

І. А. Козачок

Моделі петрофізичних зв'язків у обернених задачах двозондового нейтрон-нейтронного каротажу

(Представлено академіком НАН України В. І. Старостенком)

Запропоновано й досліджено моделі багатовимірних петрофізичних зв'язків, необхідних для математичної постановки та розв'язання обернених задач двозондового нейтрон-нейтронного каротажу.

Основою математичної постановки обернених задач (ОЗ) для геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) є системи петрофізичних рівнянь, що відображають багатовимірні зв'язки між спостережуваними та оцінюваними параметрами. Розв'язки цих задач слугують параметричним забезпеченням для побудови петрофізичної моделі геологічного розрізу як кінцевого результату комплексної інтерпретації даних ГДС. Визначення фізичних і колекторських характеристик порід необхідне також для розв'язання важливих практичних задач (а саме, розвідки нафтогазових покладів тощо), що зумовлює актуальність і важливість досліджень, спрямованих на побудову та вдосконалення моделей петрофізичних зв'язків з метою підвищення надійності результатів інтерпретації [1]. Передусім це стосується рівнянь, які використовуються в інтерпретаційних моделях двозондового нейтрон-нейтронного каротажу (2ННК), що, поряд з акустичним (АК) та гамма-гамма-каротажем (ГГК), входить до стандартного комплексу ГДС, відомого під назвою “методів пористості” [1].

Постановка оберненої задачі. Згідно з результатами, наведеними в статті [2], математичну постановку ОЗ для комплексу з $N + 1$ геофізичних методів можна записати у такому вигляді:

$$A_i(\lambda_i(z)) = u_i(z), \quad (1)$$

$$J(\lambda_i(z)) \Rightarrow \min, \quad (2)$$

де $i = \overline{0, N}$, $u_i(z)$ — значення інтерпретованого функціонала (геофізичного параметра) на глибині z , яке відповідає спостереженому у свердловині i -му геофізичному полю; $\lambda_i(z)$ — шуканий, за даними i -го методу, вектор параметрів моделі досліджуваного геологічного об'єкта; A_i — оператор, що відображає метричний простір моделей $\lambda_i(z)$ у простір геофізичних параметрів $u_i(z)$; $J(\lambda_i(z))$ — функціонал, який характеризує міру оптимальності розв'язку $\lambda_i(z)$.

Застосовувані у методах пористості оператори A_i ($i = \overline{0, 2}$) системи рівнянь (1) є лінійними. Формальний вигляд цих операторів, як і критеріїв оптимальності (2), визначається багатовимірними петрофізичними зв'язками і залежить від обраної для розв'язання задачі інтерпретаційної моделі.

З метою узагальнення та використання у подальших викладках усталеної геофізичної термінології [2, 3] необхідно з урахуванням специфіки інтерпретаційних задач ГДС конкретизувати й доповнювати деякі означення та формулювання.

Означення 1. Мономодельною комплексною інтерпретацією даних ГДС будемо називати процес алгоритмічної побудови єдиної для заданого комплексу методів петрофізичної моделі досліджуваного геологічного об'єкта як результат розв'язання системи петрофізичних рівнянь (зведених до порівнянних форм за колекторськими характеристиками).

Означення 2. Інтегральною інтерпретацією будемо називати основу на розв'язанні ОЗ ГДС побудову петрофізичної моделі геологічного об'єкта у термінах параметрів одного (базового) геофізичного методу за сукупністю даних усього комплексу використаних методів (базового і додаткових).

Означення 3. Пасивна інтегральна інтерпретація полягає в побудові петрофізичної моделі геологічного об'єкта на підставі розв'язання ОЗ для базового геофізичного методу з використанням даних додаткових методів комплексу ГДС у вигляді проінтерпретованої інформації, яка править за початкову (фіксовану) модель досліджуваного об'єкта.

Означення 4. Активна інтегральна інтерпретація полягає в побудові петрофізичної моделі геологічного об'єкта на підставі одночасного розв'язання ОЗ для базового методу і для кожного з додаткових методів (з узгодженням моделей, які відповідають різним геофізичним полям, у процесі інтерпретації).

Традиційним моделям комплексної інтерпретації даних ГДС відповідає загальна постановка (1), (2) оберненої задачі з критерієм оптимальності

$$J(u - \tilde{u}) \Rightarrow \min, \quad (2a)$$

функціонал $J(u)$ якого набуває значення норми у метричному просторі векторів $u = (u_0, u_1, \dots, u_N)$. Тут u та \tilde{u} — обчислений для заданого вектора $\lambda = (\lambda_0, \lambda_1, \dots, \lambda_N)$, згідно з рівностями системи (1), та замірений у свердловині векторні геофізичні параметри відповідно.

