^g) / \rho_o^o$	$\Delta(\rho^d - \rho_o^g) / \rho_o^g$
0,40	0,021	0,131	0,00011
2,10	0,113	0,696	0,00058
3,50	0,190	1,171	0,00099
...	...	...	...
19,10	1,153	7,161	0,00644
19,40	1,174	7,290	0,00656
22,40	1,385	8,618	0,00787
Середнє відносне відхилення, %	0,656	4,067	0,004

Результати визначення типу заповнювача пор породи за густиною проілюструємо на прикладі прогнозу типу флюїду-заповнювача для прошарків з водою інтервалів глибин 182,4÷182,8 м та 195,6÷195,8 м розрізу свердловини 3-Бучацька (табл. 2.8, 2.9) (каротаж проведено з кроком 0,2 м).

Для визначення густин флюїдів – заповнювачів пор використано об'ємні густини порід цих прошарків (2503,5, 2533,6 і 2527,2 кг/м<sup>3</sup>, третій стовпець табл. 2.9), обчислені за кореляційними співвідношеннями для експериментальних значень пористості та густини та обчислені за рівнянням середнього часу (2507,4, 2450,5 і 2440,6 кг/м<sup>3</sup>, п'ятий стовпець табл. 2.9). Відповідно до значень пористості порід прошарків обчислено густини пластового флюїду: 968, 963 і 962 кг/м<sup>3</sup> (четвертий стовпець табл. 2.9).

У таблицях подано обчислені за методикою значення пористості в %: 10,38; 8,63 і 9,00. Густина твердої фази породи для цього інтервалу розрізу 2682 кг/м<sup>3</sup>. Густина води – 1000 кг/м<sup>3</sup> і вище, пластової нафти родовищ ЗНГР – 600÷850 кг/м<sup>3</sup>.

Порівнянням густин флюїдів-заповнювачів пор отримано прогнозний

розрахунок, правильність його підтверджують величини відносних відхилень розрахованого значення густини флюїду від експериментального (числа шостого стовпця табл. 2.9).

Таблиця 2.8

Спрогнозовані величини швидкостей поздовжніх хвиль, параметра  $V_s/V_p$  і типу заповнювача пор для прошарків свердловини 3-Бучацька

$H$ , м	$\varphi$ , %	$V_s/V_p$	$V_p$ , м/с	$\rho_{tr}^{\text{пластова}}$ , кг/м <sup>3</sup>	Заповнювач:
182,4	10,38	0,40	3897,68	2503,5	вода
182,6	8,63	0,42	3991,66	2533,6	вода
195,6	9,00	0,42	3974,72	2527,2	вода

Таблиця 2.9

Результати розрахунку за теоретико-емпіричною методикою об'ємної густини порід та густини прогнозного флюїду (води) у прошарках свердловини 3-Бучацька

Розраховано за теоретико-емпіричною методикою для прошарків з заповнювачем пор – водою ( $\rho^l=1000$ кг/м <sup>3</sup> ) і густиною твердої фази породи $\rho^T=2682$ кг/м <sup>3</sup>					Відхилення розрахованого значення густини рідини від експериментального
Прошарок	$\varphi$	$\rho_{tr}^{\text{пластова}}$	$\rho^w$	$\rho_o$	$\rho^l - \rho^w$
м	%	кг/м <sup>3</sup>			%
182,4	10,38	2503,5	968	2507,4	3,2
182,6	8,63	2533,6	963	2450,5	3,7
195,6	9,00	2527,2	962	2440,6	3,8
У середньому:					<b>3,57</b>

Для середнього значення пористості по цих прошарках, рівному 9,34 %, усереднене значення об'ємної густини породи рівне 2466 кг/м<sup>3</sup> і густини флюїду, рівне 964 кг/м<sup>3</sup>, яке з ймовірністю 96,43 % вказує на воду – заповнювача пор цих прошарків породи [Скакальська, Назаревич, 2017]. Тестування такого розрізнення засобами прогносної методики на реальних даних (див. табл. 2.12) показало



відхилення розрахованої густини флюїду від експериментального значення у межах  $3 \div 8$  % (в середньому 5,5-5,6 % [Білецький, 2006]).

Результати розрахунку густин флюїдів пластів було порівняно з даними імпульсного нейтронного каротажу як найточнішого, на сьогодні, у розрізненні води та нафти у пласті [Крупський, 2020; Розловська, 2014; Скакальська, Назаревич, 2016]. Практично, похибки є менші 6 %.

Окрім того, виокремимо, що поріг дискримінації по густині є  $925 \text{ кг/м}^3$  (середина між «важчим» краєм густин нафт Прикарпаття ( $850 \text{ кг/м}^3$ ) і прісною водою ( $1000 \text{ кг/м}^3$ )). Зона розкиду для порогу (при неточності пористості  $\pm 5$  %)  $\pm 46,25 \text{ кг/м}^3$ . Верхня межа порогу -  $971,25 \text{ кг/м}^3$ . Тобто, наші густини вже трохи нижчі верхньої межі порогу – в зоні певної невизначеності. Це, - якщо рахувати за лабораторними даними. Якщо врахувати мінімальну поправку на пластові умови -6 % (за рахунок вищої температури і розчиненого газу), то поріг дискримінації буде  $1000 - (1000 - 850 \cdot 0,94) / 2 = 900 \pm 45 \text{ кг/м}^3$ . Тобто весь флюїд з густиною, більшою  $950 \text{ кг/м}^3$  є гарантовано водою (для умов Прикарпаття).

Тоді наші густини з табл. 2.7 вже помітно вищі верхньої межі розкиду порогу – впевнено в зоні густини води. Вода в природі і в каротажних випробуваннях має домішки солей та ін., і відповідно, густину від  $1000 \text{ кг/м}^3$  і більше. Отже, розрізнення нафти і води за густиною флюїду не просто можливе, воно є дуже чітке.

### **2.3 Комп'ютерна реалізація методики**

Для реалізації створеної методики розроблено відповідне програмне забезпечення, за допомогою якого виконують розрахунки повного набору пружних характеристик та типу флюїдонасичення порід розрізу, окремо для кожного умовного прошарку. Ці, основні для методики, обчислення зреалізовано у середовищі *Fortran*. Ряд інших розрахунків, зокрема, встановлення емпіричних співвідношень між різними параметрами для конкретних типів і підтипів порід, аналіз різних статистичних характеристик вхідних даних, проміжкових та

кінцевих результатів, графічне представлення цих результатів виконано у середовищі *Excel*. Програмне середовище *Fortran* (*Fortran-2008*) [Ажкрофт и др., 1990; Бартенъев, 2000] вибрано для реалізації методики через можливість ефективно виконувати у ньому необхідні складні математичні ітераційні розрахунки. Таблиці *Excel* (*Excel 2013*) [Уокенбах, 2017, 2019] дають можливість зручно працювати з вхідними даними і результатами в інтерактивному режимі – виконувати дрібні розрахунки, візуалізувати варіанти результатів обчислень, замінювати, комбінувати різні набори даних і результатів, модифікувати чи апроксимувати їх, знаходити для них кореляційні співвідношення.

### 2.3.1 Алгоритм реалізації методики

Загальний алгоритм реалізації методики передбачає підготовку вхідних даних, проведення необхідних обчислень, візуалізацію та аналіз отриманих результатів.

**Базовий варіант методики.** Перед початком прогнозного розрахунку готуються вхідні дані. Насамперед, задається параметрична база для досліджуваного регіону – нормовані експериментальні значення модулів стисливості та зсуву для флюїдонасичених порід досліджуваного регіону з характерними значеннями пористості для різних тисків (глибин залягання порід). Загальним для розрахунків є набір констант (табл. 2.10). Дані АК (інтервальний час / швидкість поздовжніх хвиль у породі, густина промивної рідини) отримують оцифруванням графіка інтервального часу (з каротажної діаграми) програмними засобами (Opium, WinDIG 2.5) або вибіркою значень цього часу з *las*-файлу (рис. 2.11, а). Вхідні дані швидкості, глибини (рис. 2.11, б), їх кількостей (відповідно до кількості прошарків  $n$ ), дані табл. 2.10 зберігаються у текстових файлах і зчитуються основною *Fortran*-програмою.

Наступним кроком є визначення коефіцієнтів емпіричних залежностей від пористості та тиску для стисливості і модуля зсуву насиченої рідиною і сухої породи.

Таблиця 2.10

Параметри геологічного розрізу свердловини для використання у програмі

Назва параметра
Досліджуваний інтервал свердловини, м
Значення інтервального часу АК в інтервалі свердловини, мкс/м
Кількість значень інтервального часу для окремого дослідження
Товщина досліджуваного прошарку породи, м
Стисливість породи, Па <sup>-1</sup>
Густина твердої фази, кг/м <sup>3</sup>
Коефіцієнт Пуассона
Швидкість поздовжніх хвиль у твердій фазі породи та у флюїді, м/с

GZ4 Ohmm : GRADIENT BORE OF LENGTH 4.25 M	4.200	4.400	4.600	4.800	5.000	5.200	5.400	5.600
GZ3 Ohmm : GRADIENT BORE OF LENGTH 2.25 M	5.800	6.000	6.200	6.400	6.600	6.800	7.000	7.200
GZ2 Ohmm : GRADIENT BORE OF LENGTH 1.05 M	7.400	7.600	7.800	8.000	8.200	8.400	8.600	8.800
GZ1 Ohmm : GRADIENT BORE OF LENGTH 0.45 M	9.000	9.200	9.400	9.600	9.800	10.000	10.200	10.400
GK : GAMMA RAYS	10.600	10.800	11.000	11.200	11.400	11.600	11.800	12.000
DT : ACOUSTIC dT	12.200	12.400	12.600	12.800	13.000	13.200	13.400	13.600
DS .m : BOREHOLE DIAMETER	13.800	14.000	14.200	14.400	14.600	14.800	15.000	15.200
DN :	15.400	15.600	15.800	16.000	16.200	16.400	16.600	16.800
BK Ohmm : LATERAL LOG BORE	17.000	17.200	17.400	17.600	17.800	18.000	18.200	18.400
-Parameter Information	18.600	18.800	19.000	19.200	19.400	19.600	19.800	20.000
#	20.200	20.400	20.600	20.800	21.000	21.200	21.400	21.600
#NIEM UNIT VALUE PARAMETER DESCRIPTION	21.800	22.000	22.200	22.400	22.600	22.800	23.000	23.200
#	23.400	23.600	23.800	24.000	24.200	24.400	24.600	24.800
EKB M 350 : Elevation Kelly Bushing	25.000	25.200	25.400	25.600	25.800	26.000	26.200	26.400
TDL M -9999 : Total Depth-Logger	26.600	26.800	27.000	27.200	27.400	27.600	27.800	28.000
RMF OHMM -9999 : Mud Filtrate Resistivity	28.200	28.400	28.600	28.800	29.000	29.200	29.400	29.600
MFST DEGC -9999 : Mud Filtrate Sample Temperature	29.800	30.000	30.200	30.400	30.600	30.800	31.000	31.200
BS MM -9999 : Bit Size	31.400	31.600	31.800	32.000	32.200	32.400	32.600	32.800
BHT DEGC -9999 : Bottom Hole Temp (Max Temp)								
AVST DEGC 9999 : Average Surface Temperature								
DFL G/S3 1.12 : Drilling Fluid Density								
-Other Information								
#								
This file has been produced by the DBMCRV32 DLL version 2.3.								
All Right Reserved								
(C) 1998-2002 by Glushkov Institute of Cybernetics, dep #145.								
GeoPoisk customer service: GeoPoisk@ukz.net, www.GeoPoisk.com								
#								
# Depth TMP T2 T1 PZ PS PM2 PM1	4873.534647	685123.845259	125400.735551	275124.295259	12			
# OGZ NGK MPZ MGZ MDS MBK IRL IKR	5123.404440	794874.365258	654757.924501	285035.585732	58			
	5431.005083	555182.295494	635480.655328	985333.395464	15			
	5374.785244	425412.315481	165379.275344	165525.935314	40			
	5342.715432	515397.245420	385409.795406	785520.175326	06			
	5341.715452	385482.705333	875371.325343	685426.445365	38			
	5306.625352	555279.165288	775385.755392	735417.855427	97			
	5368.355300	345404.275439	135311.975382	745438.635464	69			
	5452.895310	035366.365422	915373.314809	875095.135640	09			
	5388.745496	715412.815359	435437.095439	635324.615395	72			
	5299.395229	335327.545318	275407.775385	235232.155371	32			
	5335.355357	975307.125292	635356.965242	055354.015369	33			
	5315.845324	615362.915312	935355.505298	415327.545316	80			
	5385.235345	165330.465310	035231.225335	845241.585310	98			
	5488.935233	575217.145298	415289.245291	655269.625056	58			
	4598.805329	985327.055252	495247.755132	445168.015235	93			

Рис. 2.11 Фрагмент каротажного *las*-файлу розрізу свердловини 3-Буцацька (зліва). Еліпсами виділено дані про густина промивної рідини (бурового розчину) і повідомлення про наявність АК. Зразок підготованих вхідних даних (глибини, швидкості) для обчислень (справа)

Такі залежності потрібні для розрахунків у будь-якій точці розрізу тому, що параметрична база має лише дискретну кількість експериментальних значень. Коефіцієнти знаходять методом найменших квадратів у середовищі *Excel* чи *Fortran* за формулами (Б.2.2)-(Б.2.5) Додатку Б.2.

Приклад розрахунків коефіцієнтів емпіричного співвідношення між стисливістю, пористістю і тиском для даних заходу України, зреалізованих в *Excel*, подано на рис. 2.12. 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).

Далі, за теоретичними співвідношеннями (2.24)-(2.28) і побудованими емпіричними залежностями для даних стисливості для порід з рідкими включеннями, з використанням розрахованих пружних констант твердої матриці породи обчислюємо для заданих значень пористостей і тисків з параметричної бази числові значення стисливості і модуля зсуву для сухих порід [Скакальська, Назаревич, 2016].

Теоретичні співвідношення, що враховують довільну концентрацію включень і пов'язують модуль зсуву в сухих породах з відповідними значеннями стисливості, густини, коефіцієнта Пуассона і модуля зсуву для флюїдонасичених порід, застосовуємо в обчисленнях послідовно, від першого і до  $n$ -го прошарку (рис. 2.14, а). Розрахунок стисливості виконується від  $n$ -го значення і до першого (рис. 2.14, б).

### **2.3.2 Програмна реалізація варіантів та алгоритмічних блоків методики у різних програмних середовищах**

**Реалізація алгоритму в середовищах *Fortran*, *Excel*.** Основний алгоритм реалізації обчислень за методикою передбачає розрахунки комплексу петрофізичних характеристик розрізу.

Потрібно збудувати емпіричне співвідношення, яке б дозволило обчислювати стисливість порід в залежності від розриву свердловини, тобто, для різних тисків.

(p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>	Тиск, МПа	a <sub>i</sub>	a <sub>i</sub> ·p <sub>i</sub>	b <sub>i</sub>	ln b <sub>i</sub>	ln p <sub>i</sub>	ln p <sub>i</sub> ·ln b <sub>i</sub>	ln (p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>
0,01	0,10	1,27778	0,12778	0,40266	-0,90966275	-2,30258509	2,09457588	5,30189811
1,00	1,00	1,42340	1,42340	0,35894	-1,02460004	0,00000000	0,00000000	0,00000000
6,25	2,50	1,71270	4,28175	0,29418	-1,22356345	0,91629073	-1,12113985	0,83958871
25,00	5,00	1,72062	8,60310	0,22864	-1,47560656	1,60943791	-2,37489715	2,59029039
100,00	10,00	1,71480	17,14800	0,18474	-1,68880585	2,30258509	-3,88861917	5,30189811
400,00	20,00	1,71490	34,29800	0,14332	-1,94267539	2,99573227	-5,81973535	8,97441185
1600,00	40,00	1,59943	63,97720	0,13333	-2,01492802	3,68887945	-7,43282658	13,60783163
6400,00	80,00	1,49950	119,96000	0,13483	-2,00374055	4,38202663	-8,78044447	19,20215743
Σ p <sub>i</sub> =		158,60			Σ(ln b <sub>i</sub> ) =	Σ(ln p <sub>i</sub> ) =	Σ(ln p <sub>i</sub> ·ln b <sub>i</sub> ) =	Σ(ln p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup> =
Σ a <sub>i</sub> =		12,66			-12,28358261	13,59236701	-27,32308670	55,81807623
Σ(a <sub>i</sub> ·p <sub>i</sub> ) =		249,82				(Σ ln p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup> =		
Σ(p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup> =		8332,26				184,75244084		
(Σ p <sub>i</sub> ) <sup>2</sup> =		25153,96						
n =		8						

I способ  
1) A = 1,58740714  
2) A = -0,00022779 a = 1,5874-2,2779·10<sup>-4</sup>  
D) C =

Візьмо степеневу залежність для нелінійної частини виразу  
v = D·(p)<sup>L</sup>  
Тоді ln b<sub>i</sub> = ln D + L·ln p<sub>i</sub> для i=1,n (1) з шогита.  
Вираз (1) рівнозначний (1').  
Тому позначимо a = ln b<sub>i</sub>, A = ln D, C = L, p = ln p<sub>i</sub>.  
Отримаємо для всіх восьми виразів:  
Σ ln b<sub>i</sub> = Σ ln D + Σ L·ln p<sub>i</sub> або: Σ ln b<sub>i</sub> = Σ ln D + L·Σ ln p<sub>i</sub>  
1) обчислюю L (шогит(3') -0,19718592 ln D = A = (Σ ln b<sub>i</sub> - L·Σ ln p<sub>i</sub>) / n (3) з шогита  
2) обчислюю Σ ln D: -1,20041990 Тоді: D = exp((Σ ln b<sub>i</sub> - L·Σ ln p<sub>i</sub>) / n)  
3) обчислюю D: 0,30106777  
Формула для обчислення 1), тобто, L аналогічна як і для C у виразі (1'), тільки a<sub>i</sub> = ln b<sub>i</sub>, a p<sub>i</sub> = ln p<sub>i</sub>

Загальний вираз для розрахунку стисливості флюїдонасичених гірських порід за даними пористості і тиску для ЗНГП:  
β<sub>f</sub> = 1,5874-2,2779·p·10<sup>-4</sup> + 0,301·(p)<sup>-0,197</sup>·φ

II способ  
φ-ли (4)-(5) шогит  
1) Z = 43104,12  
2) A = 1,58740714  
3) B = -0,00022779

Рис. 2.12 Розрахунок коефіцієнтів емпіричного співвідношення між стисливістю, пористістю та тиском на прикладі даних ЗНГР України

Розрахунок пружних характеристик твердої матриці породи за експериментальними даними

1 Стисливість  $\beta^f(p_1, \varphi) = (1,5874 - 2,2779 \cdot 80 \cdot 10^{-4}) \cdot 10^{-11} = 1,569 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$   
1,57E-11 Па<sup>-1</sup>

2 Коефіцієнт Пуассона  $\nu^f = \frac{3(1,569 \cdot 10^{-11}) - 2 \cdot 32,69 \cdot 10^9}{2 \cdot (3(1,569 \cdot 10^{-11}) + 32,69 \cdot 10^9)} = 0,281$   
0,28097 0,281

3 Модуль зсуву  $\mu^f = \frac{3(1 - 0,281)}{2 \cdot 1,569 \cdot 10^{-11} \cdot (1 + 0,281)} = 32,69 \text{ (ГПа)}$   
32,69 ГПа

4 Густина  $\rho^f = 2730 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,4) = 2719,08$   
2719,08 кг/м<sup>3</sup>

Розрахунок пружних характеристик твердої матриці породи за експериментальними даними

1 Стисливість  $\beta^f(p_1, \varphi) = (1,5874 - 2,2779 \cdot 80 \cdot 10^{-4}) \cdot 10^{-11} = 1,569 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$   
1,57E-11 Па<sup>-1</sup>

2 Коефіцієнт Пуассона  $\nu^f = \frac{3(1,569 \cdot 10^{-11}) - 2 \cdot 32,69 \cdot 10^9}{2 \cdot (3(1,569 \cdot 10^{-11}) + 32,69 \cdot 10^9)} = 0,281$   
0,28097 0,281

3 Модуль зсуву  $\mu^f = \frac{3(1 - 0,281)}{2 \cdot 1,569 \cdot 10^{-11} \cdot (1 + 0,281)} = 32,69 \text{ (ГПа)}$   
 $= (3^3(1-2^2E13)/(2^2E8*(1+E13)) \cdot 10^9)$   
32,69 ГПа

4 Густина  $\rho^f = 2730 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,4) = 2719,08$   
2719,08 кг/м<sup>3</sup>

Рис. 2.13 Зразок обчислення пружних констант твердої матриці породи в середовищі Excel

Обчислення значень пружних параметрів – модуля зсуву (ліворуч)

Обчислення значень пружних параметрів – стисливості (праворуч)

Рис. 2.14 Обчислення значень пружних параметрів – модуля зсуву (ліворуч) і стисливості (праворуч) для сухих порід ЗНГР України

Система основних співвідношень між пружними та колекторськими характеристиками з урахуванням накладених умов розв'язується для кожного досліджуваного прошарку. За допомогою цих співвідношень визначаються значення пружних констант, коефіцієнта пористості, пластового і літостатичного тисків, швидкостей пружних хвиль, відповідних кожному значенню інтервального часу (прошарку по глибині), типу флюїдонасичення.

Перший варіант програмного пакету для реалізації методики (виконуються обчислення швидкостей пружних хвиль і прогнозування типу заповнювача пор порід) написано мовою *Fortran* [Штыков, 2001]. Програму названо «Прогноз-НГК-Ф» [Скакальська, Назаревич, Струк, 2017].

Алгоритм роботи програми складається з таких основних кроків (рис. 2.15) для кожного з умовних прошарків досліджуваного розрізу:

1) ввід (завантаження або розрахунок) вхідних даних (глибин, відповідних даних інтервального часу, набору констант, коефіцієнтів для емпіричних співвідношень);

2) розрахунок тисків (літостатичного, гідростатичного, ефективного) і густин (загальної густини породи прошарку, густин її твердої фази та флюїду пор);

3) розрахунок величин стисливості і модуля зсуву для випадків сухих і флюїдонасичених порід прошарку;

4) розрахунок величин швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль для випадків сухих і флюїдонасичених порід прошарку;

5) визначення типу заповнювача пор порід прошарку за функціональною залежністю (формули (2.28)).

В алгоритмі розрахунків для конкретного прошарку закладено ітераційні цикли для максимального наближення числових значень розрахункових швидкостей поздовжніх хвиль до відповідних каротажних значень. Таке наближення досягається перебором (у відповідних межах і з відповідним кроком) значень пористостей, поправок на тиск. Коли досягнуто заданого мінімуму відхилення між швидкостями, цей ітераційний цикл завершуємо, отримані

розраховані значення пружних параметрів, тиску, густини, пористості, прогнозованого типу флюїду для даного прошарку зберігаємо у файлах результатів і переходимо до обчислень для наступного прошарку.

Після проведених таким чином розрахунків для досліджуваного розрізу чи конкретного інтервалу глибин збережені у файлах числові результати використовуємо для візуалізації та аналізу.

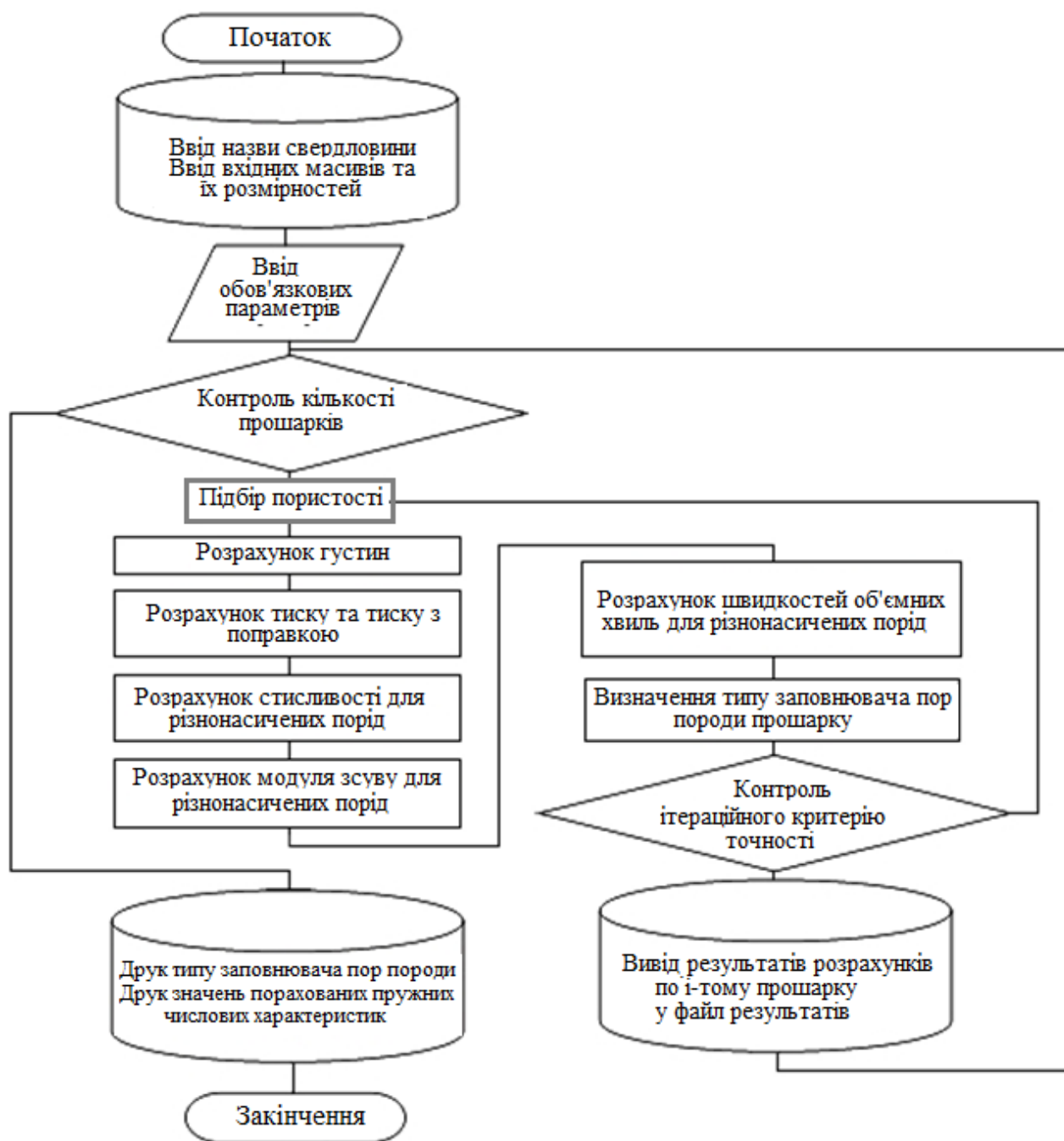


Рис. 2.15 Загальна структурна блок-схема алгоритму розрахунків за методикою (програма «Прогноз-НГК-Ф» мовою *Fortran*)

Наприклад, як і у випадку даних АК, використовуємо дані оцифрування кривих інтенсивності гамма-випромінювання або дані ГК з *las*-файлу. Використовуємо встановлені нами, на основі статистичної обробки даних, кореляційні формули зв'язку коефіцієнта глинистості і подвійного різницевого параметра за ГК з пористістю за АК [Скакальська, Назаревич, 2015]. За ними, у середовищі *Excel*, обчислюємо коефіцієнт пористості за АК. З рівняння середнього часу для АК знаходимо значення інтервального часу, а отже, значення швидкості поздовжніх хвиль для нашого прогнозування.

Якщо в розрізі свердловини проведено електричний каротаж і маємо криву позірною опору, то від цих даних можна перейти до значень подвійного різницевого параметра за ГК. Оскільки можемо мати вхідні дані лише частин розрізу, дані, отримані різними каротажними вздовж окремих інтервалів одного розрізу, дані без прив'язки до глибини і т. п., то можливість знайти кореляційні співвідношення між числовими значеннями різних, фізично не завжди поєднаних, каротажів найкраще проглядати і прораховувати в *Excel* [Уокенбах Джон, 2017, 2019]. Так, за даними АК і ГК для розрізу свердловини 3-Буцацька отримано кореляційне співвідношення між логарифмом інтенсивності гамма-випромінювання, коефіцієнтом пористості і швидкостями поздовжніх хвиль за АК (див. рис. 4.3). Застосування його до даних ГК розрізу свердловини 15-Лудинської дало гарне узгодження результату прогнозу з даними промислової геофізики для неї [Скакальська, Назаревич, 2015, 2017]. Результати обчислень, записані у текстові файли, при потребі, опрацьовуються засобами *Excel* (рис. 2.16) чи іншими відповідними програмами. За розробленим для методики програмним забезпеченням проведено обробку каротажних даних для розрізів свердловин ряду структур ЗНГР України. Результати прогнозних розрахунків описано у третьому розділі роботи.

**Варіант реалізації методики у середовищі C#.** Розроблений програмний пакет, у першу чергу, *Fortran*-програма «Прогноз-НГК-Ф», рис. 2.17 (а), і рис. 2.18 (а), забезпечує прогнозування за методикою, а візуальне представлення та статистичний аналіз вхідних даних і результатів реалізовано засобами *Excel*.



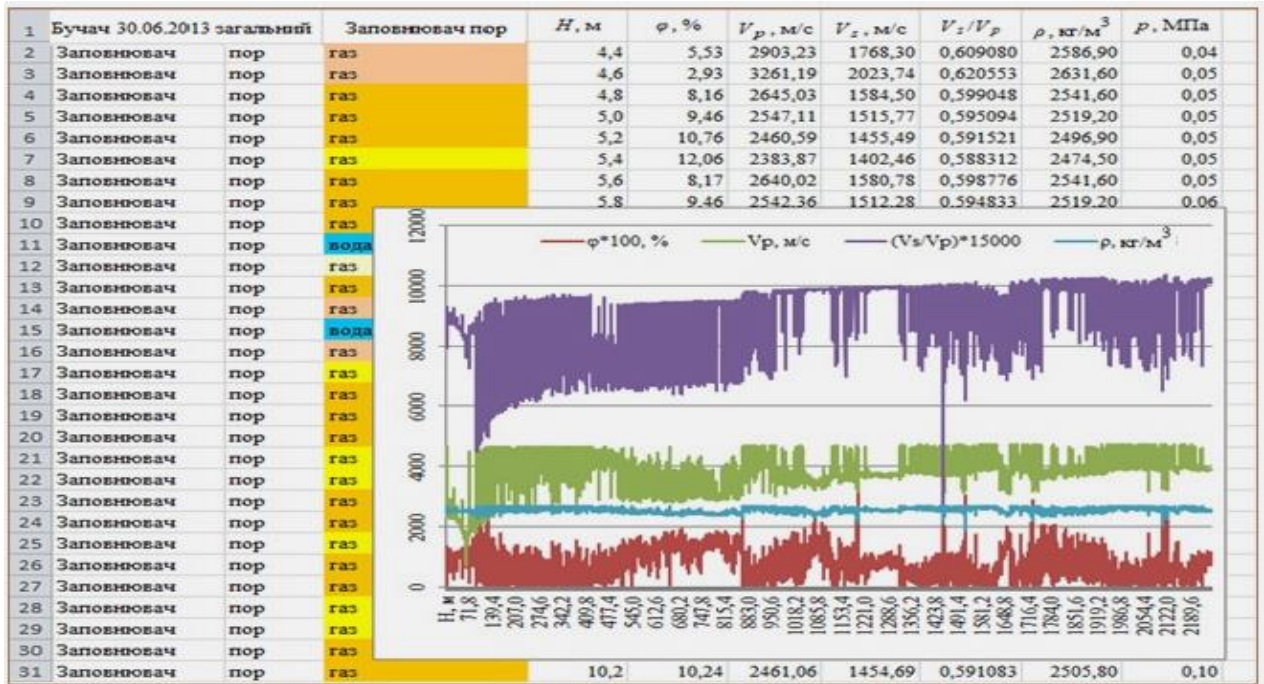


Рис. 2.16 Зразок результату прогнозного розрахунку типів флюїдонасичення порід розрізу свердловини 3-Бучацька за методикою

```

Approximatrix Simply Fortran (UNREGISTERED)
File Edit Project Build Debug Toolbox Options View Help

Ppgrbuchfor
FIM=50.
DFI=(FIM-FI0)/1500.
DO 111 J=1,NG
ROS=(C*H(J)-D)/(GE*H(J))*1000.
fi=100.*ABS(vtb-vp(j))*vf1/(vp(j)*(vtb-vfl))
tol=0.05*vp(j)
WRITE(*,103) fip,tol,fi,VP(J)
103 Format (5x,4F8.3)
fik(j)=ABS(1000000./VP(J)-DT0)/DTK
fii=fik(j)
tol1=DK*fik(j)
fih(j)=fi
IF(H(J).GT.2000.0) GP=sqrt((H(J)-BK)/AK)
TGS=(GP*GE*H(J)/1000.)
TGV=(gp*GE*H(J)/1000.)
TPV=ABS(C*H(J)-D-CK*TGV)
TP=ABS(C*H(J)-D-CK*TGS)
WRITE(*,95) TPV,TP,VP(J),FI,H(J)
95 Format (5x,4F8.3)
10 BPV=(1.893-2.72*TPV/1000.+0.27*FI/(TPV**(0.186)))
BPS=(2.014-4.12*TP/1000.+0.939*FI/(TP**(0.364)))
WRITE(*,121) fip,tol1,VP(J),H(J),BPV,BPS
121 Format (5x,6F8.3)
DBP=BPV/100.
FIP=ABS(FI-fii)
WRITE(*,123) fip,tol1,VP(J)
123 Format (5x,3F8.3)
T0=2.5

```

а

```

ConsoleApplication.Luda - Microsoft Visual Studio
Файл Правка Вид Рефакторинг Проект Построение Отладка Рабочая группа Данные Сервис Тест Око
Debug x86
Обозреватель ре... Program.cs
Решение 'ConsoleApplic...
ConsoleApplication
Program.cs

i=0; //начтовый номер итерации
do // цикл приближения
{
//стислявисть
BPV=Bv(TP,fi);
BPS=Bs(TP,fi);
DBP=BPV/100.; //хрок приближения Vp

FIP=abs(fi-fii); //похибка оцнки пористості

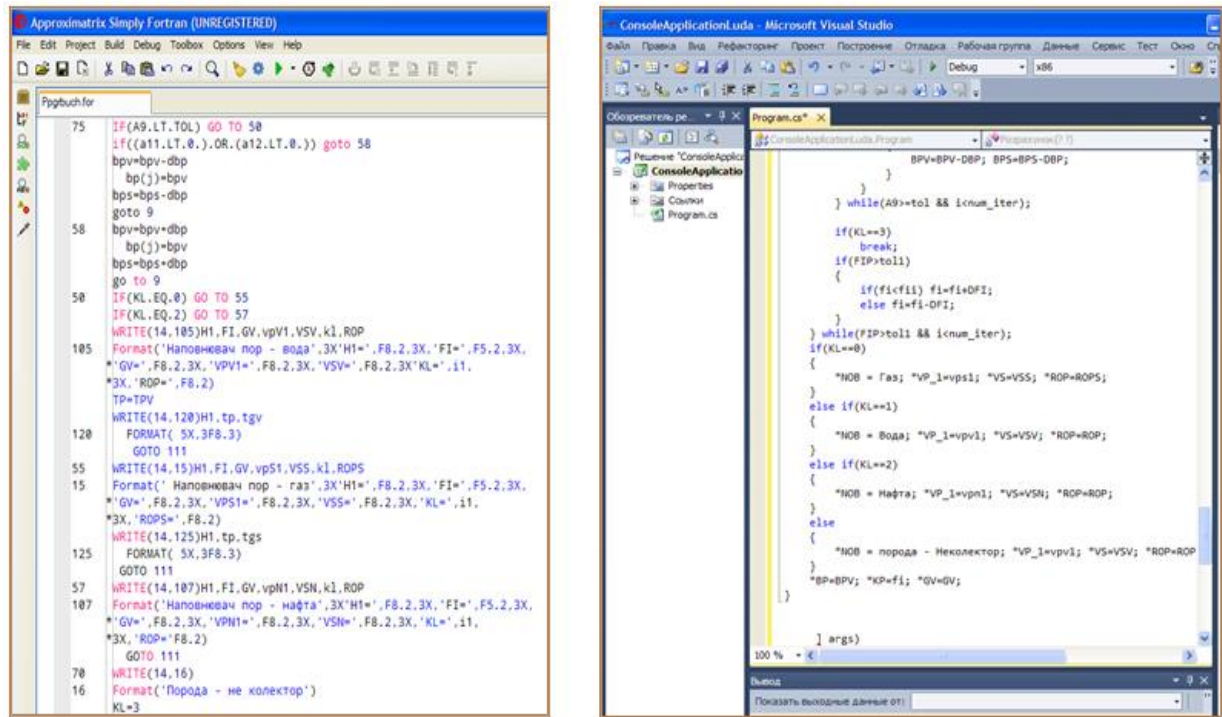
T0=2.5; // мінімальний тиск для рівності модулів зсуву
BPV=Bv(T0,fi);
BPS=Bs(T0,fi);
TH=80.; //???
BHV=Bv(TH,fi);
BHS=Bs(TH,fi);

do // цикл приближения Vp
{
i=i+1; //настройка итерация (количество итераций - сплин
//теорет. співвідношення для розрахунку стислявисті,
B1=4./(5.*(1.-V1));
B2=4.*(5.-V1)/(15.*(1.-V1));
F1=B1*(B05-BHS)+4./15.*(BPV-BHV);
F2=F1-B2*(B05-BHS);
A1=0.75*(1./BHS-1./BHV);
A2=A1/2.*(1.+sqrt(abs(1.+4./F2*A1)));
G5H=A2;
A3=1./A2+B2*(B05-BHS);
G5B=1./A3;
A4=A3-F1;
GVH=1./A4;
ROP=ROT-B*fi;
}
}

```

б

Рис. 2.17 Фрагменти ітераційних обчислень програмою «Прогноз-НГК-Ф» (мовою Fortran) (а) і програмою «Прогноз-НГК-С» (мовою C#) (б)



а

б

Рис. 2.18 Визначення типу заповнювача пор породи програмою «Прогноз-НГК-Ф» (мовою Fortran) (а) та програмою «Прогноз-НГК-С» (мовою C#) (б)

Для подальшої інтеграції з базами свердловинних та петрофізичних даних з керуванням ними засобами SQL [Маркин, 2008; Нильсен, 2008] створено перший варіант такого програмного пакету в середовищі C# (C# 4.0) [Шелест, 2002; Шилдт, 2011; Svetlin Nakov, Veselin Kole, 2013] – програму «Прогноз-НГК-С» (рис. 2.17, б і 2.18, б). Він забезпечує виконання тих же функцій, що й Fortran-програма «Прогноз-НГК-Ф» і, крім цього, дозволяє об'єднати усі описані кроки з підготовки вхідних даних, збереження та аналізу результатів, а також дозволяє формувати інтегровані з нею бази свердловинних (вхідних і результуючих) та петрофізичних даних для конкретних геологічних структур, родовищ, регіонів.

## Висновки до розділу 2

У розділі викладено суть базового варіанту розробленої методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень. Складені різними гірськими породами розрізи свердловин розглянуто згідно фізико-математичної моделі як тонкошарувате

середовище. Обґрунтовано застосування системи теоретичних і емпіричних співвідношень для прогнозування наявності та типу флюїдонасичення, пористості і пружних характеристик порід у кожному досліджуваному шарі (прошарку).

Теоретичною основою методу є проаналізована у першому розділі фізико-математична модель гірської породи Т. З. Вербицького. На її основі 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 параметр стисливості  $\beta$ , що дало можливість оптимізувати обчислення за методикою, ефективно використовувати наявні численні дані про залежності між пористістю, тиском, типом флюїду та швидкостями пружних хвиль у породах, і, разом з іншими методичними прийомами, у підсумку забезпечило значне уточнення прогнозування пористості, густин, пружних параметрів порід розрізу. Врахування у застосованій моделі мінеральної (скелет) та флюїдної (заповнювач пор) складових для опису реальних порід розрізу, використання у ній ефективних пружних характеристик порід, впливу на них тиску й пористості дало можливість адекватно описати реальний розріз – визначити петрофізичні характеристики порід розрізів свердловин, тип заповнювача пор, отримати повну, максимально близьку до реальної, оцінку пружних параметрів порід розрізу. Важливо, що модель оперує типовими параметрами і характеристиками, які надійно і достатньо просто визначаються за даними традиційних ГДС і кернових досліджень. Це спрощує порівняння теоретичних і експериментальних даних, верифікацію результатів обчислень, у тому числі, за рахунок введення, за необхідності врахування конкретних особливостей розрізу тієї чи іншої свердловини, певних поправок при практичних числових розрахунках.

Для врахування реальних взаємозв'язків між різними характеристиками гірських порід і типом їх флюїдонасичення на основі даних загальної параметричної бази для порід-колекторів ЗНГР виведено емпіричні співвідношення зв'язку пористості, зовнішнього навантаження і стисливості для

порід сухих і з рідкими включеннями.

На основі системи теоретичних і емпіричних співвідношень побудовано функціонал, що забезпечує прогнозування типу флюїду – заповнювача пор у шарах (прошарках) розрізу свердловини за створеною методикою за швидкостями об'ємних хвиль, за густиною флюїду пор або за стисливістю породи. Цим забезпечено надійність такого розрізнення для високопористих (пористості 10-12 % і більше), для щільних (пористості 6-10 %) та малопористих (пористості 5-6 %) порід-колекторів.

Для практичної реалізації методики створено відповідний методико-програмний комплекс в середовищах *Fortran*, *C#* і *Excel* для визначення пористості і прогнозування типу флюїду – заповнювача пор порід у свердловинах (вода, нафта чи газ) за каротажними (у першу чергу АК) та керновими даними. Поряд з цим, комплекс забезпечує розрахунок і оцінку пружних та петрофізичних характеристик кожного окремого досліджуваного прошарку, шару чи інтервалу розрізу. Передбачено різні способи аналізу, оцінки, візуалізації і збереження результатів досліджень.

Зокрема, з використанням можливостей програмного пакету *Excel* виконано 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 розрізу свердловини, петрофізичний аналіз цих параметрів, дослідження мультиплікативної складової залежності стисливості від пористості і тиску для різних порід (з використанням спеціально запрограмованих табличних шаблонів). Створені програми «Прогноз-НГК-Ф» та «Прогноз-НГК-С» забезпечують необхідну функціональність і точність та детальність обчислень, у тому числі, за рахунок інтерактивних режимів та ітераційних процедур.

## Перелік використаних джерел до розділу 2

1. Ажкрофт Дж., Элдридж Р., Полсон Р., Уилсон Г. Программирование на Фортране 77. Москва, 1990. 272 с. Аникиев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Москва: Недра, 1964. 168 с.
2. Бартенев О. В. Современный Фортран. Москва, 2000. 449 с.
3. Білецький В. С. Мала гірнича енциклопедія. В 3-х т. Донбас, 2004. ISBN 966-7804-14-3.
4. Блохін В. С., Бандуріна О. В. Метод розрахунку напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони з урахуванням стисливості гірських порід: навчальний посібник. ПолтНТУ, 2014. 112 с.
5. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. Акустический каротаж. Москва: Недра, 1970. 264 с.
6. Вендельштейн Б. Ю., Козяр В. Ф., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по определению подсчётных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов. Калинин, 1990. 261 с.
7. Вербицкий Т. З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распределения в них упругих волн. *Геофиз. сб. АН УССР*, 1977. Вып.75. С. 16—24.
8. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин О. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. Київ, 1985. 276 с.
9. Волярович М. П. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Москва: Недра, 1978. 253 с.
10. Грицишин В. И. Комплексное изучение коллекторов нефтеносных и газоносных месторождений Предкарпатья : отчет. Ивано-Франковск, *ИФИНГ*, 1987. С. 68—81.
11. Демидов С. П. Теория упругости. Москва: Высшая школа, 1979. 432 с.

12. Добрынин В. М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): учебное издание. Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 367 с.
13. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. Промысловая геофизика. Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 400 с.
14. Енциклопедія Forex. URL: <http://enc.fxeuroclub.ru/390/> (дата звернення 2017.06.08).
15. Жданова О. О., Самедов А. М. Пружні характеристики сланцевих гірських порід. *Вісник ЖДТУ*, 2012. 1(60). С. 109—116.
16. Жуков В. С., Моторыгин В. В. Влияние различных видов пористости на скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаяндинского месторождения. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*, 2017. № 2 (30). С. 223—233
17. Жуланов И. Н. Скважинные акустические исследования в гетерогенных средах. Пермь: Пресстайм, 2006. 144 с.
18. Зотова Г. А., Алиева З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва: Недра, 1980. 301 с.
19. Ивакин Б. Н., Ивакин Е. В, Кузнецов О. Л. Карус Е. В. Акустический метод исследования скважин. Москва: Недра, 1978. 320 с.
20. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 1982. 448 с.
21. Крупський Ю. З. Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України : монографія. Львів: Сполом, 2020. 256 с.
22. Куровець І. М. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західного краю Східноєвропейської платформи. *Збірник наукових праць ІГН НАНУ*, 2010. Вип. 3. С. 287—293.
23. Малицький Д. В., Федоришин О. С., Хекало П. І. Прогнозування нафтогазоносності гірських порід з використанням швидкостей пружних хвиль, коефіцієнтів поглинання та рекурентних співвідношень. *Наука та інновації* –

- науково-практичний журнал*, 2006. Т. 2, № 5. С. 4—17.
24. Маркин А. В. Построение запросов и программирование на SQL. Рязань, 2008. 312 с.
  25. Николаевский В. Н., Басниев К. С., Горбунов А. Т., Зотов Г. А. Механика пористых насыщенных сред. Москва: Недра, 1970. 335 с.
  26. Нильсен Поль SQL Server™ 2005. Библия пользователя : Пер. с англ. Москва: ООО «И. Д. Вильямс», 2008. 1232 с.
  27. Новацкий В. Теория упругости. Москва: Мир, 1975. 872 с.
  28. Новиков А. А., Хамулин А. А. Введение в информатику процессов первичной переработки нефти : Учебное пособие Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. 232 с.
  29. Петкевич Г. И. Шеремета О. В., Притулко Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые. Київ: Наук. думка, 1979. 128 с.
  30. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Київ: Наук. думка, 1970. 126 с.
  31. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости. Київ: Наук. думка, 1965. 76 с.
  32. Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин О. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. Київ, Наук. думка, 1985. 276 с.
  33. Прокопів В. Й. Фізико-геологічні моделі для визначення ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови за даними ГДС (на прикладі нафтових і газових родовищ Карпатського регіону та Північного Донбасу) 2004 року : Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.22. ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2004. 21 с.
  34. Розловська С. Є. Сучасний стан ефективного використання акустичного каротажу для вирішення нафтогазопозукових завдань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2014. № 2(51). С. 129—140. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rrngr\\_2014\\_2\\_16](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rrngr_2014_2_16) (дата звернення: 23.04.2019).
  35. Савич А. И., Коптев В. И., Никитин В. И. Сейсмоакустические методы

- изучения массивов скальных пород. Москва: Недра, 1969. 240 с.
36. Самарский А. А. Численные методы. Москва: Наука, 1989. 432 с.
37. Самойленко А. М., Перестюк М. О., Парасюк І. О. Диференціальні рівняння : Підручник. Київ: Либідь, 2003. 600 с.
38. Скакальська Л. В. Использование методики прогнозирования водонефтегазонасыщенности пород разрезом скважин для исследования пород-коллекторов. Шестая международная научно-практическая конференция ЕАГО «ГеоКрым-2016. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики» (23-27 мая 2016, г. Алушта, Крым). Алушта, 2016.
39. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. «Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах». Матеріали наук. конф.-семінару. (3-5 червня 2014, м. Львів). Львів, 2014. С. 213—217.
40. 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, 2017а. С. 100—101.
41. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дослідження кореляційних зв'язків між петрофізичними характеристиками порід-колекторів Західного нафтогазоносного регіону України. «Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах». Матеріали наукової конференції-семінару. (1-2 червня 2017, с.м.т. Верхнє Синьовиднє). Львів, 2017б. С. 93—94.
42. 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, 2018а. (CD), 13584\_UKR.
43. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Математическая методика выявления



- нефтегазонасыщенных пород по данным каротажей. V Кудрявцевские чтения «*Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти*». (17-19 октября 2016, г. Москва). Москва, 2016а. (CD) : доклад № 109.
44. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин. *Геологія і геохімія горючих копалин*. Київ, 2017в. № 1-2 (170-171). С. 165—166.
45. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Поиск залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным каротажа. Материалы IX международной конференции молодых учёных и студентов «*Современные техника и технологии в научных исследованиях*». (27-28 марта 2017, г. Бишкек, Киргизия). Бишкек, 2017 г. С. 236—238.
46. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска углеводородов. IV Кудрявцевские чтения «*Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти*». (19-21 октября 2015, г. Москва). Москва, 2015а. (CD) : доклад № 51.
47. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування нафтогазоводонасиченості порід різної літології та геодинамічного генезису у розрізах свердловин. *Геодинаміка*, 2015б. № 1(18). С. 102—119. DOI: 10.23939/jgd2015.01.099.
48. 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, 2015в. (CD).
49. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Статистичні дослідження петрофізичних і колекторських характеристик порід у прогнозуванні нафтогазоносності. Матеріали П'ятої Міжнародної науково-практичної конференції «*Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування*», Україна, м. Трускавець, 8–12 жовтня 2018 р. Київ, 2018б. Т. 1. С. 382—386.
50. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Узагальнені співвідношення для методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*. Київ, 2016б.

- № 1 (72). С. 60—69.
51. 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, 2018в. № 4. С. 18—25.
  52. 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.
  53. 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, 2016в. (CD), 9860\_UA.
  54. Уокенбах Джон «Microsoft Excel 2013. Библия пользователя»: исчерпывающее руководство. Москва: Ozon, 2017. 928 с.
  55. Уокенбах Джон «Формулы в Microsoft Excel 2013». Москва: Ozon, 2019. 720 с.
  56. Условия Гаусса-Маркова. URL: [https://studopedia.ru/7\\_16808\\_usloviya-gaussa-markova.html](https://studopedia.ru/7_16808_usloviya-gaussa-markova.html) (дата звернення: 14.04.2019).
  57. Федорів В. В. Використання гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для вивчення порід-колекторів складно побудованих розрізів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018. № 2(67). С. 41—46.
  58. Физика нефтяного и газового пласта. URL: <https://studfile.net/preview/5581936/page:27/> (дата звернення: 14.04.2020).
  59. Хекало П. І. Прогнозування фізичних і колекторських властивостей гірських порід за теоретико-емпіричними залежностями. *Геофіз. журн.*, 2008., № 6 (30). С.151—160.
  60. Хекало П. І., Малицький Д. В. Встановлення зв'язків між пружними параметрами сухої і насиченої рідиною породи. *Геофіз. журн.*, 2005.,

- № 5(27). С. 883—886.
61. Шелест В. Программирование. Структурный подход. Алгоритмы. Turbo Pascal. Borland C++. Современный Fortran СПб. : БХВ-Петербург, 2002. 85 с.
  62. Шилдт Г. C# 4.0. : Полное руководство.: пер. с англ. Москва: ООО «И. Д. Вильямс», 2011. 1056 с.
  63. Штыков В. В. Fortran & Win32 Api: Создание программного интерфейса для Windows средствами современного Фортрана. М. : Диалог-Мифи, 2001. 303 с.
  64. Berryman J. G., Milton G. W. Exact results for generalized Gassmann's equations in composite porous media with two constituents. *Geophysics*, 1991. V. 56, N 12. P. 1950—1960.
  65. Ekwere J. Peters. Advanced Petrophysics: Volume 3: Solutions Paperback. May 14, 2012. 164 p.
  66. Gardner G. H., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation Velocity and Density – The diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics*, 1974. V. 39. № 6. P. 2085—2095.
  67. Gassmann F. Uber Die elastizitat poroser medien. Vier der Natur Gesellschaft. 1951. № 96. P. 1—23.
  68. Mavko G., Mukerji T. Seismic pore space compressibility and Gassmann's relation: *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, 1995. 60(6). P. 1743—1749.
  69. Skakal's'ka L. V., Nazarevych A. V. About the multiplicative component of the dependence of the compressibility of rocks on their porosity and pressure. XVIIIth International conference «*Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*», 13-16 May 2019, Kyiv, Ukraine. Київ, 2019. (CD), 15831\_UKR.
  70. Svetlin Nakov, Veselin Kolev. Fundamentals of computer programming with C#. The Bulgarian C# Programming Book. Sofia, 2013. 1132 p.

