

Practical value. The results obtained allow proper evaluating the seepage-induced deformations of carbonate rocks under the impacts of mine waters of different chemical composition. It makes possible to enhance the trustworthiness of salt transport prediction in limestone in the zones affected by tailing facilities.

Keywords: *accumulating pond, mineralized mine water, man-caused karst, kinetics of dissolution, saturation index, flow parameters of rocks*

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук І.О. Садовенком. Дата надходження рукопису 04.10.13.

УДК 550.832

**Є.В. Солодкий,
О.М. Карпенко, д-р геол. наук, проф.**

Київський національний університет імені Тараса Шевченка, м.Київ, Україна, e-mail: Eugeniy_Solodkiy@ukr.net, alexbrig@inbox.ru

ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРИСВЕРДЛОВИННОЇ ЗОНИ ПЛАСТА-КОЛЕКТОРА ЗА ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ

**Ye.V. Solodkiy,
O.M. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.**

Taras Shevshenko Kyiv National University, Kyiv, Ukraine, e-mail: Eugeniy_Solodkiy@ukr.net, alexbrig@inbox.ru

ESTIMATION OF GAS SATURATION IN NEARFIELD RESERVOIR BED BY GEOPHYSICAL DATA

Мета. Створення методики визначення пористості газонасичених теригенних порід-колекторів з урахуванням впливу радіальної неоднорідності розподілу залишкового газонасичення в зоні проникнення фільтрату промивної рідини.

Методика. Проведені інтерпретація та переінтерпретація каротажного матеріалу по пластах-колекторах одного віку, літології, глибини залягання та різного, за результатами випробувань, газонасичення (визначення пористості за результатами акустичного, радіоактивного та електричного каротажу).

Результати. Виявлений вплив характеру газонасичення присвердловинної зони пласта на покази нейтронних і акустичних методів визначення пористості. Проаналізований механізм утворення зони проникнення простого колектора та характер розподілу залишкового газонасичення в ній. Показані основні недоліки існуючих методик визначення пористості газонасиченого колектора. Також наведені особливості різних геофізичних методів дослідження свердловин (ГДС) щодо їх радіальної глибинності та вплив на їх покази залишкового газонасичення в межах радіусу дослідження. На основі аналізу впливу флюїдонасичення на покази різних методів ГДС та глибинності дослідження методів розроблений підхід, що дозволяє проводити оцінку зміни залишкового газонасичення в радіальному напрямку від свердловини та виявлення газонасичених порід-колекторів за даними нейтронних і акустичного методів дослідження. Теоретичні висновки підтверджені статистичним аналізом результатів інтерпретації даних ГДС.

Наукова новизна. Наукова новизна запропонованого в роботі підходу – адекватне врахування впливу залишкового газонасичення на обраховану за результатами ГДС пористість.

Практична значимість. Запропонована методика, що дозволяє визначати пористість газонасичених колекторів, знаходити коефіцієнти залишкового газонасичення на відстанях, що відповідають радіусам дослідження методів пористості.

Ключові слова: *колектор, зона проникнення, пористість, коефіцієнт залишкового газонасичення*

Постановка проблеми. Дефіцит вуглеводневої сировини в Україні потребує збільшення обсягів видобутку природного газу за рахунок розробки колекторів, що мають граничні, або на межі граничних, значення коефіцієнта пористості (K_n). При прийнятті рішень щодо розробки того чи іншого пласта-колектора необхідно оперувати реальними значеннями коефіцієнта пористості та коефіцієнта газонасичення пласта (K_c). Таку інформацію, у більшості випадків, отримують із результатів інтерпретації

даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Існуючі класичні методики визначення K_n газонасичених порід-колекторів базуються на використанні даних лише одного з методів пористості (акустичний, радіоактивний або електричний) і не враховують реальний вплив газонасичення присвердловинної зони пласта на покази, отримані методами каротажу. При такому підході вважається, що вміст залишкового газонасичення (K_{c3}) дорівнює нулю та не впливає на покази пористості. Неврахування наявності залишкового газонасичення в зоні проник-

нення фільтрату промивної рідини в ряді випадків призводить до некоректного визначення K_n .

