

O. Kamilova, Junior researcher, V. Kulyk, Cand. Sci. (Phys.-Math.),
M. Bondarenko, Cand. Sci. (Geol.), A. Ketov, Cand. Sci. (Geol.),
S. Deineko, Cand. Sci. (Geol.)
Institute of Geophysics National Academy of Science of Ukraine, Kyiv

DETERMINATION OF PARAMETERS OF TECHNOGENIC IRON-BEARING ROCKS BY COMPLEX RADIOACTIVE LOGGING (BY THE EXAMPLE OF TAILING DUMP OF NORTHERN MINE AND CONCENTRATOR COMPLEX)

By means of a complex radioactive logging (RL) made up a neutron-neutron, gamma-gamma and gamma logging is executed research of rocks in the territory of tailing dump of Northern mine and concentrator complex. On the basis of objective and adaptable of RL-methodology (as sets of the corresponding methods and techniques) a number of petrophysical parameters of technogenic and natural rocks is determined and the content of iron is estimated. High efficiency and informativity of a RL-complex and its interpretative and methodical providing is shown.

УДК 550.832

Є. Солодкий, асп., О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ

ПОРИСТИСТЬ ГАЗОНАСИЧЕНИХ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС

(Рекомендовано членом редакційної колегії канд. геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)

На основі лабораторних досліджень керну, геофізичних досліджень свердловин та результатів випробування пластів вивчено вплив характеру насичення на визначення пористості порід-колекторів серпухівського ярусу Євгеніївського ГКР. В результаті проведеної інтерпретації даних ГДС та аналізу наявної геолого-геофізичної інформації зроблено відповідні висновки щодо впливу характеру насичення при обрахунках пористості порід-колекторів Євгеніївського ГКР.

Вступ. Точність і достовірність визначення ємнісних властивостей контролює точність підрахунку запасів вуглеводнів, виявлення перспективних об'єктів і в кінцевому етапі – точність оцінки економічної доцільності розробки родовища.

Одним із найважливіших параметрів при визначенні колекторів є коефіцієнт пористості (K_p). Існує велика кількість підходів до його визначення, в першу чергу за результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Достовірність такої оцінки суттєво залежить від правильно обраної методики інтерпретації даних каротажу і врахування геолого-геофізичних особливостей розрізу.

У зв'язку із тим, що гірські породи (г.п.) з точки зору системного аналізу і математичної статистики відносяться до вкрай погано організованих систем, урахування всіх існуючих факторів в інтерпретаційній моделі є непростю задачею. Однією із проблем є врахування процесів, що протікають в присвердловинній зоні пласта при випереджуючому проникненні фільтрату рідини при бурінні свердловин.

Постановка задачі. На даний час мало конкретних рекомендацій по кожному регіону досліджень щодо врахування впливу нафтогазонасичення при визначенні K_p за даними ГДС. Метою авторів було оцінити вплив залишкової газонасиченості в зоні проникнення фільтрату промивної рідини на точність визначення K_p в теригенних породах – колекторах (об'єктом дослідження обрано продуктивні і водонасичені пласти Євгеніївського газоконденсатного родовища). Визначення залишкового газонасичення в присвердловинній зоні – сама по собі дуже важлива задача, що несе в собі інформацію про характер насичення пласта в цілому, і як результат – про його продуктивність.

Теоретичні відомості. Сукупність методів акустичного, радіоактивного і електричного каротажу складають комплекс, що дозволяє досить повно характеризувати ємнісні властивості порід-колекторів, у тому числі – у зоні проникнення фільтрату промивної рідини.

Акустичний каротаж. Акустичний каротаж (АК) є основним методом визначення пористості г.п. у розрізах нафтових і газових свердловин [9]. Цей метод базується на реєстрації швидкості (інтервального часу – ΔT) проходження головної хвилі в г.п. Швидкість пружних хвиль залежить від цілого ряду параметрів, але як показали польові дослідження, в більшості випадків величина вимірюваної швидкості контролюється пористістю [2]. Ме-

тодом АК визначають абсолютну пористість. Однак, після введення ряду поправок в отримані дані, визначають ефективну пористість. Існує велика кількість способів визначення K_p за даними АК, але найбільш широко розповсюдженим є метод, оснований на використанні загальновідомого рівняння середнього часу [19].

