

УДК 550.832+550.834

Л. Скакальська, пров. інж.

E-mail: Skakalska.sbigph@gmail.com;

А. Назаревич, ст. наук. співроб., канд. фіз.-мат. наук

E-mail: nazarevych.a@gmail.com;

Карпатське відділення, Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України,
вул. Наукова, 3-б, м. Львів, 79060 Україна

УЗАГАЛЬНЕНІ СПІВВІДНОШЕННЯ ДЛЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ ВОДОНАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ПОРІД РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижевою)

Мета: представити застосований у авторській методиці прогнозування типу наповнювача пор порід розрізів свердловин математичний апарат в узагальненому вигляді.

Методика: для створення методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід-колекторів у розрізах свердловин використано адекватну математичну модель гірської породи, на основі якої отримано загальні вирази для розрахунку швидкостей пружних хвиль, пористості та об'ємної густини для породи як двофазного середовища, у тому числі, для флюїдонасичених та сухих порід, а також використано раніше виведені теоретичні та емпіричні співвідношення для представлення необхідних у розрахунках за методикою характерних величин для твердої фази порід та виразів для обчислення пружних параметрів порід розрізу свердловини.

Результати: у статті подано виведення узагальнених співвідношень для прогнозування типу флюїду у порах порід-колекторів розрізів свердловин та пошарового визначення пружних характеристик порід. Особливості застосування методики проілюстровано конкретними прикладами розрахунків за даними акустичного каротажу.

Наукова новизна: в рамках авторської прогностичної методики виведено узагальнені вирази для розрахунку водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин. Співвідношення такого роду для виявлення присутності колекторів у породах розрізу свердловини та розрізнення типів наповнювача пор порід отримано вперше. Математичний апарат оптимально поєднує простоту підходу з максимально повним урахуванням пружних властивостей досліджуваного середовища.

Практична значимість: виведені співвідношення забезпечують надійне прогнозування водонафтогазонасиченості порід-колекторів і, тим самим, ефективність пошуку вуглеводневих покладів у розрізах свердловин.

Ключові слова: каротаж, порода-колектор, водонафтогазонасиченість порід, модуль зсуву, стисливість, густина, функціонал.

Постановка проблеми. Дослідження розрізів свердловин для виявлення покладів вуглеводнів є актуальною задачею нафтогазопошукових робіт. Такі дослідження включають отримання та аналіз комплексних даних ГДС та кернових досліджень, різні математичні підходи, способи, методи, відповідні пакети комп'ютерних програм.

У рамках розв'язання цієї задачі нами (Л.В. Скакальською) розроблено методику прогнозування пористості й типу флюїдонасичення пор порід у розрізах свердловин за каротажними та керновими даними [13-16].

Метою даної роботи є представити виведення у рамках створеної методики прогнозування типу флюїдонасичення порід у розрізах свердловин узагальнених співвідношень для вибраної моделі гірської породи з включенням до розрахунку формул для усіх пружних параметрів досліджуваного розрізу; виведення узагальнених залежностей між пружними та колекторськими характеристиками породи для застосовності методики для будь-якого регіону, структури й типу порід і, тим самим, підвищення її ефективності.

Аналіз останніх досліджень та публікацій за темою роботи. Методики комплексного аналізу та інтерпретації даних ГДС стосовно пошуків покладів вуглеводнів розвиваються впродовж багатьох десятиліть і зараз досягли хорошої ефективності. Вони розвиваються від простих (з інтерпретацією на якісному рівні) до все складніших кількісних [1-16], з використанням щораз точніших багатомірних кореляційних залежностей і багатопараметричних петрофізичних зв'язків із задіянням все складніших фізико-математичних моделей гірської породи.

Вчені-геофізики, створюючи фізико-математичні моделі порід, запропонували різні розробки дієвих математичних апаратів для якнайповнішого опису реальної гірської породи з її нелінійними зв'язками між різними параметрами та характеристиками, застосовні для нафтогазопошукових робіт. Серед простіших підходів наближеного визначення ефективних фізичних властивостей гірських порід як неоднорідного середовища широ-

ко відомі методи усереднення властивостей за макрооб'ємом Фойгта і Реусса та їхнє узагальнення для багатозональних середовищ, виконане Хіллом. Певним удосконаленням у цьому напрямку є варіаційний метод Хашина-Штрикмана. Покращені наближення до реальних даних серед методів визначення ефективних пружних параметрів дають, зокрема, методи регуляризації структури та стохастичних диференціальних рівнянь. Добрі результати щодо оцінки властивостей реальних порід дають методи віріального розвинення, зокрема, енергетичний метод Ешелбі для еліпсоїдних включень. Ще далі розвиває ці підходи, у напрямку врахування різної концентрації та форми включень, метод самоузгодженого поля, 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 зі складною структурою скелету, з тріщинуватістю та анізотропією.

Для інтерпретації даних ГДС також застосовується теорія деформування пористих тіл М. Біо та Ф. Гассмана. Отримані на її основі залежності між пружними характеристиками порід активно використовуються у відомих пакетах програм обробки даних ГДС, таких як "Gintel 97" [7] і "Геопошук" [8]. У подальшому ці теорії розвивалися паралельно з розвитком методик акустичного каротажу (АК), особливо з появою такої його модифікації, як АКШ (акустичний каротаж широко-смуговий), яка дає можливість отримувати графіки змін по розрізу свердловини інтервального часу перших вступів хвиль (поздовжньої ΔT_p , поперечної ΔT_s , Лемба-Стоунлі ΔT_{Ls-t}), а також їхніх середніх амплітуд A_p , A_s , A_{st} і коефіцієнтів поглинання α_p , α_s , α_{Lst} . Для ефективного використання даних АКШ теорії М. Біо й Ф. Гассмана були модифіковані В. Добриніним стосовно визначення нафтонасичених колекторів з врахуванням при цьому основних обмежень зазначених теорій, зокрема, щодо пружного зв'язку між твердою породою та флюїдом [7]. Слід також згадати розробку китайськими геофізиками

Чжень Ю та Цзин Хе [20] високоточного методу для прогнозування флюїдів на основі геостатичної інверсії.

Серед найбільш розвинених сучасних підходів до визначень ефективних фізичних та колекторських властивостей багатокомпонентного геологічного середовища є методи, основані на використанні взаємної кореляції кривих різних каротажних методів і рівнянь регресії для різних способів визначень характеристик порід, а також на теорії механіки стохастичного середовища з використанням методу умовних моментних функцій, у розробку яких значний внесок зробили українські вчені О.М. Карпенко, Б.П. Маслов, Г.Т. Продайвода, С.А. Вижва, І.М. Безродна, Т.С. Ізотова, О.В. Бондаренко, С.Є. Розловська, Н.С. Ганженко, К.І. Муц та інші [1, 5-8, 11]. Зокрема, у монографії [1] наведено розроблену методику прогнозування продуктивності порід-колекторів за даними ГДС шляхом інверсії акустичних даних у характеристики порід та структури пустотного простору [1, 4, 5]. Цим забезпечується моделювання геологічного середовища з урахуванням особливостей структури пустотного простору, анізотропії, термпружних властивостей.

Створюючи методику прогнозування водонафтогазонасиченості порід-колекторів у розрізах свердловин, автори даної роботи обрали для цього (як оптимальну щодо відтворення комплексу механічних властивостей реальних гірських порід) фізико-математичну модель гірської породи, розроблену Т.З. Вербицьким з колегами (див. [2-3, 9, 11]). Ця модель подає породу як двофазне (твердий скелет і пори) квазіоднорідне, ізотропне, нелінійно-пружне шарувате середовище з довільною кількістю включень і пустот різних розмірів і форм (менших за довжини зондуємих хвиль), вона враховує енергетичний підхід І. Ешелбі і добре описує пружні характеристики породи, їх залежність від пористості, типу заповнювача пор і тиску (глибини), особливості поширення в породах пружних хвиль, включаючи заганання, обмінні та нелінійні ефекти в шарах і на границях контакту шарів.

