

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОФІЗИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ПОТОЧНОГО НАФТОГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

¹І. О. Федак, ²Р. М. Малик, ²Р. М. Василина, ¹В. А. Усков

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: geophys@nimg.edu.ua

²Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта";
77500, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;
e-mail: roman.malyk@ukrناfta.com, roman.vasylyna@ukrناfta.com

Процес розробки нафтогазових родовищ вимагає постійного моніторингу поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів-колекторів. Контроль поточного нафтогазонасичення дає змогу забезпечити ефективне видобування вуглеводнів. Вирішення цієї задачі в умовах обсадженої свердловини суттєво обмежує комплекс геофізичних методів, які є основним джерелом інформації про кондиційні характеристики пластів-колекторів. Найефективнішими геофізичними методами для вирішення задачі визначення поточного нафтогазонасичення продуктивного пласта в експлуатаційній свердловині вважають методи імпульсного нейтронного каротажу. У даній роботі автори проаналізували можливості цих методів, геолого-технологічні умови їх ефективного застосування та виявили чинники, які суттєво впливають на достовірність інтерпретації результатів каротажу. На покази імпульсних нейтронних методів впливають не тільки геологічні характеристики досліджуваного пласта. У процесі будівництва та експлуатації нафтогазової свердловини з'являються ще й технологічні чинники, які часто суттєво змінюють покази методів. Звичайно, більшість з цих чинників науковці виявили і запропонували способи врахування їх впливу. У своїй роботі автори звернули увагу на два чинники, які доволі часто ігнорують при проведенні досліджень імпульсними нейтронними методами. Відповідно, не врахування їх під час інтерпретації, доволі часто призвело до хибного тлумачення отриманих результатів під час визначення поточного характеру нафтогазонасичення. Зокрема, існують випадки забруднення пласта-колектора у процесі буріння і цементування обсадної колони, коли відбувається формування нетипово великої зони кольматції. Або відбувається руйнування присвердловинної зони пласта-колектора в процесі експлуатації свердловини. Зважаючи на обмежену радіальну роздільну здатність імпульсних нейтронних методів, збільшення зони кольматції або руйнування присвердловинної зони породи-колектора у процесі експлуатації свердловини чинить суттєвий вплив на покази методів. Автори запропонували комплексний підхід, який дає змогу уникнути таких помилок.

Ключові слова: поточне нафтогазонасичення, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, декремент загасання теплових нейтронів, продуктивний пласт-колектор, геофізичні дослідження свердловин, обсаджена свердловина.

The process of developing oil and gas fields requires continuous monitoring of the current oil and gas saturation of productive reservoirs. Monitoring the current oil and gas saturation allows for effective hydrocarbon recovery. Solving this problem under the conditions of a cased hole significantly limits the suite of geophysical methods, which are the main source of information about the conditional characteristics of reservoirs. The most effective geophysical methods for determining the current oil and gas saturation of a productive reservoir in a producing well is deemed to be the methods of pulse neutron logging. In this paper, the authors analyzed the features of this method, the geological and technological conditions for its effective application, and identified factors that significantly affect the reliability of log interpretation. The indications of pulse neutron-neutron logging are influenced not only by the geological characteristics of the studied reservoir. During the operation and production of an oil and gas well, technological factors also appear, which often significantly change the methods' indications. Scientists have identified most of these factors and proposed ways to account for their influence. In their work, the authors focused on two factors that are often neglected when performing logging using pulsed neutron methods, accordingly, and not taking them into account during interpretation often led to misinterpretation of pulsed neutron logging readings when determining the current oil and gas saturation. There are cases of reservoir contamination during drilling and cementing of the casing, when an unusually large colmatage zone is formed. Or the near-wellbore zone of the reservoir formation is damaged during well operation. Given the limited radial resolution of pulsed neutron methods, an enlargement in the colmatage zone or damaging of the downhole zone of the

reservoir during well operation has a significant impact on the method readings. The authors proposed a comprehensive approach that allows avoiding such errors.