Теоретичні відомості. При розкритті свердловиною проникних гірських порід-колекторів, до них потрапляє спочатку промивна рідина, а після утворення на стінках свердловини глинистої кірки – фільтрат промивної рідини. Унаслідок цього відбувається зміна властивостей і насиченості в деякому об'ємі колекторів, безпосередньо поблизу свердловини. Цю частину колекторів із зміненими властивостями прийнято називати зоною проникнення. Механізм утворення зони проникнення в теригенних колекторах з міжзерновим типом пористості виглядає наступним чином [1]: у процесі буріння свердловини, у зоні проникнення реальних простих газонасичених або нафтонасичених колекторів, поблизу стінки свердловини утворюється зона граничного заміщення нафти або газу фільтратом промивної рідини. Далі заміщення нафти або газу фільтратом промивної рідини змінюється від гранично максимального заміщення до нульового. І далі – незмінна частина колектора. Безпосередньо поблизу стінки свердловини частина порового простору зони граничного заміщення нафти або газу фільтратом промивної рідини кальмується твердою фазою промивної рідини.

У тих випадках, коли фільтрат промивної рідини та пластова вода нафтонасичених і газонасичених колекторів мають різні мінералізації, поряд із вищеписаними процесами відбувається також розбавлення пластової води фільтратом промивної рідини. На рис. 1 схематично представлений розподіл значень емісних параметрів у зоні проникнення нафтогазонасичених колекторів.

Необхідно зауважити, що у природі навіть прості колектори мікронеоднорідні як за потужністю, так і за простяганням, тому зображене на рис. 1 уявлення щодо розподілу властивостей у зоні проникнення нафтогазонасичених простих колекторів є, у деякій мірі, ідеалізованим.

У попередніх роботах авторів показано, що вміст $K_{ГЗ}$ зони проникнення може змінюватися від 20–30% до 40–70%. За даними [2, 3], присутність у порах защемлень газу по-різному впливає на покази методів акустичного (АК), нейтронного (НК) та електричного (ЕК) каротажів.

Багатократні спостереження та вивчення польових досліджень привели до висновку, що при насиченні порід газом, у ряді випадків, визначена пористість за методом АК буде значно завищеною. Дійсна величина K_n дорівнює від 65 до 90% від розрахованої за методом АК, у залежності від вмісту залишкового газонасичення.

Газонасичення породи, як і її глинистість, впливає на покази НК двобічно: викликає зменшення їх водневого індексу та густини. Перший фактор обумовлює зменшення істинної вологості породи на величину $K_n K_{гн} (1 - \omega_g)$, де ω_g – вміст водню в газі. Урахування впливу залишкового газонасичення на покази НК у зоні дослідження методу можливе, якщо відомий коефіцієнт залишкового газонасичення $K_{гз}$, або об'ємного газона-

сичення $Q_g = K_n K_{гз}$. Урахування вищезазначеного ефекту зводиться до віднімання від величини $K_{гз}$, виправленої від впливу інших факторів, поправки $Q_g (\omega_g - 1) + d\omega_{гн}$, де $d\omega_{гн}$ – поправка за зміну густини. У випадку глинистих колекторів, що мають залишкову газонасиченість, більш точно пористість визначають при одночасному врахуванні як глинистості, так і газонасичення, шляхом віднімання поправки

$$K_{гн} \omega_{гн} + Q_g (\omega_g - 1) + d\omega_{гн}$$

де $K_{гн}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості; $\omega_{гн}$, ω_g – вміст водню у глинистій складовій і газі відповідно.