Врахування у моделі мінеральної та флюїдної складових, поєднання ефективних пружних характеристик, впливу на них тиску й пористості дало можливість достатньо точно й однозначно описати реальний розріз (визначити петрофізичні характеристики порід розрізів свердловин, тип заповнювача пор, надати повну, максимально близьку до реальної, характеристику пружних параметрів розрізу). Важлива позитивна властивість моделі: вона оперує типовими параметрами й характеристиками, які надійно і достатньо просто традиційно визначаються за даними 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 чисельних розрахунках.

Закладений у моделі потенціал дав можливість ефективно використовувати її для задач сейсморозвідки та нелінійно-параметричної геоакустики (сейсмопрогностичні дослідження) ([3, 9] та ін.), для аналізу та інтерпретації даних свердловинних досліджень [18]. Зокрема, П.І. Хекало [18] використав її для розрахунку пористості й флюїдонасичення порід розрізів свердловин. При цьому, швидкості пружних хвиль визначалися ним через об'ємний стиск, модуль зсуву – через встановлення його верхньої та нижньої межі при крайніх значеннях тиску по глибині.

За нашою методикою використання цієї моделі дає можливість розрахувати різні пружні та колекторські характеристики породи за даними звичайного АК чи сейсмічного каротажу (СК) (основний вхідний параметр

– інтервальний час ΔT_p), у той час, як для інших методик для отримання таких результатів потрібен розширений набір даних, наприклад, отримуваний складнішим і більш дорогим методом АКШ.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. На основі описаної моделі автором розроблено методику прогнозування водонафтогазонасиченості порід у розрізах свердловин [13-16] із застосуванням системи теоретичних та емпіричних співвідношень нелінійного зв'язку стисливості та модуля зсуву сухих і флюїдонасичених порід з геостатичним і пластовим тиском, глибиною, пористістю, коефіцієнтом Пуассона, густинами кожної з фаз. Для отримання однозначного розв'язку системи рівнянь (див. [13-16]) обчислюються значення пружних модулів для твердої фази порід.

Пошарове визначення петрофізичних характеристик, спільне використання теоретичних і кореляційних емпіричних співвідношень для прогнозу наявності та типу заповнювача пор, разом з тим, неявно враховує "тонкі" залежності досліджуваних параметрів від інших факторів (температури, характеристик і тиску флюїду, фаціального та мінералогічного складу порід тощо), що є додатковою перевагою розробленої методики.

Використання параметра стисливості, як ключового у розрахунках, дало можливість оптимізувати обчислення і, разом з іншими методичними прийомами, забезпечило значне уточнення прогнозувань пористості й пружних параметрів порід розрізу. Порівняння з проведеними раніше розрахунками за іншими методами [8, 15] показало зменшення відхилення між розрахованими й фактичними параметрами у два й більше разів. Методика дає розрізнення нафти й води у порах порід-колекторів, вищу точність прогнозних розрахунків по розрізу в цілому (див. [13-16]), що проілюстровано наведеними нижче реальними прикладами. Вхідними параметрами в розрахунках є дані наявного каротажу, у першу чергу, АК чи СК, дані кернових досліджень і параметрична база характеристик порід досліджуваного регіону. Для зручності практичного застосування подана у [14, 16] система складних співвідношень потребує приведення до уніфікованого вигляду.

Виклад основного матеріалу. Оскільки обчислення простіше виконувати за готовими формулами, завданням у роботі поставлено виведення узагальнених співвідношень для розрахунку стисливості порід розрізів свердловин, застосованих для будь-якого регіону, структури й типу порід, та приведення розрахункових формул з прогнозування флюїдонасичення до виду: вхідні параметри – результат. Розріз свердловини, за методикою, формально розділяється на прошарки за кількістю вибраних для аналізу даних каротажу. Якщо, наприклад, для АК маємо дані з кроком за глибиною 10 чи 20 см, то це дає можливість дуже детально розчленувати розріз і виявляти тонкі водонафтогазонасичені пропластки у пачках шаруватих порід продуктивних горизонтів.

Послідовність дій, реалізованих у прогнозній методиці для отримання узагальнених виразів для розрахунку типу флюїдонасичення порід-колекторів у розрізах свердловин, така.

1 Узагальнені емпіричні співвідношення. На практиці, для кожного регіону, за результатами геолого-геофізичних досліджень отримують дискретні масиви значень основних пружних параметрів, пористості, тиску. Якщо розглядати складені різними гірськими породами розрізи свердловин регіону як тонкошарувате середовище, то можна функціональний вираз зв'язку стисливості β_{ij} , пористості ϕ_{ij} та тиску p_i записати (враховуючи викладене у [2]) нелінійною залежністю:

$$\beta_{ij} = A + C \cdot \rho_i + D \cdot \phi_{ij} \cdot \rho_i^S, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m}; \quad (1)$$

де $j = \overline{1, m}$ – кількість значень пористості, виміряних в однорідному i -му прошарку; $i = \overline{1, n}$ – кількість прошарків або значень інтервального часу для окремого розрізу; β_{ij} , ϕ_{ij} , ρ_i – значення стисливості, пористості, пласто-

вого тиску в i -тому однорідному прошарку розрізу свердловини, отримані за даними геологічних та геофізичних досліджень і приведені до безрозмірних величин.

За методом найменших квадратів отримано такі вирази для обчислення коефіцієнтів A , C , D , S формули (1):

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \sum_{j=1}^m \phi_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij})}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^2 - \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \sum_{j=1}^m \phi_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij})}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \cdot \rho_i \right)}{n \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \rho_i\right)^2}, \quad (2)$$

$$C = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \sum_{j=1}^m \phi_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij})}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \cdot \rho_i \right) - \sum_{i=1}^n \frac{\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \sum_{j=1}^m \phi_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij})}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n \rho_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \rho_i\right)^2}, \quad (3)$$

$$S = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n \left(\ln \rho_i \cdot \ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij}) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \right) - \sum_{i=1}^n (\ln \rho_i) \cdot \sum_{i=1}^n \left(\ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij}) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \right)}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln \rho_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln \rho_i\right)^2}, \quad (4)$$

$$D = \exp \left(\frac{\sum_{i=1}^n \left(\ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij}) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \right) \cdot \sum_{i=1}^n (\ln \rho_i)^2 - \sum_{i=1}^n (\ln \rho_i) \cdot \sum_{i=1}^n \left(\ln \frac{m \cdot \sum_{j=1}^m (\beta_{ij} \cdot \phi_{ij}) - \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}}{m \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{ij}^2 - \left(\sum_{j=1}^m \phi_{ij}\right)^2} \right) \cdot \ln \rho_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln \rho_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln \rho_i\right)^2} \right). \quad (5)$$

Надалі залишимо в позначеннях лише один індекс – i (показник номера прошарку), для спрощення викладок та записів, оскільки визначаємо один набір пружних параметрів та швидкостей для прошарку конкретного розрізу, тобто: β_i , ϕ_i , ρ_i . Для зручності позначення значень стисливості β_i у викладках введено новий індекс $k = \overline{n, 2}$ так, що $i = n - k + 1$.

2 Оцінку флюїдонасичення, за методикою, виконуємо за значеннями швидкостей пружних хвиль. Відомі вирази для їх розрахунку потребують значень стисливості, модуля зсуву, густини для кожного прошарку розрізу. Об'ємну густину обчислюємо з використанням співвідношення для двофазного середовища.

