

ВРАХУВАННЯ ГЛИНИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ЗА МАТЕРІАЛАМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

С.Є.Муц

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42098
e-mail: p n g g @ n i n g . e d u . u a

Запропоновано новий спрощений оперативний спосіб врахування глинистості під час визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу. З цією метою пропонується використання подвійного різницевого параметру гамма-каротажу. Отримані результати тісно корелюють з даними дослідження ядра.

Ключові слова: коефіцієнт пористості, глинистість, акустичний каротаж, подвійний різницевий параметр гамма-каротажу, кореляційний зв'язок.

Предложен новый упрощенный оперативный способ учета глинистости при определении коэффициента пористости по данным акустического каротажа. Для этого предлагается использование двойного разностного параметра гамма-каротажа. Полученные результаты тесно коррелируют с данными исследования ядра.

Ключевые слова: коэффициент пористости, глинистость, акустический каротаж, двойной разностный параметр гамма-каротажа, корреляционная связь.

A new simplified operative method of using clayness parameter for determination of coefficient of porosity from acoustic well log data is offered. The use of gamma-ray double difference parameter is assumed. The results closely correlate with the core analysis data.

Keywords: coefficient of porosity, clayness, acoustic well log, gamma-ray double difference parameter, correlation link.

Колекторські властивості розкритого свердловиною розрізу залежать від цілої низки чинників, що змінюються не тільки по площі (родовищу), а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів у окремій свердловині. Тому врахування цих чинників є актуальним завданням. При вивченні колекторських властивостей теригенних порід особливо увагу приділяють вмістові та кількісному співвідношенню в пласті глинистих мінералів. Практикою ГДС доведено, що ці чинники є основними, що впливають на достовірність визначення відкритої пористості, яка є кількісною характеристикою колекторських властивостей пластів. Оскільки відкриту пористість визначають здебільшого за даними акустичного каротажу (АК) [1], то саме глинистість є одним із важливих чинників, що вносять похибку в результати її визначення цим методом.

Для знаходження оптимального оперативного способу проаналізуємо вже існуючі підходи врахування глинистості для визначенні коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу.

Першим і найбільш простим за формою способом оцінки коефіцієнта пористості (k_n) за даними АК є рівняння середнього часу, відоме ще під назвою "рівняння Уіллі – Грегори" [2]. Вплив глинистості та флюїдонасичення колекторів враховують розширеним рівнянням середнього часу [1,3]. Усі параметри цього рівняння, пов'язані з глинистістю (коефіцієнт об'ємної глинистості (k_{zt}) та інтервальний час поширення поздовжньої хвилі в твердій частині

глинистої компоненти (Δt_{zt})), приймають різні значення для шаруватої, структурної (у вигляді гранул) і дисперсної (розсіяної) глинистості. На практиці визначення типу глинистості та значень Δt_{zt} , k_{zt} викликає значні труднощі [4, 5, 6], тому для оперативної інтерпретації необхідно застосовувати інші підходи до оцінки глинистості порід-колекторів.

Одним із таких підходів є спосіб фірми Schlumberger [7]: якщо метод самочинної поляризації (ПС) характеризується досить доброю диференціацією розрізу, то вплив глинистості можна виключити шляхом введення поправки до рівняння середнього часу, яке при вираженні через k_n набуває вигляду

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ск}} \cdot \frac{1}{(2 - \alpha_{ПС})} = R_{ПС} k_n^{AK}, \quad (1)$$

де: k_n – "істинна" пористість глинистого колектора; Δt_P – зареєстрований інтервальний час поширення поздовжньої хвилі; $\Delta t_{ск}$ – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі в непористому мінеральному скелеті; Δt_{ϕ} – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі у флюїді, значення якого залежать від складу флюїду, який заповнює пори, пластових температур, тисків і мінералізації пластової води; $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда методу самочинної поляризації; k_n^{AK} – пористість, визначена за АК.

Недоліками цього способу визначення пористості глинистих колекторів комплексом методів АК+ПС є малоінформативність методу ПС у ряді випадків та неможливість його проведення в обсаджених свердловинах.