Keywords: current oil and gas saturation, pulsed neutron-neutron logging, thermal neutron decrement of attenuation, productive reservoir, well geophysical logging, cased well.

Вступ

Більшість нафтогазових родовищ України на даному етапі знаходяться на середніх і пізніх стадіях розробки, наслідком чого є зменшення нафтогазовіддачі продуктивних інтервалів і необхідність регулярного моніторингу поточного нафтогазонасичення та контролю переміщення міжфлюїдних контактів, що є вирішальним чинником при прийнятті рішень, спрямованих на забезпечення максимального вилучення вуглеводнів. Такий підхід забезпечує максимальний ефект при вилученні вуглеводнів з продуктивних горизонтів та можливість уточнення геологічних, петрофізичних, фільтраційно-ємнісних і флюїдальних моделей покладів.

Основним джерелом інформації про поточний стан вироблення покладів вуглеводнів є результати геофізичних досліджень свердловин. Арсенал геофізичних методів і апаратури, які дають змогу кількісно і якісно оцінювати характер насичення пластів-колекторів, визначати положення міжфлюїдних контактів – широкий, але кожен метод має обмеження для ефективного застосування. Якщо вести мову про моніторинг поточного нафтогазонасичення, то більшість таких досліджень роблять у експлуатаційних свердловинах, які обсажені, у переважній більшості випадків, сталевими колонами, що різко зменшує вибір можливих геофізичних досліджень. Зокрема, відсікають цілий ряд електричних методів, які є ефективними для вирішення задачі визначення коефіцієнту нафтогазонасичення у відкритих стовбурах свердловин.

У експлуатаційних свердловинах найдоступнішим і найефективнішим геофізичним методом в Україні вважають імпульсний нейтронний каротаж. Необхідно зауважити, що технологія проведення та методика інтерпретації результатів цього каротажу вимагає досвіду і врахування усіх чинників, які впливають на величину показів зондового пристрою. Нерідко результати ІННК (імпульсних нейтронних методів ІНК, бо є ІННК, ІНГК) інтерпретують хибно, що пов'язано з геологічними і технологічними особливостями досліджуваного інтервалу. Це вказує на актуальність поставленої у роботі проблеми.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

На сучасному етапі розвитку нафтогазової індустрії проблемами ефективного застосування методів імпульсного нейтронного каротажу в Україні займається цілий ряд учених, продовжуючи роботи дослідників (Г. Н. Фльорова, Б. Б. Лапука, Ю. С. Шимелєвіча та ін.), які стояли біля витоків застосування цього виду каротажу.

Науковцями УкрДГРІ розроблено нову модифікацію методу ІННК – темпоральне зондування, в основу якої поставлена мультиплікативна модель сигналу ІННК [1]. Дана модифікація дає можливість визначати або уточнювати характер насичення порід колекторів, а також кількісно оцінювати коефіцієнт нафто- або газонасичення, проводити моніторинг процесу міграції вуглеводнів або заміщення їх мінералізованою водою.

Група учених Київського національного університету імені Тараса Шевченка на чолі з В. М. Курганським займається проблемою визначення характеру насичення й коефіцієнта нафтонасичення низькоомних пластів-колекторів за даними ІННК. В основу цього завдання поставлено зв'язок між петрофізичними характеристиками та геофізичними параметрами як побудову моделі багатоконпонентного середовища, що складається з твердої фракції, зокрема розсіяних глин, і пластового флюїду (нафта, газ, вода), які заповнюють поровий простір [2,3]. Запропоновані способи визначення декрементів загасання компонентів скелету досліджуваної породи, які є елементами даної моделі, дали змогу реалізувати запропонований спосіб визначення величини коефіцієнтів нафтонасичення для низькоомних пластів-колекторів.