2.1.3 формули для обчислення швидкості поздовжніх хвиль

$$V_{pi}^\phi = \sqrt{(3/\beta_i^\phi + 4\mu_i^\phi)/3\rho_{oi}}; \quad i = \overline{1, n}; \quad (6)$$

отримуємо вираз для розрахунку модуля зсуву флюїдонасиченої породи

$$\mu_i^\phi = \frac{3}{4} \cdot [(V_{pi}^\phi)^2 \cdot \rho_i^\phi - 1/\beta_i^\phi]; \quad i = \overline{1, n}. \quad (7)$$

При наявності значень швидкостей поперечних хвиль для прошарків розрізу, наприклад, за даними акустичного каротажу широкосмугового (АКШ), формулу для розрахунку модуля зсуву запишемо так:

$$\mu_i^\phi = (V_{si}^\phi)^2 \cdot \rho_{oi}; \quad i = \overline{1, n}. \quad (8)$$

Для зручності подамо формулу розрахунку швидкостей поперечних хвиль у флюїдонасичених породах через швидкості поздовжніх хвиль у вигляді

$$V_{si}^{\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sqrt{(V_{pi}^{\phi})^2 - 1/\beta_i^{\phi} \cdot \rho_{oi}}; \quad i = \overline{1, n}. \quad (9)$$

Теоретично виведені співвідношення для розрахунку модуля зсуву, стисливості, густини сухих порід такі [16]:

$$\mu_i^c = \frac{\rho_{oi}^c \cdot \mu_i^{\phi}}{\rho_{oi}}; \quad (10)$$

$$\mu_{i+1}^c = \frac{1}{\mu_i^c} \left[\frac{1 - 5 - v_i^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_{i+1}^{\phi} - \mu_i^{\phi}) + 4\mu_i^{\phi} \mu_{i+1}^{\phi} (\beta_{i+1}^{\phi} - \beta_i^{\phi})}{15\mu_i^{\phi} \mu_{i+1}^{\phi}} \right], \quad (11)$$

$$i = \overline{1, n-1};$$

$$\beta_n^c = \frac{3 \cdot \rho_{on}^c}{\rho_{on}^c \cdot (3/\beta_n^{\phi} + 4 \cdot \mu_n^{\phi}) - 4 \cdot \mu_n^c \cdot \rho_{on}}; \quad (12)$$

$$\beta_{k-1}^c = \beta_k^c + \frac{15 \cdot (2 - v_k^T)}{4 \cdot (5 - v_k^T)} \cdot (1/\mu_{k-1}^c - 1/\mu_k^c), \quad k = \overline{n, 2}; \quad (13)$$

$$\rho_{oi}^c = \rho_i^T \cdot (1 - \phi_i); \quad i = \overline{1, n}, \quad (14)$$

де ρ_{oi}^c – об'ємна густина i -го прошарку сухої породи; ρ_i^T – густина твердої фази i -го прошарку флюїдонасиченої породи; v_i^T – коефіцієнт Пуассона твердої фази породи; β_k^{ϕ} , β_{k-1}^{ϕ} – стисливості, k -го, $k-1$ -го та μ_i^{ϕ} , μ_{i+1}^{ϕ} – модулі зсуву i -го, $i+1$ -го прошарку флюїдонасиченої породи.

Отже, для обчислення швидкостей пружних хвиль у флюїдонасичених породах маємо вирази (6) і (9), де для β_i^{ϕ} побудовано емпіричне співвідношення за виразами (1)-(5), а значення модулів зсуву μ_i^{ϕ} визначаємо за формулами (7) або (8).

2.2 Для розрахунку швидкостей у сухих породах використаємо вирази (10)-(14), що включають пружні параметри флюїдонасичених порід. Для визначеності системи рівнянь, яка описує поведінку пружних парамет-

рів у гірських породах, при обчисленнях враховуємо умову рівності модулів зсуву в ненавантажених сухих і флюїдонасичених породах [2], а отже, рівності швидкостей поперечних хвиль у сухій породі й у твердій фазі породи першого прошарку розрізу, що записано умовою (10). Для розрахунку стисливості порід у n -му прошарку виведено умову (12) [16]. У кожному вищому прошарку це буде вираз (13). Зокрема, при $n=2$ з (13) отримуємо вираз для розрахунку стисливості у першому прошарку сухої породи:

$$\beta_1^c = \beta_2^c + \frac{15 \cdot (2 - v_1^T)}{4 \cdot (5 - v_1^T)} \cdot (1/\mu_1^c - 1/\mu_2^c). \quad (15)$$

З урахуванням (14) і $\rho_{oi}^c \equiv \rho_i^T$, отримаємо такі вирази для розрахунку швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль у першому прошарку для сухої породи:

$$V_{p1}^c = \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^c} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^{\phi}}{\rho_{oi}}}; \quad V_{s1}^c = \sqrt{\frac{\mu_1^{\phi}}{\rho_{oi}}}. \quad (16)$$

Коли відомі величини швидкостей поперечних хвиль для флюїдонасичених порід (результати АКШ), то для подальшого розрахунку замість формул (16) можна використати вирази

$$V_{p1}^c = \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^c} + \frac{4}{3} \cdot V_{s1}^{\phi}}; \quad V_{s1}^c = V_{s1}^{\phi}. \quad (17)$$

Усі складові для обчислень за формулами (16) чи (17), очевидно, маємо.

2.3 Співвідношення (11) при $i = n-1$ набуде вигляду:

$$\mu_n^c = 1/\left[\frac{1 - 5 - v_{n-1}^T}{\mu_{n-1}^c} \cdot \frac{15(\mu_n^{\phi} - \mu_{n-1}^{\phi}) + 4\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi} (\beta_n^{\phi} - \beta_{n-1}^{\phi})}{3 \cdot 15\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi}} \right]. \quad (18)$$

Підставимо праві частини виразів (12), (14), (18) у формули для обчислення швидкостей пружних хвиль у сухих породах і отримаємо для найглибшого прошарку співвідношення виду:

$$V_{pn}^c = \sqrt{\frac{3/\beta_n^{\phi} + 4 \cdot (\mu_n^{\phi} - \mu_n^c)}{3 \cdot \rho_{on}^c} - \frac{4 \cdot \mu_n^c \cdot \phi_n \cdot \rho_n^{\phi}}{3 \cdot \rho_{on}^c \cdot \rho_{on}^c} + \frac{4}{3 \cdot \rho_{on}^c}} / \left[\frac{1 - 5 - v_{n-1}^T}{\mu_{n-1}^c} \cdot \frac{15(\mu_n^{\phi} - \mu_{n-1}^{\phi}) + 4\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi} (\beta_n^{\phi} - \beta_{n-1}^{\phi})}{3 \cdot 15\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi}} \right]; \quad (19)$$

$$V_{sn}^c = \sqrt{\frac{1}{\rho_n^T \cdot (1 - \phi_n)}} / \left[\frac{1 - 5 - v_{n-1}^T}{\mu_{n-1}^c} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_n^{\phi} - \mu_{n-1}^{\phi}) + 4\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi} (\beta_n^{\phi} - \beta_{n-1}^{\phi})}{3 \cdot 15\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi}} \right]. \quad (20)$$

або

$$V_{pn}^c = V_{pn}^{\phi}, \quad (21)$$

що є правильним при закритих порах порід при високих тисках, і

$$V_{sn}^c = \sqrt{\frac{1}{\rho_n^T \cdot (1 - \phi_n)}} / \left[\frac{1 - 5 - v_n^T}{\mu_{n-1}^c} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_n^{\phi} - \mu_{n-1}^{\phi}) + 4\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi} (\beta_n^{\phi} - \beta_{n-1}^{\phi})}{3 \cdot 15\mu_{n-1}^{\phi} \mu_n^{\phi}} \right]. \quad (22)$$