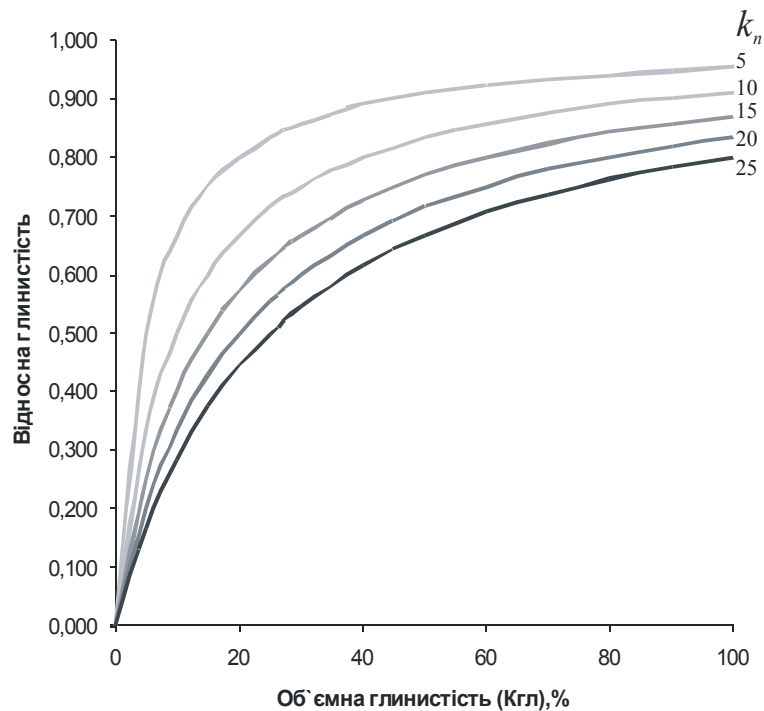


Рисунок 1 – Залежність між відносною і об'ємною глинистостями (шифр кривих – коефіцієнт пористості)

На сьогодні відомий спосіб оцінки пористості колекторів з врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК). Перевагою такого способу є можливість використання його в обсаджених свердловинах [8]. Цей спосіб полягає в тому, що пористість глинистих колекторів визначають у мультиплікативній формі двох множників

$$k_n = R_{ГК} k_n^{AK} = k_n^{AK} \frac{1}{1 + \frac{g \Delta J_\gamma}{g \Delta J_\gamma + k_n^{AK}}}, \quad (2)$$

де: $R_{ГК}$ – поправочний коефіцієнт за глинистість на основі методу ГК, ΔJ_γ – подвійний різницевий параметр ГК, який визначається об'ємною глинистістю K_{2l} і, на відміну від параметра $\alpha_{ПС}$, не залежить від пористості, g – числовий коефіцієнт.

Для спрощення поправки за глинистість за даними ГК проаналізуємо і окремо розглянемо петрофізичні засади врахування глинистості за методами ПС і ГК.

Зауважимо, що як міру глинистості колектора використовують значення масової, об'ємної та відносної глинистості або геофізичних параметрів $\alpha_{ПС}$ та ΔJ_γ [1]. Кількісно глинистість характеризують масовим вмістом (C_{2l}) в мінеральній матриці породи фракції з розмірами зерен менше 0,01 мм або вміст нерозчинного залишку.

Коефіцієнт об'ємної глинистості породи (k_{2l}) визначається виразом [1]

$$k_{2l} = \frac{1 - k_n}{(\sigma_{2l} / C_{2l} \sigma_{СК}) + 1},$$

де σ_{2l} , $\sigma_{СК}$ – мінеральні густини глинистої фракції й основного породоутворювального мінералу. Якщо $\sigma_{2l} = \sigma_{СК}$, то $k_{2l} = C_{2l}(1 - k_n)$.

Відносна глинистість η_{2l} характеризує ступінь заповнення глинистими частинками простору між зернами породи і залежить від коефіцієнтів об'ємної глинистості та пористості

$$\eta_{2l} = \frac{k_{2l}}{k_{2l} + k_n}.$$

Збільшення коефіцієнта пористості не впливає на характер залежності між коефіцієнтами відносної та об'ємної глинистості: лише згладжує криву, зменшуючи її градієнт в області значень $k_{2l} = 0 \div 20\%$ (рисунок 1).

