

На етапі стиснення в мезозої відбулася ремобілізація тектонічних процесів у зоні скиду, внаслідок чого Білоліська пластина була насунута на край пасивної окраїни. При цьому формувались антиклінальні складки різної вергентності на різних стратиграфічних рівнях як фронтальні, так і тиллові (Ярославівська, Балабанівська, Саратовська, Східно-Саратовська та ін.), з якими пов'язаний ряд родовищ нафти та газу на даній території (Східно-Саратовська, Жовтоярська та ін.) Таким чином, інтерпретація сейсмічних матеріалів з позицій мобілізму з виділенням закономірностей, характерних для різних етапів розвитку регіону, дає можливість успішно вирішувати питання вивчення складнобудованих розрізів Південного регіону, впевнено виділяти структурні поверхні і комплекси, в межах яких можуть бути розвинуті дисгармонійні складки та неантиклінальні пастки різного типу. Це забезпечить більш високу достовірність геологічних побудов і ефективність робіт.

Література

1. Герасимов М.Е., Бондарчук Г.К., Юдин В.В. О новых подходах к нефтегазогеологическому районированию Азово-Черноморья с геодинамических позиций // Материалы конференции "Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов". – Симферополь, 2001. – С. 15-17.
2. Бондарчук Г. К., Герасимов М. Е. и др. Соотношение и нефтегазоносность дивергентных и конвергентных структур южного региона Украины // Тезисы III Международной конференции "Крым 2001" – "Геодинамика и нефтегазовые системы Черноморско-Каспийского региона". – Симферополь, 2001. – С. 23-24.
3. Вейл О., Митчел В. И. и др. Использование морфологии отраженных волн при стратиграфической интерпретации сейсмических материалов. – М.: Недра, 1979. – С. 280.

УДК 550.832 : 552.5

ВПЛИВ МІНЕРАЛЬНОГО СКЛАДУ ГЛИНИСТОГО ЦЕМЕНТУ НА ПОХИБКУ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТОНКОШАРУВАТИХ ПОРІД ПРИ ГЕОЛОГІЧНІЙ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС

О.М.Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056
e-mail: doberman@omen.ru

Рассмотрены источники дополнительных погрешностей, возникающих при определении пористости терригенных горных пород при изучении тонкослоистых разрезов скважин геофизическими методами. Предложены пути повышения точности и достоверности определения емкостных свойств горных пород по данным ГИС путем решения системы уравнений, созданной на основе новых петрофизических моделей для тонкослоистой среды.

При геологічній інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин використовуються детерміновані, статистичні або стохастичні фізико-геологічні моделі (ФГМ) гірських порід, або геологічних утворень.

Детерміновані моделі створюють, базуючись на припущенні, що невинні величини, які визначають стан об'єкта дослідження, однозначно контролюють відповідні невинні характеристики моделей фізичних полів [1]. Вказаний тип моделей називають ще теоретичними ФГМ.

Статистичні ФГМ будують, коли фізичні властивості об'єктів слабо відрізняються від властивостей середовища або пластів, що вміщують пласт (геологічне тіло) дослідження. Вказані моделі описують відмінності між ста-

There are review the additional errors, that are arising during the definition of porosity of terrigenous thin layer rocks by the well logging methods. There are proposed the paths of increasing the fidelity and reliability of definition the capacitive properties of rocks by the data of well logging: it is proposed by a solution of a set of equations which is generated on the basis of new petrophysical models for the thin layer rocks.

тистичними характеристиками властивостей фізичних полів від об'єкта дослідження та середовища, що вміщує даний об'єкт.

Стохастичні (ймовірнісні) ФГМ – моделі, які мають хоча б один випадковий параметр. Такі моделі характеризуються очікуваними середніми значеннями та дисперсіями параметрів. Дисперсії характеризують діапазон апріорної невизначеності знань параметрів об'єкта [1]. Випадковий характер величин та зв'язків між величинами об'єкта дослідження зумовлює необхідність розрахунків числових характеристик аномальних ефектів у вигляді математичних очікувань, дисперсій, кореляційних функцій. За рахунок використання статистичних характеристик зменшується кількість параметрів опису моделі порівняно з детермінованою моделлю.

