

ОЦІНКА ВПЛИВУ КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТОГО ЦЕМЕНТУ НА КОЕФІЦІЄНТ ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ

Т. В. Потятинник

ГПУ "Львівгазвидобування"; 79026, м. Львів, вул. Рубчака 27, тел. (0322) 44-00-87,
e-mail: t.potiaynyk@lgv.com.ua

Контроль за процесом обводнення продуктивних пластів дає можливість проводити ефективну та раціональну експлуатацію родовища вуглеводнів. Детальний контроль за процесом обводнення вимагає створення геолого-фільтраційних моделей. Основою фільтраційної моделі родовища є коефіцієнт проникнення, достовірність визначення якого залежить від різних чинників.

В роботі доведено, що на достовірність визначення коефіцієнта проникнення Хідновицького родовища суттєво впливає карбонатність. Проведено дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів на основі використання свердловинних геолого-геофізичних досліджень Хідновицького газового родовища. Модель нейтронних властивостей породи-колектора відображає вміст водню в поровому просторі і характеристику мінерального складу цементу породи-колектора. Така характеристика дає обґрунтування можливості використання методу нейтронного-гамма каротажу для оцінки впливу карбонатності при визначенні коефіцієнта проникнення.

Для оцінки карбонатності пропонується використовувати відносний параметр G , який вказує на частку дисперсної фракції породи в одиниці водневмісту. За результатами лабораторних вимірів на кернавому матеріалі та даних геофізичних досліджень в свердловині комплексом методів радіоактивного каротажу побудована залежність величини параметру G від карбонатності. Отримана залежність дозволить за значенням параметра G визначати частку карбонатів в глинистому цементі і вносити поправку в рівняння для визначення коефіцієнта проникнення.

Ключові слова: порода-колектор, пористість, проникність, карбонатність, цемент, гамма-каротаж, дослідження, зв'язок, відносний параметр.

Контроль за процессом обводнения продуктивных пластов позволяет проводить эффективную и рациональную эксплуатацию месторождения углеводородов. Детальный контроль процесса обводнения требует создания геолого-фильтрационных моделей. Основой фильтрационной модели месторождения является коэффициент проникновения, достоверность определения которого зависит от разных факторов.

В работе доказано, что на достоверность определения коэффициента проникновения Хидновытского месторождения существенно влияет карбонатность. Исследована связь между интенсивностью естественного гамма-поля и интенсивностью радиационного захвата нейтронов по результатам скважинных исследований Хидновытского газового месторождения. Модель нейтронных свойств породы-колектора отражает содержание водорода в поровом пространстве и характеризует минеральный состав цемента породы-колектора. Такая характеристика позволяет обосновать возможность использования метода нейтронного-гамма каротажа для оценки влияния карбонатности при определении коэффициента проникновения.

Для оценки карбонатности предлагается использовать относительный параметр G , указывающий на долю дисперсной фракции породы водородо-содержания. По результатам лабораторных измерений на кернавом материале и геофизических исследований в скважине при помощи комплекса методов радиоактивного каротажа построена зависимость величины параметра G от карбонатности. Полученная зависимость позволит по значению параметра G определять долю карбонатов в глинистом цементе и вносить поправку в уравнение для определения коэффициента проницаемости.

Ключевые слова: порода-колектор, пористость, проницаемость, карбонатность, цемент, гамма-каротаж, исследования, связь, относительный параметр.

Control over the process of reservoir flooding provides an opportunity to conduct efficient and rational operation of hydrocarbon deposits. Detailed monitoring of the flooding process requires the creation of geological-filtration models. The basis of the reservoir filtration model is the permeability factor; its reliability depends on various factors.

It was proved that the reliability of permeability factor determination of Hidnovytske field is significantly affected by carbonate content. The research to determine connection of the natural gamma field intensity with the radiation capture of neutrons intensity on the basis of geological and geophysical borehole survey of the Hidnovytske gas field was performed. The model of reservoir rock neutron properties reflects the hydrogen content in the pore space and the characteristic of the mineral composition of the reservoir rock cement. This characteristic makes it possible to use neutron gamma logging to evaluate the carbonate content impact in determining the permeability factor.

To evaluate the carbonate content, it was suggested to use relative parameter G , indicating the part of the rock dispersed fraction in the unit of hydrogen content. According to the results of laboratory measurements on core material and geophysical data of radioactive logging, the dependence of parameter G value on carbonate content

was developed. The obtained dependence will allow to determine the proportion of carbonates in clay cement by parameter G value and correct the equation to determine the permeability factor.

Key words: reservoir rock, porosity, permeability, carbonate content, cement, gamma logging, research, connection, relative parameter.

Вступ. Оцінка характеру обводнення продуктивних пластів в процесі експлуатації родовищ газу може здійснюватися за даними коефіцієнта проникності. Проникність пластів дозволяє визначати шляхи надходження випереджуючої води в зонах з кращою фільтрацією. Для побудови фільтраційної моделі родовища з метою її деталізації при визначенні коефіцієнта проникності необхідно використовувати геофізичну інформацію. Використання тільки результатів лабораторних досліджень, які обмежені об'ємами відбору керна матеріалу, не дозволяє створювати достовірну фільтраційну модель. Для визначення коефіцієнта проникності методами геофізичних досліджень нами встановлено ознаки фізичних полів, які пов'язані із структурою порового простору колектора. Інформація з розподілу параметрів фізичних полів дозволяє досліджувати фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів.