Для визначення K_p за даними АК найбільш сприятливим є діапазон пористості 5-25 %. Порооди з $K_p > 25$ %, як правило, слабозцементовані з недосконалим акустичним контактом між зернами скелету. Для щільних порід з $K_p < 5$ % спостерігається сильний вплив різноманіття в мінеральному складі і геометрії пор досліджуваних відкладів [15].

На покази методу впливає значна кількість факторів: пористість, мінеральний склад зерен твердої фази, тип наповнювача пор, об'єм газу в порах, гідрофільність, структурні і текстурні особливості, тиск і температура, кавернозність і тріщинуватість, орієнтація тріщин, а також ряд штучних зовнішніх факторів.

Стандартні дослідження акустичним методом виконують серійною апаратурою СПАК у необсадженої свердловині триелементним зондом (два випромінювача B_1 і B_2 та один приймач P_1). Дослідження проводяться при частоті пружних імпульсів 25-30 кГц, глибина дослідження складає 0,2-0,5 м і збільшується з підвищенням густини досліджуваних порід. Глибина дослідження триелементним зондом визначається його базою; вважається, що при довжині бази 0,5 м глибина дослідження в середньому складає 0,25-0,3 м [15].

Радіус дослідження при малих розмірах зонда не виходить за межі промитої зони [2]. Глибина дослідження триелементним зондом визначається його базою, частотою сигналу і швидкістю розповсюдження пружних хвиль у породі. Зі збільшенням бази зонда і швидкості розповсюдження пружних коливань у г.п. радіус дослідження збільшується. Зі збільшенням частоти пружних коливань глибина дослідження зменшується. Практично, радіус дослідження кінематичних характеристик, при базі 0,5 м і частоті 25 кГц, у середньому складає 25-30 см. Радіус дослідження по динамічних параметрах приблизно в 2 рази більше, ніж по кінематичних [6, 7].

У роботі [7] вказується, що при $V_p = 5$ км/с ($\Delta T = 200$ мкс/м), частоті 25 кГц, радіус дослідження приблизно складає 20 см. У середовищах, що мають додатній градієнт хвильового опору по радіусу від стін-

ки свердловини, глибинність методу буде збільшуватися як зі зниженням частоти акустичного поля, так і зі збільшенням розносу глибинного приладу.

Багатократні спостереження привели до висновку, що за насичення порід вуглеводнями спотворюється величина пористості, що розрахована за методом АК. Врахування складу флюїду, що насичує породу, виконують, вводячи емпіричні поправки. Емпіричний коефіцієнт поправки за вплив залишкового газонасичення знаходиться в межах від 0,8 до 0,9 (залежно від термобаричних умов). Вплив характеру насичення (в першу чергу, наявність газу) і розсіяної глинистості в породах-колекторах на величину ΔT тим менше, чим краще ступінь цементації скелету породи [15].

Вивчення польових матеріалів показало, що для газонасичених порід коефіцієнт поправки за тип флюїду, що насичує пори, складає близько 0,7. Більш точне визначення цієї поправки потребує детальних польових досліджень для кожного конкретного району. Також встановлено, що вплив цього фактору збільшується зі зменшенням диференціального тиску і значно зменшується при його збільшенні [2].

У роботі [3] зазначається, що для низькопористих пісковиків ($K_p < 15\%$) і карбонатних порід поправку за газонасичення не вводять. За даними [3], для розрахунку дійсної пористості газонасичених пісковиків рекомендується помножити значення K_p , що отримане з використанням відомого рівняння середнього часу, на коефіцієнт 0,8-0,9.

