

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ВОДОНАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД МЕТОДАМИ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ

¹Р. І. Нагорняк, ²В. А. Старостін

¹НДПІ ПАТ “Укрнафта”; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2, тел. (03422) 46011, e-mail: prpt@ndpi.ukrnapfta.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123, e-mail: geophys@nuing.edu.ua

Більшість розвіданих родовищ нафти і газу на Україні перебувають на середній та пізній стадіях розроблення. Такий стан родовищ нафти і газу вимагає постійного моніторингу геофізичними методами дослідження свердловин. Основним досліджуваним параметром геофізичними методами контролю за розробкою нафтогазових родовищ є коефіцієнт поточного нафтогазонасичення. Одним із таких ефективних методів з визначення поточного нафтогазонасичення є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. На достовірність визначення поточного насичення впливають такі чинники, як концентрація вмісту хлору в пластовій воді, об'єм порового простору, параметри свердловинних умов, мінеральний склад скелету колекторів та інші. Найбільш суттєво впливає невизначеність мінерального складу скелету порід складної будови, коефіцієнт пористості, товщина металевої колони і цементного кільця.

З метою зменшення похибки оцінки поточного насичення продуктивних відкладів авторами роботи пропонується будувати просторові схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для відкладів конкретного родовища, де нема інформації з оцінки мінерального складу скелету.

Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті необхідно використати результати виміру часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем проти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і виміряного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь обводнення.

Для дослідження продуктивних порід складної будови у роботі пропонується новий підхід, у якому при визначенні обводнення проводиться корекція об'єму порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Ключові слова: обводнення, пласт-колектор, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, насичення, час життя теплових нейтронів, скелет породи.

Большинство разведанных месторождений нефти и газа на Украине находятся на средней и поздней стадиях разрабатывания. Такое состояние месторождений нефти и газа требует постоянного мониторинга геофизическими методами исследования скважин. Основным исследуемым параметром геофизическими методами контроля за разработкой нефтегазовых месторождений является коэффициент текущего нефтегазонасыщения. Одним из таких эффективных методов по определению текущего нефтегазонасыщения есть импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. На достоверность определения текущего насыщения влияют такие факторы, как концентрация содержания хлора в пластовой воде, объем порового пространства, параметры скважинных условий, минеральный состав скелета коллекторов и другие. Наиболее существенно влияет неопределенность минерального состава скелета пород сложного строения, коэффициент пористости, толщина металлической колонны и цементного кольца.

С целью уменьшения погрешности оценки текущего насыщения производительных отложений, авторами работы, предлагается строить пространственные схемы распределения нейтронных параметров в скелете породы для отложений конкретного месторождения, где нет информации по характеристике минерального состава скелета.

Для определения степени обводнения залежей в плоскостном варианте необходимо использовать результаты измерения времени жизни тепловых нейтронов импульсным нейтронным каротажем против исследуемого производительного интервала. Разница критического и измеренного времени жизни тепловых нейтронов производительного пласта в конкретной скважине указывает на степень обводнения.

Для исследования производительных пород сложного строения в работе предлагается новый подход, в котором при определении обводнения проводится коррекция объема порового пространства по данным метода нейтронного гамма-каротажа.

Ключевые слова: обводнение, пласт-коллектор, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, насыщение, время жизни тепловых нейтронов, скелет породы.

Most of proven oil and gas fields in Ukraine are in the middle and late stages of development. Such a state of the oil and gas fields requires constant monitoring with the help of geophysical methods. The main parameter investigated by the geophysical methods of oil-and-gas-field development control is the coefficient of current oil and gas saturation. Pulsed neutron-neutron logging is one of such effective methods for current oil and gas saturation determination. The current saturation determination reliability is influenced by such factors as the chlorine concentration in reservoir water, pore space volume, parameters of the borehole conditions, reservoir matrix mineral composition etc. The most significant impact is exerted by mineral composition uncertainty of the complex structure rocks matrix, porosity coefficient, thickness of the metal column and cement sheath.

In order to reduce estimation errors of current saturation in productive deposits, the authors of this work suggest building of spatial schemes of neutron parameters distribution in the rock matrix for specific field deposits where there is no information on estimation of the matrix mineral composition.

It is necessary to use the results of measurements of the lifetime of thermal neutrons by pulsed neutron logging opposite the productive interval that is studied to determine the extent of water flooding of the deposits in plane version. The difference between the critical and measured lifetime of the productive formation thermal neutrons in a particular well indicates the extent of water flooding.

To study the complex structure productive rocks, it is suggested to utilize the new approach, which presupposes conduction of the pore space volume correction according to the induced gamma-ray logging data when determining water flooding.

Key words: water flooding, reservoir, pulsed neutron-neutron logging, saturation, lifetime of thermal neutrons, rock matrix

Актуальність. Використання водонапірного режиму розробки родовища обумовлює обводнення видобувних нафтових свердловин, яке відбувається за рахунок динаміки водонафтового контакту у внутрішню частину покладу, яка на початку розробки була нафтонасиченою. Такий характер обводнення є природним, але спостерігається неконтрольований прорив води у експлуатаційні свердловини. Крім цього, обводнення свердловин може відбутися водами різної мінералізації інших водоносних пластів через наявність негерметичності обсадних колон експлуатаційних свердловини.

У загальному причини обводнювання свердловин можна визначити наступним чином: надходженням нагнітальної і контурної води в продуктивні нафтові пласти; зміною положення водонафтового контакту; утворенням конуса розподілу міжфлюїдного контакту у експлуатаційній свердловині; зміною поточного коефіцієнта нафтонасиченості [1, 2, 3].

Оцінка характеру обводнення нафтогазових пластів є головною задачею контролю за вилученням вуглеводнів з продуктивних відкладів. Особлива увага приділяється контролю процесу обводнення у разі використання методики підтримки пластового тиску з метою збільшення вилучення вуглеводнів із продуктивних товщ. Відсутність контролю динаміки обводнення продуктивних інтервалів експлуатаційних свердловин обумовлює зниження ефективності видобування нафти. Розв'язок такої задачі на основі тільки промислової інформації неможливе, що пов'язано з неоднорідністю геолого-фізичних характеристик нафтогазонасичених покладів. Для контролю змін параметрів розробки використовуються геофізичні методи.