При вмісті в колекторі глин у вигляді прошарків, їхня відносна глинистість, яку класично позначають як χ_{2l} , визначається відносним вмістом по товщині глинистих прошарків у товщі колектора.

Відносну глинистість порід (η_{2l} і χ_{2l}) визначають за відносною амплітудою ПС навпроти досліджуваних пластів. Коефіцієнти масової C_{2l} і об'ємної k_{2l} глинистості знаходять за даними ПС, ГК, комплексів ГГК-П і ННК-Т, АК і ін. [9, 10].

Петрофізичною основою визначення відносної глинистості за відносною амплітудою ПС є емпіричні залежності між $\alpha_{ПС}$ і параметрами η_{2l} і χ_{2l} (рис. 2, 3) [1]. Для конкретних відкладів вигляд залежностей визначається мінеральним складом глинистих фракцій, формою та розподілом їх в колекторі, пористістю порід, хімічним складом і мінералізацією води, що контактує з породою і насичує її. Для розрі-

зів ДДЗ з високою мінералізацією пластових вод і незначною активністю глинистого каоліново-гідролудистого цементу ця залежність є пологою в області невисоких значень η_{gl} і стає більш крутою в області неколекторів, тобто наближається до вигляду кривої 1 на рисунку 2. Відносну глинистість η_{gl} знаходять безпосередньо за емпіричною залежністю між $\alpha_{ПС}$ і η_{gl} , встановленою для порід конкретного горизонту.

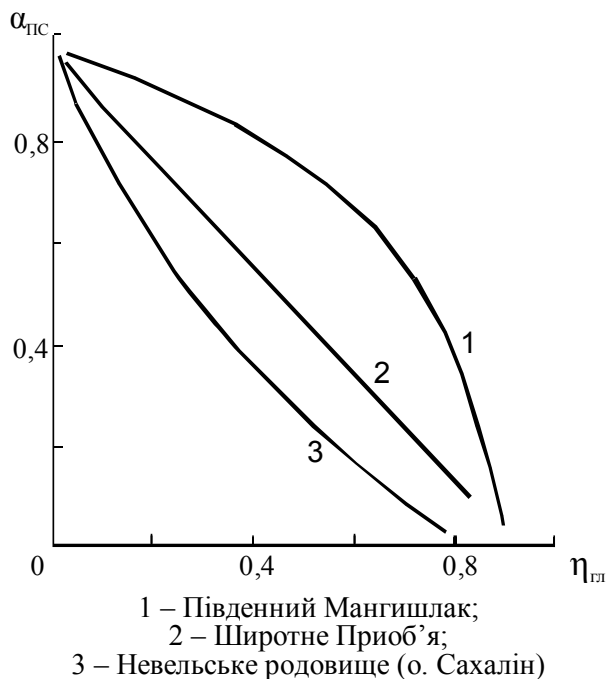


Рисунок 2 – Залежність між параметрами $\alpha_{ПС}$ і η_{gl} для продуктивних теригенних відкладів

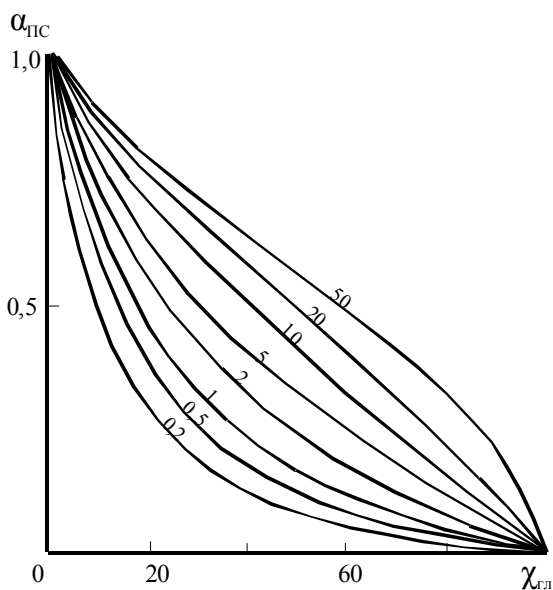


Рисунок 3 – Палетка для визначення відносної глинистіості шаруватого глинистого колектора за відносною амплітудою $\alpha_{ПС}$ (шифр кривих – ρ_n / ρ_{zn})