За даними [5], дійсна величина коефіцієнта пористості дорівнює від 65% до 75% від розрахованої за результатами АК для газонасичених колекторів. У роботах [11,12] вказують, що в газонасичених пісковиках пористість за АК завищена приблизно на 30%.

Розбіжності в оцінці різними авторами вмісту та впливу залишкового газонасичення на розраховані значення пористості за даними АК полягають у наявності значного числа впливових чинників, які досить проблематично врахувати під час інтерпретації даних АК у процесі досліджень газонасичених покладів. Окрім чинників геологічної природи, слід вказати на технологічні чинники, які істотно впливають на формування зони проникнення і, відповідно, на величину залишкового газонасичення в присвердловинній зоні. Це, в першу чергу, коливання тиску та зрив глинистої кірки в свердловині під час спуско-підйомних операцій, зупинки циркуляції, водовіддача промивної рідини, перепад тиску між свердловиною та пластом і т.ін.

Радіоактивний каротаж (РК). Для оцінки K_p порід за даними РК найбільш широко використовуються дані нейтронних методів (НМ), що пов'язано з найбільшою глибинністю та існуванням тісного лінійного кореляційного зв'язку між даними НМ (прологарифмованими) і вмістом водню в породах (особливо в діапазоні K_p 5-25% : 3-30%) [18, 17].

Серед методів РК нейтронний каротаж має найбільший радіус дослідження. Це пояснюється тим, що при опроміненні г.п. нейтронами, ці частинки, що не мають електричного заряду, вільно проникають через електронні оболонки і взаємодіють безпосередньо з ядрами атомів. Взаємодія нейтронів з ядром керується ядерними силами, які проявляються при зіткненні нейтрона з ядром. Дія ядерних сил може призвести до розсіювання і поглинання. Досліджуючи розсіювання і поглинання нейтронів, можна ідентифікувати хімічні елементи і їх концентрації, на ядрах яких протікають ці процеси [12]. Основними факторами, що контролюють розсіювання і поглинання нейтронів, є вміст водню і хлору в досліджуваному середовищі [15].

Залежно від випромінювання, що реєструється детектором, нейтронні методи каротажу поділяються на нейтрон-нейтронні методи, в яких вимірюється щільність потоку нейтронів у г.п., і нейтронний-гамма метод, оснований на реєстрації вторинного гамма-випромінювання [12].

При дослідженнях свердловин, як правило, використовується така серійна апаратура: НГК в однозондовому варіанті (апаратура ДРСТ-3-90 і СП-62) із зондом НГМ-60, нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах (ННК-Т) в однозондовому варіанті (апаратура ДРСТ-3-90) з зондом НМ-Т-50; ННК-Т в багатозондовому варіанті (апаратура К-7) і двозондовому варіанті (апаратура РК4-841, РКС-2 і РКС-3) [15].

Глибинність НМ залежить від вмісту водню (ω) в середовищі і тим менше, 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 менше [12, 15].

За даними [18], інформаційна глибинність дослідження нейтронного каротажу по водню збільшується зі зменшенням K_p від 25-30 см до 60 см; по хлору – від 7-9 см (при заміщенні прісного пластового флюїду мінералізованим фільтратом промивної рідини) до 14-19 см (навпаки).

Радіус зони дослідження по водню 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 – в середовищах з високим вмістом водню. Радіус дослідження по хлору: для ННМ-Т – 5-20 см, для НГМ – 20-30 см [17].

Збільшення пористості пласта від 24 до 36% і діаметра свердловини від 220 до 300 мм не впливає на величину радіусу дослідження імпульсних і стаціонарних нейтронних методів. Для зонда довжиною 50 см радіус дослідження НГМ при проникненні прісної води складає 32 см і зменшується до 22 см у випадку проникнення солоної води в нафтонасичений пласт. Зі збільшенням довжини зонда до 70 см радіус дослідження збільшується відповідно до 34 і 27 см [16].

