

ОБҐРУНТУВАННЯ ІНФОРМАТИВНОСТІ СПІЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ СПЕКТРОМЕТРІЇ ТА ГАММА-ГАММА-ГУСТИННОГО КАРОТАЖУ

В.В. Федорів

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: volodimir_fedoriv@email.ua*

Розглядаються результати лабораторних і геолого-геофізичних методів дослідження порід-колекторів складного типу неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища. Обґрунтовуються можливості спільного використання результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу при вирішенні задач нафтогазової промисловості. Наводяться зв'язки об'ємної густини з вмістом природних радіоактивних елементів.

У результаті обробки експериментальних лабораторних досліджень та даних геофізичних досліджень свердловин неогенових відкладів встановлено, що породи з максимальною гамма-активністю є найменш густинними, і навпаки. Показано доцільність використання даних гамма-спектрометрії при петрофізичній інтерпретації результатів гамма-гамма-густинного каротажу.

Ключові слова: порода-колектор, густина, пористість, неогенові відклади.

Рассматриваются результаты лабораторных и геолого-геофизических методов исследования пород-коллекторов сложного типа неогеновых отложений Летнянского газоконденсатного месторождения. Обосновываются возможности совместного использования результатов гамма-спектрометрии и гамма-гамма-плотностного каротажа при решении задач нефтегазовой промышленности. Приводятся связи объемной плотности с содержанием естественных радиоактивных элементов.

В результате обработки экспериментальных лабораторных исследований и данных геофизических исследований скважин неогеновых отложений установлено, что породы с максимальной гамма-активностью наименее плотные, и наоборот. Показана целесообразность использования данных гамма-спектрометрии при петрофизической интерпретации результатов гамма-гамма-плотностного каротажа.

Ключевые слова: порода-коллектор, плотность, пористость, неогеновые отложения.

The results of laboratory and geological and geophysical methods of studying complicated container rocks of neogene deposits of the Letnianskyi gas-condensate field have been described. The possibility of sharing the results of gamma-spectrometry and gamma-gamma-density logging in solving the problems of the oil and gas industry has been substantiated. The relations between the volume density and contents of natural radioactive elements have been presented.

As a result of processing of the experimental laboratory studies and data of geophysical researches of wells of the neogene deposits, it has been established that the rocks with the maximum gamma activity are the least dense, and vice versa. The practicability of the use of gamma-spectrometry data in petrophysical interpretation of gamma-gamma-density logging results has been shown.

Keywords: container rock, density, porosity, neogene deposits.

Актуальність. Визначення пористості порід-колекторів складнопобудованих розрізів є одним і важливих питань промислової геофізики. На даний час розроблено ряд методичних засад щодо використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні пористості порід-колекторів [2, 3, 6]. Складна будова геологічних розрізів наштовхує на розроблення нових методичних підходів для вирішення вищезгаданого питання.

На даний час є багато свердловин, які потребують переінтерпретації результатів промислової геофізики. Для вирішення даної проблеми слід використовувати методи, які дозволяють отримати інформативність як у обсаджених, так і у необсаджених свердловин. Одним із методів, який дає можливість визначити коефіцієнт пористості, є гамма-гамма-густильний каротаж (ГГГК). Використання даного методу на сучасному рівні дослідження порід-колекторів складної будови є актуальним, оскільки ГГГК можна проводити у вищезгаданих умовах.

При визначенні пористості за даними ГГГК виникає проблема визначення мінералогічної густини скелету породи. Щодо вирішення даного питання нами пропонується використовувати результати гамма-спектрометричного методу. За результатами гамма-спектрометрії можна визначити вміст компонентів породи, що дасть можливість підвищити інформативність ГГГК.