Похибку визначення глинистості колекторів за ПС спричинюють наявність фільтраційної складової, зон кольматації та глинизації стінок свердловини, глибока зона проникнення, нафтонасиченість колектора і наявність в промивній рідині поверхнево-активних речовин [1].

Натомість основою для визначення глинистості за матеріалами ГК є те, що гамма-активність глин на порядок вища за гамма-активність кварцових пісковиків, карбонатних і хемогенних відкладів. У тих випадках, коли мінеральний скелет породи не містить радіоактивних елементів, гамма-активність не залежить від структури породи та типу глинистості (розсіяна або шарувата) і визначається, насамперед, складом глин, інших дрібнодисперсних частинок і нерозчинного залишку, а також їхньою радіоактивністю.

При стандартному способі інтерпретації матеріалів ГК з використанням подвійного різницевого параметра ΔJ_γ користуються залежністю

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_\gamma - J_{\gamma min}}{J_{\gamma max} - J_{\gamma min}} = a \cdot C_{gl}^{\alpha_{gl}}, \quad (3)$$

де: J_γ – гамма-активність досліджуваного пласта; $J_{\gamma min}$ та $J_{\gamma max}$ – інтенсивності гамма-випромінювань опорних пластів, для яких C_{gl} дорівнює 0 та 100% відповідно; a – коефіцієнт пропорційності, враховуючий розмірності одиниць; α_{gl} – емпіричний коефіцієнт.

Залежності (3) між ΔJ_γ і C_{gl} (або k_{gl}) отримують за результатами лабораторних досліджень природної радіоактивності та фракційного складу порід (рис. 4). Як правило, вони нелінійні. Із зростанням k_{gl} покази ΔJ_γ збільшуються одночасно за рахунок глинистості і збільшення питомої поверхні скелета: поступове зменшення кривизни із збільшенням k_{gl} у міру наближення активності скелета порід до активності глин.

Для оцінки об'ємної глинистості використовують також вирази [1]

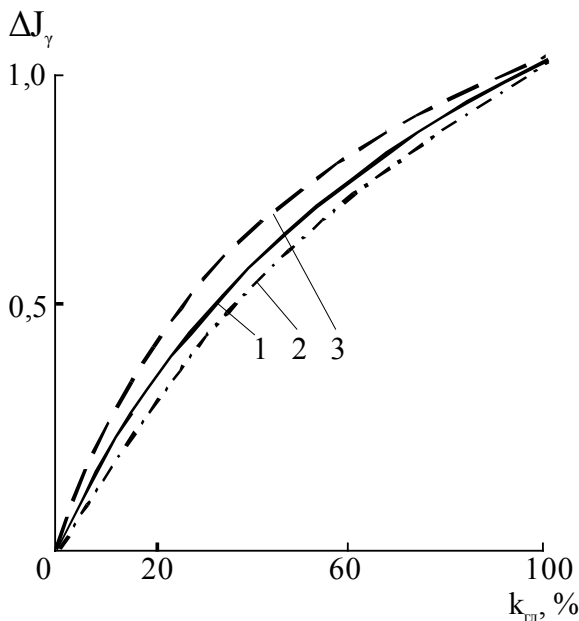
для порід третинного віку

$$k_{gl} = 0,083 \cdot (2^{3,7\Delta J_\gamma} - 1), \quad (4)$$

для більш давніх товщ.

$$k_{gl} = 0,33 \cdot (2^{2\Delta J_\gamma} - 1). \quad (5)$$

Як видно з рисунка 4, вирази (4) і (5) є близькими до формули (3), що визначає залежність ΔJ_γ від масової, а не об'ємної глинистості. За сприятливих умов, коли гамма-активність порід визначається в основному їх глинистістю, похибка оцінки глинистості за даними ГК визначається дисперсією залежності між ΔJ_γ і C_{gl} або k_{gl} .