Актуальність. Багато газових родовищ перебувають на завершальній фазі розробки, що обумовлює необхідність контролю за обводненням продуктивних пластів-колекторів. Визначення фільтраційних властивостей порід з метою оцінки ефективності вилучення запасів вуглеводнів із продуктивних покладів та контролю за проникненням міжпластової води, пов'язано з необхідністю визначення інтервалів, де наявні прошарки порід з підвищеною проникністю. Неогенові відклади характеризуються породами-колекторами з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом, який зменшує коефіцієнт проникності і спотворює інформацію про фільтраційні властивості продуктивного інтервалу. Питання вивчення впливу карбонатно-глинистого цементу на визначення коефіцієнта проникності геофізичними методами і шляхів врахування впливу карбонату на результати інтерпретації на сьогоднішній день є актуальним. Використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності з врахуванням впливу карбонатно-глинистого цементу значно підвищить достовірність побудови фільтраційної моделі.

Аналіз проблеми. Коефіцієнт проникності визначають в лабораторних умовах на зразках керна методами геофізичних досліджень у свердловинах. На величину коефіцієнта проникності впливають різні геологічні чинники. Основним з них є коефіцієнт пористості, який залежить від діаметру зерен скелету і ступеня їх сортування, тобто структури порового простору для гранулярних порід з незначною кількістю цементу. Для порід-колекторів з глинистим та карбонатно-глинистим цементом поровий простір зменшується відносно гранулярної моделі, що приводить до зменшення її проникнос-

ті. Дослідження зв'язку об'єму порового простору і об'єму цементу породи з коефіцієнтом проникності є дуже складною багатопараметричною задачею, особливо коли результати лабораторних досліджень необхідно переносити на реальний геофізичний і геологічний матеріал. Отже, під час створення робочої фільтраційної моделі слід, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, які максимально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з другого, – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість та інформативність практичного моделювання.

За результатами лабораторних досліджень керна на Хідновицькому газовому родовищі (Більче-Волицька зона) розглянемо взаємний розподіл коефіцієнта проникності та карбонатності. Значення коефіцієнта проникності ($K_{пр} \approx 0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \div 5000,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) та карбонатності ($C \approx 7,0\% \div 76\%$) змінюється у широких межах. На рисунку 1 зіставлено розподіли коефіцієнта абсолютної проникності і карбонатності.

Результати досліджень вказують не тільки на загальний взаємний вплив карбонатності на проникність порід-колекторів, але і виділяють окремі зони із локальним зв'язком, де порушується його характер. Наприклад, т.1 ÷ т.12 при низькій карбонатності проникність дуже низька, а на т. 32 ÷ 43 зменшення карбонатності обумовлює зростання коефіцієнта проникності. Крім того, спостерігаються ділянки коливання карбонатності, яка майже не призводить до зміни проникності.

Отже, підвищення карбонатності призводить до зменшення коефіцієнта проникності, а також впливає на величину проникності цих відкладів.

Характеристики розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності вказують на значну диференціацію коефіцієнта проникності породи у порівнянні з карбонатністю і пористістю. Така здатність колектора фільтрувати газ свідчить про наявність впливу на коефіцієнт проникності структури порового простору. Тому при визначенні проникності за даними геофізичних методів необхідно звертати особливу увагу на особливості будови продуктивних пластів.

Для визначення коефіцієнта проникності за інформацією геофізичних методів спочатку треба визначитися з відображенням геологічних параметрів у фізичних полях, які вимірюються в свердловинах. Певні геологічні параметри безпосередньо визначають характеристики фізичного поля, наприклад, розсіяне гамма-поле залежить від об'ємної густини скелету породи та від об'єму порового простору, а геометрія порового простору не впливає на розсіювання гамма-квантів. Щодо швидкості проходження пружної хвилі в породи, відомо, що

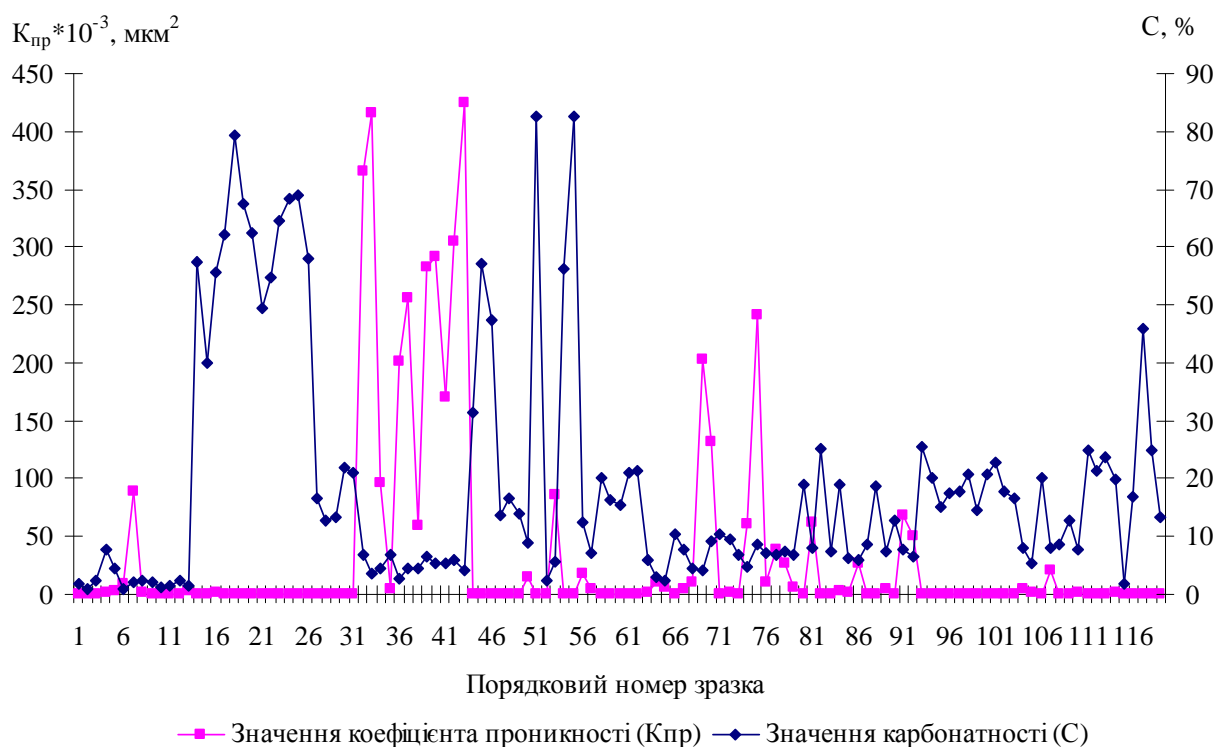


Рисунок 1 – Діаграма розподілу коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) та карбонатності (C) порід-колекторів Хідновицького родовища