За даними публікації [2], застосовувані у моделях інтегральної інтерпретації критерії оптимальності (2) для оберненої задачі (1), (2) мають такий вигляд:

а) для пасивної інтегральної інтерпретації —

$$J(\lambda_0 - \eta) \Rightarrow \min, \quad \eta = f(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N); \quad (2б)$$

б) для активної інтегральної інтерпретації —

$$J(\lambda_0, \eta) \Rightarrow \min, \quad \eta = \{\lambda_i, i = \overline{1, N}\}. \quad (2в)$$

Тут λ_0 — шукана модель досліджуваного об'єкта у термінах параметрів базового геофізичного методу; η — початкова модель об'єкта, яка визначається за даними кожного з додаткових методів ($i = \overline{1, N}$) комплексу ГДС із розв'язків відповідних ОЗ (ап'юріорних — для пасивної та одночасних з розв'язком λ_0 і динамічно змінюваних у процесі обчислень — для активної інтегральної інтерпретації) [2].

Традиційні моделі петрофізичних зв'язків. У практиці ГДС широке застосування знайшли моделі, що відображають статистичні багатовимірні зв'язки безпосередньо між нейтронною пористістю w і колекторськими властивостями порід. Прикладом подібної моделі може бути петрофізичне рівняння

$$w_{ск}k_{ск} + w_{гл}k_{гл} + (w_{г}k_{г} + w_{вн}k_{вн})k_{п} = w, \quad (3)$$

яке визначає інтерпретований геофізичний параметр w у вигляді адитивної функції від “парціальних нейтронних пористостей” (водневих індексів) усіх складових компонентів породи (Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, 1978). Тут $w_{\text{ск}}$, $w_{\text{гл}}$, $w_{\text{г}}$ й $w_{\text{вн}}$ — нейтронні пористості скелета (матриці) породи, глини, газу й рідинної фази (вода + нафта) відповідно; $k_{\text{ск}}$, $k_{\text{гл}}$ й $k_{\text{п}}$ — об’ємна частка матриці, глинистість й загальна пористість породи; $k_{\text{г}}$ й $k_{\text{вн}}$ — частки порового простору породи, що заповнені відповідно газом й рідинною фазою.

Величини $w_{\text{ск}}$, $w_{\text{гл}}$, $w_{\text{г}}$ й $w_{\text{вн}}$, по суті, є настроювальними коефіцієнтами петрофізичного рівняння (3) для методу 2ННК. Вони не визначаються безпосередньо з результатів вимірювань у свердловині, як і сам інтерпретаційний геофізичний параметр w . Практично в усіх традиційних моделях інтерпретації для обчислення позірної величини w і настроювальних коефіцієнтів використовують калібрувальні залежності, які одержано заздалегідь шляхом натурального або математичного моделювання [1, 4].

За результатами експериментальних досліджень (на зразках керна, в натурних моделях, опорних свердловинах), можна побудувати згадані залежності (палетки) лише для обмеженого числа вузлових значень нейтронної пористості та для ідеалізованої моделі породи-колектора, а також для деяких фіксованих умов спостережень. Ефективність такого підходу до створення моделей петрофізичних зв’язків залежить від кількості та якості доступної апріорної інформації. В умовах дефіциту інформації більш надійним є підхід, в якому калібрувальні палетки і коефіцієнти петрофізичних рівнянь визначаються засобами сучасних комп’ютерних технологій. Широке застосування у геофізичній практиці останніх десятиліть знайшли, зокрема, обчислені за методом Монте-Карло калібрувальні залежності 2ННК [4]. Вони зазвичай є взаємозв’язками між показаннями 2ННК і нейтронною пористістю ідеалізованої моделі колектора (матриця якого складається з кальциту) для деяких стандартних умов спостережень у свердловині. Спільно з обчисленою методом Монте-Карло системою поправок за відхилення від стандартних умов названі залежності дозволяють визначати і параметр w , і константи петрофізичного рівняння, які потрібні для реалізації як пасивної інтегральної, так і мономоделної комплексної інтерпретацій.