1-3 – графіки залежностей (3) (за В.В.Ларіоновим), (4) і (5) відповідно
Рисунок 4 – Залежності відносного різницевого параметра ΔJ_γ від глинистості порід $k_{кл}$

Основою визначення мінеральної глинистості за матеріалами ПС і ГК є різний вплив на ці види досліджень глинистості та дрібнодисперсних неглинистих мінералів. Електрохімічна активність порід визначається вмістом в них глинистих мінералів, тому відносні амплітуди $\alpha_{ПС}$ будуть великими в чистих піскових

ках і алевролітах та низькими — в сильнозаглинизованих пластах і чистих глинах. Гамма-активність тих же порід залежить від вмісту в них глинистих мінералів і алевроитової фракції, що характеризуються високою питомою поверхнею.

Отже, зв'язок між параметрами методів ПС і ГК, визначеними навпроти глинистих колекторів, слід очікувати оберненопропорційний.

Для з'ясування цього факту нами було зіставлено інтерпретаційні параметри гамма-методу і методу самочинної поляризації для глинистих колекторів різних стратиграфічних горизонтів башкірського ярусу середнього карбону (C₂b), розкритих свердловинами на Лобачівському, Дружелюбівському, Північно-Коробочкінському родовищах ДДЗ (рис. 5).

Як видно з рисунка 5, для кожного з досліджуваних горизонтів спостерігається тісний кореляційний зв'язок між відповідними параметрами, тому методи ГК і ПС рівноцінно можна використовувати при визначенні пористості АК за методикою Schlumberger для глинистих пластів-колекторів. Причому коефіцієнт біля аргументу у рівняннях регресії наближений до -1, що дає підстави для спрощення поправки $R_{ГК}$ у рівнянні (2).

Отже, проведений аналіз петрофізичних засад визначення глинистості за методами ПС і ГК та отримані результати зіставлення параметрів цих методів дають підстави стверджувати, що

$$\alpha_{ПС} + \Delta I_\gamma \approx 1.$$

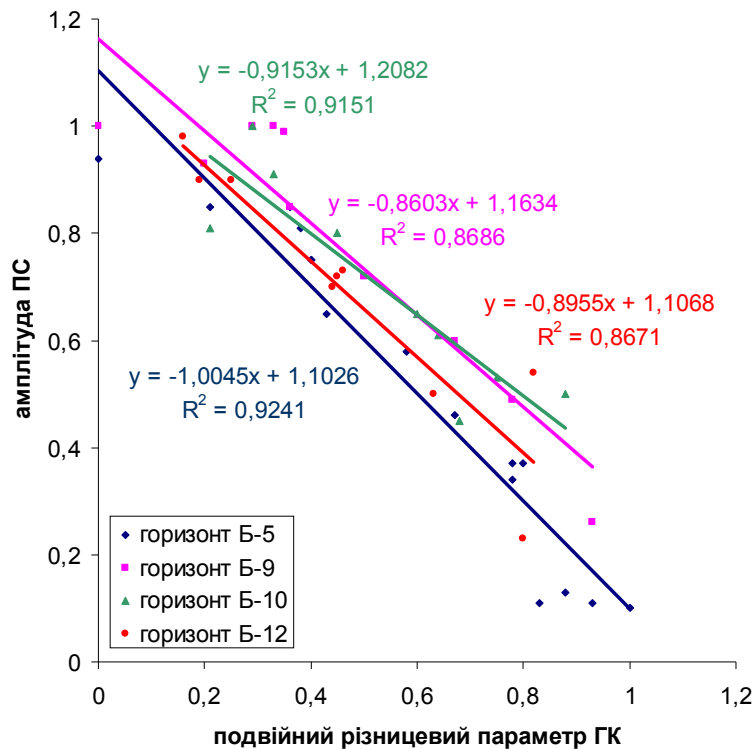


Рисунок 5 – Зіставлення відносної амплітуди ПС та подвійного різницевого параметра інтенсивності природного гамма-поля для глинистих колекторів ДДЗ (Лобачівське, Дружелюбівське, Північно-Коробочкінське родовища)