Газоносні пласти, за винятком пластів з аномально високими пластовими тисками, вміщують при однаковій пористості менше водню в одиниці об'єму породи, ніж нафтоносні і водоносні. За рахунок цього, вони відмічаються більш високими показами НМ, якщо зона проникнення фільтрату промивної рідини в пласт відсутня (наприклад, в обсаджених неперфорованих свердловинах), або якщо радіус цієї зони менше за радіус зони дослідження методу (приблизно 30 см). Однак, в необсаджених свердловинах, які часто мають значну за розмірами зону проникнення фільтрату, де газ майже повністю витісняється фільтратом промивної рідини, покази проти газоносних пластів практично не відрізняються від показів напроти водоносних і нафтоносних порід тієї ж пористості [14].

За даними [15], при визначенні K_p за НГК отримані значення дещо занижені, величина $K_{пн}$ (нейтронна пористість) газонасного колектора приблизно дорівнює:

$$K_{пн} = K_p (1 - K_f) + \frac{K_p K_f P_{пл}}{623} \quad (1)$$

Оцінка K_p газонасичених пластів за даними НК потребує введення поправок за аномально низький вміст водню і понижену густину газонасичених пластів [18].

Газонасичення породи, як і її глинистість, впливає на покази НМ двобічно: викликає зменшення їх водневого індексу і густини. Перший фактор обумовлює зменшення істинної вологості породи на величину $K_e K_p (1 - \omega_e)$. Врахування впливу залишкового газонасичення на покази НМ в зоні дослідження методу можливе, якщо відомий коефіцієнт залишкового газонасичення K_{e3} або об'ємного газонасичення $Q_e = K_p K_e$. Врахування на пока-

зи НМ газонасичення зводиться до віднімання від величини $K_{пл}$, виправленої за вплив інших факторів, поправки $Q_2(\omega_2 - 1) + d\omega_{пл}$, де $d\omega_{пл}$ – 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 [4]:

$$K_{пл} = \omega_{св} + Q_r (\omega_r - 1) + d\omega_{пл} \quad (2)$$

Електричний каротаж. Коефіцієнт пористості за методом електричного каротажу оцінюється за використанням залежності типу $P_{пн} = f(K_{пн})$. Параметр пористості (відносний електричний опір) розраховується:

– як відношення питомого електричного опору повністю насиченого пластовими водами колектора $\rho_{вп}$ до питомого електричного опору пластових вод $\rho_в$:

$$P_{пн} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_в};$$

– як відношення питомого електричного опору промитої зони колектора $\rho_{пн}$ до питомого електричного опору фільтрату промивної рідини (бурового розчину) $\rho_ф$:

$$P_{пн}(P_{пф}) = \frac{\rho_{пн}}{\rho_ф};$$

– через середні питомі електричні опори в зоні проникнення $\rho_{зп}$ і суміші пластової води і фільтрату бурового розчину $\rho_{в,ф}$:

$$P_{пн}(P_{пф}) = \frac{\rho_{пн}}{\rho_{в,ф}}.$$

Головним і найбільш поширеним методом електричного каротажу, що дозволяє визначити найбільш реальний питомий опір гірських порід, є метод бокового каротажу. Як правило, при дослідженні нафтогазових свердловин використовується тризондова модифікація методу – БК-3. Радіус досліджень триелектродним фокусованим зондом залежить від його загальної довжини $L_{заг}$ і складає 1–2 м залежно від геоелектричної характеристики досліджуваного розрізу [12].

За даними [5], визначення пористості газонасичених порід потребує введення поправки за залишкове газонасичення.