Також у вирішення проблеми визначення поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів-колекторів методом імпульсного нейтронного каротажу свій внесок зробила група науковців Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу [4-7], очолювана доцентом Старостіним В. А. Зокрема, з метою зменшення похибки оцінки поточного насичення продуктивних відкладів ними запропоновано будувати просторові схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для відкладів конкретного родовища, мінеральний

склад скелету якого невідомий. Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті пропонують використати результати вимірювання часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем навпроти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і вимірюного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь його обводнення. Для дослідження продуктивних порід складної будови використали новий підхід, у якому під час визначення ступеня обводнення коригували об'єм порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Згадані вище роботи підвищують ефективність використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення поточного значення нафтогазонасичення, але не вирішують проблеми врахування зміни характеристик ближньої зони пласта-колектора, спричинених технологічними чинниками.

Існує цілий ряд закордонних робіт, які пов'язані з дослідженням поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів. Зокрема в роботі [8] автори досліджують вплив забруднення присвердловинної зони продуктивного інтервалу на покази С/О-каротажу, що найкраще корелюється з роботою, викладеною у даній статті. Але на даний час в Україні не набула широкого застосування саме ця модифікація імпульсного нейтронного каротажу через відсутність апаратури.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогоднішній день ефективність визначення поточного нафтогазонасичення пластів-колекторів продуктивних горизонтів незмінно залежить від достовірності аналізу їх петрофізичних властивостей. Аналіз цих характеристик різко підвищує ймовірність правильного визначення поточного характеру насичення продуктивних пластів-колекторів. Особливо актуальним це є в діючих експлуатаційних свердловинах або у свердловинах старого фонду на зрілих родовищах. Часто при відновленні свердловини з метою визначення поточного нафтогазонасичення проводять дослідження тільки методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) і, як наслідок, тільки на його основі формалізують відповідні висновки про поточний характер насичення. Такі висновки досить часто виявляються хибними.

У традиційних методиках досліджувані інтервали з низькими показами ІННК інтерпретують як водоносні, хоча причиною цього на-

справді може бути не обводнення пласта, а зміна присвердловинної зони за рахунок її руйнування і виносу уламків породи у процесі експлуатації свердловини. Аналогічно пласти-колектори з високими показами ІННК інтерпретують як нафто- чи газонасичені, хоча причиною високих показів методу насправді може бути заповнення цементним розчином високопористого пласта-колектора. Тобто, як пониження нейтронної характеристики у першому випадку, так і її підвищення у другому, насправді можуть бути пов'язані не зі зміною характеру насичення, а з поточними ємнісними характеристиками присвердловинної зони пласта. Отже, результати дослідження методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу таких пластів без врахування індивідуальних ємнісних характеристик не дають змоги ефективно вирішувати згадані вище геологічні завдання.

Мета та завдання досліджень

Дана робота має за мету удосконалення методики визначення поточного характеру насичення продуктивних пластів-колекторів методами імпульсного нейтронного каротажу шляхом врахування поточних особливостей петрофізичних характеристик порід. Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно вирішити ряд завдань:

- проаналізувати можливості та недоліки визначення характеру поточного насичення продуктивних пластів за допомогою ІННК;

- провести порівняльний аналіз визначення поточного характеру насичення за методом ІННК для присвердловинної зони з заповненням цементним розчином порового простору і без нього;

- провести порівняльний аналіз визначення поточного характеру насичення за методом ІННК для присвердловинної зони до її руйнування у процесі експлуатації свердловини і до руйнування;

- розробити комплексний підхід, який в обов'язковому порядку враховує дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС) відкритого стовбуру з даними нейтронних методів обсадженого стовбуру, що дасть змогу кількісно оцінити вплив поточних ємнісних характеристик пласта-колектора на дійсний характер його насичення;

- удосконалити існуючу методику визначення характеру насичення шляхом врахування поточних ємнісних характеристик.

Таблиця 1 – Прийняті та розраховані значення декрементів загасання поля теплових нейтронів

Параметр		Прийняте значення	Одиниці вимірювання
Мінералізація води	C_v	170	г/дм ³
Декремент загасання нейтронів в мінеральному скелеті	$\lambda_{ск}$	1,1	мс ⁻¹
Декремент загасання нейтронів у воді	λ_v	17,92	мс ⁻¹
Декремент загасання нейтронів у нафті	λ_n	4,75	мс ⁻¹
Декремент загасання нейтронів у глинах	$\lambda_{гл}$	2,65	мс ⁻¹

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Дослідження було проведено на геолого-геофізичному матеріалі одного з нафтових родовищ Прикарпаття. У геологічній будові родовища беруть участь крейдово-палеогенові флішеві і неогенові моласові відклади Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та крейдово-палеогенові відклади Скибової зони Карпат, а саме, Орівської і Берегової скиб.