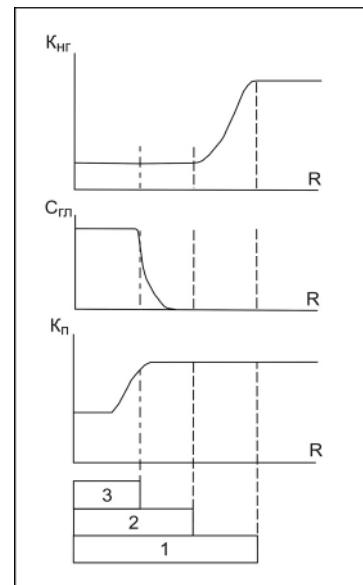


Рис. 1. Схематичне зображення зміни властивостей простих нафтогазонасичених колекторів: 1 – зона проникнення; 2 – зона граничного заміщення або розбавлення пластового флюїда фільтратом промивної рідини; 3 – зона кальмутації; K_n – коефіцієнт пористості; $K_{гз}$ – коефіцієнт нафтогазонасичення; $C_{гн}$ – коефіцієнт масової глинистості

Аналіз попередніх досліджень. Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми.

На даний час існує дуже мало конкретних методик і рекомендацій з визначення $K_{ГЗ}$ у зоні проникнення фільтрату промивної рідини.

За методикою, наведеною в роботі М.Г. Латишовой, визначення коефіцієнта пористості (K_n) газонасиченого колектора з міжзерновим типом пористості, з урахуванням впливу залишкового газонасичення, виконується за наступними формулами:

Гамма-гамма метод щільнісний (ГГМ-Щ)

$$\delta_n = K_n (K_g \delta_g + K_{гз} \delta_z) + (1 - K_n) \delta_{ск}, \quad (1)$$

де δ_n , δ_g , δ_z , $\delta_{ск}$ – щільність породи, води, газу та скелету породи відповідно; $K_{гз}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення.

Нейтронний метод (НМ)

$$\omega_{2n} = K_n (1 - K_{23}) \omega_6 + K_n K_{23} \omega_2 + \Delta \omega_{lim}, \quad (2)$$

де ω_{2n} , ω_6 , ω_2 – вміст водню в гірській породі, воді та газі відповідно; $\Delta \omega_{lim}$ – поправка за літологію породи.

Акустичний метод (АМ)

$$\Delta T_n = K_n (K_{23} \Delta T_z + (1 - K_{23}) \Delta T_\phi) + (1 - K_n) \Delta T_{ck}, \quad (3)$$

де ΔT , T_z , ΔT_ϕ , ΔT_{ck} – інтервальний час пробігу пружної хвилі в гірській породі, газі, фільтраті промивної рідини та скелеті породи відповідно.

Якщо в комплексі методів присутній мікробоковий каротаж (МБК), то опір повністю промитої зони ρ_{nm} в умовах газонасиченого колектора визначається формулою

$$\rho_{nm} = PP_n (1 - K_{23})^n \rho_\phi,$$

де P – параметр поверхневої провідності; P_n – параметр пористості (відносний електричний опір); ρ_ϕ – опір фільтрату промивної рідини.

При визначенні K_n газонасиченого колектора для перерахованих вище методів необхідно врахувати вплив залишкового газонасичення в показах кожного із цих методів. Таким чином, у газоносному колекторі за показами лише одного методу пористості неможливо оцінити коефіцієнт пористості. Вирішення цієї задачі можливе при комплексуванні методів пористості попарно. Для вирішення цієї задачі можна використовувати комплекс методів: НМ і ГГМ-Щ; НМ і АМ; ГГМ-Щ і АМ; АМ і МБК; НМ і МБК; ГГМ-Щ і МБК. За наявності того або іншого комплексу методів, що використовується для вирішення задачі визначення K_n , необхідно оцінити значення тих параметрів, що входять до наведених вище рівнянь для кожного з методів, що використовується. Після цього розраховується палетка для розв'язання задачі визначення пористості та залишкового газонасичення. Вхідними даними для палетки є покази двох методів, що використовуються, вихідними – значення коефіцієнтів пористості й залишкового газонасичення.

Описана вище методика дозволяє наближено знаходити K_{23} та пористість газонасиченої породи. Але вона має ряд недоліків:

- методика працює лише за умови незмінності K_{23} в інтервалі глибинності дослідження методів ГДС, що використовуються для визначення пористості, або за умови рівності радіусів дослідження цих методів. Існуючі практичні й теоретичні дослідження вказують на неоднорідність розподілу залишкового газонасичення в межах зони проникнення та різну глибинність дослідження зондів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу [2];

- у рівнянні (2) і (3) не враховується зв'язана вода глини і глиниста складова, що, безумовно, дуже важливо;

- неможливість використання методів ГГМ-Щ і МБК, що обумовлено реальною відсутністю ГГМ-Щ

у комплексі ГДС та некоректністю показів БМК для цілей кількісної інтерпретації (ρ_{nm} визначається з великою похибкою).