## РОЗДІЛ 3

## АПРОБАЦІЯ ПРОГНОЗНОЇ МЕТОДИКИ НА ДАНИХ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНОГО НГР УКРАЇНИ

У розділі наведено результати апробації базового варіанту розробленої прогнозної методики на реальних даних розрізів свердловин ряду структур Західного НГР України (рис. 3.1) [Атлас..., 1998; Заяць, 2013; Крупський, 2001; Куровець, 2010; Куровець та ін., 2010, 2014], що охоплює частини Волинської, Тернопільської і Чернівецької областей і майже повністю території Львівської, Івано-Франківської та Закарпатської областей.

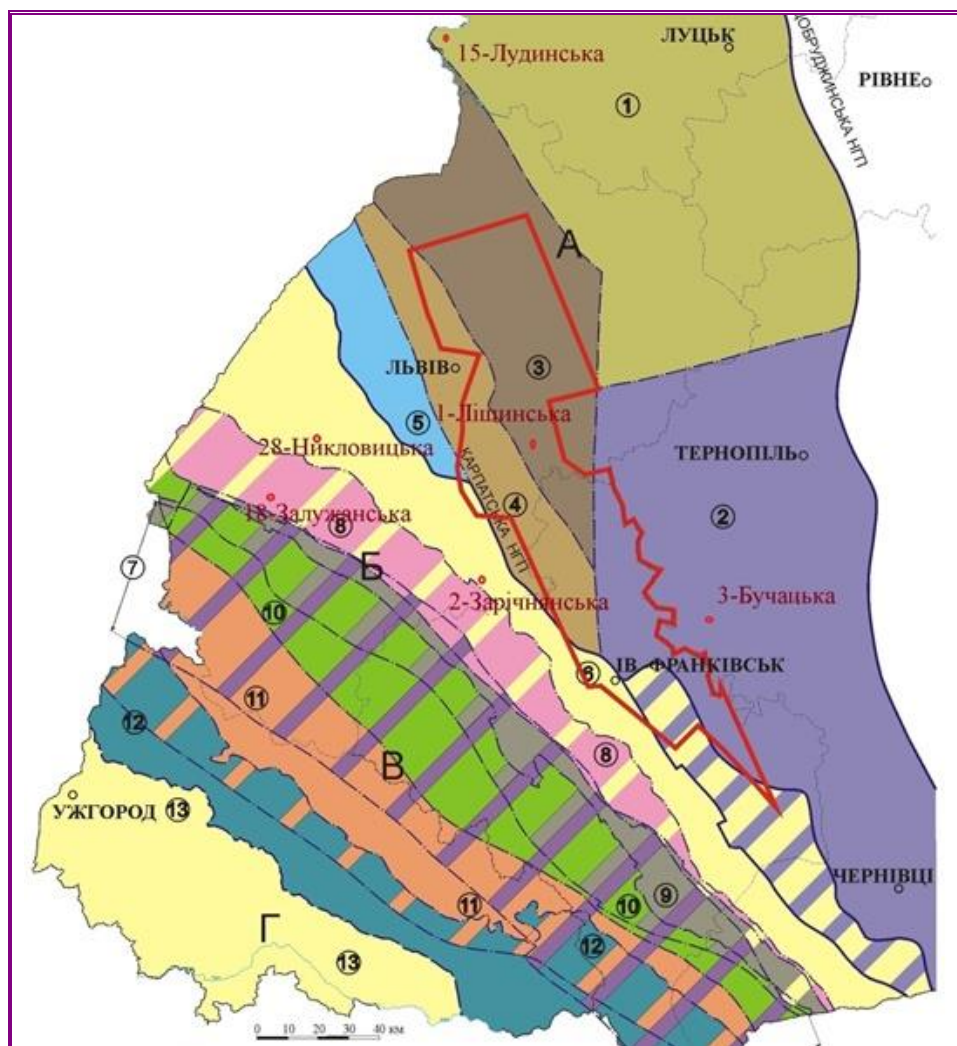


Рис. 3.1 Локалізація досліджених свердловин на карті-схемі тектоніки Західного нафтогазоносного регіону України (ЗНГР) за даними ЛВ УкрДГРІ

З відомих родовищ ЗНГР видобуток вуглеводнів завершують. При тому за останнє десятиліття проведено інтенсивні дослідження і отримано ґрунтовні теоретичні підтвердження, зокрема, вчених Львівського відділення УкрДГРІ [Крупський, 2001, 2020] щодо перспективних запасів цих територій у 1,7-2,6 разів більших від отриманих дотепер.

За прогнозною методикою виконано розрахунки для свердловин Буцацької, Ліщинської, Лудинської на прогнозно-продуктивних структурах та для відомих родовищ вуглеводнів Залужанських, Заріччанських, Никловицьких, Орховицької нафтогазоносних структур ЗНГР України з характерними типами порід у розрізах [Скакальська, Назаревич, 2016, 2017; Скакальська, 2018].

Для ЗНГР характерною є складна геологічна будова. Простежено відмінності у пружних та колекторських характеристиках порід різного віку, типу та геодинамічного генезису – теригенно-карбонатних (карбон, девон), карбонатних (девон, силур, кембрій), теригенних (девон, силур).

У цій частині роботи ставиться завдання:

- показати можливості і переваги чисельно-аналітичної схеми прогновної інтерпретації свердловинних акустичних даних [Петкевич, Вербицкий, 1970; Скакальська, Назаревич, 2014, 2016, 2017] для пошуку водонафтогазоносних шарів тонкошаруватих розрізів за виявленими зв'язками між їх фізичними (ефективні швидкості поширення хвиль) і колекторськими (пористість) властивостями;

- оцінити тип флюїдонасичення за АК та бази геолого-геофізичних і петрофізичних даних регіону.

### **3.1 Свердловини 18- 19-Залужанські (1779÷2729 м і 1151÷2803 м)**

Залужанське газове родовище [Залужанське..., 2019] знаходиться у межах Передкарпатської нафтогазоносної області, поблизу с. Залужани Самбірського району Львівської області. Родовище відкрито у 1969 році, експлуатується від

1975 р. За повідомленням Побережського А. В. у 2010 році: «Газоносною структурою є Залужанське підняття довжиною по нижніх горизонтах 8 км, шириною 5 км. Виявлено 2 поверхи газоносності в неогенових відкладах на глибині 1070 м і 2860 м, встановлено 13 проміжкових горизонтів, пов'язаних з прошарками пісковиків у товщі глин. З нижнього горизонту одержано також конденсат».

Для прогнозування у прошарках інтервалу 1779÷2729 м розрізу свердловини 18-Залужанська використано дані двох різних за часом каротажів (АК<sub>1</sub> та АК<sub>2</sub>). Результати внесено до рис. 3.2, 3.3 та табл. 3.1, 3.3.

Таблиця 3.1

Результати розрахунку пористості, параметра  $V_s/V_p$ , типу заповнювача пор (див. рис. 3.2, ліворуч) та швидкостей поздовжніх хвиль за даними АК<sub>1</sub> для порід інтервалу глибин 1779÷2729 м свердловини 18-Залужанська

$H, \text{ м}$	$\varphi, \%$	$V_s/V_p$	$V_p, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1779÷1978	4,61÷11	0,41÷0,44	3932,87÷4293,89	газоконденсат
1978÷1985	2,36	0,54	4068,67	газ
1985÷2011	14,45÷10,50	0,41	3720,28÷3937,21	газоконденсат
2011÷2020	0,94÷3,09	0,52÷0,55	4219,89÷3994,78	газ
2020÷2127	8,74÷3,84	0,42÷0,44	4041,08÷4353,28	газоконденсат
2127÷2152	3,09÷1,64	0,55÷0,53	3999,99÷4153,77	газ
2152÷2256	13,41÷9,17	0,41÷0,44	3773,96÷4295,42	газоконденсат
2256÷2261	2,36	0,54	4080,95	газ
2261÷2355	9,97÷4,61	0,42÷0,44	3965,75÷4296,18	газоконденсат
2355÷2380	3,09; 2,36; 3,09	0,55; 0,54; 0,55	4009,17; 4084,45; 4009,88	газ
2380÷2395	7,0	0,43	4145,67	газоконденсат
2395÷2405	2,36	0,54	4396,24	газ
2405÷2698	5,39÷14,45	0,43÷0,41	4252,31; 3724,27; 4085,36	газоконденсат
2698,00÷2704,00	3,84	0,55	3948,19	газ
2704,00÷2729,00	7,41÷12,40	0,41÷0,43	3831,12÷4110,46	газоконденсат

Розрахунок коефіцієнта пористості, швидкості поздовжніх хвиль, відношення швидкостей поперечної хвилі до поздовжньої на графіках показано у співрозмірних зорво величинах: пористість ( $\varphi$ , %) збільшено у 100 разів, відношення швидкостей  $V_s/V_p$  збільшено у 15000.

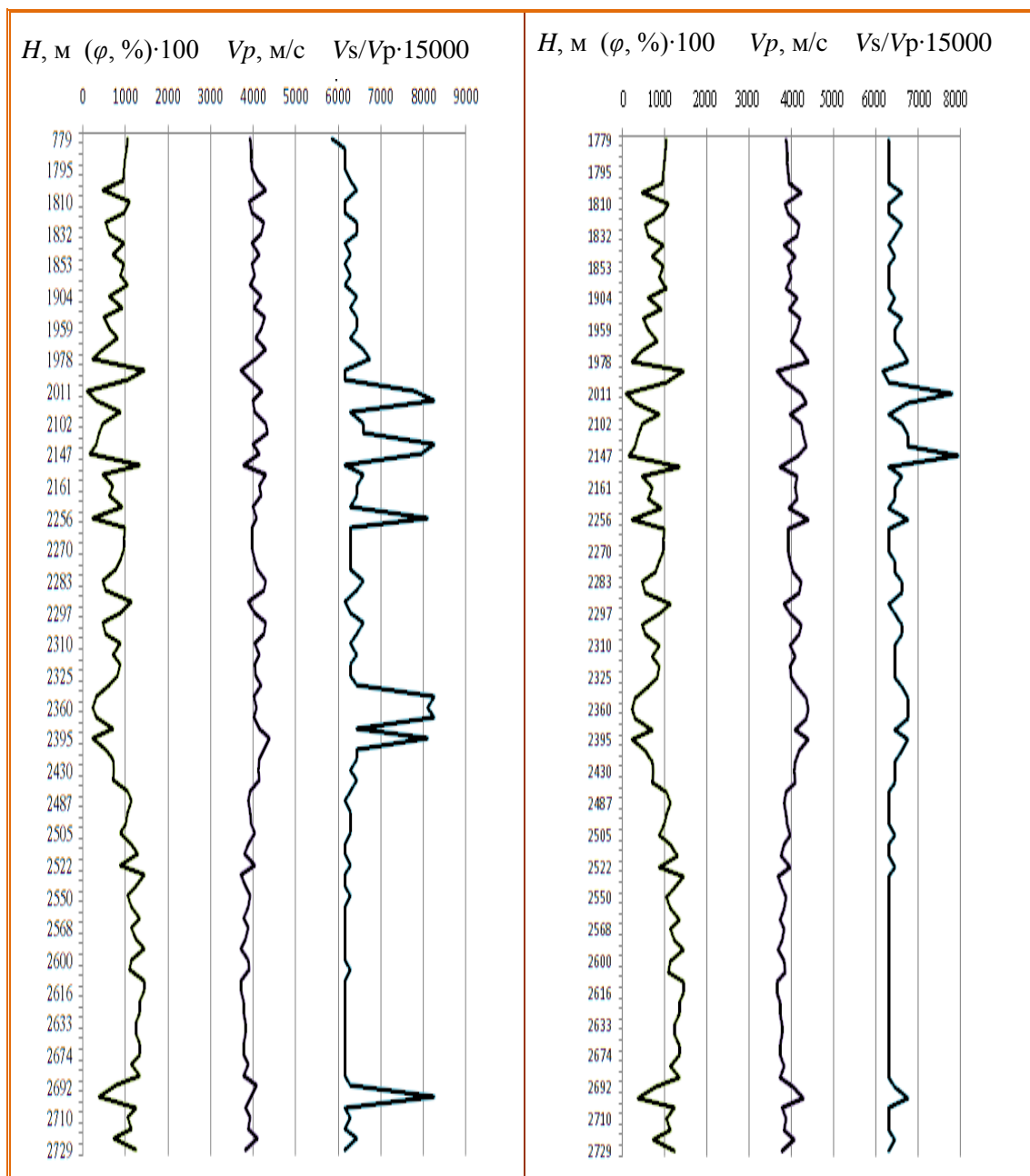


Рис. 3.2 Розрахунок величин пористості та пружних характеристик для інтервалу 1779-2729 м розрізу свердловини 18-Залужанська (дані АК<sub>1</sub> ліворуч; дані АК<sub>2</sub> праворуч)

Прогноз за методикою для даних АК<sub>2</sub> цього розрізу показав у породах розрізу як і для даних АК<sub>1</sub> ідентичний тип заповнювача пор – газ. При тому

розподіл величин пористості і розподіл флюїду отримано дещо відмінні за глибиною (рис. 3.2, праворуч; табл. 3.2).

Таблиця 3.2

Розрахунок пористості, параметра  $V_s/V_p$  та типу заповнювача пор для порід інтервалу глибин 1779÷2729 м свердловини 18-Залужанська та швидкостей поздовжніх хвиль за даними АК<sub>2</sub>

$H, \text{ м}$	$\varphi, \%$	$V_s/V_p$	$V_p, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1779÷2006	2,56÷10,5	0,41÷0,45	3669,89÷4394,05	газоконденсат
2011÷2016	0,94	0,53	4219,89	газ
2016÷2147	3,09; 8,74; 4,61; 3,84; 3,09	0,42÷0,45	3975,22÷4345,29	газоконденсат
2147÷2152	1,64	0,53	4153,77	газ
2152÷2729	2,36÷14,45	0,42÷0,45	3664,63÷4396,24	газоконденсат

Дослідження промислової геофізики на інтервалі 1779÷2729 м (табл. 3.3) подають невизначеним тип заповнювача пор, але, таку ж, як розраховано за прогнозною методикою, величину пористості.

Таблиця 3.3

Дослідження інтервалу 350÷2550 м розрізу свердловини 18-Залужанська (за вхідними даними промислової геофізики, ЗУГРЕ)

Свердловина "Залужани – 18"						
Дані ЗУГРЕ			Прогноз (за методом)		Дані промислової геофізики	
$H, \text{ м}$	$V_p(i), \text{ м/с}$	Пористість відкладів <u><math>K_n, \%</math></u>	$V_s/V_p$	Глибина продуктивних пластів, м Рівень ГВК	Пористість відкладів $K_n, \%$	Глибина продуктивних пластів, рівень ГВК
350-600	2700	34.6-21.0		525-600, сухі		
625-850	3300	20.0-19.0		вода		
875-1300	3100	20.0-18.0		950, сухі або газ		
1300-1750	3450	20.0-18.5		1625 газ	-	-
1775-2550	3750	16.0-15.0		вода	-	-

Отримані за прогнозною методикою результати щодо типу флюїдонасичення узгоджуються з промисловими даними [Залужанське..., 2019], з



інтервалу глибин 2135÷2190 м структур, геологічну будову яких розкриває свердловина 18-Залужанська, отримано промисловий приплив газу.

Параметр  $V_s/V_p$  чутливий до зміни типу заповнювача пор та тріщинуватості. Для даних АК<sub>1</sub> нафтогазового середовища свердловини 18-Залужанська: 0,52÷0,55 – ознака наявності газу і 0,41÷0,44 – нафти (або газоконденсату, густина якого є в межах густини нафти – 660÷840 кг/м<sup>3</sup>). Для даних АК<sub>2</sub>, тобто, дещо інших швидкостей і тисків для порід цієї свердловини: 0,53 – ознака наявності газу і 0,41÷0,45 – нафти (газоконденсату).

Подібним чином проведено розрахунок типу заповнювача пор та інших пружних параметрів за даними АК інтервалу 1151÷2803 м розрізу свердловини 19-Залужанська. Результати розрахунку показано у табл. 3.4 і на рис. 3.3.

Таблиця 3.4

Розрахунок пористості, параметра  $V_s/V_p$  та типу заповнювача пор (рис. 3.3) для інтервалу глибин 1151÷2803 м свердловини 19-Залужанська та швидкостей поздовжніх хвиль за даними АК у досліджених інтервалах розрізу

$H, \text{ м}$	$\varphi, \%$	$V_s/V_p$	$V_p, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1151÷2272	2,88÷18,87	0,65	3014,31÷3943,56	газ
2272÷2361	1,5; 1,25; 1,75	0,58	4100,14÷4124,19	вода
2361÷2803	2÷8	0,60÷0,62	3635,42÷4012,77	газ

При дослідженні розрізів свердловин 18- та 19-Залужанських засобами і прийомами методики пораховано і сформовано масиви взаємно відповідних значень за глибиною коефіцієнтів пористості, швидкостей поздовжніх хвиль, відношень швидкості поперечної хвилі до поздовжньої; визначено тип заповнювача порового простору.

На прикладі свердловин 18- і 19-Залужанська, за невеликої кількості даних АК, отримано гарну узгодженість з реальним флюїдонасиченням інтервалів розрізів і величиною пористості. Правильність прогнозу підтверджено даними промислової геофізики.

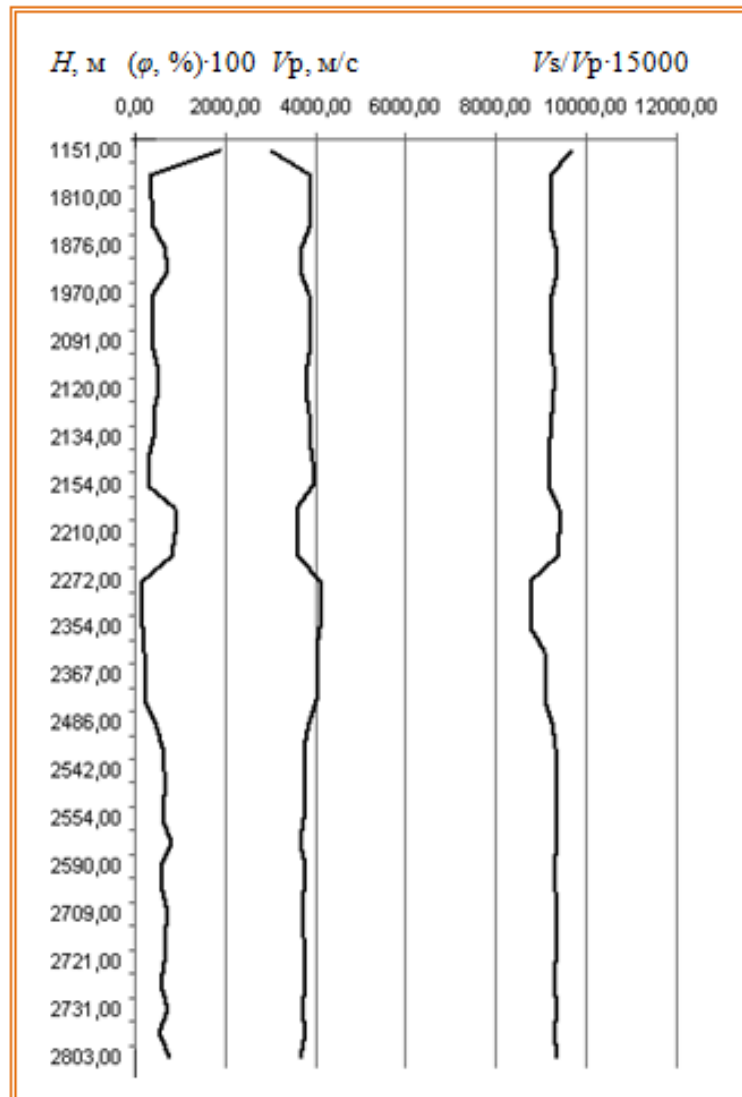


Рис. 3.3 Результати розрахунку пористості, швидкості поздовжніх хвиль, відношення швидкостей  $V_s/V_p$  для інтервалу 1151-2803 м розрізу свердловини 19-Залужанська (за вхідними даними промислової геофізики, ЗУГРЕ)

### 3.2 Свердловина 1-Ліщинська (2020÷3540 м)

Для силурійських відкладів Волино-Подільської окраїни Східно-Європейської платформи характерними є сланцеві породи з підвищеною насиченістю газом [Куровець та ін., 2014]. Відклади органогенного карбону силуру – це безперервна товща з нахилом на захід і південний захід від Балтійського до Чорного моря. Разом з аргілітами, алевролітами, прошарками вапняків, ущільненими пісковиками нижнього девону вони складають єдиний

комплекс на територіях Львівського та південно-східної частини Передкарпатського прогинів. Глибина підшви силуру збільшується від перших десятків метрів біля східного кордону площі і до 4000 м – на заході. У цьому ж напрямку збільшується потужність відкладів від 340 до 1095 м [Куровець та ін., 2014; Скакальська, 2014]. Розріз глибоководних морських теригенних відкладів силуру свердловиною 1-Ліщинська (рис. 3.4) розкритий в інтервалі 2613 – 3537 м [Куровець та ін., 2014].

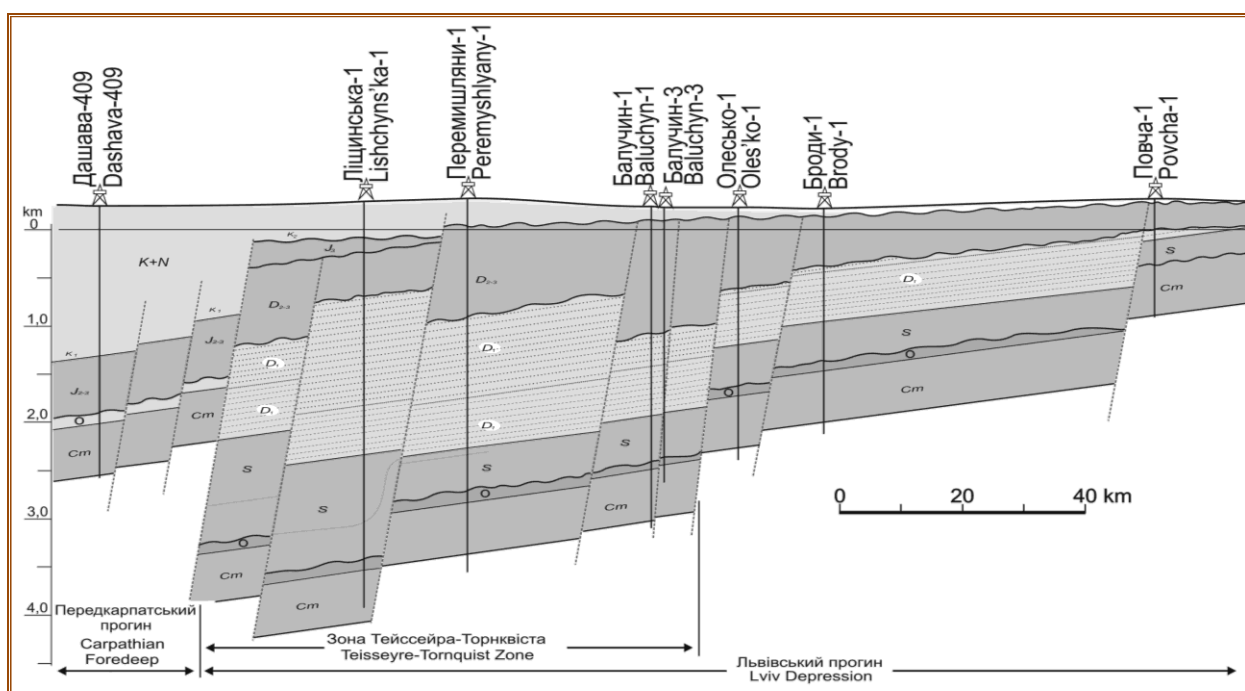


Рис. 3.4 Літологічний розріз уздовж профілю через свердловину 1-Ліщинська [Куровець та ін., 2014]

Проведено рентген-дифрактометричні аналізи зразків, необхідні геохімічні дослідження органічної речовини, генетичного типу керогену, газогенераційного потенціалу, спеціальні геофізичні дослідження регіону [Курганський, 2015; Куровець та ін., 2014, Kurovets et al., 2012]. Дані про відклади мають усі характерні ознаки шарів, перспективних для пошуку нетрадиційних покладів газу [Крупський, 2001]: глибини залягання, мінералого-петрографічні і петрофізичні властивості.

Для дослідження порід розрізу за даними АК [Булатова, Волкова, Дубров, 1970; Вендельштейн, Козяр, Яценко, 1990] та авторською чисельно-аналітичною

схемою використано значення параметрів з табл. 3.5 і експериментальні значення пружних модулів для ЗНГР України. Вхідні дані АК отримано з похибкою у визначеннях інтервального часу ( $\Delta T$ ) до 1-2 мкс/м і швидкості – до 2 %.

Таблиця 3.5

## Параметри геологічного розрізу свердловини 1-Ліщинська

Назва параметра	Значення
Досліджуваний інтервал сквердловини, м	2020÷3540
Інтервальний час, мкс/м	148,35÷353,33
Мінімальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	2830,19
Максимальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	6741,57
Кількість відібраних значень інтервального часу в досліджуваному інтервалі свердловини	308
Товщина досліджуваного шару породи, м	3÷5÷8
Густина пісковиків, кг/м <sup>3</sup>	2670,00
Швидкість поздовжніх хвиль у твердій фазі породи, м/с	4270,00
Швидкість поздовжніх хвиль у флюїді, м/с	1520,00

Прогнозна оцінка порід розрізу за методикою відповідає описам у роботах [Вендельштейн, Козяр, Яценко, 1990; Куровець, 2010; Kurovets, 2012]. Разом з тим, охарактеризовано 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. Прошарки практично непроникні (рис. 3.5, 3.6) визначені, зокрема, на інтервалах глибин 2933-2950 м, 2997-3000 м, 3038-3054 м, можна вважати екранами. Результати прогнозу підтверджено даними ГК та газометричними дослідженнями [Куровець, 2014].

Визначену за прогножною методикою величину пористості показано на рис. 3.6 (інтервал 2756-2804 м розрізу) [Скакальська, 2014а], ці результати узгоджуються з даними інших авторів. Так, за дослідженнями кернавого матеріалу (у перешаруваннях аргіліту з алевролітом пори виповнені кальцитом та кварцом), у прошарках тут виявлено систему тріщин, пористість становить до 6-10 % [Kurovets, 2012; Куровець та ін., 2014б].



Також вздовж розрізу для прошарків з газом проведено оцінку пружних характеристик порід (табл. 3.6-3.8; рис. 3.7). Середні розраховані значення пористості по розрізу – 2,14 %; об’ємної густини – 2621,11 кг/м<sup>3</sup>,  $V_s/V_p=0,625$ , що узгоджується з описами [Куровець, 2010; Скакальська, Назаревич, 2016а; 2016б]. Середнє відхилення розрахованих значень густини від експериментальних з [Куровець, 2010]  $\approx 7\%$ ; швидкостей поздовжніх хвиль від величин швидкостей, отриманих за АК [Куровець, 2010] – 405,56 м/с. Відносне відхилення значень швидкостей – 8,09 %.

Таблиця 3.6

Середні значення параметрів по розрізу свердловини 1-Ліщинська

$V_s/V_p$	$V_s/V_p$ (прошарки з газом)	$V_p$ , м	$V_s$ , м	$\varphi$ , %
0,58	0,61	4396,54	2550,81	6,42

Таблиця 3.7

Усереднені значення пружних параметрів прошарків інтервалів розрізу свердловини 1-Ліщинська (див. рис. 3.5 (б), 3.7)

$H$ , м	Прошарки/ інтервал	$\varphi$ , %	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$p$ , МПа
2020- 2250	з газом	1,5	2641,50	4054,05	2435,41	0,60	-
	весь	0,16	2677,05	4621,18	2646,8	0,57	21,40
2250- 3230,5	з газом	7,49	2461,48	3736,33	2294,73	0,62	-
	весь	2,85	2603,15	4308,78	2515,58	0,59	27,49
3230,5- 3540	з газом	4,85	2499,73	3795,21	2331,49	0,61	-
	весь	1,48	2634,17	4487,02	2588,75	0,58	33,95
2020- 3540	з газом	6,76	2472,86	3754,89	2306,87	0,61	-
	весь	2,19	2677,24	4396,54	2560,19	0,57	27,61

Таблиця 3.8

## Результати досліджень свердловини 1-Ліщинська

Дослідження геологічні [Вижва та ін., 2012; Куровець та ін., 2010]			Дослідження за методикою					
Інтервал, м	Літологія, петрологія		Тип насичення породи	$H$ , м	$V_p$ , м/с	$V_s/V_p$	$\varphi$ , %	Тип насичення породи
2613–2804	Аргіліти сірого кольору, подекуди переверстовані з алевролітами та з поодинокими тонкими пропластками (до 0,5 см) глинистих вапняків, гідрослюдисті, шаруваті, в окремих прошарках вапнисті, з переходом у глинистий мергель алевритистий.  Субвертикальні тріщини, заповнені білим кальцитом	Пористість, % 0,6–2,4  Проникність ( $< 0,001 \text{ мкм}^{2\circ} 10^{-3}$ )  Вміст карбонатного матеріалу $\approx 20\%$  Об'ємна вага найменша 2,64–2,70 г/см <sup>3</sup> найбільша 2,75–2,8, г/см <sup>3</sup>  Радіоактивність 9–18, мкР/год  Позірн. електр. опір 20–154, Ом  Інтерв. час для позд. хвиль 126–365, мкс/м	Не визначений	2613–2804	4275,78	0,612	0	Практично непроникна
2755–2804				2756–2761,	2843,60	0,622	0,15–4,46	Газ, 13 прошарків
				2761–2793	4290,69	0,568	0	Практично непроникна
				2793–2798	4053,79	0,600	0,15;	Газ
				2798–2803	3521,69	0,628	1,05	Газ
2804–3020	Аргіліти темно-сірого кольору, масивні, тонкодисперсні, горизонтально шаруваті, гідро слюдисті. незначній кількості органічна речовина та помірна піритизація. Пірит у вигляді дрібних зерен або тонких прожилків. Короткі (до 1-1,5 мм) відкриті мікротріщини		–	2804–3021		0,588	0	Практично непроникна
				2920–2925		0,616	0,15–4,58	Газ, 15 прошарків
					4100,67	0,583	0,15	Вода
3020–3537	Аргіліти чорного кольору, масивні, горизонтально мікрошаруваті, гідрослюдисті, лінзовидно шаруватої структури, збагачені великою кількістю вуглефікованої органічної речовини, що облямовує мікролінзочки гідрослюди. Рівномірно розсіяна алевритова фракція.		–	3020–3537		0,587	0	Практично непроникна
						0,611	0,1–2,99	Газ, 18 прошарків
				3428–3430	4081,63	0,584	0,2	Вода





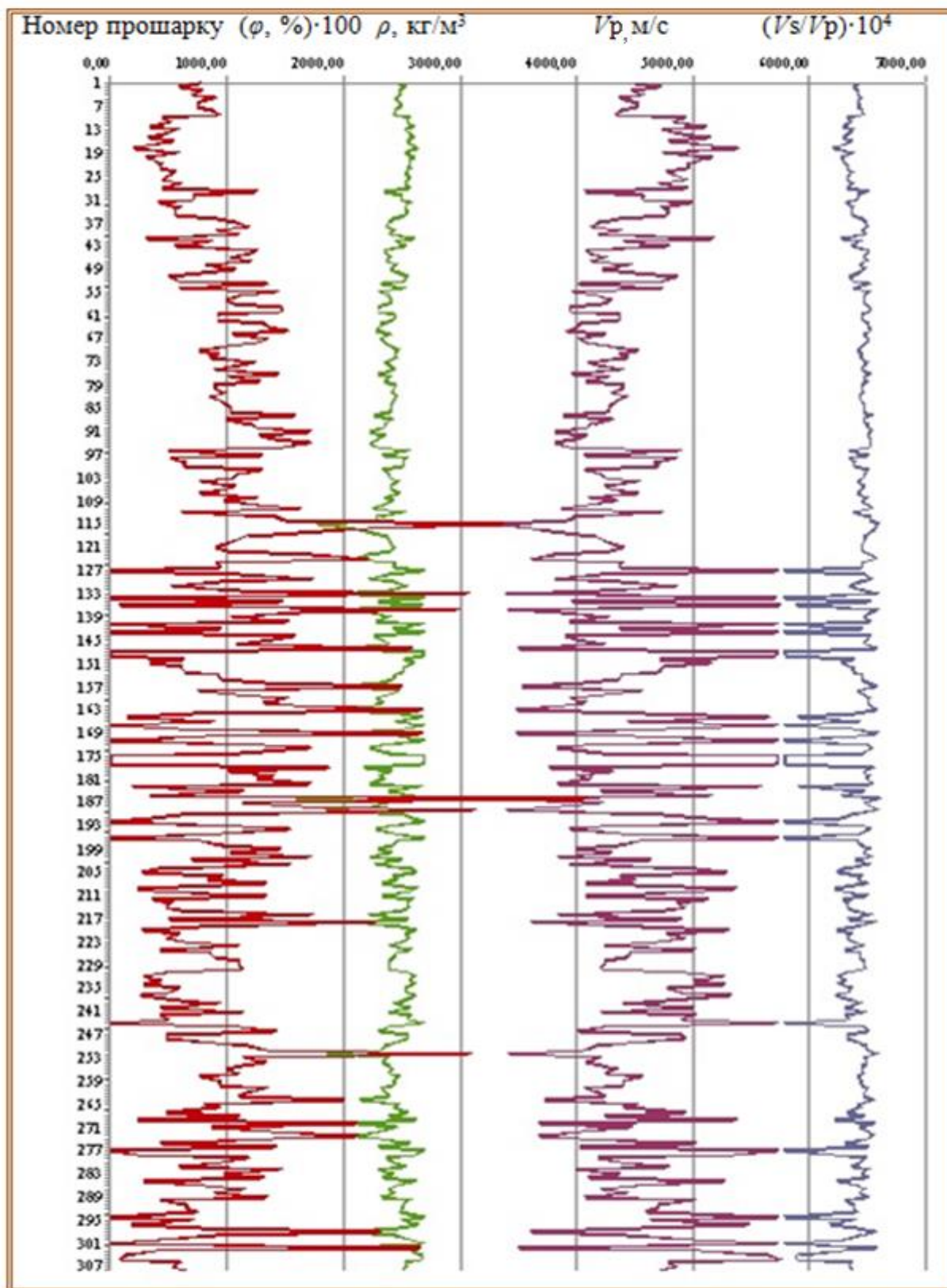


Рис. 3.7 Результати розрахунку за прогнозною методикою пористості, густини, швидкості поздовжніх хвиль, відношень швидкостей поперечної хвилі до поздовжньої для прошарків з газом вздовж розрізу свердловини 1-Ліщинська [Скакальська, Назаревич, 2016]

### 3.3 Свердловина 3-Бучацька (4,4-2250,8 м)

З метою опoшукування Західно-Бучацької структури Стрийським УБР пробурено пошукову свердловину 3-Бучацьку глибиною 2250,8 м з розкриттям відкладів архей-протерозою [Куровець, 2010]. Вивчалась будова й наявність покладів вуглеводнів у відкладах девону, силуру, кембрію та протерозою [Куровець та ін., 2010]. Досліджувані пласти виповнені, переважно, щільними вапнистими пісковиками та алевролітами. Відклади силуру розкрито в інтервалі 770-1380 м. Виявлено глинисто-карбонатні породи, ущільнені глинистими вапняками та мергеле-вапнистими різновидами з пористістю 4-8 %. За даними ІГГК НАН України [Куровець та ін., 2010], розкритий розріз, у цілому, характеризується як ущільнений та недостатньо вивчений.

За результатами геофізичних досліджень тут виділено та проінтерпретовано 116 пластів: 29 – водонасичених, 1 – з критичним характером насичення, 15 – з невизначеним характером насичення; перспективних щодо промислового нафтогазонасичення не виявлено. Характер насичення виділених пластів складний до визначення.

Щоб провести вивчення даних відкладів за прогнозною методикою, використано вхідні геофізичні характеристики з табл. 3.9.

Розріз свердловини оцінено, практично, від перших метрів глибини (табл. 3.10, рис. 3.8). Загальний файл даних АК складається з даних тринадцяти каротажних las-файлів (дані ІГГК НАН України). Для уточнення якості проведених розрахунків опрацьовано й окремі las-файли. Було детально, з кроком 0,2 м, прораховано більше 11 тисяч умовних прошарків. При цьому пачки прошарків з ідентичними петрофізичними характеристиками, розташовані у розрізі поруч за глибиною, відображають реальні шари порід. Спрогнозовано 3831 прошарок з ймовірним заповнювачем пор – водою, 384 – з нафтопроявами, 6907 – з газом. На основі міжсвердловинної кореляції, літолого-стратиграфічного розділення, даних ІГГК НАН України [Куровець та ін., 2010], даних (див. табл. 3.9) і з лівої частини табл. 3.10 виконано порівняльний аналіз з

визначеними за методикою параметрами розрізу, які внесено до правої частини табл. 3.10, на жовтому тлі.

Таблиця 3.9

Константи, закладені в розрахунки згідно з технологією проведення свердловин (З-Бучацька)

Назва параметра	Значення
Досліджуваний інтервал свердловини, м	4,4-2250,8
Інтервальний час, мкс/м	107,53-342,94
Мінімальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	2915,95
Максимальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	4721,19
Кількість відібраних значень інтервального часу в досліджуваному інтервалі свердловини	11234
Товщина досліджуваного шару породи, м	0,2
Густина вапняків, кг/м <sup>3</sup>	2760
Швидкість поздовжніх хвиль у твердій фазі породи, м/с	5917,00
Швидкість поздовжніх хвиль у флюїді, м/с	1495,00

Спрогнозовано тип флюїдонасичення шарів цього інтервалу. В колоночках подано: чорним шрифтом або синім, коли є узгодженість з результатами ІГГК НАНУ – межі водонасичених інтервалів; жовтим – прогнозних інтервалів з газом; коричневим – з нафтопроявами.

Засоби прогнозної методики забезпечують розширений і уточнюючий розрахунок. До фрагменту (зліва, вгорі) рис. 3.8 внесено ключові прогнозні результати для усього розрізу свердловини. Результат прогнозу для інтервалу глибин 253,8-266,4 м подано в овалі, фрагмент справа, вгорі. До таблиці, що на цьому фрагменті, внесено значення розрахованих пружних параметрів порід і прогнозний тип флюїду для кожного з шарів інтервалу.

На частині графіка, фрагмент нижче, зображено поведінку на цьому інтервалі глибин величин швидкостей пружних хвиль  $V_s$ ,  $V_p$  та їх відношень  $V_s/V_p$ , значень об'ємної густини. Весь досліджений інтервал глибин розділено на 64 умовні прошарки відповідно до кількості даних інтервального часу за АК.

Результати досліджень розрізу свердловини З-Бучацька за даними ІГГК НАН  
України та отриманих за прогноною методикою  
(фрагмент для інтервалу 98,4-727,0 м)

Бучач загальний					Дослідження в ІГГК НАН України				0,04-56,8 м	Дослідження за прогноною методикою		
NN	Вік	Інтервал м		Н м	КпАК %	Кнг %	Літологія	Насичення		Інтервал прогнозованого флюїдонасичення		
										Вода	Газ	Нафта
-	-	4,4	98,4	-	-	-	-	-	6,2-6,4; 91,4-91,6; 92,2-93,6; 93,8-99,6;	4,4-6,2; 6,4-91,4; 91,6-92,2; 93,6-93,8;	-	
1	D1	98,4	101,4	3	8		Вапняк		98,4-99,6; 100,8-101,0; 101,4-101,6;	99,8-100,8; 101,4-101,6;	-	
2	D1	107,4	110,6	3,2			Алевроліт		107,4-110,6;			
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
14	D1	253,8	266,4	12,6	6,10		Пісковик вапн. ущ.	водонасичений	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;	-	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
19	D1	325	327,2	2,2	8,10		Пісковик ущільнений	водонасичений	325,0-327,2;	-	-	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
26	D1	418	427,2	9,2			Алевроліт ущ.		418,2-420,2; 421,2-422,0; 422,8-424,2; 424,4-427,4;	418,0-418,2; 420,2-421,2; 422,0-422,8; 424,2-424,4;	-	
27	D1	514,2	519,6	5,4	6-10		Алевроліт вапнистий ущ.	водонасичений	514,2-516,0; 516,2-519,8;	-	516,0-516,2;	
28	D1	540,4	545	4,6	6-9		Алевроліт вапнистий ущ.	водонасичений	540,4-545,2;	-	-	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
32	D1	689,6	726,8	37,2	6,1		Алевроліт вапнистий ущ.	водонасичений	689,6-727,0;	-	-	
					D1							

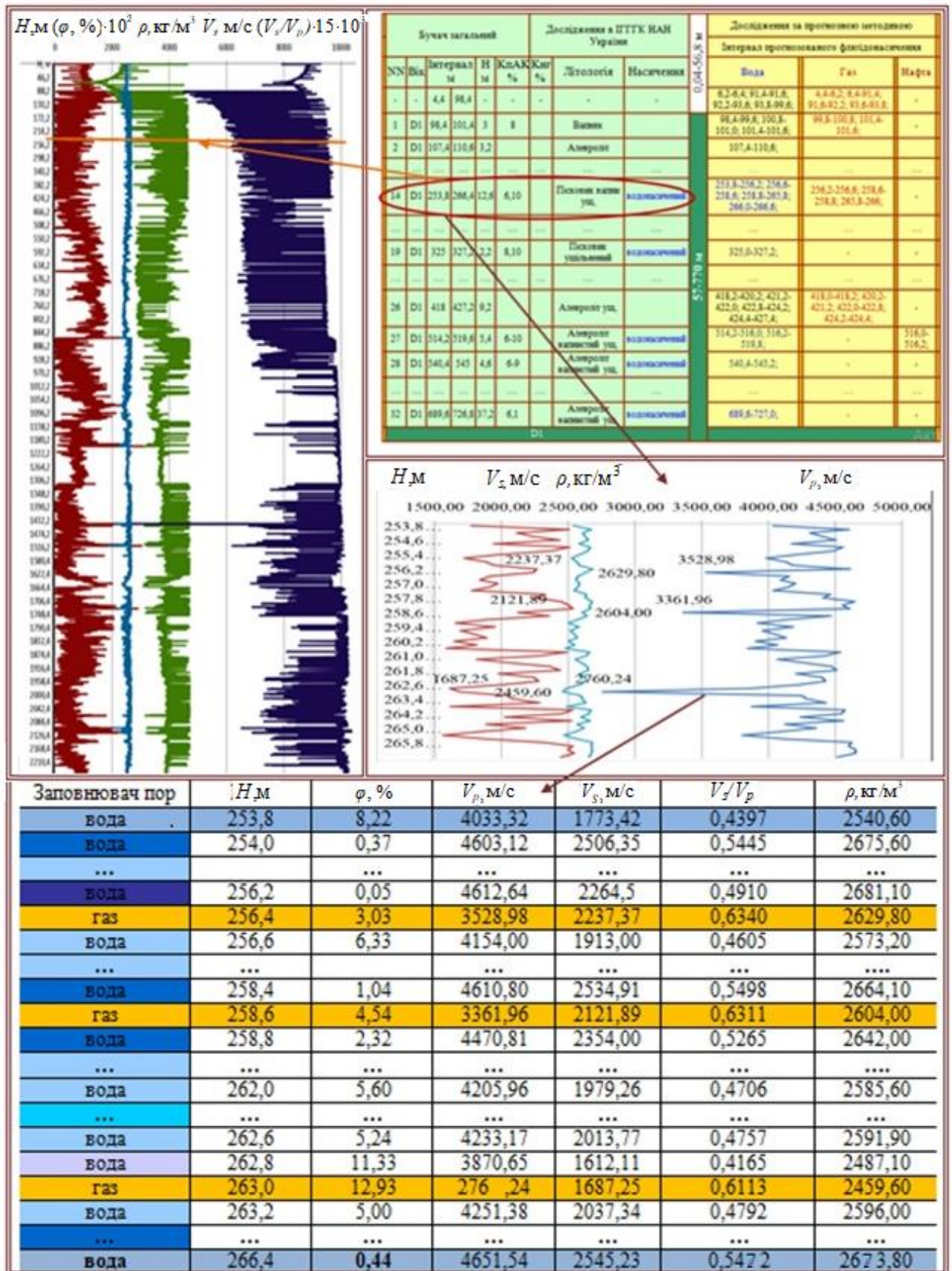


Рис 3.8 Результати розрахунку за прогнозуною методикою пористості, густини, величин об'ємних швидкостей та їх відношення для прошарків порід розрізу свердловини 3-Буцацька [Скакальська, Назаревич, 2014а, б]

За нашою методикою 61 з них визначено водонасиченим. Також виявлено три прошарки з прогнозним заповнювачем пор – газом, їх виділено жовтим кольором. Кожному газо- чи водонасиченому шару (за інтервалом глибин) з визначеним в ІГГК НАН України типом флюїдонасичення в лівій частині верхньої таблиці відповідають записи для кількох прошарків з відповідним, спрогнозованим за методикою, заповнювачем пор: синім – з водою, коричневим – з газопроявами у її правій частині.

Відтінки синього у колонці з типом заповнювача пор у таблиці внизу рис. 3.8, є індикаторами відношення  $V_s/V_p$  для водонасичених прошарків порід (світлий відтінок – до 0,50, темніший – 0,51-0,59). При значеннях  $V_s/V_p \geq 0,60$  прогнозується заповнювач пор – газ (відтінки коричневого).

Тип флюїдонасичення за результатами обох досліджень, в загальному, співпадає, що наочно підтверджує достовірність такого прогнозування. Це ж підтверджується узгодженням (в межах відхилень у 9,6 %) значень пористості для відповідних інтервалів.

При розрахунку значень параметрів уздовж усього розрізу свердловини виконано вибір інтервалів з різними типами флюїду до окремих файлів, виконано числове і графічне представлення величин пружних параметрів, що описують характеристики розрізу на тих глибинах і при вибраному заповнювачі пор порід. Числові характеристики порід прошарків розрізу свердловини, отримані за прогнозою методикою, розділених в окремі масиви за насиченням, показано на рис. 3.9-3.11; їх порівняльний аналіз внесено до табл. 3.11. Зокрема, на інтервалі 634,4-669,0 м розрізу свердловини 3-Бучацька (рис. 3.11) виявлено 14 прошарків загальною товщиною 4,2 м з заповнювачем пор – водою; 30,4 м – газозаповнені шари. Середня пористість по інтервалу, фрагмент (б) – 15,08 %.

Так само описано інтервал 689,6-726,8 м, розташований нижче досліджуваного і описаного у цій роботі. Середня пористість, розрахована за методикою на цих інтервалах [Скакальська, 2014; Скакальська, Назаревич, 2014а, б], – 10,16 %; спостережено відповідність щодо розподілу величин швидкостей, отже, прогноз по інтервалу 634,4-669,0 м є також правильним.