Складка повністю перекрита насунутими породами Скибової зони Карпат. Це асиметрична антикліналь північно-західного простягання. Північно-східне її крило коротке, оскільки значною мірою зрізане насумом; південно-західне – відносно широке, нахилене під кутами 25°-35°. Поперечними скидо-зсувами складка розбита на три блоки, які ступінчасто занурюються на північний захід від регіонального розлому.

Нафтоносними є утворення нижньоменілітової підсвіти Р₃ml₁. Досліджуваний клівський горизонт цієї підсвіти складається, в основному, із пісковиків сірих, світло-сірих інколи темно-сірих з буруватим відтінком, дрібнозернистих з невеликими прошарками алевролітів і аргілітів. Алевроліти темно-сірі та буруватотемно-сірі до чорних, різно- та крупнозернисті, тонкошаруваті. Алевроліти темно-сірі з буруватим відтінком, алевритисті. Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований [9].

Аналіз геологічної будови родовища дав змогу відзначити декілька основних аспектів, які можуть впливати на результати визначення нафтогазонасичення методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу:

– *геологічні структури*: антиклінальні структури, які виявлені у ході геофізичних досліджень, можуть чинити вплив на розподіл нафтогазонасичення в пласті. Насичення нафтою та газом часто пов'язане з деформаціями та пористістю гірських порід, які можуть бути виявлені методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу;

– *типи порід*: наявність літологічних різновидів порід з відмінними петрофізичними характеристиками може впливати на зареєстровані значення інтенсивності поля теплових нейтронів, а отже, і на інтерпретацію результатів ІННК;

– *стратиграфічна будова*: літолого-стратиграфічна характеристика порід різного віку та складу може впливати на розподіл нафтогазонасичення. Різні світи та формації можуть мати відмінні геохімічні та петрофізичні властивості, які варто враховувати при аналізі результатів каротажу.

Для порівняння каротажів ІННК, проведених в межах продуктивних інтервалів, брали фоновий замір, проведений на початку розробки покладу та поточний замір після тривалої експлуатації покладу для визначення поточного насичення пластів-колекторів.

Продуктивний нафтонасичений пласт-колектор знаходиться на глибині 2467,9-2506 м, умовно поділяється на дві частини, - верхню (2467,9-2491,2 м) і нижню (2493,3-2506 м), які розділені незначною глинистою перетинкою 2491,3-2493,2 м.

За літолого-фракційною моделлю даний пласт-колектор є практично чистим пісковиком з незначним вмістом глини та алевролітів. Відповідно до табл. 1 декремент загасання поля теплових нейтронів у скелеті породи прийняли $\lambda_{ск} = 1,1 \text{ мс}^{-1}$, як для кварцу.

Декременти загасання для нафти та глини взяли як середньо прийняті значення $\lambda_n = 4,75 \text{ мс}^{-1}$ та $\lambda_{гл} = 2,65 \text{ мс}^{-1}$, відповідно. Декремент загасання для пластової води λ_v визначали з урахуванням її мінералізації за формулою:

$$\lambda_v = 4,83 + 0,077 \times C, \quad (1)$$

де λ_v – декремент загасання для води;
 C – мінералізація пластової води.

Середня мінералізація пластової води становить 170 г/дм³, тому розраховане значення декременту загасання поля теплових нейтронів у пластовій воді $\lambda_v = 17,92 \text{ мс}^{-1}$.