Формулювання мети роботи. Отримані авторами результати інтерпретації даних каротажу по свердловинах газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Любешівське, Гуцулівське, Орховицьке, Хідновицьке, Гайське, Богородчанське, Верещицьке, Тейсарівське, Кошарівське) та Євгеніївського газоконденсатного родовища свідчать про присутність впливу K_{23} на визначення пористості теригених порід-колекторів [2]. Існують суттєві розбіжності в оцінці різними авторами впливу залишкового газонасичення на розраховані значення пористості, що обумовлено наявністю значного числа чинників, які досить проблематично врахувати під час інтерпретації даних каротажу. Окрім чинників геологічної природи, слід вказати на технологічні чинники, що істотно впливають на формування зони проникнення та, відповідно, на величину залишкового газу у присвердловинній зоні. Це, у першу чергу, коливання тиску та зрив глинистої кірки у свердловині під час спуско-підйомних операцій; зупинки циркуляції; водовіддача промивної рідини; перепад тиску між свердловиною та пластом і т.д. Розробка методики визначення вмісту залишкового газонасичення, з урахуванням його радіальної зміни від стінки свердловини у глиб пласта, необхідна для коректного визначення пористості газонасиченого пласта.

Викладення основного матеріалу. Для виявлення характеру й ступеню впливу газонасичення на визначення пористості, в якості об'єкта дослідження було обрано пласти-колектори серпухівського віку, різного за результатами випробування, насичення [2]. У зв'язку зі значною кількістю геологічних і технологічних чинників, що впливають на покази пористості, з метою зменшення впливу текстурно-структурних особливостей гірської породи, досліджувалися лише теригенні колектори з міжзерновим типом пористості, що залягають на глибинах до 3 км. Товщини пластів: від 2 до 11 м. Літологічно колектори представлені кварцовими та кварцово-польовошпатовими пісковиками з глинистим та карбонатно-глинистим цементом. Після проведення детальної обробки та інтерпретації каротажного матеріалу було розраховано K_n порід з різним характером насичення (водонасиченій газонасичені) за даними методів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу (рис. 2).

Отримані середні значення K_n , розраховані за даними різних методів ГДС для порід різного характеру насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність. У таблиці наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень пористості за даними різних методів ГДС окремо за двома вибірками порід (водонасиченій газонасичені пласти) шляхом порівняння розрахованих значень (t_{poz}) t-критерію з теоретичними (t_{meop}).

