

ВИКОРИСТАННЯ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРІЇ ТА ГАММА-ГАММА-ГУСТИННОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ РОЗРІЗІВ

В.В. Федорів

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

Розглядаються результати дослідження фільтраційно-емнісних характеристик порід-колекторів складнопобудованого розрізу неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища. Наведено петрофізичну модель для визначення об'ємного вмісту основних компонентів порід-колекторів нафти і газу за даними гамма-гамма-густинного каротажу та спектрометричного гамма-каротажу. Показано петрофізичну модель спільного використання результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу.

У результаті аналізу даних встановлено, що між вмістом урану та об'ємною густиною існує тісний зв'язок. Також слід вказати на тісний зв'язок між твердою органічною речовиною та вмістом торію.

Показано, що в умовах складнопобудованих колекторів комплексна обробка даних СГК і ГГК-Г дозволяє кількісно визначати в складних колекторах такі параметри, як глинистість, пористість, вміст твердої органічної речовини та густину породи.

Ключові слова: порода-колектор, густина, тверда органічна речовина.

Рассматриваются результаты исследования фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов разреза сложного типа неогеновых отложений Летнянского газоконденсатного месторождения. Приведены петрофизические модели для определения объемного содержания основных компонентов пород-коллекторов нефти и газа по данным гамма-гамма-плотностного каротажа и спектрометрического гамма-каротажа. Рассмотрена петрофизическая модель совместного использования результатов гамма-спектрометрии и гамма-гамма-плотностного каротажа.

В результате анализа данных установлено, что между содержанием урана и объемной плотностью существует тесная связь. Также следует отметить тесную связь между твердым органическим веществом и содержанием тория.

Показано, что в условиях коллекторов сложного типа комплексная обработка данных СГК и ГГК-Г позволяет количественно определять в сложных коллекторах такие параметры, как глинистость, пористость, содержание твердого органического вещества и плотность породы.

Ключевые слова: порода-коллектор, плотность, твердое органическое вещество.

The results of the study of the poroperm properties of the complex structure reservoir rocks of the neogene deposits at the Letnianskyi gas condensate field are considered. The petrophysical model for determining the bulk content of the main components of oil and gas reservoirs is given by data of gamma-gamma-density logging and spectrometric gamma-logging. The petrophysical model of the joint use of the results of gamma-spectrometry and gamma-gamma-density logging is shown.

As a result of data analysis, it has been established that there is a close relationship between uranium content and bulk density. It should also be noted that there is a close relationship between the solid organic matter and the thorium content.

It has been shown that under the conditions of complex structure reservoirs, the complex processing of data of gamma spectrometry and gamma-gamma-density logging allows quantitatively to determine the following parameters in complex structures: clayness, porosity, content of solid organic matter and rock density.

Key words: reservoir rock, density, solid organic matter.

Актуальність. Вивчення фільтраційно-емнісних характеристик порід-колекторів є невід'ємною складовою процесу встановлення промислової цінності родовищ нафти і газу, розроблення і вдосконалення методів кількісної оцінки прогнозних ресурсів. Одним із кількісних показників є коефіцієнт пористості. Методичні засади щодо визначення коефіцієнта пористості за даними геофізичних досліджень свердловин висвітлено у багатьох працях та методичних рекомендаціях [1, 2, 3]. Складна будова порід-колекторів зумовлює розроблення нових методичних підходів для вирішення вищезгаданого питання.

Визначення коефіцієнта пористості проводиться за рядом методів промислової геофізики, а саме: за результатами електрометрії, акустичного каротажу, нейтронних методів та гамма-гамма-густинного каротажу. Використання результатів електрометрії не завжди є можливим, так як на даний час є багато обсаджених свердловин, які потребують переінтерпретації результатів промислової геофізики, а проводити дані методи в таких свердловинах – недоречно.

Одним із методів, який дасть нам інформацію як у обсаджених, так і у необсаджених свердловинах є гамма-гамма-густинний каротаж,

але при визначенні густини скелету породи в складних геологічних розрізах виникає ряд труднощів. Для підвищення інформативності даного методу слід використовувати результати спектрометрії, яку також можна проводити у обсаджених свердловинах.