Об'єкт дослідження. В адміністративному відношенні Євгеніївське газоконденсатне родовище розташоване в Кремінському районі Луганської області в 6 км на північний схід від м. Кремінна. У тектонічному відношенні Євгеніївська структура розміщена в межах північної бортової частини ДДЗ і знаходиться в районі зчленування південного схилу Воронезької антеклизі з Донецькою складчастою спорудою, в зоні палеозойських піднять, приурочених до Краснорецької тектонічної лінії Північного Донбасу. Головним її елементом є Краснорецький скид, що має регіональний характер розвитку і протягується з південного сходу на північний захід майже паралельно Північно-Донецькому насуву. У дослідно-промислому розробку родовище впроваджене в 2001 р. На початок 2006 р у межах родовища пробурено 14 пошукових і розвідувальних свердловин. Поклади вуглеводнів Євгеніївського газоконденсатного родовища пов'язані з теригенними відкладами московського, башкирського та серпухівського ярусів карбону. Для проведення оцінки впливу характеру насичення на визначення K_r було обрано пласти-колектори серпухівського віку, різного, за результатами випробування, насичення. В межах даного родовища зі свердловин № 1, 8, 14 було сформовано дві вибірки (групи) пластів: водонасичені і газонасичені. Глибинний інтервал дослідження 2100–2700 м. Товщини пластів від 2 до 11 м. Літологічно колектори представлені кварцовими та кварцово-польовошпатовими пісковиками з глинистим та карбонатно-глинистим цементом.

Результати дослідження. Після проведення детальної обробки та поточної (крок 0,2 м) інтерпретації каротажного матеріалу було розраховано K_r порід різного характеру насичення за даними методів акустичного (АК), радіоактивного (ННКт або НПК) та електричного (БК, БКЗ) каротажу. Дані про характер насичення порід за результатами випробування в межах обраних інтервалів глибин наведено в табл. 1.

Таблиця 1
Характер насичення порід за результатами випробування пластів

№ св.	Інтервал глибин залягання пласта-колектора, м	Товщина, м	Х-р насичення
1	2125-2127,6	2,6	Вода
	2145,2-2147	1,8	Вода
	2167,4-2179	11,6	Вода
8	2308-2314	6	Вода
	2346-2352	6	Газ
14	2710-2715	5	Газ

Отримані середні значення K_r , розраховані за даними різних методів ГДС для порід різного характеру насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність. У табл. 2 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 ($t_{теор}$).

Таблиця 2
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		$t_{теор}$	$t_{роз}$
$K_{п\ АК}$	$K_{п\ НМ}$	1,669	0,652	$K_{п\ АК}$	$K_{п\ НМ}$	1,699	4,19
$K_{п\ АК}$	$K_{п\ БК,БКЗ}$	1,669	1,113	$K_{п\ АК}$	$K_{п\ БК,БКЗ}$	1,699	27,45
$K_{п\ НМ}$	$K_{п\ БК,БКЗ}$	1,669	0,426	$K_{п\ НМ}$	$K_{п\ БК,БКЗ}$	1,699	24,72

Аналізуючи результати розрахунків значень t -критерію, можна зробити висновок, що при насиченні порід водою значення пористості, обчислені за різними методами ГДС, мало відрізняються між собою, для газонасичених порід – різниця дуже суттєва. Нижче наведено отримані ймовірнісні розподіли значень пористості водонасичених і газонасичених порід-колекторів (рис. 1а, б).

Висновки. Після проведення статистичного аналізу та порівняння отриманих результатів за критерієм Ст'юдента виявлено факт впливу газонасичення на покази методів акустичного, нейтронного і електричного каротажу для типових умов розкриття пластів пошуковими і розвідувальними свердловинами в межах карбонатного комплексу ДДЗ. Аналізуючи отримані ймовірнісні розподіли фактичних даних, ступінь і характер впливу залишкового газонасичення на покази розглянутих вище методів ГДС, можна зробити припущення, що істинні значення K_r знаходяться в проміжку між величинами $K_r^{АК}$ і $K_r^{НК}$. Для того, щоби більш точно визначити вплив залишкового газонасичення, необхідно вивчити розподіл газонасичення пласта в радіальному напрямку від стінки свердловини. Для цього слід використовувати різноглибинні зонди акустичного, нейтронного і електричного каротажу. Напрямок таких досліджень, спрямованих на вдосконалення методики визначення емнісної характеристики порід-колекторів, забезпечить збільшення достовірності оцінки запасів природного газу по окремих родовищах ДДЗ на основі використання даних промислової геофізики.