2.4 Для довільного прошарку розрізу (між першим і найглибшим, n -им) швидкості обчислюються з урахуванням (11) і (13), за формулами:

$$V_{pi}^c = \sqrt{\frac{\rho_{oi}^c \cdot (3/\beta_{n-k+1}^{\phi} + 4 \cdot \mu_i^{\phi}) - 4 \cdot \mu_i^c \cdot \rho_i^{\phi}}{3 \cdot \rho_{oi}^c \cdot \rho_i^{\phi}} + \frac{4}{3\rho_{oi}^c}} / \left[\frac{1 - 5 - v_i^T}{\mu_{i-1}^c} \cdot \frac{15(\mu_i^{\phi} - \mu_{i-1}^{\phi}) + 4\mu_{i-1}^{\phi} \mu_i^{\phi} (\beta_{n-k+2}^{\phi} - \beta_{n-k+1}^{\phi})}{3 \cdot 15\mu_{i-1}^{\phi} \mu_i^{\phi}} \right]; \quad (23)$$

$$V_{si}^c = \sqrt{1/\rho_{oi}^c \cdot \left[\frac{1}{\mu_{i-1}^c} - \frac{5-v_i^T}{3} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_i^\phi - \mu_{i-1}^\phi) + 4\mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi (\beta_{n-k+2}^\phi - \beta_{n-k+1}^\phi)}{15\mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi} \right]}; \quad i = \overline{2, n-1}; \quad k = \overline{n-1, 2}. \quad (24)$$

2.5 Основним пошуковим засобом для розрізнення типу флюїду в порах порід є функція мінімізації модуля відхилення розрахованої швидкості від такої самої, отриманої з даних інтервального часу АК чи СК:

$$\Phi = \min_{\phi_{j\min} \leq \phi_{ij} \leq \phi_{j\max}} \{\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4\}, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m}; \quad (25)$$

$$\Phi_2 = \sqrt{\frac{\left[(1-\phi_{ij}) \cdot \rho^T \cdot \left(3/\beta_{n-k+1}^\phi + 4 \cdot \mu_i^\phi \right) - 4 \cdot \mu_i^c \cdot \rho_i^\phi \right] \cdot \left[\frac{1}{\mu_{i-1}^c} - \frac{5-v_i^T}{3} \cdot \frac{15 \cdot (\mu_i^\phi - \mu_{i-1}^\phi) + 4\mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi (\beta_{n-k+2}^\phi - \beta_{n-k+1}^\phi)}{15\mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi} \right] + 4 \cdot \rho_i^\phi}{3 \cdot (1-\phi_{ij}) \cdot \rho_i^T \cdot \rho_i^\phi} - V_i^{AK(CK)}}},$$

$i = \overline{2, n-1}; \quad k = \overline{n-1, 2};$

$$\Phi_3 = \left| V_{pn}^\phi - V_n^{AK(CK)} \right|, \quad i = n; \quad \phi = 0; \quad P \geq 80 \text{ МПа};$$

$$\Phi_4 = \left| \sqrt{(3/\beta_i^\phi + 4\mu_i^\phi)/3\rho_{oi}^c} - V_i^{AK(CK)} \right|, \quad i = \overline{1, n}.$$

Для визначення мінімального серед перших трьох модулів функціоналу (25), порівняння виконано з розрахованими величинами швидкостей для газонасичених чи сухих порід. Коли мінімальною виявиться різниця у четвертому модулі, – то найімовірнішим наповнювачем пор можна вважати рідкий флюїд. Для цього випадку в методиці передбачено проведення дослідження з розрізнення нафти й води в порах породи-колектора [16].

Отже, практична реалізація алгоритму полягає у знаходженні мінімального серед модулів функціоналу (25) для кожного з досліджуваних прошарків розрізу.

Практичне застосування. Для розрахунку параметрів стисливості та модуля зсуву у флюїдонасичених і сухих породах геологічних розрізів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (ЗЗПП) використано раніше виведені [13-16] емпіричні співвідношення, що враховують ефективний тиск і пористості:

$$\beta_i^\phi = 1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_i + 0,27 \cdot \phi_i \cdot (\rho_i)^{-0,186}; \quad i = \overline{1, n}; \quad (26)$$

$$\beta_i^c = 2,032 + 0,482 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_i + 6,367 \cdot 10^{-16} \cdot \phi_i \cdot (\rho_i)^{0,112}; \quad i = \overline{1, n}. \quad (27)$$

Параметри приведено до безрозмірних одиниць.

Зокрема, для розрахунку модуля зсуву для довільного флюїдонасиченого прошарку розрізу свердловин території Західного нафтогазоносного регіону отримано вираз:

$$\mu_i^\phi = \frac{3}{4} \cdot (V_{pi}^\phi)^2 \cdot \left[(1-\phi_i) \cdot \rho^T + \phi_i \cdot \rho_i^\phi \right] - 1/\left[1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_i + 0,27 \cdot \phi_i \cdot (\rho_i)^{-0,186} \right]}; \quad i = \overline{1, n}. \quad (28)$$

Для ЗЗПП вирази для обчислення швидкостей пружних хвиль (23), (24) записуємо з використанням виразів (26)-(28).

Прикладом узгодженості результатів застосування методики з даними досліджень інших авторів може бути дослідження нами розрізу розвідувальної свердловини З-Бучачська на інтервалі глибин 0,4÷2250 м (див. рис. 1-3).

Для цієї свердловини раніше за результатами проведених спеціалістами Інституту геології і геохімії горю-

чих

$$\Phi_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^c} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^\phi}{\rho_{o1}}} - V_1^{AK(CK)} \right|, \quad i = 1;$$

чих копалин НАН України (ІГГГК) досліджень [19] у розрізі виділено та проінтерпретовано 116 пластів товщиною від 2-3 до 20-30 м. Пластів промислового нафтогазонасичення не знайдено. 29 пластів – водонасичених. До глибини 98,4 м даних інтерпретації не надається через їх недостовірність.

Використавши наявні дані АК, ми детально (з кроком 0,2 м) дослідили розріз свердловини, практично, з перших метрів глибини. Прораховано більше 11 тис. умовних прошарків. При цьому, розташовані у розрізі пачки умовних прошарків з ідентичними петрофізичними характеристиками відображають реальні шари порід.

На основі міжсвердловинної кореляції, літолого-стратиграфічного поділу та проведених нами розрахунків здійснено порівняльний аналіз визначених за нашою методикою параметрів розрізу з даними ІГГГК [19]. На рис. 1-3 показано таке порівняння для інтервалу глибин 253,8÷266,4 м. Тут (рис. 1) наведено значення розрахованих пружних параметрів порід і прогнозний тип заповнювача пор для кожного з прошарків цього інтервалу, на рис. 2 – графіки поведінки на цьому інтервалі глибин швидкостей пружних хвиль (V_s, V_p) та їх співвідношення (V_s/V_p), на рис. 3а – характеристики інтервалів розрізу за даними [19], на рис. 3б – інтервали глибин для прошарків з відповідним спрогнозованим за нашою методикою наповнювачем пор (поколонково: синім – інтервали з водою, коричневим – з газопроявами). Інтервал, для якого результати наших детальних досліджень за методикою наведено на рис. 1, 2 і 3б, на рис. 3а виділено червоним овалом. Відтінки синього на рис. 1 є індикаторами співвідношення 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). Інтервалам з визначенням у ІГГГК типом флюїдонасичення (рис. 3а) у колонках на рис. 3б відповідають рядки інтервалів глибин (пачок умовних прошарків) з визначеним за методикою типом флюїдонасичення, виділені темним кольором.

При цьому, за нашими результатами, виявлено три прошарки з прогнозним заповнювачем пор – газом, виділені на рис. 1, і 3б жовтим кольором.

Подаючи коротко результати порівняльного аналізу наведених даних, відзначимо, що показаний на рис. 1 досліджений інтервал глибин нами розділено на 64 умовні прошарки відповідно до кількості даних інтервального часу. За нашою методикою, 61 з них визначено водонасиченими. Отже, тип флюїдонасичення за результатами обох досліджень загалом співпадає, що наочно підтверджує достовірність нашого прогнозування. Це ж підтвер-

джується узгодженням (у межах відхилень у 9,6%) значень пористості для відповідних інтервалів (наприклад, 6,10% за даними ІГГК і 6,69% за нашими розрахунками для розглянутого інтервалу). А з урахуванням відомого поправочного коефіцієнта 0,9 (поправка у визначенні

пористості ϕ за даними АК за вплив характеру насичення пор (залишкове газонасичення) і розсіяної глинистості [17]), таке значення ϕ , за нашими розрахунками становить 6,02%, що практично (з точністю до 1,3%) співпадає з експериментальними даними.