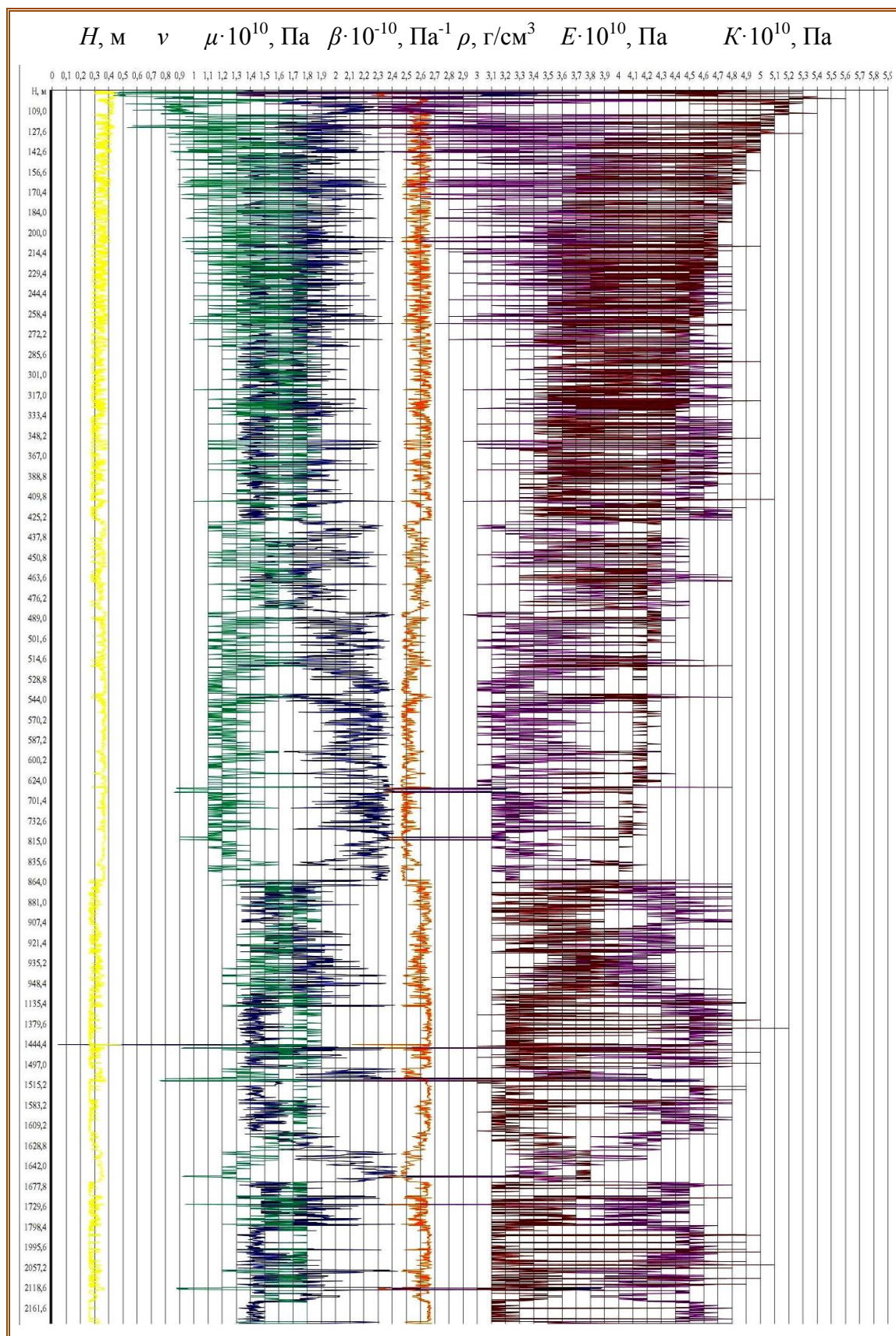


Рис. 3.9 Результат розрахунку пружних модулів і густини для порід прошарків розрізу свердловини 3-Бучацька з заповнювачем пор – водою [Скакальська, Назаревич, 2016]

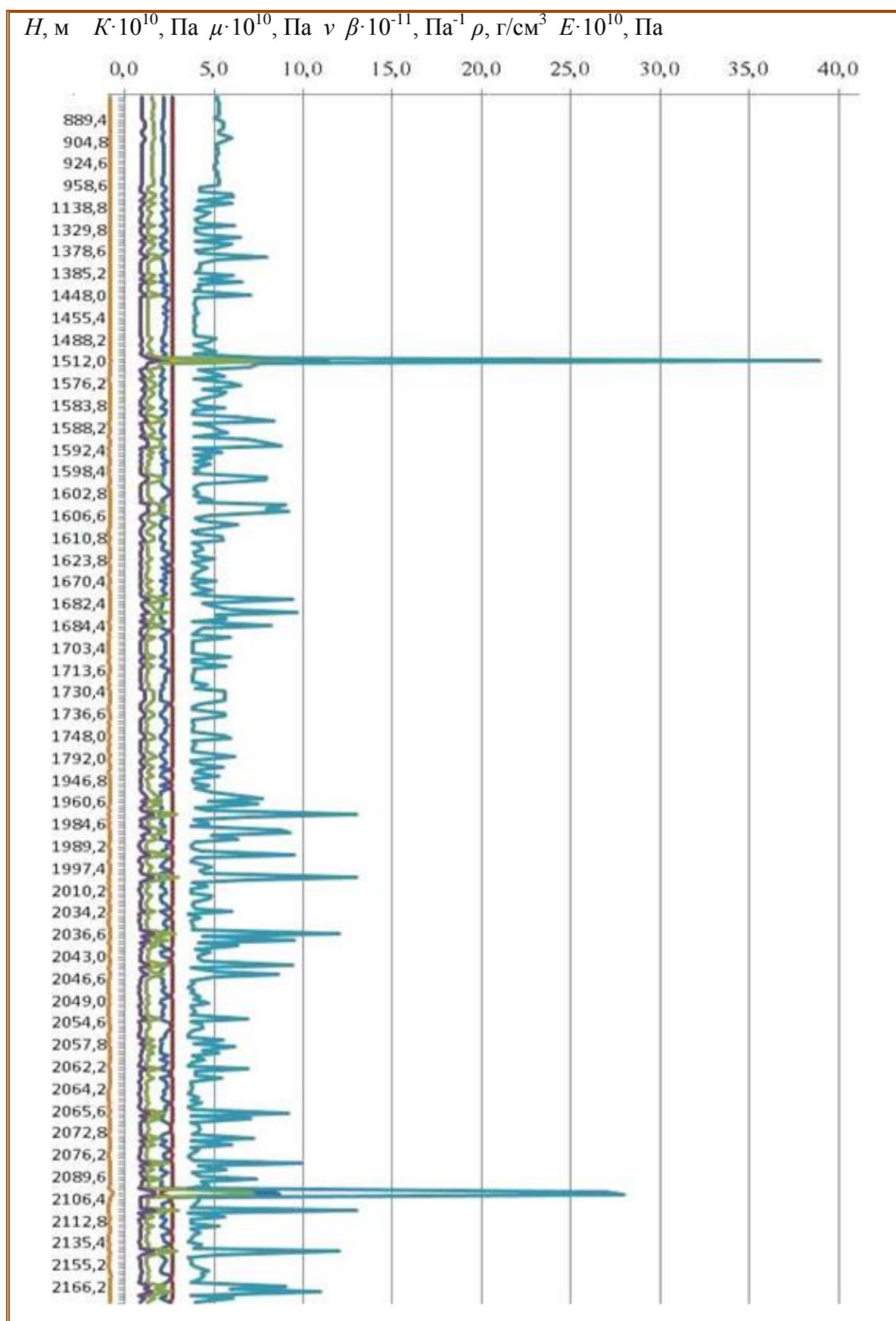


Рис. 3.10 Результат розрахунку пружних модулів і густини для порід прошарків розрізу свердловини 3-Бучацька з заповнювачем пор – нафтою (газоконденсатом) [Скакальська, Назаревич, 2016]



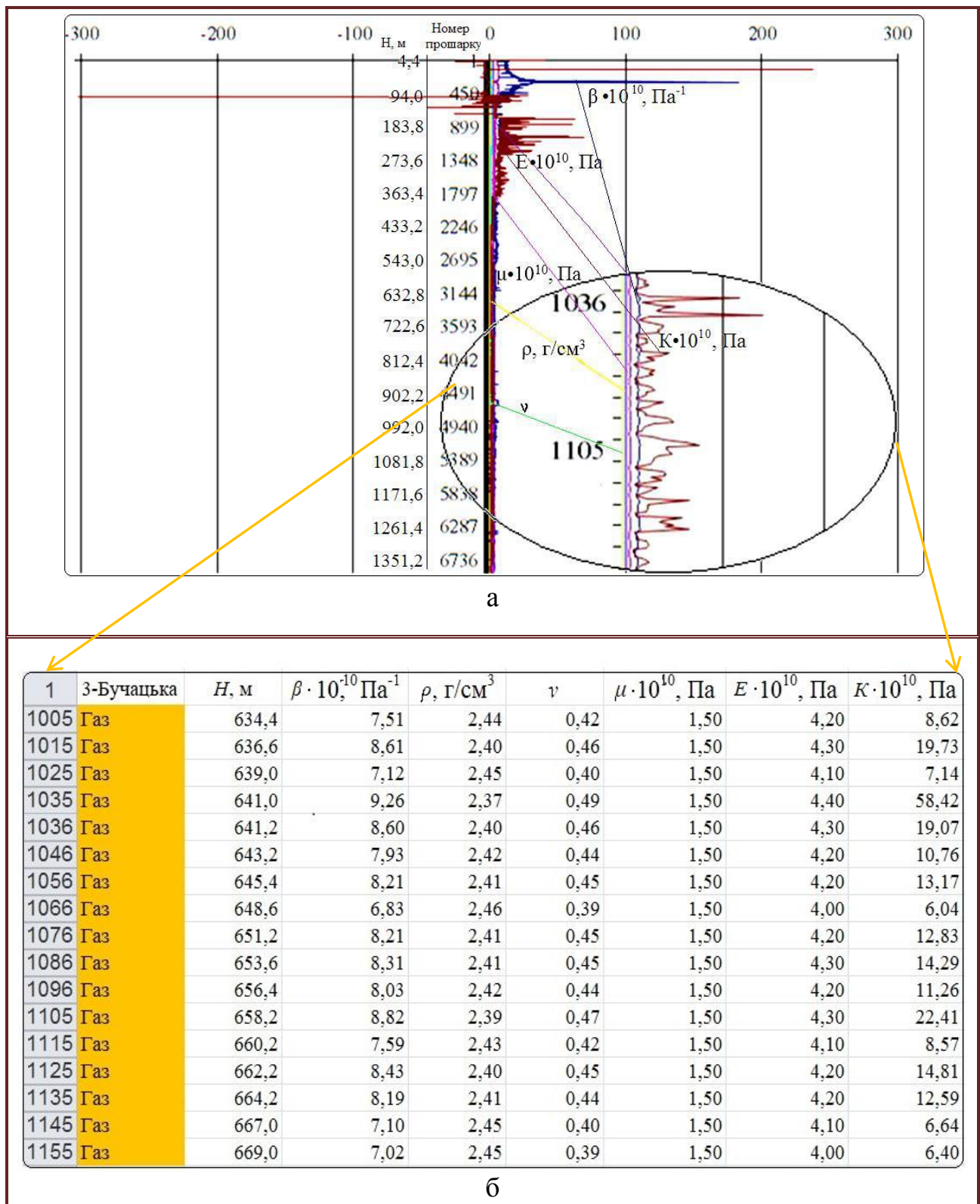


Рис. 3.11 Результат розрахунку пружних модулів і густини для порід прошарків розрізу свердловини 3-Бучацька з заповнювачем пор – газом, (а) та розраховані за прогнозною методикою значення пружних параметрів для прошарків інтервалу 634,4-669,0 м, (б) [Скакальська, Назаревич, 2015]

Розкид значень пружних параметрів у інтервалах розрізу свердловини 3-Буцацька

		$\beta \cdot 10^{10}$ , Па <sup>-1</sup>	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\nu$	$\mu \cdot 10^{-10}$ , Па	$E \cdot 10^{-10}$ , Па	$K \cdot 10^{-10}$ , Па
а) заповнювач пор - вода							
Значення параметра	Мінімальне	0,04	2115,57	0,26	0,43	1,30	2,80
	Середнє	1,81	2585,61	0,33	1,49	3,92	3,92
	Максимальне	4,57	2681,70	0,49	1,90	4,80	5,60
б) заповнювач пор - нафта							
Значення параметра	Мінімальне	1,92	1861,70	0,12	0,83	3,60	0,89
	Середнє	2,24	2652,18	0,15	0,98	5,13	0,85
	Максимальне	11,42	2679,80	0,09	1,90	39,00	0,69
в) заповнювач пор - газ							
Значення параметра	Мінімальне	2,29	2474,90	0,08	0,52	1,10	0,44
	Середнє	3,13	2569,28	0,14	0,98	2,24	1,09
	Максимальне	3,74	2649,50	0,22	1,70	4,00	2,39

Результати геологічних і петрофізичних досліджень розвідувальної свердловини 3-Буцацька та досліджень за прогнозною методикою зібрано також до порівняльних таблиць 3.12, 3.13, показано на рис. 3.12, 3.13.

Зокрема, на рис. 3.12, 3.13 можна побачити неперервність і деталізованість досліджень за методикою, що надає точності прогнозу.

На рис. 3.12, (а) наведено для порівняння графіки розрахованих значень густини засобами пакету «ГеоПошук» на досліджуваних у роботі [Красножон та ін., 2013] інтервалах – крива рожевим,  $\rho_G$  та значень густини, розрахованих за методикою – неперервна крива синім,  $\rho_A$ .

На рис. 3.12, (б) показано розраховані засобами ПП «ГеоПошук» величини густини  $\rho_G$ , швидкостей об'ємних хвиль  $V_s$  та  $V_p$ , з урахуванням  $V_s/V_p = 0,58$ .

Графіки для значень пористості, густини, швидкості поздовжніх хвиль  $V_p$  та

параметра  $V_s/V_p$ , спрогнозований тип заповнювача пор, що на рис. 3.12, (в), отримано за системою теоретичних і емпіричних співвідношень прогнозної методики. Вони відображають складний деталізований кореляційний зв'язок між пружними величинами.

На рис. 3.13 (а) крива значень пористості, темно синім, розраховано за методикою, є деталізована порівняно з кривою значень пористості, розрахованих програмою ПП «ГеоПошук», рожевим. Також крива значень параметра  $V_s/V_{pA}$ , розрахованих за прогнозною методикою, синім, (б) є більш деталізована порівняно з кривою значень  $V_s/V_{pГ}$  – результатом програми з ПП «ГеоПошук», рожевим.

Для порівняння значення пружних характеристик по цьому розрізу, отримані засобами «ГеоПошук», в ІГГК НАНУ та за методикою відібрано до таблиці 3.13. Наведено результати розрахунку об'ємних швидкостей, параметра  $V_s/V_p$ . На блакитному фоні – результати прогнозу за методикою. На жовтому фоні, для порівняння, – результати програм з ПП «ГеоПошук». Значення пористості, отримані з геологічних досліджень, розміщено у таблиці на салатному фоні. Для кожного з заданих інтервалів розрізу у таблиці наведено усереднені значення модуля зсуву.

В цілому (табл. 3.11-3.14), спостерігається відносна кореляція значень модулів пружності  $\beta$  та  $\mu$  для шарів розрізу з заповнювачем пор – водою, коефіцієнта Пуассона – зі значеннями об'ємної густини  $\rho_0$ , пружних величин  $\beta$  та  $K$ . Різке зменшення значень модуля Юнга ( $E$ ) спостережене на глибинах: 701,4 м; 815,0 м; 1444,4 м; 1515,2 м; 1649,8 м; 1729,4 м; 2118,6 м.

Усі результати, отримані за прогнозною методикою для розрізу свердловини 3-Бучацька (див. табл. 3.10 (б)), узгоджуються з результатами геологічних і петрофізичних досліджень розрізу цієї свердловини (див. табл. 3.10 (а)) [Крупський, 2020]. Більше того, вони у разі більш деталізовані. Отримано повний набір пружних характеристик порід прошарків уздовж усього розрізу, що описано і проаналізовано у роботах [Скакальська, 2013; Скакальська, Назаревич, 2015, 2016а, б, 2017].

Порівняння розрахованих значень густини програмою «ГеоПошук» ( $\rho_{\Gamma}$ ) та за методикою ( $\rho_A$ ) для розрізу свердловини 3-Бучацька

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\Gamma}$	$\rho_A$	$\Delta\rho$	$ \Delta\rho/\rho_I$
$\rho_{\text{макс}}$	3590,01	2681,70	908,31	0,34
$\rho_{\text{середнє}}$	2434,39	2552,28	117,89	0,05

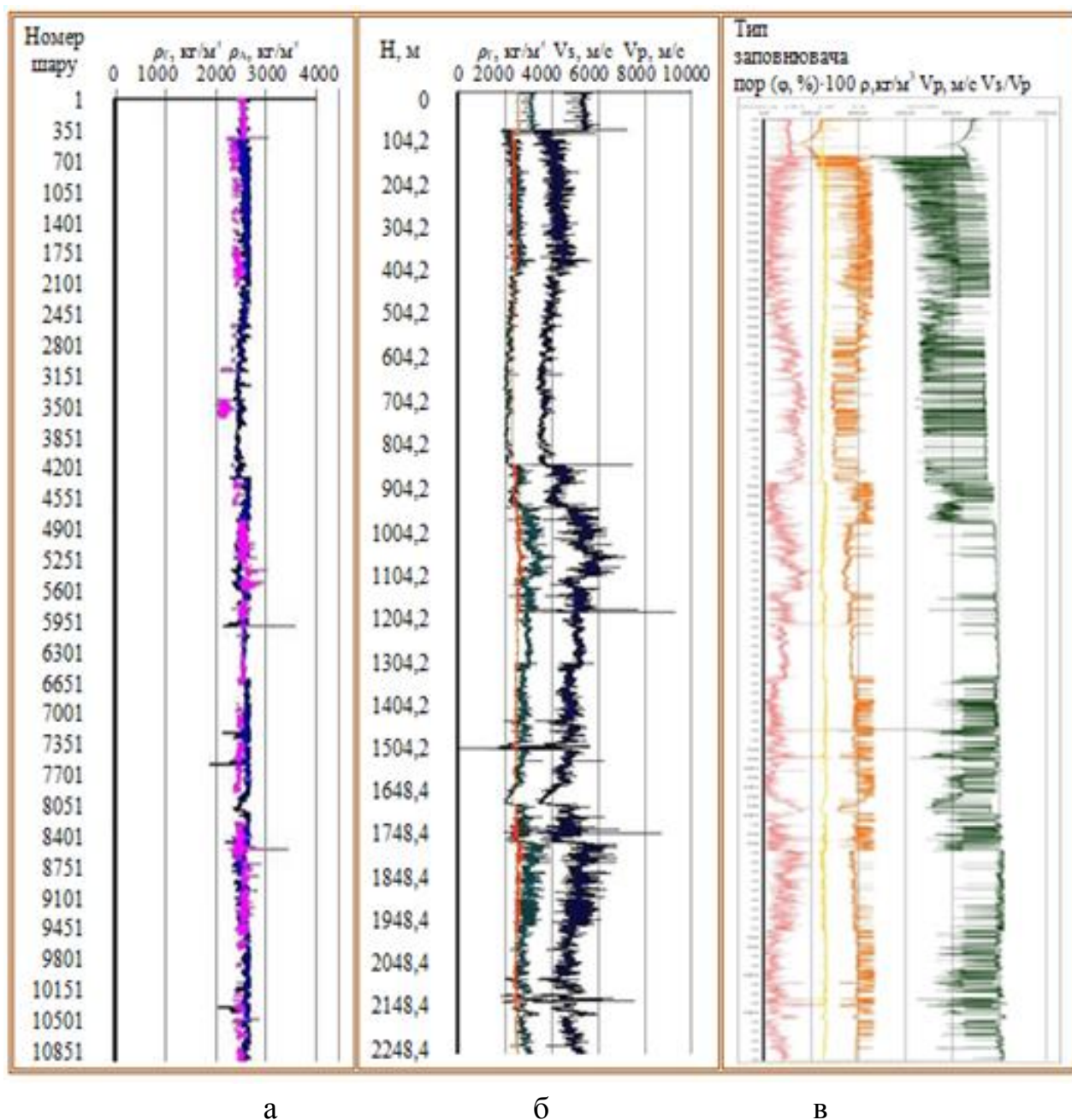


Рис. 3.12 Види проведених порівняльних розрахунків уздовж розрізу свердловини 3-Бучацька (опис у тексті)

Порівняння величин спрогнозованих характеристик літологічного розрізу свердловини 3-Буцацька з результатами ПП «ГеоПошук» та ІГГК НАНУ

$H, \text{ м}$	$\mu \cdot 10^{11}, \text{ Па}$	$V_s/V_p$	$V_p$ (косий шрифт); $V_s; \text{ м/с}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$\varphi, \%$	Значення на інтервалі	
4,40 - 56,80		«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	4013,81	2609,85	8,00	Максимальне	
		0,58	2293,51	2549,76	8,00	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,62	2488,56	2675,70	13,54	Максимальне	
		0,246	0,58	1333,26	2508,45	10,09	Усереднене
57,00 - 770,00	D	«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	3261,19	2576,38	8,00	Максимальне	
		0,58	2465,03	2515,29	7,67	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,63	2023,74	2631,60	16,45	Максимальне	
		0,229	0,60	1473,44	2501,66	10,48	Усереднене
770,20 - 1380,00	S	«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	4058,31	3590,01	8,16	Максимальне	
		0,58	3720,27	2472,36	5,21	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,67	2719,07	2681,30	31,00	Максимальне	
		0,199	0,62	2318,53	2532,36	8,68	Усереднене
1380,20 - 2058,00	$C_m$	«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	4019,01	2728,10	6,57	Максимальне	
		0,58	4086,37	2449,45	4,48	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,68	2732,93	2681,70	32,93	Максимальне	
		0,182	0,62	2518,14	2604,01	4,49	Усереднене
2058,20 - 2153,00	PR <sub>3</sub>	«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	4375,24	2641,79	4,60	Максимальне	
		0,58	4300,21	2546,31	2,84	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,68	2975,18	2680,10	7,98	Максимальне	
		0,237	0,61	2619,06	2632,34	2,79	Усереднене
2153,00 - 2250,00	PR+AR	«ГеоПошук»			ІГГК НАН України		
		0,58	4045,93	3590,01	8,00	Максимальне	
		0,58	3979,38	2470,80	2,55	Усереднене	
		Розраховано за прогнозною методикою					
		0,68	2751,23	2680,80	12,06	Максимальне	
		0,190	0,66	2605,27	2570,01	6,50	Усереднене

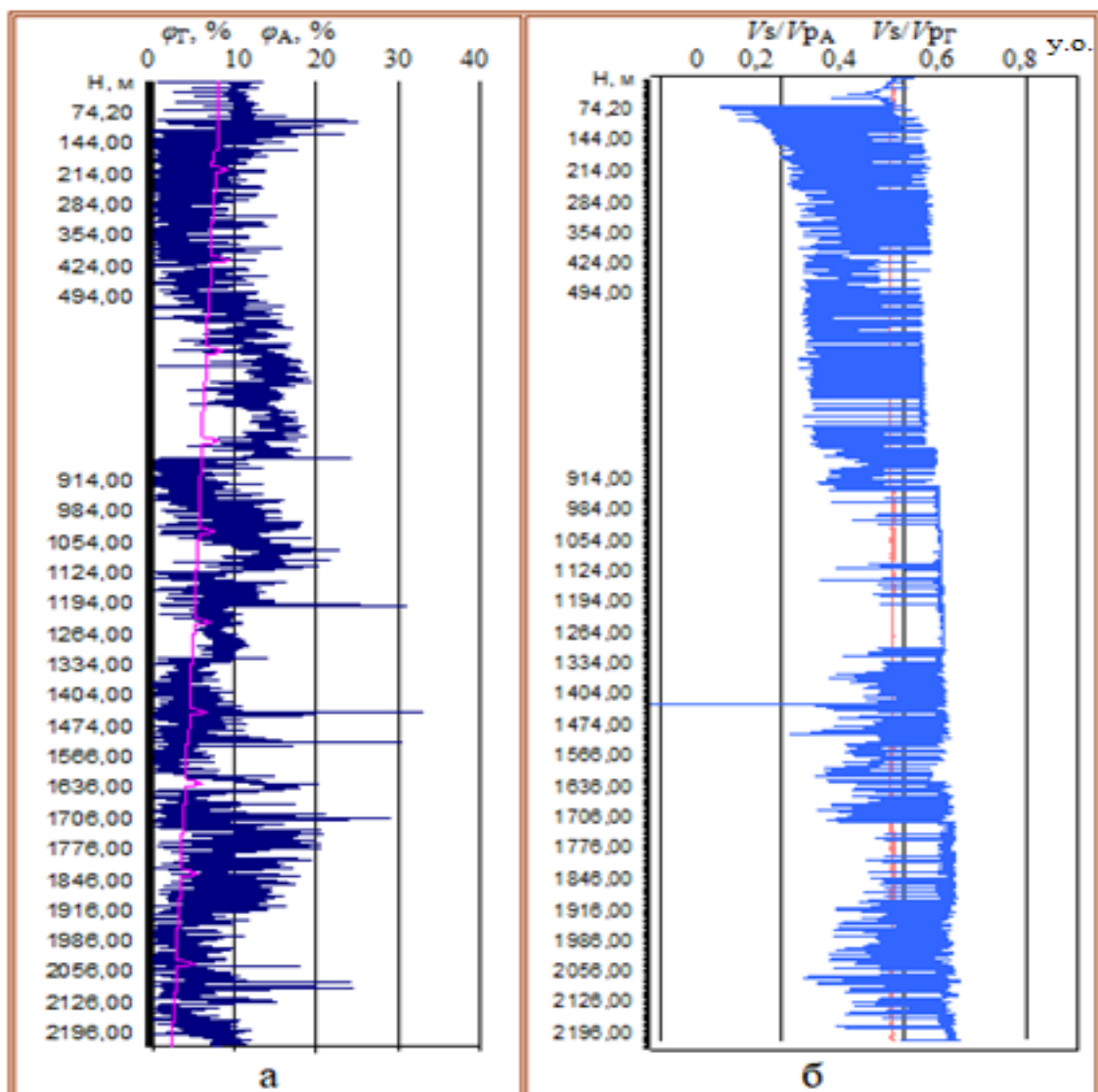


Рис. 3.13 Порівняльні графіки величин пористості  $\phi_{Г, \%}$  – розраховано програмою з «ГеоПошук», рожевим;  $\phi_{А, \%}$  – розраховано за прогнозною методикою (а); параметра  $V_s/V_{pГ}$  – розраховано програмою з «ГеоПошук» та  $V_s/V_{pA}$  – за методикою (б)

Таблиця 3.14

Усереднені значення пружних параметрів газонасичених прошарків інтервалів 386,0-448,4 м, 634,4-669,0 м, 2020-2250 м розрізу свердловини 3-Буцацька (див. рис. 3.12, табл. 3.11 (в))

Інтервал, м	$\phi, \%$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$V_p, \text{м/с}$	$V_s, \text{м/с}$	$V_s/V_p$	$p, \text{МПа}$
386,0-448,4	5,20	2592,53	3527,46	2228,33	0,63	3,95
634,4-669,0	15,08	2422,69	3049,69	1819,06	0,60	6,38
2020-2250	5,44	2586,86	4098,93	2580,40	0,63	20,93

### 3.4 Свердловина 28Д-Никловицька (485-1505 м)

Никловицьке газове родовище розташоване у Львівській області на відстані 18 км від м. Мостиська (рис. 3.14) [Булмасов, Чмихова, 2012; Заяць, 2013; Атлас..., 1998].

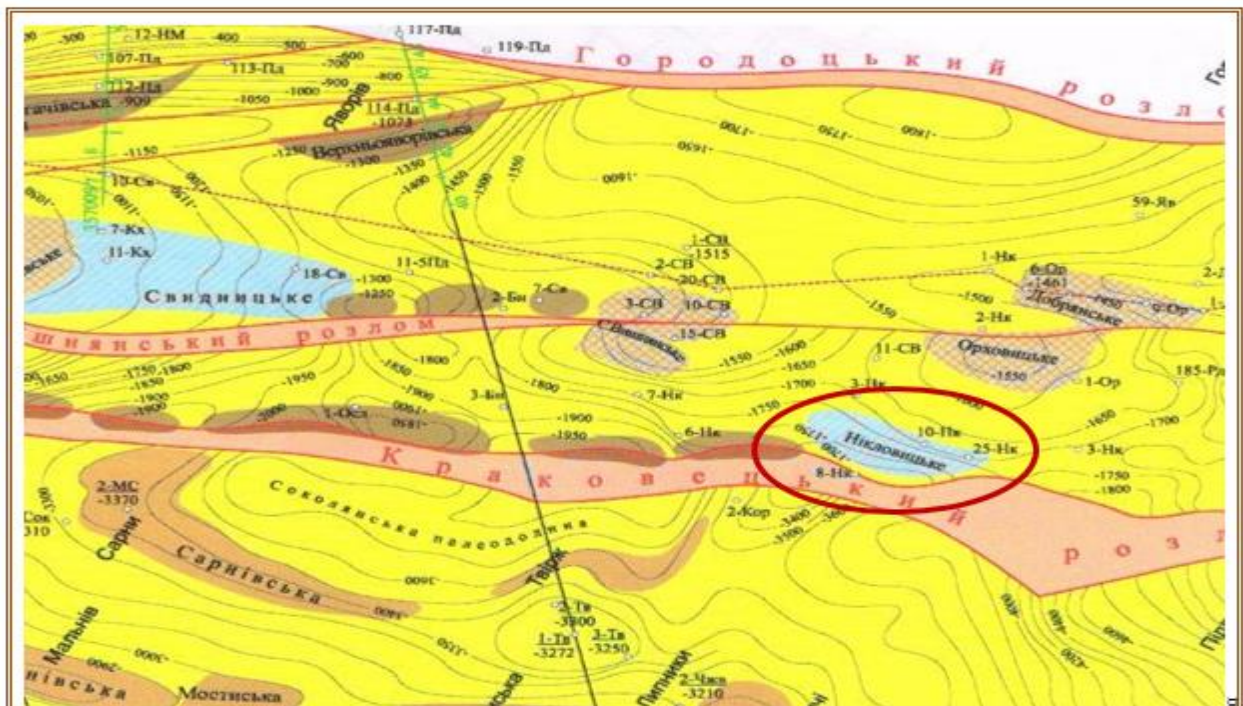


Рис. 3.14 Никловицьке родовище на структурній карті ерозійної доміоценової поверхні Більче-Волицької зони [Заяць, 2013]

За даними геолого-геофізичних досліджень [Куровець та ін., 2014] пористість – 13-18 %, припливи газу отримано з інтервалів 1433-1369 м, 1347-1267 м, 1220-1138 м. За результатами інтерпретації комплексу геофізичних досліджень з глибини 519,8 м і до 1049 м знайдено 29 водонасичених інтервалів у глинистих і пісковикових алевролітах, алевролітистих пісковиках розрізу. З 1138,0 м і до 1437 м ці ж породи у 16-ти інтервалах газонасичені. На інтервалах 993-1014 м і 1080-1131 м, алевроліт, пласти-колектори відсутні. Пористість – 10-24,9 %. Потребує уточнення інтервалів випробування.

Для аналізу результатів прогнозу за методикою у породах розрізу свердловини 28Д-Никловицька відібрано 459 значень інтервального часу за АК з інтервалу 1051,2-1097,0 м (табл. 3.15).

Результат дослідження за прогнозною методикою інтервалу 1051,2-1097,0 м  
розрізу свердловини 28Д-Никловицька

Тип заповнювача	$H$ , м	$(\varphi, \%) \cdot 100$	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$(V_s/V_p) \cdot 10^4$	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
вода	1051,2	2246,00	3357,13	1451,98	4325,06	2363,60
...	...	...	...	...	...	...
вода	1052,0	1874,00	3513,10	1544,23	4395,63	2427,60
газ	1052,1	1705,00	2966,28	1868,52	6299,20	2456,80
газ	1052,4	1758,00	2940,61	1848,96	6287,68	2447,60
вода	1052,5	1984,00	3468,95	1515,78	4369,56	2408,80
...	...	...	...	...	...	...
вода	1055,6	1875,00	3513,07	1544,54	4396,55	2427,50
газ	1055,7	1776,00	2935,76	1845,54	6286,41	2444,50
...	...	...	...	...	...	...
вода	1058,3	1875,00	3513,17	1544,88	4397,40	2427,50
газ	1058,4	1687,00	2974,61	1874,87	6302,91	2459,80
газ	1058,5	1758,00	2942,72	1850,73	6289,18	2447,60
вода	1058,6	1833,00	3532,66	1548,73	4384,03	2434,80
...	...	...	...	...	...	...
вода	1062,9	1962,00	3475,62	1522,06	4379,25	2412,50
газ	1063,0	1687,00	2976,20	1876,21	6304,05	2459,80
газ	1063,3	1723,00	2956,67	1861,13	6294,68	2453,70
вода	1063,4	1920,00	3498,44	1534,10	4385,10	2419,70
...	...	...	...	...	...	...
вода	1084,5	1875,00	3514,11	1548,06	4405,27	2427,50
газ	1084,6	1758,00	2951,64	1858,20	6295,48	2447,60
вода	1084,7	1962,00	3476,41	1524,68	4385,79	2412,50
...	...	...	...	...	...	...
вода	1087,5	1899,00	3505,89	1542,30	4399,17	2423,40
газ	1087,6	1687,00	2984,77	1883,38	6309,97	2459,90
вода	1087,7	1853,00	3523,10	1555,32	4414,63	2431,20
...	...	...	...	...	...	...
вода	1096,6	3745,00	2836,87	1214,44	4280,92	2105,90
вода	1097,0	2874,00	3113,26	1334,95	4287,95	2255,60



На інтервалі спрогнозовано, переважно, водонасичені шари. Знайдено два шари з ймовірним заповнювачем – нафтою чи газоконденсатом товщиною 0,5 м (1059,4-1059,9 м) і 1,5 м (1095,0-1096,5 м) з пористістю до 28 %. Прошарків з газом – 12, від 0,1 м до 0,4 м товщиною та пористістю по цілому інтервалу – 26,6 %. Середня швидкість поздовжніх хвиль – 2659,6 м/с; швидкість поперечних хвиль – 1407,2 м/с; густина – 2271,5 кг/м<sup>3</sup>. Усереднене значення відношень швидкостей поперечної хвилі до поздовжньої – 0,44, що свідчить про переважання води у порах порід цього інтервалу розрізу [Справочник..., 1978]. Для прошарків з газом  $V_s/V_p \approx 0,63$ . У нижньому з вказаних шарів-неколекторів пористість за прогнозом за методикою удвічі менша від такої у решти шарів. Спостерігається повна узгодженість з результатами досліджень Івано-Франківської ЕГДС (23.02.2012 р.) ДГП «Укргеофізика». За результатами інтерпретації геофізичних досліджень у цій свердловині до глибини 1143,8 м породи є водонесними і водонасиченими. Від 1143,8 м – породи газонасичені [Булмасов, Чмихова, 2012; Куровець та ін., 2014].

Наступним прикладом прогнозу у розрізі цієї свердловини представимо результати для інтервалу 1116,2-1121,9 м. Поведінка відповідних характеристик порід прошарків (графіки на рис. 3.15) та їх числових значень (табл. 3.16) (наприклад, для глибини 1116,4 м виділено на графіку рудим прямокутником і у таблиці – це рядок жовтого забарвлення) узгоджуються з загальними числовими результатами Івано-Франківської ЕГДС (23.02.2012 р.) ДГП «Укргеофізика».

При тім, як і в дослідженнях за методикою розрізів попередніх свердловин, маємо детальні, щодесятисантиметрові результати також для прошарків і шарів, не досліджених Івано-Франківською ЕГДС. Для нашого прикладу пористості, 12-16 %, за даними геофізики, – для газонасиченого інтервалу маємо спрогнозовано за методикою (див. табл. 3.16) 14,82 % – середню величину пористості для прошарків з газом.

Статистичну оцінку надійності розрахунків за прогнозною методикою на прикладі таких обчислень для розрізу свердловини 1-Ліщинська наведено в Додатку В. Результати проведених досліджень свідчать, що статистична

надійність прогнозного розрахунку, навіть, з урахуванням варіативності характеристик порід, можливих технічних похибок та похибок каротажних приладів, є доброю.

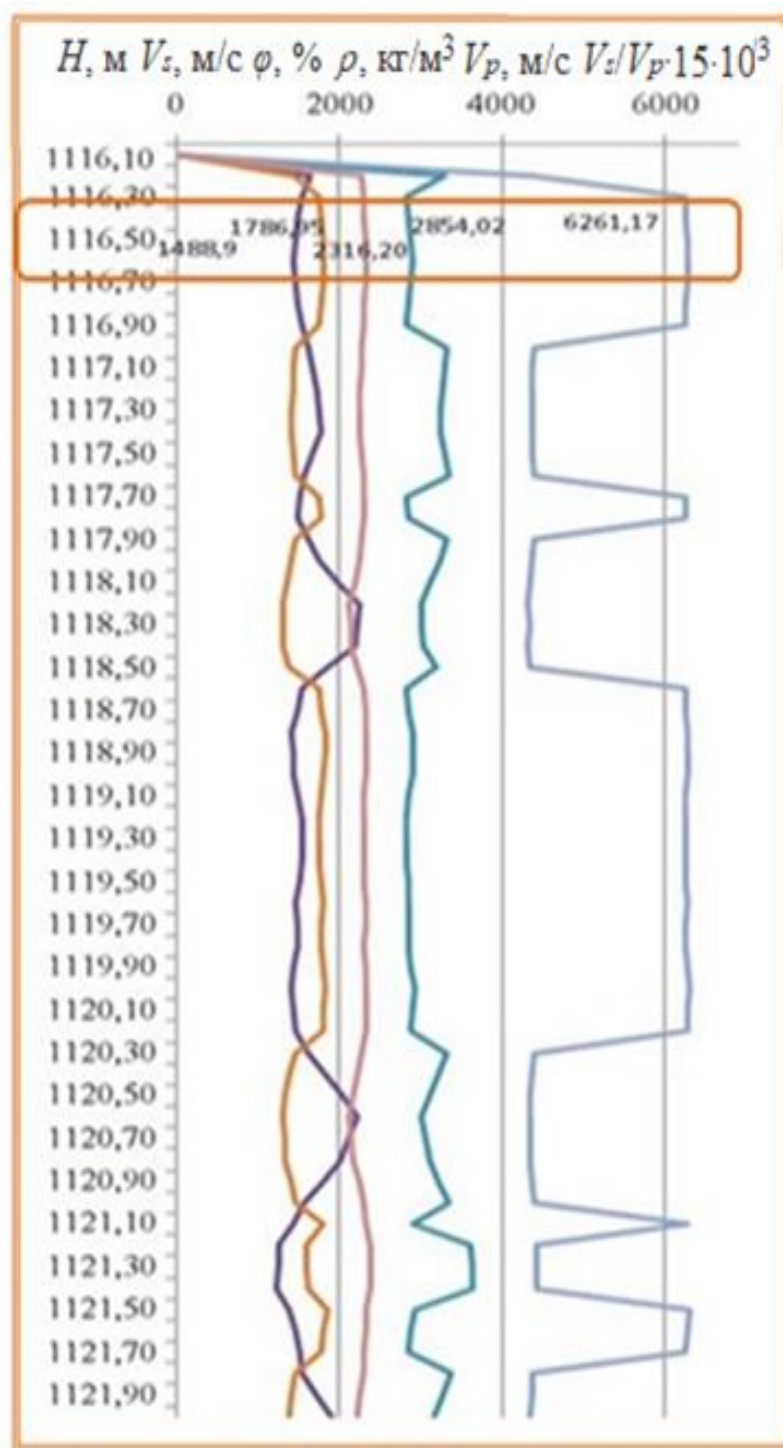


Рис. 3.15 Розраховані за прогножною методикою значення швидкостей пружних хвиль, їх відношень, пористостей і густин порід для інтервалу 1116,2-1121,9 м розрізу свердловини 28Д-Никловицька (табл. 3.16)

Числові значення розрахованих за прогнозною методикою швидкостей пружних хвиль, пористості і густини для інтервалу 1116,2-1121,9 м розрізу свердловини

28Д-Никловицька

$H$ , м	Заповнювач пор	$\varphi$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p \cdot 10^4$	$\rho$ , кг/см <sup>3</sup>
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
1116,40	газ	14,89	2854,02	1786,95	6261,17	2316,20
1116,50	газ	14,63	2877,20	1805,24	6274,29	2322,60
...	...	...	...	...	...	...
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
...	...	...	...	...	...	...
1117,60	вода	15,66	3359,02	1476,39	4395,30	2297,30
1117,70	газ	15,32	2825,92	1765,23	6246,57	2305,60
1117,80	газ	15,05	2842,01	1777,58	6254,66	2312,20
1117,90	вода	16,11	3332,86	1462,07	4386,83	2286,20
1118,00	вода	17,51	3249,93	1419,31	4367,20	2251,60
...	...	...	...	...	...	...
1118,50	вода	18,66	3189,26	1388,34	4353,17	2223,60
1118,60	газ	15,46	2821,34	1761,94	6245,05	2302,20
...	...	...	...	...	...	...
1120,10	газ	14,39	2894,38	1818,64	6283,35	2328,50
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
...	...	...	...	...	...	...
1121,00	вода	15,65	3359,23	1476,84	4396,36	2297,40
1121,10	газ	14,40	2894,31	1818,63	6283,47	2328,20
1121,20	вода	12,68	3620,86	1600,51	4420,25	2370,50
1121,30	вода	12,48	3629,91	1608,03	4429,94	2375,30
1121,40	вода	12,29	3650,00	1617,63	4431,86	2380,00
1121,50	газ	13,87	2936,37	1851,71	6306,12	2341,10
1121,60	газ	14,74	2868,08	1798,07	6269,25	2319,90
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

### Висновки до розділу 3

Розроблена методика (базовий варіант – за даними АК) та відповідний програмний комплекс (програма «Прогноз-НГК-Ф») апробована на даних сверловин ряду структур ЗНГР України (Залужанської, Ліщинської, Бучацької, Никловицької), для яких наявні дані АК. Результати, в цілому, показали добре співпадіння з даними випробувань свердловин і з даними інших прогнозних методів як щодо визначень петрофізичних характеристик порід, так і щодо прогнозного типу флюїду – заповнювача пор.

Для окремих свердловин виявлено не зафіксовані попередніми дослідженнями тонкі (від 0,1 м) прошарки з суттєвою пористістю і заповненням газом, водою, нафтою, а також прошарки з близькою до нульової пористістю, які можуть слугувати екранами. Простежено зміни пружних (швидкостей пружних хвиль, модуля зсуву, стисливості, модуля об'ємного стиску, густини тощо) та колекторських (пористості) характеристик наявних у розрізах досліджуваних свердловин порід (глин, мергелів, алевролітів, вапняків, пісковиків, сланцевих товщ) в залежності від тиску (глибини). На основі цих даних спрогнозовано нафтогазоводонасиченість (пористість та тип заповнювача пор) досліджених горизонтів розрізів. Простежено особливості у пружних та колекторських характеристиках порід різного віку, типу та геодинамічного генезису – теригенно-карбонатних (карбон, девон), карбонатних (девон, силур, кембрій), теригенних (девон, силур).

Зокрема, для свердловини 18-Залужанська результати прогнозування пористості (до 8,7-14,5 % у конкретних прошарках) і типу флюїдонасичення за методикою (газ/газоконденсат) для інтервалу 2116–2217 м відповідають даним випробувань – отримано приплив газу в інтервалі 2135÷2190 м [Куровець та ін., 2014]. Для свердловини 19-Залужанська результати прогнозування (газоносність на глибинах 1151÷2272 і 2361÷2803 м, пористість до 19 % і до 8 % відповідно) відповідають загальним характеристикам родовища – 2 поверхи газоносності в неогенових відкладах на глибинах 1070 м і 2860 м, встановлено 13 проміжкових

газонасичених горизонтів, пов'язаних з прошарками пісковиків у товщі глини [Атлас..., 1998].

Результати дослідження порід свердловини 1-Ліщинська – в загальному прогнозна оцінка порід розрізу за методикою відповідає даним робіт [Куровець, 2010, 2014; Kurovets et al., 2012]. Разом з цим, 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. Виявлені на інтервалах глибин 2933-2950 м, 2997-3000 м, 3038-3054 м практично непроничні прошарки можна вважати екранами. Результати прогнозу підтверджуються даними ГК та газометричними дослідженнями [Грицишин, 2012; Грицишин, Кучер, 2012] і свідчать про придатність методики прогнозування для виявлення тонких шарів з газом.

Дослідження розрізу свердловини 3-Бучацька проведено з використанням наявних даних АК по всьому розрізу даної свердловини. Детально, з кроком 0,2 м, прораховано більше 11 тисяч умовних прошарків. При цьому, пачки прошарків з ідентичними петрофізичними характеристиками, розташовані у розрізі поруч за глибиною відображають реальні шари порід. При дослідженнях виявлено 3831 прошарок з ймовірним заповнювачем пор – водою, 384 – з нафтопроявами, 6907 – з газом. Виявлено значну диференціацію шарів і прошарків розрізу за пористістю, ті з них, де пористість підвищена, а прогнозний флюїд – нафта і газ, є об'єктами для подальших поглиблених досліджень та випробувань. 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. Таблиці й графіки можна використовувати для оцінки розрізів з подібною літологією (аналог палеток).

По свердловині 28Д-Никловичі (485-1505 м) (Никловицьке газове родовище) досліджено за методикою інтервал 1051,2-1097,0 м (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 підтверджують, що розроблена методика прогнозування флюїдонасичення порід розрізу свердловин дає можливість виявляти різні, у т.ч. тонкошаруваті водо-, нафто- і газonosні пласти порід, тобто, також пастки неструктурного типу. Точність розрахунків за методикою перевірено з урахуванням похибок апаратури, варіативності реальних характеристик порід; найбільші відхилення розрахованих швидкостей для малих глибин розрізу, оцінені похибки, загалом, лежать в межах 8 %.

Розроблена методика прогнозування за теоретичними та емпіричними залежностями дозволяє з високою надійністю визначати фізичні та колекторські властивості порід-колекторів і дає змогу підвищити рівень наукового обґрунтування прогнозів типу флюїдонасичення при геофізичних дослідженнях свердловин, що широко використовуються при пошуках і розвідці нафтових і газових родовищ.

Проведена апробація методики на реальних матеріалах ГДС показала достатню надійність результатів у порівнянні з даними випробувань свердловин та результатами проведених різними авторами прогнозних досліджень за іншими методиками. При цьому виявлено, що через значні відмінності між фізико-механічними властивостями порід різних територій для ефективного застосування методики слід використовувати експериментальні геолого-геофізичні дані про умови залягання та характеристики гірських порід на конкретній досліджуваній площі. Врахування такої інформації гарантує значне підвищення надійності прогнозування нафтогазонасиченості розрізів свердловин.

### Перелік використаних джерел до розділу 3

1. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. Львів: УНГА, 1998. 328 с.
2. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. Акустический каротаж. Ленинград: Недра, 1970. 264 с.
3. Булмасов О. В., Чмихова Л. Р. Висновки по результатах геофізичних досліджень виконаних в свердловині 28Д Никловицького родовища. ДГП «Укргеофізика» Івано-Франківської ЕГДС. 27.02.2012.
4. Вендельштейн Б. Ю., Козяр В. Ф., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по определению подсчётных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов. Калинин, 1990. 261 с.
5. Грицишин В. І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини. Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. 273 с.
6. Грицишин В. І., Кучер С. Ф. Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття. *Прикарпатський вісник НТШ*, 2012. № 1(17). С. 237—255.
7. Залужанське газоконденсатне родовище. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%BB%D1%83%D0%B6%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B5\\_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%B0%D1%82%D0%BD%D0%B5\\_%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%89%D0%B5](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%BB%D1%83%D0%B6%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B5_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%B0%D1%82%D0%BD%D0%B5_%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%89%D0%B5) (дата звертання: 30 серпня 2019).
8. Заяць Х. Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ. Львів: Центр Європи, 2013. 80 с.

9. Красножон М. Д., Ручко В. О., Ручко К. О. Комплексна інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин і сейсморозвідки з використанням технології «Геопошук». *Збірник наукових праць УкрДГРІ*, 2013. № 4. С. 104—111.
10. Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: УкрДГРІ. 2001. 144 с.
11. Крупський Ю. З. Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України : монографія. Львів: Сполом, 2020. 256 с.
12. Курганський В. М. Посібник з лабораторного практикуму з курсу «Петрофізика». Київ: ННІ Інститут геології, 2015. 58 с.
13. Куровець І. М. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західного краю Східноєвропейської платформи. *Збірник наукових праць ІГН НАНУ*, 2010. Вип. 3 С. 287—293.
14. Куровець І. М. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західного краю Східноєвропейської платформи. *Збірник наукових праць ІГН НАНУ*, 2010. Вип. 3 С. 287—293.
15. Куровець І. М., Михайлов В. А., Зейкан О. Ю., Крупський Ю. З., Гладун В. В., Чепіль П. М., Гулій В. М., Куровець С. С., Касянчук С. В., Грицик І. І., Наумко І. М. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : Монографія. : У восьми томах. Книга І. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми. Київ: Ніка-Центр, 2014а. 208 с.
16. Куровець І. М., Наумко І., Притулка Г., Шира А., Шуфляк Ю. Літолого-петрофізичні і мінералофлюїдологічні властивості відкладів силуру Львівського палеозойського прогину. Тези доп. наук. конф., присвяченої 65-річчю геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка «*Стан і перспективи сучасної геологічної освіти і науки*». 13–15 жовтня 2010, Львів). *Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка*, 2010. С. 115—117.
17. Куровець І. М., Сеньковський І. М., Михайлов В. А., Дригант Д. М.,



- Крупський Ю. З, Гладун В. В., Чепіль П. М., Гулій В. М., Куровець С. С., Шлапінський В. С., Шлапінський Ю. В., Колтун Ю. В., Чепіль В. П., Бодлак В. П. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : Монографія. : У восьми томах. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. Київ: Ніка-Центр, 2014б. 400 с.
18. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Київ: Наук. думка, 1970. 126 с.
  19. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Поиск залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным каротажа. Материалы IX-ой международной конференции молодых учёных и студентов «Современные техника и технологии в научных исследованиях». (27-28 марта 2017, г. Бишкек, Киргизия). Бишкек, 2017. С. 236—238.
  20. Скакальська Л. В. Петрофизические характеристики пород-коллекторов запада Украины в прогнозировании нефтегазоносности разрезов скважин. VI-е Кудрявцевские Чтения – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа. Москва, ЦГЭ, 22-24 октября 2018. Москва, 2018. (CD).
  21. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. *Ежемесячный научный журнал «SOCAR Proceedings»*, 2014а. № 1. С. 4—10.
  22. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом. *Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія*. Київ, 2014б. № 1 (64). С. 35—40.
  23. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. «Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах». Матеріали наук. конф.-семінару. (3-5 червня 2014, м. Львів). Львів, 2014в. С. 213—217.
  24. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозування петрофизических характеристик и водонефтегазоносности разреза на примере данных скважины 3-Бучачская. *Межотраслевой институт «Наука и образование»*, 2014. № 5. С. 25—29.

25. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Вдосконалені варіанти методики прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за даними АК/СК. *Geoinformatics 2017*. (15-17 May 2017, Kiev). Київ, 2017а. (CD). 11766\_UKR.
26. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Використання методик прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин для підвищення ефективності пошуків та видобування нафти і газу та зниження екологічних небезпек. «*Екогеофорум-2017. Актуальні проблеми та інновації*». Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції. (22-25 березня 2017, м. Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2017б. С. 101—102.
27. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дослідження кореляційних зв'язків між петрофізичними характеристиками порід-колекторів Західного нафтогазоносного регіону України. «*Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах*». Матеріали наукової конференції-семінару. (1-2 червня 2017, с.м.т. Верхнє Синьовиднє). Львів, 2017в. С. 93—94.
28. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Математическая методика выявления нефтегазонасыщенных пород по данным каротажей. V-е Кудрявцевские чтения «*Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти*». (17-19 октября 2016, г. Москва). Москва, 2016а. (CD) : доклад № 109.
29. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин. *Геологія і геохімія горючих копалин*. Київ, 2017г. № 1-2 (170-171). С. 165—166.
30. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозування нафтогазоносності порід розрезів скважин. *Нефть, газ и бизнес*, 2016б. № 3. С. 38—44.
31. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозная методика для оценки нефтегазоносности пород разрезів скважин. XXI Губкинские чтения «*Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России*». (24-25 марта 2016, г. Москва).

- Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016в. (CD).
32. 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.
33. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин на основі адекватних фізико-математичних моделей. Матеріали III наукової конференції «*Геофізичні дослідження та моделювання фізичних полів Землі*». (10-13 жовтня 2016г, м. Львів – Верхнє Синьовидне, Львівської обл., Україна). Львів, 2016. (CD). С 65—69.
34. Справочник по физическим свойствам минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Москва: Недра, 1978. 229 с.
35. Kurovets I., Drygant D., Naumko I. et al. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 449, 2012. P. 119—130.

## РОЗДІЛ 4

## ВАРІАНТИ ПРОГНОЗНОЇ МЕТОДИКИ З ВИКОРИСТАННЯМ ДАНИХ ІНШИХ КАРОТАЖІВ

За відсутності даних АК для конкретних свердловин чи інтервалів їх розрізів, запропоновано варіанти теоретико-емпіричної методики з використанням даних інших, доступних каротажів і побудовою відповідних кореляційних залежностей. Це, зокрема, дані гамма-каротажу; електричного каротажу, з якого практично використано значення параметра самочинної поляризації; також – інтервальні часи перших вступів хвиль, отримані методом офсетів, дані сейсмокаротажу.

Оскільки різноаспектне вивчення властивостей гірських порід стосується одного фізичного середовища, то можемо визначати відповідні математичні кореляційні зв'язки між числовими значеннями будь-яких з фізичних параметрів, що описують ці гірські породи [Фізика..., 2020; Френкель, 1944; Ханін, 1976; Хартри, 1960; Швецов, 1948]. У роботі застосовано такі, виявлені та оцінені для різних типів гірських порід, чисельні залежності між їх механічними, електричними, радіоактивними властивостями. Такі співвідношення використано в особливих випадках замість даних АК (рис. 4.1).



Рис. 4.1 Апробовані варіанти методики з використанням даних різних каротажів для отримання швидкостей поздовжніх хвиль, потрібних у прогнозуванні за базовим варіантом методики (за даними АК)

Надійність прогнозування типу заповнювача пор порід у розрізах свердловин за цими варіантами методики підтверджено співпадінням отриманих значень пористості та типу заповнювача пор у відповідних інтервалах розрізів з результатами промислової геофізики (див. нижче).

#### 4.1 Математичний апарат варіантів методики з використанням інших каротажів (ГК, ЕК, СК, методу офсетів)

Вибір даних ГК як додаткового параметра для досліджень за методикою зумовлений кількома причинами. По-перше, на сьогодні ГК проводиться для значного числа розрізів. По-друге, за ГК надійніше, порівняно з іншими геофізичними методами, визначати ступінь глинистості порід в осадових відкладах за зміною величини інтенсивності природного гамма-випромінювання ( $I_\gamma$ ). Зниженнями  $I_\gamma$  виділяються пласти чистих пісків і пісковиків, можливих колекторів нафти, хомогенні осади, ангідрити.

Вимірювання здійснюють лічильниками Гейгера-Мюллера або більш ефективними, з кращим розрізненням розрізів, сцинтиляційними, при неперервному записі даних. Вони вловлюють до 50-60 % гамма-квантів, які проходять через кристал приладу, на відміну від інших, з ефективністю в 1-5 % [Гатиятуллин, Баранов, 2015; Соколов, Черных, 2015]. Це забезпечує малу статистичну флуктуацію і мінімізує спотворення сигналу.

Для виключення впливу умов вимірювань при оцінці інтенсивності природного гамма-випромінювання часто використовують безрозмірний подвійний різницевий параметр  $\Delta I_{\gamma i}$  [Грицишин, 1987; Грицишин, Кучер, 2012]

$$\Delta I_{\gamma i} = (I_{\gamma i} - I_{\gamma \min}) / (I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}), \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.1)$$

де  $I_{\gamma i}$  – калібровані значення, відраховані по кривій ГК навпроти досліджуваного пласта  $i$  (є сумою випромінювань пласта, промивної рідини і власного фону приладу);

$I_{\gamma\min}$  – мінімальне значення ГК по всьому розрізу, для якого випромінювання пласта приймають рівним нулю, а реєстровані значення ГК викликані сумою випромінювання промивної рідини і фону приладу.

$I_{\gamma\max}$  – максимальне значення ГК по всьому розрізу, що відповідає пласту чистих глин.

Оскільки для обчислень за базовим варіантом прогнозної методики необхідно мати числові величини швидкостей поздовжніх хвиль, а ГК виключає можливість вимірювання параметрів, дотичних до швидкостей пружних хвиль, то варіанти методики побудовано на основі даних ГК про глинистість шарів.

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.

Виконуємо наступні дії:

1) для визначення глинистості глинистих шарів за даними інтенсивності гамма-випромінювання використовуємо відомі підходи і співвідношення для конкретних розрізів чи порід [Джеваншир, Бржестовская, 1992; Добрынин та ін., 2004; Зотова, Алиева, 1980] або виводимо їх з уже відомих формул, як, наприклад, у конкретному випадку, для даних розрізів свердловин 15-Лудинська, 23-Орховицька, описаних у [Заяць, 2013]:

$$\varphi_{cli} = (48,54 \cdot \Delta I_{\gamma i} + 3,092) / 100, \quad (4.2)$$

де  $\Delta I_{\gamma i}$  – визначене за інтенсивністю гамма-випромінювання  $i$ -того шару породи розрізу значення подвійного різницевого параметра;

2) для обчислення пористості за АК з урахуванням глинистості  $\varphi_i^{\text{АК+ГК}}$ , відповідно до [Кулик, Бондаренко, 2010; Федорів, 2018], застосуємо формулу

$$\varphi_i^{\text{АК+ГК}} = \varphi_i^{\text{АК}} + 0,204 \cdot (\varphi_{cli} - 0,07), \quad (4.3)$$

звідки

$$\varphi_i^{AK} = \varphi_i^{AK+ГК} - 0,204 \cdot (\varphi_{cli} - 0,07); \quad (4.4)$$

3) підставимо (4.2) в (4.3). Отримуємо:

$$\varphi_i^{AK+ГК} = \varphi_i^{AK} + 0,204 \cdot \left[ (48,54 \cdot \Delta I_{\gamma_i} + 3,092) / 100 - 0,07 \right]; \quad (4.5)$$

4) з другого боку, обчислити пористість за АК з урахуванням глинистості можемо з урахуванням [Розловська та ін., 2013] за формулою:

$$\varphi_i^{AK+ГК} = \varphi_i^{AK} \cdot \frac{1}{1 + \Delta I_{\gamma_i}}. \quad (4.6)$$

Прирівняємо праві частини формул (4.5) і (4.6). Отримуємо:

$$\varphi_i^{AK} + 0,204 \cdot \left( (48,54 \cdot \Delta I_{\gamma_i} + 3,092) / 100 - 0,07 \right) = \varphi_i^{AK} \cdot \frac{1}{1 + \Delta I_{\gamma_i}},$$

або

$$\varphi_i^{AK} = 0,204 \cdot \left( 0,039 - 0,485 \cdot \Delta I_{\gamma_i} \right) \cdot \left( \frac{1 + \Delta I_{\gamma_i}}{\Delta I_{\gamma_i}} \right); \quad (4.7)$$

5) формула

$$\varphi_i^{AK} = 100 \cdot (\Delta T_i^{AK} - \Delta T_i^T) / (\Delta T^l - \Delta T_i^T) \quad (4.8)$$

є рівнянням середнього часу для пористості [Бондаренко та ін., 2010], яке описує загальну пористість.