Аналізування процесу обводнення продуктивних пластів на різних етапах розробки нафтових родовищ, за інформацією геофізичних досліджень свердловин, дає змогу оптимізувати систему розробки родовищ і прогнозувати ефективність вилучення вуглеводнів, що і обумовлює актуальність задачі оцінки ступеня обводнення методами геофізичних досліджень.

Мета досліджень. Імпульсний нейтронний каротаж є головним з геофізичних методів для визначені співвідношення води і нафти у поровому просторі продуктивних порід при розробці нафтових родовищ. Можливість визначення ступеня обводнення продуктивних пластів та положень міжфлюїдних контактів обумовлю-

ється різницею нейтронних характеристик флюїдів, що насичують колектор, тобто нафта і мінералізована вода.

На достовірність визначення характеру насичення впливає багато чинників, які можуть знівелювати аномальний ефект між нейтронними властивостями вуглеводнів і пластової води. До таких чинників відноситься концентрація вмісту хлору в пластовій воді, об'єм порового простору, параметри свердловинних умов, мінеральний склад скелету колекторів та інші. Найбільш суттєво впливає невизначеність мінерального складу скелету порід складної будови, коефіцієнт пористості, товщина металевої колони і цементного кільця. Вплив таких чинників визначає похибку оцінки поточного коефіцієнта насиченості та положення міжфлюїдних контактів.

Існуючі методичні технології визначення характеру насичення у цих умовах не завжди задовольняють вимогам точності геологічних параметрів, які використовуються для розв'язання геологічних задач. Моделювання нейтронних характеристик продуктивних пластів та технологічних особливостей проведення геофізичних досліджень дозволить визначитися з граничними умовами використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення характеру обводнення. Моделювання нейтронних характеристик нами проведено на прикладі Північно-Долинського родовища.

Задача удосконалення методики інтерпретації геофізичної інформації при дослідженні характеру обводнення продуктивних відкладів зі складною внутрішньою будовою колекторів щільно пов'язана з петрофізичним моделюванням. Визначення параметрів, що описують геологічний об'єкт, на основі інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з високим ступенем достовірності обумовлює необхідність використання петрофізичних моделей, які дозволяють враховувати індивідуальні особливості будови нафтогазових покладів.

Петрофізичне моделювання, як відомо, є основою геофізичної інтерпретації і тому дуже багато наукових і прикладних досліджень присвячено створенню структури і параметричних характеристик моделей [4, 5, 6, 7].

Формалізація процесу проведення моделювання дозволяє чітко визначати можливості отримання параметричного опису геологічного об'єкта на основі існуючої виміральної інформації і спрямовувати процес моделювання на вирішення поставленої задачі. Характерис-

тика фізичного поля, яке вимірюється геофізичним методом і опис параметрів геологічної моделі дозволяють обрати відповідний алгоритм моделювання.

Залежно від фізичної основи поля параметри моделі колектора по різному описують літологічні властивості, характеристики утворення гірських порід, співвідношення структурно-літологічних факторів і факторів, пов'язаних з технологією вимірів і системою спостережень вимірювання фізичних параметрів. Складний характер відображення параметрів геологічної моделі у фізичному полі утворює різні форми моделювання петрофізичних властивостей порід.

Дослідження. У роботі проведено моделювання нейтронних характеристик порід-колекторів нафтових родовищ Карпатського регіону для теригенного комплексу мономіктового і полімінерального складу скелету породи. Головною особливістю нейтронної моделі є те, що вибрані нейтронні параметри для опису моделі визначаються імпульсним нейтронним каротажем у свердловинних умовах, а саме: імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем за тепловими нейтронами (ІННК-Т).

З достатньою для практики точністю, дослідження нейтронних властивостей гірських порід можна описати такими інтегральними параметрами, як час сповільнення швидких нейтронів τ_s , довжина сповільнення L_s , довжина термалізації L_{th} , довжина дифузії теплових нейтронів L_0 , час життя теплових нейтронів τ_n і коефіцієнт дифузії D [8, 9].

Дослідження просторово-часового розподілу теплових нейтронів і коефіцієнта дифузії можна проводити методами імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. Параметри, які характеризують нейтронів властивості гірських порід є функцією багатьох складових: концентрація водню у поровому просторі породи, мінеральний склад скелету, особливо у породах з полімінеральним складом, густина гірської породи, характер флюїдонасичення, вміст хлору у водах, що насичує породу-колектор, колекторські властивості.

Для розв'язання геологічних задач методами нейтронного каротажу, необхідно спрогнозувати розподіл цих параметрів, тобто побудувати модель і проаналізувати розбіжності (похибку), які виникають при вимірах у свердловинних умовах і модельних побудовах.

Проводячи розрахунки нейтронних характеристик, нами враховуються можливі варіації хімічного складу скелету породи. Гірська порода, як правило, представляє багатокомпонентне хімічне середовище. У породоутворюючі мінерали іноді входять мікродомішки, які можуть обумовити аномальні нейтронні властивості породи.

У практиці аналізування геофізичних досліджень для опису нейтронних властивостей частіше використовується параметри часу життя теплових нейтронів τ_n . Для розрахунку часу

життя теплових нейтронів нами використано наступну формулу [8]:

$$\tau_n = \left(v \sum_{i=1}^m N_i \sigma_{ai} \right)^{-1}; \quad (1)$$

де $v = 2,2 \cdot 10^5 \sqrt{\frac{t^0 + 273}{293}}$ см/с, – швидкість руху теплових нейтронів (швидкість дорівнює $2,2 \cdot 10^5$ см/с при $t^0 = 20^\circ\text{C}$), t^0 – температура $^\circ\text{C}$;

σ_{ai} – перетин поглинання теплових нейтронів ядрами i -го елемента, см²;

σ_{si} – перетин розсіювання теплових нейтронів ядрами i -го елемента, см²;

$N_i = \frac{A \rho n_i}{M}$ – кількість ядер i -го елемента в 1 см³ сполуки;

A – число Авогадро, дорівнює величині $6,026 \cdot 10^{23}$ молекул в речовині масою 1г·моль;

ρ – густина речовини, кг/м³;

n_i – кількість атомів i -го елемента в молекулі сполуки;

M – молекулярна маса.