Звичайно, що найбільш універсальними є моделі першого типу. Недоліком детермінованих моделей при використанні їх як базових при геологічній інтерпретації промислово-геофізичних даних є відсутність достовірної інформації про величини так званих петрофізичних коефіцієнтів. В моделях інших типів петрофізичні коефіцієнти задані неявно, за результатами статистичної обробки апріорної інформації в еталонних групах об'єктів. Недоліком таких моделей є локальність їх використання, яка статистично доведена для певних геологічних тіл або для відкладів певної стратиграфічної приналежності з врахуванням літологічних особливостей порід.

Розглянемо класичні теоретичні петрофізичні моделі трьох найбільш популярних в промисловій геофізиці методів оцінки коефіцієнта пористості гірських порід – акустичного каротажу (АК), гамма-гамма каротажу (ГГК) та нейтронного гамма-каротажу (НГК). В моделях трьох методів найбільш популярним є рівняння, яке пов'язує петрофізичні характеристики всіх складових компонентів гірської породи або геологічного утворення

$$G = \sum_i G_i \cdot p_i, \quad (1)$$

де: G – інтегральна петрофізична характеристика гірської породи; G_i – петрофізична характеристика i -ї компоненти гірської породи; p_i – об'ємний вміст i -ї компоненти в гірській породи.

Для тергенних водонасичених порід зазвичай визначаються три складові компоненти в петрофізичних рівняннях: тверда частина скелету породи; рідка частина – вода, яка заповнює поровий простір в породи; тверда частина глинистої фракції в породи. З врахуванням наявності в породах двох основних типів глинистої речовини із суттєво різними петрофізичними властивостями згідно з моделлю, викладеною у [2, 3], глинисту фракцію поділимо на шарувату глинистість товщі та розсіяну глинистість піщано-алевритової компоненти. Для методу ГГК запишемо таке рівняння інтерпретаційної петрофізичної моделі:

$$\sigma_n = \sigma_{ск} \cdot (1 - K_n - K_{гн}) + \sigma_v \cdot K_n + \sigma_{гн.розс} \times K_{гн} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{н.шар}} + \sigma_{гн.шар} \cdot K_{гн} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{н.шар}}, \quad (2)$$

де: σ_n – інтегральна густина глинисто-піщаної породи (пласта); $\sigma_{ск}$ – густина скелету піщано-алевритової компоненти породи (мінералогічна густина); K_n – коефіцієнт загальної пористості породи; $K_{гн}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості породи; σ_v – густина води в поровому просторі породи; $\sigma_{гн.розс}$ – густина твердої частини (мінеральна густина) розсіяної глини у породи; $K_{шар}$ – коефіцієнт шаруватості глини, який дорівнює відношенню об'єму твердої час-

тини шаруватої глини до об'єму твердої частини всієї глини в породи [2, 3]; $K_{н.шар}$ – коефіцієнт пористості шаруватої глини; $\sigma_{гн.шар}$ – густина твердої частини (мінеральна густина) шаруватої глини у породи.

Як відомо, мінеральний склад внутрішньопорової, розсіяної (у пісковиках) і шаруватої (у вигляді окремих прошарків і лінз) глин суттєво різний у відкладах різного віку. Мінеральний склад глинистих фракцій значно впливає на їх петрофізичні властивості. Це явище треба враховувати при створенні петрофізичних моделей для інтерпретації даних ГДС.