Прирівняємо праві частини (4.7) і (4.8):

$$0,204 \cdot \left( 0,039 - 0,485 \cdot \Delta I_{\gamma_i} \right) \cdot \left( \frac{1 + \Delta I_{\gamma_i}}{\Delta I_{\gamma_i}} \right) = 100 \cdot (\Delta T_i^{AK} - \Delta T_i^T) / (\Delta T^l - \Delta T_i^T), \quad (4.9)$$

звідки:

$$\Delta T_i^{AK} = \Delta T_i^T + 0,00204 \cdot (\Delta T^l - \Delta T_i^T) \cdot \left( 0,039 - 0,485 \cdot \Delta I_{\gamma_i} \right) \cdot \left( \frac{1 + \Delta I_{\gamma_i}}{\Delta I_{\gamma_i}} \right). \quad (4.10)$$

де  $\Delta T_i^{AK}$ ,  $\Delta T_i^l$ ,  $\Delta T_i^T$  – інтервальний час для АК, рідкого флюїду, твердої

частини породи у прошарку розрізу;

$\varphi_i^{AK}$  – пористість за АК, %.

Отримуємо формулу (4.10) для обчислення інтервальних часів проходження швидкості поздовжньої пружної хвилі у прошарках розрізу (рівноцінні даним АК для прогнозування у методиці) за вимірними ГК величинами подвійного різницевого параметра;

б) значення швидкості за вимірюваннями ГК (значеннями подвійного різницевого параметра) у довільному прошарку розрізу визначаємо так:

$$V_{pi}^{AK} = \frac{\Delta I_{\gamma i}}{\Delta T_i^T \cdot \Delta I_{\gamma i} + 0,00204 \cdot (\Delta T_i^l - \Delta T_i^T) \cdot (0,039 - 0,485 \cdot \Delta I_{\gamma i}) \cdot (1 + \Delta I_{\gamma i})}; i = \overline{1, n}. \quad (4.11)$$

З (4.11), урахуванням (4.1), отримуємо формулу для використання вимірних за ГК значень інтенсивності гамма-випромінювання у кожному прошарку досліджуваного інтервалу розрізу таку:

$$V_{pi}^{AK} = \frac{1}{\Delta T_i^T - 0,00204 \cdot (\Delta T_i^l - \Delta T_i^T) \cdot \left( 0,485 - \frac{0,039}{I_{\gamma} - I_{\gamma \min}} \right) \cdot \left( 1 + \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} \right)}; i = \overline{1, n}. \quad (4.12)$$

Формулою (4.12) встановлюємо зв'язок між величинами швидкості поздовжніх хвиль за АК та інтенсивності гамма-випромінювання за ГК. Співвідношення справедливе для щільних малопористих порід, з урахуванням довідникових констант для вапнякових, пісковикових, аргілітових розрізів та промивної рідини, тобто, застосовне у прогнозній методиці.

Варіант 2 (для даних гамма-каротажу). Для інтервалів розрізу чи свердловин, для яких є дані АК, і дані ГК, виявляємо зв'язок і будуємо прямі кореляційні співвідношення між відповідними параметрами обидвох каротажів, і такі співвідношення далі використовуємо 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 (описано далі).

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

З урахуванням зв'язку між подвійним різницею параметром  $\Delta I_\gamma$  і величиною відносної амплітуди самочинної поляризації  $\alpha_{ПС}$  [Курганський, Тішаєв, 2011; Розловська та ін., 2013] пористість за АК та глинистість за ГК через експериментальні дані ЕК визначатимуться так (з урахуванням формули (4.6) та ін.):

$$\varphi_i^{AK} = \frac{0,204 \cdot (0,07 - \varphi_{cli}) \cdot (2 - \alpha_{ПС})}{1 - \alpha_{ПС}}; \quad (4.13)$$

$$\varphi_{cli} = \frac{0,014 + (0,014 - \varphi_i^{AK}) \cdot (1 - \alpha_{ПС})}{0,204 \cdot (2 - \alpha_{ПС})}. \quad (4.14)$$

За такими формулами, використовуючи замість значень інтенсивності гамма-випромінювання за ГК дані, отримані методом СП, розраховуємо вхідні для прогнозної методики числові значення швидкостей поздовжніх хвиль:

$$V_{pi}^{AK} = \frac{1}{\Delta T_i^T - 0,00204 \cdot (\Delta T_i^l - \Delta T_i^T) \cdot \left( 0,485 - \frac{0,039}{(1 - \alpha_{ПС})} \right) \cdot (2 - \alpha_{ПС})}; i = \overline{1, n}. \quad (4.15)$$

Варіант 4 (для даних сейсмокаротажу чи методу офсетів). Варіант подібний до базового варіанту прогнозної методики, оскільки використовуються дані про перші вступу головних поздовжніх хвиль. Його основна відмінність полягає у тому, що через малу кількість даних по розрізу (крок за глибиною значний) для деталізації прогнозування за глибиною для цих даних будується інтерполяційна функція по розрізу свердловини (наприклад, у вигляді полінома

відповідного порядку). Такий же підхід, названий нами способом 2 (на відміну від прямого способу 1 – прямого встановлення емпіричних кореляційних співвідношень для випадків наявності детальних даних використовуваних для кореляції каротажів по розрізу свердловини) використовується для додаткового варіанту 2 методики (за даними ГК).

Оскільки застосування методу офсетів більш відомі у сейсмозвідці, а у прогнозуванні нафтогазоносності розрізів свердловин використовуються не часто, опишемо його детальніше. Суть методу [Палагин и др., 1989; Боганик, Гурвич, 2006; Кузьменко, Войтко, 2010; Anstey, Geyer, 1987] – за даними про сейсмічні відбиття (в зоні досліджуваної свердловини) визначаються часові параметри відбиття (час пробігу сейсмічної хвилі від земної поверхні (точки збудження) до точки відбиття (аналог часу за СК/ВСП) –  $1/2$  від часу реєстрації відбиття на поверхні – на сейсмограмі (сейсмічній трасі) або на часовому розрізі). Далі для прив'язки до реальної глибини відбиття (аналога глибини точки реєстрації сейсмокаротажним зондом) використовуються або дані про швидкісну будову масивів порід в зоні досліджень (аналог перерахунку часового сейсмічного розрізу у глибинний), або дані по керну свердловини (контрастні границі акустичних жорсткостей), або дані інших (за відсутності даних АК і СК/ВСП) каротажних методів для ідентифікації та глибинної локалізації відбиваючих границь (офсетів). Коли час поширення хвилі і фактична глибина точки відбиття у розрізі свердловини визначена (отримано дані, ідентичні даним СК), подальша обробка офсетних даних проводиться аналогічно, як для даних СК/ВСП.

Метод офсетів є менш інформативним і точним, порівняно з методом СК/ВСП (а, тим більше, порівняно з АК), оскільки інформація про швидкості отримується тільки від тих горизонтів розрізу, у подошві/покрівлі чи всередині яких є контрастні сейсмічні границі, що дають відбиття, а сама точність даних офсетів є нижча від точності даних СК/ВСП за рахунок як нижчої точності визначення часу вступу хвиль – за рахунок значно меншої амплітуди хвиль в точці прийому (за рахунок і подвійного шляху проходження хвиль, і значно меншого від одиниці коефіцієнта їх відбиття на контрастній границі (офсеті)), а

також «розмитості» фронту вступу (за рахунок подвійної фільтрації ВЧ-складових зондуючої хвилі середовищем), так і за рахунок більших (порівняно з СК/ВСП) похибок визначення глибини відбиваючих границь (офсетів). Але все ж за відсутності даних АК і СК/ВСП метод офсетів дає можливість отримати додаткову інформацію про швидкісні та інші важливі характеристики розрізу свердловин, тому за наявності таких даних їх використання у прогнозуванні нафтогазоносності розрізів свердловин є доцільним. Практичне застосування даних методу офсетів (рис. 4.14) подано у підрозділі 4.2.2 на даних розрізів свердловин 2-Зарічнлянська і 4-Північно-Зарічнлянська.

## **4.2 Дослідження розрізів свердловин за варіантами методики**

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

### **4.2.1 Свердловина 15-Лудинська (19,3-3230,5 м)**

Прикладом апробації додаткового варіанту 2 методики (за способом 1) є дослідження розрізу свердловини 15-Лудинська Лудинської ділянки (рис. 4.2). Для цього використано кореляційні співвідношення для розрахунку пористості і швидкості поздовжніх хвиль, побудовані за даними ГК і АК для розрізу свердловини 3-Бучацька. Дослідженнями зразків порід, відібраних зі свердловини 15-Лудинська [Куровець та ін., 2010], виявлено, що пористість і проникність перпендикулярно до нашарувань майже відсутні. Глинисті прошарки перестеляють пачки порід товщинами понад 100 м. 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.

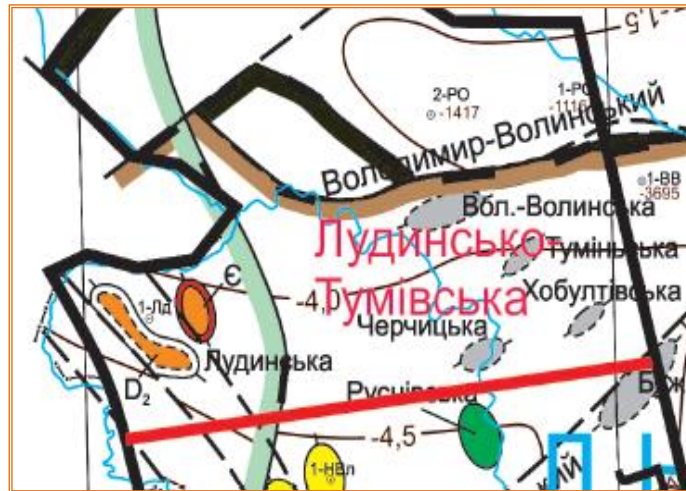


Рис. 4.2 Ділянка Лудинська на карті Лудинсько-Монастирецької перспективної зони [Куровець та ін., 2010]

Оскільки для дослідження розрізу свердловини 15-Лудинська отримано єдиними дані інтенсивності за ГК, а для розрізу вже прорахованої за методикою свердловини 3-Бучацька, окрім використовуваних у прогнозних дослідженнях параметрів інтервального часу, наявні дані ГК, при тому вони охоплюють значно коротший інтервал, то спершу було виведено співвідношення зв'язку параметрів ГК та АК для свердловини 3-Бучацька. Для цього розрізу було виявлено лінійну кореляційну залежність між значеннями пористості ( $\varphi$ ), логарифму інтенсивності гамма-випромінювання ( $\ln I_\gamma$ ) та швидкості поздовжніх хвиль ( $V_p$ ) за оцінками графіків інтенсивності гамма-випромінювання ( $I_\gamma$ ) (рис. 4.3, 4.4).

Отже, для числових значень пористості  $\varphi_i^{AK} \cdot 100$  та  $\ln(I_\gamma) \cdot 1000 - V_{pi}$  справедливе співвідношення  $\ln(I_\gamma) \cdot 1000 - V_{pi} - \varphi_i^{AK} \cdot 100 = const$ , з якого отримуємо формулу для перерахунку числового значення швидкості поздовжньої хвилі в  $i$ -тому шарі, коли є відповідне значення інтенсивності гамма-випромінювання за ГК:

$$V_{pi} = \ln(I_\gamma) \cdot 1000 - \varphi_i^{AK} \cdot 100 - G, \quad (4.16)$$

де  $G$  – константа, характерна для досліджуваного розрізу.

У рівнянні (4.16) мінімізовано значення  $G$ , для цього введено і визначено коефіцієнти  $a$  та  $b$  виразу

$$\sum_{i=1}^n [(a \cdot \ln(I_{\gamma_i}) \cdot 1000 - b \cdot \varphi_i^{AK} \cdot 100) - V_{pi}]^2 = 0,$$

або

$$\sum_{i=1}^n [(a - b \cdot (\varphi_i^{AK} / (10 \cdot \ln I_{\gamma_i})) - V_{pi} / (1000 \cdot \ln I_{\gamma_i})]^2 = 0.$$

З використанням формул (2.30)-(2.31) підпункту 2.2.2 отримуємо формулу для обчислення коефіцієнтів  $a$  та  $b$  за МНК (табл. 4.1), аналогічний (2.27), у якому  $\varphi_i = (\varphi_i^{AK}) / (10 \cdot \ln(I_{\gamma_i}))$ ;  $\beta_i = V_{pi} / 1000 \cdot \ln(I_{\gamma_i})$ .

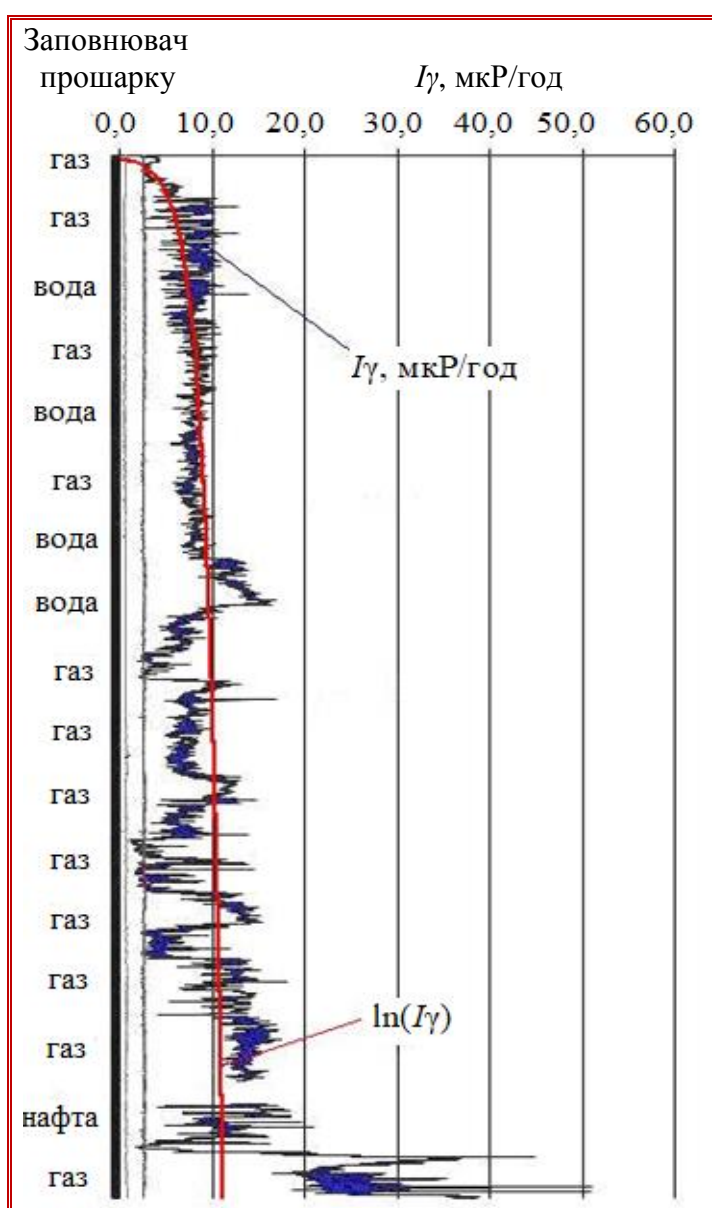


Рис. 4.3 Графік інтенсивності гамма-випромінювання ( $I_{\gamma}$ ) вздовж розрізу свердловини 3-Буцацька та її трендова лінія  $\ln(I_{\gamma})$

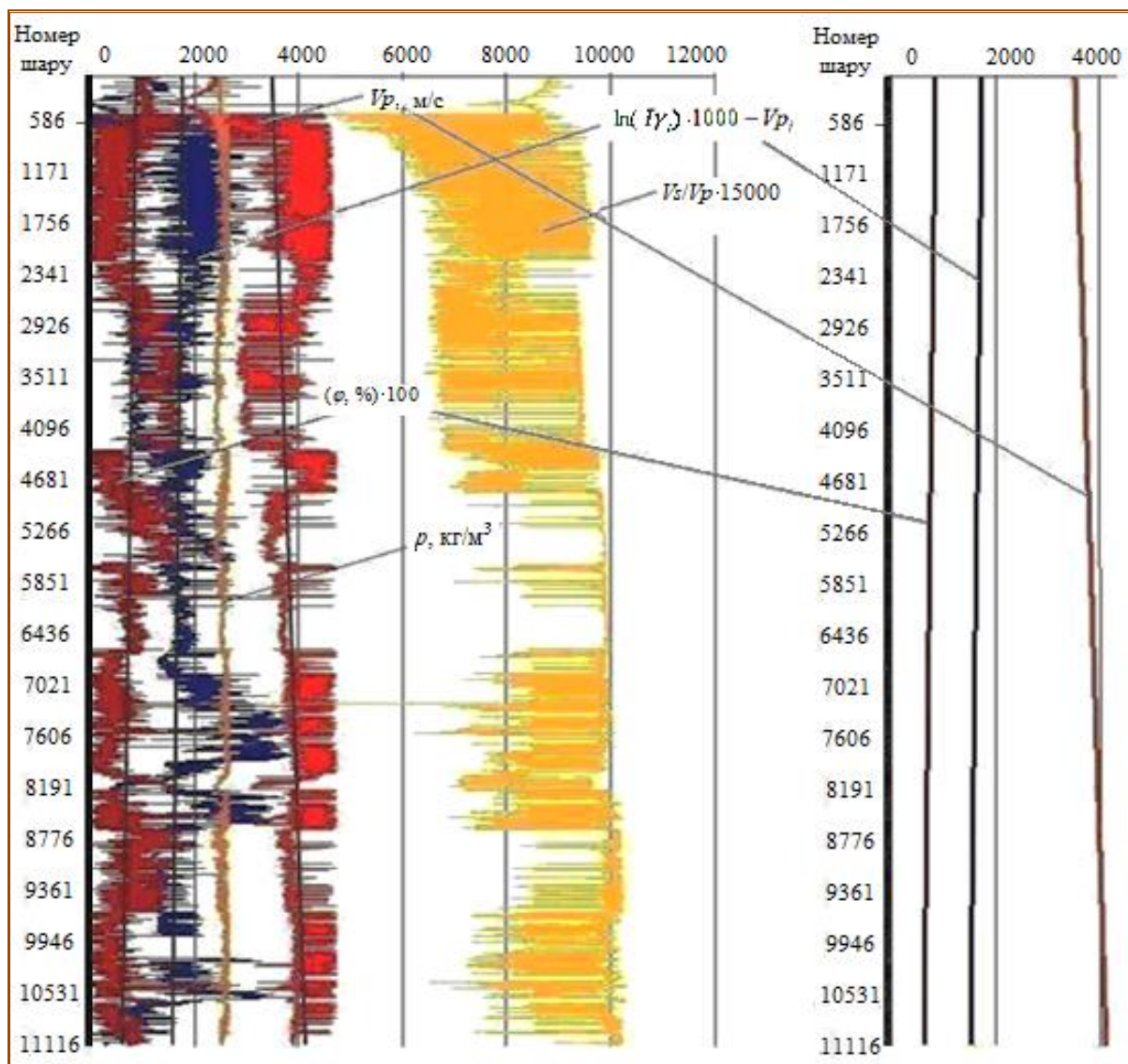


Рис. 4.4 Кореляція числових значень параметра пористості  $\varphi_i^{AK} \cdot 100$  та величини  $\ln(I_{\gamma}) \cdot 1000 - V_{pi}$  для розрізу свердловини 3-Буцацька (ліворуч), та їх трендових ліній (праворуч)

Таблиця 4.1

Розрахунок за МНК коефіцієнтів  $a$  та  $b$  виразу зв'язку числових величин швидкостей поздовжніх хвиль за АК та значень інтенсивності гамма-випромінювання за ГК для розрізу свердловини 3-Буцацька

$\varphi = (\varphi_i^{AK}) / (10 \cdot \ln(I_{\gamma i}))$	$\beta_i = V_{pi} / 1000 \cdot \ln(I_{\gamma i})$	$(\varphi_i^{AK})^2$	$\beta_i \cdot \varphi_i^{AK}$
$(\Sigma \varphi_i^{AK}) = 4206,043$	$\Sigma \beta_i = 20321,749$	$(\Sigma \varphi_i^{AK})^2 = 3539,733$	$\Sigma (\beta_i \varphi_i^{AK}) = 15236,723$
$(\Sigma \varphi_i^{AK})^2 = 17690798,410$	$n = 9873$	$a = 0,455$	$b = 3,764$

Отримано значення коефіцієнтів такі:  $a=0,455$ ;  $b=3,764$ .

Відповідно, формулу для обчислення швидкостей поздовжніх хвиль за значеннями інтенсивності гамма-випромінювання для даних розрізу свердловини 3-Бучацька побудовано такою:

$$V_{pi}^{AK} = 0,455 \cdot \ln I_{\gamma} \cdot 10^3 + 3,764 \cdot \varphi_i^{AK} \cdot 10^2. \quad (4.17)$$

Оскільки вимірювання природного гамма-випромінювання за ГК має єдині стандарти оцінювання довільного розрізу, то можемо до даних гамма-випромінювання для розрізу 15-Лудинської застосувати формулу (4.17), що було успішно тестовано. Для дослідження за нашою методикою інтервалу 19,3-3230,5 м розрізу свердловини 15-Лудинська використано задані 32113 значень інтенсивності гамма-випромінювання ( $I_{\gamma}$ ). Решту вхідних даних узгоджено з довідниковими [Воларович, 1978; Корн, Корн, 1970] та подано у табл. 4.2. Вхідні швидкості для прогнозування за методикою властивостей порід розрізу розраховано за формулою (4.17) з урахуванням (4.2) та (4.7).

Таблиця 4.2

Константи, закладені в розрахунки згідно з технологією проведення свердловин

Назва параметра	Значення
Досліджуваний інтервал сквердловини, м	19,3-3230,5
Інтервальний час, мкс/м	0,656-31,246
Мінімальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	1194,79
Максимальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с	7285,76
Кількість відібраних значень інтервального часу в досліджуваному інтервалі свердловини	32113
Товщина досліджуваного прошарку породи, м	0,1
Густина твердої фази, кг/м <sup>3</sup>	2682
Густина алевролітів, кг/м <sup>3</sup>	2650

Прогнозні результати щодо розрізу свердловини 15-Лудинська поруч з відомими на тепер занесено до табл. 4.3.

Виконано порівняння розрахунків за методикою також з результатами газового каротажу. На графіку газового каротажу у свердловині 15-Лудинська (рис. 4.5, а, крива ліворуч) виділено газоперспективні об'єкти, що можуть розглядатися як такі, що потенційно містять газ у відкладах верхнього силуру.

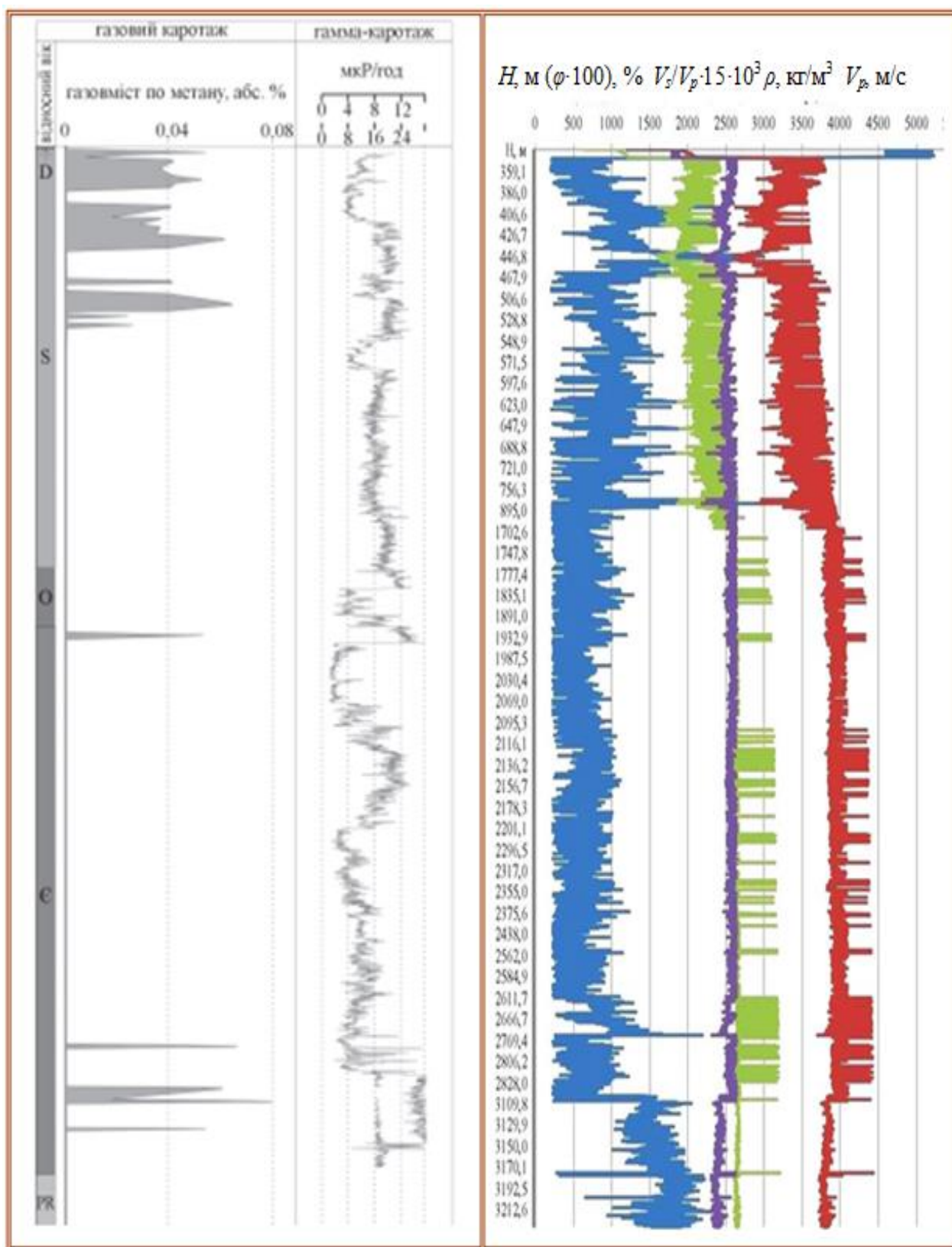
Об'єктам з підвищеними газопоказами відповідають інтервали з підвищеними значеннями радіоактивності за ГК (рис. 4.5, а, крива праворуч). Аналіз даних газового каротажу у свердловині 15-Лудинська (рис. 4.5, а) [Заяць, 2013; Орлов, 2007] також підтверджує розрахунок за методикою газоперспективних областей у сірих і чорних аргілітах, вапняках та червоноколірних пісковиках відкладів девону і верхнього силуру (2200-2615 м), аргілітів та алевролітів нижньої частини кембрію (рис. 4.5 (б); 4.7 (б); 4.8).

У розрізі свердловини 15-Лудинська спрогнозовано три відносно непроничні прошарки (екрани) на глибинах 1682,10 м;  $\varphi=31,17\%$ ; 1706,70 м;  $\varphi = 1,48\%$ ; 2446,40 м;  $\varphi = 7,00\%$ .  $\varphi_{\text{середнє}}=16,57\%$ . На рис. 4.6 криві характеристичних параметрів прогнозу за методикою вздовж усього розрізу (див. рис. 4.5, б) розділено на три частини для наглядності. За значенням  $V_s/V_p$  густо загазовані пачки прошарків прогнозуються на інтервалах 187,5-1027 м; 2260-2390 м; 2415,9-2624,9 м; 2748,4-2862,4 м; 2947,9-3230 м.

За результатами прогнозу за нашою методикою, прошарки розрізу заповнені поперемінно газом з перешаруванням водою, що відповідає тріщинувато-кавернозно-поровим пустотам інтервалів девону й силуру, підтвердженням результатами геолого-геофізичних досліджень [Куровець І. М. та ін., 2014]; також виділеним у свердловині 15-Лудинська пластам вапняків, оцінених як, можливо, газонасичені та що колекторами для покладів вуглеводнів слугують пісковики з пористістю до 18 % і проникністю до  $131 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Також поведінка швидкостей вздовж розрізу свердловини, розрахованих за цим варіантом прогновної методики, узгоджується з чергуванням пісковикових та аргілітових пачок потужністю від 10-15 м до 100 м, описаних в [Скакальська, Назаревич, 2017].





а

б

Рис. 4.5 Зведені дані газового та ГК у розрізі свердловини 15-Лудинська (за даними УкрНДІгаз) [Куровець та ін., 2014] (а); графічно представлені результати розрахунків за прогнозною методикою (б)

Таблиця 4.3

## Результати досліджень порід розрізу свердловини 15-Лудинська

Дослідження геологічні [Максимчук та ін., 2004; Вижва та ін., 2012; Куровець та ін., 2010]			Дослідження за методикою
Інтервал, м	Літологія, петрологія		Ймовірний тип насичення породи
	<b>Карбон</b>		Невідомо
2613–2804	<p>Колекторами для покладів газу є пісковики з пористістю до 18 % і проникністю до <math>131 \times 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup>. Родовище приурочене до антиклінального типу природозломних пасток. Перспективність верхньодевонського та кам'яновугільного комплексу щодо пошуків вуглеводнів підтверджено на суміжній території Польщі, де зі вказаними відкладами пов'язані нафтові та газові поклади низки родовищ.</p> <p>За результатами структурно-пошукового буріння по верхніх горизонтах (середній і верхній девон), на рівні середнього девону, за даними сейсморозвідки, тут виділяється два окремих підняття. По верхньому девону виділяється 5 локальних об'єктів, імовірно рифогенного походження. Відклади складені породами різного генезису: морськими породами – вапняками, мергелями, аргілітами та теригенними континентальними утвореннями – червоноколірними пісковиками та алевролітами</p>	<p>Пористість, % φ = 1,9-2,1; Проникність ≈ 1,1 мД; Вміст карбонатного матеріалу ≈ 20 % Об'ємна вага найменша - 2,64-2,70 г/см<sup>3</sup>; найбільша - 2,75–2,8, г/см<sup>3</sup>. Радіоактивність 9–18, мкР/год Фоновий позірний опір ≈ 70 Омм.</p> <p>Питома альфа-активність змінюється від 41 Бк/кг (доломіт девону до 2055 Бк/кг (тонко- та дрібнозернистий пісок кембрію Сокальської площі) при середньому значенні 522 Бк/кг. Вміст урану в породах змінюється від <math>0,6 \cdot 10^{-4}</math> % до <math>6,7 \cdot 10^{-4}</math> %.</p> <p>Низькі значення питомої альфа-активності (&lt;200 Бк/кг) і вмісту урану (&lt;<math>1 \cdot 10^{-4}</math> %) (вапняки і доломіти девону).</p>	Не визначений
	<p>У силурійському розрізі – карбонатно-теригенні породи сокальського горизонту. За результатами ГДС у свердловині 1-Лудинська виділено пласти вапняків, які оцінені як можливо газонасичені.</p>	<p>Підвищені значення питомої альфа-активності (&gt;800 Бк/кг) і вмісту урану (&gt;<math>3 \cdot 10^{-4}</math> %) – аргіліти, алевроліти та пісковики різних типів девону та кембрію</p>	Перспективна на пошуки нафти і газу
3020–3537	<p>Розріз кембрію представлений потужною товщею прибережно-морських теригенних порід, перекритих аргіліто-алевролітовими породами ордовіку, для кембрію характерні щільні колектори. Пластиколектори чергуються з аргілітовими пачками потужністю від 10-15 м до 100 м.</p>	<p>Низька питома бета-активність 25 Бк/кг (вапняки девону), (&lt;500 Бк/кг) вапняки і доломіти девону і деяких різновидів пісковиків кембрію.</p> <p>Підвищені значення питомої бета-активності (&gt;1500 Бк/кг) аргіліти, алевроліти та пісковики різних типів девону та кембрію.</p>	Можливо газонасичені
	Протерозой, поверхня кристалічного фундаменту		Слабкий приплив газу св. 1-Лудин
			Розподіл типу заповнювача пор відповідає геологічним даним вздовж розрізу свердловини
			На глибині 718, 9 м є перший прояв нафти. Середня пористість 16,57 %.
			Виявлено: прошарків з водою – 18311; прошарків з нафтою – 3570; прошарків з газом – 10229.
			Порода - не колектор: Н=1682,10 м; φ=31,17 %. Н=1706,70 м; φ = 1,48 %. Н= 2446,40 м; φ=7,00 %.

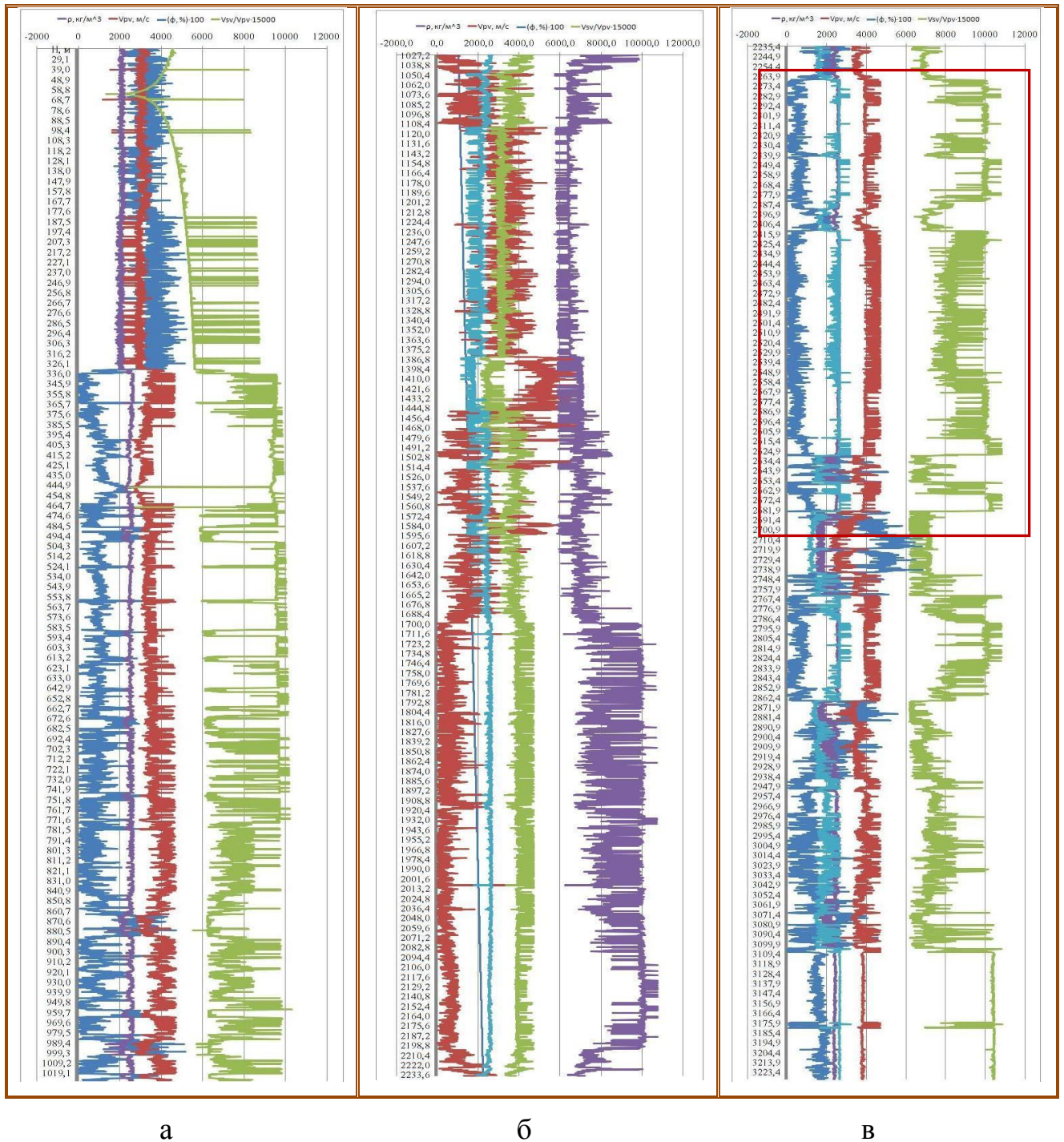


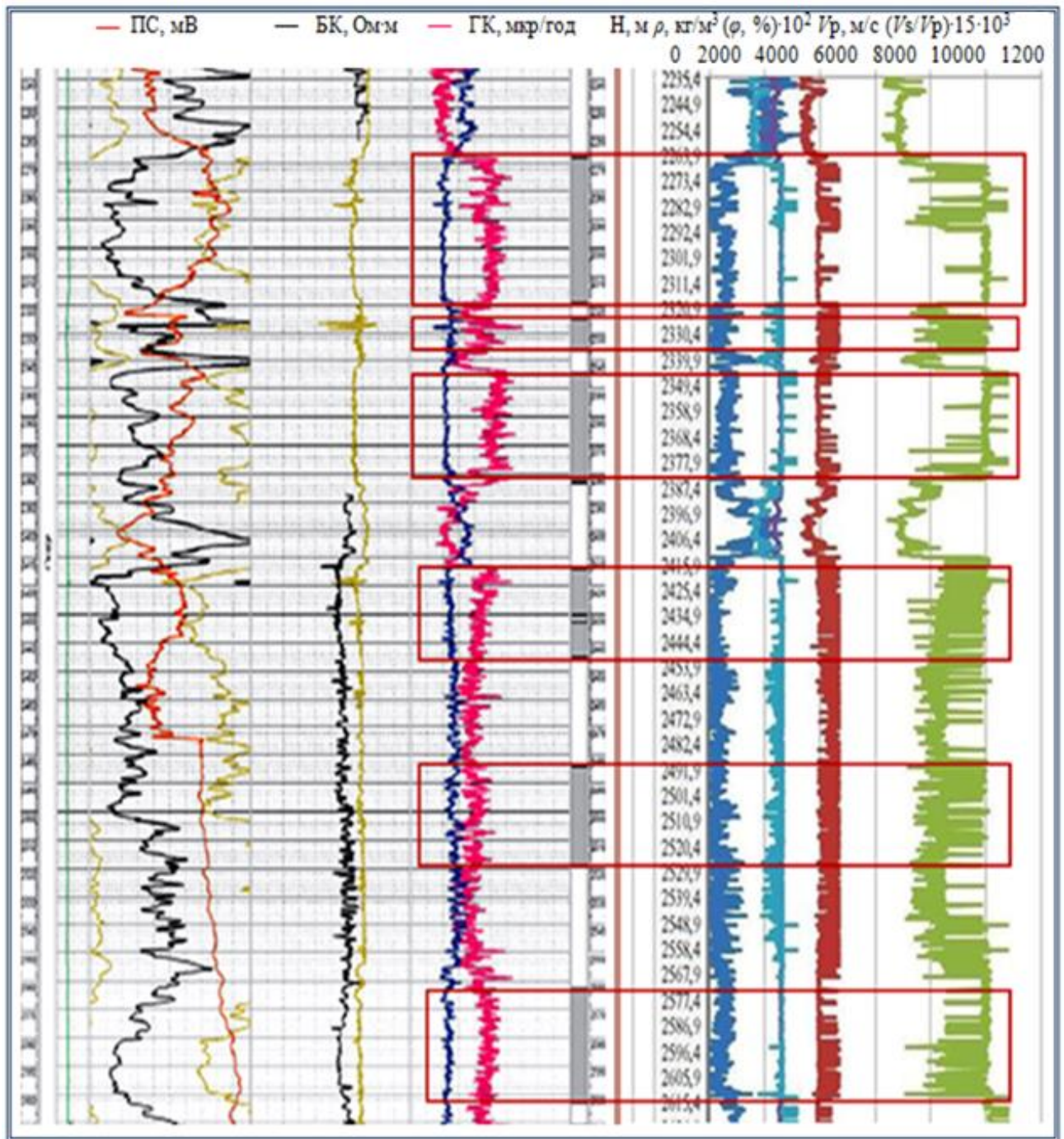
Рис. 4.6 Результат розрахунку для порід розрізу свердловини 15-Лудинська за прогнозною методикою типу заповнювача пор і пружних параметрів за даними інтенсивності гамма-випромінювання [Скакальська, Назаревич, 2017; Скакальська, 2018] та емпіричними співвідношеннями (4.5), (4.6) для  $V_p$  та  $I_\gamma$  [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)

Розріз кембрію – майже два кілометри колишніх прибережно-морських теригенних порід, перекритих аргіліто-алевролітовими породами ордовику. Для кембрію характерні щільні пласти-колектори. Порівняння картини розташування загазованих пачок, величини пористості, отриманої за прогнозною методикою і в [Куровець та ін., 2014] ( $18-16,57 = 1,43$  (%)) знову ж таки дає добру відповідність розрахункових величин.

Прикладом доброго прогнозу за методикою є узгодженість величин пружних параметрів, відношень швидкостей пружних хвиль ( $V_s/V_p > 0,62$ ) для інтервалу силуру 2200-2600 м розрізу свердловини 15-Лудинська, описаного в [Куровець та ін., 2014] як газоперспективного (див. рис. 4.6 (в)), де прямокутником червоним кольором окреслено фрагмент прогнозного розрахунку, для якого на рис. 4.7 (а) є фрагмент каротажу, а справа, (рис. 4.7 (б)) – деталізовано оцінки для цього інтервалу. Числові величини обчислених пружних параметрів узгоджуються з даними петрофізичних досліджень [Воларович, 1978; Грицишин, Кучер, 2012].

Розширені й уточнені результати щодо розрізу свердловини 15-Лудинська, отримані при обчисленнях за прогнозною методикою, наведено у [Скакальська, Назаревич, 2014–2017]. Прораховано і внесено у окремі файли величини пружних характеристик прошарків для ймовірного заповнювача пор води, газу чи нафтопроявів. Зразок прогнозу газу у розрізі свердловини 15-Лудинська показано на рис. 4.8.

Вгорі рис. 4.8 (а), справа, показано поведінку розрахованих за прогнозною методикою значень пружних параметрів і густини уздовж інтервалу 400-1150 м розрізу свердловини 15-Лудинська для тонких шарів з прогнозним заповнювачем пор – газом; рис. 4.8 (б) – розрахованих за даними АК пружних параметрів для газонасичених шарів на інтервалі 386,0-448,4 м. Цифри в крайній лівій колонці – це номери умовних прошарків товщиною в 0,1 м). До еліпса поміщено збільшений фрагмент цього графіка, отриманого за значеннями модулів об'ємного стиску, Юнга, зсуву; густини, стисливості. Усереднені значення пружних параметрів занесено до табл. 4.4.



а

б

Рис. 4.7 Геолого-геофізичний розріз інтервалу (2235,4-2616 м) свердловини 15-Лудинська [Куровець та ін., 2014] (червоним – інтенсивність гамма-випромінювання за ГК, справа – газоперспективні інтервали вздовж розрізу – сірим кольором) (а); результати прогнозного розрахунку густини (крива – голубим), пористості (синім), швидкості поздовжніх хвиль (вишневим), відношення швидкостей поперечної хвилі до поздовжньої (зеленим) (б) [Скакальська, Назаревич, 2016а, б, 2017а-в, 2018]

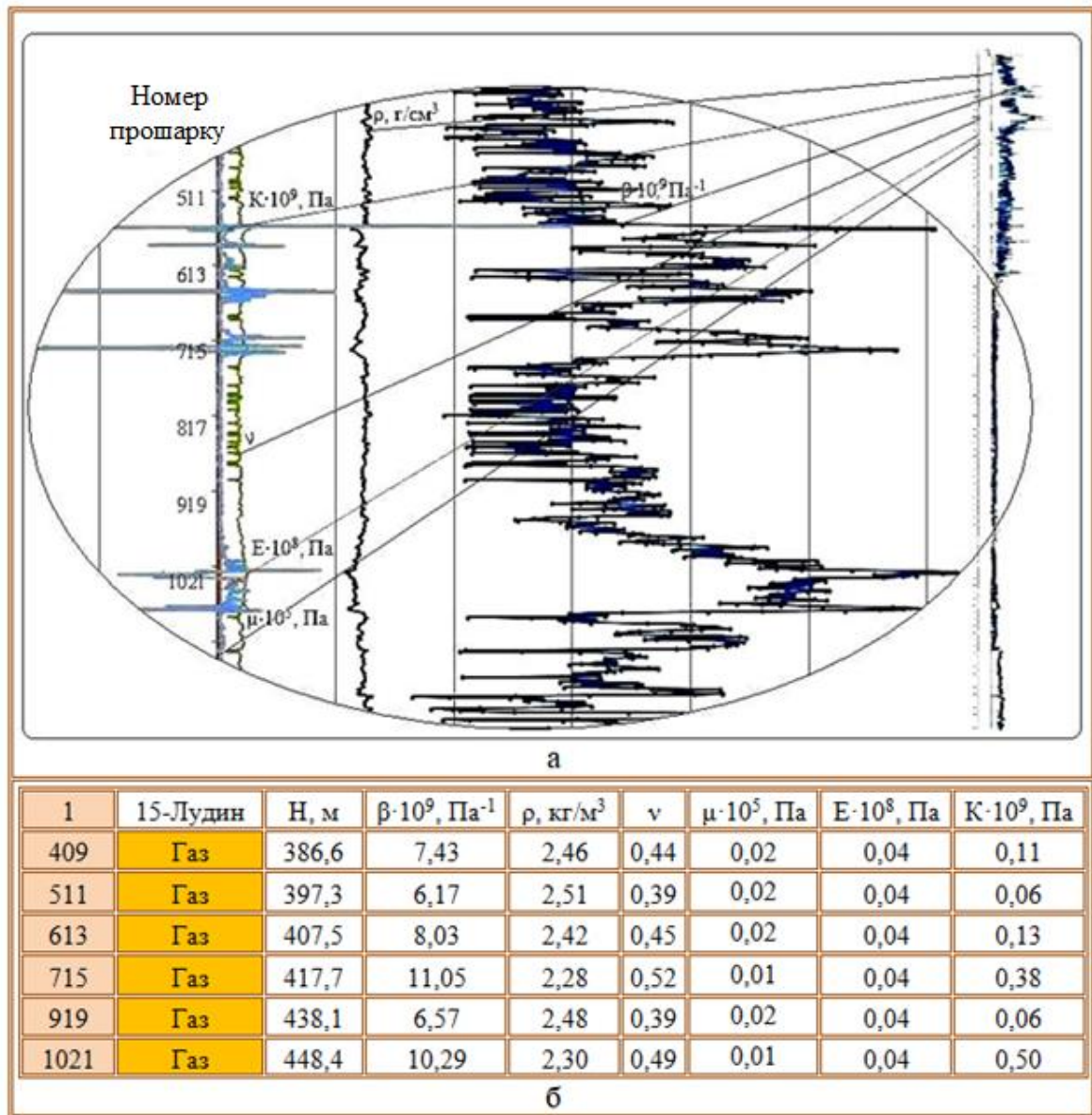


Рис. 4.8 Приклад прогнозного розрахунку для розрізу свердловини 15-Лудинська [Скакальська, Назаревич, 2015]

Таблиця 4.4

Усереднені значення пружних параметрів газонасичених прошарків інтервалів 386,0-448,4 м та 634,4-669,0 м, 2020-2250 м, 2250-3230,5 м розрізу свердловини 15-Лудинська (див. рис. 4.4, б; 4.5)

Інтервал, м	$\phi, \%$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$V_p, \text{м/с}$	$V_s, \text{м/с}$	$V_s/V_p$	$p, \text{МПа}$
386,0-448,4	8,91	2528,82	3700,29	2453,53	0,66	4,22
634,4-669,0	8,90	2528,95	3415,1	2192,75	0,64	6,55
2020,0-2250,0	6,28	2574,04	3919,94	2621,65	0,67	21,26
2250,0-3230,5	9,57	2517,46	3909,32	2651,69	0,68	27,55

Проведено статистичний аналіз розрахованих за методикою пружних характеристик порід розрізу свердловини 15-Лудинська та їх порівняння з фактичними даними. Прогноз у розрізі свердловини 15-Лудинська за варіантом методики з залученням даних ГК показує узгодження величин розрахованих швидкостей і пористості з результатами геофізичних досліджень у 93-99 %.

#### 4.2.2 Свердловини 2-Зарічнлянська (0-865 м) і 4-Північно-Зарічнлянська (0-1220 м)

Однією з активно досліджуваних останнім часом у Західному нафтогазоносному регіоні України є Зарічнлянська (Сихівська) структура (рис. 4.9, 4.10). Щоб підготувати вхідні параметри (швидкісний розріз) для розрахунку за прогнозною методикою для алювіальних горизонтів глинисто-вапнисто-пісковикових стебницьких відкладів Зарічнлянських свердловин, використано константи з *las*-файлів (табл. 4.5) та дані ГК, дані методу ПС і дані офсетні – три надані варіанти даних. Дослідження проведено за варіантами методики 2 і 4, способом 2.

Дані ГК. Аналіз даних інтенсивності гамма-випромінювання для розрізів свердловин показав відмінності між ними з глибини  $\approx 550$  м (рис. 4.11).

Таблиця 4.5

Константи, закладені в розрахунки згідно з технологією проведення свердловин

Назва параметра		Значення
Кількість вибраних значень інтенсивності гамма-випромінювання за ГК	4-Північно-Зарічнлянська	429
	2-Зарічнлянська	280
Мінімальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с		2492,31
Максимальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с		4044,30
Товщина досліджуваного шару породи, м		3-5-12
Швидкість поздовжніх хвиль у твердій фазі породи, м/с		4270,00
Швидкість поздовжніх хвиль у флюїді, м/с		1470,00





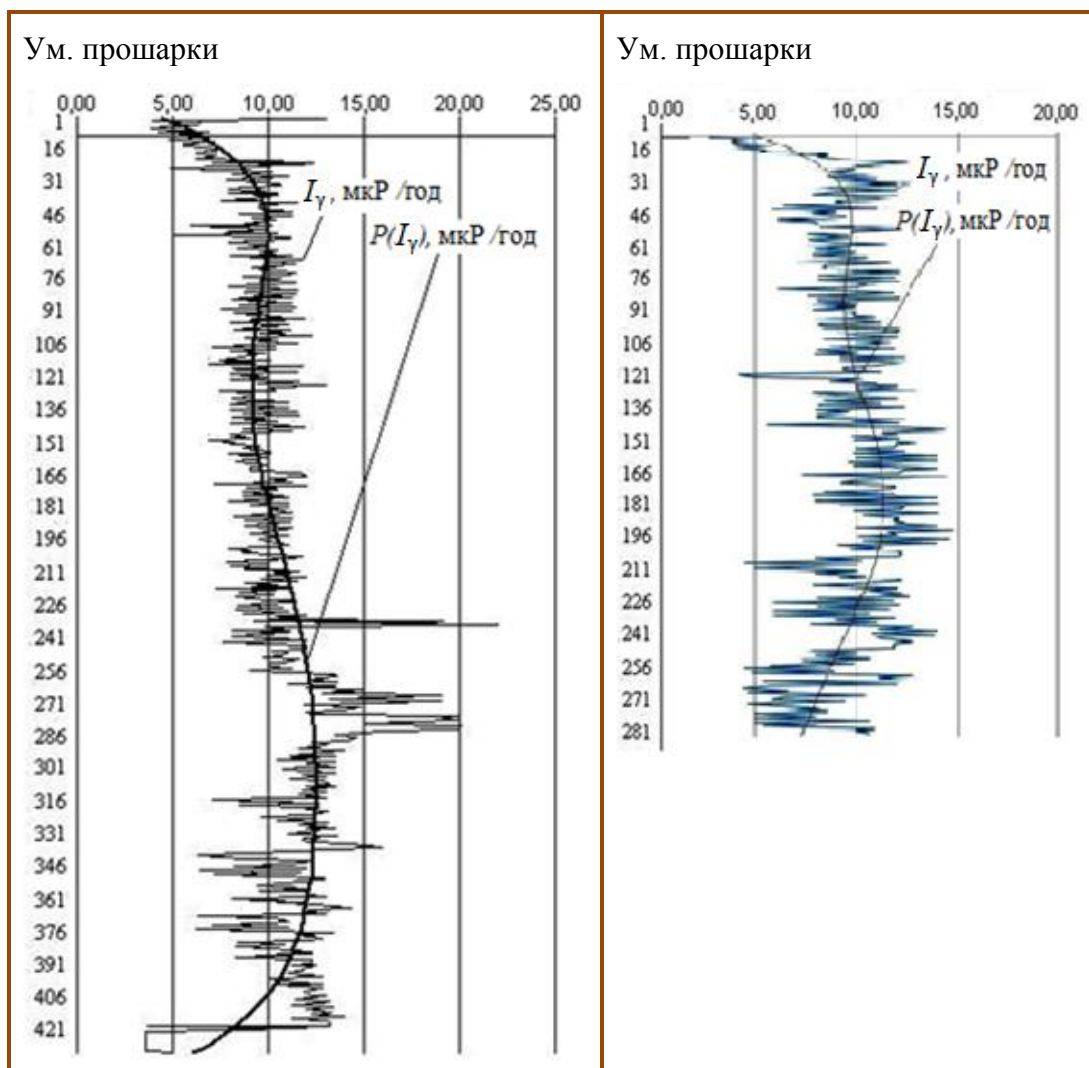


Рис. 4.11 Графіки значень інтенсивності гамма-випромінювання (каротажні дані) для свердловин 4-Північно-Зарічнянська (ліворуч) і 2-Зарічнянська (праворуч) та екстраполювання цих даних поліномами шостого ступеня (шкали зліва – в умовних прошарках)

Інтенсивність гамма-випромінювання зменшується для свердловини 2-Зарічнянська нижче 200 прошарку (рис. 4.11). Для свердловини 4-Північно-Зарічнянська на інтервалі глибини 500-850 м (прошарки 250-300) спостережено значне підвищення значень цього параметра (рис. 4.11). Далі до вибою свердловини 4-Північно-Зарічнянська величини інтенсивності гамма-випромінювання близькі до таких до глибини 550 м або дещо більші – на 3-4 одиниці. Близько вибою значення параметра різко зменшуються на 7-8 одиниць.