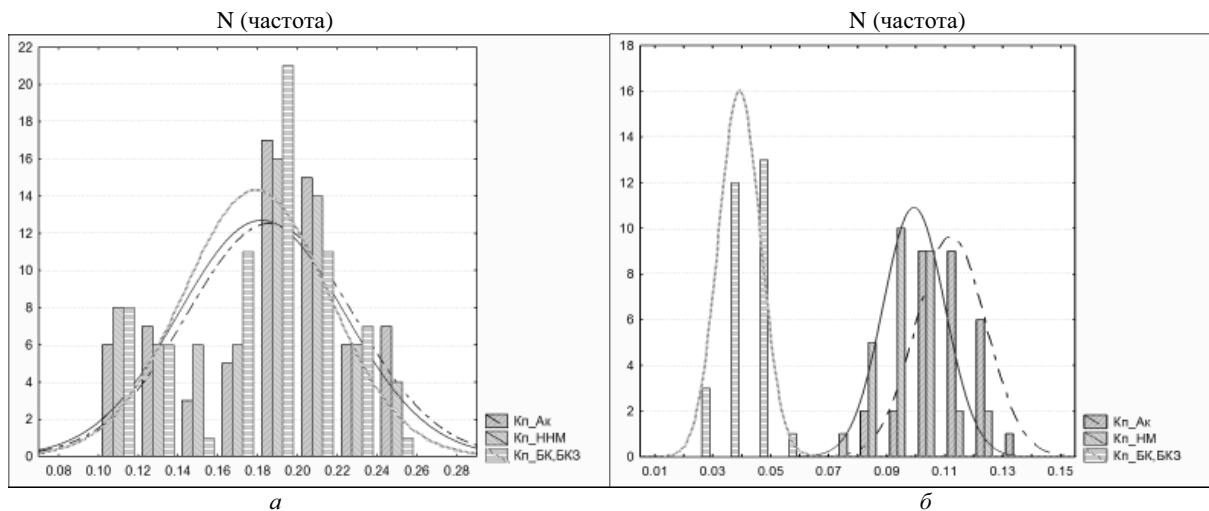


Рис. 2. Розподіл імовірностей значень K_p для порід з різним характером: а – водонасичені породи; б – газонасичені породи: K_{p_AK} – пористість, що обрахована за даними акустичного каротажу; K_{p_HM} , K_{p_HHM} – пористість, що обрахована за даними нейтронного каротажу; $K_{p_BK, BK3}$ – пористість, що обрахована за даними бокового каротажу, бокового каротажного зондування

Таблиця

Порівняння подібності розрахованих значень пористості за даними різних методів ГДС на основі використання t -критерію Ст'юдента

| Водонасичені пласти | | | | Газонасичені пласти | | | |
|---------------------|-------------|------------|-----------|---------------------|-------------|------------|-----------|
| $N=66, p=0,9$ | | $t_{теор}$ | $t_{роз}$ | $N=29, p=0,9$ | | $t_{теор}$ | $t_{роз}$ |
| K_{n_AK} | K_{n_HK} | 1,669 | 0,652 | K_{n_AK} | K_{n_HK} | 1,699 | 4,19 |
| K_{n_AK} | K_{n_EK} | 1,669 | 1,113 | K_{n_AK} | K_{n_EK} | 1,699 | 27,45 |
| K_{n_HM} | K_{n_EK} | 1,669 | 0,426 | K_{n_HM} | K_{n_EK} | 1,699 | 24,72 |

Аналізуючи розподіли ймовірнісних значень K_n для порід з різним характером насичення та результати розрахунків значень t -критерію, можна зробити висновок, що, за умов насичення порід водою, значення пористості, обчислені за різними методами ГДС, мало відрізняються між собою, для газонасичених порід – різниця дуже суттєва, що обумовлено присутністю залишкового газу в порах колектора. Причому ця різниця тим більша, чим більше значення K_{z3} .

Авторами була запропонована методика сумісного визначення K_{z3} та K_n , що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних методів каротажу: акустичного та нейтронного. Обидва методи є загальноживаними, HM – входить до обов'язкового стандартного комплексу каротажу в Україні; AK – основний метод вивчення пористості. Система рівнянь для визначення пористості та залишкового газонасичення має наступний вигляд

$$\begin{cases} K_n^{ak} = K_n + K_{z3}^{hm} \times K \times K_n \times \frac{\Delta T_z - \Delta T_{ck}}{\Delta T_g - \Delta T_{ck}}, \\ K_n^{hm} = K_n + K_{z3}^{hm} \times K_n \times \omega_z, \end{cases} \quad (4)$$

де K_n – реальна пористість породи; K_n^{ak} , K_n^{hm} – пористість, обрахована за результатами акустично-

го (з введенням поправки на глинистість) і нейтронного (з введенням поправок на глинистість, зв'язану воду глини, літологію) каротажу відповідно

$$K_n^{ak} = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ck}}{\Delta T_g - \Delta T_{ck}} - K_{z3} \times \frac{\Delta T_{zn} - \Delta T_{ck}}{\Delta T_g - \Delta T_{ck}}, \quad (5)$$

де ΔT_g , ΔT_{zn} – інтервальний час пробігу пружної хвилі у воді та глинистій компоненті;

$$K_n^{hm} = \omega_{zn} - K_{z3} \times \omega_{zn} + \Delta \omega_{lim}, \quad (6)$$

де ω_{zn} – вміст водню у глинистій складовій; K – коефіцієнт, що дорівнює

$$K = \frac{K_{z3}^{ak}}{K_{z3}^{hm}} = \frac{R_{ak}}{R_{hm}}, \quad (7)$$

де K_{z3}^{hm} – коефіцієнт залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного та нейтронного каротажу відповідно; R_{ak} , R_{hm} – радіус дослідження зонда акустичного та нейтронного каротажу відповідно.