Розрахунки часу життя теплових нейтронів для основних породоутворюючих мінералів проводились за інформацією про перетин взаємодії окремих хімічних елементів [10]. Основні породоутворюючі елементи O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg, H, C за перетином поглинання теплових нейтронів характеризуються невеликими (від десятих долей до одиниць Барн) значеннями. За винятком аномально низьких значень для водню та кисню. З низки хімічних елементів виділяються калій і залізо з підвищеним перетином поглинання (2,07-2,62 Барн). У гірських породах присутні в невеликій кількості елементи з аномально великими значеннями перетину поглинання (перевищуючими на дватри порядки) – це бор, кадмій, іридій, хлор, гадоліній, індій, які, не дивлячись на незначний вміст в осадових породах суттєво впливають на значення часу життя теплових нейтронів у породі.

Гірська порода розглядається як багатокомпонентне середовище. Основні компоненти осадової гірської породи – мінеральний скелет, вода, нафта і газ у поровому просторі представляються адитивною моделлю. Під час розрахунку нейтронних параметрів багатокомпонентного середовища спочатку визначали значення нейтронних параметрів кожної із компонент, а потім нейтронні характеристики породи загалом за наступною формулою

$$\tau_n = \left(\sum_{i=1}^m \frac{q_i}{\tau_i} \right)^{-1}; \quad (2)$$

де q_1, q_2, \dots, q_m – відносний об'ємний вміст компонент;

$\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m$ – значення середнього часу життя теплових нейтронів в окремих компонентах (мінералах) породи, мкс.

Значення параметрів нейтронних характеристик основних мінералів, які виповнюють породи-колектори нафтогазових родовищ України визначено за результатами опису шліфів з мінерального складу та інформацією, отриманою з наукових робіт Кожевникова Д.А. та ін. [10, 11].

Проведений нами аналіз опису шліфів гірських порід із зразків керну Північно-Долинського, Долинського, Пасічниського та ін. родовищ дає узагальнену характеристику мінерального складу скелету та цементу породи. Промислові поклади нафти і газу даних родовищ приурочені до середньо- і нижньоменлітових відкладів олігоцену і до бистрицьких, вигодських і деякою мірою манявських відкладів еоцену. Дані відклади представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами, гравелітами та конгломератами.

Алевроліти бувають від світло-сірих до темно-сірих, іноді зеленувато-сірі, різнозернисті з перевагою крупних зерен, піщанисті, вапняковисті, кварцові, пористі, зустрічаються пропластки гравеліту, щільні, міцні, слабослюдисті, слабо або зовсім не реагує з HCl, часто зустрічаються макротріщини, заповнені кальцитом. Уламковий матеріал алевролітів розподіляється нерівномірно по крупності і представлений кутастими зернами кварцу алевритової розмірності. Крім цього, в породі зустрічаються зерна піриту і лейкоксену. Цемент переважно поровий, пори виповнені глинистим матеріалом, глауконітом, тонкозернистим карбонатом та тонко дисперсною кременистою речовиною. Структура алевритова, різнозерниста, текстура безладна, інколи тонкошарувата.

Аргіліти зеленувато-сірі, чорні, іноді вишнево-коричнуваті, слабокарбонатні, шаруваті, слабо слюдисті, невапняковисті, окремнілі, міцні, щільні, місцями рихлі, часто з чіткими дзеркалами ковзання, неоднорідні, з HCl не реагують. В шліфі порода складена нечітко орієнтованим тонкошаруватим глинистим матеріалом з домішками тонко дисперсної кременистої речовини і з незначними домішками карбонату. Уламкові домішки представлені дрібноалевритовими зернами кварцу і розподіляються нерівномірно, спостерігаються зерна кварцу. Крім цього, в породі зустрічаються прожилки карбонату і пелітоморфної глинистої речовини, поодинокі мікрозерна піриту і лейкоксену. Структура – алевропелітова, текстура безладна.

Гравеліт світло-сірий, сірувато-бурий, мілко-, середньозернистий з включеннями чорних і сіро-зелених аргілітів, поліміктовий, низькокарбонатний вапняковий, місцями переходить в конгломерат. В шліфі спостерігаються напівокатані уламки кварцитів, кварц-хлоритосерицитових філітів, згустки вапняків і метаморфізованих кварцевих алевролітів. Зустрічається крупний карбонатний органогенний детрит. Цемент порового типу, представлений глинисто-карбонатним матеріалом. Структура гравійна, різнозерниста, текстура безладна.

Для вивчення впливу мінерального складу породи на нейтронні параметри в моделі при-

ймалась реальна варіація мінерального складу скелету і цементу. Кількісну характеристику вмісту мінералів охарактеризована незначною варіацією у межах середніх значень, які відповідають досліджуваному розрізу. Це дало змогу чітко відобразити вплив мінерального складу породи на час життя теплових нейтронів.

Виконані нами розрахунки свідчать, що діапазон зміни величини часу життя $\tau_{ск}$ теплових нейтронів знаходиться в межах 960–1040 мкс. Для порід мономінерального складу скелету (з вмістом кварцу в межах 85–90 % у скелеті) значення $\tau_{ск}$ характеризується у межах 1000–1040 мкс, а для пісковиків з полімінеральним складом скелету 960–1016 мкс.

Зміна часу життя теплових нейтронів для мономіктових порід пов'язана із зменшенням частки мінералу кварцу у скелеті і заміщенням глиною та кальцитом. Полімінеральний склад скелету породи для поліміктових порід, який складається з мінералів глауконіту, мусковіту, польових шпатів, піриту, лейкоксену і кремнію обумовлює аномальний вплив на час життя теплових нейтронів у скелеті ($\tau_{ск}$). Аналіз мінерального і хімічного складу скелету показав, що основними аномально утворюючими хімічними елементами нейтронних властивостей є мусковіт, пірит і лейкоксен.