Дані залежності, однак, не завжди забезпечують визначення параметрів, необхідних, зокрема, для побудови високотехнологічних моделей активної інтегральної інтерпретації. Саме в цих моделях розв’язання ОЗ пов’язане з багаторазовим перебором віртуальних нейтронних параметрів, які можуть виходити за рамки прийнятих стандартних умов. До того ж чисто формальні моделі зв’язку нейтронної пористості з показаннями приладу, що представлені нелінійними апроксимаційними виразами [4, 5], не несуть будь-якого фізико-змістового навантаження. Тому вони (за означенням) застосовні лише до конкретних умов ГДС, для яких вони створені. Якщо деякі умови спостережень (параметри свердловини або приладу тощо) змінилися, то побудову петрофізичних моделей зазвичай доводиться виконувати заново.

Альтернативні моделі петрофізичних зв’язків. Один з найефективніших підходів до побудови моделей інтегральної інтерпретації полягає у використанні самих інтерпретованих даних безпосередньо для визначення петрофізичних зв’язків. Перевага такого підходу полягає в його універсальності та адаптованості до реальних умов спостережень у свердловинах.

Практична реалізація даного підходу потребує визначення конкретної фізичної величини як інтерпретаційного параметра моделі. Із результатів проведених досліджень [6, 7] переконуємося, що за інтерпретаційний параметр пропонуваної моделі доцільно вибрати

значення функціонала F , заданого на елементі спостережуваного поля $\varphi(z, \lambda)$ таким виразом:

$$F(\varphi(z, \lambda)) \equiv \ln \frac{\varphi(z - \Delta z/2)/\varphi(z + \Delta z/2)}{\Delta z}, \quad (4)$$

де φ — густина потоку нейтронів, Δz — різниця довжин зондів 2ННК. Тобто в даній роботі за інтерпретаційні параметри використовуватимемо обернені величини довжини релаксації нейтронного поля в нескінченному однорідному середовищі ($1/L_r$) та у реальній свердловинній геометрії ($1/l_r$) відповідно. Цей вибір обумовлюють такі міркування. Важливою умовою (що її повинні задовольняти сучасні моделі та алгоритми параметричної інтерпретації даних ГДС) є вимога слабкої чутливості інтерпретованих функціоналів до неконтрольованих перешкод, здатних спотворити результати. У двозондових модифікаціях нейтронного каротажу таку властивість має довжина релаксації потоку сповільнених нейтронів (надтеплових або теплових), яка практично не залежить від ексцентричного розташування приладу в свердловині, складу та мінералізації промивальної рідини тощо.

При достатньо великих значеннях z параметри $1/L_r$ й $1/l_r$ пов'язані між собою рівнянням лінійної регресії (з коефіцієнтами g й h) [6, 7]:

$$\frac{1}{l_r(z)} = h + \frac{g}{L_r(z)}. \quad (5)$$

Проведеними чисельними експериментами доведено, що лінійне зображення (5) використовується на всьому практично значущому інтервалі пористості пласта з достатньою для застосування в ядерній геофізиці точністю [6, 7]. При цьому вся інформація про свердловинну геометрію, як і про вимірювальну апаратуру та конкретні умови спостережень у свердловині повністю зосереджена в параметрах регресії g й h . Отже, настроювання петрофізичної моделі на реальні умови вимірювань полягає в обчисленні таких величин g й h , що відповідають конкретним характеристикам приладу та свердловин, результати досліджень у яких підлягають інтерпретації. У пропонованому алгоритмі величини g й h вираховуються методом найменших квадратів за достатньо представницькою вибіркою даних вимірювань.

Заключний етап побудови пропонованих петрофізичних моделей 2ННК полягає у визначенні явного вигляду залежності $1/L_r$ від $\lambda(w)$ для найбільш простої геометричної моделі пласта — нескінченного однорідного середовища. Для останнього отримано аналітичні розв'язки $\varphi_0(z, \lambda)$ прямої задачі, що забезпечують потрібну точність і адекватність описання шуканої залежності $1/L_r(\lambda)$ [8–11]. Знайдені моделі петрофізичних (детермінованих) зв'язків між $1/L_r$ й $\lambda(w)$ за таких умов залишаються незмінними, незалежно від конкретних характеристик приладу та свердловини. А методи математичної статистики використовуються лише для встановлення фізично зумовленого зв'язку (5) між даними спостережень у свердловині $1/l_r$ та відповідними значеннями інтерпретованих функціоналів $1/L_r$, обчислених на елементах φ_0 . Зокрема, для вивчення цього зв'язку можна застосувати регресійний аналіз до результатів натурного або чисельного моделювання, що імітують реальні показання приладу у свердловинах.