Аналіз опублікованих праць. Дослідження порід-колекторів складних геологічних розрізів у обсаджених та необсаджених свердловинах стає все більше актуальним. Використання методів радіометрії дає можливість зробити порівняльний аналіз результатів даних методів в обсаджених та необсаджених свердловинах. Достатньо ефективними та розвинутими методами при визначенні коефіцієнта пористості порід-колекторів є нейтронні методи та гамма-гамма-густильний [3]. Особливості застосування методів радіометрії для визначення

пористості колекторів розглянуто в [3, 7, 9, 11]. Щодо ефективності використання результатів гамма-спектрометрії при вирішенні задач геолого-промислових досліджень, то даним питанням займалось ряд вчених, а саме: Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А., Соколова Т.Ф., Фертл В.Х. та ін. [4, 5, 8, 12].

Мета даної статті – дослідити можливості використання результатів гамма-спектрометрії для врахування вмісту компонентів породи при визначенні густини порід-колекторів складно-побудованих розривів за даними ГГК.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є експериментальні лабораторні та свердловинні дослідження методами гамма-спектрометрії та ГГК петрофізичних параметрів порід-колекторів на представницьких колекціях керну, відібраного з продуктивних горизонтів неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.

Летнянське газоконденсатне родовище розташоване в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Летнянське газоконденсатне родовище формувалось на заключній стадії розвитку Карпатського орошена. Дане родовище приурочене до Косівсько-Угерської підзони, яка охоплює припідняте північно-східне крило Краковецького розлому, простягаючись вздовж нього на велику відстань в межах Українського і Польського Передкарпаття. Фундамент підзони утворюють нижньопалеозойські складчасті споруди, перекриті платформенним чохлам і неогеновими моласами.

Продуктивні горизонти неогенових відкладів представлені перешаруванням аргілітів, аргілітоподібних глин, алевролітів, світло-сірих пісковиків з рідкими прошарками туфів та туфів, а також наявністю піриту. Колекторами є теригенні піщано-алевролітові породи.

Аргіліти в неогенових відкладах є флюїдоупорами. Представлені найчастіше вапнистими, рідше гідролюдистими різновидами алевропелітової структури. Досить часто спостерігається в них інтенсивна піритизація. Рідше зустрічаються аргіліти, близькі за складом до мергелів з пелітовою структурою і поодинокими зернами глауконіту.

Алевроліти олігомиктові, рідше кварцові, деколи з домішками гравілітового матеріалу порової текстури. Уламкова частина в олігомиктових алевролітах складена, в основному, із зерен кварцу (50-70 %) і 20 % складають уламки порід (кварцити, глинисті породи, рідше туфи), 8-10 % складають польові шпати, глауконіти. В більшості випадків глауконіти зустрічаються в вигляді окремих зерен. Цемент в алевролітах складний: ділянками контактний, контактно-поровий і базальний змішаного складу: карбонатний, карбонатно-гідролюдистий, кремністо-карбонатно-гідролюдистий (10-20%).

Пірит складений окремими мікрозернами, інколи зв'язаний з глауконітовими зернами. Вміст піриту присутній в породах (до 13 %), які представлені пісковиками (сірі, масивні, слаб-

козцементовані, з невеликим вмістом глинистої суміші (7,1 %), пористі (відкрита пористість 19,87 %)). Пірит утворює в них, крім мікрівключень, плями розміром до 1,5 мм. Ще більш високі концентрації піриту встановлені в темно-сірих, масивних, низькопористих (відкрита пористість 6,19 %) пісковиках. Численні мікрівключення піриту тут розсіяні серед цементуючої маси і часто зливаються в плями великих розмірів.

Пісковики мікрозернисті, олігомиктові та полімиктові з шаруватою та неясношаруватою текстурою. Уламковий матеріал представлений, як правило, зернами кварцу (до 7%) і 10 % складають уламки порід: кварцити, кремністі сланці, до 4 % – польові шпати.

Цемент в пісковиках розподілений дуже нерівномірно (5-35%). Тип цементації, в основному, базальний, контактно-поровий і виповнений порами. Складений цемент з тонкозернистого кальциту, інколи з глинистими мінералами, але зазвичай цемент змішаного складу. Досить часто в цементі присутній бітум, розташований пошарово. Зустрічаються ділянки практично безцементного зчленування кварцевих зерен. В пісковиках спостерігається погане сортування зерен і низька ступінь окатаності.

