

Наука — виробництву

УДК 550.832

ВПЛИВ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗОНАСИЧЕННЯ НА ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Є. В. Солодкий

Київський національний університет ім. Тараса Шевченка; 03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90,
e-mail: eugeniy_solodkiy@ukr.net

Проведено інтерпретацію та переінтерпретацію каротажного матеріалу по пластах-колекторах одного віку, літології, глибини залягання і різного, за результатами випробувань, насичення (визначення пористості за результатами акустичного, радіоактивного та електричного каротажу). Виявлено вплив характеру насичення на покази методів пористості. Проаналізовано механізм утворення зони проникнення простого колектору та характер розподілу залишкового газонасичення в ній. Запропоновано методика, яка дозволяє визначати пористість газонасичених колекторів, знаходити коефіцієнти залишкового газонасичення на відстанях, що відповідають радіусам дослідження методів пористості.

Ключові слова: зона проникнення, акустичний каротаж, нейтронний каротаж.

Проведено інтерпретацію і переінтерпретацію каротажного матеріала по пластам-колекторам одного віку, літології, глибини залягання і різного, за результатами випробувань, насичення (визначення пористості за результатами акустичного, радіоактивного та електричного каротажу). Виявлено вплив характеру насичення на покази методів пористості. Проаналізовано механізм утворення зони проникнення простого колектора та характер розподілу залишкового газонасичення в ній. Запропоновано методика, яка дозволяє визначати пористість газонасичених колекторів, знаходити коефіцієнти залишкового газонасичення на відстанях, що відповідають радіусам дослідження методів пористості.

Ключевые слова: зона проникновения, акустический каротаж, нейтронный каротаж.

Interpretation and reinterpretation of the logging material of the reservoirs of the same age, lithology, occurrence depth and different, according to the test results, saturation were conducted (porosity determination on the basis of acoustic, electric and radioactive loggings). The saturation type influence on the porosity methods readings was found. The mechanism of simple reservoir's invasion zone formation and distribution of the residual gas saturation in it were analyzed. The technique for determination of the gas-saturated reservoirs porosity and calculation of the coefficients of the residual gas saturation at the distances equal to porosity methods range of the study was developed.

Keywords: invasion zone, acoustic logging, neutron logging.

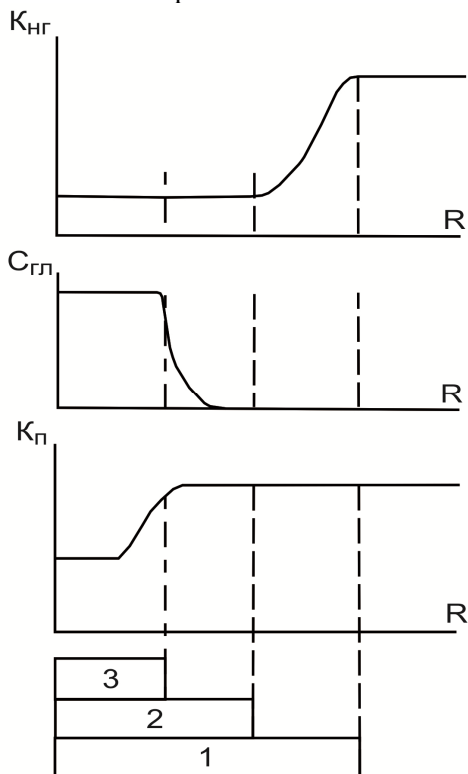
Вступ. Постановка проблеми. Дефіцит вуглеводневої сировини в Україні потребує збільшення обсягів видобутку природного газу за рахунок розробляння колекторів, що мають граничні, або на межі граничних значення коефіцієнта пористості ($K_{п}$). При прийнятті рішень щодо доцільності розробки того чи іншого пласта-колектора необхідно оперувати реальними значеннями коефіцієнта пористості та коефіцієнта газонасичення пласта ($K_{г}$). Таку інформацію здебільшого отримують з результатів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Існуючі класичні методики визначення $K_{п}$ газонасичених порід-колекторів базуються на використанні даних лише одного з методів пористості (акустичний, радіоактив-

ний або електричний) і не враховують реальний вплив газонасичення присвердловинної зони пласта. При такому підході вважається, що вміст залишкового газонасичення ($K_{гз}$) дорівнює нулю і не впливає на покази методів пористості. Неврахування наявності залишкового газонасичення у зоні проникнення фільтрату промивальної рідини у ряді випадків призводить до некоректного визначення $K_{п}$.