Для свердловин 2-Зарічнянська і 4-Північно-Зарічнянська таких даних СК виявилось дуже мало, значно більше (але все ж дискретна кількість) було даних

ГК, тому для подальшого прогнозування за ними було побудовано апроксимуючі криві і за способом 2 отримано значення швидкостей, еквівалентних таким за АК.

Оскільки не маємо вздовж розрізів параметрів, за якими можна б отримати формули для розрахунку швидкостей поздовжніх хвиль, скористуємось для обчислення даними інтенсивності гамма-випромінювання таким чином:

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-Зарічнлянська та 4-Північно-Зарічнлянська залежності побудовано, відповідно, такі (для них, відповідно,  $r^2=0,98$  і  $r^2=0,87$ ):

$$P(I_{\gamma i}) = -1 \cdot 10^{-12} \cdot I_{\gamma i}^6 + 1 \cdot 10^{-9} \cdot I_{\gamma i}^5 - 5 \cdot 10^{-07} \cdot I_{\gamma i}^4 + 9 \cdot 10^{-05} \cdot I_{\gamma i}^3 - 0,0084 \cdot I_{\gamma i}^2 + 0,3405 \cdot I_{\gamma i} + 4,78; \quad (4.18)$$

$$P(I_{\gamma i}) = -2 \cdot 10^{-13} \cdot I_{\gamma i}^6 + 3 \cdot 10^{-10} \cdot I_{\gamma i}^5 - 1 \cdot 10^{-07} \cdot I_{\gamma i}^4 + 4 \cdot 10^{-05} \cdot I_{\gamma i}^3 - 0,005 \cdot I_{\gamma i}^2 + 0,2848 \cdot I_{\gamma i} + 4,199;.$$

2) далі використаємо рівняння для розрахунку глинистості (4.2) та формулу для розрахунку швидкостей поздовжніх хвиль (4.17), з урахуванням поліноміальної залежності (4.18), у вигляді:

$$V_{pi} = 0,4547 \cdot P(I_{\gamma i}) \cdot 10^3 + 3,7642 \cdot \varphi_i^{AK} \cdot 10^2; \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.19)$$

де  $P(I_{\gamma i})$  – екстрапольовані поліномом дані інтенсивності гамма-випромінювання за ГК, приведені до безрозмірного параметра поділом на одиничну інтенсивність;

3) для розрахунку значень пористості відповідних АК у формулі (4.19) застосуємо співвідношення їх зв'язку з параметром відносної амплітуди методу ПС  $\alpha_{ПС}$  та з параметром глинистості порід-колекторів  $\varphi_{cl}$  [Кулик, Бондаренко, 2010; Розловська та ін., 2013; Skakal's'ka, Nazarevych, 2019]:

$$\varphi_i^{AK} = \varphi_{cli} \cdot (2 - \alpha_{ПС}),$$

або це є:

$$\varphi_i^{AK} = \varphi_{cli} \cdot (1 + \Delta I_{\gamma i}) \quad (4.20)$$

4) тепер використаємо емпіричний зв'язок відносного різницевого параметра  $\Delta I_{\gamma}$  та глинистості для літологічного розрізу юри, що відповідає геології досліджуваних нами свердловин, отриманий з відповідної залежності [Грицишин, Кучер, 2012] такий:

$$\Delta I_{\gamma i} = 0,00348 + 1,2807 \cdot \varphi_{cli},$$

звідки маємо формулу для обчислення глинистості порід прошарків розрізу:

$$\varphi_{cli} = 0,7808 \cdot \Delta I_{\gamma i} - 0,00271 \quad (4.21)$$

5) пористість за АК, (4.20), потрібну в розрахунку значень швидкості (4.19), обчислюватимемо з урахуванням (4.21) так:

$$\varphi_i^{AK} = (0,7808 \cdot \Delta I_{\gamma i} - 0,00271) \cdot (1 + \Delta I_{\gamma i}); \quad (4.22)$$

6) значення подвійного різницевого параметра в (4.20) та (4.21) замінюємо на експериментальні значення інтенсивності  $I_{\gamma i}$ , використовуємо при цьому формули (4.1) і (4.18). Отримаємо:

$$\varphi_i^{AK} = \left( 0,7808 \cdot \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} - 0,00271 \right) \cdot \left( 1 + \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} \right); \quad (4.23)$$

7) значення інтенсивності гамма-випромінювання довільного прошарку для розрізів Зарічнрянських свердловин отримуємо з використанням поліноміального зв'язку (4.18), тому формула для розрахунку швидкостей за АК для розрізів з малою кількістю даних ГК буде такою:

$$V_{pi}^{AK} = 0,4547 \cdot P(I_{\gamma i}) \cdot 10^3 + 3,7642 \cdot \left[ \left( 0,7808 \cdot \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} - 0,00271 \right) \cdot \left( 1 + \frac{P(I_{\gamma i}) - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}} \right) \right] \cdot 10^2; \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.24)$$

Результати використання для прогнозу у розрізі свердловини 2-Зарічнянська кореляційних співвідношень зв'язку числових величин інтенсивності гамма-випромінювання та інтервального часу (швидкості поздовжньої хвилі) за АК (4.19)-(4.24) показано у табл. 4.6 та на рис. 4.12.

Таблиця 4.6

Розподіл швидкостей пружних хвиль ( $V_s$ ,  $V_p$ ), пористості ( $\varphi$ ), густини ( $\rho$ ), параметра  $V_s/V_p$  вздовж інтервалу з газом (641-654 м) розрізу свердловини 2-Зарічнянська

Заповнювач пор	$H$ , м	$\varphi$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho_{пл}$ , 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	1892,20	0,62846	2411,3
газ	646,50	16,50	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

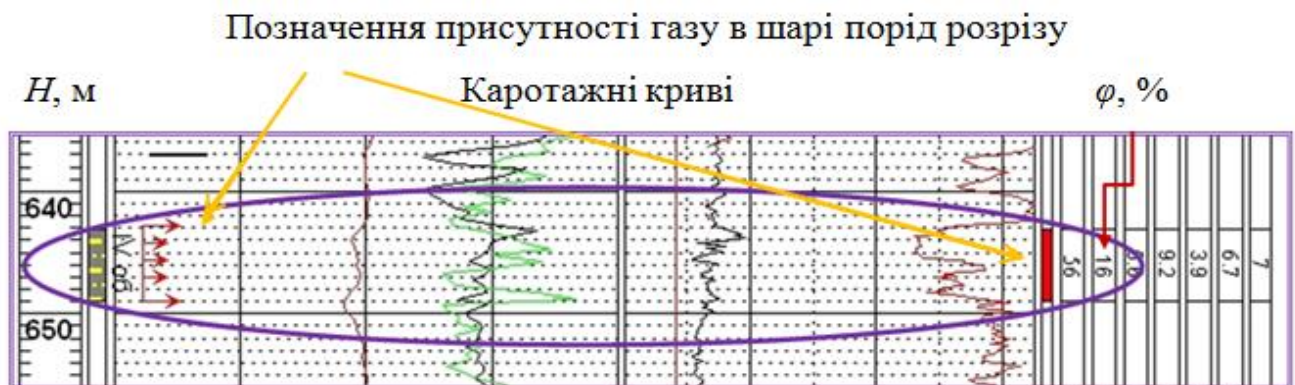


Рис. 4.12 Фрагмент каротажної схеми для інтервалу 641-654 м розрізу свердловини 2-Зарічнянська (УкрДГРІ, 2015)

На рис. 4.12 показано фрагмент каротажної схеми розрізу на інтервалі глибини 640-650 м, продемонстровано гарну узгодженість типу прогнозного флюїду і числових результатів, що у табл. 4.6, з керновими і каротажними даними (УкрДГРІ, 2015 р.), отримано прогнозний заповнювач пор – газ (див. табл. 4.6, ліва колонка) і маємо пористість по цьому інтервалу (13,88+16,50+15,66):  $3 \approx 15,35$  % (третя колонка таблиці) при тім, що пористість за каротажем, як видно з рис. 4.12, рівна 16 %. Жовті стрілочки вказують на заповненість порід газом (за каротажем): червоним – стрілочка і стовпець, тобто, на присутність газу на

інтервалі, визначеному у лівому стовпці таблиці (642-648 м). Розрахунок решти пружних параметрів за нашою методикою є також відповідним.

Подібним чином виконано розрахунок пружних параметрів, пористості та густини попластово для розрізу свердловини 4-Північно-Зарічнрянська (рис. 4.13). На графіках цього рисунку, поміж водонасичених інтервалів, жовтим овалом виділено прошарки з газом. В цілому, пори порід розрізу водонасичені.

До таблиць 4.7 і 4.8 внесено значення основних досліджуваних параметрів по розрізах, отримані із застосуванням у прогностичній методиці додаткових розрахункових розширень та кореляційних співвідношень, оскільки дані АК відсутні.

Таблиця 4.7

Розріз свердловини 2-Зарічнрянська. Розрахунок пористості, швидкостей об'ємних хвиль, густини за методикою

Значення параметра:	$\varphi$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho_{пл}$ , кг/м <sup>3</sup>
максимальне	41,92	3538,01	1925,38	0,6310	2422,30
мінімальне	17,57	2706,26	891,96	0,3296	1929,00
середнє	29,75	2809,16	1357,86	0,4779	2138,40

Таблиця 4.8

Розріз свердловини 4-Північно-Зарічнрянська. Розрахунок пористості, швидкостей об'ємних хвиль, густини за методикою

Значення параметра:	$(\varphi \cdot 10^2)$ , %	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho_{пл}$ , кг/м <sup>3</sup>
максимальне	51,73	4044,30	1885,24	0,6289	2495,70
мінімальне	8,97	2492,31	650,03	0,2611	1253,20
середнє	27,31	3185,02	1281,52	0,4011	2166,78

На інтервалі глибини 1099,5-1190 м розрізу цієї свердловини отримано прогностичним заповнювачем нафту/газоконденсат (табл. 4.9), 12 прошарків. На рис. 4.13 цей інтервал виділено червоним прямокутником. Значення параметра  $V_s/V_p$  прогнозують заповнювачем пор газ: показано 8 прошарків із заданого розбиття розрізу в табл. 4.10 та на рис. 4.13. Згодом, через близько півроку,

результат прогнозу було підтверджено бурінням [На Львівщині..., 2016].

Таблиця 4.9

Характеристики інтервалу розрізу свердловини 4-Північно-Зарічнянська з переважаючим прогнозним заповнювачем пор – газоконденсатом

Заповнювач пор	$H, \text{ м}$	$(\varphi \cdot 10^2), \%$	$V_p, \text{ м/с}$	$V_s, \text{ м/с}$	$(V_s/V_p) \cdot 10^4$	$\rho_{пл}, \text{ кг/м}^3$
вода	1089,5	2029	3448,08	1531,27	4440,94	2300,9
вода	1096,0	2029	3448,31	1532,03	4442,84	2300,9
нафта/газоконденсат	1099,5	5119	2829,26	1161,17	4104,15	1267,8
вода	1114,0	2274	3346,69	1475,61	4409,16	2258,9
нафта/газоконденсат	1115,0	5173	2780,14	1152,84	4146,70	1253,2
...	...	...	...	...	...	...
нафта/газоконденсат	1190,0	5173	2733,30	1151,09	4211,36	1253,2
нафта/газоконденсат	1180,0	5173	2738,96	1151,29	4203,38	1253,2
нафта/газоконденсат	1190,0	4431	3228,80	1255,22	3887,57	1453,7

Таблиця 4.10

Прошарки розрізу свердловини 4-Північно-Зарічнянська з переважаючим прогнозним заповнювачем пор – газом

Заповнювач пор	$H, \text{ м}$	$\beta \cdot 10^{-11}, \text{ Па}^{-1}$	$\rho_{пл}, \text{ г/см}^3$	$\nu \cdot 10$	$\mu \cdot 10^6, \text{ Па}$	$E \cdot 10^6$	$K \cdot 10^7, \text{ Па}$
газ	652,50	8,91	2,353	4,656	1,50	4,30	2,08
газ	668,50	9,00	2,349	4,672	1,50	4,20	2,18
газ	690,00	8,79	2,353	4,565	1,50	4,10	1,62
газ	710,00	8,19	2,374	4,313	1,40	4,20	1,01
газ	715,00	8,74	2,353	4,522	1,40	4,20	1,47
газ	718,30	9,00	2,344	4,617	1,50	4,00	1,85
газ	847,70	7,83	2,376	4,032	1,40	4,00	0,68
газ	917,00	8,62	2,339	4,257	1,40	4,00	0,90

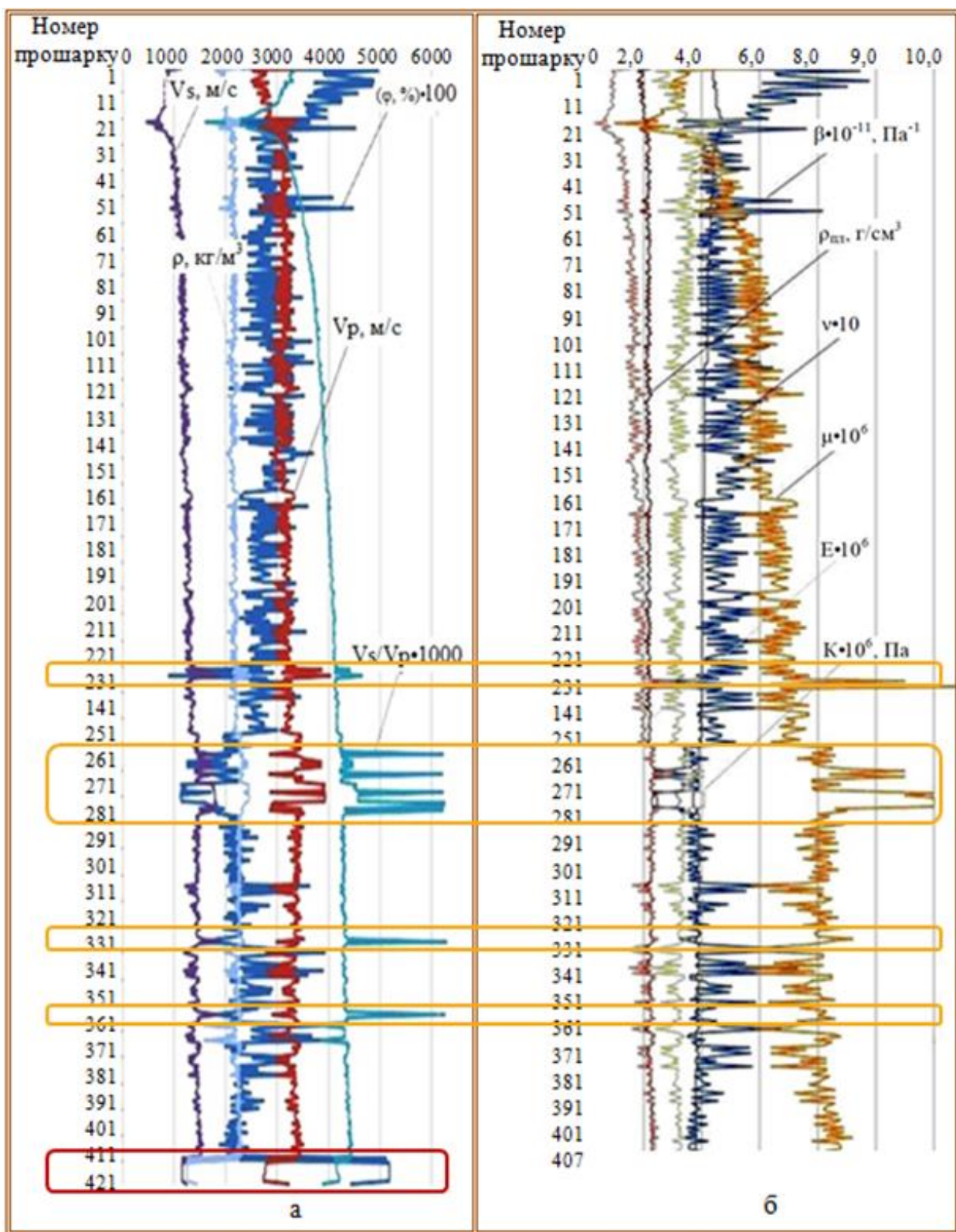


Рис. 4.13 Розподіл швидкостей пружних хвиль ( $V_s$ ,  $V_p$ ), пористості ( $\phi$ ), пластового тиску ( $p$ ), параметра  $V_s/V_p$  (а) і розподіл величин пружних параметрів (б) за результатами розрахунків за методикою вздовж розрізу свердловини 4-Північно-Заріччянська ЗНГР [Скакальська, Назаревич, 2015, 2016а, б, 2018; Skakal's'ka, Nazarevych, 2019; Skakalska et al., 2020]

Попри близькість розташування ( $\approx 150$  м) розрізи свердловин різняться

– за пористістю: менший розкид пористості вздовж розрізу свердловини 2-Зарічнлянська (різниця між максимальною і середньою тут 12,17 %; а для 4-Північно-Зарічнлянська – 24,42 %;

– за швидкісними характеристиками для поздовжніх хвиль:  $\Delta V_p = 728,85$  м/с і  $\Delta V_p = 859,28$  м/с; максимальні значення різняться на 506,29 м/с;

– для поперечних хвиль ці значення відповідно: 567,52 м/с; 603,72 м/с; максимальні значення різняться на – 40,18 м/с.

Середнє значення пористості 29,75 % (без урахування поправки за глинистість) і значення газонасиченості  $V_g/V_p = 0,63$  є вищі у розрізі свердловини 2-Зарічнлянська, що прогнозує вищу її продуктивність.

Дані методу офсетів. Крім даних ГК, для інтервалу 2-765 м – для 2-Зарічнлянська і 355-1125 м розрізу свердловини 4-Північно-Зарічнлянська використано для прогнозування за методикою масиви вхідних даних, отримані за результатами інтерпретації годографа перших вступів (дані методу офсетів, див. підрозділ 4.1), (рис. 4.14), [Палагин и др., 1989; Боганик, Гурвич, 2006; Стрельченко, 2008; Кузьменко, Войтко, 2010; Сианисян и др., 2019; Hardage, 1985; Anstey, Geyer, 1987].

У лівих, перших колонках, вказано глибини прошарків, а у 6-их – відповідні значення швидкостей у породах цих прошарків. Масиви вхідних значень швидкостей поздовжніх хвиль за цими даними було сформовано як дані швидкостей поздовжніх хвиль за сейсмокаротажем, що рівноцінно даним швидкостей за АК.

Проведені за прогножною методикою розрахунки (зразок для розрізу свердловини 2-Зарічнлянська на рис. 4.15) показали достатньо близькі до попередніх результати для обидвох свердловин, зокрема, випробуваннями підтверджено спрогнозовану нами за методикою (див. рис. 4.13) наявність газоконденсату у зоні вибою розрізу свердловини 4-Північно-Зарічнлянська [На Львівщині..., 2016]. Також в межах  $\pm 3-5$  % (в середньому) узгоджуються між собою результати розрахунків для відповідних інтервалів розрізів цих свердловин



густини, пористості, пружних параметрів, отримані за ГК і за методом офсетів.

ЗАРІЧНЯНЬСЬКА-2, ПЗ-1.															
nmax= 48				datum level= 295					datum level= 250						
z	x	y	t	tv	vm	vl	z	tv	t0	vm	vl	z	tv	t0	vm
60	0	0	57	49	1214+-	49	1908+-	34	14	12	24	1214+-	49		
75	0	0	63	57	1310+-	45	1908+-	34	29	20	40	1493+-	45		
90	0	0	68	64	1400+-	43	1908+-	34	44	27	54	1664+-	43		
....															
750	0	0	289	289	2594+-	17	3045+-	24	704	252	504	2800+-	17		
765	0	0	294	294	2601+-	17	3045+-	24	719	256	512	2805+-	17		
number of control values = 0															
dispersion of time error = 4.00															
square medium time error = 2.00															
<i>Табл.1. Результати інтерпретації географа перших вступів.</i>															
а															
ПнЗрч-4, ПЗ-1.															
nmax= 78				datum level= 301					datum level= 250						
z	x	y	t	tv	vm	vl	z	tv	t0	vm	vl	z	tv	t0	vm
355	0	0	122	123	2896+-	47	2915+-	44	303	105	210	2896+-	47		
365	0	0	125	126	2907+-	46	2915+-	44	313	108	216	2908+-	46		
375	0	0	128	129	2911+-	45	2915+-	44	323	111	222	2914+-	45		
385	0	0	131	132	2915+-	44	2915+-	44	333	114	228	2918+-	44		
395	0	0	135	135	2917+-	43	3030+-	459	343	118	236	2920+-	43		
405	0	0	138	139	2920+-	42	3030+-	459	353	121	242	2923+-	42		
415	0	0	141	142	2922+-	41	3030+-	459	363	124	248	2926+-	41		
425	0	0	144	145	2926+-	40	3030+-	459	373	127	254	2930+-	40		
435	0	0	148	148	2932+-	39	3222+-	415	383	130	260	2937+-	39		
445	0	0	151	151	2938+-	38	3222+-	415	393	134	268	2943+-	38		
455	0	0	154	155	2943+-	38	3222+-	415	403	137	274	2950+-	38		
465	0	0	157	158	2949+-	37	3222+-	415	413	140	280	2956+-	37		
475	0	0	160	161	2954+-	36	3222+-	415	423	143	286	2962+-	36		
485	0	0	163	164	2959+-	36	3200+-	1023	433	146	292	2967+-	36		
495	0	0	166	167	2964+-	35	3200+-	1023	443	149	298	2972+-	35		
б															

Рис. 4.14 Фрагменти масивів вхідних параметрів, використаних для розрахунків за прогнозною методикою для розрізів свердловин 2-Зарічнянська (а); 4-Північно-Зарічнянська (б) (за даними УкрДГРІ, 2015 р.)

#### 4.2.3 Свердловина 23-Орховицька (19,3-3230,5 м) і свердловина 28-Никловицька (0-1515 м)

Добрі результати отримано з використанням даних методу ПС для побудови кореляційних співвідношень, потрібних для обчислення швидкостей пружних

хвиль як вхідних даних для прогнозування за методикою у розрізах свердловин 23-Орховицька та 28-Никловицька ЗНГР. Для цього використано формулу зв'язку параметра  $\alpha_{ПС}$  з пористістю і глинистістю породи прошарку (4.13) [Курганський, Тішаєв, 2011]. Далі, аналогічно описаному в підрозділі 4.1, за значеннями параметра ГК ( $I_\gamma$ , мкР/год) розраховано швидкості поздовжніх хвиль. Результати прогнозування порівняно з такими, отриманими за даними промислової геофізики.

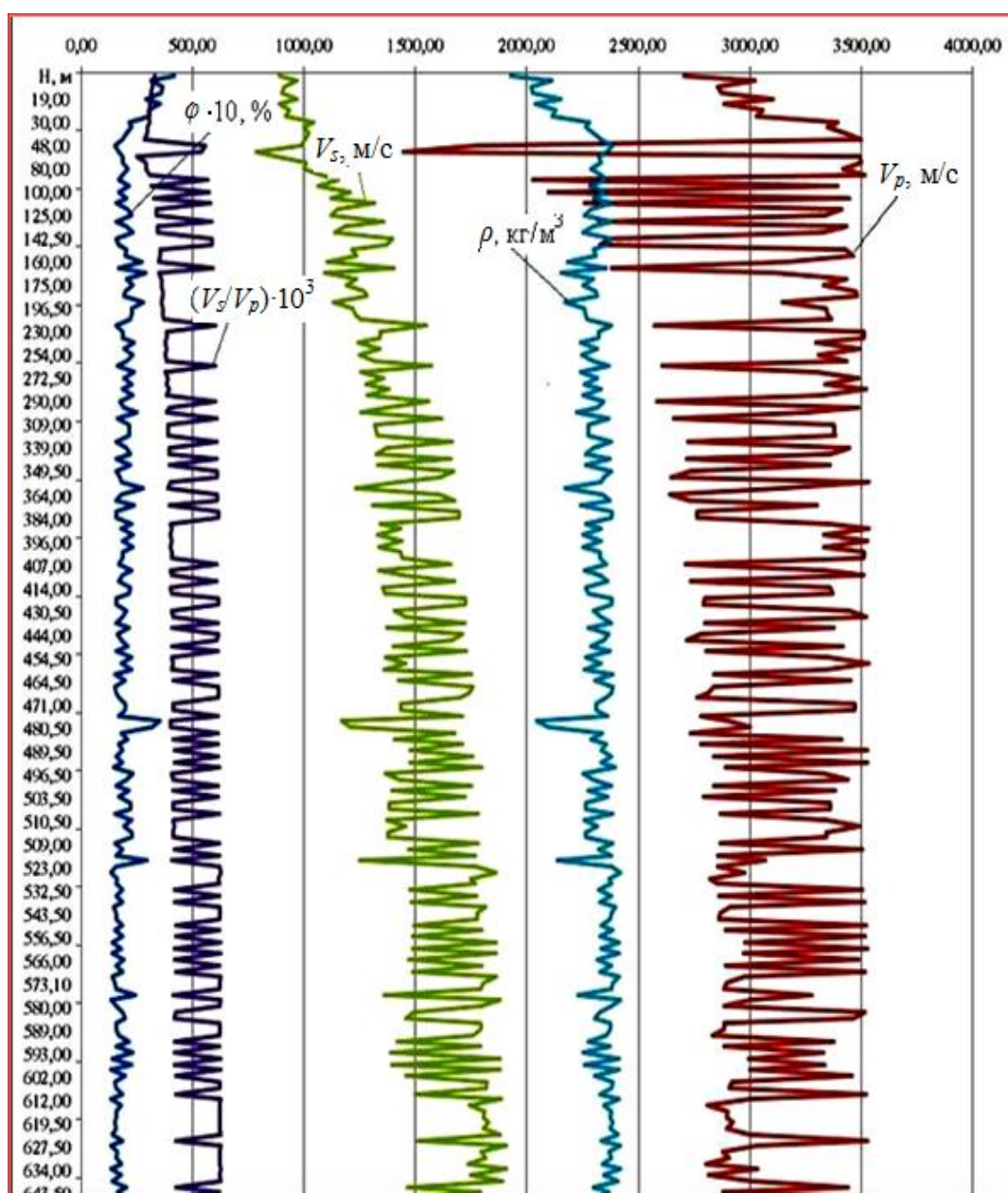


Рис. 4.15 Прогнозний розподіл швидкостей пружних хвиль ( $V_s$ ,  $V_p$ ), пористості ( $\phi$ ), пластової густини ( $\rho$ ), параметра  $V_s/V_p$  вздовж розрізу свердловини 2-Заріччанська за даними інтерпретації годографа перших вступів

Для дослідження алевролітів розрізу свердловини 23-Орховицька використано дані ГК ( $\Delta I_{\gamma}$ ) та значень пористості за АК. Між значеннями подвійного різницевого параметра (дані ГК) та значеннями пористості за АК (дані ГДС) МНК отримано кореляційне співвідношення

$$\varphi_i^{AK} = 0,190 + 1,286 \cdot \Delta I_{\gamma i} \quad (4.24)$$

Далі, для розрахунку глинистості за даними інтенсивності гамма-випромінювання із застосуванням (4.24) формулу (4.14) приведено до виду:

$$\varphi_{cli} = \frac{0,0776 - (0,0636 + 1,134 \cdot \Delta I_{\gamma i})^2}{0,204 \cdot (1 + \Delta I_{\gamma i})} \quad (4.25)$$

Підставленням (4.25) у (4.11) отримуємо формулу для розрахунку швидкостей поздовжніх хвиль через величини вимірних параметрів ГК або ЕК для подальшого прогнозування за методикою у розрізі свердловини 23-Орховицька

$$V_{pi}^{AK} = \frac{\Delta I_{\gamma i}}{\Delta T_i^T \cdot \Delta I_{\gamma i} + (\Delta T_i^l - \Delta T_i^T) \cdot (0,0575 + 0,912 \cdot \Delta I_{\gamma i} + 6,304 \cdot \Delta I_{\gamma i}^2) / 100}; i = \overline{1, n} \quad (4.26)$$

Фрагмент результатів прогнозних розрахунків для свердловини 23-Орховицька наведено у табл. 4.11 у порівнянні з даними ВАТ «Карпатське УГР» [Кучер, 2009]. Для інтервалу 962,4-1322,8 м нами спрогнозовано значення – 11,6 %; за даними ВАТ «Карпатське УГР» середня пористість для цього інтервалу – 10,82%.

Кількість прошарків з водою за нашим прогнозом значно перевищує кількість прошарків з газом, що узгоджується з отриманими ВАТ «Карпатське УГР» даними щодо типу насичення порід на досліджуваних інтервалах.

Обчислені результати прогнозування оцінено за коефіцієнтом Пірсона та парним коефіцієнтом Пірсона [Пирсон, 1966], отримано узгодження  $r=0,99$ .

Результати досліджень розрізу свердловини 23-Орховицька за даними ВАТ  
«Карпатське УГР» та отриманих за прогноною методикою  
(фрагмент для інтервалу 962,4-1322,8 м)

23-Орховицька				Дослідження у ВАТ «Карпатське УГР»		Дослідження за прогноною методикою				
NN	Інтервал м		Н м	K <sub>п</sub> <sup>AK</sup> %	Літологія	Насичення	Інтервал прогнозованого флюїдонасичення			
							Ф, %	Вода	Газ	Нафт а
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
8	962.4	965.4	3.0	12.7	Алевроліт	водонасичений	11,6	962,4- 962,6;9 63,4- 963,8; 964,2- 964,6; ...	963- 963,4; 964,8- 965; ...	-
9	970.4	977.8	7.4	13.4	Алевроліт	водонасичений	12,9	970,6- 970,8; 972,2- 972,6; ...	970,10- 970,2; ...	-
10	978.8	986.8	8.0	15.7	Алевроліт піщанист.	водонасичений	14,9	980,6- 980,8; 986,4- 988,6; ...	978,8- 979,0; 981,0- 986,4; ...	-
11	990.4	1006.4	16.0	13.4	Алевроліт піщанист.	водонасичений	13,3	...	...	-
12	1007.4	1011.8	4.4	12.7	Алевроліт	водонасичений	13,2	...	...	-
13	1014.8	1017.8	3.0	8.1	Алевроліт	ущільнений	7,9	...	...	-
14	1051.4	1083.6	32.2	12.7	Алевроліт	водонасичений	12,4	...	...	-
15	1091.0	1102.4	11.4	12.4	Алевроліт	водонасичений	10,6	...	...	-
16	1128.0	1131.0	3.0	11.8	Алевроліт	водонасичений	11,9	...	...	-
17	1137.0	1143.4	6.4	11.6	Алевроліт	водонасичений	12,4	...	...	-
18	1148.2	1181.8	33.6	9.9	Алевроліт	ущільнений	8,5	1148,2- 1149,2; 1150,2- 1154,6; ...	1149,2- 1150,2; 1154,6- 1154,8; ...	-
19	1239.8	1253.8	14.0	12.8	Алевроліт піщанист.	водонасичений	12,9	1239,8- 1242,2; 1246,8- 1248,2; ...	1242,2- 1242,6; ...1253, 4- 1253,8	-
20	1257.2	1271.8	14.6	12.6	Алевроліт піщанист.	водонасичений	11,7	1257,2- 1257,4; 1257,6- 1258,6; ...	1257,4- 1257,6; 1258,2- 1258,8; ...	-
21	1322.8	1333.8	11.0	12.6	Алевроліт глинист.	невизначений	8,2	1332,4- 1332,6; 1334,6- 1335,0; ...	1332,6- 1334,6; ...	-

Дослідження порід розрізу свердловини 28-Никловицька. Вхідні дані – las-файл з даними ГК та ПС [Кучер, Чорній, 2010]. Застосовано для розрахунку швидкостей поздовжніх хвиль за АК підхід аналогічний, як для порід розрізу свердловини 23-Орховицька, тобто, кінцево, формулу (4.11). Також, як і для розрізу 15-Лудинська і 3-Бучацька, побудований кореляційний зв'язок між даними АК і ГК для порід розрізу 28Д-Никловицька, застосовано до даних ГК свердловини 28-Никловицька. Результати прогнозування по одному з інтервалів розрізу свердловини 28-Никловицька, зі значною деталізованістю та дані, отримані зі зведеного каротажу ВАТ «Карпатське УГР» 2.06.2010-17.07.2010 рр., наведено у порівняльній табл. 4.12.

У перших шести колонках зліва – результати прогнозних розрахунків за методикою: заповнювач пор, пористість, швидкість поздовжніх і поперечних хвиль, їх відношення, пластова густина. За методикою спрогнозовано вісім прошарків з газом, решта 66 – з водою. Пористість восьми прошарків з газом, з поправкою за глинистість, отримано 10,13 %.

У сьомій колонці позначено один інтервал, досліджений геофізично, відповідає сімдесяти чотирьом дослідженим дрібним прошаркам за прогнозним розбиттям. У результаті геологічного дослідження, за зведеним каротажем, для запропонованого інтервалу свердловини 28-Никловицька визначено заповнювачем пор воду та коефіцієнт пористості – 11,3 %.

Середнє значення пористості по всіх прошарках, з поправкою за глинистість, – 12,11 % і відрізняється від експериментального лише на 0,8 % [Скакальська, Назаревич, 2017]. Середні значення швидкостей по цьому інтервалу:  $V_p=3219,19$  м/с;  $V_s=1457,91$  м/с;  $V_s/V_p=0,45$ ; густини –  $\rho=2257,08$  кг/м<sup>3</sup>, що відповідає густині пісковика. Тобто, в загальному, результат прогнозування пористості і типу заповнювача пор за методикою добре узгоджується з даними ДГП «Укргеофізика» [Кучер, Чорній, 2010].

Узгодженість результатів розрахунку за прогнозною методикою з результатами каротажу по інтервалу розрізу свердловини 28-Никловицька

Заповнювач пор	$\varphi_M, \%$	$V_p, \text{ м/с}$	$V_s, \text{ м/с}$	$V_s/V_p \cdot 10^4$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	Зведений каротаж 2.06.10-17.07.10	$\varphi_K, \%$	$\Delta\varphi = I \varphi_M - \varphi_K I$
вода	15,72	3353,51	1466,88	4374,16	2295,8	Вода Алевроліт глинистий	11,3	4,42
...	...	...	...	...	...		...	...
вода	17,09	3278,97	1425,6	4347,71	2262,2		11,3	5,79
газ	15,27	2811,78	1753,39	6235,87	2306,7		11,3	3,97
газ	14,15	2894,41	1817,65	6279,86	2334,5		11,3	2,85
вода	12,96	3605,1	1581,01	4385,48	2363,4		11,3	1,66
...	...	...	...	...	...		...	...
вода	13,48	3571,14	1560,25	4369,05	2350,7		11,3	2,18
газ	14,58	2863,84	1793,93	6264,07	2323,7		11,3	3,28
вода	15,56	3361,83	1464,66	4356,73	2299,6		11,3	4,26
...	...	...	...	...	...		...	...
вода	18,9	3179,79	1376,08	4327,58	2217,7		11,3	7,60
газ	14,15	2895,59	1818,65	6280,76	2334,4		11,3	2,85
вода	13,64	3565,20	1555,16	4362,06	2346,8		11,3	2,34
вода	12,81	3612,32	1587,31	4394,16	2367,2		11,3	1,51
газ	14,5	2868,37	1797,36	6266,14	2325,9		11,3	3,20
вода	15,88	3348,01	1463,02	4369,82	2291,9		11,3	4,58
...	...	...	...	...	...		...	...
вода	16,77	3289,84	1434,37	4360,00	2269,9		11,3	5,47
вода	15,72	3353,77	1467,7	4376,27	2295,8		11,3	4,42
газ	15,02	2829,74	1767,29	6245,41	2313,0		11,3	3,72
газ	14,15	2896,54	1819,45	6281,46	2334,4		11,3	2,85
вода	12,81	3612,41	1587,65	4394,99	2367,2		11,3	1,51
вода	13,48	3571,36	1561,02	4370,94	2350,7		11,3	2,18
газ	13,97	2910,64	1830,51	6289,03	2338,7		11,3	2,67

#### Висновки до розділу 4

Для випадків відсутності даних АК для конкретних свердловин чи певних глибинних інтервалів їх розрізів розроблено додаткові варіанти методики

прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин з використанням інших даних, доступних у кожному окремому випадку. Для представлених у роботі прогнозних розв'язань вхідні дані швидкостей за АК отримано за експериментальними значеннями ГК, ЕК (метод самочинної (природної) поляризації), СК, методу офсетів і побудовою відповідних кореляційних співвідношень.

1. Виявлено таку можливість і розроблено варіанти прогнозуальної методики з використанням даних ГК, зокрема, для порід розрізу свердловини 3-Бучацька. Кореляційні співвідношення, які визначають швидкості поздовжніх хвиль за значеннями інтенсивності гамма-випромінювання, пористістю і глинистістю, побудовано з використанням даних АК і ГК для цієї свердловини. Розроблений варіант методики випробувано на даних цієї ж свердловини; результати прогнозування нафтогазоводонасиченості порід дуже близькі до результатів, отриманих за основним варіантом методики, за даними АК.

2. Розроблений варіант методики використано для дослідження свердловини 15-Лудинська. Тут, за розрахунком, у кінцевому підсумку, параметром  $V_s/V_p$ , густо загазовані пачки прошарків прогноуються на інтервалах 187,5-1027 м; 2260-2390 м; 2415,9-2624,9 м; 2748,4-2862,4 м; 2947,9-3230 м. Середня пористість на цих інтервалах 16,57 %, максимальна – до 18 %. Також виявлено ряд шарів майже непроникних (пористість до 1,5-2 %), які вважаються екранами.

3. Прикладом застосування іншого додаткового варіанту методики є загальний попластовий розрахунок пружних параметрів, пористості та густини для розрізів свердловин 2-Зарічнлянська та 4-Північно-Зарічнлянська. За методикою отримано дуже добру узгодженість з даними випробувань і кернових досліджень, - отримано відхилення оцінок пористості по шарах у межах 4-5 %, маємо пошарове співпадіння прогнозу типу флюїду (газ, вода) з фактичними даними. Для свердловини 4-Північно-Зарічнлянська спрогнозовано більшу (на 3,7 %) пористість водонасичених горизонтів, порівняно з прогнозом для свердловини 2-Зарічнлянська, з наявністю легкої нафти або газоконденсату на інтервалі 1099,5-

1190 м, що кореспондується з результатами буріння.

4. Для свердловини 23-Орховицька, при побудові кореляційних співвідношень, потрібних для обчислення швидкостей пружних хвиль, використано дані методу ПС ( $\alpha_{ПС}$ ). Також прикладом застосування додаткового варіанту методики є дослідження порід свердловини 28-Никловицька. Тут спрогнозовано, в основному, водонасичені прошарки з пористістю 10-12 % та невелика кількість тонких, ймовірно, газонасичених; також отримано дуже хороше узгодження з експериментальними даними щодо пористості – відхилення оцінок по шарах для пористості кількісно лежать у межах 0,8-1,17 %.

На завершення слід ще раз особливо підкреслити, що всі отримані результати прогнозування по перелічених свердловинах добре узгоджуються з даними кернових досліджень та промислової геофізики.

Отже, основним результатом описаних у розділі досліджень є розробка додаткових варіантів методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин, побудова для цього кореляційних залежностей між параметрами АК і ГК та ПС за емпіричними даними та їх апробація і застосування для дослідження пористості і прогнозування типу заповнювача пор порід розрізів свердловин. Це значно розширює можливості прогнозування методики щодо застосування для дослідження свердловин з різними наборами каротажних даних і щодо більш надійного визначення прогнозного типу заповнювача пор порід-колекторів (вода, нафта, газ) – взаємної верифікації результатів прогнозування за різними варіантами методики.

Підсумовуючи викладене у розділі, можна стверджувати, що розроблені варіанти прогнозування методики з використанням даних інших каротажів за відсутності прямих вхідних даних АК є логічно обґрунтованим, на фізичному рівні зрозумілим і достатньо ефективним доповненням у вивченні типу флюїдонасичення та пружних параметрів порід розрізів свердловин.



#### Перелік використаних джерел до розділу 4

1. Баянов А. С., Меркулов В. П., Степанов Д. Ю. Вертикальное сейсмическое профилирование нефтяных и газовых скважин: учеб. пос. Томск: Изд-во ТПУ, 2009. 100 с.
2. Боганик Г. Н., Гурвич И. И. Сейсморазведка. Тверь: Издательство АИС, 2006. 745 с.
3. Бондаренко М. С., Кармазенко В. В., Кашуба Г. А., Кулик В. В. Определение пористости глинистых пород в обсаженных нефтегазовых скважинах с помощью радиоактивного и акустического каротажа. *Геофиз. журн*, 2010. Т. 32. № 2. С. 110—120.
4. Вижва С. А., Безродна І. М., Кузьменко Т. М. Аналіз впливу флюїдонасичення і глинистості на пружні та акустичні властивості девонських карбонатних колекторів Волино-Поділля. Київ: *Геоінформатика*, 2011. № 2. С. 36—41.
5. Воларович М. П. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Москва: Недра, 1978. 253 с.
6. Гатиятуллин Н. С., Баранов В. В. Возможность прогнозирования глубинной нефтегазоносности. *Георесурсы*, 2015. 4(63). Т. 2. С. 4—8.
7. Грицишин В. И. Комплексное изучение коллекторов нефтеносных и газоносных месторождений Предкарпатья : отчет. Ивано-Франковск, *ИФИНГ*, 1987. С. 68—81.
8. Грицишин В. І., Кучер С. Ф. Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття. *Прикарпатський вісник НТШ*, 2012. № 1(17). С. 237—255.
9. Джеванджир Р. Д., Бржестовская Т. С. Оценка пористости и компонентного состава пород по данным ГИС на ПК с использованием методов математической алгебры. ИПГНГМ АН Азербайджана : *Геология нефти и газа*, 1992. № 8. URL: <http://geolib.ru/OilGasGeo/1992/08/content.html/> (дата звернення: 4.09.2016).
10. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. Промысловая геофизика. Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа

- им. И. М. Губкина, 2004. 400 с.
11. Заяць Х. Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ. Львів: Центр Європи, 2013. 80 с.
  12. Зотова Г. А., Алиева З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва: Недра, 1980. 301 с.
  13. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 1982. 448 с.
  14. Карпенко О. М., Федоришин Д. Д. Статистична модель тонкошаруватого розрізу свердловини за даними ГДС. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2003. № 2(7). С. 44—49.
  15. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. Москва: Наука, 1970. 720 с.
  16. Кузьменко П. Н., Войтко О. Н. Уточнення структурної моделі Більського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) на основі сучасних технологій комплексної обробки-інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів. *Проблемы и перспективы нефтегазовой промышленности: сборн. науч. трудов. Вып. 2. Вишнёвое*, 2018. С. 50-64. DOI: 10.32822/naftogazscience.2018.02.050.
  17. Кулик В. В., Бондаренко М. С. Спосіб визначення загальної пористості глинистих гірських порід в обсаджених і необсаджених свердловинах. Номер патенту: 90301. Опубліковано: 26.04.2010.
  18. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник. Київ: *Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет»*, 2011. 175 с.
  19. Куровець І. М. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західного краю Східноєвропейської платформи. *Збірник наукових праць ІГН НАНУ*, 2010. Вип. 3 С. 287—293.
  20. Куровець І. М., Наумко І., Притулка Г., Шира А., Шуфляк Ю. Літолого-петрофізичні і мінералофлюїдологічні властивості відкладів силуру

- Львівського палеозойського прогину. Тези доп. наук. конф., присвяченої 65-річчю геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка “*Стан і перспективи сучасної геологічної освіти і науки*”. 13–15 жовтня 2010, Львів). Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2010. С. 115—117.
21. Куровець І. М., Сеньковський І. М., Михайлов В. А., Дригант Д. М., Крупський Ю. З, Гладун В. В., Чепіль П. М., Гулій В. М., Куровець С. С., Шлапінський В. С., Шлапінський Ю. В., Колтун Ю. В., Чепіль В. П., Бодлак В. П. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : Монографія. : У восьми томах. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. Київ: Ніка-Центр, 2014. 400 с.
  22. Кучер С. Ф. Висновки за результатами геофізичних досліджень, виконаних у розвідувальній свердловині N 23-Орховичі, пробуреній Стрийським УБР. ВАТ «К УГР». 2009.
  23. Кучер С. Ф., Чорній І. О. Висновки за результатами геофізичних досліджень, виконаних у пошуковій свердловині 28-Никловичі, пробуреній ТзОВ «ПАРІ». ДГП «Укргеофізика» Івано-Франківської ЕГДС. 2010. 27.06.2010.
  24. Максимчук В. Ю., Чебан В. Д., Фреїк М. М., Йосипенко Т. М. Застосування методу ЗСБЗ при нафтопошукових роботах у Львівському палеозойському прогині (на прикладі Лудинської структури). *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*, 2004. 1(10). С. 6—11.
  25. На Львівщині відкрили три газові родовища. URL: [https://zhytlo.in.ua/ua/novini/energozberezhennya1/na\\_lvvszhin\\_vdkrili\\_tri\\_gazov\\_rodovishha.html](https://zhytlo.in.ua/ua/novini/energozberezhennya1/na_lvvszhin_vdkrili_tri_gazov_rodovishha.html) (дата звернення: 28.01.2016).
  26. Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. Частина II. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. 2. № 4 (25). С. 20—32.
  27. Палагин В. В., Попов А. Я., Дик П. И. Сейсморазведка малых глубин. Москва: Недра, 1989. 224 с.
  28. Перерва В. М., Бусел Г. Ф., Архипов О. І., Філіпович В. Є. Нові супутникові

- технології у процесах пошуку, розвідки і розробки родовищ нафти і газу. *Косм. наука і технологія*, 1999. 5. № 2/3. С. 31—33.
29. Пирсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа. Москва: Недра, 1966. 411 с.
30. Продайвода Г. Т., Вижва С. А., Віршило І. В. Математичне моделювання ефективних геофізичних параметрів: Навчальний посібник. Київ: ВПЦ «Київський університет», 2012. 287 с.
31. Розловська С. Є. Ганженко Н. С., Муц К. І. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу. *Геодинаміка*, 2013. № 1(14). С. 154—162.
32. Розловська С. Є. Сучасний стан ефективного використання акустичного каротажу для вирішення нафтогазопошукових завдань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2014. № 2(51). С. 129—140. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr\\_2014\\_2\\_16](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2014_2_16) (дата звернення: 23.04.2019).
33. Сианисян Э., Пыхалов В., Кудинов В. Петрофизические основы ГИС. Litres, 2019. 126 с.
34. Скакальська Л. В. Петрофизические характеристики пород-коллекторов запада Украины в прогнозировании нефтегазоносности разрезов скважин. VI Кудрявцевские Чтения – *Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа*. Москва, ЦГЭ, 22-24 октября 2018. Москва, 2018. (CD).
35. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2017а. № 1-2 (170-171). С. 165—166.
36. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Новая математическая методика поиска залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным АК/СК. XVII всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов в г. Нерюнгри, с международным участием. (31 марта - 02 апреля 2016, Россия, г. Нерюнгри, Технический институт (филиал) ФГАОУ ВПО «СВФУ»). Нерюнгри, 2016а. С. 210—221.

37. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Поиск залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным каротажа. Материалы IX-ой международной конференции молодых учёных и студентов «*Современные техника и технологии в научных исследованиях*». (27-28 марта 2017, г. Бишкек, Киргизия). Бишкек, 2017б. С. 236—238.
38. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска углеводородов. IVе Кудрявцевские чтения «*Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти*». (19-21 октября 2015, г. Москва). Москва, 2015. (CD) : доклад № 51.
39. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозная методика для оценки нефтегазоносности пород разрезов скважин. XXI Губкинские чтения «*Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России*». (24-25 марта 2016, г. Москва). Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016б. (CD).
40. 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.
41. Скакальська Л. В., Назаревич А. В., Струк Є. С. Применение прогнозной методики для поиска углеводородов в разрезах скважин. *Современные проблемы геохимии, геологии и поисков месторождений полезных ископаемых* : материалы Междунар. науч. конф., посвящённой 110-летию со дня рождения акад. Константина Игнатьевича Лукашёва (1907—1987). (23–25 мая 2017, г. Минск). Минск, 2017в. В. 2 ч. Ч. 1. 156 с. С. 70—73.
42. Соколов А. Г., Черных Н. В. Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Оренбург, 2015. 144 с.
43. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов. Москва: МаксПресс, 2008. 552с.
44. Федорів В. В. Використання гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для вивчення порід-колекторів складно побудованих розрізів.

- Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018. № 2(67). С. 41—46.
45. Физика нефтяного и газового пласта. URL: <https://studfile.net/preview/5581936/page:27/> (дата звернення: 14.04.2020).
46. Френкель Я. И. К теории сейсмических и сейсмоэлектрических явлений во влажной почве. Изв. АН СССР. Сер. география и геофизика. 1944. Т. 8, № 4. С. 133—150.
47. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов Москва: Недра, 1976. 295 с.
48. Хартри Д. Расчёты атомных структур. Москва: Изд-во иностранной литературы, 1960. 272 с.
49. Швецов М. С. Петрография осадочных пород. Москва: Гостоптехнздат, 1948. 416 с.
50. Anstey, N. A., and R. L. Geyer, 1987, Borehole velocity measurements and the synthetic seismogram: Boston, MA, IHRDC, 355 p.
51. Hardage, B. A., 1985, Vertical seismic profiling, Part A— principles, 2nd ed.: Oxford, U., K., Pergamon Press, 509 p.
52. Kingdom: Seismic and geological interpretation software. URL: <https://ihsmarkit.com/products/kingdom-seismic-geological-interpretation-software.html> (дата звернення 01.05.2019).
53. Kurovets I., Drygant D., Naumko I. et al. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 449, 2012. P. 119—130.
54. Skakal's'ka L. V., Nazarevych A. V. About the multiplicative component of the dependence of the compressibility of rocks on their porosity and pressure. XVIIIth International conference «*Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*», 13-16 May 2019, Kyiv, Ukraine. Київ, 2019. (CD), 15831\_UKR.
55. Skakalska L., Nazarevych A., Kosarchyn V. The theoretical-empirical methodics of hydrocarbons prediction. New aspects. Abstracts of XVII International Scientific and Practical Conference «*Science, trends and perspectives*». Tokyo, Japan 18-19 May, 2020. Tokyo, 2020.

## РОЗДІЛ 5

### **ПЕТРОФІЗИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗАХІДНОГО НГР УКРАЇНИ ЗА ДАНИМИ КЕРНОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА МЕТОДИКИ**

У розділі проведено аналіз петрофізичних характеристик порід-колекторів ЗНГР з метою підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за створеною методикою. Досліджувались зв'язки швидкість – тиск, стисливість – швидкість – пористість, зміни цих параметрів з ростом тиску. Проаналізовано такі залежності для конкретних типів і підтипів порід-колекторів ЗНГР – вапняків та різних пісковиків. Встановлені уточнені кореляційні залежності використано у прогнозній методиці для уточненого прогнозування типу флюїду – заповнювача пор порід розрізів свердловин.