При інтерпретації даних акустичного каротажу найбільш популярним і, на думку автора, найбільш універсальним є рівняння середнього часу, або рівняння Вілі-Грегори, яке можна описати узагальнюючим рівнянням (1). З врахуванням наявності в породи двох основних типів глин отримуємо рівняння

$$\Delta T_n = \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_n - K_{гн}) + \Delta T_v \cdot K_n + \Delta T_{гн.розс} \times K_{гн} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{н.шар}} + \Delta T_{гн.шар} \cdot K_{гн} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{н.шар}}, \quad (3)$$

де: ΔT_n – інтегральна величина інтервального часу поздовжньої хвилі глинисто-піщаної породи (пласта); $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час поздовжньої хвилі в скелеті піщано-алевритової компоненти породи; ΔT_v – інтервальний час поздовжньої хвилі у воді в поровому просторі породи; $\Delta T_{гн.розс}$ – інтервальний час поздовжньої хвилі в твердій частині розсіяної глини у породи; $\Delta T_{гн.шар}$ – інтервальний час поздовжньої хвилі в твердій частині шаруватої глини у породи.

В методі НГК за результатами інтерпретації даних величини потужності дози гамма-випромінювання радіаційного захоплення I_{γ} зазвичай визначають величину ω – водневий індекс (вміст водню) або нейтронну пористість. Величина останнього параметра вказує відносний вміст водню в породи або середовищі стосовно вмісту водню в прісній воді. За аналогією з рівняннями (1, 2, 3) запишемо

$$\omega_n = K_n + \omega_{гн.розс} \cdot K_{гн} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{н.шар}} + \omega_{гн.шар} \cdot K_{гн} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{н.шар}}, \quad (4)$$

де: ω_n – інтегральна величина вмісту водню глинисто-піщаної породи (пласта); $\omega_{гн.розс}$ – вміст водню в твердій частині розсіяної глини у породи; $\omega_{гн.шар}$ – вміст водню в твердій частині шаруватої глини в породи.

Відомо, що в хімічні формули всіх глинистих мінералів входять молекули води. Тому, на відміну від скелетної частини породи, величини $\omega_{гн.розс}$ і $\omega_{гн.шар}$ не дорівнюють нулю.

Таблиця 1 – Петрофізичні характеристики глинистих мінералів

Мінерал	ω	ΔT , мкс/м	$\sigma_{ск}$, г/см ³
Каолініт	0,35	217	2,62
Гідрослюда	0,18	251	2,81
Монтморилоніт	0,13	285	2,5

Таблиця 2 – Розрахункові значення коефіцієнта пористості тонкошаруватої глинисто-піщаної товщі залежно від мінерального складу (каоолініт, гідрослюда) та петрофізичних характеристик шаруватої глини

Петрофізична модель	Вміст каоолініту у шаруватій глині, %				Максимальне розходження ΔK_n
	100 %	75 %	50 %	0 %	
$K_n = f(\sigma_n)$	0,22	0,23	0,24	0,259	0,039
$K_n = f(\Delta T)$	0,22	0,213	0,205	0,19	0,03
$K_n = f(\omega_n)$	0,22	0,237	0,253	0,286	-0,066

В петрофізичних рівняннях (2-4) значення петрофізичних коефіцієнтів можуть бути визначені або за довідниковими даними (наближено), або з використанням апріорної інформації (геофізичної та геологічної – результатів дослідження керна матеріалу).

Оцінка мінералогічної густини $\sigma_{ск}$ та інтервального часу $\Delta T_{ск}$ піщано-алевритових порід часто проводиться за геофізичними даними, наприклад, шляхом інтерполяції кореляційних залежностей між $\Delta T_{ск}$, $1/\rho_n$, або σ_n , I_{ny} , або σ_n , $\Delta T_{ск}$ в область щільних порід з нульовою пористістю. Як правило, величини, які характеризують петрофізичні властивості скелетної частини породи, визначаються достатньо точно (з точки зору похибки оцінки пористості за даними геофізичних методів).