З формули:

$$\lambda_{нп} = \lambda_{ск} (1 - k_n - k_{2л}) + \lambda_{2л} k_{2л} + \lambda_3 k_n, \quad (2)$$

де $\lambda_{нп}$ – декремент загасання для нафтонасиченого пласта;

$\lambda_{ск}$ – декремент загасання для мінерального скелету пласта;

k_n – коефіцієнт пористості;

$k_{гл}$ – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$ – декремент загасання для глин;

λ_3 – декремент загасання для заповнювача пористого простору пласта із врахуванням декременту загасання заповнювача, що визначається:

$$\lambda_3 = \lambda_g k_g + \lambda_n k_n + \lambda_c k_c, \quad (3)$$

де λ_3 – декремент загасання для заповнювача пористого простору пласта;

λ_b – декремент загасання для пластової води;

k_b – коефіцієнт водонасичення;

λ_n – декремент загасання для нафти;

k_n – коефіцієнт нафтонасичення;

$k_{гл}$ – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$ – декремент загасання для глин;

Увівши поправку за вплив колони 40% (0,6), виводимо поточне k_g :

$$k_g = \frac{\frac{1000 \cdot 0,6}{\lambda_{нп}} - \lambda_{ск} (1 - k_n - k_{2л}) - \lambda_{2л} k_{2л}}{k_n} - \lambda_n, \quad (4)$$

де k_b – коефіцієнт водонасичення;

$\lambda_{нп}$ – декремент загасання для нафтонасиченого пласта;

$\lambda_{ск}$ – декремент загасання для мінерального скелету пласта;

k_n – коефіцієнт пористості;

$k_{гл}$ – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$ – декремент загасання для глин;

λ_n – декремент загасання для нафти;

λ_b – декремент загасання для пластової води.

Відповідно коефіцієнт нафтонасичення k_n :

$$k_n = 1 - k_g, \quad (5)$$

де k_n – коефіцієнт нафтонасичення;

k_b – коефіцієнт водонасичення;

Далі досліджуємо вплив ємнісних характеристик присвердловинної зони на характер насичення.

Варіант 1 – заповнення цементним розчином присвердловинної частини порового простору пласта-колектора.

Запис ІННК, де отримано високі значення в покрівлі, за характером насичення інтерпретують як високопродуктивний нафтоносний інтервал. Підшва вважається обводненою. На

основі цього виконують геолого-технологічні заходи (ГТЗ) у свердловині: ізолюють нижню частину, прострілюють верхню, сподіваючись отримати хороший дебіт нафти. Насправді, у покрівлі – вода, а нижня частина може бути або частково або теж повністю обводнена. У такому випадку здійснено фінансові витрати як на ГДС, так і на ГТЗ в цілому, а результатів з приросту видобутку не отримано. Проаналізувавши вищенаведені чинники, можна зробити припущення з наступним обґрунтуванням, що не було враховано поточної петрофізичної характеристики пласта-колектора, а до уваги взяли тільки пористість у відкритому стовбурі за даними акустичного каротажу. При цементуванні обсадної колони, швидше за все, цементний розчин проник у пласт, замістивши собою поровий простір, суттєво зменшивши об'єм порового простору і, як результат, зменшивши кількість водню в порах. ІННК у цьому випадку показує саме цю ущільнену частину, яка, поглинувши цементний розчин, дає високі значення. Але ці значення пов'язані не з характером насичення, а зі зміною ємнісної складової присвердловинної зони пласта у верхній частині. Щоб це підтвердити, рекомендовано провести разом з ІННК запис стаціонарного нейтронного каротажу (НГК), і за його результатами визначити поточну пористість в досліджуваному інтервалі. Якщо вона нормалізується з пористістю відкритого стовбура, тоді високі значення дійсно пов'язані з характером насичення, а якщо відрізняється, то дане припущення підтверджується.

Далі, за прийнятими та розрахунковими значеннями параметрів, представлених у таблиці 2, розраховуємо поточну ємнісну характеристику [10]:

$$k_n^{НГК} = W^{НГК} - \frac{W_{matrix} \cdot (1 - k_{2л}) - W_{2л} k_{2л}}{1 - W_{matrix}}, \quad (6)$$

де $k_n^{НГК}$ – коефіцієнт пористості за даними НГК;

$W^{НГК}$ – водневміст породи за НГК;

W_{matrix} – поправка за літологію;

$W_{2л}$ – водневміст глин;

$k_{гл}$ – коефіцієнт глинистості,

і за рівнянням *Schlumberger* (4) – величину нафтонасичення.