На основі цих 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. Також реалізовано спосіб оцінки проникності порід у прошарках розрізів свердловин.

#### **5.1 Залежності між стисливістю, швидкостями пружних хвиль, пористістю і тиском для характерних різнонасичених порід-колекторів ЗНГР за даними кернових досліджень**

Дослідження взаємозв'язків між петрофізичними характеристиками порід [Авчян и др., 1979; Грицишин, 2012; Грицишин, Кучер, 2012; Курганський, 2015; Методика..., 2017; Sheriff, Geldart, 1982] зумовлені необхідністю підвищення ефективності прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин за розробленою методикою шляхом встановлення і врахування уточнених емпіричних співвідношень між стисливістю, швидкостями пружних хвиль,

пористістю і тиском для конкретних типів порід-колекторів ЗНГР, для виявлення закономірностей поведінки основних пружних величин зі зміною діючого тиску і пористості, для узагальнення результатів петрофізичних досліджень і практичного застосування.

Першим важливим етапом даних досліджень була побудова уточнених емпіричних залежностей між стисливістю, пористістю та тиском для даних параметричної бази порід-колекторів ЗНГР. Частково результати цих досліджень викладено вище, у підрозділі 2.2.2.

Наступним етапом стало дослідження залежностей між стисливістю, пористістю та тиском для різних характерних для ЗНГР типів і підтипів порід-колекторів. При цьому для оцінки статистичної надійності побудованих співвідношень для кожного конкретного досліджуваного типу (підтипу) породи проаналізовано поведінку їх коефіцієнтів за їх стандартними відхиленнями від середнього. Ще одним важливим етапом таких досліджень стало доповнення параметричної бази стисливостей порід за даними про значення швидкостей об'ємних хвиль цих порід, ці дослідження були спричинені порівняно малою кількістю наявних даних щодо стисливості порід різних пористостей за різних тисків, таких даних для швидкостей є значно більше. У всіх цих дослідженнях було отримано статистичні оцінки надійності для коефіцієнтів побудованих емпіричних співвідношень. Такі оцінки було виконано за відомим методом Гаусса (методом найменших квадратів – МНК) [Условия..., 2019].

Застосування отриманих уточнених співвідношень у прогностичній методиці забезпечує значне підвищення надійності прогнозування коефіцієнта пористості і типу флюїду – заповнювача пор у прошарках порід розрізів свердловин.

### **5.1.1 Узагальнена форма емпіричної залежності стисливості від пористості і тиску з мультиплікативною складовою**

Побудова емпіричних залежностей для розрахунку стисливості різнонасичених порід за різних пористостей та тисків для використання у



прогнозній методиці, та оцінка їх статистичної надійності проводилась з послідовним покроковим аналізом результатів. Для кожної дослідженої бази параметрів було побудовано емпіричні кореляційні співвідношення та статистичними методами оцінено їх надійність. Коефіцієнти цих залежностей розраховано за МНК, надійність результатів перевірено за відхиленнями від фактичних даних (як для бази даних ЗНГР, див. підрозділ 2.2).

За попередніми нашими дослідженнями даних параметричної бази порідколекторів ЗНГР [Скакальська, 2014, Скакальська, Назаревич, 2014, 2017, 2018] встановлено нелінійний, у загальному, зв'язок між стисливістю, пористістю та тиском, тому для побудови оптимізованої загальної залежності стисливості порід від пористості та тиску

$$\beta^{Tg(Tl)}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot f^{Tg(Tl)}(p, \varphi)$$

спочатку окремо досліджено часткові залежності (див. підрозділ 2.2)

$$\beta_{ji}^{Tl(Tg)}(\varphi) = a_i + b_i \cdot \varphi_j \quad \text{та} \quad \beta_i^{Tl(Tg)}(p) = D \cdot (p_i)^S$$

За цими результатами узагальнену емпіричну залежність між стисливістю порід і їх пористістю та тиском для загальної бази ЗНГР побудовано у формі з мультиплікативною складовою (детальніше див. підрозділ 2.2.2)

$$\beta^{Tg(Tl)}(p_i, \varphi_j) = \beta_0 \cdot (A + C \cdot p_i + D \cdot (p_i)^S \cdot \varphi_j).$$

$$\beta^{Tl}(\varphi, p) = 1,5874 - 2,2779 \cdot p \cdot 10^{-4} + 0,301 \cdot p^{-0,197} \cdot \varphi. \quad (5.1)$$

За даними проведеного статистичного аналізу отримано середнє відносне відхилення обчислених за цим співвідношенням значень стисливості від експериментальних у 12,6 % (див. підрозділ 2.2.2, рис. 2.7).

Розрахунки середньоквадратичних відхилень коефіцієнтів кореляційної залежності стисливості, пористості та тиску від середніх дали можливість оцінити її статистичну надійність, ці розрахунки наведено в Додатку Г.

Такі ж дослідження проведено для оцінки статистичної надійності

кореляційних залежностей стисливості від тиску, стисливості від пористості.

За емпіричними залежностями (2.12), (2.20) отримано, практично, однакове значення стисливості твердої фази породи при нульовій пористості ( $\Delta\beta_T < 0,4 \%$ ), що підтвердило добре узгодження емпіричних формул зв'язку стисливості, пористості і тиску для сухих і флюїдонасичених порід. Ці та викладені тут вище результати свідчать про хорошу надійність прогнозування за методикою із застосуванням побудованих емпіричних співвідношень.

Дослідження і використання мультиплікативної складової емпіричних залежностей для визначення типу породи у прошаках розрізів свердловин за стисливістю твердої матриці породи.

Дослідження статистичних зв'язків між пружними і колекторськими параметрами порід показали складний взаємозалежний (мультиплікативний) вплив пористості і тиску на їх стисливість та швидкості пружних хвиль. Тому представлені у розділі 2 емпіричні співвідношення у формі (2.11), (2.12) і (2.20) (з мультиплікативною складовою) описують такий вплив значно краще, ніж сума залежностей виду (2.9), (2.10). За співвідношеннями (2.12) і (2.20) визначено мультиплікативну складову для тиску та пористості при розрахунках стисливості за емпіричними кореляційними залежностями для застосування у прогнозній методиці, приклад таких розрахунків для залежностей для даних параметричної бази ЗНГР наведено у табл. 5.1.

З аналізу отриманих емпіричних залежностей (2.12) і (2.20) також бачимо, що взаємозалежний тензопараметричний і нелінійно-пружний вплив пористості і тиску (мультиплікативна складова впливу тиску і пористості – третій доданок формул (2.12) і (2.20), стовпець 10 табл. 5.1) є значно сильніший, ніж просто вплив тиску (лінійна складова, другий доданок, стовпець 5 табл. 5.1), особливо різниця помітна для (2.12), де стисливість пор (за рахунок заповнення їх малостисливим рідким флюїдом) є значно менша, відповідні коефіцієнти в цих формулах різняться між собою в 100 (для насичених рідким флюїдом порід) і майже в 5 разів (для порід, насичених газом).

Таблиця 5.1

До розрахунку мультиплікативних складових залежностей стисливості різнонасичених порід від тиску і пористості за формулами (2.30) і (2.38) (пояснення в тексті)

Номер стовпця:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
		$\beta^{T_1}(p, \varphi) = \beta_{\sigma} \cdot ((1,578 \pm 0,118) - (0,003 \pm 0,00303) \cdot p + (0,302 \pm 0,013) \cdot p^{-(0,198 \pm 0,008)} \cdot \varphi)$															
$p = 1 \text{ МПа}$	$\varphi = 1\%$																
$\beta^{T_1}$			1,5780	0,11811		Сума двох перших доданків					Третій доданок		Сума доданків		$\beta^{T_1}(p, \varphi)$		
Макс	+	1,6961		1,70214	0,00603	1,57300	0,00300	0,00303	0,3020	0,0127	0,3020	0,1980	0,0079	1,8770	1,8770	$\beta^{T_1}(p, \varphi)_{\text{сер}}$	0,0000
Мін	-	1,4599		1,45986	0,00003	1,70214	0,00603		0,3147		0,3147	0,20589		2,0048	2,0048	$\beta^{T_1}(p, \varphi)_{\text{макс}}$	
$\Delta \beta^{T_1}(p, \varphi)$		0,2362		0,24228	0,00600	1,45986	0,00003		0,2893		0,2893	0,1901		1,7491	1,7491	$\beta^{T_1}(p, \varphi)_{\text{мін}}$	
						0,24228	0,00600		0,0255		0,0255	0,0158		0,2557	0,2557	$\Delta \beta^{T_1}(p, \varphi)_{\text{макс}}$	
		$\beta^{T_E}(p, \varphi) = \beta_{\sigma} \cdot ((1,335 \pm 0,403) + (0,244 \pm 0,293) \cdot p + (1,187 \pm 0,507) \cdot p^{-(0,278 \pm 0,098)} \cdot \varphi)$															
$p = 1$																	
$\varphi = 1$						Сума двох перших доданків								Сума доданків		$\beta^{T_E}(p, \varphi)$	
$\beta^{T_E}$			1,3359	0,40344		1,57900	0,2440	0,2928	1,1870	0,5067	1,1870	0,2780	0,0978	2,7660	2,7660	$\beta^{T_E}(p, \varphi)_{\text{сер}}$	0,0000
Макс	+	1,7384		2,27524	0,5368	2,27524	0,5368		1,6937		1,6937	0,1802		3,9689	3,9689	$\beta^{T_E}(p, \varphi)_{\text{макс}}$	
Мін	-	0,9316		0,88276	0,0488	0,88276	0,0488		0,6803		0,6803	0,3758		1,6607	1,6607	$\beta^{T_E}(p, \varphi)_{\text{мін}}$	
$\Delta \beta^{T_E}(p, \varphi)$		0,8089		1,39248	0,04880	1,39248	0,04880		1,0134		1,0134	0,56		2,3083	2,3083	$\Delta \beta^{T_E}(p, \varphi)_{\text{макс}}$	

Мультиплікативну складову залежності від тиску і пористості важливо враховувати не тільки для уточнення величини стисливості, а і для петрофізичної оцінки порід за стисливістю твердої фази (табл. 5.1). За нульової пористості сума перших двох доданків відповідає стисливості твердої фази досліджуваного зразка породи. Для інших значень пористості різниця між цими величинами і буде поправкою для конкретного значення пористості. Апроксимаційна крива, побудована для таких різниць для заданих у базі ЗНГР зразків описується формулою, за якою обчислюється величина поправки за пористість у довільній точці досліджуваного інтервалу пористостей.

Визначенням та редукцією мультиплікативної поправки на обидва параметри ( $p$  і  $\varphi$ ) при прогнозних розрахунках отримуємо величину стисливості твердої матриці породи, а отже, можливість визначати тип породи у кожному прошарку розрізу свердловини за відомими даними попередніх лабораторних досліджень зразків порід.

### **5.1.2 Залежності між стисливістю, пористістю і тиском для конкретних різновидів порід-колекторів – пісковиків**

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. Ці специфіковані емпіричні співвідношення використовуються у методиці замість загальних для всієї параметричної бази ЗНГР для уточненого прогнозування нафтогазоносності розрізів конкретних свердловин з відомим складом порід. Для цього в інтерактивних режимах роботи створеного прогнозного програмного комплексу (див. підрозділ 2.3.2), зокрема, для програми «Прогноз-НГК-С» (мовою C#) передбачено застосування таких специфікованих

емпіричних співвідношень для конкретних інтервалів розрізів, де наявні відповідні типи і підтипи порід. Для їх побудови використано, зокрема, бази стисливостей для різновидів пісковиків ЗНГР (архівні дані Г. І. Петкевича, О.В. Шеремети) (рис. 5.1, табл. 5.2), перераховані у стисливості дані про швидкості об'ємних хвиль для пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття (дані Т. З. Вербицького) [Вербицкий и др., 1985] та для різновидів вапняків (дані І. М. Куровця [Куровець та ін., 2014])).

Таблиця 5.2

## Числові оцінки стисливості та пористості пісковиків ЗНГР

Параметр	Тип пісковика		
	Пористі	Ущільнені	Щільні глинисті
$\varphi, \%$	$8,7 \leq \varphi \leq 23,1$	$5,4 \leq \varphi \leq 13,9$	$3,3 \leq \varphi \leq 9,1$
$\beta = \beta_0 \cdot 10^{-11}, \text{Па}^{-1}$	$3,20 \leq \beta \leq 11,70$	$2,80 \leq \beta \leq 7,6$	$2,0 \leq \beta \leq 4,3$
$\Delta\varphi =$	14,4	8,5	5,8
$\Delta\beta =$	8,50	4,80	2,30

Насамперед, для даних для кожного з підтипів порід було вибрано оптимальний вид залежностей між характеристиками стисливості та пористості за максимумом довірчої ймовірності ( $r^2$ ) (рис. 5.2).

Для пористих, щільних, ущільнених глинистих пісковиків ЗНГР для розрахунків за прогнозною методикою вибрано такі конкретні лінійні залежності стисливості від пористості (за ними отримано найкраще наближення розрахованих значень стисливості до базових (табл. 5.3, рис. 5.2, 5.3)):

$$\begin{aligned} \beta_{\text{пн}}^{Tl}(\varphi) &= \beta_0 \cdot (0,224 \cdot \varphi + 2,789), r^2 = 0,996; \\ \beta_{\text{пуш}}^{Tl}(\varphi) &= \beta_0 \cdot (0,201 \cdot \varphi + 2,663), r^2 = 0,946; \\ \beta_{\text{пшгл}}^{Tl}(\varphi) &= \beta_0 \cdot (0,188 \cdot \varphi + 1,858), r^2 = 0,923. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Ущільнені та щільні глинисті пісковики також добре описує логарифмічна залежність стисливості від пористості (рис. 5.2, в):

$$\begin{aligned} \beta_{\text{пуш}}^{Tl}(\varphi) &= \beta_0 \cdot (1,836 \cdot \ln \varphi + 0,553); r^2 = 0,966, \\ \beta_{\text{пшгл}}^{Tl}(\varphi) &= \beta_0 \cdot (1,066 \cdot \ln \varphi + 1,16); r^2 = 0,923. \end{aligned}$$

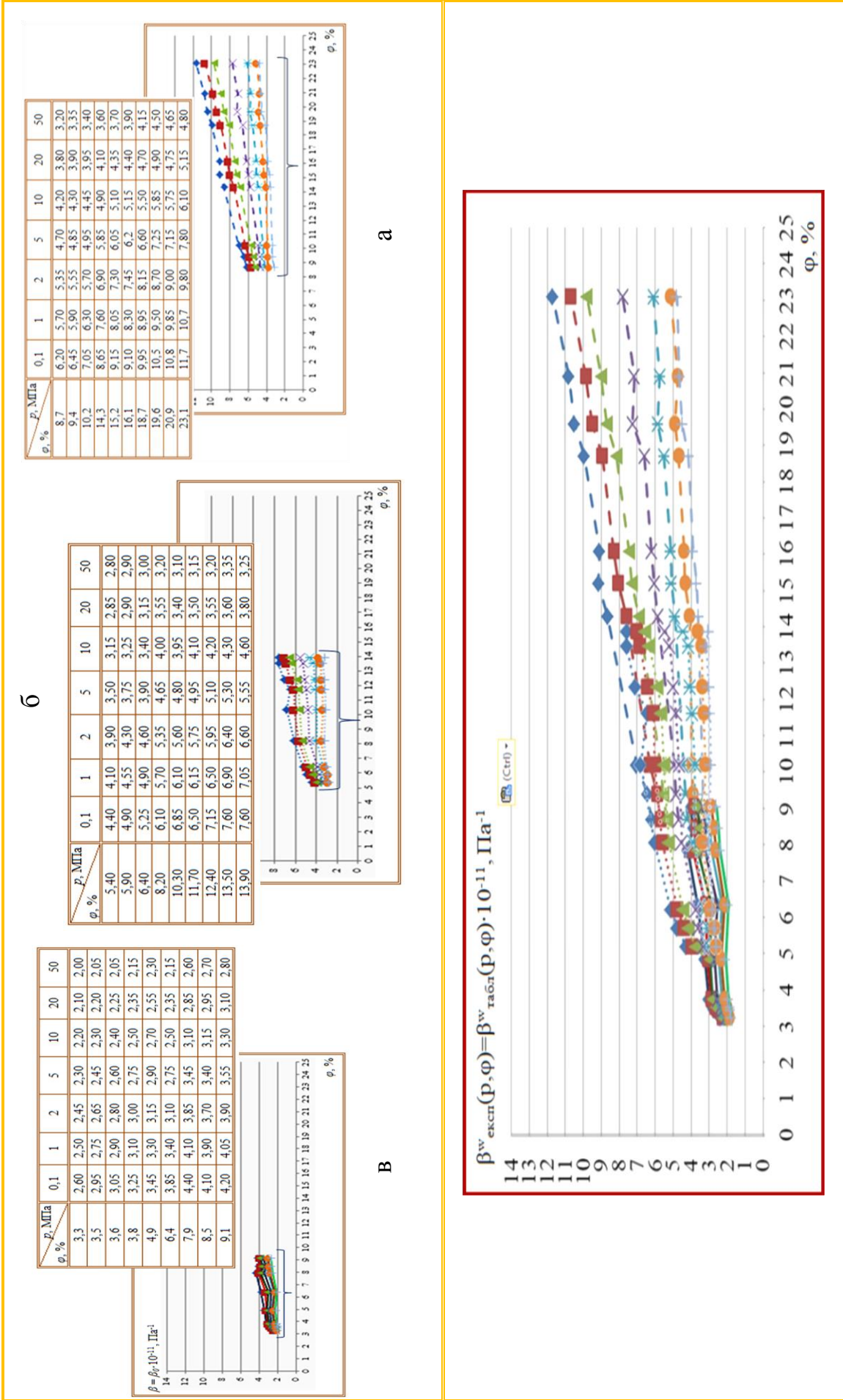
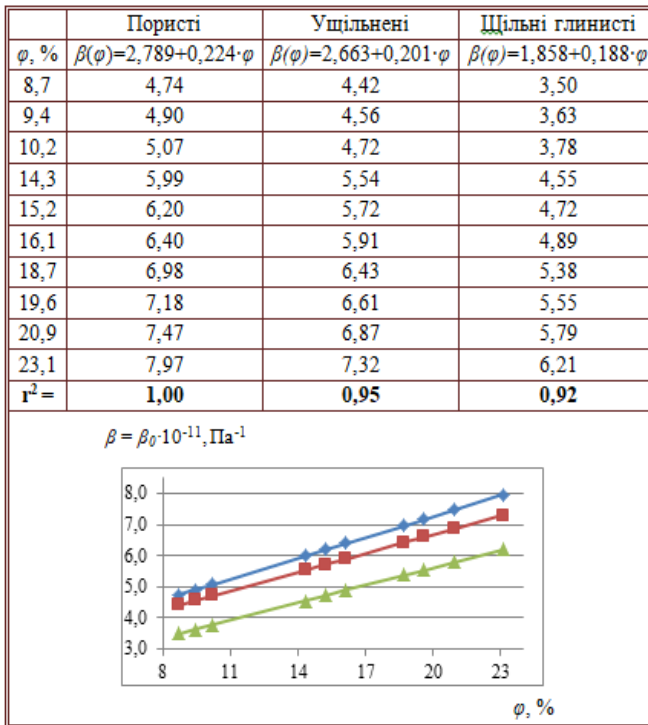
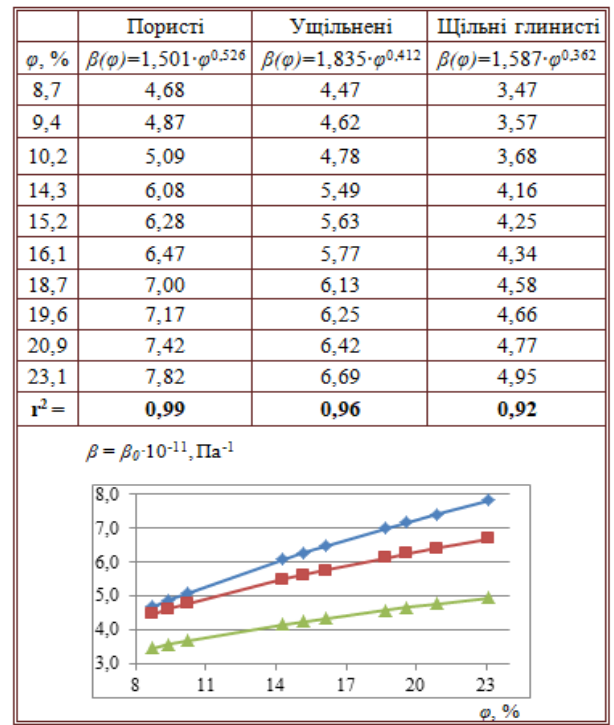


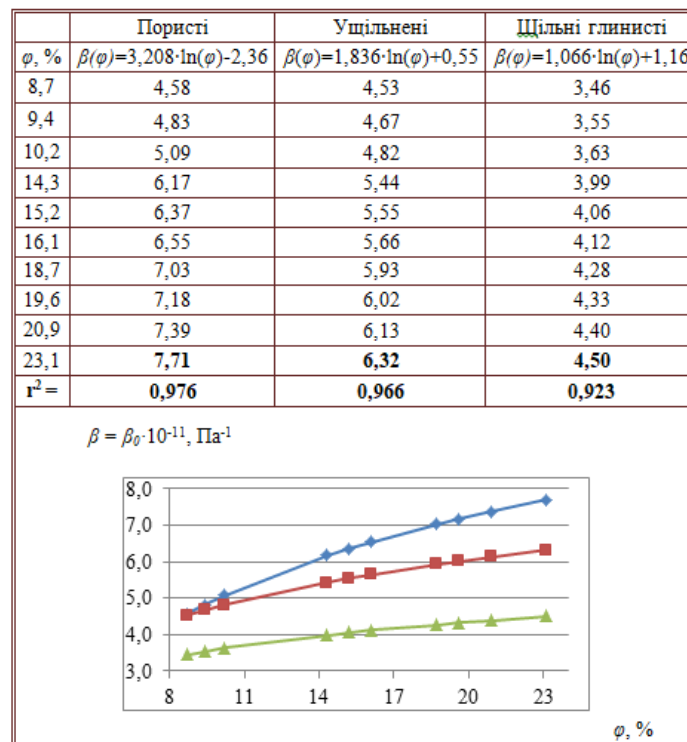
Рис. 5.1 Стисливість пісковиків пористих (а), ущільнених (б) і щільних глинистих (в) різної пористості за різних тисків (дані Г.І. Петкевича, О.В. Шеремети). Тут (а)-(в) – окремо для кожного підтипу порід, (г) – на спільному графіку






а



б



в

Рис. 5.2 Апроксимація усереднених значень стисливості різновидів пісковиків лінійними (а); степеневими (б); логарифмічними (в) залежностями від пористості. На графіках дані для різновидів пісковиків позначено так:  – для пористих,  – для ущільнених,  – для щільних глинистих

## Стисливість, пісковики. Лінійна залежність від пористості

$\varphi, \%$	Пористі	Ущільнені	Щільні глинисті
	$\beta^{Tl}(\varphi)=2,789+0,224\cdot\varphi$	$\beta^{Tl}(\varphi)=2,663+0,201\cdot\varphi$	$\beta^{Tl}(\varphi)=1,858+0,188\cdot\varphi$
8,70	4,739	4,415	3,495
9,40	4,896	4,556	3,627
...	...	...	...
19,60	7,181	6,610	5,547
20,90	7,473	6,872	5,791
23,10	7,966	7,315	6,205
$r^2=$	0,98	0,90	0,89

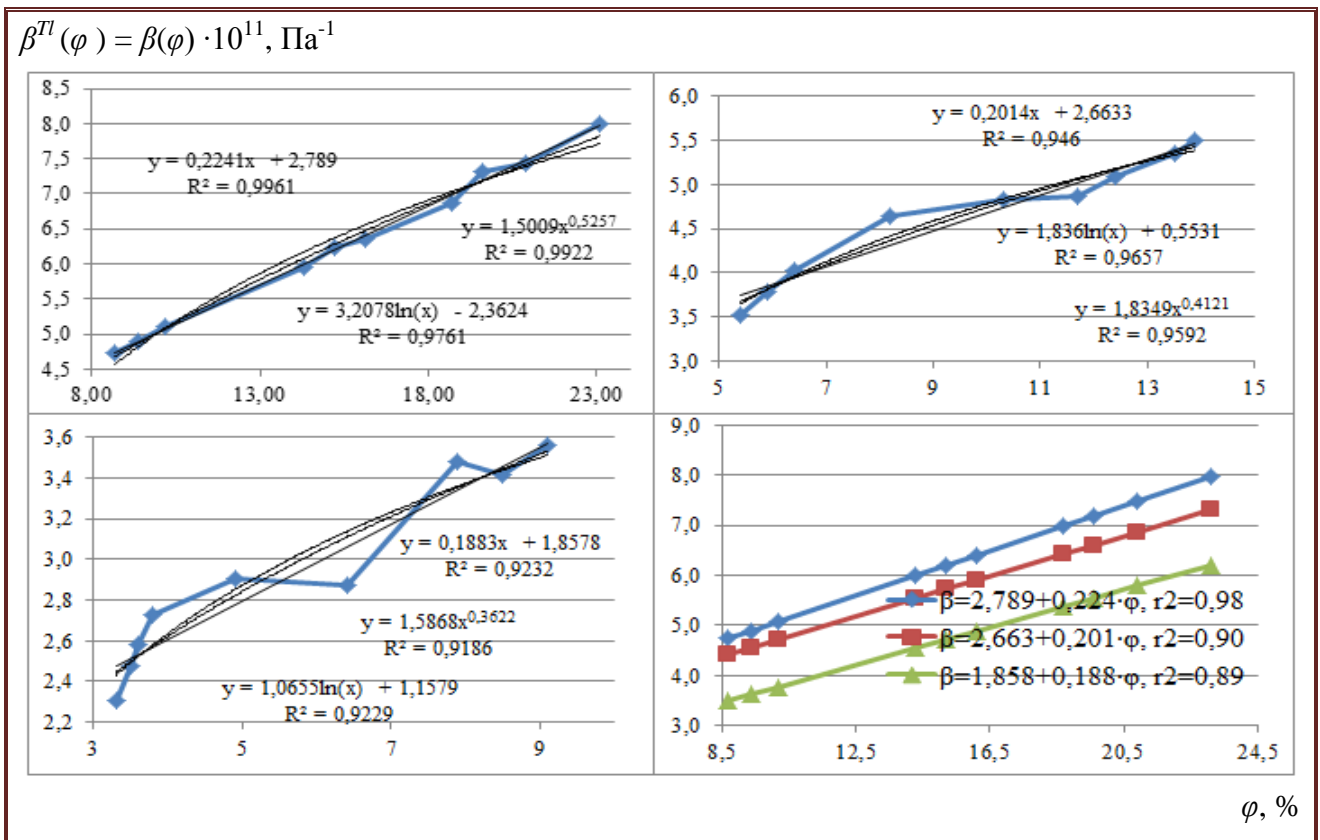


Рис. 5.3 Залежність стисливості від пористості для пісковиків пористих, (ліворуч вгорі); для пісковиків ущільнених, (праворуч вгорі); для пісковиків щільних глинистих, (ліворуч внизу). Співставлення усереднених значень стисливості зі зміною пористості за однакових значень тиску (праворуч внизу) для різновидів пісковиків Прикарпаття, розподіл за кольором як на рис. 5.2



Залежності між стисливістю і тиском для різновидів пісковиків ЗНГР. З ростом тиску (рис. 5.4) спостерігається зменшення величин відхилень значень стисливості від експериментальних, як і зменшення величини стисливості як такої. Така зміна спостерігається нелінійною для пісковиків ЗНГР до глибин з тиском, близьким 22 МПа, подібні результати для порід-колекторів Прикарпаття наведено також у [Петкевич, Вербицький, 1970; Петкевич и др., 1979].

Для пісковиків пористих ЗНГР отримано такі залежності стисливості від тиску з стандартними відхиленнями коефіцієнтів (рис. 5.5):

$$\beta_{\text{пн}}^{Tl}(p) = A + B \cdot p = \beta_0 \cdot ((7,441 \pm 0,1093) + (0,0842 \pm 0,0064) \cdot p);$$

$$\beta_{\text{пн}}^{Tl}(p) = D \cdot p^S = \beta_0 \cdot ((7,3787 \pm 0,1066) \cdot p^{-(0,1807 \pm 0,05567)});$$

$$\beta_{\text{пн}}^{Tl}(p) = E + F \cdot \ln(p) = \beta_0 \cdot (-(0,9165 \pm 0,0156) \cdot \ln(p) + (7,5499 \pm 0,1147)).$$

Для пісковиків ущільнених ЗНГР отримано такі залежності стисливості від тиску з стандартними відхиленнями коефіцієнтів (рис. 5.6):

$$\beta_{\text{пуш}}^{Tl}(p) = A + B \cdot p = \beta_0 \cdot ((5,3200 \pm 0,1048) + (0,0550 \pm 0,0022) \cdot p);$$

$$\beta_{\text{пуш}}^{Tl}(p) = D \cdot p^S = \beta_0 \cdot ((5,2828 \pm 0,0994) \cdot p^{-(0,1238 \pm 0,0036)});$$

$$\beta_{\text{пуш}}^{Tl}(p) = E + F \cdot \ln(p) = \beta_0 \cdot (-(0,5690 \pm 0,0227) \cdot \ln(p) + (5,3742 \pm 0,1047)).$$

Для пісковиків щільних глинистих ЗНГР отримано такі залежності стисливості від тиску з стандартними відхиленнями коефіцієнтів (рис. 5.7):

$$\beta_{\text{пшгл}}^{Tl}(p) = A + B \cdot p = \beta_0 \cdot ((3,1883 \pm 0,0405) + (-0,0111 \pm 0,0207) \cdot p);$$

$$\beta_{\text{пшгл}}^{Tl}(p) = D \cdot p^S = \beta_0 \cdot ((3,1822 \pm 0,0407) \cdot p^{-(0,0714 \pm 0,0027)});$$

$$\beta_{\text{пшгл}}^{Tl}(p) = E + F \cdot \ln(p) = \beta_0 \cdot (-(0,2103 \pm 0,0082) \cdot \ln(p) + (3,2013 \pm 0,0422)).$$

Найкраще описує зв'язок стисливості з тиском у пісковиках усіх досліджуваних підтипів логарифмічна залежність:

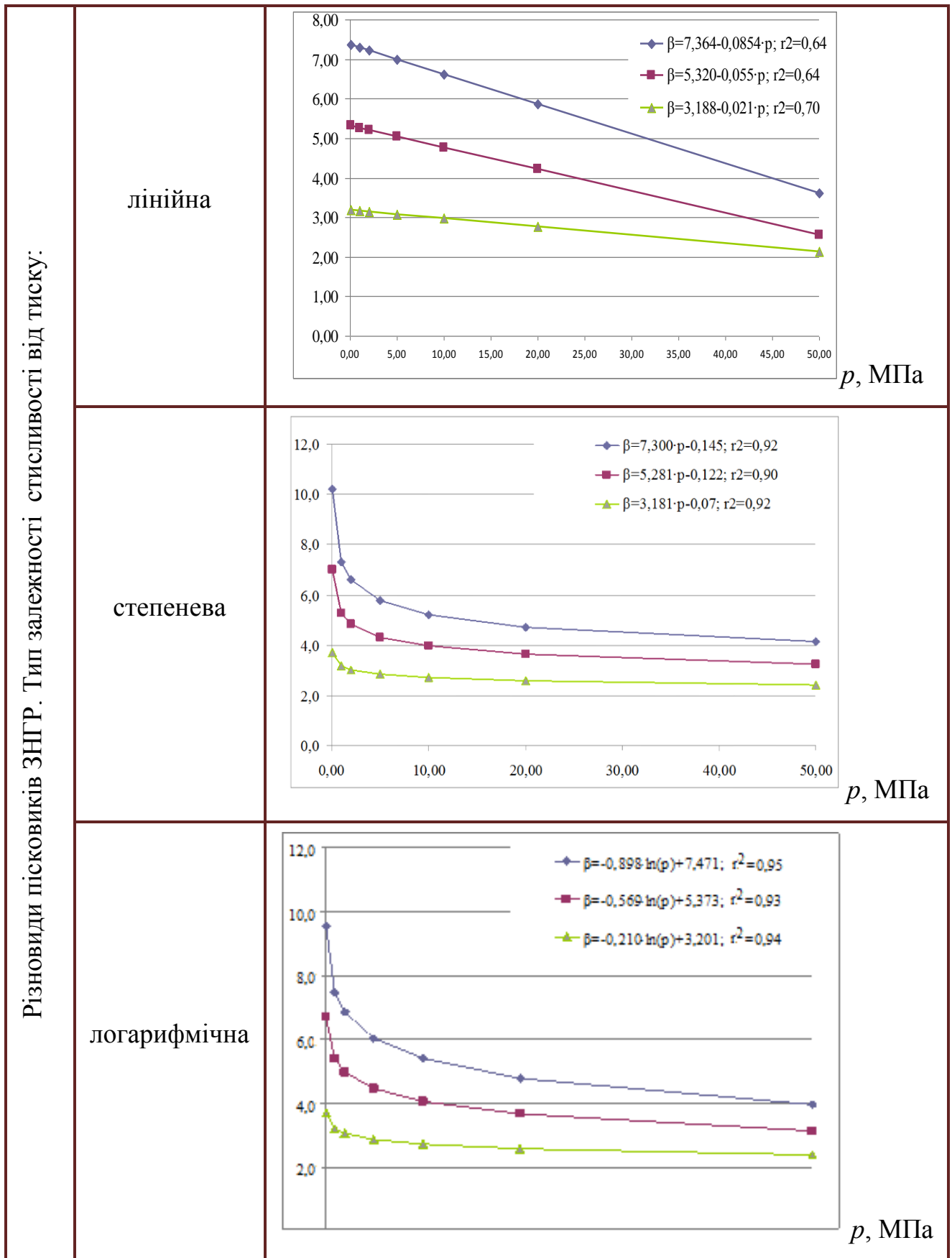


Рис. 5.4 Порівняльні графіки залежностей стисливості від тиску для різновидів пісковиків ЗНГР, розподіл за кольором як на рис. 5.2

$$\beta^{Tl}_{\text{пн}}(p) = \beta_0 \cdot (-0,898 \cdot \ln(p) + 7,471); r^2 = 0,94; \quad (5.3)$$

$$\beta^{Tl}_{\text{пущ}}(p) = \beta_0 \cdot (5,3727 - 0,5689 \cdot \ln(p)); r^2 = 0,93; \quad (5.4)$$

$$\beta^{Tl}_{\text{пщгл}}(p) = \beta_0 \cdot (-0,210 \cdot \ln(p) + 3,201); r^2 = 0,94. \quad (5.5)$$

P, МПа	$\beta = 7,364 - 0,075 \cdot p$	$\beta = 7,313 \cdot p^{-0,215}$	$\beta = -0,898 \cdot \ln(p) + 7,471$
0,10	7,36	12,01	5,24
1,00	7,29	7,31	5,68
2,00	7,21	6,30	5,82
5,00	6,99	5,17	6,00
10,00	6,62	4,45	6,13
20,00	5,87	3,84	6,26
50,00	3,62	3,15	6,44
$r^2 =$	0,64	0,91	0,94

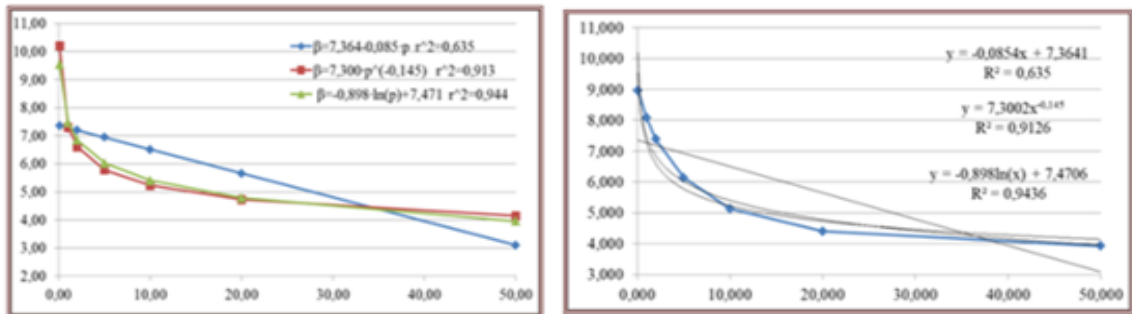


Рис. 5.5 До вибору оптимальної залежності стисливості від тиску для пісковиків пористих (пояснення в тексті)

p, МПа	$\beta = 5,320 - 0,055 \cdot p$	$\beta = 5,281 \cdot p^{-0,122}$	$\beta = -0,569 \cdot \ln(p) + 5,373$
0,10	5,314	6,999	6,683
1,00	5,265	5,281	5,373
2,00	5,210	4,852	4,978
5,00	5,045	4,337	4,457
10,00	4,769	3,985	4,063
20,00	4,218	3,661	3,668
50,00	2,565	3,273	3,147
$r^2 =$	0,65	0,90	0,93

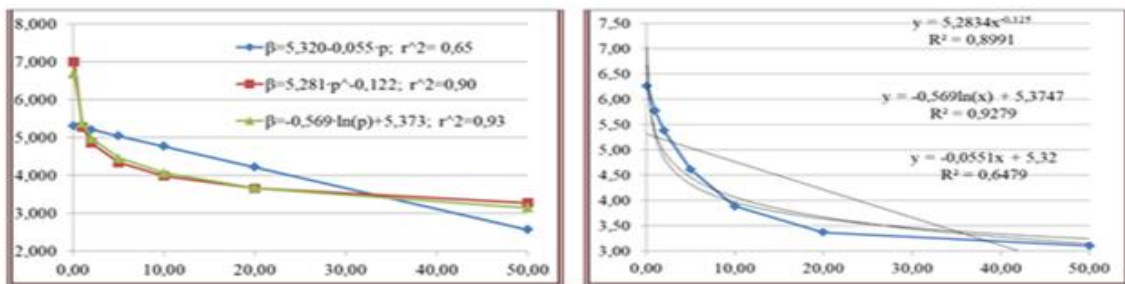


Рис. 5.6 До вибору оптимальної залежності стисливості від тиску для пісковиків ущільнених (пояснення в тексті)

p, МПа	$\beta=3,1883-0,0209 \cdot p$	$\beta=3,1813 \cdot p^{-0,0697}$	$\beta=-0,2102 \cdot \ln(p)+3,2012$
0,10	3,186	3,735	3,685
1,00	3,167	3,181	3,201
2,00	3,147	3,031	3,056
5,00	3,084	2,844	2,863
10,00	2,979	2,710	2,717
20,00	2,770	2,582	2,571
50,00	2,143	2,422	2,379
Відх ( $\Delta$ )	-0,279	0,043	-0,236

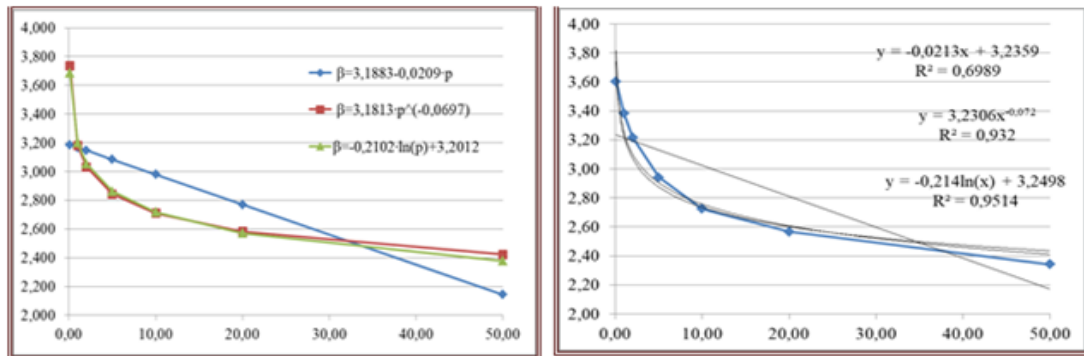


Рис. 5.7 До вибору оптимальної залежності стисливості від тиску для пісковиків щільних глинистих (пояснення в тексті)

#### Узагальнені кореляційні співвідношення для різновидів пісковиків ЗНГР.

Для різновидів пісковиків методом найменших квадратів було розраховано відповідні узагальнені емпіричні кореляційні залежності – формули для розрахунку стисливості як функції пористості і тиску ( $\beta = \beta^{TI}(\varphi, p_i)$ ). При цьому проведено дослідження статистичної надійності цих залежностей, оцінки стандартних відхилень коефіцієнтів наведено нижче. Отримано:

- для пісковиків пористих

$$\beta_{\text{пн}}^{TI}(\varphi, p) = \beta_0 \cdot ((2,939 \pm 0,033) - (0,012 \pm 0,001) \cdot p + (0,272 \pm 0,004) \cdot p^{-(0,251 \pm 0,002)} \cdot \varphi); \quad (5.6)$$

- для пісковиків ущільнених

$$\beta_{\text{пущ}}^{TI}(\varphi, p) = \beta_0 \cdot ((2,700 \pm 0,059) - (0,003 \pm 0,001) \cdot p + (0,252 \pm 0,007) \cdot p^{-(0,316 \pm 0,007)} \cdot \varphi); \quad (5.7)$$

- для пісковиків щільних глинистих

$$\beta_{\text{пщгл}}^{TI}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot ((1,960 \pm 0,073) - (0,008 \pm 0,002) \cdot p + (0,216 \pm 0,016) \cdot p^{-(0,168 \pm 0,106)} \cdot \varphi). \quad (5.8)$$

Порівнянням стандартних відхилень коефіцієнтів емпіричних кореляційних співвідношень для загальної параметричної бази ЗНГР (формули (2.12), (2.20)) і для конкретних підтипів пісковиків (формули (5.6)-(5.8)), можемо зробити висновок, що останні (тобто, специфіковані кореляційні співвідношення) дають результати значно кращі, ніж співвідношення для загальної параметричної бази ЗНГР. Про це ж свідчить і порівняння середніх відносних відхилень розрахованих за формулами (5.6)-(5.8) значень стисливості (з корекцією за врахування характерних глибин залягання родовищ / діючих тисків) від експериментальних (наведених на рис. 5.1), такі відхилення становлять 3,2 %, порівняно з 12,6 % для загальної параметричної бази ЗНГР (формула (2.12) і табл. 2.1).

В цілому, по досліджених базах стисливостей для різних типів пісковиків ЗНГР визначено оптимальним зв'язок стисливості і пористості для кожного з різновидів пісковика ЗНГР, описаний лінійною залежністю. При цьому пористість має найбільший вплив на зміну стисливості в пористих пісковиках, меншу – в ущільнених, ще меншу – в щільних глинистих.

У процесі вибору виду зв'язку для емпіричних залежностей виявилось, що логарифмічна залежність стисливості від пористості для пісковиків ущільнених або логарифмічні залежності стисливості від тиску для кожного з цих підтипів пісковиків надають значення стисливості значно точніші (зокрема, вища довірча ймовірність та менші середні відхилення розрахованих значень стисливості від експериментальних даних), ніж коли ці зв'язки, відповідно, лінійні і степеневі. Тому побудовано також і емпіричні формули у вигляді логарифмічної залежності стисливості від тиску для різновидів пісковиків ЗНГР.

Наприклад, для пісковиків пористих у табл. 5.4 наведено результати порівняння розрахованих та експериментальних значень стисливості для зразків з пористістю 9,4 %; 19,6 %; 23,1 % (див. дані на рис. 5.1). Для них виконано розрахунки стисливості за степеневою і логарифмічною залежностями від тиску. Отримані середні відносні відхилення розрахованих значень стисливості від експериментальних подано у табл. 5.4.

Середні відносні відхилення розрахованих за різними апроксимаційними залежностями від тиску значень стисливості  $\beta$  від експериментальних величин

$\varphi$ , %	Середні відносні відхилення розрахованих значень стисливості від експериментальних, %		Коефіцієнт уточнення
	$\beta_1(p)=D \cdot p^L$	$\beta_2(p)=K+T \cdot \ln(p)$	$\beta_1(p)/\beta_2(p)$
9,4	6,75	3,57	1,89
19,6	11,36	7,14	1,59
23,1	12,7	8,34	1,52

Спостерігаємо значне уточнення розрахунку стисливості для цих зразків пісковиків пористих (відповідно, у 1,89; у 1,59 та у 1,52 рази).

Виходячи з наведених результатів, загальні залежності стисливості від пористості і тиску також було побудовано з мультиплікативною складовою в логарифмічній формі. Для пісковиків пористих, наприклад, отримано:

$$\beta_{m}^{II}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot ((2,939 \pm 0,033) - (0,012 \pm 0,001) \cdot p + ((0,295 \pm 0,002) - (0,053 \pm 0,030) \cdot \ln(p)) \cdot \varphi). \quad (5.9)$$

В результаті досліджень встановлено, що, в цілому, загальна логарифмічна залежність (5.9) покращує точність апроксимації для пісковиків пористих не менш як у 1,5 раза, порівняно з степеневою (за середнім відносним відхиленням між розрахованими і експериментальними даними).

В загальному, значення стисливості, розраховані за логарифмічними залежностями для статистично досліджених даних розглянутих підтипів пісковиків ЗНГР, різняться від експериментальних на 3,5-8,5 %, що, в середньому, в 1,7 раза краще, ніж за степеневими залежностями, що є суттєвим покращенням у прогнозуванні за методикою та при ідентифікації типу породи за описаною вище мультиплікативною поправкою.

Обчислені за побудованими емпіричними співвідношеннями значення

стисливості мають відносне середнє відхилення від експериментальних  $\approx 4,9\%$  (з урахуванням знаку абсолютного відхилення).

Ці залежності дають змогу додатково в  $1,5\div 1,9$  разів уточнити прогнозні значення стисливості, відповідно підвищити надійність прогнозу нафтогазоносності розрізів свердловин за розробленою методикою.

Побудовані залежності відображають підвищену стисливість різновидів порід з підвищеною пористістю а також підвищену чутливість стисливості таких порід до змін діючого тиску. Про це свідчить помітне збільшення величин коефіцієнтів у мультиплікативній складовій побудованих залежностей для пористих пісковиків (формула (5.6)), порівняно з ущільненими (формула (5.7)), а тим більше, порівняно з щільними пористими (формула (5.8)). У 100 разів більші величини цих коефіцієнтів, порівняно з коефіцієнтами залежних від тиску лінійних складових, свідчать про суттєву і, при тому, нелінійну тензочутливість досліджених порід.

### **5.1.3 Емпіричні співвідношення для методики за даними швидкостей об'ємних хвиль**

Для реалізації надійного прогнозу за методикою, коли даних параметричної бази для конкретної свердловини зі специфічним складом порід недостатньо або вони відсутні, використовують такі, розраховані за спеціально виведеними, виходячи з математичної моделі, формулами, за відомими з кернових та свердловинних досліджень значеннями швидкостей об'ємних хвиль у цих породах. Для розрахунку об'ємної густини флюїдонасичених чи сухих порід використано формули (1.6), для розрахунку коефіцієнта Пуассона – формула:

$$\nu = \frac{2 \cdot V_{si}^2 - V_{pi}^2}{2 \cdot (V_{si}^2 - V_{pi}^2)}.$$

Побудову формул для розрахунку пружних модулів за даними швидкостей

пружних хвиль виконано із застосуванням формул Ф. Гассмана

$$V_p^{Tg} = \sqrt{\frac{3/\beta^{Tg} + 4 \cdot \left( \frac{\rho_o^g \cdot \mu^{Tl}}{\rho^{Tl}} \right)}{3\rho^{Tg}}}; \quad V_s^{Tg} = \sqrt{\frac{\left( \frac{\rho_o^{Tg} \cdot \mu^{Tl}}{\rho^{Tl}} \right)}{\rho^{Tg}}} \quad (5.10)$$

та співвідношень, задіяних у побудові математичного апарату прогнозу методикою:

а) модулів зсуву для сухих порід:

$$\mu_1^{Tg} = \frac{V_{s1}^{2Tg} \cdot \rho_{o1}^{2Tg}}{\rho_{o1}^{Tl}}, \quad (5.11)$$

$$\mu_{i+1}^{Tg} = \frac{1}{\frac{1}{\mu_i^{Tg}} - \frac{8 \cdot V_{si}^{2T} - 9 \cdot V_{pi}^{2T}}{6 \cdot (V_{si}^{2T} - V_{pi}^{2T})}} \cdot \frac{1}{\frac{15 \cdot (V_{si+1}^{2Tl} \cdot \rho_{oi+1}^{Tl} - V_{si}^{2Tl} \cdot \rho_{oi}^{Tl}) + 4 \cdot V_{si}^{2Tl} \cdot V_{si+1}^{2Tl} \cdot \rho_{oi}^{Tl} \cdot \rho_{oi+1}^{Tl} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl})}{15 \cdot V_{si}^{2Tl} \cdot V_{si+1}^{2Tl} \cdot \rho_{oi}^{Tl} \cdot \rho_{oi+1}^{Tl}}}},$$

$i = \overline{2, n}$ ; (5.12)

б) стисливості для порід з рідким заповнювачем, з формул (5.10):

$$\beta_i^{Tl} = \frac{1}{\left( V_{pi}^{2Tl} - \frac{4}{3} \cdot V_{si}^{2Tl} \right) \cdot \rho_{oi}^{Tl}}; \quad i = \overline{1, n}; \quad (5.13)$$

в) формули для стисливості сухих/газонасичених порід (2.59) та (2.60) приведено до виду (5.14), (5.15):

$$\beta_n^{Tg} = \frac{3}{\rho_{on}^g \cdot [3 \cdot V_{pn}^{2Tl} - 4 \cdot V_{sn}^{2g}]}; \quad i = n. \quad (5.14)$$

$$\beta_{i-1}^{Tg} = \beta_i^{Tg} + \frac{15}{4} \cdot \frac{2 \cdot V_{si}^2 - 3 \cdot V_{pi}^2}{8 \cdot V_{si}^2 - 9 \cdot V_{pi}^2} \cdot \frac{\mu_i^{Tg} - \mu_{i-1}^{Tg}}{\mu_{i-1}^{Tg} \cdot \mu_i^{Tg}}; \quad i = \overline{n-1, 2}. \quad (5.15)$$

Для пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття за даними кернових досліджень – значеннями швидкостей пружних хвиль (дані з [Вербицкий и др.,



1985] (рис. 5.8)) за формулами (5.10)-(5.15) розраховано значення стисливості порід для відповідних значень пористості і діючого тиску (рис. 5.9), які надалі використовуються для побудови відповідних емпіричних співвідношень.

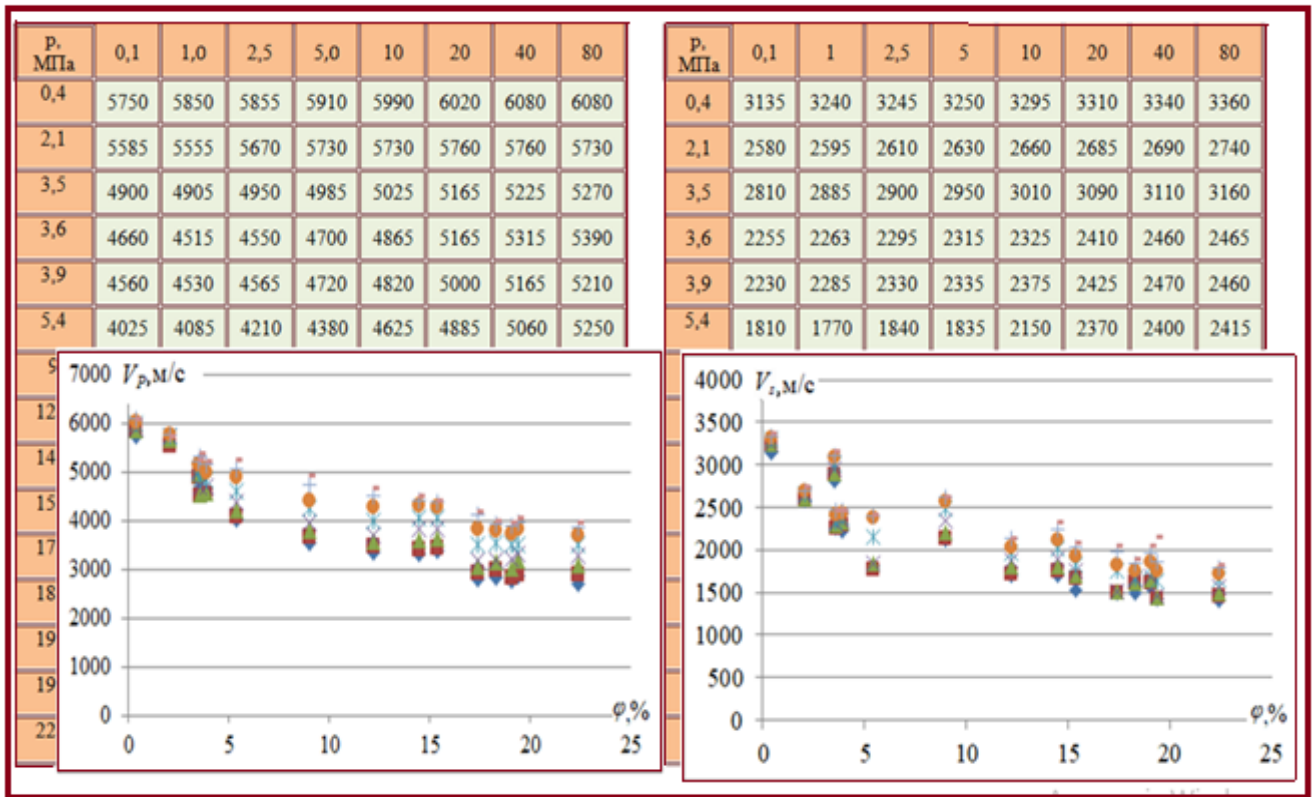


Рис. 5.8 Таблиці швидкостей поздовжніх (ліворуч) і поперечних (праворуч) хвиль для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття різної пористості та за різних тисків (дані – з [Вербицкий и др., 1985]) і їх графічне представлення

Зауважимо, що досліджувані пісковики є добре консолідованими породами, їх швидкісні характеристики високі, лежать у зоні верхньої границі значень швидкостей пружних хвиль для пісковиків [Соколов, Черных, 2015; Физика..., 2020]. Значення швидкостей для практично безпористих ( $\varphi=0,4\%$ ) зразків за тиску 80 МПа ( $V_p=6080$  м/с і  $V_s=3360$  м/с,  $V_s/V_p=0,5526$ ) фактично є характеристиками твердої фази (скелету) для даних порід.