інтервальний час (Δt) залежить від пористості, часу проходження пружної хвилі в скелеті та форми порових каналів. При цьому присутня частина геологічних параметрів, які безпосередньо не впливають на фізичне поле, а тільки опосередковано, наприклад проникність породи. У загальному, виходячи з вищенаведеного матеріалу, коефіцієнт проникності можна представити залежністю:

$$K_{пр} = F(K_n(\Delta t, \rho_{zn}, \delta_p))\varphi(\rho_{en}, I_\gamma, I_{n\gamma}) \pm \varepsilon, (1)$$

де ε – відносна похибка;
 K_n – коефіцієнт пористості;
 ρ_{zn} – питомий електричний опір зони проникнення;
 Δt – інтервальний час;
 ρ_{en} – питомий електричний опір водоносного пласта;
 $\Delta\rho$ – об’ємна густина породи;
 I_γ – інтенсивність природного гамма-випромінювання;
 $I_{n\gamma}$ – інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів.

Представлена модель визначення коефіцієнта проникності складається з двох частин. Перша частина рівняння обумовлена об’ємом порового простору, а друга структурою і властивостями порового простору. Можливість використання моделі для визначення коефіцієнта проникності з врахування впливу карбонатного цементу передбачає здійснити аналіз зв’язків геофізичних та геологічних параметрів. Розглянемо основні особливості зв’язку геологічних властивостей і властивостей фізичного поля. Найбільш складні зв’язки фізичних полів природної гамма-активності і вторинного гамма-

поля, які вимірюються методами гамма-каротажу і нейтронного гамма-каротажу.

Дослідження. Метод гамма-каротажу (ГК) є одним з основних методів дослідження літологічної характеристики геологічного розрізу, крім того, результати інтерпретації використовуються для внесення поправок в інші геофізичні методи (акустичний каротаж, електрометричний та інші). Основним параметром, що визначається методом ГК, є глинистість породи. В наукових роботах Элланского М. М., Ларіонова В. В., Алексеева Ф. А., Резванова Р. А. [1, 2, 3, 4] досліджено, що дисперсність глинистої фракції породи обумовлює вміст природних радіоактивних ізотопів. Основним джерелом дисперсного матеріалу в порід-колектора є глинистий матеріал, який обумовлює адсорбційні властивості породи. Присутність карбонатного цементу впливає на зв’язок природної радіоактивності з кількістю глинистого матеріалу. Результатами досліджень встановлено, що питома радіоактивність порід для кожного регіону змінюється через зміну вмісту глинистих мінералів за рахунок збільшення їх адсорбційних властивостей.

Неоднозначність в характеристиці моделі зв’язку глинистості з гамма-активністю породи обумовила необхідність проведення аналізу концентрацій радіоактивних елементів, мінерального складу глинистої фракції і дозволила скласти уяву про характер залежності. При дослідженні широкого діапазону зміни масової глинистості породи змінюється і величина питомої радіоактивності глинистої фракції. Адсорбційні і мінералогічні характеристики глин відрізняються у порід крупноуламкових та

дрібноуламкових, що спостерігається на Хідно-вищкому газовому родовищі.

Різні адсорбційні властивості глинистої фракції породи обумовлюють різний внесок радіоактивних елементів, навіть при однакових умовах басейну накопичення осадів. Залежність глинистості і інтенсивності гамма-поля характеризується степеневу функцією зв'язку. Показник степені обумовлює різницю в умовах формування гірських порід. Так глиниста фракція пісковиків за питомою радіоактивністю відрізняється від глин в аргілітах. Лінійний характер моделі можливо подавати тільки в обмежених границях зміни глинистості за наявності цементу з глинистою основою одного мінерального складу. Присутність карбонатного цементу в породах суттєво змінює параметри залежності. Дослідженнями встановлено, що для конкретного родовища показник степеневу функції, зв'язку глинистості і інтенсивності гамма-поля може бути визначений як відношення смності катіонного обміну глинистої фракції пісковиків та аргілітів $n=Q_{100}^{II}/Q_{100}^I$.

Труднощі вивчення характеристики залежності також пов'язані із складною природою радіоактивності, яка описується поліенергетичним джерелом гамма-квантів трьох природних радіоактивних елементів (K, U(Ra) і Th), а для карбонатно-глинистих порід ще й залежить від порушення співвідношення вмісту радіоактивних елементів і кількості глинистої фракції.

При вивченні природної радіоактивності порід одним з центральних питань є дослідження існування зв'язку між умовами утворення відкладів окремих літотипів з вмістом в них природних радіоактивних елементів. З цього приводу розглянемо природу накопичення радіоактивних елементів в гірських породах.