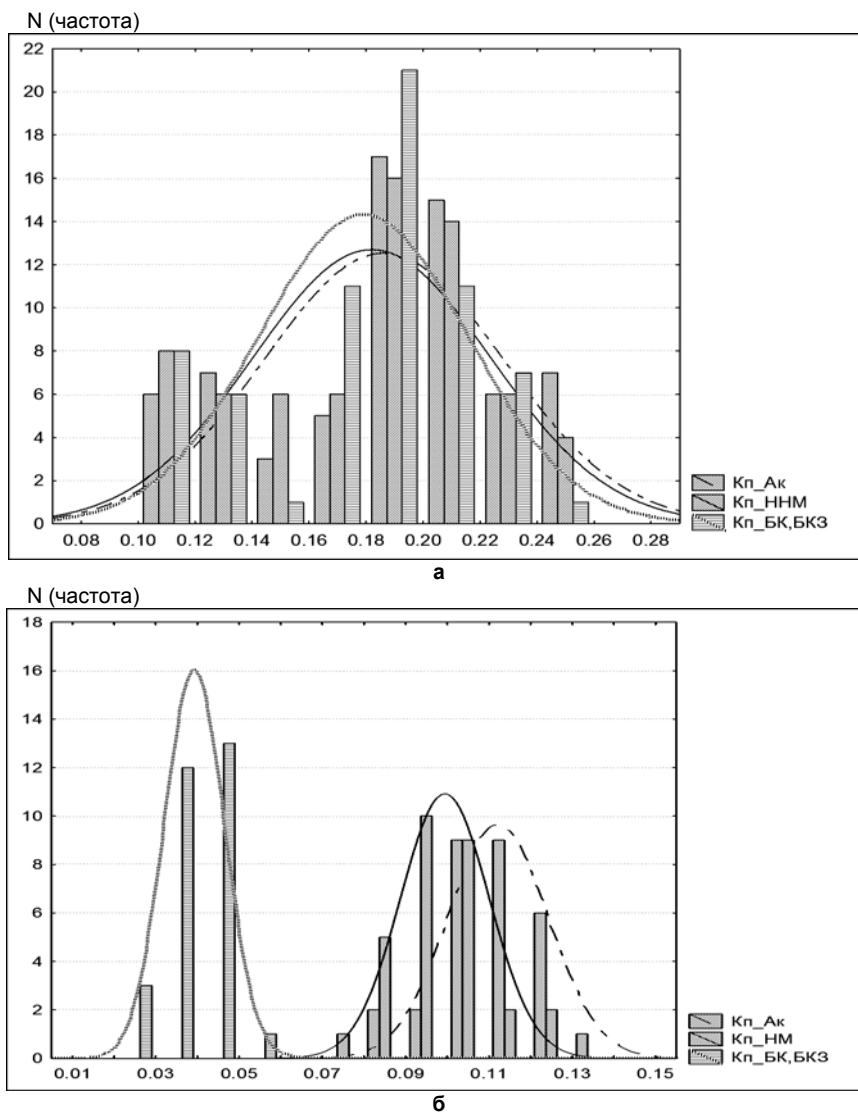


Рис. 1. Розподіл ймовірностей значень Кп для порід з різним характером насичення по свердловинах Євгеніївського газоконденсатного родовища:

а – водонасичені породи; б – газонасичені породи. Умовні позначення: Кп_Ак – пористість, обрахована за даними акустичного каротажу; Кп_НМ – пористість, обрахована за даними нейтронного каротажу, Кп_БК,БКЗ – пористість, обрахована за даними бокового каротажу, бокового каротажного зондування