Наповнювач	H, м	ϕ , %	V_p , м/с	V_s , м/с	V_s/V_p	ρ , кг/м ³
вода	253,8	8,22	4033,32	1773,42	0,4397	2540,60
вода	254,0	0,37	4603,12	2506,35	0,5445	2675,60
вода	254,2	4,22	4311,57	2112,40	0,4899	2609,40
вода	254,4	3,13	4406,33	2244,30	0,5093	2628,20
вода	254,6	1,70	4508,03	2434,97	0,5401	2652,80
...
вода	255,8	6,68	4130,34	1884,49	0,4563	2567,20
вода	256,0	5,93	4181,43	1945,89	0,4654	2580,00
вода	256,2	0,05	4612,64	2264,58	0,4910	2681,10
газ	256,4	3,03	3528,98	2237,37	0,6340	2629,80
вода	256,6	6,33	4154,00	1913,00	0,4605	2573,20
...
вода	257,6	2,54	4462,34	2326,58	0,5214	2638,40
вода	257,8	3,12	4407,91	2247,92	0,5100	2628,40
вода	258,0	0,21	4645,20	2445,50	0,5265	2678,50
вода	258,2	1,15	4551,39	2506,70	0,5508	2662,30
вода	258,4	1,04	4610,80	2534,91	0,5498	2664,10
газ	258,6	4,54	3361,96	2121,89	0,6311	2604,00
вода	258,8	2,32	4470,81	2354,00	0,5265	2642,00
...
вода	260,6	11,89	3844,26	1585,72	0,4125	2477,60
вода	260,8	1,27	4539,56	2492,51	0,5491	2660,20
вода	261,0	2,96	4423,29	2271,20	0,5135	2631,20
вода	261,2	7,66	4068,33	1816,30	0,4464	2550,20
вода	261,4	4,52	4288,73	2085,24	0,4862	2604,30
вода	261,6	2,30	4474,08	2359,69	0,5274	2642,50
вода	261,8	1,70	4508,88	2438,18	0,5408	2652,80
вода	262,0	5,60	4205,96	1979,26	0,4706	2585,60
...
вода	262,6	5,24	4233,17	2013,77	0,4757	2591,90
вода	262,8	11,33	3870,65	1612,11	0,4165	2487,10
газ	263,0	12,93	2760,24	1687,25	0,6113	2459,60
вода	263,2	5,00	4251,38	2037,34	0,4792	2596,00
вода	263,4	4,54	4287,04	2083,92	0,4861	2603,90
вода	263,6	2,86	4432,59	2285,56	0,5156	2632,80
вода	263,8	11,28	3873,47	1615,40	0,4170	2488,10
...
вода	265,0	3,72	4355,58	2177,27	0,4999	2618,00
вода	265,2	7,54	4076,79	1827,97	0,4484	2552,30
вода	265,4	12,55	3803,30	1561,11	0,4105	2466,10
вода	265,6	6,72	4129,55	1888,79	0,4574	2566,50
вода	265,8	0,04	4621,29	2309,28	0,4997	2680,70
вода	266,0	0,50	4600,98	2532,81	0,5505	2673,30
вода	266,2	0,26	4651,45	2494,73	0,5363	2677,00
вода	266,4	0,44	4651,54	2545,23	0,5472	2673,80

Рис. 1. Фрагмент числових результатів розширеного й уточнюючого розрахунку за методикою значень пружних параметрів порід і визначення типу прогнозного заповнювача пор одного з інтервалів розрізу свердловини 3-Бучачська (пояснення в тексті)

Результати, отримані за прогнозною методикою (рис. 1-3), узгоджуються з результатами геологічних і петрофізичних досліджень розрізу цієї свердловини (рис. 3а). Більше того, вони у разі більш деталізовані, що можна побачити на рис. 1, де жовтим виділено ви-

явлені прошарки з газом (а), відтінками синього – водонасичені прошарки з різними пружними характеристиками. Отриманий повний набір пружних параметрів по всьому розрізу детально описано й проаналізовано у роботах [13-16].

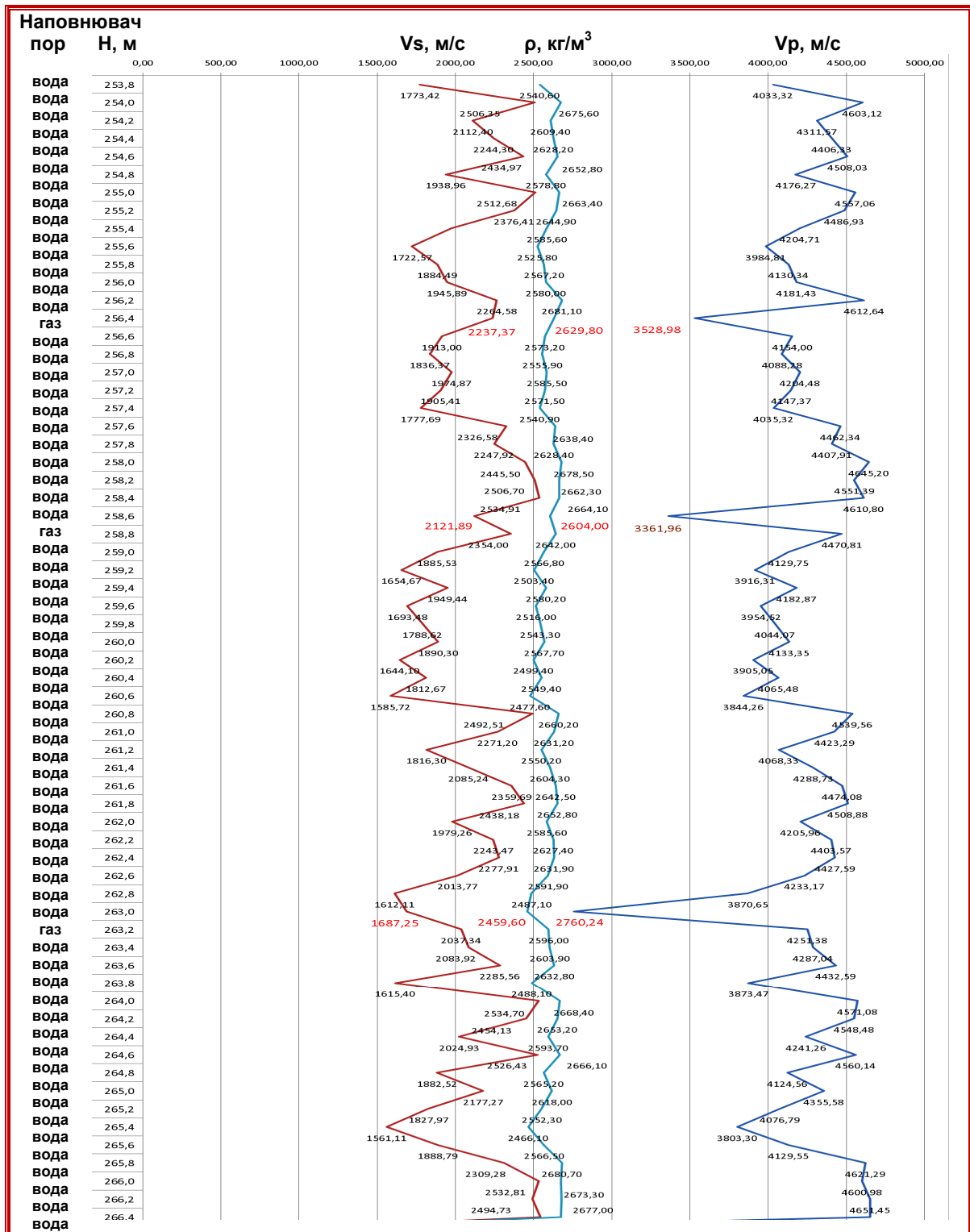


Рис. 2. Фрагмент графічних результатів розширеного та уточнюючого розрахунку за методикою значень деяких параметрів порід одного з інтервалів розрізу свердловини 3-Бучачська (пояснення в тексті)

Висновки. Підсумовуючи зазначимо, що у роботі, вперше у рамках розробки методики оцінки наявності порід-колекторів у породах розрізу свердловин та прогнозування типу наповнювача порід-колекторів, представлено узагальнені вирази для розрахунку стисливості та співвідношень для визначення водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин довільного регіону за наявності бази параметричних даних. Задіяний математичний апарат оптимально поєднує простоту підходу з максимально повним урахуванням пружних властивостей досліджуваного середовища.