Теоретичні відомості. При розкритті свердловиною проникних гірських порід-колекторів, у них потрапляє спочатку промивальна рідина, а після утворення на стінках свердловини глинистої кірки – фільтрат промивальної рідини. Внаслідок цього відбувається зміна

властивостей і насиченості в об'ємі колекторів безпосередньо поблизу свердловини. Цю частину колекторів із зміненими властивостями прийнято називати зоною проникнення. Механізм утворення зони проникнення в теригенних колекторах з міжзеренним типом пористості виглядає так [1]: в процесі буріння свердловини в 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 промивальної рідини змінюється від гранично максимального заміщення до нульового. І далі йде незмінна частина колектору. Безпосередньо поблизу стінки свердловини частина порового простору зони граничного заміщення нафти або газу фільтратом промивальної рідини колюматується твердою фазою промивальної рідини.

В тих випадках, коли мінералізація фільтрату промивальної рідини і пластової води нафтонасичених і газонасичених колекторів є різними, одночасно з вже згаданими процесами відбувається і розбавлення пластової води фільтратом промивальної рідини. На рис. 1 схематично подається розподіл значень емнісних параметрів в зоні проникнення нафтогазонасичених колекторів.



1 – зона проникнення; 2 – зона граничного заміщення або розбавлення пластового флюїда фільтратом промивальної рідини; 3 – зона кальматациї; K_n – коефіцієнт пористості; $K_{гг}$ – коефіцієнт нафтогазонасичення; $C_{гп}$ – коефіцієнт масової глинистості

Рисунок 1 – Схематичне зображення зміни властивостей простих нафтогазонасичених колекторів

Необхідно зауважити, що в природі навіть прості колектори мікронеоднорідні як за потужністю, так і за простяганням, тому зображене на рис.1 уявлення про розподіл властивостей в зоні проникнення нафтогазонасичених простих колекторів є певною мірою ідеалізованим.

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

Згідно з тривалими спостереженнями та результатами польових досліджень пористість газонасичених порід, розрахована за методом АК, у ряді випадків буде суттєво завищеною. Дійсна величина K_n перебуває в межах 65% - 90% від розрахованої за методом АК, в залежності від залишкового газонасичення.

Газонасичення породи, як і її глинистість, впливає на покази НК двобічно: викликає зменшення їх водневого індексу і густини. Перший фактор обумовлює зменшення істинної вологості породи на величину $K_n K_{гг} (1 - \omega_c)$, де ω_c – вміст водню у газі. Врахування впливу залишкового газонасичення на покази НК в зоні дослідження методу можливе, якщо відомий коефіцієнт залишкового газонасичення $K_{гг}$ або об'ємного газонасичення $Q_c = K_n K_{гг}$. Врахування для показів НК газонасичення зводиться до віднімання від величини K_m уведеної на вплив інших факторів поправки $Q_c (\omega_c - 1) + d\omega_{пл}$, де $d\omega_{пл}$ – поправка на зміну густини.

У випадку глинистих колекторів із залишковою газонасиченістю більш точно пористість визначають при одночасному врахуванні як глинистості, так і газонасичення, шляхом віднімання поправки:

$$K_{гг} \omega_{пл} + Q_c (\omega_c - 1) + d\omega_{пл},$$

де $K_{гг}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості;

$\omega_{пл}$, ω_c – вміст водню у глинистій складовій і газі відповідно.

Аналіз попередніх досліджень. Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми. На даний час існує дуже мало конкретних методик і рекомендацій щодо визначення $K_{гг}$ в зоні проникнення фільтрату промивальної рідини.