Поровий простір представлений гідролудою, перекристалізованим кальцитом та іншими мінеральними речовинами, що залежить від складу цементу.

У складі продуктивних відкладів виділяються два основні види піщаних порід. Вони відрізняються вмістом і структурою уламкових зерен, складом і ступенем заповнення міжзернового простору цементуючою речовиною і, відповідно, фільтраційно-ємкісними властивостями.

Пісковики глинисто-безкарбонатні зелено-сірі, рідше сірі, слабкоцементовані, що при взаємодії з водою розмокають. За гранулометричним складом серед них виділяються різновиди – від дрібнозернистих до різнозернистих з домішками гравійних уламків. Відносно добре відсортовані пісковики зазвичай масивні. В слабковідсортованих низькопористих породах розподіл уламково-глинистого матеріалу неоднорідне, зазвичай гніздовидне. Глиниста речовина утворює цемент порового типу.

Пісковики глинисті карбонатні сірі, зцементовані, зазвичай з гніздовидною структурою, інколи горизонтально-шаруваті. Сортування порід відносно слабке. Уламкова частина переважно складена піщаною фракцією, деколи домінують алевролітові фракції, частина зерен складена карбонатними скелетними залишками, які представлені із битих цілих мушель форамініфер. Зцементовані зерна складені, в основному, мікро- і яскравозернистим кальцитом і глинистою речовиною. Глиниста суміш складається переважно з гідролюди і каолініта. Нерідко зерна глауконіту, та вміст їх не перевищує 5 %; є також мікрозернистий пірит. Цей різновид пісковиків відрізняється від раніше розглянутих пониженим значенням відкритої пористості, не перевищуючим 10 %.