Розрахунки за удосконаленою методикою показують, що верхню частину колектора уже не можна інтерпретувати однозначно як нафтонасичену, а навпаки – вона є обводненою. При цьому нижня частина є менш обводненою, і зберігає високе значення нафтонасичення. Як наслідок, отримано кардинально іншу картину поточного характеру насичення, де тепер уже

Таблиця 2 – Прийняті та розраховані значення параметрів для визначення коефіцієнта пористості за НГК

Параметр		Формули для розрахунку / Прийняті значення
Загальний водневміст	$W^{НГК}$	$W^{НГК} = W_{zl} \times (W_{ск} / W_{zl})^{\Delta Iny}$
Подвійний різницевий параметр	ΔIny	$\Delta Iny = (Iny - Iny^{min}) / (Iny^{max} - Iny^{min})$
Водневміст в скелеті пласта	$W_{ск}$	0,01
Поправка за літологію для пісковиків (-3%)	W_{matrix}	-0,03

нижня частина може бути рекомендованою до повторного випробування, а верхня – до ізоляційних робіт, оскільки є основним джерелом надходження води у свердловину (рис. 1).

Варіант 2 – руйнування породи-колектора в процесі експлуатації свердловини.

Типова ситуація: проведено запис тільки ІННК, де отримано низькі значення в підошві. За характером насичення такий інтервал інтерпретують як обводнений колектор. Покрівлю вважають нафтонасиченою. На основі такого висновку виконують ГТЗ; ізолюють нижню частину, перфорують верхню частину з надією отримати хороший дебіт нафти (газу). А насправді і у покрівлі – нафта, і у підошві також нафта, незважаючи на низькі значення часу життя теплових нейтронів τ , що пов'язано з руйнуванням присвердловинної частини пласта-колектора і виносом породи у стовбур свердловини. Знову витратили значну частину коштів як на ГДС, так і на ГТЗ в цілому, а результат з приросту видобутку отримано суттєво менший за можливий. Аналіз наведених вище фактів дає підставу зробити припущення з наступним обґрунтуванням, що не було враховано поточної петрофізичної характеристики пласта-колектора, а до уваги бралась тільки пористість у відкритому стовбурі за результатом акустичного каротажу. Окрім того, аналізуючи геолого-промислові дані, очевидним стає те, що типові свердловини виходили з експлуатації в основному з технічних причин з відсутнім повним обводненням або тільки незначною наявністю води у продукції. Також, згідно з уявленнями про геологічну модель родовища та згідно підрахунку запасів, даний горизонт ще вміщує досить значні видобувні запаси, ВНК далеко, прориву води не могло бути. Тому необхідно піддати сумніву причини понижених значень ІННК в підошві і, відповідно, інтерпретацію цієї частини інтервалу як повністю обводненого. Окрім того, зазначено, що свердловини виходили з експлуатації саме з технічних причин –

спостерігалось винесення породи в процесі нетривалої експлуатації.

Виніс породи призвів до утворення своєрідної каверни, внаслідок чого підвищилась пористість у присвердловинній зоні. У цьому випадку, ІННК бачить саме понижені значення, але вони пов'язані не з характером насичення, а зі зміною петрофізичної характеристики присвердловинної зони пласта у нижній частині. Щоб це підтвердити, рекомендовано провести разом з ІННК стаціонарний нейтронний каротаж, і за його результатами визначити поточну пористість за НГК. Якщо вона нормалізується з пористістю відкритого стовбуру, тоді низькі значення дійсно пов'язані з характером насичення, а якщо відрізняється, то дане припущення про руйнування породи у присвердловинній зоні за колоною підтверджується.