За методикою, наведеною у роботі [4], коефіцієнт пористості (K_n) газонасиченого колектора з міжзеренним типом пористості з врахуванням впливу залишкового газонасичення визначається так.

Гамма-гамма метод щільнісний (ГГМ-Щ):

$$\delta_n = K_n (K_{гг} \delta_{гг} + K_{гг} \delta_c) + (1 - K_n) \delta_{ск}, \quad (1)$$

де δ_n , $\delta_{гг}$, δ_c , $\delta_{ск}$ – щільність породи, води, газу і скелету породи відповідно;

$K_{гг}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення.

Таблиця 1 – 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 _{п.АК}	K _{п.НК}	1,669	0,652	K _{п.АК}	K _{п.НК}	1,699	4,19
K _{п.АК}	K _{п.ЕК}	1,669	1,113	K _{п.АК}	K _{п.ЕК}	1,699	27,45
K _{п.НМ}	K _{п.ЕК}	1,669	0,426	K _{п.НМ}	K _{п.ЕК}	1,699	24,72

Нейтронний метод (НМ):

$$\omega_{гп} = K_{п}(1 - K_{гз})\omega_{з} + K_{п}K_{гз}\omega_{г} + \Delta\omega_{лит}, \quad (2)$$

де $\omega_{гп}$, $\omega_{з}$, $\omega_{г}$ – вміст водню у гірській породі, воді і газі відповідно;

$\Delta\omega_{лит}$ – поправка за літологію породи.

Акустичний метод (АМ):

$$\Delta T_{п} = K_{п}(K_{гз}\Delta T_{г} + (1 - K_{гз})\Delta T_{ф}) + (1 - K_{п})\Delta T_{ск} \quad (3)$$

де ΔT , $\Delta T_{г}$, $\Delta T_{ф}$, $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі в гірській породі, газі, фільтраті промивної рідини і скелеті породи відповідно.

Якщо в комплексі методів присутній мікробоковий каротаж (БМК), то опір повністю промитої зони $\rho_{пп}$ в умовах газонасиченого колектора визначається за формулою:

$$\rho_{пп} = P_{п}(1 - K_{гз})^n \rho_{ф}$$

де P – параметр поверхневої провідності;

$P_{п}$ – параметр пористості (відносний електричний опір);

$\rho_{ф}$ – опір фільтрату промивальної рідини.

При визначенні $K_{п}$ газонасиченого колектору для перерахованих вище методів необхідно врахувати вплив залишкового газонасичення в показах кожного із цих методів. Таким чином, в 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 визначення $K_{п}$, необхідно оцінити значення тих параметрів, які входять в наведені вище рівняння для кожного з методів, що використовується. Після цього розраховується палетка для розв'язання задачі визначення пористості і залишкового газонасичення. Вхідними даними для палетки є покази двох методів, що використовуються, вихідними – значення коефіцієнтів пористості і залишкового газонасичення.

Описана вище методика дозволяє наблизити знаходити $K_{гз}$ та пористість газонасиченої породи. Але вона має ряд недоліків:

- методика працює лише за умови незмінності $K_{гз}$ в інтервалі глибинності дослідження методів пористості, або за умови рівності радіусів дослідження методів. Існуючі практичні і теоретичні дослідження вказують на неоднорі-

дність розподілу залишкового газонасичення в межах зони проникнення та різну глибинність дослідження зондів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу [2].

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

- неможливість використання методів ГГМ-Щ і БМК, що обумовлено реальною відсутністю ГГМ-Щ в комплексі ГДС та некоректністю показів БМК для цілей кількісної інтерпретації ($\rho_{пп}$ 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 Євгенівського газоконденсатного родовища свідчать про присутність впливу $K_{гз}$ на визначення пористості теригенних 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, які істотно впливають на формування зони проникнення і, відповідно, на величину залишкового газу в присвердловинній зоні. Це, в першу чергу, коливання тиску та зрив глинистої кірки в свердловині під час спуско-підіймальних операцій; зупинки циркуляції; водовіддача промивальної рідини; перепад тиску між свердловиною та пластом і т.д. Розроблення методики визначення вмісту залишкового газонасичення з урахуванням його радіальної зміни від стінки свердловини в глиб пласта необхідна для коректного визначення пористості газонасиченого пласта.