Глибина дослідження акустичним зондом визначається його базою, частотою сигналу та швидкістю розповсюдження пружних хвиль у породі. Зі збільшенням

бази зонда та швидкості розповсюдження пружних коливань у гірській породі радіус дослідження збільшується. Зі збільшенням частоти пружних коливань глибина дослідження зменшується. Стандартні дослідження акустичним методом виконують серійною апаратурою СПАК у необсадженої свердловині трьохелементним зондом (два випромінювача: B_1 і B_2 та один приймач: P_1). Дослідження проводяться при частоті пружних імпульсів 25–30кГц, глибина дослідження складає 0,2–0,5м і збільшується з підвищенням густини досліджуваних порід. Практично, радіус дослідження кінематичних характеристик, при базі 0,5м і частоті 25кГц, у середньому складає 25–30см. У середовищах, що мають додатний градієнт хвильового опору по радіусу від стінки свердловини, глибинність методу буде збільшуватися як зі зниженням частоти акустичного поля, так і зі збільшенням розносу глибинного приладу.

Глибинність нейтронних методів залежить від вмісту водню (ω) у середовищі, і тим вона менше, чим вище ω . Залежно від ω радіус дослідження НГМ змінюється від 20см для високопористих порід до 60см для щільних порід. Глибинність дослідження ННК дещо менше. За даними Р.А. Резванова, радіус зони дослідження по водню при Ро-Ве джерелі залежно від ω змінюється в межах 15–40см для ННМ-НТ; 15–60см – ННМ-Т; 20–70см – НГМ, причому перші цифри – у середовищах з високим вмістом водню.

Аналізуючи вищенаведену інформацію, можна зробити висновок, що глибинність дослідження АК і НМ у газонасиченому колекторі з міжзерновим типом пористості, за умови використання стандартної апаратури з незмінною геометрією й частотними характеристиками, буде, в основному, контролюватися: у методі АК – швидкістю розповсюдження пружних хвиль у середовищі; у НМ – вмістом водню в середовищі, що досліджується. Обидва фізичні параметра пропорційні K_n . Таким чином, в обох випадках глибинність дослідження методів буде збільшуватися зі зменшенням пористості колектора та навпаки.

Наведена вище методика ґрунтується на припущенні, що зміна коефіцієнта залишкового газонасичення колектора в зоні проникнення – пропорційна відстані від стінки свердловини вглиб пласта. Автори вважають, що, не зважаючи на змінну глибинність методів АК і НМ, відношення R^{ak}/R^{hm} залишається постійним, а отже й K_{23}^{ak}/K_{23}^{hm} – константа.

Таким чином, уведення коефіцієнта K до системи рівнянь (4) дозволяє розв'язувати задачу знаходження K_n газонасиченої породи, K_{23}^{ak} та K_{23}^{hm} пласта на відстані R_{ak} та R_{hm} від стінки свердловини.

Висновки та перспективи розвитку. Проведені авторами практичні дослідження та огляд численної літератури привели до висновку щодо необхідності врахування присутності залишкового

газонасичення під час проведення інтерпретації каротажу з метою визначення пористості пласта. Існуючі методики не дозволяють повною мірою вирішити дану проблему. Запропонований авторами підхід дозволить знаходити пористість газонасиченої породи з урахування радіальної мінливості K_{23} . Для уточнення запропонованого способу необхідно провести подальші дослідження з апробацією отриманих результатів.

Список літератури / References

1. Федін Л.М. Инновационные технологии изучения коллекторов нефти и газа / Л.М. Федін, К.Л. Федін – Симферополь: „Доля“, 2010. – 236 с.