При дослідженні порід, скелет яких в основному представлений кварцем, зміна нейтронних характеристик буде обумовлена мінеральним складом цементної компоненти. Тобто зміна часу життя теплових нейтронів залежить від кількості глинистої фракції і її мінерального складу. Як правило, для одного родовища Карпатського регіону тип глинистого цементу однорідний (Північно-Долинське, Долинське, Пасічниське родовища). Це дає можливість для розрахунку часу життя теплових нейтронів у скелеті, використовуючи наступну формулу:

$$\tau_{ск}^{-1} = \lambda_{ск} = \frac{\lambda_{кв}(1 - K_n - K_{зл}) + \lambda_{зл}K_{зл}}{1 - K_n}, \quad (3)$$

де $\lambda_{кв}$ – декремент затухання теплових нейтронів для мінералу кварц;

$\lambda_{зл}$ – декремент затухання теплових нейтронів для глинистих мінералів.

Використовуючи значення часу життя теплових нейтронів для стратиграфічних горизонтів і продуктивних комплексів для конкретного родовища, будується схема розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи. Особливістю побудови схеми є проведення інтерполяції значень $\tau_{ск}$ на основі використання інформації з характеристики умов накопичення осадів, тобто враховані особливості літологічних змін у межах родовища.

За результатами опису шліфів з мінерального складу скелету породи по свердловинах проведено розрахунки часу життя теплових нейтронів у скелеті породи. Для прикладу нами побудована схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи для Північно-Долинського родовища (рис. 1). Розподіл у площинному варіанті величини $\tau_{ск}$ вказує на зміни значень часу життя теплових нейтронів.

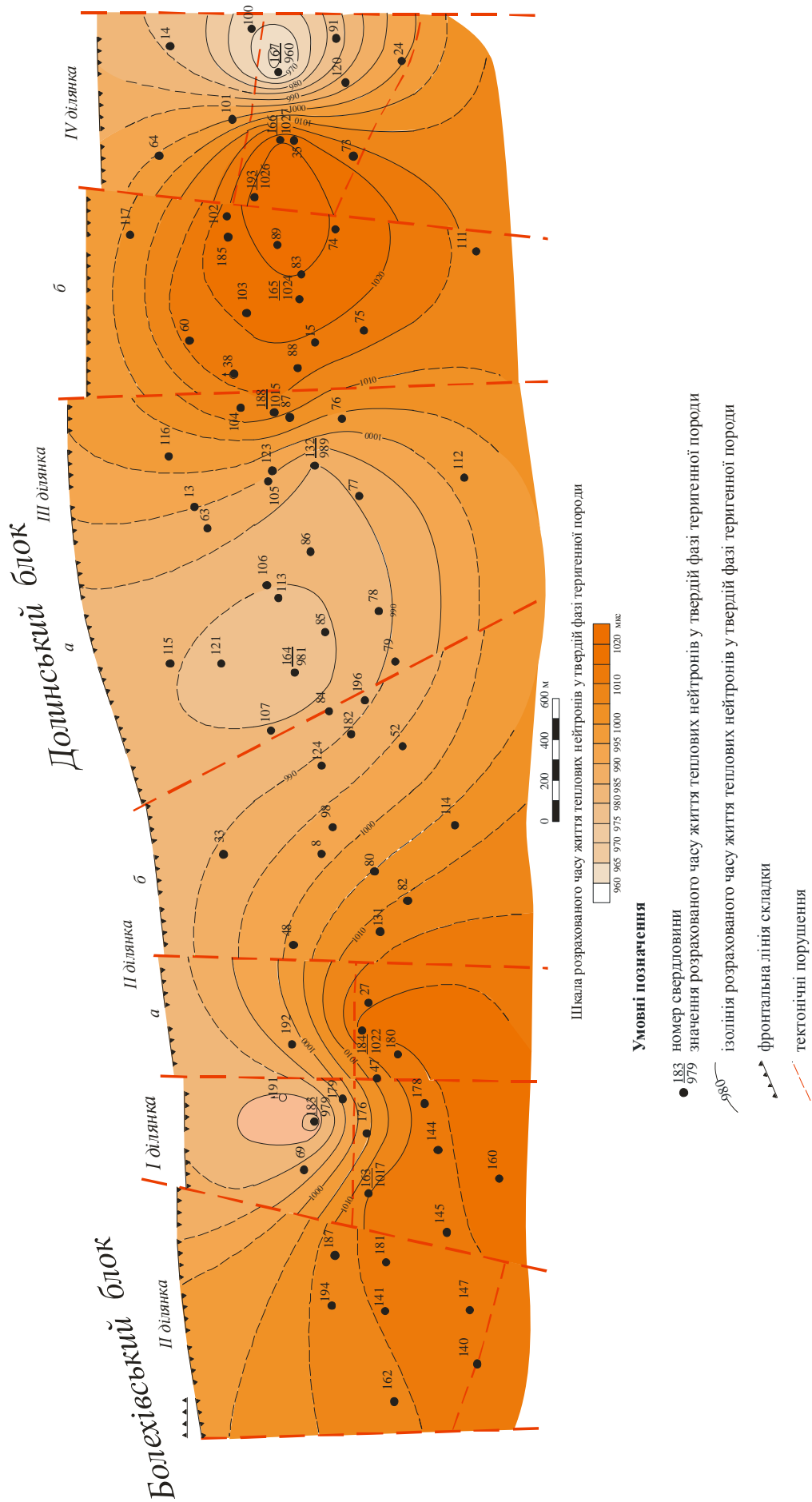


Рисунок 1 – Схема розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі продуктивних вигодських відкладів Північно-Долінського родовища

Загальний діапазон зміни параметру $\tau_{ск}$ має не значну диференціацію, проте схему можливо використовувати для розрахунку коефіцієнта насичення.

Використання розрахунків нейтронних характеристик скелету породи та побудова просторової схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для конкретного родовища, де нема інформації з оцінки мінерального складу скелету, дозволяє використовувати розраховані значення $\tau_{ск}$ для визначення поточного коефіцієнта насичення продуктивних колекторів, що значно підвищує достовірність результатів інтерпретації.