Під час руйнування гірських порід сполуки урану переносяться в вигляді уламкового матеріалу, або переходить під дією поверхневих і ґрунтових вод в розчин і мігрує в басейн накопичення осадів [5, 6]. До основних мінералів відноситься UO_2 і уранова смоляна руда U_3O_8 , яка містить невелику кількість Th. В процесі міграції ці руди потрапляють під вплив води і розчинів солей, внаслідок чого утворюються вторинні мінерали, такі як уранілванадад калію $K_2(UO_2)_2(VO_4)_2 \cdot nH_2O$, отеніт $Ca(UO_2)_2(PO_4)_2 \cdot nH_2O$ і інші. В водних розчинах уран може перебувати в декілька валентних сполуках. Частіше в водних розчинах зустрічається UCl_3 . Уран дуже вільно утворює комплексні сполуки. Особливо міцні комплекси утворюються з такими комплексоутворювачами, як карбонат-, ацетат-, фосфат-, сульфат-іонами. Сполуки урану з вуглецем утворюють карбіди урану UC , UC_2 , U_2O_3 , які реагують при нормальних умовах з водою і утворюють при цьому H_2 і суміші різних вуглеводнів. Суміш U_2O_3 з водою не реагує. При міграції, розчин урану збагачують глибоководні відклади, до яких відносяться глини, аргіліти, мергелі, вапняки осадові.

Такий характер розподілу урану обумовлює присутність в тонкодисперсних частинах породи комплексних солей урану за рахунок

тільки адсорбційних процесів, і тому концентрація U(Ra) в глинистих породах буде обумовлена мінеральним складом глинистої фракції, тобто її адсорбційним властивостям. В породах, які характеризуються уламковим органічним матеріалом, можливі залишки первинних і вторинних уранових мінералів, які дійсно можуть призводити до порушення пропорції зв'язку глинистості з радіоактивністю.

Проведені дослідження розподілу урану в продуктивних відкладах Передкарпаття вказують на підвищені значення концентрації урану в породах з підвищеною бітумінозністю (U(Ra) = 4,3 – 10,6 · 10⁻⁴%). Така характеристика може порушити пропорцію з адсорбційними властивостями відкладів. Питання про зв'язок урану з органічною речовиною є достатньо складним [2, 5].

Сполуки торію в відкладах гірських порід характеризуються основними мінералами: торіанід ThO_2 з домішками урану і церію, торіт і гуттоніт, які є силікатами торію $Th(SiO_4)_4$, монацит. Мінерали торію зустрічаються в пегматитах, апатитах. Двоокис торію ThO_2 характеризується високою стабільністю і є стійкою сполукою, а окисел ThO має металевий зв'язок і достатньо нестійкий. У водних розчинах торій знаходиться тільки в чотиривалентному стані. Більшість солей торію важкорозчинні у воді. Важкорозчинний у воді і гідроокисел торію $Th(OH)_4$, який виділяється з водного розчину в вигляді гелевого осаду при додаванні луґу або гідроокису, але може розчинятися в комплексуютьвачах, наприклад в карбонатах. Важкорозчинні сполуки торію після міграції розташовані в уламкових і акцесорних мінералах. При транспортуванні в водних потоках торій переходить в колоїдний розчин і в такій формі може мігрувати на великі глибини басейну осадонакопичення, збагачуючи глинисті породи. Такий шлях міграції є загальноприйнятою моделлю зв'язку торію із характеристиками гірських порід [5]. Але за даними досліджень [6] сполуки торію мають також добре розчинні солі до, яких відносяться нітрат, сульфат, і хлорид торію. $Th(NO_3)_4$ кристалізується з 4, 5, і 6 молекулами води. Найбільш стійкий $Th(NO_3)_4 \cdot 5H_2O$, який дуже добре розчиняється в воді. Сполуки торію, які можуть розчинятися у воді, дозволяють пояснити характер розподілу торію в деяких породах з високим ступенем зв'язку дисперсних частинок і вмістом торію. В роботі [5] також вказано, що торій надходить в седиментаційний басейн не тільки в грубоуламковому вигляді.

Наведена характеристика сполук торію дозволяє характеризувати розповсюдження елементу торію у вигляді уламкових залишків, які залишаються в породі при руйнуванні, чи транспортуються в водному потоці з колоїдами і механічними уламками, а також припускається можливість міграції в розчині. Частка розчинних торієвих сполук набагато менша, ніж уламкових. При моделюванні природи радіоактивності приймаються розглянуті характеристики розподілу торію в породах.

Присутність калію обумовлена характеристикою розподілу глинистих мінералів. Калій перебуває тут не тільки в мінеральній, але і в сорбованій формі. Розподіл глинистих мінералів в межах одного родовища і навіть для одного структурного горизонту має дуже складну характеристику співвідношення мінерального складу [7]. Глинисті мінерали різняться суттєво за параметрами адсорбційних властивостей, а саме каолінит за величиною ємності катіонного

обміну ($Q_{100} = 4,63 \frac{мг - екв}{100}$) в 20 разів характеризується меншою величиною, ніж монтморилонітом ($Q_{100} = 82,6 \frac{мг - екв}{100}$). Таким чином,

зміна концентрації калію в гірських породах щільно пов'язана з кількістю і мінеральним складом глинистого цементу. Певною мірою за рахунок сорбційних властивостей глин концентрація може бути пов'язана з вмістом розчинних сполук калію в басейні осадо накопичення. Ф. А. Алексеевим [5] наводиться інформація про наявність двох джерел зносу теригенного матеріалу в ордовикському і силурському басейнах седиментації Балтійської синеклізи визначило наявність двох зон з підвищеним вмістом калію у відкладах прибережної і глибинної частини шельфу, що підтверджує наші висновки.

Аналіз розподілу природних радіоактивних елементів проводиться за енергетичним спектром гамма-квантів. Радіоактивний ізотоп калію (^{40}K) створює монохроматичне гамма-випромінювання з енергією 1,46 МэВ (0,12 гамма-кванта на один розпад чи 3,4 гамма-квантів на 1 г природного калію). Енергія гамма-променів при розпаді ядер урану-238 розподіляється в інтервалі від десятків кеВ до 2,446 МеВ. Основними монохроматичними лініями являються кванти з енергією 0,352; 0,609; 1,12; 1,76 і 2,204 МеВ. Сумарна енергетична інтенсивність цих ліній складає 54 %, що дорівнює приблизно 98 % енергії гамма-випромінювання всього ряду. Загальна енергія гамма-променів радію-226 і всіх наступних продуктів розпаду складає близько 1,81 МеВ.