Fedin, L.M. and Fedin, K.L. (2010), *Innovatsionnye tekhnologii izucheniya kollektorov nefi i gaza* [Innovation Techniques of Analysis of Oil and Gas Reservoirs], Dolya, Simferopol, Ukraine.

2. Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. – Київ, 2013. – № 1(60). – С. 20–24.

Solodkyi, I.V. and Karpenko, O.M. (2013), “Porosity of gas-saturated reservoirs according to well-logging”, *Visnyk Kyivskoho Natsionalnoho Universytetu imeni Tarasa Shevchenka*, no.1(60), pp. 20–24.

3. Darwin V. Ellis, Julian M. Singer (2008), “Well Logging for earth Scientists”, *Springer*, Dordrecht, The Netherlands.

Цель. Создание методики определения пористости газонасыщенных терригенных пород-коллекторов с учетом влияния радиальной неоднородности распределения остаточного газонасыщения в зоне проникновения фильтра промывочной жидкости.

Методика. Проведены интерпретация и переинтерпретация каротажного материала по пластам-коллекторам одного возраста, литологии, глубины залегания и различного, по результатам испытаний, насыщения (определение пористости по результатам акустического, радиоактивного и электрического каротажа).

Результаты. Выявлено влияние характера газонасыщения прискважинной зоны пласта на показания нейтронных и акустических методов определения пористости. Проанализирован механизм образования зоны проникновения простого коллектора и характер распределения остаточного газонасыщения в ней. Показаны основные недостатки существующих методик определения пористости газонасыщенного коллектора. Также приведены особенности различных геофизических методов исследования скважин (ГИС) по их радиальной глубинности и влияние на их показания остаточного газонасыщения в пределах радиуса исследования. На основе анализа влияния флюидонасыщения на показания разных методов ГИС и глубинности исследования методов разработан подход, позволяющий проводить оценку изменения остаточного газонасыщения в радиальном направлении от скважины и выявления газонасыщенных пород-коллекторов по данным нейтронных и акустического методов исследования. Теоретические выводы

подтверждены статистическим анализом результатов интерпретации данных ГИС.

Научная новизна. Научная новизна предложенного в работе подхода – адекватный учет влияния остаточного газонасыщения на определенную по результатам ГИС пористость.

Практическая значимость. Предложена методика, позволяющая определять пористость газонасыщенных коллекторов, находить коэффициенты остаточного газонасыщения на расстояниях, соответствующих радиусам исследования методов пористости.

Ключевые слова: коллектор, зона проникновения, пористость, коэффициент остаточного газонасыщения

Purpose. To create a method of porosity determination for gas-saturated clastic rocks that consider the influence of the radial inhomogeneity of the distribution of the residual gas saturation in the area of drilling fluid filtrate invasion.

Methodology. The interpretation and reinterpretation of logging material of reservoirs of the same age, lithology, depth and different from the test result saturation was done (porosity determination from the acoustic, electric and radioactive logs).

Findings. The saturation type influence on porosity methods screenings was found. The mechanism of

simple reservoirs invasion zone and the distribution of the residual gas saturation in it have been analyzed. The basic shortcomings of the existing methods of determining the porosity of the gas-saturated reservoirs were shown. There are features of different well logging techniques on their radial depth of investigation and the impact of residual gas saturation on their readings. The approach allowing to evaluate changes in residual gas saturation in the radial direction from the wells and the detection of gas-saturated reservoir rocks according to neutron and acoustic methods was developed on the basis of the well logging radial depth of investigation analysis and gas saturation impact analysis. Theoretical conclusions were confirmed by statistical analysis of well logging interpretation results.

Originality. The approach proposed in the paper allows adequate accounting of the effect of residual gas saturation on the porosity determined from well-logging.

Practical value. The technique for estimation porosity of gas-saturated reservoirs and calculation of the coefficients of the residual gas saturation at distances that equal to porosity methods range of research.

Keywords: *reservoir, invasion zone, porosity, residual gas saturation coefficient*

Рекомендовано до публікації докт. геол.-мінерал. наук В.М. Загнітком. Дата надходження рукопису 15.10.13.