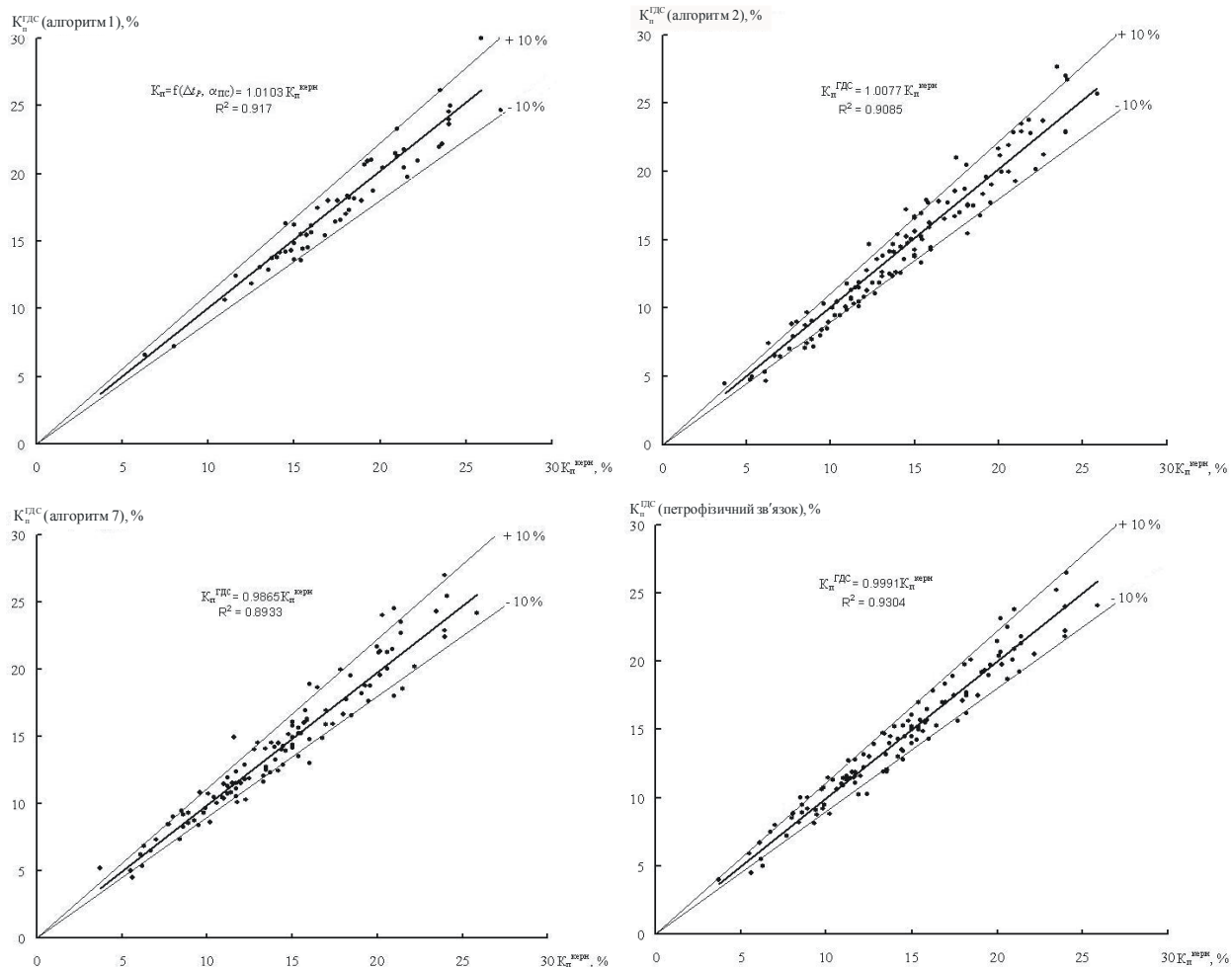


Рисунок 6 – Зіставлення пористості, визначеної на керовому матеріалі та за даними алгоритмів (1), (2), (7) і петрофізичних зв’язків, отриманих для конкретних стратиграфічних відкладів родовищ північно-східної та центральної частини ДДЗ