Для цього порівнюємо поточні записи НГК із записами у відкритому стовбурі свердловини. Суттєва різниця між значеннями вторинного гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів між цими записами підтверджує зміну пористості зони пласта за колоною. Далі за прийнятими та розрахунковими значеннями параметрів, представленими у таблиці 2, використовуємо формулу (6), розраховуємо поточну ємнісну характеристику досліджуваного інтервалу. Результати розрахунку підтверджують зміну пористості у нижній частині пласта. Як бачимо, відбулось суттєве збільшення поточної пористості у порівнянні з початковою у відкритому стовбурі. Це підтверджує та обґрунтовує припущення, що в даному випадку низькі значення ІННК обумовлені зміною ємнісної характеристики, а не характеру насичення.

В кінцевому підсумку за формулами (4) і (5), визначаємо поточний коефіцієнт нафтонасичення. Відповідно до розрахунків за удосконаленою методикою нижню частину колектора можна характеризувати як нафтонасичену. Верхня частина також зберігає кондиційний характер нафтонасичення (рис. 2).

Як наслідок, отримано кардинально іншу картину поточного характеру насичення досліджуваного інтервалу, де тепер нижня частина інтерпретується як нафтонасичена і може бути рекомендована до повторного випробування разом з верхньою частиною, що в підсумку дозволить отримати значно більший дебіт та приріст видобутку.

Висновки

Імпульсний нейтронний каротаж на сьогодні в Україні є доступним, дієвим і ефективним геофізичним методом дослідження свердловин, за допомогою якого можна визначати та проводити моніторинг поточного значення нафтогазонасичення в експлуатаційних свердловинах і контролювати процес обводнення продуктивних інтервалів у процесі розробки продуктивних горизонтів. Поряд з низкою переваг, які має імпульсна модифікація нейтронного каротажу перед стаціонарними нейтронними методами, існують геологічні та технологічні чинники, що ускладнюють і проведення каротажу, і інтерпретацію його результатів, часто приводячи до хибних висновків, які стосуються величини поточного нафтогазонасичення та характеру насичення досліджуваних інтервалів. У даній роботі автори акцентували увагу на двох таких чинниках – це забруднення пористого простору присвердловинної зони пласта-колектора цементним розчином, яке може відбуватися під час цементування затрубного простору свердловини на етапі її кріплення обсадною колоною, та руйнування ближньої зони пласта-колектора у процесі видобування нафти і газу. У першому випадку об'єм пористого простору зменшується, у другому – збільшується, що суттєво впливає на покази імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу у порівнянні з показами, отриманими на початку експлуатації об'єкта. Без врахування згаданих вище явищ, які відбуваються у процесі експлуатації продуктивного інтервалу, неможливо об'єктивно оцінити поточний стан пласта за даними ГДС. Автори запропонували поєднати методи ІНК зі стаціонарними нейтронними методами, які в даному випадку дають змогу об'єктивно оцінити об'єм порового простору ближньої зони досліджуваного пласта і уникнути похибки при розрахунку поточного значення нафтогазонасичення та характеру насичення за даними ІНК.

Література

1. Кулінкович А. Є., Косаченко В. Д., Ліннік К. В. Випробування методу імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу в модифікації темпорального зондування в комп'ютерній технології «Геопошук» на матеріалі нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецької западини. *Геоінформатика*. 2008. № 4. С. 33-38.
2. Курганський В. М., Ручко К. О. Визначення коефіцієнта нафтонасичення низькоомних пластів-колекторів за нейтронними характеристиками середовища на прикладі Дніпровсько-Донецької западини. *Мінеральні ресурси України*. 2016. № 4. С.47-49.
3. Ручко В. О., Ручко К. О. Визначення характеру насичення низькоомних колекторів за даними імпульсного нейтрон-нейтронного методу. *Мінеральні ресурси України*. 2016. № 4. С.29-33.
4. Старостін В. А., Федорів В. В., Старостін А. В. Методика комплексної інтерпретації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та гамма-спектрометричного каротажу. *Нафта-Газ України-98*: збір. наук. праць за матеріалами 5-ої Міжнар. конф., Полтава, 15–17 вересня, 1998. Том 1. С.409–410.
5. Старостін В. А., Коваль Я. М., Федак І. О. Особливості визначення коефіцієнта газонасичення пластів-колекторів із глинисто-карбонатним типом цементу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 1. С. 58-65.
6. Нагорняк Р. І., Старостін В. А. Дослідження залишкового водонасичення продуктивних порід методами нейтронного каротажу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4. С. 103-112.
7. Нагорняк Р. І., Коваль Я. М. Основні напрямки удосконалення системи заводнення продуктивних пластів як одного з перспективних шляхів їх розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4. С. 96-102.
8. Guo W., Wydrinski R., Truax J., Jacobson L., et al. Pulsed Neutron Tool Responses in Propped Fractures and Gravel Packed Completions. *48th SPWLA Annual Logging Symposium*. Austin, Texas, June 3-6, 2007.
9. Атлас родовищ нафти і газу України. Т.5 : Західний нафтогазонасичений регіон / за заг. ред. М. М. Іванюти та ін. Львів: Українська нафтогазова академія, 1998. 373 с.
10. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учебное пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 327с.