Енергія гамма-квантів ряду актиноурану розподіляється в інтервалі від десятків кілоелектронвольт до 0,89 МеВ. Основними лініями випромінювання є кванти з енергією 0,185; 0,35; і 0,829 МеВ. Загальні енергії гамма-променів урану-238 та урану-235 для природних сумішей відносяться як 50 : 1.

Спектр гамма-випромінювання ряду торію характеризується основними лініями з енергією 0,239; 0,583; 0,96; і 2,62 МеВ. Сумарна енергія і інтенсивність складає біля 70 % енергії всього ряду. Близько 85 % енергії гамма-квантів в ряду торію випромінюється двома ізотопами: талієм-208 (~ 60 %) і актинієм-228 (~ 25 %).

Дослідження вкладу урану(радiю), торію та калію в гамма-активність гірської породи, яка реєструється, має важливе значення при дослідженні колекторів зі складним мінеральним складом цементу породи.

Спектральний розподіл концентрацій радіоактивних елементів (K, U(Ra) і Th), проведено на за результатами аналізу кернового матеріалу, відібраного з свердловин родовищ Передкарпатського прогину. В цих же інтервалах визначені значення інтегрального гамма-поля методом гамма-каротажу. Значення концентрацій елементів калію, урану (радiю), торію перераховані в радієвих еквівалентах (г-екв. Ra)/г, що дозволило порівнювати вклад цих елементів зі значеннями інтенсивності вимірюваного гамма-поля в свердловині. Статистична обробка результатів вимірів дозволила отримати таку залежність з коефіцієнтам кореляції 0.92:

$$J_{\gamma} = 3.12 + 2.57K + 0.49U(Ra) + 1.41Th. \quad (2)$$

Виходячи з рівняння (2), можна зробити висновок, що внесок калію в інтегральне значення гамма-активності породи перевищує приблизно в два рази внесок торію і в п'ять разів урану (радiю). В сумарне гамма-випромінювання основний внесок робить гамма-випромінювання від калію і торію: загалом воно може перевищувати гамма-випромінювання від урану (радiю) в 5-6 разів. Таким чином, виміри значень природної радіоактивності гамма-поля в свердловинах залежать від спектральної характеристики гамма-випромінювання, геометричних умов свердловини і реакції детектора гамма-квантів.

Як було розглянуто, інтенсивність природної радіоактивності пісковиково-глинистих порід, які представляють неогенові відклади Передкарпатського прогину, обумовлені концентрацією радіоактивних елементів, вміст яких пов'язаний з масовою кількістю глинистості. Колектори складної будови характеризуються присутністю карбонатного цементу з розсіяним ступенем карбонатності, що призводить до невідповідності кількості глинистого цементу і концентрацій радіоактивних елементів.

Розглянувши природу впливу карбонатно-глинистого цементу на результати вимірювань гамма-методом, який використовується у формулі (1) визначення коефіцієнта проникності, залишається проблема – як враховувати частку карбонату в цементі породи-колектора.

Об'єм і структура порового простору є одним з визначних параметрів кількості щільно зв'язаної і вільної води породи-колектора. Кількість щільно зв'язаної води в колекторі залежить від об'єму дисперсного матеріалу, тобто глинистості, а вільної – від коефіцієнта пористості. Інформація з водонасичення породи, та вмісту глинистості дозволить ідентифікувати присутність карбонатного матеріалу в цементі, оскільки в карбонатному домішку зв'язана вода відсутня. Для оцінки водневмісту породи колектора, з фізичної точки зору, найбільш придатний є метод нейтронного гамма-каротажу.

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 ней-

тронів L_0 , час життя теплових нейтронів τ_n , коефіцієнт дифузії D і інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів I_{ny} [8, 9].

Модель нейтронних властивостей породи-колектора відображає вміст водню в поровому просторі і характеристику мінерального складу цементу породи-колектора. За умови однакового об'єму цементу у породі, але при різному його складі вміст водню буде змінюватися. Тобто однакові умови структурної будови колектора призводять до різних значень вимірної інтенсивності вторинного гамма-поля.

Породи з високим водневмістом, до яких відносяться пісчано-глиниста пачка неогенових відкладів, будуть вирізнятися низькими значеннями I_{ny} . Породи з підвищеними значеннями карбонатності за рахунок зменшення водню характеризуються підвищеною інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів. Така характеристика дає обґрунтування можливості використання методу нейтронного гамма-каротажу для оцінки впливу карбонатності при визначенні коефіцієнта проникності.

Проведені дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів на основі використання свердловинних досліджень Хідновицького газового родовища (свердловини №126, №129, №303). На рисунку 2, а побудована залежність інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів від інтенсивності природного гамма-поля, де спостерігається загальна відсутність кореляційного зв'язку. Але розподіл точок можна характеризувати двома групами, які різняться за розташуванням на кросплоті. Верхня група (група I) точок більш відокремлена та щільна, для якої функцію зв'язку знайти проблематично. Діапазон зміни значень природної радіоактивності для цієї групи коливається в межах від 3,5 мкР/год до 4,5 мкР/год, а діапазон інтенсивності радіаційного захоплення теплових нейтронів – від 2,5 у.од. до 3,3 у.од. Друга група в нижній частині графіка відмічається витягнутою ділянкою з широким діапазоном зміни значень ($I_\gamma = 3,5 \div 9,4$ мкР/год, $I_{ny} = 1,2 \div 2,3$ у.од.).