Відмітною особливістю методики є те, що тут завдяки використанню адекватної математичної моделі отримано повний опис пружних і колекторських характеристик порід розрізу (модулі стисливості (β), зсуву (μ), Юнга (E), об'ємного стиску (K), коефіцієнта Пуассона (ν), швидкостей пружних хвиль (V_s , V_p), параметра V_s/V_p , густини (ρ), тиску (p)) за даними одного каротажу (АК або СК). Дані інших каротажів (зокрема, гамма-каротажу) використовуються за відсутності даних АК/СК чи для побудови кореляційних співвідношень з метою їх подальшого використання для дослідження подібних розрізів.

Бучач 30-06-2013 загальний							Дослідження автора (Скакальська)			
Дослідження ІГГК НАН України							Прогнозний наповнювач пор			
П о р. №	Вік	Інтервал,		Н, м	K _n ^{AK} %	Літологія	Насичення	0,04+56,8м	Вода	Газ
		м	м							
1	D1	98,4	101,4	3	8	Вапняк		0,04+56,8м	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;
2	D1	107,4	110,6	3,2		Алевроліт		57+770 м	107,4-110,6;	
3	D1	113,6	115,8	2,2		Вапняк глинистий			113,6-115,6;	115,6-116,0;
4	D1	119,6	124	4,4		Вапняк			119,6-121; 121,2-123,8; 124,0-124,2;	121,0-121,2; 123,8-124,0;
5	D1	134,4	139,4	5		Вапняк			134,4-136; 136,2-138,2; 138,4-139,6;	136,0-136,2; 138,2-138,4;
6	D1	143,4	148	4,6		Вапняк глинистий			143,4-145,6; 145,8-146,6; 146,8-147,8; 148,0-148,2;	145,6-145,8; 147,8-148;
7	D1	155	162	7		Вапняк			155,0-156,2; 156,4-161,8;	156,2-156,4; 162,0-162,2;
8	D1	184	188	4	7,5	Пісковик вапнистий			184,0-184,8; 185,0-186,4; 186,0-187,0; 187,2-187,4; 187,8-188,2;	184,8-185,0; 186,4-186,6; 187,0-187,2; 187,4-187,8;
9	D1	191,6	194,8	3,2	7	Пісковик вапнистий			191,6-193,6; 194,6-194,8;	193,6-194,6; 194,8-195;
10	D1	203	207,2	4,2	9	Пісковик вапнистий			203,0-207,2;	
11	D1	214,8	216,4	1,6		Вапняк			214,8-216,4;	
12	D1	222,2	227,2	5	6	Пісковик глинистий			222,2-223,6; 224,0-224,2; 224,4-224,6; 224,8-227,0;	223,6-224,0; 224,2-224,4; 224,6-224,8; 227,0-227,4;
13	D1	249,2	252,3	3,1		Пісковик вапн. ущ.			249,2-251,8; 252,6-252,8; 253,0-253,4;	251,8-252,6; 252,8-253,0;
14	D1	253,8	266,4	12,6	6,10	Пісковик вапн. ущ.	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;
15	D1	276	278,4	2,4	6	Пісковик вапн. ущ.			276,0-278,4;	-
16	D1	286,6	289,6	3	6,5	Пісковик вапн. ущ.			286,6-287,4; 288,0-288,8; 289,4-289,6;	287,4-288,0; 288,8-289,4; 289,6-289,8;

Рис. 3. Фрагмент табличних результатів (б) прогнозування за методикою типу заповнювача пор порід одного з інтервалів розрізу свердловини 3-Бучачська порівняно з даними ІГГК [19] (а) (пояснення в тексті)

Наведений приклад розрахунків для свердловини 3-Бучачська наочно підтверджує достовірність прогнозування типу флюїдонасичення пор порід у розрізах свердловин за розробленою методикою. Це саме підтверджується співпадінням значень пористості та швидкостей для відповідних інтервалів її розрізу з результатами експериментальних досліджень.

Це ж підтверджують результати апробації розробленої методики на даних ряду свердловин Ліщинської, Бучачської, Лудинської, Залужанської, Заріччанської (Зарічненської), Никловицької структур Західного нафтогазоносного регіону України (див. [13-16]), де отримано загальне співпадіння щодо типу прогнозованого флюїду, а щодо значень пористості – у межах відхи-

лень у, зонайбільше, 6-9% від таких самих значень за даними інших авторів.

Практична значимість наведених результатів полягає в тому, що виведені співвідношення забезпечують надійне прогнозування водонафтогазонасиченості порід-колекторів і, тим самим, ефективність пошуку вуглеводневих покладів у розрізах свердловин. Перспективою цих досліджень є подальше залучення до комплексного аналізу за методикою даних інших видів каротажу.

Список використаних джерел

1. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу: монографія [Текст] / Г. Т. Продайвода, С. А. Вихва, І. М. Безродна, Т. Г. Продайвода. – К.: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2011. – 367 с.

2. Вербицкий Т. З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распределения в них упругих волн [Текст] / Т. З. Вербицкий // Геофиз. сб. АН УССР. – 1977. – Вып. 75. – С. 16-24.

3. Вербицкий Т. З. Нелінійна пружність гірських порід – основа вивчення фізико-механічного стану земної кори і флюїдонасичення пластів [Текст] / Т. З. Вербицкий // Праці НТШ. Геофізика. – 2002. – Т. VIII. – С. 99-109.

4. Вижва С. А. Петрофізичні дослідження як основа для розробки моделі структури пустотного простору складнопобудованих карбонатних порід-колекторів / С. А. Вижва, Г. Т. Продайвода, І. М. Безродна [Текст] // Перспективи нашоування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ : Факел. – 2006. – С. 110-121.

5. Вижва С. А. Прогноз продуктивності складно побудованих порід-колекторів нафти і газу за результатами інверсії даних ГДС / С. А. Вижва, І. М. Безродна [Текст] // Геодинаміка. – 2011. – № 2(11). – С. 41-43.

6. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки емнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень [Текст]: дис... д-ра геол. наук: 04.00.22 / Олексій Миколайович Карпенко; Київ. нац. ун-т ім. Т.Шевченка. – К., 2005. – 336 с.

7. Комплекс геофізичних досліджень скважин Самотлорського месторождения для оценки ФЕС и насыщения коллекторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.docscity.com/ru/83e2297a43fb1dfbbaa08d0f83df2a66/416138/> (23.06.2014).

8. Красножон М. Д. Комплексна інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин і сейсморозвідки з використанням технології "Геопшук" [Текст] / М. Д. Красножон, В. О. Ручко, К. О. Ручко // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2013. – № 4. – С. 104-111.

9. Математическое моделирование в сейсморазведке [Текст] / Т. З. Вербицкий, Р. С. Починайко, Ю. П. Стародуб, О. С. Федоришин [Текст]. – К. : Наук. думка, 1975. – 275 с.