Викладення основного матеріалу. Для виявлення характеру і ступеня впливу насичення на визначення пористості як об'єкт дослідження було обрано пласти-колектори серпучівського віку, різного згідно з результатами випробування насичення [2]. У зв'язку із значною кількістю геологічних і технологічних чинників, що впливають на покази методів пористості, з метою зменшення впливу текстурно-структурних особливостей гірської породи, до-

сліджувалися лише теригенні колектори з міжзеренним 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_p порід з різним характером насичення (водонасичені і газонасичені) за даними методів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу (рис. 1). Отримані середні значення K_p , розраховані за даними різних методів ГДС для порід різного характеру насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність. У таблиці 1 наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень пористості, за даними різних методів ГДС окремо по двох вибірках порід (водонасичені і газонасичені пласти), шляхом порівняння розрахованих значень ($t_{роз}$) t-критерію з теоретичними ($t_{теор}$).

Аналізуючи розподіли ймовірнісних значень K_p для порід з різним характером насичення та результати розрахунків значень t-критерію, можна зробити висновок, що за 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 $K_{га}$.

Авторами була запропонована методика сумісного визначення $K_{га}$ та K_p , що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних методів каротажу: акустичного і нейтронного. Обидва методи є загальнозастосовуваними, НМ – входить до обов'язкового стандартного комплексу каротажу в Україні; АК – основний метод пористості. Система рівнянь для визначення пористості та залишкового газонасичення має такий вигляд:

$$\begin{cases} K_p^{AK} = K_p + K_{га}^{NM} * K * K_p * \frac{\Delta T_r - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} \\ K_p^{NM} = K_p - K_{га}^{NM} * K_p * \omega_r \end{cases} \quad (4)$$

де K_p - реальна пористість породи;
 K_p^{AK} , K_p^{NM} - пористість обчислена за результатами акустичного (з введенням поправки за глинистість) і нейтронного (з введенням поправок за глинистість, зв'язану воду глин, літологію) каротажу відповідно:

$$K_p^{AK} = \frac{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} - K_{пл} * \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} \quad (5)$$

де ΔT_B , $\Delta T_{пл}$ - інтервальний час пробігу пружної хвилі у воді і глинистій компоненті;

$$K_p^{NM} = \omega_{пл} - K_{пл} * \omega_{пл} + \Delta \omega_{літ} \quad (6)$$

де $\omega_{пл}$ - вміст водню у глинистій складовій;

K - коефіцієнт, який дорівнює:

$$K = \frac{K_{га}^{AK}}{K_{га}^{NM}} = \frac{R_{AK}}{R_{NM}} \quad (7)$$

де $K_{га}^{AK}$, $K_{га}^{NM}$ - коефіцієнт залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно;

R_{AK} , R_{NM} - радіус дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно.