Крім впливу неоднорідності нейтронної характеристики скелету породи для визначення характеру насичення порід необхідно дослідити модель зв'язку об'єму порового простору і нейтронних параметрів. Модель зміни часу життя теплових нейтронів для породи-колектора насиченого флюїдом представляється як багатокомпонентне середовище. Для багатокомпонентного середовища, окремі фази якого просторово відокремлені, можна записати адитивною моделлю [8]:

$$\tau_n^{-1} = \lambda = \sum_{i=1}^N (\lambda_i \cdot V_i), \quad (4)$$

де λ_i – декремент затухання в i -ій складовій;
 V_i – об'єм окремої складової в одиниці об'єму породи.

Модель зв'язку декременту затухання теплових нейтронів з коефіцієнтом поточного нафтонасичення представляється наступним рівнянням:

$$\lambda_n = \lambda_{ск}((1 - K_n) - K_{зл}) + \lambda_{зл}K_{зл} + \lambda_g K_n K_g + \lambda_n K_n K_n, \quad (5)$$

де $\lambda_n, \lambda_{ск}, \lambda_{зл}, \lambda_g, \lambda_n$ – декремент затухання теплових нейтронів відповідно у пласті, мінеральному скелеті, глинистому цементі, воді і нафті, які заповнюють поровий простір.

Проведеними нами дослідженнями встановлено, що час життя теплових нейтронів, для нафтонасиченої породи з коефіцієнтом пористості $K_n=28,5\%$, набагато менший, ніж для породи з $K_n=11\%$. Об'єм порового простору суттєво впливає на параметри залежності $\tau_{не} = f(K_n)$. Це вказує на те, що при визначенні поточного коефіцієнта насичення необхідно додатково досліджувати достовірність визначення коефіцієнта пористості геофізичними методами. Тому нами, у даній роботі, запропоновано враховувати пористість для визначення залишкового нафтонасичення порід-колекторів шляхом використання методу нейтрон-нейтронного каротажу.

Достовірність використання методу імпульсного нейтронного каротажу залежить від співвідношення нейтронних параметрів пласта і речовини, що заповнює свердловину, а також від геометричної будови свердловини, вимірювального приладу і часу затримки після припинення опромінення породи швидкими нейтронами. Необхідно зауважити, що значення параметрів t_1, t_2 вибираються такими, щоби викону-

валась умова $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$, де t_{ac} – час, при якому щільність теплових нейтронів у свердловині залежить від притоку нейтронів з пласта. Розподіл теплових нейтронів у часі $n_n(z,t) = n_n(z,t) / [I + S(z,t)]$ залежить від впливу свердловинних умов (функція впливу свердловинних умов $S(z,t)$) і при виконанні умови $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$ функція $S(z,t)$ спрямована до нуля.

Сучасна апаратура нейтронного каротажу (ІГН-9, АІНК-43) дозволяє з достатньою точністю визначати нейтронні параметри продуктивних пластів, що обумовлено: присутністю моніторингового каналу швидких нейтронів для контролю стабільності виходу потоку нейтронів і можливість проведення калібрувальних процедур на макетах [9]. Контроль стабільності роботи приладу є головним чинником точності визначення нейтронних параметрів, але вплив свердловинних умов і неоднорідності нейтронних властивостей скелету порід можуть спотворювати результати кількісної інтерпретації методу імпульсного нейтронного каротажу.

Для визначення K_n за результатами вимірів методом імпульсного нейтронного каротажу використаємо формулу:

$$K_n = \frac{\lambda_{nn} - (\lambda_{ск}(1 - K_n) + K_n(\lambda_g K_{гз}))}{\lambda_n K_n}. \quad (6)$$

Для розрахунку K_n за формулою (6) необхідно визначити п'ять параметрів – $\lambda_{nn} = 1/\tau_n, \lambda_{ск} = 1/\tau_{ск}, \lambda_g = 1/\tau_g, \lambda_n = 1/\tau_n$ і K_n . Значення часу життя теплових нейтронів τ_n і τ_g розраховується за результатами аналізу хімічного складу нафти і пластової води з достатньо високою точністю. Значення коефіцієнта пористості потребує незалежної кількісної оцінки. Незначна похибка у визначенні K_n може призвести до значної похибки визначення K_n . Моделювання нейтронної характеристики порід підтверджує можливість виникнення суттєвих похибок.

За результатами аналізу моделі нейтронних властивостей (6) порід-колекторів встановлено, що вплив $\tau_{ск}$ на величину K_n є суттєвий і для врахування впливу неоднорідності нейтронної характеристики скелету нами побудовано схему розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи за результатами мінералогічного аналізу ядерного матеріалу. Слід підкреслити необхідність побудови моделі пов'язано із недостатньою кількістю ядерного матеріалу, який використовувався для визначення мінерального складу скелету породи. Розподіл величини $\tau_{ск}$ побудовано у просторовому варіанті (рис. 1).

Значення поточного коефіцієнта насичення при експлуатації нафтових родовищ є одним з основних параметрів, який дозволяє спостерігати за ефективністю вилучення нафти. З цією метою для визначення поточної нафтонасиченості запропоновано методологічний підхід контролю поточного насичення.

Зміна насиченості продуктивних пластів встановлюється як різниця початкової та поточної насиченості. Досліджуючи нафтові родо-

вища, встановлено, що на початковій стадії об'єм проведення вимірів імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем є недостатнім і контроль можна буде провести тільки у свердловинах, які охоплені вимірами імпульсного каротажу. Така ситуація суттєво знижує ефективність контролю насиченості. Для розширення площі контролю обводнення продуктивних пластів нами розроблено схему розподілу, розраховану за формулою (6), часу життя теплових нейтронів на початковій стадії розробки (рис. 2). Схема будувалась за умов критичного насичення пластів і коефіцієнта пористості, які отримані за результатами геофізичних досліджень свердловин і входять у підрахунок запасів родовища. Для розрахунку τ_{nn} значення часу життя теплових нейтронів у скелеті породи отримано із схеми розподілу $\tau_{ск}$. Достовірність побудови схеми розподілу часу життя теплових нейтронів, при граничній насиченості, перевірялась шляхом порівняння результатів визначення часу життя теплових нейтронів продуктивних пластів методом ІННКт із розрахованими значеннями за умови критичного насичення пластів. Графік порівняння наведено на рис. 3, з якого видно достатньо високу щільність виміряних і розрахованих значень τ_{nn} .

Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті необхідно використати результати виміру часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем проти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і виміряного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь обводнення. Величину ступеня обводнення (ξ) пропонується визначати за наступною формулою:

$$\xi = \frac{\tau_{nn}^{kp} - \tau_{nn}^{вум}}{\tau_{nn}^{kp} - \tau_{пв}^{вум}}, \quad (7)$$

де τ_{nn}^{kp} – час життя теплових нейтронів гранично насиченого продуктивного пласта;

$\tau_{nn}^{вум}$ – час життя теплових нейтронів поточно насиченого продуктивного пласта;

$\tau_{пв}^{вум}$ – час життя теплових нейтронів водонасиченого пласта.

Величина ступеня обводнення змінюється від нуля до одиниці ($0 < \xi < 1$). Значення одиниці вказує на повністю обводнений продуктивний пласт, а менше одиниці – на ступінь обводнення.

Запропонований методичний підхід з використання просторових схем розподілу $\tau_{ск}$ та τ_{nn}^{kp} підвищує достовірність визначення поточного коефіцієнта нафтонасичення та дозволяє визначати ступінь обводнення продуктивних пластів. Для дослідження продуктивних порід складної будови нами пропонується інший підхід, у якому при визначенні обводнення проводиться корекція об'єму порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Розглянемо це питання. Нейтронні властивості продуктивних порід складаються із стати-

чних і динамічних компонентів. Статичні компоненти (мінеральний склад), які впливають на нейтронну характеристику скелету породи та об'єм порового простору, що не змінюється у часі. Динамічні параметри, які змінюють час життя теплових нейтронів у породі відносяться до коефіцієнтів нафто- і водонасиченості. Крім цього, на динамічні параметри нейтронного поля у процесі вимірювання впливають свердловинні умови.

Значна увага приділяється достовірності розрахунків K_n , який значною мірою залежить від точності визначення нейтронних параметрів і коефіцієнта пористості комплексом геофізичних методів. Точність визначення декременту затухання теплових нейтронів повинна задовольняти 2,5 – 3%. Основний чинник, який впливає на точність є характеристики свердловинних умов (нейтронних властивостей свердловинного простору).

Дослідження закономірностей розповсюдження полів нейтронів (n_{nn} , n_t) у однорідному середовищі не завжди дають змогу використати їх для практичного визначення кількісних характеристик результатів свердловинних досліджень. Рідина, яка заповнює свердловину призводить до зміни розподілу нейтронів. Свердловинний прилад розташований у рідині, нейтронні властивості якої відрізняються від властивостей порід. Крім цього, в обсаджених свердловинах між приладом і гірськими породами розташовується металева колона з цементним кільцем [8].

Припустимо, що породи характеризуються нейтронною однорідністю і рідина, яка заповнює свердловину також однорідна, але з іншими властивостями. Тобто більшим вмістом водню. Швидкі нейтрони інтенсивно сповільнюються у свердловині в порівнянні з пластом. Початкова щільність теплових нейтронів у свердловині більша ніж у пласті, тому потік нейтронів спрямований з свердловини у пласт. Такій розподіл нейтронів створює основну перешкоду реєстрації щільності теплових нейтронів, які надходять з пласта. Із збільшенням часу щільність нейтронів в свердловині зменшується у порівнянні з пластом. Починає змінюватися напрямок потоку нейтронів, тобто з пласта у свердловину, де розташовано давач теплових нейтронів. Таким чином, на достатньо великому часі затримок (1000-1500 мкс) щільність теплових нейтронів залежить від властивостей пласта.

Для нафтових обсаджених і необсаджених свердловин в основному зберігається співвідношення величин часу життя теплових нейтронів $\tau_1 < \tau_2$ ($\tau_1 \leq 170-190$ мкс, $\tau_2 \geq 250$ мкс). Із зростанням часу затримки t щільність нейтронів в свердловині стає меншою і дифузійний потік нейтронів спрямовується з пласта у свердловину. За умов виконання $t > t_{ac}$ щільність нейтронів буде залежати від нейтронних властивостей пласта і досягає моменту, коли щільність теплових нейтронів у свердловині і пласті однакова. Асимптотичний час (t_{ac}) – це час з якого починається перевага надходження нейтронів з