При оцінці K_n за допомогою рівнянь, подібних до (2-4), в практиці геофізичних робіт зазвичай не враховують стан та співвідношення окремих типів глинистих фракції. Тобто, вважається, що глиниста фракція в усіх пластах характеризується одним мінеральним складом. Насправді ж, численними дослідженнями встановлено, що мінеральний склад глинистих мінералів піщано-глинистих порід та глин, що їх вміщують, суттєво різний. В багатьох нафтогазоносних регіонах встановлено, що в складі глинистих мінералів порід-колекторів часто переважає каоолініт, в складі мінералів глинистих порід в значно більших кількостях зустрічаються гідрослюда, хлорит, змішаношаруваті утворення [4-7]. Збільшення вмісту каоолініту в складі глинистих мінералів піщаних порід відбувається досить часто, що пов'язують поряд з палеоумовами седиментації осаду з епігенетичними перетвореннями силікатів (Ж.Міло, 1964; Топкайя, 1950; М.Лідер, 1882; С.Г.Саркісян, Д.Д. Котельніков, 1971). Глинисті мінерали, які входять до складу окремих шарів, прошарків та лінз і об'єднані назвою "шарувата глинистість",

за складом наближені до мінералів власне глинистих порід або є перехідною формою між глинами піщаними, алевритовими та глинистими порід.

В табл. 1 наведено петрофізичні параметри основних глинистих мінералів за даними [7]. За всіма розглянутими характеристиками мінерали значно відрізняються.

Розрахуємо значення коефіцієнта пористості при різних мінеральних складах глинистих компонент за допомогою рівнянь (2-4). Приймемо, що розріз, який досліджується, представлений чергуванням тонкошаруватих піщано-алевритових порід і глинистих пластів. Вміст глин в глинисто-піщаній товщі достатньо високий. Типові геофізичні характеристики тонкошаруватої піщано-глинистої товщі: $K_{zn} = 0,5$; $K_{шар.} = 0,7$; $K_{n,шар.} = 0,1$; $\sigma_n = 2,44$ г/см³; $\sigma_{ск} = 2,65$ г/см³; $\sigma_g = 1,05$ г/см³; $\Delta T_{ск} = 165$ мкс/м; $\Delta T_n = 301$ мкс/м; $\Delta T_g = 610$ мкс/м; $\omega_n = 0,41$. Розсіяна внутрішньопорова глина представлена каоолінітом (див. табл. 1). Залежно від мінерального складу шаруватої глини (співвідношення каоолініту та гідрослюда) отримуємо розрахункові значення коефіцієнта пористості, які зведені у табл. 2.

Як бачимо, за відсутності фактичних даних про мінеральний склад глинистих компонент та інформації про коефіцієнт шаруватості глини абсолютні похибки оцінки K_n при інтерпретації даних ГГК, АК або НГК становлять від 0,03 до 0,07. Залежно від вмісту глинистої фракції величини коефіцієнта шаруватості глини, мінерального складу глинистого цементу похибки визначення коефіцієнта пористості глинисто-піщаної тонкошаруватої товщі будуть іншими. Розглянуті додаткові похибки оцінки K_n внаслідок неврахування двох типів глинистих компонент та їх мінерального складу можуть бути значно більшими при розв'язанні системи петрофізичних інтерпретаційних рівнянь в су-

часних автоматизованих комп'ютерних системах інтерпретації даних ГДС.

Для уточнення мінерального складу або петрофізичних параметрів глинистих складових тонкошаруватої товщі пропонуються такі заходи. Перший – відбір та лабораторні дослідження зразків керн. При цьому отримують лише "осереднені" дані для всього розрізу без врахування індивідуальних особливостей окремих пластів та горизонтів. Другий шлях – використання системи петрофізичних рівнянь, в якій кількість невідомих складових повинна бути не менша за кількість рівнянь. Максимально можлива кількість петрофізичних рівнянь визначається кількістю промислово-геофізичних характеристик пластів, які реструкуються або встановлюються за даними методів ГДС. Так, до невідомих можна віднести: K_n , K_{gl} , $K_{шар.}$.