Список використаних джерел

1. Азаматов В. И. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым геофизическим данным // Обзор. информация. Сер. Геология нефтяных и газовых месторождений / Азаматов В. И., Крысин Н. И., Спасибко В. Д. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 46 с.
2. Булатова Ж. М. Акустический каротаж / Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. – Л.: Недра, 1970. – 264 с.
3. Вендельштейн Б. Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керн, опробований и испытаний продуктивных пластов / Вендельштейн Б. Ю., Козьяр В. Ф., Яценко Г. Г. – Калинин: НПО "Союзпромгеофизика", 1990. – 261 с.
4. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов – М.: Недра, 1978. – 318 с.
5. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород – 2-е изд., перераб. и доп. / Дахнов В. Н. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
6. Дьяконов Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин. – Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. / Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
7. Ивакин Б. Н. Акустический метод исследования скважин / Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. – М.: Недра, 1978. – 320 с.
8. Итенберг С. С. Интерпретация результатов каротажа скважин / Итенберг С. С. – М.: Недра, 1978. – 389 с.
9. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень: Дис. д-ра геол. наук: 04.00.22 / Карпенко Олексій Миколайович – Київ, 2005. – 336 с.

10. Карпенко О. М. Розділення продуктивних пластів за характером насичення в багатопластових покладах за даними ГДС / О. М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1995. – № 32. – С. 33-38.
11. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин / Комаров С. Г. – М.: Недра, 1973. – 367 с.
12. Курганський В. М. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : Навчальний посібник / В. М. Курганський, І. В. Тішаєв – К.: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2011. – 175 с.
13. Мейер В. А. Геофизические исследования скважин. Учеб. Пособие / Мейер В. А. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. – 464 с.
14. Ларионов В. В. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. / В. В. Ларионов, Р. А. Резванов – М.: Недра, 1988. – 325 с.
15. Латышова М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин: – 2-е изд., перераб. и доп. / Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. – М.: Недра, 1990. – 312 с.
16. Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами / Орлинский Б. М. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
17. Резванов Р. А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. Учебник для вузов / Резванов Р. А. – М.: Недра, 1982. – 368 с.
18. Скважинная ядерная геофизика: Справочник геофизика / [Под ред. О. Л. Кузнецова, А. П. Поляченко. – 2-е изд., перераб. и доп.] – М.: Недра, 1990. – 318 с.
19. Wyllie M. R. J. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory, L. W. Gardner // Geophysics. – 1958. – Vol. XXI, № 1. – PP. 41-70.

Надійшла до редколегії 23.01.13

Е. Солодкий, асп., О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
 Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, Киев

ПРИСТОСТЬ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

На основании лабораторных исследований ядра, геофизических исследований скважин и результатов испытания пластов изучается влияние характера насыщения на определение пористости пород-коллекторов серпуховского яруса Евгениевского газоконденсатного месторождения. В результате проведенной интерпретации данных ГИС и анализа доступной геолого-геофизической информации сделано соответствующие выводы касательно влияния характера насыщения при расчете пористости пород-коллекторов Евгениевского газоконденсатного месторождения.

E. Solodkiy, asp., O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.
 Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv

THE POROSITY OF GAS-SATURATED RESERVOIRS ON GIS DATA

On the basis of laboratory investigation of core, well logging and seam testing the saturation influence on the porosity determination of reservoir rocks from Evgeniivske oil and gas deposit was studied. As a result of the well logging interpretation and analysis of the existing geological and geophysical information an appropriate conclusions about the influence of the saturation during porosity calculation of the reservoir rocks of Evgeniivske field were made.

УДК 550.834+550.34.016+550.34.013.4

Д. Безродний, канд. геол. наук
 Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ

**ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КРИСТАЛОГРАФІЧНОЇ ОРІЄНТАЦІЇ МІНЕРАЛІВ
 НА ПАРАМЕТРИ ПРУЖНОЇ І АКУСТИЧНОЇ АНІЗОТРОПІЇ
 БІОТИТОВИХ СЛАНЦІВ КРИВОРІЗЖЯ**

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром фіз.-мат. наук, проф. Г.Т. Продайводою)

Вивчено вплив тектонічних деформацій на анізотропію акустичних і пружних параметрів біотитових сланців Кривбасу. Проведено їх математичне моделювання з використанням багатокомпонентної моделі геологічного середовища.