Для них побудовано емпіричні співвідношення, відповідно, для колекторів з рідкими заповнювачами пор і сухих такі:

$$\beta^{TI}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot (1,651 - 7,0 \cdot p \cdot 10^{-4} + 0,258 \cdot p_i^{(-0,205)} \cdot \varphi), \quad (5.16)$$

$$\beta^{Tg}(p, \varphi) = \beta_0 \cdot (2,104 - 0,0106 \cdot p + 0,698 \cdot p_i^{(-0,251)} \cdot \varphi). \tag{5.17}$$

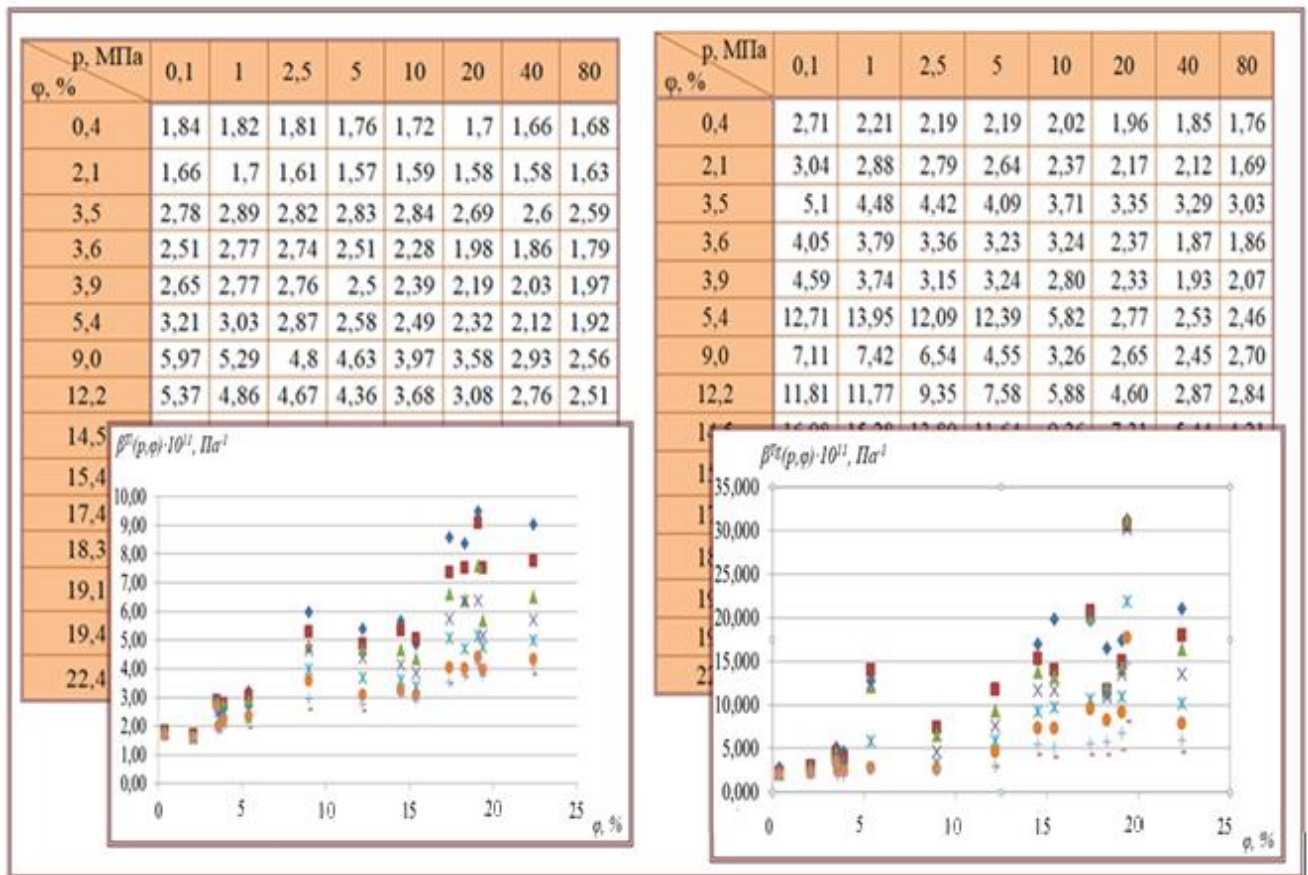


Рис. 5.9 Таблиці стисливостей, розрахованих за емпіричними даними про швидкості об’ємних хвиль (див. рис. 5.8) для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття різної пористості за умов насичення пор рідиною  $\beta^{Tl}(p, \varphi) \cdot 10^{11} \text{ Па}^{-1}$  (ліворуч) та газом  $\beta^{Tg}(p, \varphi) \cdot 10^{11} \text{ Па}^{-1}$  (праворуч) за різних тисків і їх графічне представлення

Бачимо, що мультиплікативна складова в залежностях стисливості від тиску і пористості для пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття також є набагато більша, ніж лінійна від самого тиску, відповідні коефіцієнти у формулах (5.16) і (5.17) різняться між собою у сотні (для насичених рідким флюїдом порід) і в багато десятків раз (для порід, насичених газом). Це ще раз підтверджує дані раніше проведених у роботі досліджень кореляційних співвідношень для відповідних петрофізичних характеристик порід і значно покращує результати прогнозування за розробленою методикою для конкретних різнопористих порід різноглибинних горизонтів (де наявні різні діючі тиски).

## 5.2 Петрофізичні характеристики порід розрізів свердловин ЗНГР за результатами досліджень за методикою

### 5.2.1 Спосіб оцінки ступеня проникності порід у прошарках розрізів свердловин

Наведене у розділах 2 і 3 показує, що розроблена нами прогнозна методика надійно визначає пористість та пружні характеристики порід у прошарках розрізів свердловин. Це можна простежити на прикладі результатів прогнозування за методикою, зокрема, у розрізі свердловини 1-Ліщинська (див. підрозділ 3.2), прошарки з спрогнозованою підвищеною пористістю співпадають з визначеними за даними досліджень керну [Куровець та ін., 2014] зонами підвищеної тріщинуватості порід. Інтервали розрізу з підвищеною пористістю відзначаються, зокрема, підвищеним значенням стисливості та параметра  $V_s/V_p$ . До прикладу, для інтервалу 2198-2388 м розрізу свердловини 1-Ліщинська, для прошарків з газом маємо  $V_s/V_p \geq 0,6$  (рис. 5.10). Спрогнозовані прошарки з газом позначено жовтим кольором у другій колонці таблиці з цього рисунку і виділено прямокутниками.

Значно підвищують стисливість гірських порід тріщини, особливо, відкриті. При тому відомо ряд способів виділити тріщинуваті породи за даними каротажних досліджень, зокрема, за АК [Тимурзиев, 1991; Попов и др., 2005; Продайвода та ін., 2006, 2011]. Враховуючи, що ці методики, зокрема, методика А. І. Тимурзієва, дають можливість оцінки ступеня тріщинуватості та проникності порід у розрізах свердловин за вихідними параметрами – співвідношенням швидкостей об'ємних хвиль чи коефіцієнтом Пуассона, які отримуються у нашій прогнозній методиці, ми спробували розробити спосіб такої оцінки у рамках розвитку прогнозної методики.

Для цього за значеннями швидкостей об'ємних хвиль, розрахованих у прогнозній методиці, з використанням відомих формул для зв'язку швидкостей і пружних модулів:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}; \quad V_p = \sqrt{\frac{3/\beta + 4 \cdot \mu}{3 \cdot \rho}},$$

$$v = \frac{\lambda}{2 \cdot (\lambda + \mu)}; \quad \lambda = \frac{2\nu\mu}{1-2\nu}; \quad \beta = \frac{3}{3\lambda + 2\mu}; \quad \mu = \frac{3 \cdot (1-2\nu)}{2 \cdot \beta \cdot (1+\nu)}.$$

отримуємо:

$$V_s = \sqrt{\frac{3 \cdot (1-2\nu)}{2 \cdot \beta \cdot (1+\nu) \cdot \rho}}; \quad V_p = \sqrt{\frac{3 \cdot (1-\nu)}{\beta \cdot (1+\nu) \cdot \rho}};$$

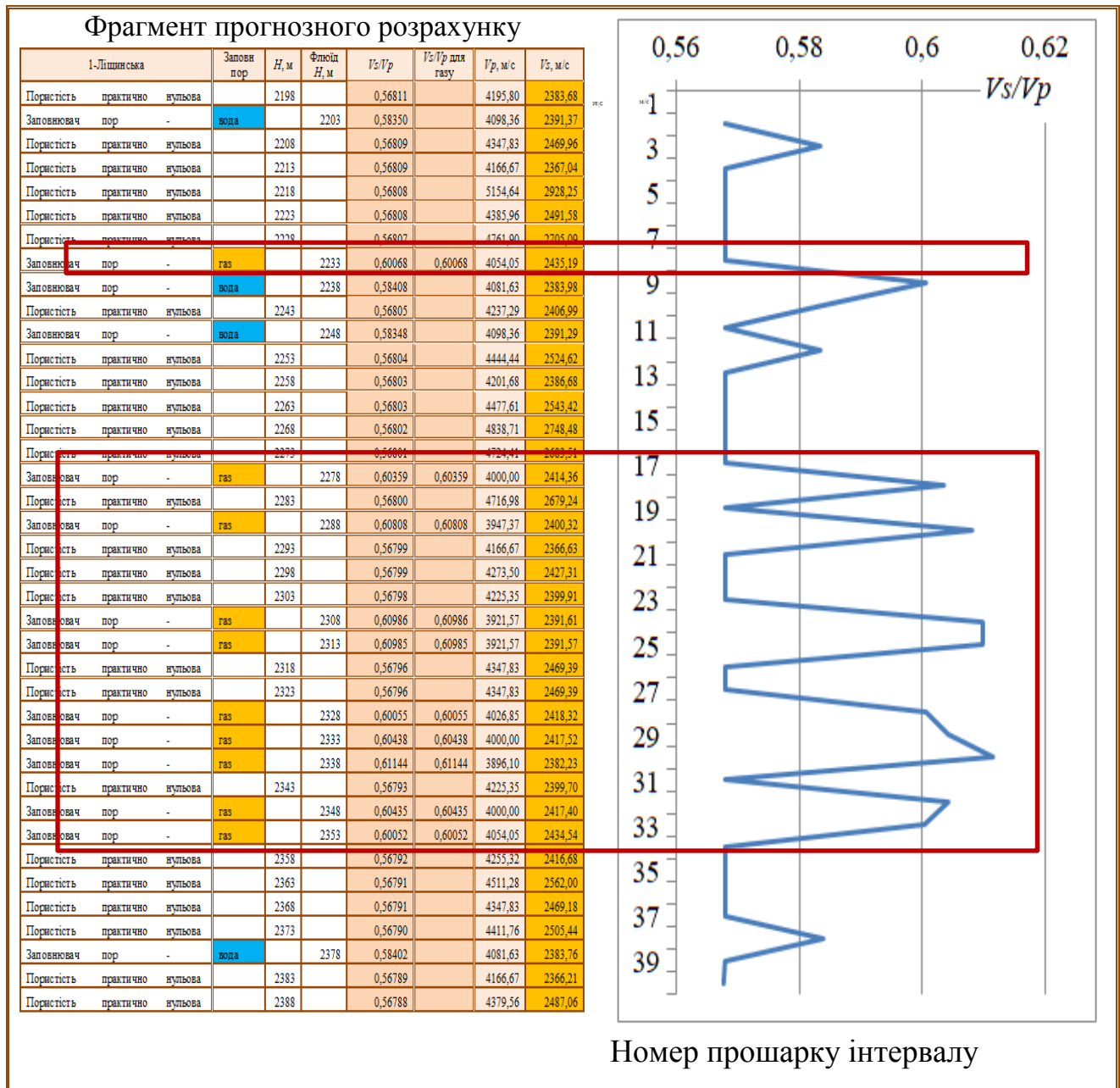


Рис. 5.10 Прогноз флюїдонасичення у пісковиковому розрізі свердловини 1-Ліщинська. Зразок «чутливості» методики до відкритості тріщин у породі (пояснення у тексті)

Тоді коефіцієнт Пуассона через значення швидкостей об'ємних хвиль розраховуємо так:

$$\nu = \left[ 0,5 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right] / \left[ 1 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right]; \quad (5.18)$$

$$\frac{V_s}{V_p} = \sqrt{\frac{0,5 - \nu}{1 - \nu}}. \quad (5.19)$$

Оскільки, за [Тимурзиев, 1991], фактором, який контролює розкриття вертикальних тріщин, є коефіцієнт бокового розпору  $Q_{side}$  – відношення гірського ( $p_r$ ) і бокового ( $p_{side}$ ) тисків [Спивак, Попов, 1994] ( $p_r/p_{side} = Q_{side} = \nu/(1-\nu)$  – формула А. Н. Динника для визначення  $Q_{side}$  через коефіцієнт Пуассона [Тимурзиев, 1991, 2016; Патент..., 2002]), то із збільшенням  $Q_{side}$  і, відповідно,  $\nu$ , збільшується тиск  $p_{side}$ , який діє на стінки вертикальних тріщин, зменшуючи їх розкриття і вертикальну проникність. Отже, за розрахованими за нашою прогновною методикою значеннями  $\nu$  можна визначати  $Q_{side}$  і оцінювати ступінь тріщинної проникності пошарово вздовж розрізу свердловини.

Для реалізації такої можливості за розрахованими у методиці швидкостями об'ємних хвиль у довільній точці досліджуваного розрізу свердловини застосуємо формулу (5.18) – для розрахунку коефіцієнта Пуассона, і отримаємо таку формулу для обчислення коефіцієнта бокового розпору  $Q_{side}$ :

$$Q_{side} = \left[ 0,5 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right] / \left[ 1 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right] / \left\{ 1 - \left[ 0,5 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right] / \left[ 1 - \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \right] \right\},$$

$$Q_{side} = 1 - 2 \cdot \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \quad (5.20)$$

Таким способом, за параметром  $V_s/V_p$ , розрахованим у методиці, можна оцінювати зміну тисків вздовж розрізу свердловини, виявляти наявність покриток-флюїдоупорів, оцінювати ступінь тріщинуватості та проникності порід прошарків розрізу свердловини.

Деякі результати розрахунків параметрів порід (характерних для розрізів свердловин ЗНГР), що використовуються в описаних вище способах оцінки ступеня проникності шарів розрізів свердловин, наведено у Додатку Г.2.

Конкретні результати розрахунків параметрів порід для використання у способах оцінки ступеня проникності шарів розрізів свердловин 3-Бучацька, 1-Ліщинська ЗНГР наведено у табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Значення швидкостей об'ємних хвиль та коефіцієнта Пуассона для ряду типів гірських порід розрізів свердловин 3-Бучацька, 1-Ліщинська ЗНГР, розрахованих за прогнозною методикою

Тип породи	$V_p$			$V_s/V_p$			$\nu$			
	min	max	mid	Довідник [Корн, 1970]	min	max	mid	min	max	mid
Аргіліт	3300	4500	3900	0,667	0,622	0,666	0,641	0,10	0,184	0,151
Пісковик	3000	5300	4150	0,6667	0,660	0,667	0,663	0,10	0,113	0,109
Ангідрит	5300	6100	5700	0,547	0,547	0,557	0,552	0,27	0,29	0,280
Вапняк	2600	7100	4850	0,538	0,521	0,538	0,526	0,29	0,314	0,309
Доломіт	3550	4150	2850	0,517	0,517	0,525	0,523	0,31	0,32	0,312

За даними табл. 5.5 бачимо, що розраховані нами за методикою значення  $V_s/V_p$  для досліджених порід добре узгоджуються з довідковими даними.

Отже, оскільки за нашою прогнозною методикою відношення  $V_s/V_p$  та коефіцієнт Пуассона уже розраховуються для прошарків розрізу досліджуваних свердловин в процесі прогнозування їх нафтогазонасичення, ці параметри можна використати разом з розрахованим за наведеними вище формулами параметром  $Q_{side}$  для оцінок ступеня тріщинуватості та проникності порід за відомими методиками [Попов и др., 2005; Тимурзиев, 1991]. За значеннями отриманих за формулами (5.18)-(5.20) параметрів ( $V_s/V_p$ , коефіцієнта Пуассона і  $Q_{side}$ ) можна:

- здійснювати диференціацію порід за екрануючими властивостями,

зокрема, прогнозувати прошарки і шари з мінімальним розкриттям вертикальних тріщин і, отже, з мінімальним ступенем тріщинної проникності (за максимальним значенням коефіцієнта Пуассона  $\nu$ ), такі інтервали виділяють як покритишки з найкращими екрануючими властивостями, прикладом є, розраховані нами за прогнозною методикою, «практично непроникні» прошарки для розрізу свердловини 1-Ліщинська (див. рис. 5.10));

б) в подальшому підвищувати точність оцінок екрануючих властивостей порід-покритишок шляхом порівняння з визначеними за даними спеціально проведених лабораторних досліджень кореляціями коефіцієнта Пуассона з тиском прориву вуглеводнів через водонасичені породи [Тимурзиев, 1991].

Подібні способи визначень петрофізичних та геомеханічних характеристик порід у розрізах свердловин і оцінки ступеня їх тріщинної проникності описано також у [Головкина, 2001; Патент..., 2002; Попов и др., 2005; Ekwere, 2012a, б], ці дані можуть бути використані також в подальшому при проектуванні розробки виявлених покладів нафти та газу для оптимізації технологій видобування вуглеводнів з досліджених свердловин.

### **5.2.2 Дослідження глинистих вапняків свердловини 3-Бучацька**

Для аналізу розрахованих за теоретико-емпіричною методикою пружних характеристик порід розрізів свердловин наведемо дані щодо вапняків, виявлених у розрізі свердловини 3-Бучацька (табл. 5.9, 5.10), починаючи з глибини 113,6 м ( $D_1$ ) і до 1332,2 м (S) на 13 інтервалах, позначених вертикальними відрізками зеленого кольору на рис. 5.14.

У таблицях 5.9 і 5.10 наведено розраховані за методикою значення пористості, модуля зсуву, об'ємного стиску, коефіцієнта Пуассона, пластового тиску, густин для цих інтервалів.

Для глинистих вапняків розрізу свердловини 3-Бучацька спостережено збільшене значення стисливості для газозаповнених прошарків у 2,86 рази, а для прошарків з нафтою – у 1,42 рази більше, порівняно з таким для водонасичених.

Таблиця 5.9

Усереднені значення пружних параметрів, густини, пористості розрізу свердловини 3-Бучацька для інтервалів з глинистими вапняками

Порядковий номер інтервалу		Досліджуваний інтервал з глинистими вапняками	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с	$V_s/V_p$	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$p$ , МПа	$\varphi$ , %	$\mu \cdot 10^{-11}$ , Па	
Літологічний вік	D <sub>1</sub>	①	113,6-115,8	3695,35	1806,49	0,50	2563,73	1,13	6,87	0,13
		②	143,4-147,8	4140,41	2040,93	0,50	2605,85	1,43	4,09	0,14
	S	③	870,2-884,4	4246,97	2380,87	0,56	2616,09	8,60	3,82	0,16
		④	912,8-923,6	4137,38	2289,25	0,56	2587,30	9,34	5,49	0,15
		⑤	963,4-967,4	3591,69	2353,16	0,66	2533,32	9,46	8,64	0,23
		⑥	990,0-1004,4	3578,66	2349,62	0,66	2520,98	9,76	9,36	0,24
		⑦	1021,4-1032,6	3572,16	2331,52	0,65	2502,47	10,07	10,43	0,25
		⑧	1045,4-11053,8	3585,51	2360,29	0,66	2514,73	10,29	9,73	0,24
		⑨	1199,6-1207,2	3744,04	2465,71	0,66	2564,42	11,78	6,84	0,23
		⑩	1215,8-1226,6	3731,47	2454,31	0,66	2545,87	11,97	7,91	0,22
		⑪	1236,8-1244,8	3669,01	2434,55	0,66	2523,31	12,16	9,23	0,24
		⑫	1264,0-1327,0	3712,14	2460,93	0,66	2533,18	12,68	8,65	0,23
		⑬	1330,4-1332,2	3798,33	2506,35	0,66	2578,27	13,05	6,03	0,20
Значення параметрів для глинистих вапняків усього розрізу:		максимальне	4246,97	2506,35	0,66	2616,09	13,05	10,43	0,25	
		мінімальне	3572,16	1806,49	0,50	2502,47	1,13	3,82	0,13	
		середнє	3784,86	2325,69	0,62	2553,04	9,36	7,47	0,20	



Таблиця 5.10

Усереднені значення пружних параметрів, густини, пористості розрізу свердловини 3-Бучацька для інтервалів з глинистими вапняками для різних заповнювачів пор

Номер інтервалу	Досліджуваний інтервал, м	Для прошарків з водою						Для прошарків з газом						Для прошарків з нафтою(газоконденсат)					
		$(\beta, \text{Па}^{-1}) \cdot 10^{11}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$\nu$	$(\mu, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(E, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(K, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(\beta, \text{Па}^{-1}) \cdot 10^{11}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$\nu$	$(\mu, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(E, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(K, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(\beta, \text{Па}^{-1}) \cdot 10^{11}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$\nu$	$(\mu, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(E, \text{Па}) \cdot 10^6$	$(K, \text{Па}) \cdot 10^6$
1	113,6-115,8	1,62	2619	0,36	1,46	3,94	4,73	17,02	2472	0,28	1,66	6,02	3,76	-	-	-	-	-	-
2	143,4-147,8	1,69	2606	0,36	1,43	3,87	4,60	7,32	2557	0,54	1,78	5,46	3,16	-	-	-	-	-	-
3	870,2-884,4	1,65	2622	0,30	1,65	4,27	3,57	3,53	2596	0,25	1,47	3,68	2,44	2,19	2669	0,16	1,00	5,30	0,84
4	912,8-923,6	1,75	2602	0,31	1,57	4,12	3,64	3,04	2633	0,26	1,60	4,00	2,76	2,15	2669	0,15	1,00	5,18	0,84
5	963,4-967,4	-	-	-	-	-	-	4,00	2552	0,22	1,26	3,06	1,84	-	-	-	-	-	-
6	990,0-1004,4	-	-	-	-	-	-	4,34	2520	0,21	1,17	2,83	1,64	-	-	-	-	-	-
7	1021,4-1032,6	1,36	2674	0,28	1,90	4,70	3,60	4,54	2498	0,20	1,11	2,65	1,49	2,32	2654	0,13	0,91	4,20	0,85
8	1045,4-1053,8	-	-	-	-	-	-	4,34	2514	0,20	1,12	2,69	1,51	-	-	-	-	-	-
9	1199,6-1207,2	-	-	-	-	-	-	3,65	2566	0,20	1,23	2,96	1,68	-	-	-	-	-	-
10	1215,8-1226,6	-	-	-	-	-	-	3,851	2540	0,18	1,08	2,55	1,33	-	-	-	-	-	-
11	1236,8-1244,8	-	-	-	-	-	-	4,003	2523	0,17	1,02	2,39	1,22	-	-	-	-	-	-
12	1264,0-1327,0	1,42	2662	0,27	1,80	4,60	3,30	3,871	2532	0,17	1,02	2,40	1,21	-	-	-	-	-	-
13	1330,4-1332,2	-	-	-	-	-	-	3,377	2581	0,19	1,23	2,97	1,68	-	-	-	-	-	-

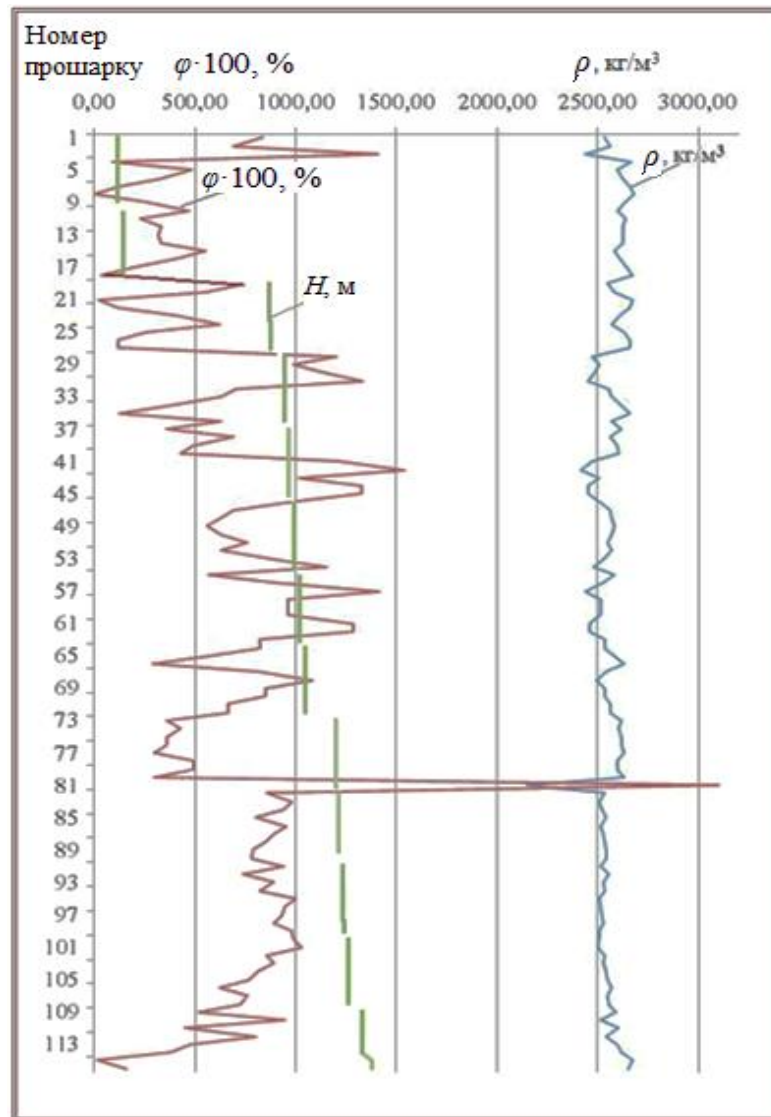


Рис. 5.14 Розподіл значень пористості й густини в глинистих вапняках розрізу свердловини 3-Бучацька

Перепад глибини у майже 1220 м (і діючих тисків у  $\sim 30$  МПа) не привів до суттєвих відмінностей у величинах пружних характеристик для досліджених глинистих вапняків, зокрема, у величинах швидкостей об'ємних хвиль. При тому виділяються значення параметра  $V_s/V_p$ , який характеризує важливі властивості глинистих вапняків розрізу та коефіцієнт розкритості тріщин  $Q_{\text{side}}$ :

- для порід інтервалів девону ( $D_1$ ) з водогазопроявами в порах  $V_s/V_p = 0,50$ ,  $Q_{\text{side}} = 0,50$ ;

- для верхніх двох інтервалів силуру (S) ( $870,2 \div 884,4$  м і  $912,8 \div 923,6$  м)  $V_s/V_p = 0,56$ ,  $Q_{\text{side}} = 0,37$ ;

- починаючи з глибини 963,4 м  $V_s/V_p = 0,66$ ,  $Q_{\text{side}} = 0,13$ .

## Висновки до розділу 5

У 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 загальної параметричної бази ЗНГР і побудовано уточнені емпіричні співвідношення для базового варіанту прогнозної методики. 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. На основі цих уточнених емпіричних співвідношень для стисливості порід з мультиплікативними складовими запропоновано спосіб ідентифікації типу породи за розрахованою засобами методики стисливості її твердої фази у кожному прошарку свердловини за відомими даними попередніх лабораторних вивчень без видобування і досліджень керну конкретної свердловини.

Далі проведено аналіз петрофізичних характеристик для різних типів і підтипів порід-колекторів ЗНГР, зокрема, глинистих вапняків, консолідованих глибокозалягаючих, пористих, ущільнених і щільних глинистих пісковиків.

Для них за результатами поглиблених та деталізованих досліджень кореляційних залежностей між діючим тиском і пружними характеристиками та пористістю порід-колекторів ЗНГР побудовано оптимізовані емпіричні співвідношення з мультиплікативною складовою для тиску і пористості для параметричної бази ЗНГР, специфіковані емпіричні співвідношення для конкретних типів і підтипів порід-колекторів ЗНГР, отримані за прямими даними відповідних кернових досліджень також – з використанням даних про швидкості об'ємних хвиль для цих порід за спеціально розробленим способом доповнення параметричної бази стисливостей порід за даними про швидкості об'ємних хвиль

у них (на прикладі пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття). Застосування перелічених розробок значно підвищує надійність прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин, зокрема, в малопористих (у т.ч. сланцевих) колекторах.

Завдяки достовірності прогнозу усіх задіяних у методиці пружних характеристик результати розрахунків можна використовувати практично у різних петрофізичних дослідженнях. Результати досліджень за методикою дають можливість петрофізичної оцінки порід розрізу свердловини.

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. Тімурзієва – 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.

## Перелік використаних джерел до розділу 5

1. Авчян Г. М., Матвеев А. А., Стефанкевич З. Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. Москва: Недра, 1979. 224 с.
2. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин О. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. Київ, Наук. думка, 1985. 276 с.
3. Вижва С. А., Продайвода Г. Т., Безродна І. М. Петрофізичні дослідження як основа для розробки моделі структури пустотного простору складнопобудованих карбонатних порід-колекторів. Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. Івано-Франківськ: Факел, 2006. С. 110—121.
4. Воларович М. П. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Москва: Недра, 1978. 253 с.
5. Гасеми М. Ф., Баяк И. О. Петроупругое моделирование карбонатных пород-коллекторов с использованием модели двойной пористости. Республика Татарстан, Набережные Челны : *Экспозиция Нефть Газ*, 2018. Т. 65, № 5, С. 21—25.
6. Головкина Н.Н. Методическое и экспериментальное обеспечение прочностных расчетов стенок скважин в пористых горных породах. Автореф. дисс... канд. тех. наук. Уфа, 2001. 24 с.
7. Грицишин В. І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини. Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. 273 с.
8. Грицишин В. І., Кучер С. Ф. Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття. *Прикарпатський вісник НТШ*, 2012. № 1(17). С. 237—255.
9. Заворотько Ю. М. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловин : підручник. Київ: УкрДГРІ, 2010. 287 с.
10. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований

- скважин. Москва: Недра, 1982. 448 с.
11. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень: дис... д-ра геол. наук: 04.00.22. Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу, 2005. 336 с.
  12. Курганський В. М. Посібник з лабораторного практикуму з курсу “Петрофізика”. Київ: ННІ Інститут геології, 2015. 58 с.
  13. Методика та апаратура петрофізичних досліджень. Петрофізичні дослідження осадових порід. Альманах современной науки и образования (Публикация научных статей). *gramota.net*. 2012. URL: <http://www.gramota.net>. <http://www.gramota.net/> (дата звернення 2017.12.08).
  14. Метрологічне забезпечення вимірів апаратурою нейтронних методів. URL: [https://studopedia.su/11\\_22613\\_metrologichne-zabezpechennya-vimiriv-aparaturouyu-neutronnih-metodiv.html](https://studopedia.su/11_22613_metrologichne-zabezpechennya-vimiriv-aparaturouyu-neutronnih-metodiv.html) (дата звернення: 2019.03.08).
  15. Попов А.Н., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А., Попов М.А. Патент РФ №2184232. Способ определения статистических характеристик коэффициента бокового распора пласта пористой горной породы. 2002. Бюл. № 18.
  16. Петкевич Г. И. Шеремета О. В., Притулко Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые. Київ: Наук. думка, 1979. 128 с.
  17. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Київ: Наук. думка, 1970. 126 с.
  18. Попов А. Н., Головкина Н. Н., Исмаков Р. А. Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным. *Нефтегазовое дело*, 2005. № 2. 4 с. URL: <http://www.ogbus.ru>.
  19. Продайвода Г. Т., Вижва С. А., Безродна І. М., Продайвода Т. Г. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. Київ: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2011. 367 с.

20. Продайвода Г. Т., Вижва С. А., Безродна І. М., Продайвода Т. Г. Метод визначення фільтраційно-ємнісних властивостей складно-побудованих порід-колекторів за даними комплексних геофізичних і гідродинамічних методів дослідження свердловин. Матеріали Всеукраїнської конференції «Моніторинг небезп. геол. проц. та еколог. стану сер.». Київ, 2006. С. 55—56.
21. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа. «Сейсмологічні та геофізичні дослідження в сейсмоактивних регіонах». Матеріали наук. конф.-семінару. (3-5 червня 2014, м. Львів). Львів, 2014. С. 213—217.
22. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Використання методик прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин для підвищення ефективності пошуків та видобування нафти і газу та зниження екологічних небезпек. «Екогеофорум-2017. Актуальні проблеми та інновації». Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції. (22-25 березня 2017, м. Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2017. С. 101—102.
23. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозування петрофізических характеристик и водонефтегазоносности разреза на примере данных скважины 3-Бучачская. *Межотраслевой институт «Наука и образование»*, 2014. № 5. С. 25—29.
24. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Статистичні дослідження петрофізичних і колекторських характеристик порід у прогнозуванні нафтогазоносності. Матеріали П'ятої Міжнародної науково-практичної конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування», Україна, м. Трускавець, 8–12 жовтня 2018 р. Київ, 2018. Т. 1. С. 382—386.
25. Соколов А. Г., Черных Н. В. Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Оренбург, 2015. 144 с.
26. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. Москва: Недра, 1994. 261 с.
27. Тимурзиев А. И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии. *Геофизический*

- журнал*, 2018. № 4. Т. 40. С. 133—154.
28. Тимурзиев А. И. Способ оценки экранирующих свойств горных пород. АС СССР № 1676359. Класс G 01V1/40. Зарегистрировано в Госреестре изобретений 08.05.1991. Приоритет изобретения 26.09.88.
  29. Тимурзиев А. И. Структурные индикаторы и флюидодинамика очагов разгрузки глубинных УВ-флюидов в земной коре. Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції «Сучасні проблеми нафтогазової геології». з міжнародною участю 16-17 червня 2016 р. Київ: Інститут геологічних наук НАН України, 2016. С. 137—140.
  30. Условия Гаусса-Маркова. URL: [https://studopedia.ru/7\\_16808\\_usloviya-gaussa-markova.html](https://studopedia.ru/7_16808_usloviya-gaussa-markova.html) (дата звернення: 14.04.2019).
  31. Федорів В. В. Використання гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для вивчення порід-колекторів складно побудованих розрізів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018. № 2(67). С. 41—46.
  32. Физика нефтяного и газового пласта. URL: <https://studfile.net/preview/5581936/page:27/> (дата звернення: 14.04.2020).
  33. Ekwere J. Peters. *Advanced Petrophysics: Volume 1: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics* Paperback. May 15, 2012a. 238 p.
  34. Ekwere J. Peters. *Advanced Petrophysics: Volume 2: Dispersion, Interfacial Phenomena/Wettability, Capillarity/Capillary Pressure, Relative Permeability* Paperback. May 15, 2012b. 276 p.
  35. Sheriff R.E., Geldart L.P. *Exploration Seismology*. Cambridge Univ. Press, 1982. V. 1: History, Theory, and Data Acquisition. 253 p.; V. 2: Data-Processing and Interpretation. 240 p.
  36. Skakalska L., Nazarevych A., Kosarchyn V. The theoretical-empirical methodics of hydrocarbons prediction. New aspects. Abstracts of XVII International Scientific and Practical Conference «*Science, trends and perspectives*». Tokyo, Japan 18-19 May, 2020. Tokyo, 2020. ISBN - 978-1-64871-420-7. URL: <http://isg-konf.com>. (дата звернення: 29.05.2020).



## ВИСНОВКИ

Підсумкові висновки по дисертаційній роботі узагальнено в таких захищуваних положеннях:

1) вперше розроблено теоретико-методичні підходи до прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин на основі комбінації математичного моделювання властивостей порід-колекторів, як пористого нелінійно-пружного геофізичного середовища та емпіричних кореляційних співвідношень між пружними характеристиками гірських порід і їх пористістю, а також даних акустичного каротажу з використанням як базового параметра стисливості порід  $\beta$  і на їх основі створено базовий варіант методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин;

2) вперше, на основі аналізу параметричної бази порід-колекторів ЗНГР 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 складової, а також з представленням мультиплікативної складової у вигляді уточненої, порівняно зі степеневою, логарифмічної залежності від тиску) емпіричні співвідношення між пружними характеристиками і пористістю порід ЗНГР для різних типів флюїду – заповнювача пор, також побудовано такі емпіричні залежності для конкретних характерних типів і підтипів порід-колекторів ЗНГР;

3) вперше на основі виведених теоретичних та емпіричних співвідношень побудовано узагальнений функціонал для визначення пористості і прогнозування типу заповнювача пор порід досліджуваного розрізу за базовою методикою;

4) вперше розроблено додаткові варіанти комплексної методики прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин з використанням даних гамма-каротажу, методу самочинної поляризації, методу офсетів з побудовою відповідних кореляційних залежностей між даними цих

каротажів і параметрами порід базового варіанту методики;

5) вперше створено програмно-алгоритмічне забезпечення для реалізації розробленої комплексної методики (базового та додаткових варіантів) у середовищах Fortran (програма «Прогноз-НГК-Ф»), С# («Прогноз-НГК-С») та Excel, у тому числі, для числового дослідження пружних (швидкостей і пружних модулів) та колекторських (пористості) характеристик порід і прогнозування типу флюїду – заповнювача пор (нафти, газу, води);

б) 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 Залужанських, Зарічнянських, Никловицьких, Орховицької нафтогазоносних структур ЗНГР України та спрогнозовано тип їх флюїдонасичення. Результати добре узгоджуються з даними випробувань цих свердловин та інших прогнозних методів. При цьому вперше спрогнозовано у низці розрізів свердловин 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 базовим функціоналом і швидкостями пружних хвиль, розроблено і зреалізовано методики такого розрізнення за стисливістю або за густиною заповнювача пор, що забезпечує розрізнення для високопористих (пористості 10-12 % і більше), щільних (пористості 6-10 %) і нетрадиційних – сланцевих (пористості 5-6 %) порід-колекторів.

В загальному проведені дослідження дали змогу створити ефективну методику прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин як комплексний математичний апарат, на основі адекватної математичної моделі твердої пористої гірської породи, емпіричних співвідношень між пружними характеристиками і пористістю гірських порід і даних акустичного чи сейсмічного каротажу по конкретних досліджуваних свердловинах, з використанням ключовим у розрахунках параметра стисливості порід.

Із застосуванням розробленої методики та її варіантів отримано детальні і об'єктивні параметричні характеристики кожного з опрацьованих інтервалів глибин для розрізів досліджених свердловин, у тому числі, з невизначеним раніше характером насичення. Простежено відмінності у пружних та колекторських характеристиках порід різного типу та геодинамічного генезису. В результаті проведених досліджень свердловин з різними типами порід (пісковиковими, вапняковими, сланцевими) отримано хороше співпадіння з даними інших авторів щодо значень пористості (у межах відхилень до 6-9 %) і типу прогнозованого флюїду – заповнювача пор, ці результати підтверджують ефективність методики.

Якість отриманих розрахунків підтверджує можливість ефективного використання розробленого методико-програмного комплексу у нафтогазопозукових дослідженнях, у т.ч. визначення типів і підтипів порід у розрізах свердловин за числовими результатами розрахунків їх петрофізичних характеристик. Планується в подальшому розвинути цей методико-програмний комплекс на базі розробленої програми «Прогноз-НГК-С» як єдиний інтерактивний діалоговий програмний пакет із занесенням результатів до баз даних свердловин конкретних геологічних структур, родовищ, регіонів, а також до відповідних параметричних баз даних.

Усі основні результати дисертаційної роботи отримано дисертанткою самостійно і опубліковано в 35 роботах, у тому числі у 6 роботах без співавторів. Усі ці роботи наведено у переліку використаних джерел до розділів. Список чотирнадцяти основних опублікованих наукових праць за темою дисертації наведено в Додатку А.

**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*, 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 прогнозування петрофізических 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 прогнозування нефтегазоносности пород разрезом скважин. *Нефть, газ и бизнес*, 2016. № 3. С. 38—44.

*Матеріали і тези доповідей 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 нафтогазоводоносності 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.

### До побудови математичного апарату прогнозу методик

Додаток Б.1

#### Побудова теоретичних співвідношень для прогнозу методик

Для цього формули (1.8), (1.9), що описують фізико-математичну модель породи Т. З. Вербицького, запишемо у формі для стисливості як функції інших пружних параметрів: модуля зсуву, коефіцієнта Пуассона, об'ємної густини і густини заповнювача пор у довільно вибраній за глибиною точці розрізу свердловини:

$$\beta_i^{Tl} = \beta_i^T + \varphi \cdot \beta_i^T \cdot \left[ \frac{4 \cdot (1 - \nu_i^{2T})}{3\pi \cdot (1 - 2\nu_i^T) \cdot \alpha_1} \cdot \frac{\varphi_i^{cr}}{\varphi_i} + \frac{3 \cdot (1 - \nu_i^T) \cdot \left(1 - \frac{\varphi_i^{cr}}{\varphi_i}\right)}{2 \cdot (1 - 2\nu_i^T) + (1 + \nu_i^T) \cdot \frac{\beta_i^T}{\beta_i^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu_i^T) \cdot \frac{\beta_i^T - \beta_i^l}{\beta_i^T} \cdot (\varphi_i - \varphi_i^{cr})} \right];$$

$i = n, n-1, \dots, 2$

(Б.1.1)

$$\mu_i^{Tl} = \left\{ \frac{1}{\mu_i^T} + \frac{\varphi_i}{\mu_i^T} \cdot \left[ \frac{8}{5} \cdot \left( \frac{1 - \nu_i^T}{3\pi \cdot \alpha_1} + \frac{1 - \nu_i^T}{(2 - \nu_i^T) \cdot \pi \alpha_2} \right) \cdot \frac{\varphi^{cr}}{\varphi} + \frac{15 \cdot (1 - \nu_i^T)}{(7 - 5 \cdot \nu_i^T)} \cdot \frac{1 - \frac{\varphi^{cr}}{\varphi}}{1 - (\varphi - \varphi^{cr})} \right] \right\}^{-1};$$

$i = 1, 2, \dots, n-1.$

(Б.1.2)

де  $\beta_i^{Tl}, \mu_i^{Tl}, \beta_i^l, \mu_i^l, \beta_i^T, \mu_i^T$  – модулі стисливості і зсуву двофазного насиченого середовища, рідини-заповнювача і твердої фази породи при дії тиску  $p_i$ .

Тоді коефіцієнти  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$  у вираженні через  $\beta$  отримаємо такими:

$$\frac{1}{\alpha_1} = \int_{\alpha_{\min}}^{\alpha_{\max}} \frac{f(\alpha)}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu^{2T}}{1 - 2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha = \int_{\alpha_{\min}}^{\alpha_{\max}} \frac{\varphi_i^T}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu^{2T}}{1 - 2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha;$$

$$\frac{1}{\alpha_2} = \int_{\alpha_{\min}}^{\alpha_{\max}} \frac{f(\alpha)}{\alpha} d\alpha = \int_{\alpha_{\min}}^{\alpha_{\max}} \frac{\varphi^{cr}}{\alpha} d\alpha.$$

Для приведення формул (Б.1.1) та (Б.1.2) до виду, зручного для практичного прогнозування пошарово вздовж розрізу свердловини, спочатку побудуємо рекурентні формули для стисливості та модуля зсуву як різницю між виразами для  $i+1$ -го та  $i$ -того прошарків для породи з рідким заповнювачем. При цьому враховуємо умову Т. З. Вербицького (Ф. Гассмана) про закриття тріщинних пор з параметром  $\alpha_i$  у сухих породах під дією тиску  $p_i$ . Для параметра тріщинної пористості  $\varphi^{cr}$  за означенням і умовою  $\varphi^{cr} = \frac{V^{cr}(\alpha_i)}{V} = 0$ .

Тоді виконуються умови щодо коефіцієнтів форми пор в (1.9) у вираженні через стисливість (Б.1.2) такі:

$$\int_0^{\alpha_i} \frac{\varphi^{cr}}{\alpha} d\alpha = 0, \int_0^{\alpha_i} \frac{\varphi^{cr}}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu_1^2}{1 - 2\nu_1} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha = 0.$$

І з (Б.1.1) та (Б.1.2) отримуємо:

$$\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl} = \beta^T \cdot \left[ \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T})}{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)} \cdot \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu^{2T}}{1 - 2 \cdot \nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha + \frac{3 \cdot (1 - \nu^T) \cdot \varphi_{i+1}}{2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) + (1 + \nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}} \right] -$$

$$- \beta^T \cdot \left[ \frac{4 \cdot (1 - \nu^{2T})}{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)} \cdot \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1 - \nu^{2T}}{1 - 2 \cdot \nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha + \frac{3 \cdot (1 - \nu^T) \cdot \varphi_i}{2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) + (1 + \nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \right];$$

(Б.1.3)

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\mu_{i+1}^T} - \frac{1}{\mu_i^T} = \\
& = \frac{1}{\mu^T} \cdot \left[ \frac{8}{5} \cdot \left( \frac{1-v^T}{3 \cdot \pi} \cdot \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-v^{2T}}{1-2 \cdot v^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha + \frac{1-v^T}{(2-v^T) \cdot \pi} \cdot \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha \right) + \frac{15 \cdot (1-v^T)}{(7-5 \cdot v^T)} \cdot \frac{\varphi_{i+1}}{1-\varphi_{i+1}} \right] - \\
& - \frac{1}{\mu^T} \cdot \left[ \frac{8}{5} \cdot \left( \frac{1-v^{2T}}{3 \cdot \pi} \cdot \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-v^{2T}}{1-2 \cdot v^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha + \frac{1-v^T}{(2-v^T) \cdot \pi} \cdot \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha \right) - \frac{15 \cdot (1-v^T)}{(7-5 \cdot v^T)} \cdot \frac{\varphi_i}{1-\varphi_i} \right].
\end{aligned} \tag{Б.1.4}$$

Виконаємо ряд перетворень теоретичних рівнянь системи для вираження ефективних пружних модулів сухої породи через пружні модулі для породи, насиченої рідким флюїдом, оскільки і дані параметричної бази, і дані каротажу отримують переважно для порід з насиченням рідким флюїдом – водою, нафтою, буровим розчином, їх сумішами.

$$\begin{aligned}
& \beta_{i+1}^T - \beta_i^T = \\
& \left[ \frac{4 \cdot (1-v^{2T})}{3 \cdot \pi \cdot (1-2 \cdot v^T)} \cdot \left( \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-v^{2T}}{1-2 \cdot v^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-v^{2T}}{1-2 \cdot v^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha \right) + \right. \\
& = \beta^T \cdot \left. \left[ \frac{3 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_{i+1}}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) + (1+v^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}} - \right. \right. \\
& \left. \left. - \frac{3 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_i}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) + (1+v^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \right] \right];
\end{aligned} \tag{Б.1.5}$$



$$\frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} = \frac{1}{\mu^T} \cdot \left[ \begin{aligned} & \frac{8 \cdot (1-\nu^T)}{5 \cdot 3\pi} \cdot \left( \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2 \cdot \nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2 \cdot \nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha \right) + \\ & + \frac{1-\nu^T}{(2-\nu^T) \cdot \pi} \cdot \frac{8}{5} \cdot \left[ \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha \right] + \\ & + \frac{15 \cdot (1-\nu^T)}{(7-5 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{\varphi_{i+1} - \varphi_i}{(1-\varphi_i)(1-\varphi_{i+1})} \end{aligned} \right]. \quad (\text{Б.1.6})$$

Виділимо різниці інтегралів з (Б.1.5) і з (Б.1.6):

$$\begin{aligned} & \frac{3 \cdot \pi \cdot (1-2\nu^T)}{4 \cdot (1-\nu^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}) - \\ & - \beta^T \cdot \frac{3 \cdot \pi \cdot (1-2 \cdot \nu^T)}{4 \cdot (1-\nu^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot \left[ \begin{aligned} & \frac{3 \cdot (1-\nu^T) \cdot \varphi_{i+1}}{2 \cdot (1-2 \cdot \nu^T) + (1+\nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1-2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}} - \\ & - \frac{3 \cdot (1-\nu^T) \cdot \varphi_i}{2 \cdot (1-2 \cdot \nu^T) + (1+\nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1-2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \end{aligned} \right] = (\text{Б.1.7}) \\ & = \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2-\nu^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1-\nu^T) \cdot 8} - \\ & - \frac{(2-\nu^T)}{3} \cdot \left( \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{1-\nu^{2T}}{1-2\nu^T} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l}} d\alpha \right) - \\ & - \frac{15}{(7-5 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{(2-\nu^T) \cdot \pi \cdot 5}{8} \cdot \frac{\varphi_{i+1} - \varphi_i}{(1-\varphi_i) \cdot (1-\varphi_{i+1})} = \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha. \end{aligned} \quad (\text{Б.1.8})$$

Підставимо ліву частину (Б.1.7) у (Б.1.8). Отримуємо:

$$\begin{aligned}
& \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2-v^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1-v^T) \cdot 8} - \frac{\pi \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot (2-v^T)}{4 \cdot (1-v^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}) + \\
& + \frac{3 \cdot \pi \cdot (1-2v^T) \cdot (2-v^T)}{4 \cdot (1+v^T)} \cdot \left[ \begin{array}{c} \frac{\varphi_{i+1}}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) + (1+v^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2(1-2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}} \\ - \frac{\varphi_i}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) + (1+v^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \end{array} \right] - \\
& - \frac{15 \cdot (2-v^T) \cdot \pi \cdot 5}{8 \cdot (7-5 \cdot v^T)} \cdot \frac{\varphi_{i+1} - \varphi_i}{(1-\varphi_i) \cdot (1-\varphi_{i+1})} = \\
& = \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha. \tag{Б.1.9}
\end{aligned}$$

На основі (Б.1.3) та (Б.1.4) побудуємо відповідні формули для стисливості сухих порід. Формуємо вирази для прошарків  $i$  та  $i+1$ :

$$\beta_{i+1}^{Tg} = \beta^T + \frac{4 \cdot (1-v^{2T}) \cdot \beta^T}{3 \cdot \pi \cdot (1-2 \cdot v^T)} \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha + \frac{3 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_{i+1} \cdot \beta^T}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot (1-\varphi_{i+1})}; \tag{Б.1.10}$$

$$\frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} = \frac{1}{\mu^T} + \frac{8 \cdot (5-v^T) \cdot (1-v^T)}{15 \cdot \pi \cdot (2-v^T) \cdot \mu^T} \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha + \frac{15 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_{i+1}}{(7-5 \cdot v^T) \cdot \mu^T \cdot (1-\varphi_{i+1})}; \tag{Б.1.11}$$

$$\beta_i^{Tg} = \beta^T + \frac{4 \cdot (1-v^{2T}) \cdot \beta^T}{3 \cdot \pi \cdot (1-2 \cdot v^T)} \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi^{cr}}{\alpha} d\alpha + \frac{3 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_i \cdot \beta^T}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot (1-\varphi_i)}; \tag{Б.1.12}$$

$$\frac{1}{\mu_i^{Tg}} = \frac{1}{\mu^T} + \frac{8 \cdot (5-v^T) \cdot (1-v^T)}{15 \cdot \pi \cdot (2-v^T) \cdot \mu^T} \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi^{cr}}{\alpha} d\alpha + \frac{15 \cdot (1-v^T) \cdot \varphi_i}{(7-5 \cdot v^T) \cdot \mu^T \cdot (1-\varphi_i)}. \tag{Б.1.13}$$

Різниці (Б.1.10)-( Б.1.12) і (Б.1.11)-( Б.1.13) такі:

$$\beta_{i+1}^{Tg} - \beta_i^{Tg} = \frac{4 \cdot (1-v^{2T}) \cdot \beta^T}{3 \cdot \pi \cdot (1-2 \cdot v^T)} \cdot \left( \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha \right) + \frac{3 \cdot (1-v^T) \cdot \beta^T \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{2 \cdot (1-2 \cdot v^T) \cdot (1-\varphi_i) \cdot (1-\varphi_{i+1})}; \tag{Б.1.14}$$

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} = \\ & = \frac{8 \cdot (5 - v^T) \cdot (1 - v^T)}{15 \cdot \pi \cdot (2 - v^T) \cdot \mu^T} \cdot \left( \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha \right) + \frac{15 \cdot (1 - v^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(7 - 5 \cdot v^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi_{i+1}) \cdot (1 - \varphi_i)}. \end{aligned} \quad (\text{Б.1.15})$$

Визначимо з формул (Б.1.14) та (Б.1.15) різниці інтегралів:

$$\begin{aligned} & (\beta_{i+1}^{Tg} - \beta_i^{Tg}) \cdot \frac{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot v^T)}{4 \cdot (1 - v^{2T}) \cdot \beta^T} - \frac{3 \cdot \pi}{4 \cdot (1 - v^{2T})} \cdot \frac{3 \cdot (1 - v^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{2 \cdot (1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})} = \\ & = \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha; \end{aligned} \quad (\text{Б.1.16})$$

$$\begin{aligned} & \left[ \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} - \frac{15 \cdot (1 - v^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(7 - 5 \cdot v^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi_{i+1}) \cdot (1 - \varphi_i)} \right] \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - v^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - v^T) \cdot (1 - v^T)} = \\ & = \int_{\alpha_{i+1}}^{\alpha} \frac{\varphi_{i+1}^{cr}}{\alpha} d\alpha - \int_{\alpha_i}^{\alpha} \frac{\varphi_i^{cr}}{\alpha} d\alpha. \end{aligned} \quad (\text{Б.1.17})$$

Прирівняємо ліві частини формул (Б.1.9) і (Б.1.17). Отримуємо:

$$\begin{aligned} & \left[ \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} - \frac{15 \cdot (1 - v^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(7 - 5 \cdot v^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi_{i+1}) \cdot (1 - \varphi_i)} \right] \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - v^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - v^T) \cdot (1 - v^T)} = \\ & = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2 - v^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1 - v^T) \cdot 8} - \\ & - \frac{\pi \cdot (1 - 2 \cdot v^T) \cdot (2 - v^T)}{4 \cdot (1 - v^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}) + \frac{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot v^T) \cdot (2 - v^T)}{4 \cdot (1 + v^T)} \cdot \left[ \frac{\frac{\varphi_{i+1}}{2 \cdot (1 - 2 \cdot v^T) + (1 + v^T)} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}}{\frac{\varphi_i}{2 \cdot (1 - 2 \cdot v^T) + (1 + v^T)} \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot v^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \right] - \\ & - \frac{15 \cdot (2 - v^T) \cdot \pi \cdot 5}{8 \cdot (7 - 5 \cdot v^T)} \cdot \frac{\varphi_{i+1} - \varphi_i}{(1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})}; \end{aligned}$$

Після ряду додаткових перетворень отримуємо:

$$\begin{aligned}
& \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} \right) \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} = \\
& = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2 - \nu^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1 - \nu^T) \cdot 8} - \frac{\pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}) + \\
& \quad + \left\{ \frac{15 \cdot (1 - \nu^T) \cdot (\varphi_{i+1} - \varphi_i)}{(7 - 5 \cdot \nu^T) \cdot \mu^T \cdot (1 - \varphi_{i+1}) \cdot (1 - \varphi_i)} \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} + \right. \\
& \quad \left. + \frac{3 \cdot \pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (1 + \nu^T)} \cdot \left[ \frac{\varphi_{i+1}}{2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) + (1 + \nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_{i+1}} - \right. \right. \\
& \quad \left. \left. - \frac{\varphi_i}{2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) + (1 + \nu^T) \cdot \frac{\beta^T}{\beta^l} - 2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot \frac{\beta^l - \beta^T}{\beta^l} \cdot \varphi_i} \right] - \right. \\
& \quad \left. - \frac{15 \cdot (2 - \nu^T) \cdot \pi \cdot 5}{8 \cdot (7 - 5 \cdot \nu^T)} \cdot \frac{\varphi_{i+1} - \varphi_i}{(1 - \varphi_i) \cdot (1 - \varphi_{i+1})} \right\};
\end{aligned}$$

або:

$$\begin{aligned}
& \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} \right) \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2 - \nu^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1 - \nu^T) \cdot 8} - \frac{\pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}); \\
& \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tg}} - \frac{1}{\mu_i^{Tg}} \right) \cdot \frac{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T}{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)} = \\
& = \left( \frac{1}{\mu_{i+1}^{Tl}} - \frac{1}{\mu_i^{Tl}} \right) \cdot \frac{(2 - \nu^T) \cdot \pi \cdot 5 \cdot \mu^T}{(1 - \nu^T) \cdot 8} \cdot \frac{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)}{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T} - \\
& - \frac{\pi \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T) \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (1 - \nu^{2T}) \cdot \beta^T} \cdot \frac{8 \cdot (5 - \nu^T) \cdot (1 - \nu^T)}{15 \cdot \pi \cdot (2 - \nu^T) \cdot \mu^T} \cdot (\beta_{i+1}^{Tl} - \beta_i^{Tl}). \tag{Б.1.18}
\end{aligned}$$

Приведемо формули зв'язків між коефіцієнтами Ламе з формул Ф. Гассмана

[Жданова, Самедов, 2012; Gassmann, 1951] до вигляду  $\beta^T = \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)}{2 \cdot \mu^T \cdot (1 + \nu^T)}$ .