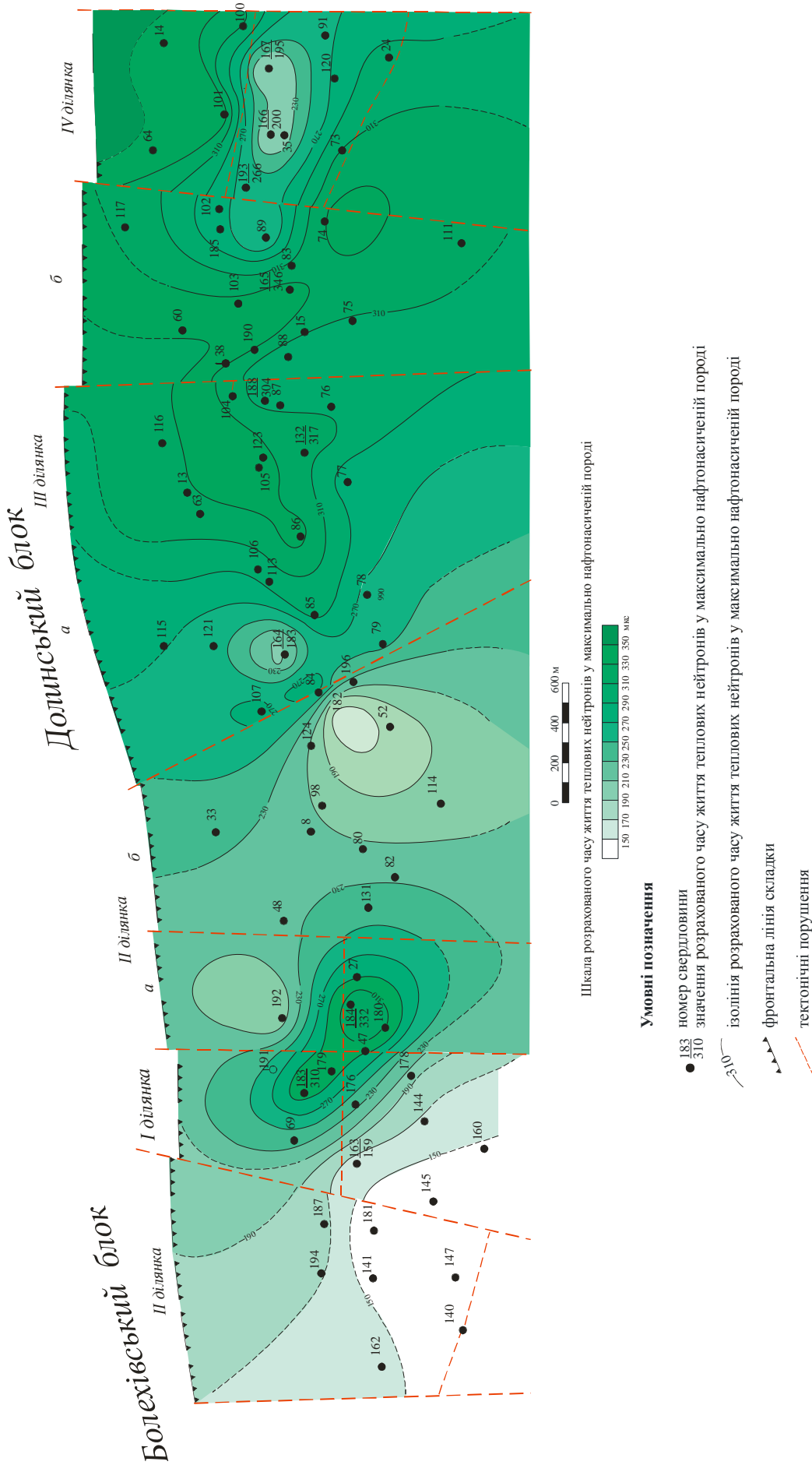


Рисунок 2 – Схема розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів при максимальному насиченні продуктивних пластів вигодської світи Північно-Долінського родовища

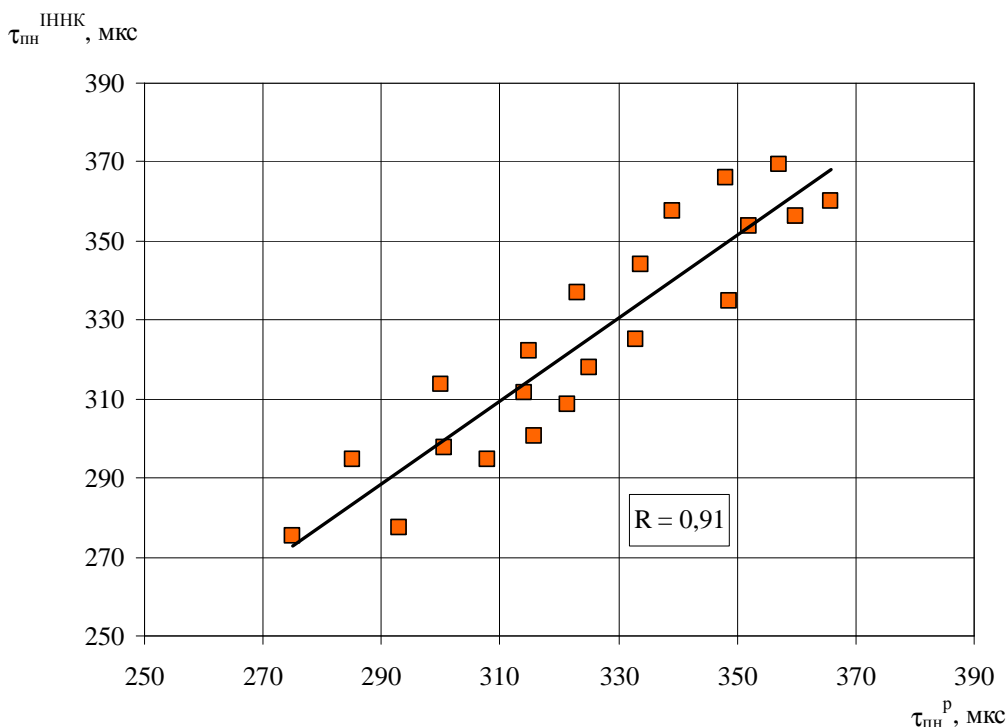


Рисунок 3 – Зіставлення результатів визначення часу життя теплових нейтронів продуктивних пластів методом ІННК із розрахованими значеннями за умови критичного насичення пластів

пласта. Асимптотичний час визначає перехідну зону, для якої ліва частина розподілу $n(t,z)$ ($t < t_{ac}$), в основному характеризується властивостями свердловинного середовища, а права частина ($t > t_{ac}$) обумовлена властивостями пласта.

Дослідження нейтронних властивостей порід і процесу їх виміру у свердловинах дає змогу встановити процес утворення вторинних гамма-квантів. Щільність гамма-квантів залежить від водневмісту присвердловинної зони колектора (коефіцієнта пористості) та щільності теплових нейтронів, які утворилися при дії свердловинних умов та фізичних властивостей порід-колекторів. Свердловинні умови і параметри геологічного середовища визначають щільність теплових нейтронів, які і створюють кількість вторинних гамма-квантів. Вплив свердловинних умов при виміру часу життя теплових нейтронів і вторинних гамма-квантів має однакову фізичну природу.