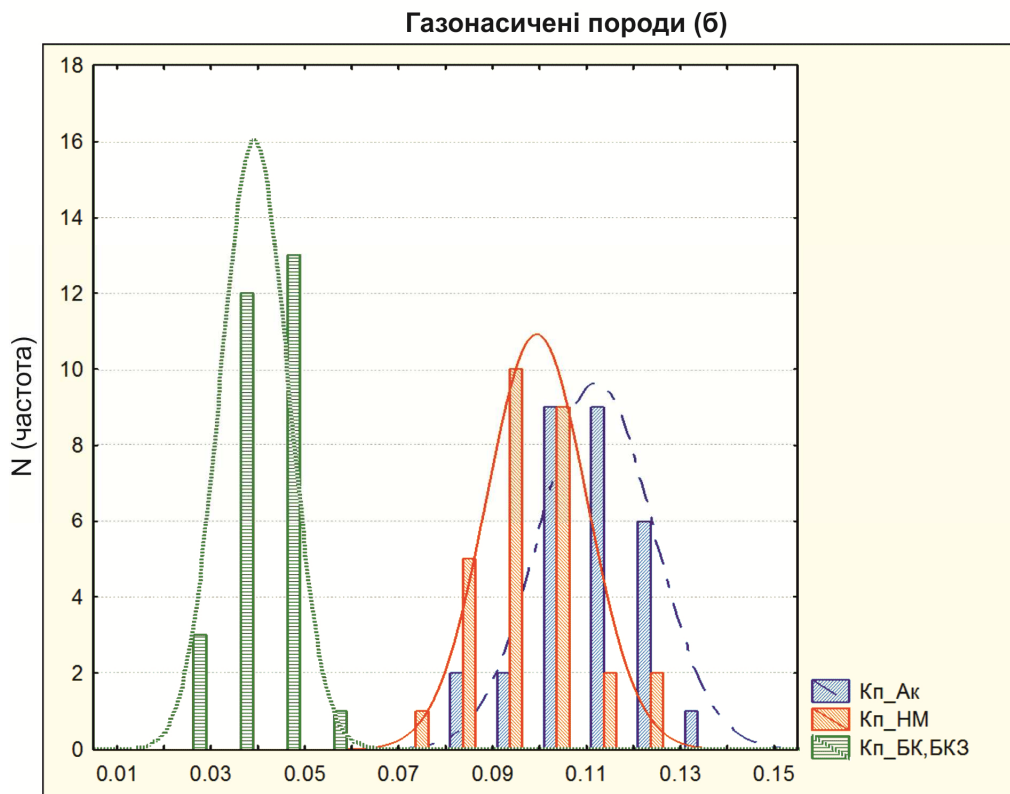
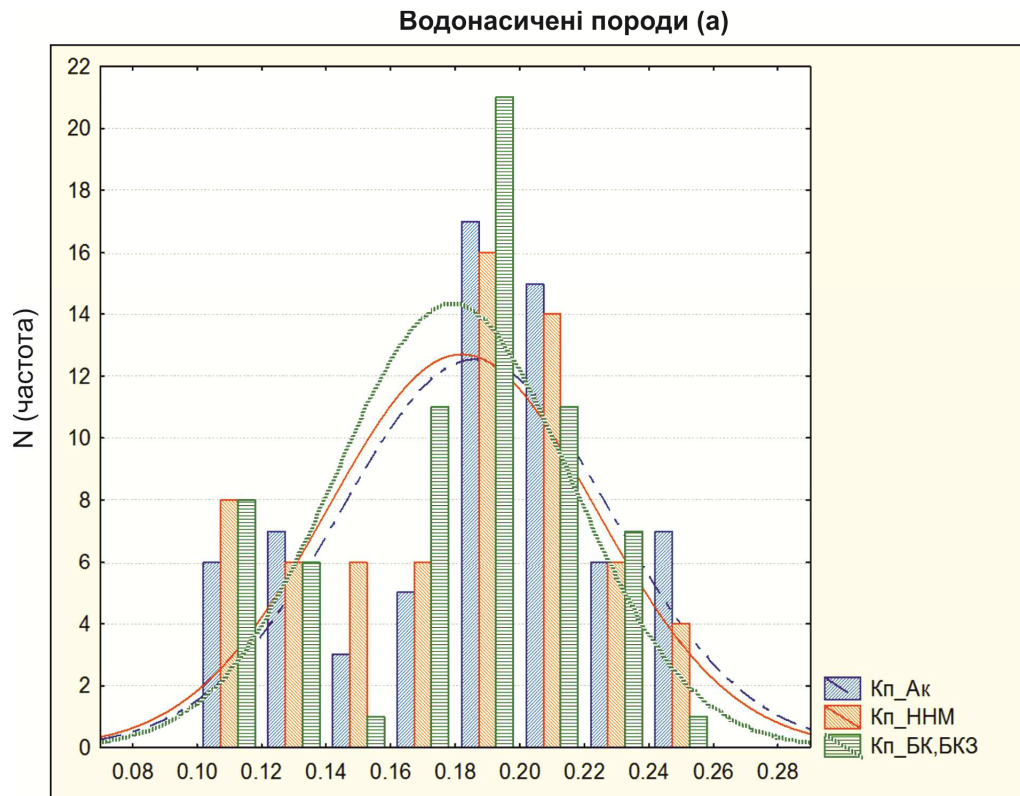
Глибина дослідження акустичним зондом визначається його базою, частотою сигналу і швидкістю розповсюдження пружних хвиль в породі. Із збільшенням бази зонда і швидкості розповсюдження пружних коливань в г.п., радіус дослідження збільшується. Зі збільшенням частоти пружних коливань глибина дослідження зменшується. Стандартні дослідження акустичним методом виконують серійною апаратурою СПАК в необсадженої свердловині трьохелементним зондом (два випромінювача: B_1 і B_2 і один приймач: P_1). Дослідження проводяться за частоти пружних імпульсів 25-30 кГц, глибина дослідження складає 0,2 – 0,5 м і збільшується з підвищенням густини досліджуваних порід. Практично, радіус дослідження кінематичних характеристик при базі 0,5 м і частоті 25 кГц в середньому складає 25-30 см. В середовищах, що мають додатній 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) в середовищі, і тим менша, чим вище ω . Залежно від ω радіус дослідження НГМ змінюється від 20 см для високопористих порід до 60 см для щільних порід. Глибинність дослідження ННК дещо менша. За даними Р.А. Резванова, радіус зони дослідження за воднем при Ро-Ве джерелі залежно від ω змінюється в межах 15-40 см для ННМ-НТ, 15-60 см – ННМ-Т, 20-70 см – НГМ, причому перші цифри приймають для середовищ з високим вмістом водню.