Аналіз опублікованих праць. Встановлення достовірних фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складних геологічних розрізів свердловинах стає все більше актуальним. Достатньо ефективними та розвинутими методами при визначенні коефіцієнта пористості порід-колекторів є нейтронні методи та гамма-гамма-густинний [4, 5, 6, 7]. Особливості застосування методів радіометрії для визначення пористості колекторів розглянуто в [1, 2, 3, 7]. Питанням використання результатів гамма-спектрометрії при вирішенні задач промислової геофізики займалось ряд вчених, а саме Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А., Соколова Т.Ф., Фергл В.Х. та інші [5, 8, 4, 9, 6, 7].

Мета даної статті – удосконалити петрофізичну модель інтерпретації результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для врахування вмісту компонентів породи при визначенні колекторських властивостей порід-колекторів складнобудованих розрізів.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є математичне моделювання експериментальних лабораторних та свердловинних досліджень методами гамма-спектрометрії та ГГК-Г петрофізичних параметрів порід-колекторів продуктивних горизонтів неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.

Летнянське газоконденсатне родовище розташоване у Дрогобицькому, Стрийському та Миколаївському районах Львівської області на відстані 15 км від м. Стрий. Воно приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони.

Летнянська структура складена гелветськими, баденськими і сарматськими утвореннями, які значною мірою облягають розмиту поверхню юрських і крейдових порід. По гіпсоангідритовому горизонту вона розбита поперечними тектонічними порушеннями амплітудою 20-70 м на чотири блоки: Опарський, Летнянський, Ланівський і Нежухівський. Ці блоки нижче горизонту НД-13 розчленовані поздовжніми тектонічними розривами на північні і південні частини. На північному сході Опарського і Летнянського блоків додатково виділяються грабени. На південний захід від Летнянського розташований Гайський блок, з яким пов'язане Гайське родовище.

Газові і газоконденсатні поклади Летнянського родовища розташовані у всіх блоках. Продуктивні горизонти неогенових відкладів представлені перешаруванням аргілітів, аргілітоподібних глин, алевролітів, світло-сірих піс-

ковиків з рідкими прошарками туфів та туфитів, а також наявністю піриту.

У складі порід-колекторів продуктивних горизонтів присутні компоненти, які відрізняються за фізичними властивостями: глинисті, кременісті і карбонатні породи, тверді органічні речовини, пірит, газ, газоконденсат та вода. Тип колекторів – тріщинувато-поровий. Густина твердої фази не стабільна (змінюється в межах $2,1 \div 2,9 \text{ г/см}^3$), що обумовлено, перш за все, високим вмістом твердої органічної речовини [10].

Оцінка пористості теригенних глинистих колекторів методами ГДС проводиться за даними нейтронного, акустичного та електричного каротажів [4]. Однак використання цих методів сильно ускладнене.

Наявність глинистого мінералу в породі значно ускладнює обробку даних АК. Врахування впливу глинистості є вкрай складним у випадку використання нейтронних методів для оцінки пористості теригенних колекторів. Застосування електричних методів також ускладнюється за наявності в породах глинистого матеріалу.

Загалом застосування електричного, акустичного та нейтронного каротажів для визначення пористості теригенних колекторів пов'язане із значними труднощами, перш за все через складність врахування впливу глинистості на дані методи.

Це послужило передумовою до ідеї використання комплексу ГГКГ і СГК та їх спільної інтерпретації.

Математичний опис моделі виглядає наступним чином:

$$\delta[U] = [U_{\text{тор}}] \cdot \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}}, \quad (1)$$

$$\delta[Th] = [Th_{\text{ск}}] \cdot \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + [Th_{\text{гл}}] \cdot \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}; \quad (2)$$

$$\delta[K] = [K_{\text{ск}}] \cdot \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + [K_{\text{гл}}] \cdot \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}; \quad (3)$$

$$\delta = \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}} + \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \delta_{\text{ф}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (4)$$

де K , U , Th – масовий вміст природних радіоактивних елементів в породі, а індекс вказує на масовий вміст відповідних радіонуклідів у різних компонентах;

$K_{\text{п}}$, $K_{\text{гл}}$, $K_{\text{тор}}$ – шукані параметри;

δ – об'ємна густина, кг/м^3 ;

$\delta_{\text{ск}}$, $\delta_{\text{гл}}$, $\delta_{\text{ф}}$, $\delta_{\text{тор}}$ – густина, відповідно, скелету породи, глини, флюїду, що заповнює пори, та твердої органічної речовини кг/м^3 .