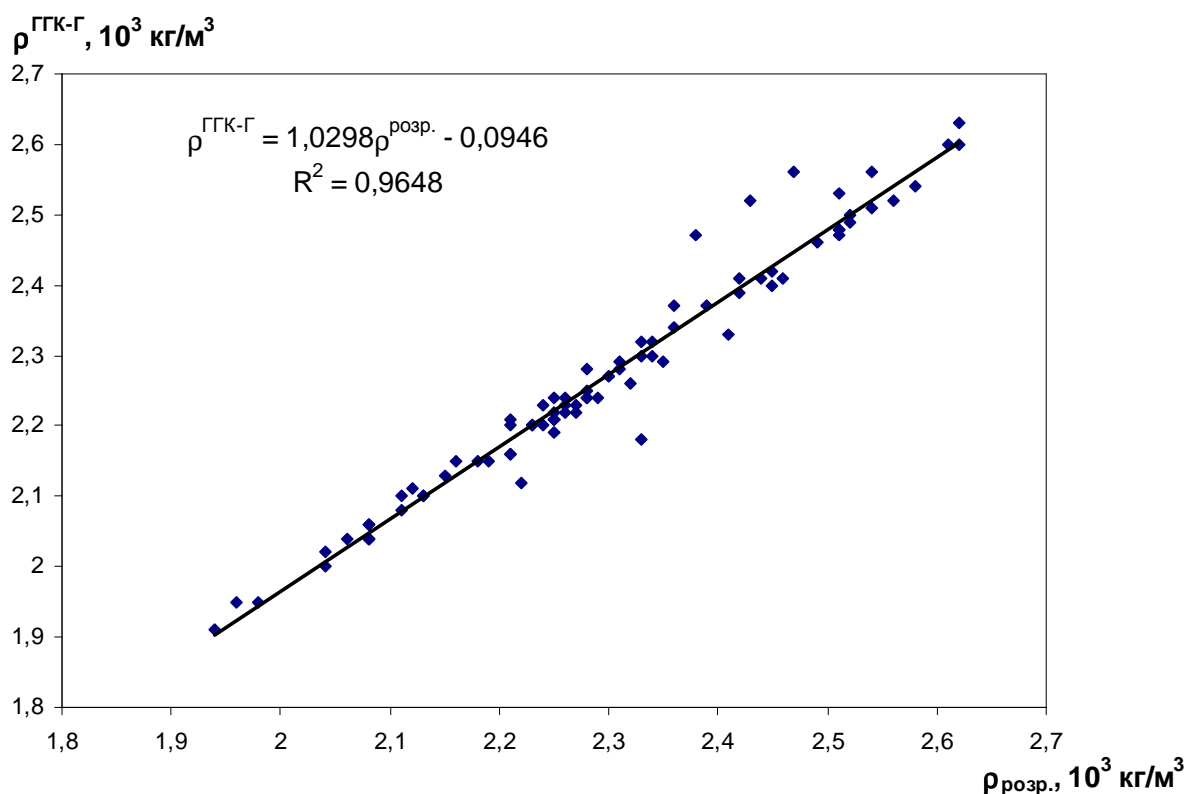


Рисунок 1 – Зіставлення пористості, отриманої за даними ГГК, із пористістю, отриманої шляхом розрахунку

Також встановлені пісковики з глинисто-доломитовим цементом. Вміст карбонату в них досягає 45,8 %. Є також поодинокі зерна глауконіту. Інколи помічаються плямисті виділення зернистого піриту.

У зв'язку з відносно підвищеною радіоактивністю піщаних порід-колекторів проводились гамма-спектрометричні дослідження. Максимальний вміст калію, урану і торію складає відповідно: 1,1 %; $4,6 \cdot 10^{-4}$ % і $8,1 \cdot 10^{-4}$ %. Показники радіоактивних елементів нижчі або близькі до середніх показників їх складу в піщано-алевролітових породах континентальної частини земної кори. Характерні, в основному, величини торій-уранового співвідношення.

Очевидно, що кількість торію та урану визначається кількістю циркону, залізо- і титановмісних мінералів. Концентрація калію залежить, в основному, від наявності гідрослюди і глауконіту.

Виходячи із вищенаведеного, при визначенні коефіцієнта пористості за даними гамма-гамма-густинного каротажу необхідно знати об'ємний вміст компонентів породи та глинистої фракції. Вирішити дане питання дасть можливість використання результатів гамма-спектрометрії.

Визначення коефіцієнта пористості за даними гамма-гамма-густинного каротажу базується на визначенні об'ємної густини порід-колекторів. Вона може бути розрахована за визначенням об'ємного вмісту компонент, або за результатами свердловинних досліджень. Зіставлення результатів визначення густини за даними ГГК та розрахунковим шляхом

(табл. 1) показує достатньо хорошу збіжність даних параметрів (рис. 1).

Якщо відомі дані про густину ϵ в наявності, це дозволяє контролювати отримані результати за неузгодженням:

$$\Delta \delta = \delta_{\text{ГГК}_2} - \delta_{\text{роз}},$$

де $\delta_{\text{ГГК}_2}$ – густина, визначена за даними гамма-гамма-густинного каротажу;

$\delta_{\text{роз}}$ – густина, визначена за результатами розрахунків.

Наявність даних спектрометричного гамма-каротажу підвищує надійність інтерпретації результатів гамма-гамма-густинного каротажу при визначенні пористості порід-колекторів складного типу.

При вивченні порід-колекторів неocenових відкладів летнянського газоконденсатного родовища крім методу ГГК-Г, який був записаний за допомогою двозондової установки РПП-2, використовувалися результати гамма-спектрометричних лабораторних досліджень.