Для пояснення ознак такого розподілу точок на графіку (рис. 2 а) нами були використані результати лабораторних досліджень керна матеріалу з визначення діаметру зерен скелету породи, карбонатності, коефіцієнта пористості та коефіцієнта абсолютної проникності за газом з відкладів неогену Хідновицького родовища. Аналізуючи результати визначення карбонатності та глинистості, нами встановлено, що друга група характеризується породами з глинистим цементом і рідко зустрічаються зразки з незначним вмістом карбонатної речовини. Перша група – це породи-колектори із переважачим карбонатно-глинистим цементом і високим значенням карбонатності – в межах 27-50 %. Для другої групи точок побудовано залежності типу $I_{ny} = f(I_\gamma)$, яка характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,96$ (рис. 2 б). Для пластів-колекторів із глинистим

цементом вміст водню більший, тобто внесок дисперсної частини значний, а незначний вплив карбонату не спотворює залежність $I_{ny} = f(\omega^{nop})$, яка описується рівнянням:

$$I_{ny} = -0.2085 I_\gamma + 2.9932, \quad (3)$$

де I_{ny} – інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів;

I_γ – інтенсивність природного гамма-поля.

Представлене рівняння можна розглядати як критерій розподілу порід сарматського віку за характеристикою дисперсної фракції, яке враховує умови формування продуктивних відкладів. Головним висновком отриманого рівняння (3) є те, що породи сарматського періоду характеризуються ідентичністю глинистих мінералів цементу пісковиків та заглинизованих пісковиків. Породи утворювались в однакових умовах басейну накопичення осадів. Пропонується рівняння можна використовувати для розподілу порід з глинистим цементом та карбонатно-глинистим шляхом зіставлення розрахованого значення I_{ny}^p за формулою (3) та виміряного в свердловині методом нейтронного каротажу I_{ny} $\Delta = I_{ny}^p - I_{ny}$. Різниця значень вказує на вплив карбонатності. Але для використання вказаного способу необхідно буде постійно контролювати значення коефіцієнтів рівняння (3), тому нами пропонується більш універсальний підхід для врахування вмісту карбонатності.

З встановленого рівняння зв'язку інтенсивності гамма-випромінювання і вторинного розсіяного гамма-випромінювання виходить, що існує пропорційність між цими фізичними полями для порід сарматського віку. Тобто для певної величини природної радіоактивності буде визначена величина вторинного гамма-поля. Використовуючи встановлену залежність пропонується для оцінки карбонатності використати відносний параметр G , який вказує на частку дисперсної фракції породи в одиниці водневмісту:

$$G = \Delta I_{ny} / \Delta I_\gamma, \quad (4)$$

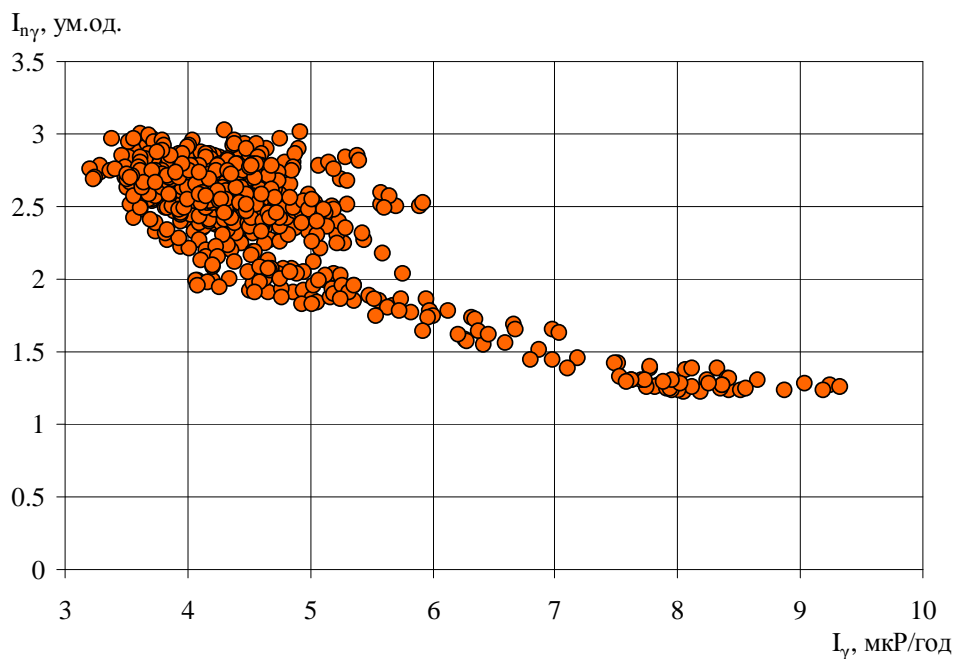
де G – комплексний відносний параметр;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр інтенсивності природного гамма-поля;