Петрофізичні характеристики (або коефіцієнти) можна оцінити за допомогою даних табл. 1 та співвідношень окремих глинистих мінералів в глинистих компонентах. Якщо вважати, що в більшості відкладів теригенного складу на значних глибинах відсутній монтморилоніт, то залишаються лише дві невідомі – вміст каолініту (або гідрослюди) в розсіяній та шаруватій глинистих компонентах. Таким чином, для визначення 5 невідомих потрібно 5 петрофізичних рівнянь. Найбільш реально система складатиметься з таких рівнянь або детермінованих петрофізичних моделей:

1. $I_\gamma = f_1(K_{gl});$
2. $I_{ny} = f_2(K_{gl}, K_n, K_{шар.}, K_{каоол.р.}, K_{каоол.ш.});$
3. $\sigma_n = f_3(K_{gl}, K_n, K_{шар.}, K_{каоол.р.}, K_{каоол.ш.});$ (5)
4. $\Delta T = f_4(K_{gl}, K_n, K_{шар.}, K_{каоол.р.}, K_{каоол.ш.});$
5. $\rho_{nn} = f_2(K_{gl}, K_n, K_{шар.}),$

де $K_{каоол.р.}$, $K_{каоол.ш.}$ – вміст каолініту в двокомпонентному мінеральному складі відповідно розсіяної та шаруватої глинистих фракцій тонкошаруватої товщі.

Петрофізичні коефіцієнти для розсіяної та шаруватої глинистих компонент в рівняннях (2-4) перепишемо таким чином:

$$A_{gl.розс.} = K_{gl.розс.} + K_{каоол.р.} \cdot (\Gamma_{gl.розс.} - K_{gl.розс.}), \quad (6)$$

де: $A_{gl.розс.}$ – петрофізичний коефіцієнт для розсіяної глинистої компоненти; $K_{gl.розс.}$ – табличне значення відповідного петрофізичного параметра для каолініту (див. табл. 1); $\Gamma_{gl.розс.}$ – табличне значення відповідного петрофізичного параметра для гідрослюди (див. табл. 1). Аналогічно описуються петрофізичні коефіцієнти для шаруватої глинистої компоненти.

Остання модель в системі рівнянь (5) виводиться для питомого електричного опору промитої зони пласта, який визначається за да-

ними мікрометодів – БМК та МКЗ. Принципи побудови такої моделі описані у [3]. Цікаво, що мінеральний склад глинистого цементу безпосередньо не впливає на величину питомого електричного опору. Суттєвий вплив мають величини пористості розсіяної та шаруватої глини і співвідношення окремих форм глинистих компонент. А вже залежно від наявності та співвідношення окремих компонент формується певний мінеральний склад глинистої фракції пісковиків та алевролітів.

Коефіцієнт глинистості визначатиметься за даними гамма-каротажу I_γ з використанням моделі В.В. Ларіонова або відомих рівнянь фірми Шлюмберже для відкладів третинного віку та стародавніх товщ.

Висновки

1. Встановлено, що наявність мінеральної неоднорідності в складі різних глинистих компонент глинисто-піщаної тонкошаруватої товщі призводить до появи додаткових похибок при оцінці величини коефіцієнта пористості за даними методів ГДС.

2. Для врахування особливостей мінерального складу глинистої фракції, ступеня шаруватості глинистої компоненти при кількісній геологічній інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин пропонується система петрофізичних рівнянь, створених для умов теригенних розрізів свердловин тонкошаруватої будови.

Література

1. Вахромеев Г.С., Давыденко А.Ю. Комплексование геофизических методов и физико-геологические модели. – Иркутск: ИПИ, 1989. – 88 с.
2. Карпенко А.Н. Петрофизические модели терригенных глинистых пород с учетом коэффициента слоистости глин // Наук. вісник НГАУ. – Дніпропетровськ, 2001. – № 5. – С. 14-16.
3. Карпенко А.Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослоистой глинисто-песчаной толщи // Геофизический журнал. – 2002. – С. 24. – № 1. – С. 103-109.
4. Туезова Н.А., Дорогиницкая Л.М., Демина Р.Г., Брюзгина Н.И. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции. – М.: Недра, 1975. – 184 с.
5. Лукин А.Е., Поляк Р.Я. Формирование коллекторских свойств пород в зависимости от их минерального состава / Роль минералогии в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Ч. II. – К.: Наукова думка, 1976. – С. 7-14.
6. Саркисян С.Г. Котельников Д.Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1971. – С. 184.
7. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): Справочник геофизика. – М.: Недра, 1976. – 527 с.