При неінформативності калію, коли він одночасно присутній у різних компонентах породи у рівних, відносно, кількостях, рівняння (3) вилучається. Замість нього використовується рівняння (4), яке часто спростовується, оскільки $\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{гл}}$. У даному випадку набуває вигляду:

$$\delta = \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{тор}}) + \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}} + \delta_{\text{ф}} \cdot K_{\text{п}}. \quad (5)$$

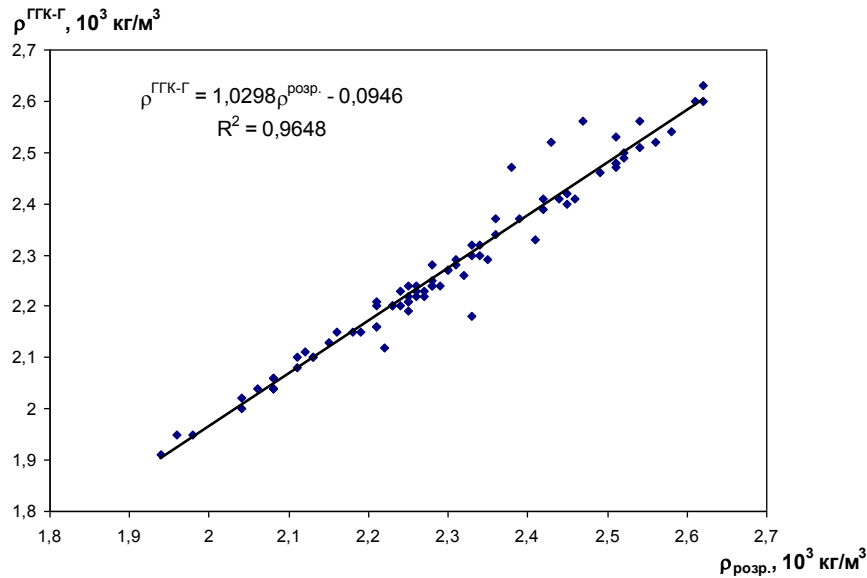


Рисунок 1 – Зіставлення пористості, отриманої за даними ГГК-Г, із пористістю, отриманою шляхом розрахунку

Для апробації даної методики були взяті результати досліджень гамма-гамма-густинного каротажу і гамма-спектрометрії неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища. Результати даної методики порівнювались з даними кернавого матеріалу, відібраного із даних відкладів. Встановлено, що пористість коливається в межах 2÷20 %. У середньому по розрізу $K_n=9,5\%$. Дещо понижена густина ($\delta=2,15\div 2,4\text{ г/см}^3$), що відмічається калієм наявність в породі великої кількості твердих органічних речовин (ТОР) (до 30 %). Великий вміст ТОР припадає на високобітумінозні глини. Нами встановлено зв'язок між вмістом урану і $S_{орг}$, причому вміст ТОР контролюється об'ємною густиною [11]. Середнє значення $K_{тор}$ по розрізу складає 12,8 %. Вміст глинистого матеріалу у породі достатньо стабільний по всьому розрізу ($K_{гл}=32,6\%$), хоча і зустрічається декілька пластів із більш високими значеннями. Дані пласти, ймовірно, є покришками.

Для контролю отриманих величин за рівнянням (4), яке враховує зв'язки окремих компонент, розраховувалось значення пористості породи і порівнювалось із значеннями, які отримані за даними ГГК-Г. Розбіжність складала від 0,03 до $7\cdot 10^{-4}\text{ г/см}^3$ (у середньому $0,02\text{ г/см}^3$), що говорить про достатньо хорошу точність. Порівняння отриманих результатів відображено на рисунку 1. У таблиці 1 приведені об'ємні вмісти компонент K_n , $K_{гл}$, $K_{тор}$ та об'ємної густини неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.

У розрізі свердловини ХХ-Летня більшість порід мають пористість $7,5\div 11,5\%$, вміст органіки змінюється в діапазоні 4÷40 % і залежить від типу породи, середня густина складає $\delta=2,23\text{ г/см}^3$. Отримані результати добре узгоджуються з [10].