Кількісне визначення густини порід у приладах ГГК здійснювалось за допомогою розрахункових алгоритмів, які отримують на основі емпіричного узагальнення результатів математичного моделювання. Емпіричний характер цих алгоритмів обмежує можливість аналізу їх точності характеристик, недостатньо враховується вклад природної радіоактивності в показках великого і малого зондів. Для врахування даного впливу пропонуються палетки $\Delta \delta = f(\delta_n, J_{\text{ГК}})$, вхідними параметрами яких є результати гамма-каротажу і значення об'ємної густини, що зняті з діаграм ГГК-Г [1]. Для порід неогео-

Таблиця 1 – Зіставлення результатів лабораторного аналізу керну (I) з даними петрофізичної інтерпретації (II) св. Х-Летня

Інтервали	δ , г/см ³		$K_{п}$, %		$K_{тор}$, %	
	I	II	I	II	I	II
XX57,8-XX62,2	2,24	2,21	8,50	8,30	-	21,9
	2,24	2,20	3,20	3,10	-	27,5
	2,24	2,20	6,00	5,70	-	31,1
	2,25	2,24	7,30	7,60	-	23,2
	2,29	2,27	5,80	6,00	13,7	19,1
	2,25	2,24	7,60	7,80	23,9	22,8
	2,26	2,24	7,90	-	-	-
	2,29	-	4,00	-	-	-
	2,30	-	8,70	-	-	-
	2,38	-	3,80	-	-	-
XX62,2-XX66,5	-	2,18	4,12	9,9	30,1	21,9
	-	2,24	-	11,3	-	16,6
	2,38	2,34	9,40	11,8	-	14,0
	-	3,19	-	10,2	13,4	13,6
	2,29	2,28	4,10	14,1	-	12,3
	2,54	2,33	-	13,6	-	9,5
	2,37	2,30	-	-	-	8,1
XX66,5-XX70,7	-	2,31	-	16,1	-	6,6
	2,26	2,25	-	17,3	-	8,9
	-	2,25	-	15,5	-	11,0
	2,31	2,30	-	14,9	-	8,6
	-	2,26	10,5	13,8	-	12,4
	2,29	2,28	8,4	13,2	18,0	11,9
	-	2,28	11,6	14,7	12,3	10,1
	-	2,24	-	14,8	-	12,4
XX70,7-XX74,8	2,26	2,26	11,1	8,9	18,4	18,1
	2,34	2,44	13,9	14,5	11,6	17,2
	2,26	2,27	11,3	10,8	11,1	11,0
	2,30	2,29	12,0	-	-	14,1
	2,24	-	12,3	-	-	-
XX74,8-XX78,6	2,23	2,23	-	17,9	-	9,4
	2,23	2,27	12,3	15,0	11,2	10,4
	-	2,42	-	6,2	-	11,5
	-	2,30	12,4	17,7	6,8	5,4
	-	2,27	-	19,3	-	5,3
	-	2,31	-	17,8	-	4,6

нових відкладів, які характеризуються підвищеною природною радіоактивністю та невеликою об'ємною густиною, дані палетки виявились несумісними.

Тому у виробничих умовах запропоновано відключати обчислювальний пристрій приладу і проводити роздільний запис каналів малого та великого зондів з джерелом та без нього. При обробці показів із виключенням фонових компонентів густина, однак визначалась з великими похибками.

Користуючись результатами роздільних вимірів каналів малого та великого зондів (з джерелом і без), ми використали для визначен-

ня густини порід-колекторів новий алгоритм, який дозволяє враховувати радіальну неоднорідність присвердловинної зони пласта (наявність глинистої кірки, зони кольматації). Алгоритм має такий вигляд [10]:

$$\delta = \Delta\delta + (\delta_2^* - \Delta\delta) \cdot \left(\frac{\delta_2^* - \Delta\delta}{\delta_1^* - \Delta\delta} \right)^{\frac{1}{K-1}}, \quad (1)$$

де $K = a_1/a_2$ – коефіцієнт радіальної чутливості; δ_2^* , δ_1^* – ефективні електронні густини, що визначаються за показами i -го зонда ($i=1$ – малий, $i=2$ – великий), які становлять:

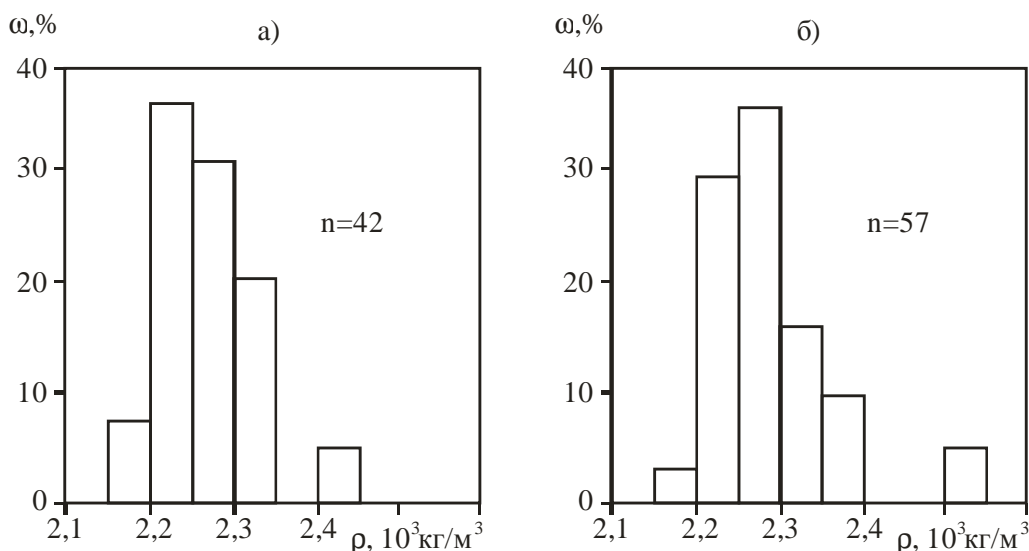


Рисунок 2 – Розподіл густини порід за даними свердловинних вимірів та аналізу взірців керну

$$\delta_i^* = \delta_0 - S_i^{-1} \cdot \ln \frac{J_i}{J_{i0}}, \quad (2)$$

де S – чутливість i -го зонда до густини;
 J_i – покази i -го зонда (за вирахуванням цього ж зонда в режимі ГК) в породі, що досліджується;

J_{i0} – покази цього ж зонда з густиною δ_0 .

Метрологічне налаштування алгоритму для конкретного приладу проводиться за двома вхідними метрологічними характеристиками: чутливості до зміни густини (S_i) і коефіцієнта радіальної чутливості (K).

Метрологічні характеристики апаратури ГГГК типу РГП-2 наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Метрологічні характеристики апаратури ГГГК типу РГП-2

Параметри	РГП-2
1, см ³ /г	0,69±0,001
2, см ³ /г	2,32±0,03
K	2,11±0,08
0, см ³ /г	2,58±0,004

Даний алгоритм дозволяє визначити густину порід з $\Delta\delta=0,02\div0,03$ г/см³. За результатами алгоритмічної інтерпретації ГГГК густина порід коливається в межах 1,9÷2,7 г/см³.

Для встановлення достовірності отриманих результатів проведено порівняння з результатами визначення густини за керном. На рисунку 2 відображено розподіл густини порід за даними свердловинних вимірювань ГГГК (рис. 2,а) і аналізу взірців керну (рис. 2,б). Здійснена поінтервальна прив'язка керну до геофізичного матеріалу. Зіставлення «керн-геофізика» показали достатньо хорошу збіжність розподілів (математичне сподівання: за керном 2,28±0,069; за алгоритмом 2,26±0,058).

Отримані результати свідчать про надійність значень густини порід, які отримують за даними ГГГК. Необхідно зазначити, що у відкладах, які розглядаються, характерна присут-

ність піриту (FeS₂) (у середньому 13%). Хороша збіжність визначення густини за керном з даними ГГГК вказує на компенсацію значення електронної густини за рахунок завищення ефективного атомного номеру наявності заліза шляхом заниження його за рахунок високого вмісту водню в органічній речовині. Аналіз показує, що породи з максимальною гамма-активністю є найменш густинами, і навпаки.