Стан проблеми. Метаморфічні породи Криворіжжя зазнавали пластичних, пружно-пластичних і крихких деформацій [1-3]. Пластичні деформації суттєво змінювали їхню внутрішню структуру і текстуру, а іноді і мінеральний склад. Подібні типи деформацій пов'язані з пластичним перетворенням порід і супроводжуються формуванням складок ламінарного типу, сланцюватістю, переорієнтацією і кристалографічною орієнтацією мінералів. Пружно-пластичні деформації характеризуються широким розвитком кліважу і кліважної сланцюватості [1-3]. Крихкі деформації супроводжувалися розвитком тріщинуватості в гірських породах (з різною орієнтацією тріщин) і катаклазом крихких мінералів. Усі ці деформації знайшли своє відображення у структурах і текстах метаморфічних порід КНГС і її полігону. Природно, що деформації кожного типу мають суттєво відрізнятися за параметрами акустичної і пружної анізотропії [1-3].

З метою оцінки цих параметрів метаморфічних порід Кривбасу було розроблено математичні моделі тектонофацій, які враховують вплив деформацій різної природи.

При моделюванні за основу були прийняті результати тектонофаціального вивчення структури метаморфічних порід Кривбасу [1-6], мікро- і макроскопічні дослідження зразків гірських порід КНГС і її полігону, результати обробки електронно-мікроскопічних зображень

шліфів та відповідні шкали тектонофацій, що розроблені для катазони за мезо- і мікроознаками, мезозони за характером кліважування порід та верхньої епізони за характером та інтенсивністю тріщинуватості [1-6]. Визначення рівня перетворень динамічного, динамотермального метаморфізму (за десятибальною шкалою) та визначення динамічної анізотропії зразків Криворізької надглибокої свердловини за текстурними ознаками здійснювалося за оригінальною методикою, яка базується на використанні моделі еліпсоїду обертання. За цією моделлю кожному балу тектонофації відповідає вісім десятиградусних інтервалів та два п'ятиградусних інтервали кута зсуву. Розрахунки компонент деформації по основних кінематичних осях такого еліпсоїда для кожного (із числа відзначених десяти) інтервалу відзначеного кута наведені у табл. 1.

У першу чергу було враховано такі ознаки тектонофацій:

- кут між великими площинами (ає) плоских зерен породоутворюючих мінералів та віссю а (лінійністю);
- відношення а:с зерен породотвірних мінералів та мікро- і мезовключень;
- товщину мікролітонів;
- відношення "розплющення-видовження" (а:с) мікро- і мезотіл при кліважуванні;
- розміри блочків, уламків, тектонокластів.

Таблиця 1

Частина шкали тектонофацій, яка розрахована на прикладі моделі еліпсоїда обертання (за Є.І. Паталахою, 1985)

Показники деформації	Бали тектонофацій									
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
за кутом зсуву, γ	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-85	85-90
за компонентою розтягання, εа	0-10	10-20	20-40	40-60	60-80	80-120	120-200	200-480	480-1060	>1060
за компонентою стиснення, εс	0-9	9-17	17-29	29-38	38-45	45-55	55-67	67-83	83-91	91-100
за відношенням а:с	1-1,2	1,2-1,4	1,4-2,0	2,0-2,6	2,6-3,2	3,2-4,8	4,8-9,0	9,0-33,3	33,3-142,9	>142,9

Кристалізаційне розсланцювання (умови катазони) у в'язких розломах супроводжується орієнтуванням плоских і видовжених зерен породотвірних мінералів та пластичною формозміною цих зерен і агрегатів та роз-

витком анізотропних текстур – сланцюватих у метаосадових та метавулканічних породах і гнейсуватих у гранітоїдах. Розглянуто два типи моделей тектонофацій, що відповідають пластичним деформаціям.