Таблиця 1 – Петрофізична характеристика неогенових відкладів газоконденсатного Летнянського родовища

Інтервали	δ , г/см ³	K_n , %	$K_{гл}$, %	$K_{тор}$, %
ХХ57,8- ХХ62,2	2,21	8,30	46,6	21,9
	2,20	3,10	51,9	27,5
	2,20	5,70	60,3	31,1
	2,24	7,60	50,7	23,2
	2,27	6,00	42,2	19,1
ХХ62,2- ХХ66,5	2,24	7,80	34,0	22,8
	2,18	9,9	45,7	21,9
	2,24	11,3	35,0	16,6
	2,34	11,8	32,9	14,0
	3,19	10,2	23,4	13,6
ХХ66,5- ХХ70,7	2,28	14,1	28,0	12,3
	2,33	13,6	20,9	9,5
	2,31	16,1	21,5	6,6
	2,25	17,3	18,9	8,9
	2,25	15,5	21,9	11,0
ХХ70,7- ХХ74,8	2,30	14,9	27,3	8,6
	2,26	13,8	24,6	12,4
	2,28	13,2	36,0	11,9
	2,26	8,9	38,6	18,1
ХХ74,8- ХХ78,6	2,44	14,5	37,5	17,2
	2,27	10,8	23,7	11,0
	2,23	17,9	29,0	9,4
ХХ74,8- ХХ78,6	2,27	15,0	31,3	10,4

З рисунку 2 видно відсутність кореляційного зв'язку між глинистістю та вмістом калію та торію, оскільки мінеральний (кварц-польовошпатовий) скелет збагачений калієвими польовими шпатами (рис. 2), але при цьому спостерігається тісний кореляційний зв'язок між глинистістю та вмістом урану (рис. 3).

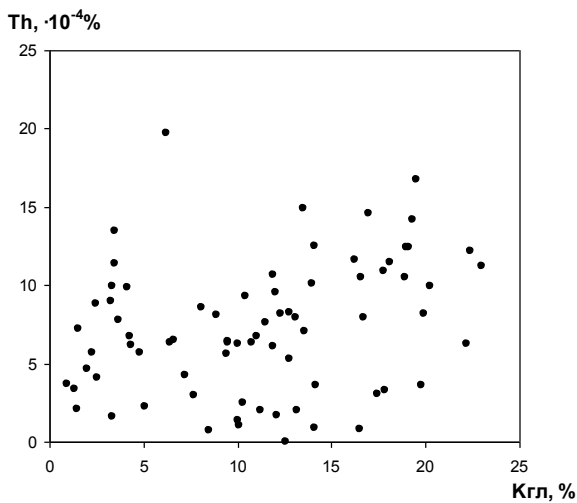
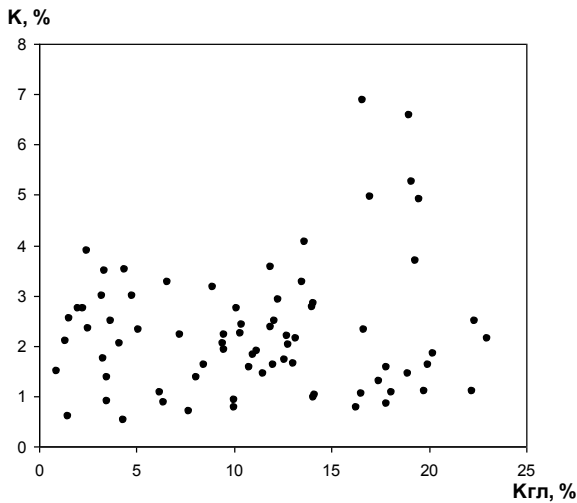


Рисунок 2 – Зіставлення вмісту калію та торію з об'ємною глинистістю

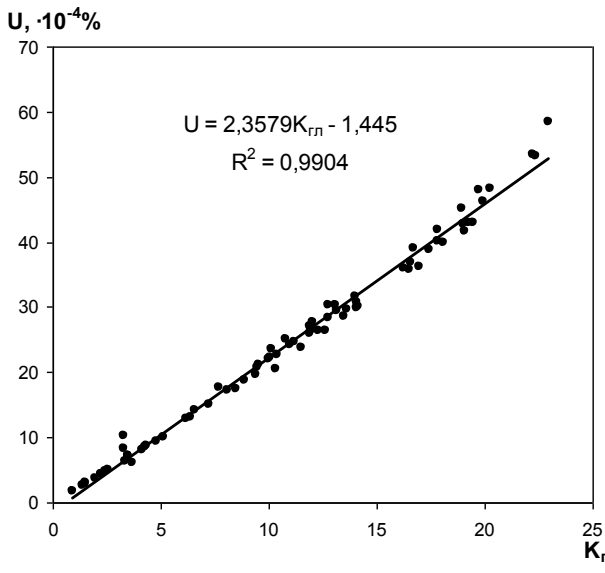


Рисунок 3 – Зіставлення вмісту урану з об'ємною глинистістю

У результаті аналізу отриманої геолого-геофізичної інформації нами відмічено певний зв'язок між об'ємним вмістом урану та об'ємною густиною (рис. 4).