Підставляємо  $\beta^T \cdot \mu^T = \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu^T)}{2 \cdot (1 + \nu^T)}$  в (Б.1.18) та нехтуємо вільним членом через його

малість.

### Емпіричний зв'язок стисливості $\beta$ порід та їх пористості $\varphi$

Такий зв'язок для зразків порід параметричної бази ЗНГР (див. табл. 2.1 підрозділу 2.2.2) для кожного фіксованого значення тиску  $p_i$  запишемо так [Аникиєв, 1964]:

$$\beta_{ij}^{Tl}(\varphi_j) = a_i + b_i \cdot \varphi_j, \quad (\text{Б.2.1})$$

де  $a_i$  і  $b_i$  – шукані константи (для конкретних значень тиску).

Спеціально зазначимо, що у формулах (Б.2.1)-(Б.2.5) та у побудові емпіричних співвідношень для баз експериментальних даних у інших розділах  $i$  – це порядковий номер значення тиску в параметричній базі даних кернових досліджень з  $n$  значень тиску, за дії яких досліджувалися зразки порід,  $i = \overline{1, n}$ ;  $j$  – номер зразка породи в параметричній базі з  $m$  зразків (з конкретним значенням пористості),  $j = \overline{1, m}$ ;  $\beta_{ij}$ ,  $\varphi_j$  – значення стисливості та пористості для  $j$ -того зразка породи за тиску  $p_i$ .

Застосуємо МНК і запишемо рівняння параметричної оцінки функції регресії:

$$L = \sum_{j=1}^m L_i^2 = \sum_{j=1}^m [(a_i + b_i \cdot \varphi_j) - \beta_{ij}]^2. \quad (\text{Б.2.2})$$

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  у формулі (Б.2.2) визначимо як незалежні змінні функції  $L$  з умови її мінімуму для довільного  $p_i$  прирівнянням до нуля часткових похідних по цих змінних:

$$m \cdot a + b \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} = 0; \quad a \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j + b \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j) = 0. \quad (\text{Б.2.3})$$

Розв'язок системи рівнянь (Б.1.3) відносно  $a$  і  $b$  дає значення, які мінімізують суму квадратів відхилень експериментально вимірянних значень

стисливості і пористості  $\varphi_j, \beta_{ij}$  від теоретично заданих за вибраною функціональною залежністю. Коефіцієнтами в отриманих нормальних рівняннях Гаусса (Б.2.2) [Продайвода та ін., 2011] є суми, які «згладжують» вплив розкидів величин  $\varphi_j, \beta_{ij}$  на оцінки коефіцієнтів  $a_i, b_i$ .

В результаті отримуємо усереднені значення цих коефіцієнтів для побудови кореляційної залежності для досліджуваного набору даних кожного прошарку:

$$b_i = \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} - m \cdot a_i}{\sum_{j=1}^m \varphi_j}; \quad (\text{Б.2.4})$$

$$a_i = \frac{-\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 + \sum_{j=1}^m \varphi_j \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j)}{\left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2 - m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2}. \quad (\text{Б.2.5})$$

Отримані формули (Б.2.4), (Б.2.5) для обчислення коефіцієнтів  $a_i$  та  $b_i$  за експериментальними даними стисливості і пористості використано для обчислення коефіцієнтів формули (Б.2.1). Так побудовано лінійні залежності стисливості від пористості для дискретного числа тисків параметричної бази ЗНГР (див. табл. 2.1 підрозділу 2.2.2), їх наведено у табл. Б.2.1.

На рис. Б.1.1 графічно представлено коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  формули (Б.2.2) для різних тисків. Спостерігаємо закономірне зменшення з ростом тиску величин коефіцієнта  $b$  (при пористості  $\varphi_i$ ) та коефіцієнта  $a$  (вільного члена). Детальніше особливості поведінки цих коефіцієнтів для різних типів порід проаналізовано у розділі 5.

Результати порівняння значень стисливості для флюїдонасичених порід, обчислених за побудованими для неї емпіричними залежностями від пористості (табл. Б.2.1), з експериментальними, для тисків 0,1 МПа і 1 МПа, наведено у табл. Б.2.2, Б.2.3.

В результаті порівняльного аналізу наведених у табл. Б.2.2 експериментальних і розрахункових даних стисливості і пористості порід ЗНГР для тиску  $p=0,1$  МПа при зміні пористості від 0,4 до 22,4 % отримуємо усереднене абсолютне відхилення розрахованих за відповідною кореляційною залежністю (див. табл. Б.2.1) значень стисливості від відповідних експериментальних близьким  $0,763 \cdot 10^{-11}$  Па<sup>-1</sup>; усереднене відносне відхилення – 14 %.

Якщо аналізувати результати, враховуючи знак, отримуємо усереднене абсолютне відхилення –  $0,00033 \cdot 10^{-11}$  Па<sup>-1</sup>; відносне відхилення значень стисливості, розрахованих за формулою з табл. Б.2.1 від експериментальних – 2,0 %. Для тиску  $p=1,0$  МПа (табл. Б.1.3) аналогічно описаному вище для тиску 0,1 МПа, усереднене абсолютне відхилення –  $0,601 \cdot 10^{-11}$  Па<sup>-1</sup>; відносне відхилення – 11,9 %.

Таблиця Б.2.1

Значення розрахованих за МНК коефіцієнтів з оцінками стандартних відхилень для лінійних залежностей стисливості від пористості за конкретних тисків

$p_i$ , МПа $i=\overline{1,8}$ ;	$a_i$	$b_i$	$\beta_{ij}(\varphi_j)=b_i \cdot \varphi_j + a_i, \varphi_{\min} \leq \varphi=\varphi_j \leq \varphi_{\max}, j=\overline{1,15}$
0,1	1,2778	0,4027	$\beta(\varphi)=0,4027(\pm 0,0355) \cdot \varphi + 1,2778(\pm 0,5577)$
1,0	1,4234	0,3589	$\beta(\varphi)=0,3589(\pm 0,0691) \cdot \varphi + 1,4234(\pm 0,1223)$
2,5	1,7127	0,2942	$\beta(\varphi)=0,2942(\pm 0,0693) \cdot \varphi + 1,7127(\pm 0,1839)$
5,0	1,7206	0,2286	$\beta(\varphi)=0,2286(\pm 0,0034) \cdot \varphi + 1,7206(\pm 0,7199)$
10	1,7148	0,1847	$\beta(\varphi)=0,1847(\pm 0,0072) \cdot \varphi + 1,7148(\pm 0,7162)$
20	1,7149	0,1433	$\beta(\varphi)=0,1433(\pm 0,0064) \cdot \varphi + 1,7149(\pm 0,5871)$
40	1,5994	0,1333	$\beta(\varphi)=0,1333(\pm 0,0071) \cdot \varphi + 1,5994(\pm 0,4121)$
80	1,4995	0,1348	$\beta(\varphi)=0,1348(\pm 0,0095) \cdot \varphi + 1,4995(\pm 0,5470)$

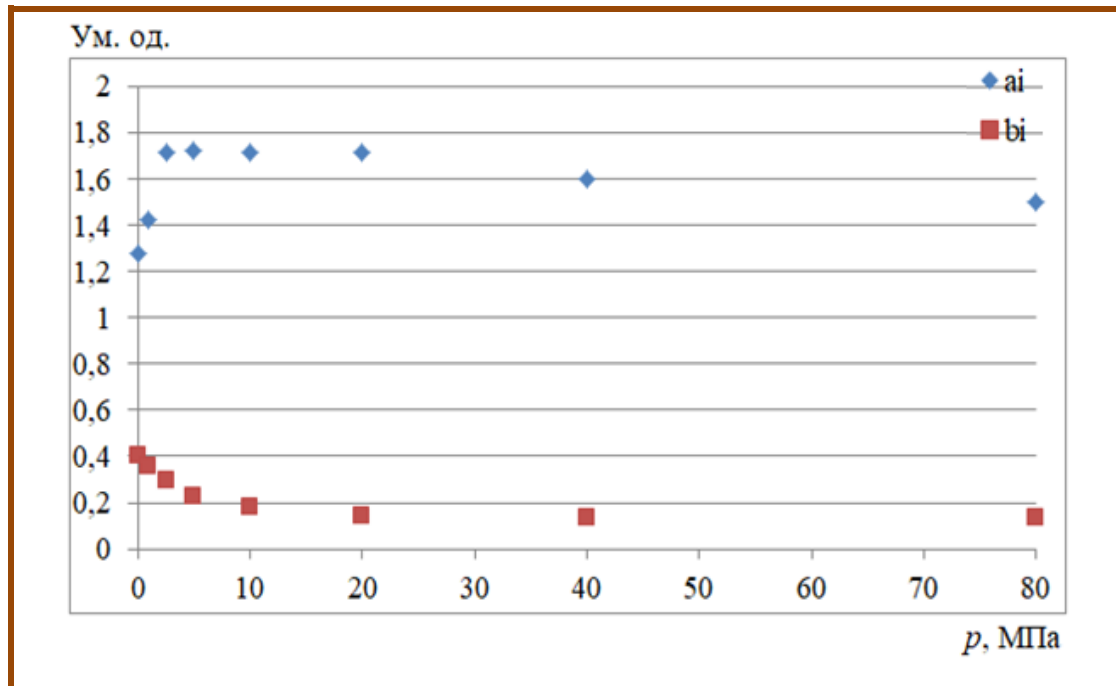


Рис. Б.2.1 Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  лінійних залежностей стисливості від пористості виду (Б.2.1) для різних тисків (за табл. Б.2.1)

Усереднене абсолютне відхилення з урахуванням знаку –  $0,0032 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ ; відносне відхилення – 1,57 %.

З наведеного бачимо, що, незважаючи на досить помітні відхилення конкретних розрахованих значень стисливості від експериментальних (див. дані щодо абсолютних відхилень) в цілому визначені емпіричні співвідношення добре описують кореляційну залежність  $\beta(\varphi)$  (див. дані з урахуванням знаку).

Подібним чином визначено величини абсолютних і відносних відхилень значень стисливості, розрахованих за емпіричними залежностями з табл. Б.2.1, від експериментальних, усереднені для всіх пористостей для кожного з тисків значення відхилень наведено у табл. 2.5 у порівнянні з літературними даними, зокрема, з отриманими за розрахунками через об'ємний стиск [Малицький, Федоришин, Хекало, 2006; Хекало, 2008]. Бачимо (порівнюючи між собою дані колонок 2 і 3 та 4 і 5 з табл. 2.5), що наші залежності дають краще узгодження з експериментальними даними (в 1,25-1,3 рази), цього досягнуто за рахунок використання більш повної бази «прямих» експериментальних даних і відповідної оптимізації розрахунків.



Порівняння розрахованих у роботі та експериментально отриманих значень стисливості порід ЗНГР для тиску  $p=0,1$  МПа

$\varphi_j, \%$	$\beta_j \cdot 10^{-11}$ Па <sup>-1</sup>	$\beta_j \cdot 10^{-11}, \text{Па}^{-1}$	Абсолютне і відносне відхилення обчислених значень стисливості від експериментальних	
Експериментальні дані		Обчислено за формулами з табл. Б.1.1	$\beta_{j\text{порах}} - \beta_{j\text{експ}}$	$I(\beta_{j\text{порах}} - \beta_{j\text{експ}})I/\beta_{j\text{експ}}$
0,4	1,850	1,439	-0,411	0,222
2,1	1,750	2,123	0,373	0,213
3,5	2,950	2,687	-0,263	0,089
3,6	2,600	2,728	0,128	0,049
3,9	2,700	2,848	0,148	0,054
5,4	3,250	3,452	0,202	0,062
9,0	6,400	4,902	-1,498	0,234
12,2	5,850	6,191	0,341	0,058
14,5	5,600	7,117	1,517	0,271
15,4	5,350	7,479	2,129	0,397
17,4	9,400	8,285	-1,115	0,119
18,3	9,350	8,647	-0,703	0,075
19,1	10,700	8,969	-1,731	0,162
19,4	8,500	9,090	0,590	0,069
22,4	10,000	10,298	0,298	0,029
Усереднене значення	5,7503	5,7500	0,763/0,00033	0,140/0,02

Порівняння розрахованих та експериментальних значень стисливості для порід  
ЗНГР за тиску  $p=1$  МПа

$\varphi_j, \%$	$\beta_j \cdot 10^{-11}$ Па <sup>-1</sup>	$\beta_j \cdot 10^{-11}$ Па <sup>-1</sup>	Абсолютне і відносне відхилення обчислених значень стисливості від експериментальних	
Експериментальні дані		Обчислено за формулами з табл. Б.2.1	$\beta_{j\text{порах}} - \beta_{j\text{експ}}$	$ \beta_{j\text{порах}} - \beta_{j\text{експ}}  / \beta_{j\text{експ}}$
0,4	1,800	1,567	-0,233	0,129
2,1	1,700	2,177	0,477	0,280
3,5	3,050	2,690	-0,360	0,118
3,6	2,850	2,715	-0,135	0,047
3,9	2,850	2,823	-0,027	0,009
5,4	3,050	3,361	0,311	0,102
9	5,650	4,654	-0,997	0,176
12,2	5,300	5,802	0,502	0,095
14,5	5,300	6,627	1,327	0,250
15,4	5,800	6,950	1,150	0,198
17,4	8,050	7,668	-0,382	0,047
18,3	8,450	7,991	-0,459	0,054
19,1	10,200	8,278	-1,922	0,188
19,4	8,400	8,386	-0,014	0,002
22,4	8,750	9,463	0,713	0,081
Усереднене значення	5,4133	5,4101	0,601/0,0032	0,119/0,0157

### Емпіричний зв'язок стисливості $\beta$ порід та тиску $p$

При встановленні залежності стисливості від тиску бралось до уваги, що ця залежність (на відміну від такої щодо пористості) є суттєво нелінійною, про що свідчать, зокрема, результати, наведені у табл. Б.2.1 і на рис 2.6 підрозділу 2.2.2.

Застосуємо для розрахунку значень коефіцієнтів  $a_i$  і  $b_i$  (Б.2.1, Б.2.2) для вибраної степеневі форми функціональної залежності між стисливістю і тиском (для дискретного числа значень тиску  $p_i$  (табл. 2.1, підрозділ 2.2.2)) МНК так:

$$a_i = A + C \cdot p_i, \quad (\text{Б.3.1})$$

$$\beta_i^{TI}(p) = D \cdot (p_i)^S. \quad (\text{Б.3.2})$$

де  $A, C, D, S$  – константи, які визначаємо за МНК.

Зокрема, формули для обчислення коефіцієнтів  $D, S$  отримуємо логарифмуванням (Б.3.2):

$$\ln b_i = \ln D + S \cdot \ln p_i. \quad (\text{Б.3.3})$$

$$S = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln p_i \cdot \ln b_i) - \sum_{i=1}^n (\ln p_i) \cdot \sum_{i=1}^n (\ln b_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln p_i)^2 - \left( \sum_{i=1}^n \ln p_i \right)^2}; \quad (\text{Б.3.4})$$

$$\ln D = \frac{\sum_{i=1}^n \ln b_i - S \cdot \sum_{i=1}^n \ln p_i}{n}. \quad (\text{Б.3.5})$$

**Формули для розрахунку коефіцієнтів  $A, C, D, S$  загальної емпіричної залежності стисливості порід від пористості та тиску**

Для розрахунку коефіцієнтів  $A, C, D, S$  загальної емпіричної залежності стисливості від пористості та тиску (формула (2.39) підрозділу 2.2.2)) за конкретними експериментальними даними застосуванням МНК отримано формули:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \sum_{j=1}^m \varphi_j \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j)}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \cdot \sum_{i=1}^n p_i^2 - \sum_{i=1}^n p_i \cdot \sum_{i=1}^n \left( \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \sum_{j=1}^m \varphi_j \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j)}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \cdot p_i \right)}{n \cdot \sum_{i=1}^n p_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n p_i\right)^2}, \quad (\text{Б.4.1})$$

$$C = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n \left( \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \sum_{j=1}^m \varphi_j \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j)}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \cdot p_i \right) - \sum_{i=1}^n \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \sum_{j=1}^m \varphi_j \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j)}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \cdot \sum_{i=1}^n p_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n p_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n p_i\right)^2}, \quad (\text{Б.4.2})$$

$$S = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n \left( \ln p_i \cdot \ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \right) - \sum_{i=1}^n (\ln p_i) \cdot \sum_{i=1}^n \left( \ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \right)}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln p_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln p_i\right)^2}, \quad (\text{Б.4.3})$$

$$D = \exp \left( \frac{\sum_{i=1}^n \left( \ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \right) \cdot \sum_{i=1}^n (\ln p_i)^2 - \sum_{i=1}^n (\ln p_i) \cdot \sum_{i=1}^n \left( \ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \varphi_j) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j}{m \cdot \sum_{j=1}^m \varphi_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m \varphi_j\right)^2} \cdot \ln p_i \right)}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln p_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln p_i\right)^2} \right). \quad (\text{Б.4.4})$$

## Додаток В

### Оцінки статистичної надійності розрахунків петрофізичних і колекторських характеристик порід розрізів свердловин за прогнозною методикою

Статистичну оцінку надійності розрахунків за прогнозною методикою проілюстровано результатами таких розрахунків для розрізу свердловини 1-Ліщинська (табл. 3.17 підрозділу 3.1), виконаними за відповідними статистичними характеристиками. Враховано похибку апаратурних вимірювань та реальну варіативність характеристик порід у розрізах свердловин, спричинену структурними, мінералогічними та іншими їх особливостями.

Результати проведених досліджень (див. характеристики 9-17 у табл. В.1) свідчать, що статистична надійність прогнозного розрахунку, навіть, з урахуванням варіативності характеристик порід, можливих технічних похибок та похибок каротажних приладів, є доброю.

Таблиця В.1

Результати розрахунку похибок обчислень у прогнозній методиці на прикладі величин швидкостей розрізу свердловини 1-Ліщинська

Пор. №	Формула	Пораховано:	Значення
1	$V_{p \text{ середнє}}^{AK}$	Значення $V_p^{AK}$ , м/с	4016,001
2	$V_{p \text{ і середнє}} = \sqrt{\frac{3/\beta^c + 4 \cdot \mu^c}{3 \cdot \rho^c}}$	Значення $V_p$ (методика), м/с	4396,76
3	$V_{p \text{ max}}$	Значення максимальне $V_p$ (методика), м/с	6741,57
4	$V_{p \text{ min}}$	Значення мінімальне $V_p$ (методика), м/с	2830,19
5	$ V_p - V_p^{AK} _{\text{середнє}}$	Середнє відхилення швидкостей обчислених (методика) від вхідних, м/с	438,01
6	$V_{pi} /  V_p - V_p^{AK} _{\text{середнє}}$	Відносне відхилення розрахованих швидкостей від вхідних, %	9,96

Пор. №	Формула	Пораховано:	Значення
7	$\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_{pi}$	Середнє арифметичне відхилень похибки	351,60
8	$V_{p\text{ стmax}} = V_p - V_p^{AK}$	Максимальне значення відхилення швидкості порахованої від швидкості вхідної	2224,11
9	$S_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - V_{pi})^2}{n-1}}$	Середньоквадратична похибка відхилень при розрахунку швидкості поздовжніх хвиль	463,98
10	$S = \frac{S_n}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - V_{pi})^2}{n \cdot (n-1)}}$	Середньоквадратична похибка середнього арифметичного відхилень при розрахунку $V_p$	1,23
11	$\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - \Delta V_{pi} \leq \alpha \leq \langle V_{p\text{ середнє}} \rangle + \Delta V_{pi}$	Довірча ймовірність ( $\alpha$ ) попадання похибки в довірчий інтервал	0,99
12	$\Delta \Delta V_{pi} = \Delta \sqrt{\Delta V_{p\text{ рівипадк}}^2 + \Delta V_{p\text{ систсистемне}}^2}$	Півширина довірчого інтервалу відхилення обчисленої швидкості	3,16
13	$\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - V_{p\text{ стmax}} < \Delta V_{pi} < \langle V_{p\text{ середнє}} \rangle + V_{p\text{ стmax}}$	Довірчий інтервал для відхилень величин розрахованих швидкостей від вхідних	351,60- 2224,11< $\Delta V_i < 351,6 +$ 2224,11
14	$\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - \Delta V_{pi} < \Delta V_i < \langle V_{p\text{ середнє}} \rangle + \Delta V_{pi}$	Довірчий інтервал для відхилень величин похибки розрахованих швидкостей від вхідних (через коефіцієнт Стюдента)	351,60- 3,16< $\Delta V_i$ < 351,60+ 3,16
15	$S = \frac{S_n}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle - V_{pi})^2}{n \cdot (n-1)}} \cdot 2,57$	Абсолютна похибка обчислень відхилень швидкостей поздовжніх хвиль (абсолютна похибка обчислень), м	3,16
16	0,05-0,06	Похибка приладу вимірювання інтервального часу (півподілки шкали)	0,05
17	$\delta = \frac{\sqrt{\Delta V_{p\text{ випад}}^2 + \Delta V_{p\text{ систсистемне}}^2}}{\langle V_{p\text{ середнє}} \rangle} \cdot 100$	Загальна методична похибка обчислень, %	0,90

**Побудова узагальненого емпіричного зв'язку між фізичними  
та колекторськими характеристиками порід  
у формі з мультиплікативною складовою**

Для загальної бази ЗНГР узагальнений емпіричний зв'язок між фізичними та колекторськими характеристиками порід побудовано у формі з мультиплікативною складовою

$$\beta^{Tg(T)}(p_i, \varphi_j) = \beta_0 \cdot (A + C \cdot p_i + D \cdot (p_i)^S \cdot \varphi_j).$$

$$\beta^{Tl}(\varphi, p) = 1,5874 - 2,2779 \cdot p \cdot 10^{-4} + 0,301 \cdot p^{-0,197} \cdot \varphi. \quad (\text{Г.1.1})$$

При цьому за МНК визначено коефіцієнти співвідношень лінійного зв'язку стисливості і пористості  $a_i$  та  $b_i$  (див. табл. Б.2.1), оцінено поведінку значень коефіцієнтів з глибиною (для кожного з заданих значень тиску бази даних (рис. Г.1.1, Г.1.2)). Отримано відносне відхилення обчислених за цим співвідношенням значень стисливості від експериментальних 0,21 %.

Кожну наступну підвибірку побудовано з послідовним виключенням даних для

1) першого, четвертого, сьомого, десятого, тринадцятого зразків породи (рис. Г.1.3) за значенням пористості. Емпіричний вираз для підвибірки (1) такий:

$$\beta^{Tl}(\varphi, p) = 1,488 - 0,00188 \cdot p + 0,297 \cdot p^{-0,202} \cdot \varphi;$$

2) з виключенням даних для другого, п'ятого, восьмого, одинадцятого, тринадцятого зразків (рис. Г.1.4). Емпіричний вираз для підвибірки (2) такий:

$$\beta^{Tl}(\varphi, p) = 1,7414 - 0,0007 \cdot p + 0,2907 \cdot p^{-0,205} \cdot \varphi;$$

3) далі – виключаємо дані для третього, шостого, ..., чотирнадцятого зразків (рис. Г.1.5). Емпіричний вираз для підвибірки (3) такий:

3) далі – виключаємо дані для третього, шостого, ..., чотирнадцятого зразків (рис. Г.1.5). Емпіричний вираз для підвибірки (3) такий:

$$\beta^{II}(\varphi, p) = 1,4941 - 0,0012 \cdot p + 0,3203 \cdot p^{-0,187} \cdot \varphi.$$

$$\beta = \beta(\varphi) \cdot 10^{11}, \text{ Па}^{-1}$$

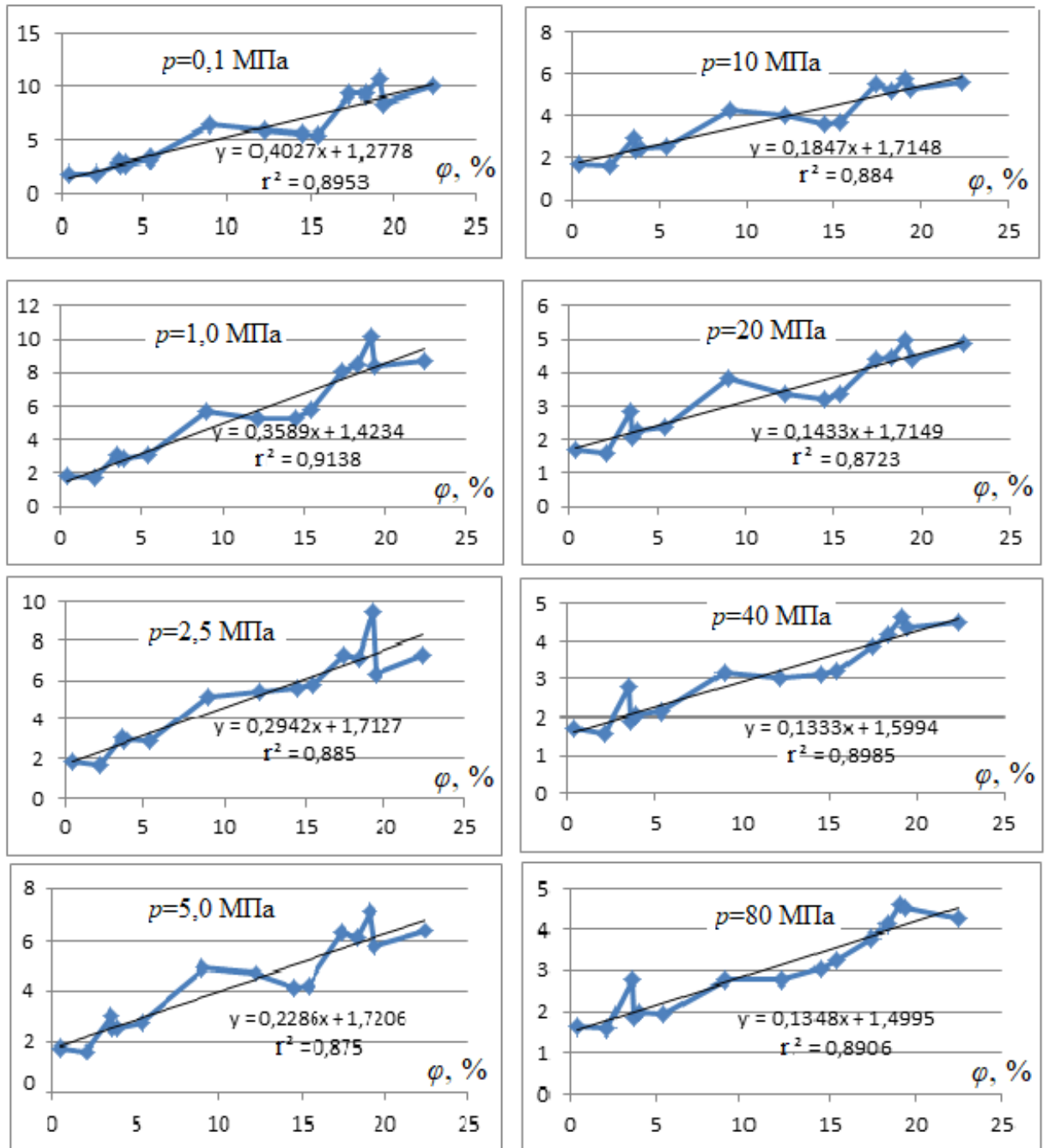


Рис. Г.1.1 Залежності стисливості від пористості для восьми значень тисків (за даними бази ЗНГР)



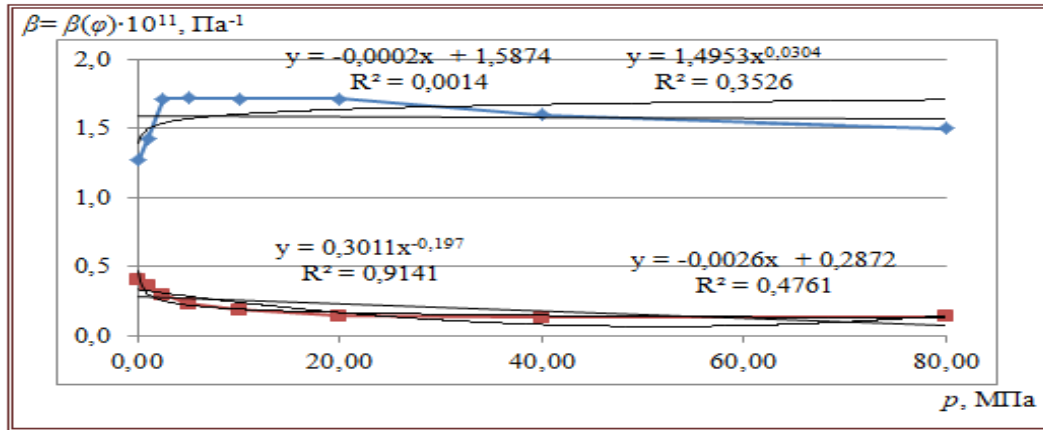


Рис. Г.1.2 Зміни числових величин коефіцієнтів емпіричної залежності стисливості від пористості зі зміною тиску для даних ЗНГР (див. табл. 2.2)

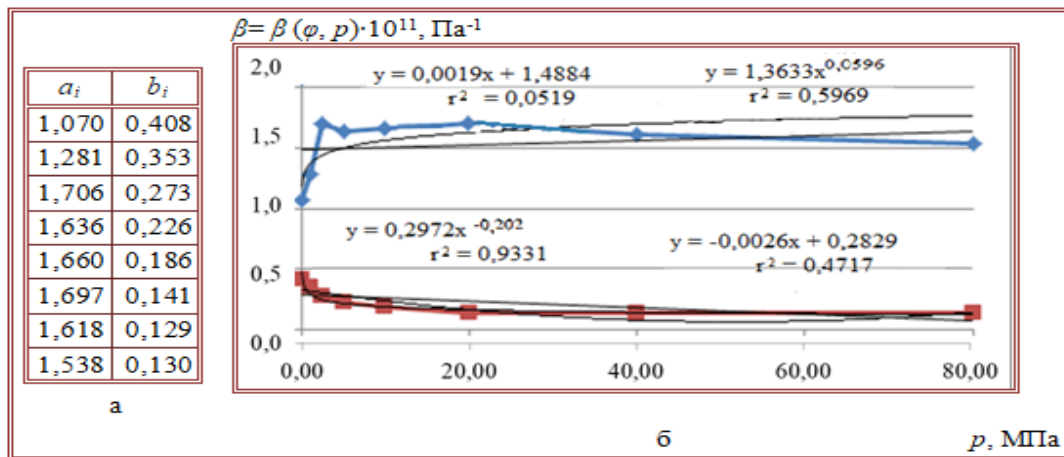


Рис. Г.1.3 Зміни числових величин коефіцієнтів емпіричної залежності стисливості від пористості зі зміною тиску для підвибірки (1) даних ЗНГР

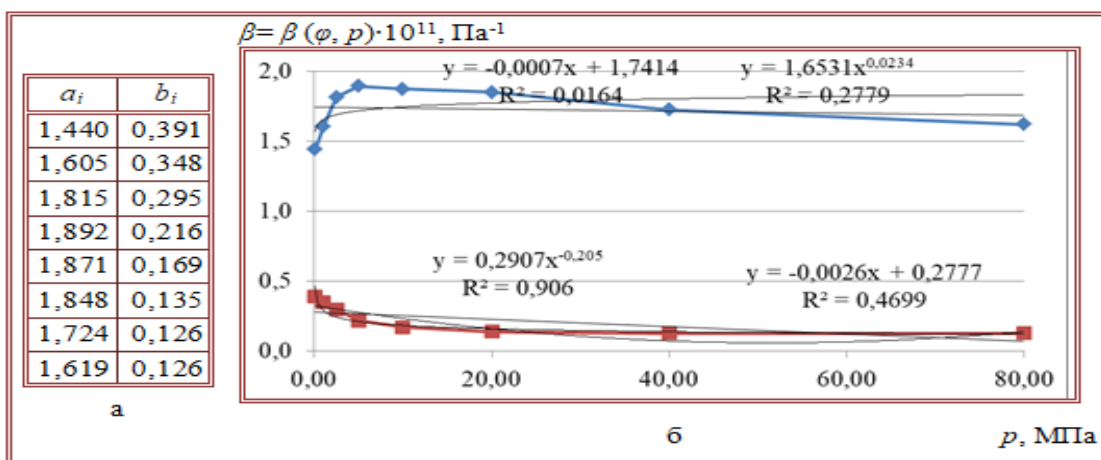


Рис. Г.1.4 Зміни числових величин коефіцієнтів емпіричної залежності стисливості від пористості зі зміною тиску для підвибірки (2) даних ЗНГР

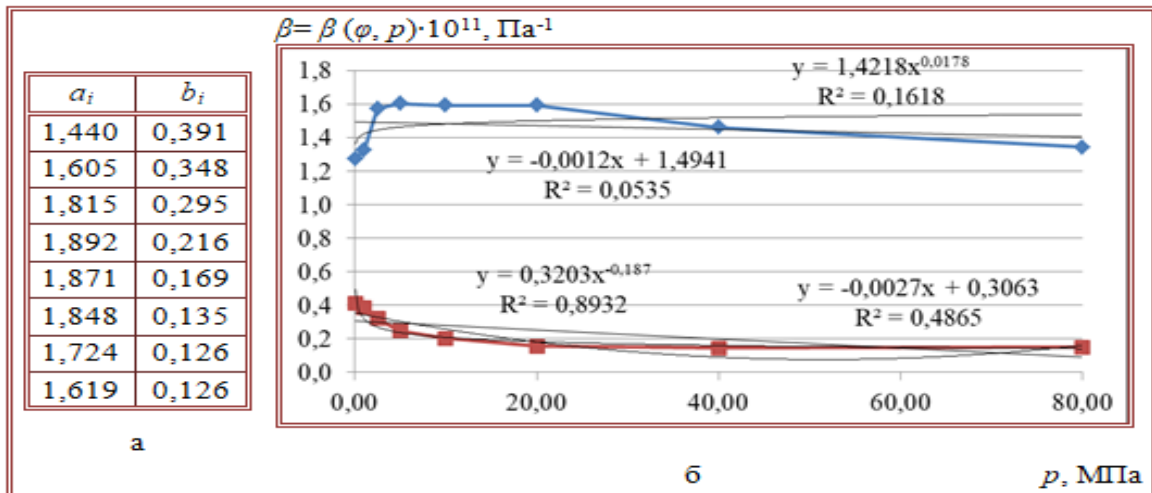


Рис. Г.1.5 Зміни числових величин коефіцієнтів емпіричної залежності стисливості від пористості зі зміною тиску для підвибірки (3) даних ЗНГР

Після цього визначено середні значення для кожного коефіцієнта та стандартні відхилення від середнього значень кожного коефіцієнта основного емпіричного співвідношення (Г.1.1) для бази ЗНГР, тобто, для його коефіцієнтів таким чином розраховано покроково середньоквадратичні відхилення від середнього з метою порівняння прогнозних величин стисливості і експериментальних, – таким способом черговий раз підтверджено адекватність фізико-математичного параметричного опису реального природного середовища гірської породи за прогноною методикою. Такі ж кроки проведено для тестування нелінійного зв'язку стисливості з тиском, стисливості з пористістю.

Для загальної бази даних ЗНГР за результатами регресійного аналізу отримано оцінки стандартних відхилень коефіцієнтів у формулах для різнонасичених зразків порід зв'язку відповідно, відповідні формули записано з отриманими таким чином оцінками (див. підр. 2.2.2):

- формули (2.9), (2.18) – для зв'язку стисливості і пористості;
- формули (2.10), (2.19) – для зв'язку стисливості і тиску;
- формули (2.12) та (2.20) – для зв'язку стисливості, пористості і тиску.

Відхилення розрахованих за побудованим для загальної бази даних ЗНГР співвідношенням значень стисливості (2.12) від експериментальних значень, тобто, від даних параметричної бази ЗНГР (див. табл. 2.1) становлять в

середньому 12,6 %.

За емпіричними залежностями (2.12), (2.20) отримано, практично, однакове значення стисливості твердої фази породи при нульовій пористості ( $\Delta\beta_T < 0,4\%$ ), що підтвердило добре узгодження емпіричних формул зв'язку стисливості, пористості і тиску для сухих і флюїдонасичених порід. Ці результати і викладені вище свідчать про високу точність прогнозування із застосуванням у методиці побудованих співвідношень.

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**

За даними швидкостей об'ємних хвиль (див. табл. на рис. 5.8) отримано значення параметра  $V_s/V_p$  (рис. Г.2.1, табл. Г.2.1) і (5.18) (рис. Г.2.2, табл. Г.2.2) та для основних типів гірських порід ЗНГР за розрахованими за прогнозною методикою значеннями швидкостей об'ємних хвиль для досліджених свердловин (табл. Г.2.1).

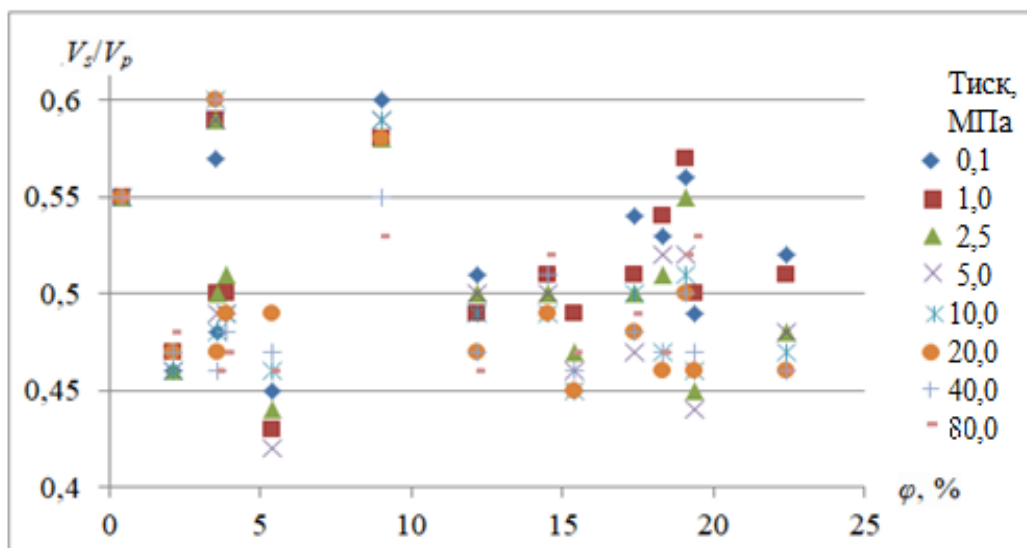


Рис. Г.2.1 Значення параметра  $V_s/V_p$  для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття (дані з [Вербицкий и др., 1985]) з різною пористістю за різних тисків

Розраховані значення параметра  $V_s/V_p$  для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття (дані з [Вербицкий и др., 1985])

$p, \text{МПа}$ $\varphi, \%$	0,1	1	2,5	5	10	20	40	80
0,4	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
2,1	0,46	0,47	0,46	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48
3,5	0,57	0,59	0,59	0,59	0,60	0,60	0,60	0,60
3,6	0,48	0,50	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,46
...	...	...	...	...	...	...	...	...
17,4	0,54	0,51	0,50	0,47	0,50	0,48	0,48	0,49
18,3	0,53	0,54	0,51	0,52	0,47	0,46	0,47	0,47
19,1	0,56	0,57	0,55	0,52	0,51	0,50	0,50	0,52
19,4	0,49	0,50	0,45	0,44	0,46	0,46	0,47	0,53
22,4	0,52	0,51	0,48	0,48	0,47	0,46	0,46	0,46

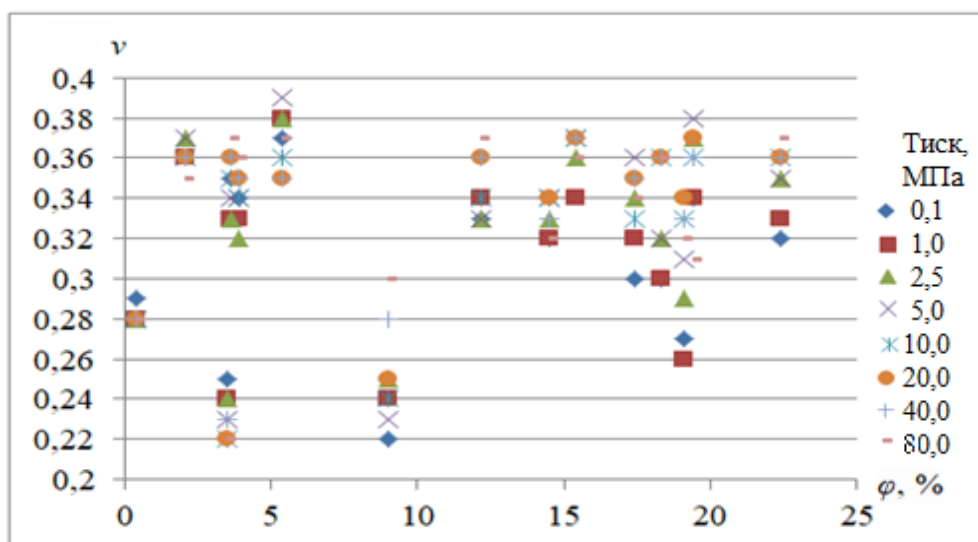


Рис. Г.2.2 Значення коефіцієнта Пуассона для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття (дані з [Вербицкий и др., 1985]) з різною пористістю за різних тисків

Значення коефіцієнта Пуассона, розраховані для зразків пісковиків глибоких свердловин Прикарпаття (за даними з [Вербицкий и др., 1985])

$\varphi$ , % \ $p$ , МПа	0,1	1	2,5	5	10	20	40	80
0,4	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
2,1	0,36	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,35
3,5	0,25	0,24	0,24	0,23	0,22	0,22	0,23	0,22
3,6	0,35	0,33	0,33	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37
3,9	0,34	0,33	0,32	0,34	0,34	0,35	0,35	0,36
...	...	...	...	...	...	...	...	...
15,4	0,37	0,34	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,36
17,4	0,30	0,32	0,34	0,36	0,33	0,35	0,35	0,34
18,3	0,30	0,30	0,32	0,32	0,36	0,36	0,36	0,36
19,1	0,27	0,26	0,29	0,31	0,33	0,34	0,33	0,32
19,4	0,34	0,34	0,37	0,38	0,36	0,37	0,36	0,31
22,4	0,32	0,33	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36	0,37

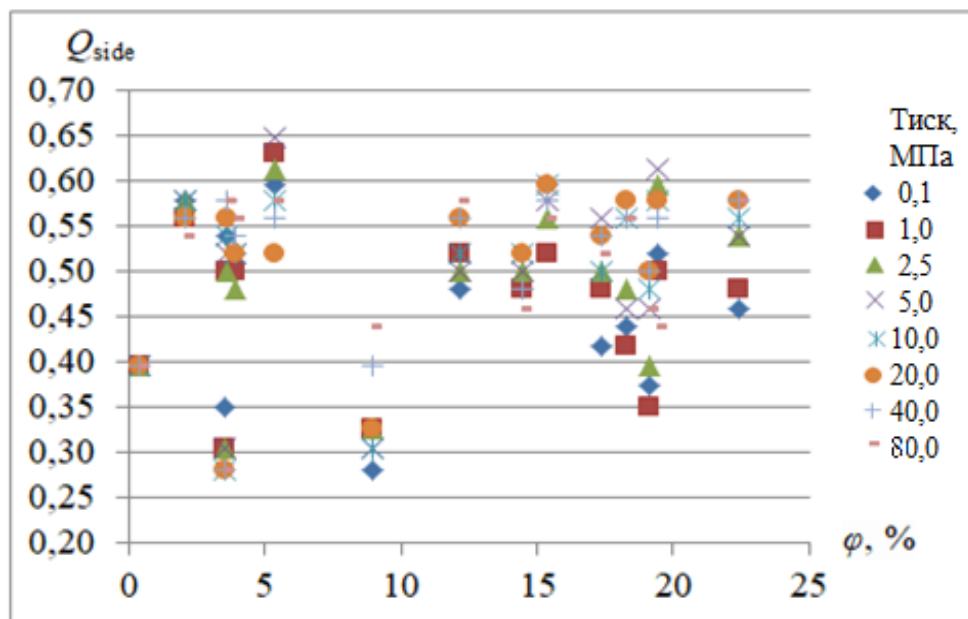


Рис. Г.2.3 Значення коефіцієнта бокового розпору  $Q_{side}$  для зразків порід параметричної бази ЗНГР з різною пористістю за різних тисків

Значення коефіцієнта бокового розпору  $Q_{side}$ , розраховані для загальної параметричної бази ЗНГР

$p$ , МПа $\varphi$ , %	0,1	1	2,5	5	10	20	40	80
0,4	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395
2,1	0,577	0,558	0,577	0,577	0,577	0,558	0,558	0,539
3,5	0,35	0,304	0,304	0,304	0,28	0,28	0,28	0,28
3,6	0,539	0,50	0,50	0,52	0,539	0,558	0,577	0,577
3,9	0,52	0,50	0,48	0,52	0,52	0,52	0,539	0,558
5,4	0,595	0,63	0,613	0,647	0,577	0,52	0,558	0,577
9	0,28	0,327	0,327	0,304	0,304	0,327	0,395	0,438
12,2	0,48	0,52	0,50	0,50	0,52	0,558	0,558	0,577
14,5	0,48	0,48	0,50	0,50	0,52	0,52	0,48	0,459
15,4	0,595	0,52	0,558	0,577	0,595	0,595	0,577	0,558
17,4	0,417	0,48	0,50	0,558	0,50	0,539	0,539	0,52
18,3	0,438	0,417	0,48	0,459	0,558	0,577	0,558	0,558
19,1	0,373	0,35	0,395	0,459	0,48	0,50	0,50	0,459
19,4	0,52	0,50	0,595	0,613	0,577	0,577	0,558	0,438
22,4	0,459	0,48	0,539	0,539	0,558	0,577	0,577	0,577

За даними табл. Г.2.1 спостерігаємо такі діапазони зміни значень  $V_s/V_p$  при змінах тиску в межах 0,1-80,0 МПа і пористості – 0-25 %:

$$0,42 \leq V_s/V_p \leq 0,60 \text{ з середнім } 0,50; 0,22 \leq v \leq 0,39; \text{ середнє } - 0,33.$$

Мінімальне значення  $V_s/V_p$  є для  $p=5$  МПа і  $\varphi=5,4$  %; максимальне – для зразка з  $\varphi=3,5$  % для різних тисків.

За даними табл. Г.2.3 бачимо, що, наприклад, коефіцієнт бокового розпору  $Q_{side}$  порід ЗНГР при  $p=0,1$  МПа становить, 0,28 для зразка з  $\varphi=9$  % і 0,6 для зразка з  $\varphi=15,4$  %; максимальне значення  $Q_{side}=0,647$  при  $p=5$  МПа для зразка з  $\varphi=5,4$  %. В загальному, для більших тисків  $Q_{side}$  зменшується, що означає змикання тріщин з глибиною.