Побудована за даними СГК залежність масового вмісту урану від величини об'ємної густини (за даними ГГГК), яку наведено на рисунку 3, переконливо підтверджують даний висновок і, як видно з рисунку 3, між масовим вмістом урану та об'ємною густиною існує достатньо тісний зв'язок.

Висновки та завдання подальших досліджень

Таким чином, з метою оцінювання об'ємних вмістів основних компонент порід-колекторів неопенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища необхідно використовувати петрофізичну модель гамма-спектрометрії, яка зв'язує об'ємний вміст природних радіоактивних елементів з компонентами колектора (флюїд, глинистий матеріал, органічна речовина), а також пористістю.

Завданням наступних досліджень є побудова петрофізичної моделі порід-колекторів складнопобудованих розрізів нафтогазових родовищ за результатами досліджень ГГГК та спектрометрії.

Література

- 1 Блюменцев А.М. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / [А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников] – М.: Недра, 1991. – 266 с.
- 2 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

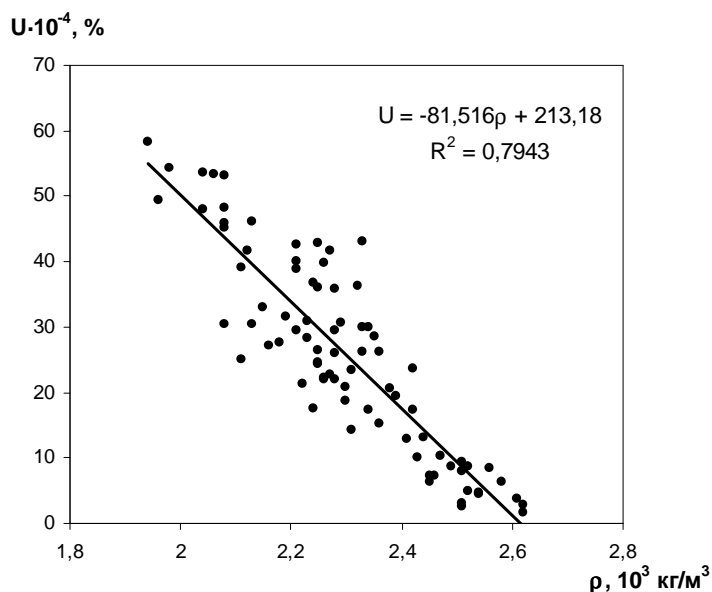


Рисунок 3 – Залежність масового вмісту урану від об’ємної густини за даними СГК та ГГК

3 Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

4 Кожевников Д.А. Интерпретационное обеспечение метода естественной радиоактивности // Геофизика. – 2005. – № 2. – С. 42-49.

5 Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана / [Д.А. Кожевников, Т.Ф. Соколова, Н.Е. Лазуткина, Г.А. Петров] // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 82-86.

6 Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

7 Пат. на винахід 106560 Україна. Спосіб визначення параметрів газоносних колекторів/ Кулик В.В., Бондаренко М.С., Кривонос О.М.; заявник і патентовласник ІФ НАНУ, (2014). № а201308901; заявл. 16.07.13.; опубл. 10.09.14. Бюл. №17.

8 Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважинах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 3-11.

9 Patent US no. 3453433 Combined sidewall neutron porosity gamma-gamma tool / Alger R.P., Dewal J.T. – 1969.

10 Conaway I.G., Allen K.V. The Effects of Ray Logs in Large Diameter Boreholes // Geol-Survey of Canada. – 1978. – Paper 79-1c.

11 Patent US no. 5684299 Method for determining porosity in an invaded gas reservoir / DasGupta U. – 1997.

12 Koizumi C. I., 1988, Computer Determination of Calibration and Environmental Corrections for a Natural Spectral Gamma Ray Logging System // SPE Formation Evaluation. – September, p. 637-644.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.03.18

Рекомендована до друку
професором Кузьменком Е.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геолог. наук Фтемовим Я.М.
(НДП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)