Таким чином, у пропонованій моделі замість традиційних петрофізичних рівнянь типу (3) використано альтернативне рівняння (5), у правій частині якого враховано петрофізичні зв'язки між λ і w , що отримані з розв'язків прямої задачі. Рис. 1

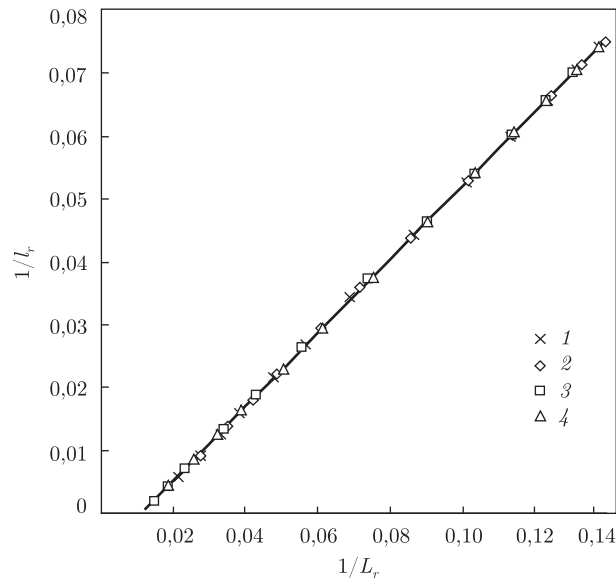


Рис. 1. Лінія регресії для 2ННК.

Умовні позначення: 1 — вапняк; 2 — доломіт; 3 — піщаник; 4 — ангідрит; суцільна лінія — обробовано за даними [4]

ілюструє лінію регресії, яка характеризує залежність прогнозованих значень відклику $1/l_r$ від регресора $1/L_r$ (для приладу СРК з Рu — Ве джерелом у свердловині діаметром 20 см [4]). Зіставлення результатів регресійного аналізу з даними чисельного (Монте-Карло) моделювання [4] свідчить про те, що запропоновані альтернативні моделі забезпечують адекватне описання петрофізичних зв'язків у інтерпретаційних задачах 2ННК. Викладені тут методологічні засади побудови петрофізичних рівнянь можна використовувати для розробки нових інтерпретаційних моделей двозондових модифікацій ННК.

1. *Элланский М. М., Енижеев Б. Н.* Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. — Москва: Недра, 1991. — 261 с.
2. *Петровский А. П.* Математическая модель интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных // Геофиз. журн. — 2005. — **27**, № 5. — С. 901–905.
3. *Кобрунов А. И., Петровский А. П., Даниленко А. Н. и др.* Теория и методы количественной комплексной интерпретации геофизических данных // Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических промысловых и поисково-разведочных работ в республике Коми. — Ухта: КРО РАЕН, 2001. — 372 с.
4. *Хаматдинов Р. Т., Енижеева Ф. К., Велижанин В. А. и др.* Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. — Калинин, НПО Союзпромгеофизика, 1989. — 82 с.
5. *Tittle C. W.* Porosity: An improved porosity code for the CNL for desk-top computers // Nucl. Geophys. — 1990. — **4**, No 2. — P. 193–203.
6. *Козачок І. А.* Математичне моделювання у задачах двозондового нейтрон-нейтронного каротажу // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. — Київ: Карбон-ЛТД, 2001. — С. 130–135.
7. *Козачок І. А.* Построение модели петрофизических связей для двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа // Наук. вісн. Нац. гірнич. академії України. — 2001. — № 4. — С. 110–112.
8. *Кожжевников Д. А.* Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. — Москва: Недра, 1982. — 220 с.
9. *Козачок І. А.* Возраст нейтронов в проблеме количественной интерпретации данных геофизической нейтронметрии // Геофиз. журн. — 1982. — **4**, № 5. — С. 3–16.

10. *Козачок И. А.* Решение прямой задачи многозондового нейтронного каротажа на основе P_2 -приближения // Там же. – 1988. – **10**, № 2. – С. 52–63.
11. *Kozhevnikov D. A., Kozachok I. A., Kulik V. V., Yakovlev Yu. V.* Neutron petrophysics: an analytical approach // Nucl. Geophys. – 1992. – **6**, No 1. – P. 21–39.

*Институт геофізики ім. С. І. Субботіна
НАН України, Київ*

Надійшло до редакції 24.04.2008

I. A. Kozachok

Models of petrophysical relations in inverse problems of dual-spaced neutron logging

The models of multidimensional petrophysical relations are suggested and investigated. These models are required for the mathematical statement and solution of inverse problems for the dual-spaced neutron logging.