Тобто отримуємо рівність

$$\alpha_{LC} \approx 1 - \Delta I_{\gamma} \tag{6}$$

Якщо замінити у рівнянні (1) значення α_{LC} виразом (6), отримуємо доволі просте розширення рівняння середнього часу для врахування глинистості колекторів

$$k_n = \frac{\Delta t_P - \Delta t_{СК}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{СК}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta I_{\gamma}} \tag{7}$$

Підтвердженням правомірності наших міркувань є багатомірні петрофізичні зв’язки типу $k_n = f(\Delta t_P, \Delta I_{\gamma})$, які отримують за даними керового матеріалу і ГДС при узагальненні геолого-геофізичних параметрів для підрахунку запасів ВВ [11].

Запропонований спрощений алгоритм введення поправки за глинистість на основі використання даних ГК (7) перевірений нами на великій кількості свердловин згаданих родовищ. Отримані результати досить добре зіставляються із керовими даними, що дає підставу рекомендувати його до використання на практиці.

На рисунку 6 подається результат зіставлення величин пористості, визначеної за керовим матеріалом, та пористості, визначеної за даними залежностей (1), (2) та (7) і петрофізичних зв’язків, отриманих для конкретних стратиграфічних відкладів родовищ північно-східної та центральної частин ДДЗ [12].

Проілюстровані тісні кореляційні зв’язки дають підстави рекомендувати описані вище алгоритми для визначення пористості глинистих колекторів.

Безперечно, що отримані при підрахунку запасів петрофізичні зв’язки дають можливість більш точно визначити пористість, але при непередставницькій вибірці керових даних можуть призводити до суттєвих похибок. Натомість отримані узагальнені алгоритми визначення пористості, на основі узагальнення великої кількості даних ГДС та керна по родовищах північно-східної та центральної частини ДДЗ, дають підстави стверджувати, що вони є доволі точними й їх використання необхідне при непередставницькій вибірці керового матеріалу та оперативній інтерпретації.

Література

- 1 Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов; под. ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261 с.
- 2 Willie M.R.J. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // M.R.J.Willie, A.R.Gregory, L.W.Gardner. – Geophysics. – 1956. – V. 21, № 1. – P. 41 – 70.
- 3 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н.Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
- 4 Интенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С.С.Интенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
- 5 Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) / Б.Ю.Вендельштейн, Р.А.Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
- 6 Козяр В.Ф. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития [В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр и др.] // Каротажник. – 1999. – Вып.63. – С. 11 – 117.
- 7 Патент кл. 340 – 15.5 ВН, (G01V1/40), № 3909775 США/ Lavigne J.C.Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.]: Заявл. 26.10.73, № 409.788. – Оpubл. 30.09.75.
- 8 Патент № 86678, МПК G01V 1/28, G01V 5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Кашуба Г.О., Кулик В.В., Бондаренко М.С.; заявник і патентовласник Інститут геофізики НАН України. – Заявка № а200707907; заявл. 13.07.2007; опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.
- 9 Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплексом палеток) / И.В.Голвацкая, Ю.А.Гулин, Ф.К.Еникеева и др. – Калинин: изд. ВНИГИК, 1984.
- 10 Мрозовская С.В. Изучение влияния глинистых минералов на показания акустического, нейтрон-нейтронного и плотностного каротажа в терригенном разрезе / Мрозовская С.В. // Каротажник. – 2006. – Вып.9(150). – С.22-35.
- 11 Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): Дис. ... д-ра геол.наук. – Львів, 1999. – 288 с.
- 12 Кашуба Г.О. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК / Г.О.Кашуба, С. Є. Муц : Матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції «Моніторинг геологічних процесів» (14-17 жовтня 2009р, Київ) – 2009. – С.178-180.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.02.10
Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.*