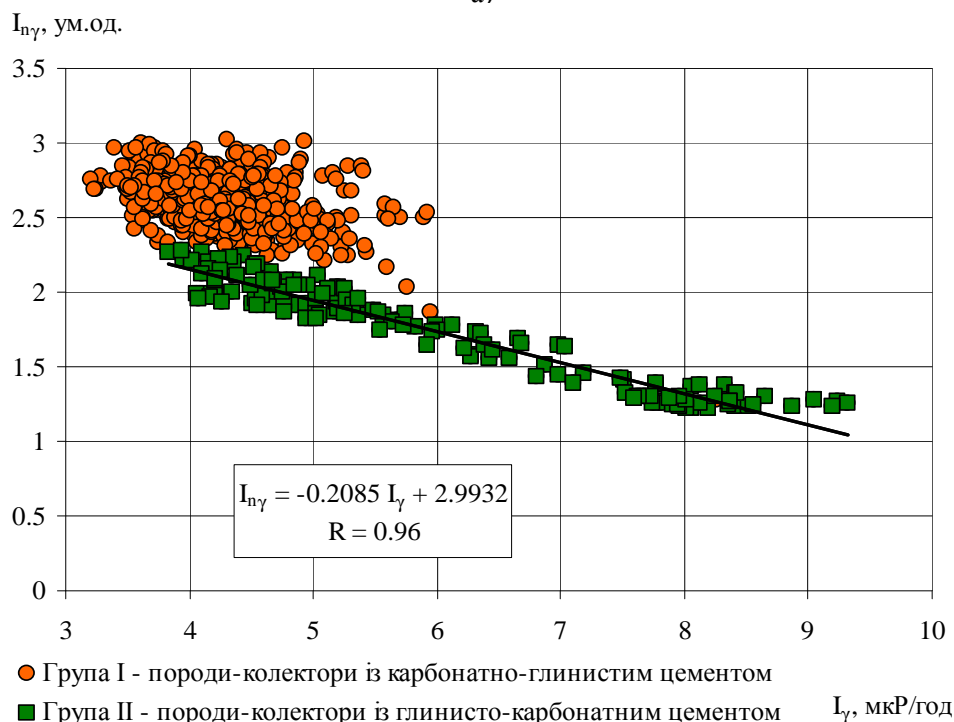
ΔI_{ny} – подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення нейтронів.

Використання подвійного різницевого параметру інтенсивності застосовується для зменшення похибки калібрування вимірювального геофізичного приладу [10]. В апаратурі використовуються однотипні давачі гамма-квантів, що також впливає на достовірність результатів вимірів.

За результатами лабораторних вимірів на керовому матеріалі та геофізичних досліджень в свердловині комплексом методів радіоактивного каротажу, побудована залежність величини параметру G від значення карбонатності (рис. 3). Дана залежність характеризується логарифмічною функцією і оцінюється високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,92$. Отримана залежність дозволить за значенням параметра G



а)



б)

Рисунок 2 – Залежність інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення нейтронів від інтенсивності природного гамма-поля

визначати частку карбонатів в глинистому цементі і вносити поправку в рівняння для визначення коефіцієнта проникності.

Доцільність використання відносного параметру G полягає в можливості контролювати зміни інтенсивності вторинного гамма-поля відносно вмісту глинистої фракції. Завищене значенні $I_{п\gamma}$ обумовлено зменшенням водневмісту в поровому просторі, тобто зростанням карбонатів. Проведені розрахунки значення параметру G за результатами геофізичних досліджень свердловини № 126-Хідновичі (рис. 4).

Для зручності візуалізації розрахунків наведена крива критичного значення G розподілу інтервалів з підвищеним вмістом карбонатної речовини. З рисунку видно, що зменшення кількості води в породі пісковика із значною карбонатністю обумовлює збільшення питомого опору пласта виміряного методом бокового каротажу. На планшеті спостерігається пряма кореляція максимальних значень G і великих значень питомого електричного опору.

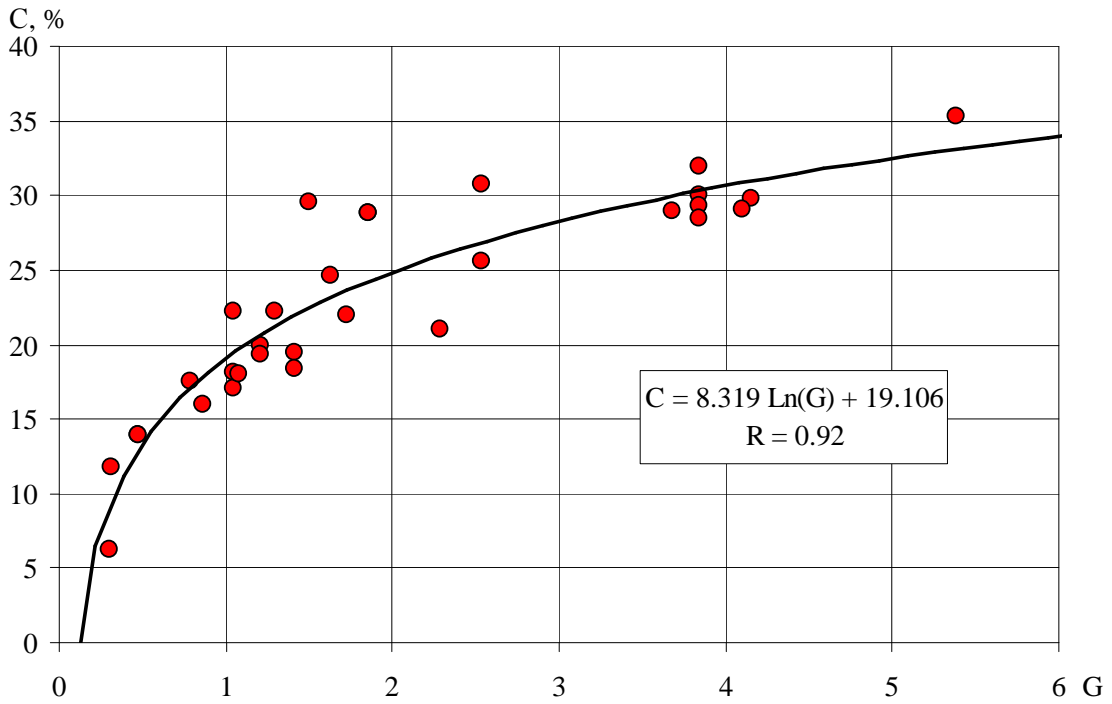


Рисунок 3 – Залежність параметру G від вмісту карбонатності (C)