Висновки

Аналізуючи наведену вище інформацію, можна зробити висновок, що глибинність дослідження АК і НМ у газонасиченому колекторі із міжзеренним типом пористості за умови використання стандартної апаратури із незмінною геометрією і частотними характеристиками буде, в основному, контролюватися: у методі АК – швидкістю розповсюдження пружних хвиль у середовищі; у НМ – вмістом водню у середовищі, що досліджується. Обидва фізичні параметри пропорційні K_p . Таким чином, в обох випадках глибинність дослідження методів буде обернено пропорційною пористості колектора.

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 зважаю-



а – водонасичені породи; б – газонасичені породи; $K_{п_Ак}$ – пористість обрахована за даними акустичного каротажу; $K_{п_НМ}$ – пористість обрахована за даними нейтронного каротажу, $K_{п_БК,БКЗ}$ – пористість обрахована за даними бокового каротажу, бокового каротажного зондування

Рисунок 2 – Розподіл ймовірностей значень $K_{п}$ для порід з різним характером

чи на змінну глибинність методів АК і НМ, відношення R_{AK}/R_{HM} залишається постійним, а отже і $K_{ГЗ}^{AK}/K_{ГЗ}^{HM}$ — константа. Таким чином,

введення коефіцієнта K в систему рівнянь (4) дозволяє розв'язувати задачу знаходження $K_{ГЗ}$ газонасиченої породи, $K_{ГЗ}^{AK}$ та $K_{ГЗ}^{HM}$ пласта на відстані R_{AK} та R_{HM} від стінки свердловини.

Запропонований авторами підхід дасть змогу визначати пористість газонасиченої породи з урахування радіальної мінливості $K_{ГЗ}$. Для уточнення запропонованого способу необхідно провести подальші дослідження з апробацією отриманих результатів.

Література

- 1 Федин Л.М. Инновационные технологии изучения коллекторов нефти и газа / Л.М. Федин, К.Л.Федин. — Симферополь: Доля, 2010. — 236 с.
- 2 Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. — 2013. — № 1(60). — С. 20-24.
- 3 Darwin V. Ellis, Julian M. Singer (2008). Well Logging for earth Scientists. Springer, Dordrecht, The Netherlands.
- 4 Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов / М.Г.Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова. — М.: ООО “Недра-Бизнес-центр”, 2007. — 327 с.: ил.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.11.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Кашубою Г.О.
(ТзОВ «Надра інтегровані рішення», м. Київ)*