References

1. Kulinkovych A. Ye., Kosachenko V. D., Linnik K. V. Vyprobuvannia metodu impulsnoho neutron-neutronnoho karotazhu v modifikatsii temporalnogo zonduvannia v kompiuternii tekhnologii «Heoposhuk» na materiali naftohazovykh sverdlo- vyn Dniprovsko-Donetskoï zapadyny. *Heoinfor- matyka*. 2008. No 4. P. 33-38. [in Ukrainian]
2. Kurhanskyi V. M., Ruchko K. O. Vyzna- chennia koefitsiienta naftonasychnennia nyzkoom- nykh plastiv-kolektoriv za neutronnymy kharakte- rystykamy seredovyshcha na prykladi Dniprovsko- Donetskoï zapadyny. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2016. No 4. P. 47-49. [in Ukrainian]
3. Ruchko V. O., Ruchko K. O. Vyznachennia kharakteru nasychnennia nyzkoomnykh kolektoriv za danymy impulsnoho neutron-neutronnoho metodu. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2016. No 4. P. 29-33. [in Ukrainian]
4. Starostin V. A., Fedoriv V. V., Starostin A. V. Metodyka kompleksnoi interpretatsii impulsnoho neutron-neutronnoho karotazhu ta hamma-spektro- metrychnoho karotazhu. *Nafta-Haz Ukrainy-98: zbir. nauk. prats za materialamy 5-oi Mizhnar. konf., Poltava, 15–17 veresnia. Poltava, 1998. Vol. 1. P. 409–410. [in Ukrainian]*
5. Starostin V. A., Koval Ya. M., Fedak I. O. Osoblyvosti vyznachennia koefitsiienta hazonasy- chennia plastiv-kolektoriv iz hlynysto-karbonat- nym typom tseментu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 1. P. 58–65. [in Ukrainian]
6. Nahorniak, R. I., Starostin V. A. Dosli- dzhennia zalyshkovoho vodonasychnennia produktyvnykh porid metodamy neutronnoho karotazhu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2014. No 4. P. 103–112. [in Ukrainian]
7. Nahorniak R. I., Koval Ya. M. Osnovni napriamky udoskonalennia systemy zavodnennia produktyvnykh plastiv yak odnogo z perspek- tyvnykh shliakhiv yikh rozrobky. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. No 4. P. 96-102. [in Ukrainian]
8. Guo W., Wydrinski R., Truax J., Jacobson L., et al. Pulsed Neutron Tool Responses in Propped Fractures and Gravel Packed Completions. *48th SPWLA Annual Logging Symposium*. Austin, Texas, June 3-6, 2007.
9. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy. T.5 : Zakhidnyi naftohazonosnyi rehion / za zah. red. M. M. Ivaniuty ta in. Lviv: Ukrainska nafto- hazova akademiia, 1998. 373 p. [in Ukrainian]
10. Latyshova M. H. Prakticheskoe rukovod- stvo po interpretatsii dannykh HYS: Uchebnoe posobie dlia vuzov. M.: Nedra-Biznestsentr, 2007. 327 p. [in Russian]