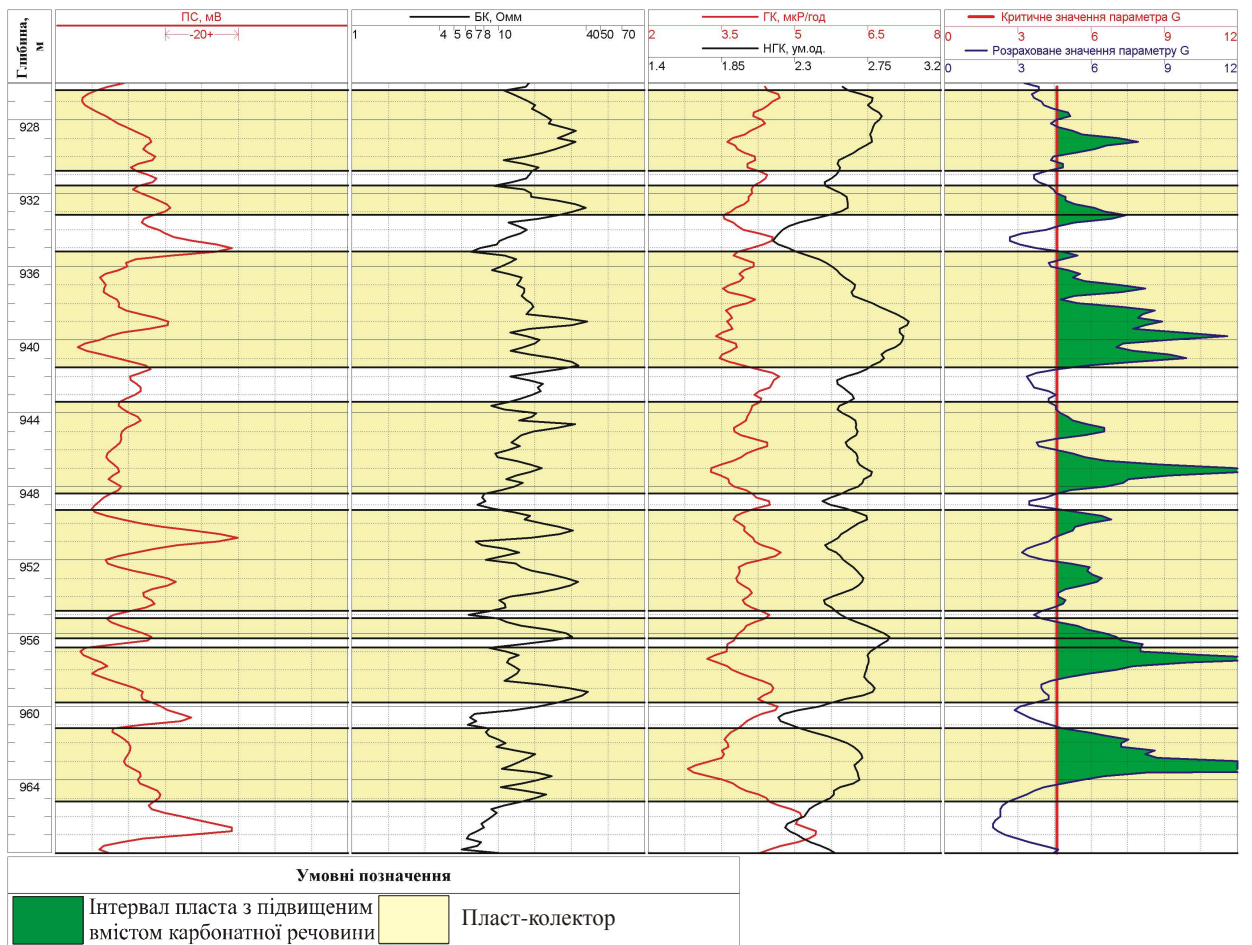


Рисунок 4 – Виділення інтервалів з підвищеним вмістом карбонатної речовини із використанням параметру G

Результати досліджень підтверджують можливість використання геофізичних методів ГК і НГК для врахування ступеня карбонатності породи-колектора для визначення коефіцієнта проникності.

Висновки

Результатами досліджень зв'язку інтенсивності гамма-випромінювання і вторинного розсіяного гамма-випромінювання встановлено, що характеристика цементу продуктивних порід-колекторів відображається однозначно в радіоактивних полях. Глиниста фракція порід від слабкоглинистих і сильноглинистих характеризується однаковим мінеральним складом. Встановлено, що існує пропорційність між фізичними полями розподілу інтенсивності гамма-випромінювання і вторинного розсіяного гамма-випромінювання для порід сарматського віку.

Застосування запропонованого нами відносного параметру G дасть можливість підвищити достовірність визначення коефіцієнта проникності продуктивної пачки пластів шляхом врахування ступеня карбонатності порід-колекторів.

Література

1 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГДС (Методическое пособие) / М.М. Элланский. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.

2 Ларионов В.В. Радиометрия скважин / В. В. Ларионов – М. : Недра, 1969. – 327 с.

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

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

5 Алексеев Н. В. Эффективность гамма-спектрометрии естественной радиоактивности в карбонатных отложениях Тимано-Печорья / Н. В. Алексеев, Д. А. Кожевников, Н. Е. Лазуткина, Е. А. Нейман // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1995. – №4. – С. 28-34.

6 Готтих Р. П. Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии / Р. П. Готтих. – М.: Недра, 1980. – 253 с.

7 Гримм Р. Е. Минералогия глин / Р. Е. Гримм. – М.: Изд. "Иностр. Лит.", 1956. – 454 с.

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

9 Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Шимелевич Ю.С.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1965. – 195 с.

10 Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов : [метод. реком.] / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин. : НПО "Союзпромгеофизика", 1990. – 261 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.03.18*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Фтемовим Я.М.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*