10. Метод визначення фільтраційно-емнісних властивостей складнопобудованих порід-колекторів за даними комплексних геофізичних і гідродинамічних методів дослідження свердловин [Текст] / Г. Т. Продайвода, С. А. Вижва, І. М. Безродна, Т. Г. Продайвода // Моніторинг небезп. геол. проц. та еколог. стану сер. : Матер. Всеукр. конф. – К., 2006. – С. 55-56.

11. Петкевич Г. И. Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости [Текст] / Г. И. Петкевич, Т. З. Вербицкий. – К.: Наук. думка, 1965. – 76 с.

12. Розловська С. Є. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу [Текст] / С.Є. Розловська, Н.С. Ганженко, К. І. Муц // Геодинаміка. – К., 2013. – № 1(14). – С. 154-162.

13. Скакальська Л. В. Методика прогнозування петрофізических характеристик і водонепропускаючості розрізу (на прикладі даних скважини 3-Бучачская, Україна) [Текст] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // Межотраслевой институт "Наука и образование" : Ежемесячный научный журнал. – Екатеринбург : Межотраслевой институт "Наука и образование", 2014. – №5. – С. 25-29.

14. Скакальська Л. В. Прогнозування нафтогазоводонасиченості порід різної літології та геодинамічного генезису у розрізах свердловин [Текст] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // Геодинаміка. – К., 2015. – № 1(18). – С. 102-119.

15. Скакальська Л. В. Прогнозування флюїдонасичення порід-колекторів за даними гамма-каротажу [Електронний ресурс] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти : Матер. XII Міжнар. конф., 12-15 травня 2015 р., м. Київ. – Електрон. дан. і прог. -Київ, 2015. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM). – Систем. вимоги : ПК від 486 DX 66 МГц ; RAM 1616 Мб ; WinWord 97-2003 ; зв. плата. – Загол. з етикетки диску.

16. Скакальська Л. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом [Текст] / Л. Скакальська // Вісник Київського університету. Геологія. – 2014. – Вып. 1(64). – С. 35-40.

17. Солодкий С. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС [Текст] / С. Солодкий, О. Карпенко // Вісник Київського університету. Геологія. – 2013. – № 1(60). – С. 20-24.

18. Хекало П. І. Прогнозування фізичних і колекторських властивостей гірських порід за теоретико-емпіричними залежностями [Текст] / П. І. Хекало // Геофиз. журн. – 2008. – 30, № 6. – С. 151-160.

19. Kurovets I. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine [Text] / I. Kurovets, D. Drygant, I. Naumko et al. // Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego. – 2012. – Vol. 449. – P. 119-130.

20. Zhen Yu. A High Resolution Method for Fluid Prediction Based on Geostatistical Inversion [Электронный ресурс] / Yu Zhen, He Jing // International Journal of Geophysics. – 2013. – Vol. 2013. – Article ID 845646. – Режим доступа : <http://dx.doi.org/10.1155/2013/845646>.

References

1. Prodayvoda, H.T., Vyzhva, S.A., Bezrodna, I.M., Prodayvoda, T.H. (2011). Neofizychni metody otsinky produktyvnosti kolektoriv nafty i hazu: monohrafiya [Geophysical methods of estimation of the productivity of oil

and gas collectors: monography]. Kyiv: Kyivskiy universytet – Kyiv University, 367 p. [In Ukrainian].

2. Verbickij, T.Z. (1977). Fizicheskaja priroda nelinejnoy uprugosti geologicheskikh sred s fazovymi mikroneodnorodnostjami i osobennosti rasprostraneniya v nih uprugih voln [Physical essence of nonlinear elasticity of geological media with phase micro-inhomogeneities and peculiarities of elastic waves propagation in them]. Geofiz. sb. AN USSR – AS USSR Geophysical collection, 75, 16-24. [In Russian].

3. Verbytskyi, T.Z. (2002). Nelineina pruzhnist hirsykykh porid – osnova vyvchennia fizyko-mekhanichnoho stanu zemnoi kory i fluiudonasychennia plastiv [Nonlinear elasticity of rocks as the basis for studying of physical and mechanical state of the Earth's crust and the layers fluid saturation]. Pratsi Naukovoho tovarystva im. Shevchenka: Heofizyka: Seysmologichni doslidzhennya – Proc. of the Shevchenko Scientific Society: Geophysics: Seismological researches, 8, 99-109. [In Ukrainian].

4. Vyzhva, S.A., Prodayvoda, H.T., Bezrodna, I.M. (2006). Petrofizychni doslidzhennya yak osnova dlya rozrobky modeli struktury pustotnoho prostoru skladnopobudovanykh karbonatnykh porid-kolektoriv [Petrophysical studies as the basis for the development of model of structure of hollow space of complex carbonate reservoir rocks]. Perspektivy naroshchuvannya ta zberezhennya enerhetychnykh resursiv Ukrayiny: Zb. nauk. Prats' – Prospects of increasing and preserving the energy resources of Ukraine. Proceedings. (pp. 110-121). Fakel – Torch. [In Ukrainian].

5. Vyzhva, S.A., Bezrodna, I.M. (2011). Prohnoz produktyvnosti skladno pobudovanykh porid-kolektoriv nafty i hazu za rezul'tatamy inversiyi danykh HDS [Prognosis of the productivity of complex rock-collectors of oil and gas by inversion of data of the wells geophysical research (WGR)]. Geodynamics, 2(11), 41-43. [In Ukrainian].

6. Karpenko, O.M. (2005). Naukovo-metodychni zasady otsinky emnisnyh vlastyvostey porid tonkosharuvatyh rozriviv rodovysykh vuglevodniv za danymy geofizychnykh doslidzhen' [Scientific-methodical principles of estimation of reservoir properties of rocks in the thin-layered sections of hydrocarbonic deposits by the data of geophysical researches]. Doctor's thesis (Geophysics). Vernadsky National Library of Ukraine, Kyiv, 336 p. [In Ukrainian].

7. Kompleks geofizicheskikh issledovaniy skvazhin Samotlorskogo mestorozhdeniya dlya ocenki FES i nasyshcheniya kolektorov [Geophysical complex for Samotlorskyy basen to estimate the fluid saturation of rock collectors]. (n.d.). docscity.com. Retrieved from: <http://www.docscity.com/ru/83e2297a43fb1dfbbaa08d0f83df2a66/416138/>. [In Russian].

8. Krasnozhon, M.D., Ruchko, V.O., Ruchko, K.O. (2013). Kompleksna interpretatsiya danyh geofizychnykh doslidzhen' svrdlovykh i seysmorozvidky za vykorystannyam tehnologiyi "Geoposhuk" [Complex interpretation of data of the wells geophysical researches and seismic logging with the use of "Geoposhuk" technology]. Zbirnyk naukovih prats UkrDGRІ – Collected papers of UkrSGPI, 4, 104-111. [In Ukrainian].

9. Verbickij, T.Z., Pochinajko, R.S., Starodub, Ju.P., Fedorishin, O.S. (1985). Matematicheskoe modelirovanie v sejsmorazvedke [Mathematical modeling in seismic prospecting]. Kyiv: Naukova dumka – Scientific thought, 276 p. [In Russian].

10. Prodayvoda, H.T., Vyzhva, S.A., Bezrodna, I.M., Prodayvoda, T.H. (2006). Metod vyznachennia filtratsiino-iemnisnykh vlastyvostey skladnopobudovanykh porid-kolektoriv za danymy kompleksnykh heofizychnykh i hidrodinamichnykh metodiv doslidzhennia svrdlovykh [Method of determining the filtration-capacitive properties of complicately built rock-reservoirs by the data of complex geophysical and hydrodynamic methods of well research]. Monitorynh nebezp. heol. prots. ta ekoloh. stanu ser. [Monitoring of dangerous geological processes and ecological state of environment]. Materialy Vseukrayinsky konferentsiyi – Proceedings of the All-Ukrainian conference. (pp. 55-56). Kyiv. [In Ukrainian].