У процесі експлуатації нафтових родовищ величина декременту затухання теплових нейтронів суттєво змінюється в часі у зв'язку із зменшенням коефіцієнта насичення і залежить від наступних параметрів:

$$\lambda_n^e = \xi(\lambda_{ck}, \lambda_2, K_2, \lambda_0 K_n, K_0, \Gamma_{c0} \dots), \quad (8)$$

де λ_n^e – вимірне значення декременту затухання у породі;

Γ_{c0} – геометричні параметри свердловини.

Враховуючи динаміку режимів експлуатації родовища, залежність (8) запишемо виразом:

$$\begin{aligned} \lambda_n^e &= \lambda_{st} + \lambda_d = \\ &= \zeta(\lambda_{ck}, K_n, d_K, h_{цк}) + \zeta(K_2, \lambda_2, K_0 \lambda_0), \end{aligned} \quad (9)$$

де λ_{st} – статична складова декременту, яка обумовлена параметрами, що не змінюються у процесі експлуатації;

λ_d – динамічна складова, яка обумовлена змінами коефіцієнта нафтонасиченості і свердловинними умовами;

d_K – діаметр колони;

$h_{цк}$ – товщина цементного кільця.

Величина параметру λ_{st} , яка залежить від нейтронних властивостей скелету породи, об'єму порового простору і геометрії обсадної колони не змінюється з часом експлуатації. Таким чином, на зміну часу життя теплових нейтронів у породах продуктивного комплексу у процесі експлуатації будуть впливати тільки параметри K_n і λ_n . Значення коефіцієнта пористості продуктивної частини пласта також є сталою величиною, яка значно впливає на час життя теплових нейтронів. Визначення коефіцієнта пористості за даними методу нейтронного гамма-каротажу базується на встановленні емпіричної залежності коефіцієнта пористості та інтенсивності вторинного гамма-поля. Параметри залежності $K_n = f(J_{ny})$ визначаються для кожного родовища окремо і залежать від типу та адсорбційних властивостей глинистого цементу, структури порового простору та інших. Для побудови залежності використовують результати лабораторних досліджень, але не завжди є необхідна кількість інформації, що обумовлює зниження достовірності визначення K_n .

Головним завданням контролю процесу обводнення є спостереження за зміною величини поточного коефіцієнта насичення, яка є кількісним параметром і визначення її пов'язано

з певними методико-технологічними чинниками. Контроль за динамікою обводнення пропонується проводити за відносними параметрами, тобто спостерігати функції зміни.

З цієї метою використовується відношення часу життя теплових нейтронів і подвійний різницевий параметр вторинного гамма-випромінювання $S = \tau_n^H / \Delta I_{\gamma}$. При визначенні часу життя теплових нейтронів у породі (τ_n^H) і подвійного різницевого параметра вторинного гамма-випромінювання (ΔI_{γ}) вплив свердловинних умов має однакову фізичну основу, що дасть можливість зменшити складову похибки. Крім цього, подвійний різницевий параметр вторинного гамма-випромінювання характеризує водневміст, тобто враховує об'єм порового простору з характеристикою конкретної геологічної ситуації. Параметр S характеризує відношення об'єму порового простору до часу життя теплових нейтронів.

Для контролю зміни насиченості пластів у процесі розробки пропонується використати різницевий параметр:

$$\Delta_{об} = S_{\max}^H - S_{\text{пот}}, \quad (10)$$

де S_{\max}^H – відносний параметр, який розраховується на початковій стадії розробки за умови максимального насичення пластів;

$S_{\text{пот}}$ – відносний параметр для поточного насичення.

Для розрахунку часу життя теплових нейтронів при максимальному насиченні ми використали схему розподілу часу життя теплових нейтронів з граничною насиченістю. Значення ΔI_{γ} визначали із результатів досліджень методом НГК у відкритому стовбурі свердловини. При значенні $\Delta_{об}=0$ продуктивний пласт буде максимально насичений, за умови коли $\Delta_{об}>0$ відбувається обводнення пластів. Провівши комплексне дослідження методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами, можна у просторовому варіанті визначити характеристику обводнення продуктивної товщі.

Висновки та завдання подальших досліджень. Запропоновані нові системи контролю процесу обводнення зменшують похибку визначення ступеня обводнення пластів за рахунок врахування впливу свердловинних умов на результати вимірювання нейтронних параметрів та використання відносного параметра, який враховує вплив об'єму порового простору. В основу перспективи подальшої роботи буде покладено впровадження у виробництво запропонованих нами нових методологічних підходів підвищення достовірності визначення поточного насичення пластів-колекторів.

Література

1 Галлямов М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / Галля-

мов М. Н., Рахимкулов Р. Ш.; под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – Москва: Недра, 1978. – 207 с.

2 Сидоров И. А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды / И. А. Сидоров, Ю. А. Поддубный, В. А. // Нефтепромысловое дело. – 1984. – Вып. 1(73). – 56 с.

3 Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

4 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975.–341 с.

5 Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков. – М.: Недра, 1981. – 182 с.

6 Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.

7 Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь, «ГЕРС», 1993. – 28 с.

8 Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / [Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников, Н.В. Попов, В.П.Ивакин и др.]. – М.: Недра, 1976. –214 с.

9 Теория нейтронных методов исследования скважин / С.А. Кантов, Д.А. Кожевников, А.Л. Поляченко, Ю.С. Шимелевич – М.: Недра, 1985. – 224 с.

10 Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

11 Старостин В.А. Методика комплексной интерпретации импульсного нейтрон-нейтронного каротажа та гамма-спектрометричного каротажа / В.А. Старостин, В.В. Федорів, А.В. Старостин: збір. наук. праць за матеріалами 5^{ої} Міжнар. конф. „Нафта-Газ України-98”, Полтава, 15 – 17 вересня”, том 1. – Полтава, 1998. – С.409 – 410.

12 Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов / Р.А. Резванов. – М.: Недра 1982. – 368 с.

13 Алексеев Ф.А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М.: Недра, 1973. – 383 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.10.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол.-мінерал. наук Штурмаком І.Т.
(геологічний відділ НДПІ ПАТ «Укрнафта»,
м. Івано-Франківськ)*