11. Petkevich, G.I., Verbickij, T.Z. (1965). Issledovanie uprugih svoystv poristykh geologicheskikh sred, sodержashhih zhidkosti [Studies of elastic properties of porous geological media containing liquids]. Kyiv: Naukova dumka – Scientific thought, 76 p. [In Russian].

12. Rozlovska, S.E., Ganzhenko, N.S., Muts, K.I. (2013). Zistavleniya riznih sposobiv vyznachennia koeffitsienta porystosti terygenykh kolektoriv z vrahuvannam glynystosti za danymy akustychnogo karotazhu [Comparison of different methods of determination of porosity coefficient of terrigenous collectors taking into account clayness by the data of the acoustic logging]. Geodynamics, 1(14), 154-162. [In Ukrainian].

13. Skakalska, L.V., Nazarevich, A.V. (2014). Metodika prognozirovaniya petrofizicheskikh karakteristik i vodoneftegazonosnosti razreza (na primere danykh skvazhiny 3-Buchachskaja, Ukraina) [Methods of prediction of petrophysical characteristics of oil-gas-water-saturation of well's log (on example of data of the 3-Buchachskaja well, Ukraine)]. Ekaterinburg: Mezhotraslevoj institut "Nauka i obrazovanie" – Yekaterinburg: Interdisciplinary Institute "Science and education", 5, 25-29. [In Russian].

14. Skakalska, L.V., Nazarevych, A.V. (2015). Prohnozuvannya naftohazovodonasychenosti porid riznoyi litolohiyi ta heodynamichnoho henezysu u rozrizakh svrdlovykh [Predicting of oil-gas-water-saturation of rocks of different lithology and geodynamic genesis in open-casts of wells]. Geodynamics, 2(15), 329-331. [In Ukrainian].

15. Skakalska, L.V., Nazarevych, A.V. (2015). Prohnozuvannya flyuidonasychenosti porid-kolektoriv za danymy gamma-karotazhu [Prediction of fluid saturation of rock-reservoirs by the gamma-ray log]. Heoinformatyka: teoretychni ta prykladni aspekty [Geoinformatics:

Theoretical and Applied Aspects]. *Materialy XII Mizhnarodnoyi konferentsiyi – Proceedings of XII International Conference, May 12-15, 2015. Kyiv. [In Ukrainian].*

16. Skakalska, L.V. (2014). Prohnozuvannya fizychnykh ta kolektors'kykh vlastyovostey porid-kolektoriv u heolohichnykh strukturakh iz netradytsiynym hazom [Prediction of physical and reservoir properties of rock-reservoirs in unconventional gas-bearing geological structures]. *Visnyk Kyivskoho universytetu. Heolohiya – Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology, 1(64), 35-40. [In Ukrainian].*

17. Solodkyi, Ye., Karpenko, O. (2013). Porystist hazonasychenykh kolektoriv za danyu HDS [Porosity of gas-saturated reservoir according to GDS data]. *Visnyk Kyivskoho universytetu. Heolohiya – Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology, 1(60), 20-24. [In Ukrainian].*

18. Khekalov, P.I. (2008). Prohnozuvannya fizychnykh i kolektors'kykh vlastyovostey hirs'kykh porid za teoretyko-empyrychny zalezhnostyamy [Prediction of physical and reservoir properties of rocks by theoretical and empirical relationships]. *Heofiz. zhurn. – Geophys. J., 30(6), 151-160. [In Ukrainian].*

19. Kurovets, I., Drygant, D., Naumko, I. et al. (2012). Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volynopodillya, Western Ukraine. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, 449, 119-130.*

20. Zhen, Yu, Jing, He. (2013). A High Resolution Method for Fluid Prediction Based on Geostatistical Inversion. *Hindawi Publishing Corporation. International Journal of Geophysics, vol. 2013, Article ID 845646, 7 p. Retrieved from: <http://dx.doi.org/10.1155/2013/845646>.*

Надійшла до редколегії 15.01.16

L. Skakalska, Leading Engineer

E-mail: Skakalska.sbigph@gmail.com;

A. Nazarevych, Associate Prof.

E-mail: nazarevych.a@gmail.com

Carpathian Branch of Subbotin Institute of Geophysics

National Academy of Sciences of Ukraine

3-b Naukova Str., Lviv, Ukraine 79060

GENERALIZED EQUATIONS FOR METHOD OF PREDICTING OF ROCKS OIL-GAS-WATER-SATURATION IN THE WELLS OPEN-CASTS

The aim of the paper is to present the mathematical calculations used in the author's methodology for predicting the filler type in the rock pores of wells open-casts in a generalized form. For creating a method of predicting oil-water-gas-saturation of rock-collectors in the well open-casts we used adequate mathematical model of rock. On the base of this model we developed the general expressions for calculation of elastic waves velocities, porosity and density for rock as the two-phase medium. The model includes the formulae for fluid-saturated and dry rocks. We used the previously derived theoretical and empirical relations for presentation of required characteristic values for the rock solid phase and expressions for calculation of elastic parameters of rocks in the well open-casts. A derivation of the generalized relations for predicting the fluid type in the pores of rock-collectors of wells open-casts and for the layerwise determination of elastic characteristics of rocks are presented. The features of the methodology application are illustrated by concrete examples of calculations based on acoustic logging data. In order to authors' predicting method the general expressions for the calculation of oil-gas-water-saturation of rocks in well open-casts are derived. The relations of this detection of collectors in rocks of the well open-cast and the differentiation of the rock pores filler types have been obtained for the first time. The mathematical apparatus optimally combines simplicity of the approach with involving the elastic properties of the investigated medium. The derived relations provide a reliable prediction of the rock-collectors' oil-gas-water-saturation and an effective search for hydrocarbon deposits in the well open-casts.

Keywords: logging, rock-collectors, oil-water-gas-saturation of rock, shear modulus, compressibility, density, functional.

Л. Скакальська, вед. инж.

E-mail: Skakalska.sbigph@gmail.com;

A. Назаревич, канд. физ.-мат. наук, ст. науч. сотруд.

E-mail: nazarevych.a@gmail.com

Карпатское отделение Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,

ул. Научная, 3-б, г. Львов, Украина, 79060

ОБОБЩЕННЫЕ СООТНОШЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Цель: представить примененный в авторской методике прогнозирования типа наполнителя пор пород разрезов скважин математический аппарат в обобщенном виде.

Методика: для создания методики прогнозирования водонефтегазонасыщенности пород-коллекторов в разрезах скважин использована адекватная математическая модель горной породы, на базе которой получены общие выражения для расчета скоростей упругих волн, пористости и объемной плотности двухфазной среды для флюидонасыщенных и сухих пород, а также ранее выведенные теоретические и эмпирические соотношения для представления необходимых в расчетах по методике характерных величин для твердой фазы пород и выражений для расчета упругих параметров пород разреза скважины.

Результаты: в статье представлен вывод обобщенных соотношений для прогнозирования типа флюида в порах пород-коллекторов разрезов скважин и послонного определения упругих характеристик пород. Особенности применения методики прошлюстрированы на конкретных примерах расчетов по данным акустического каротажа.

Научная новизна: в рамках авторской прогнозной методики выведены обобщенные выражения для расчета водонефтегазонасыщенности пород разрезов скважин. Соотношения такого рода для выявления наличия коллекторов в породах разреза скважины и различения типа наполнителя пор пород получены впервые. Математический аппарат оптимально сочетает простоту подхода с максимально полным учетом упругих свойств исследуемой среды.

Практическая значимость: выведенные соотношения обеспечивают надежное прогнозирование водонефтегазонасыщенности пород-коллекторов и, тем самым, эффективность поиска углеводородных залежей в разрезах скважин.

Ключевые слова: каротаж, порода-коллектор, водонефтегазонасыщенность пород, модуль сдвига, сжимаемость, плотность, функционал.