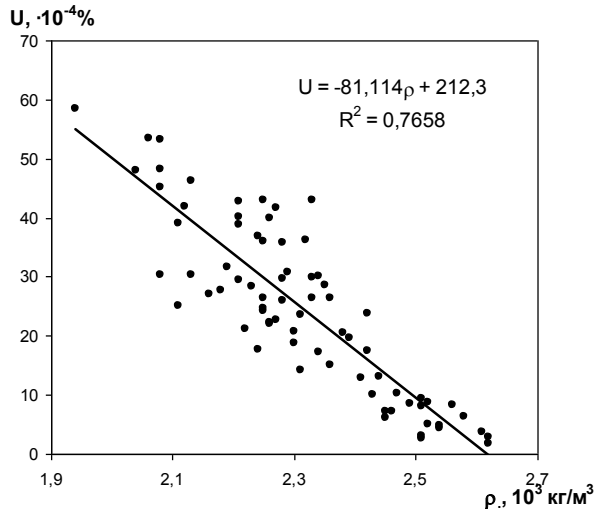


Рисунок 4 – Зіставлення вмісту урану з об'ємною густиною

Для оцінки впливу похибок вхідних даних при розв'язуванні системи петрофізичних рівнянь ГГК-Г і SGK відносно об'ємних вмістів TOP, глинистого матеріалу і коефіцієнта пористості проводилось імітаційне моделювання.

При цьому похибки визначення об'ємних вмістів компонент визначаються двома групами факторів. Перша група факторів включає похибки петрофізичного налаштування компонент, які наведені у матриці петрофізичного налаштування (табл. 2), оскільки глинистий матеріал і органічна речовина (кероген) характеризуються високими вмістами торію і урану відповідно, та дані елементи матриці петрофізичного налаштування визначаються з малими похибками (області високих концентрацій).

Друга група факторів, які визначають похибку петрофізичної інтерпретації, включає похибки визначення масових вмістів калію, урану та торію, а також похибку визначення густини за даними ГГК-Г. Відносні похибки масових вмістів природних радіоактивних елементів детально визначено рядом науковців [5, 8]. Стосовно об'ємної густини, наявні дані дозволяють стверджувати, що вона визначається з абсолютною похибкою не більше $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$.

Похибки петрофізичної інтерпретації також вивчались шляхом імітаційного моделювання. На вхід імітаційного моделювання подавались масові вмісти калію, урану та торію з відповідними оцінками абсолютних похибок їх визначення, а також параметри петрофізичного налаштування з відповідними похибками. При обробці результатів петрофізичного налаштування було загальне. Результати представлені на рисунку 5 у виді залежностей визначення K_p , $K_{гл}$, $K_{тор}$ від середніх значень величин, що визначались. З найбільшою похибкою визначається коефіцієнт глинистості (мінімальна відносна похибка складає 43 %, при високій глинистості >50 %).

З найменшою похибкою визначається $K_{тор}$, завдяки значному контрасту керогену з іншими компонентами за густиною та вмістом урану.

Таблиця 2 – Матриця петрофізичних характеристик для інтерпретації даними гамма-гамма-густинного каротажу та спектрометрії гамма-випромінювань природної радіоактивності

n	m	1 – скелет	2 – ТОР	3 – глина	4 – флюїд
1	K, %	1	0	1.5	0
2	U, ·10 ⁻⁴ %	6	450	10	0
3	Th, ·10 ⁻⁴ %	0.5	0	25	0
4	δ, ·10 ³ кг/м ³	2.73	1.1	2.63-2.72	0.8

Коефіцієнт пористості визначався з відносною похибкою <40 % при K_n>5 % і <25 % при K_n>10 %, що в даних умовах можна вважати задовільним результатом. Тому, як відзначалось вище, ні за даними нейтронних методів, ні за акустичним каротажем пористість не вдається визначити.

Рисунок 5 показує, що похибка визначення глинистості перевищує похибку визначення пористості та ТОР. Це пов'язано з невеликим контрастом фізичних властивостей глинистого матеріалу та інших компонент (за мінералогічною густиною, вмістом калію і урану), а також незмінністю петрофізичного налаштування, яке не враховує зміну складу глин з глибиною.

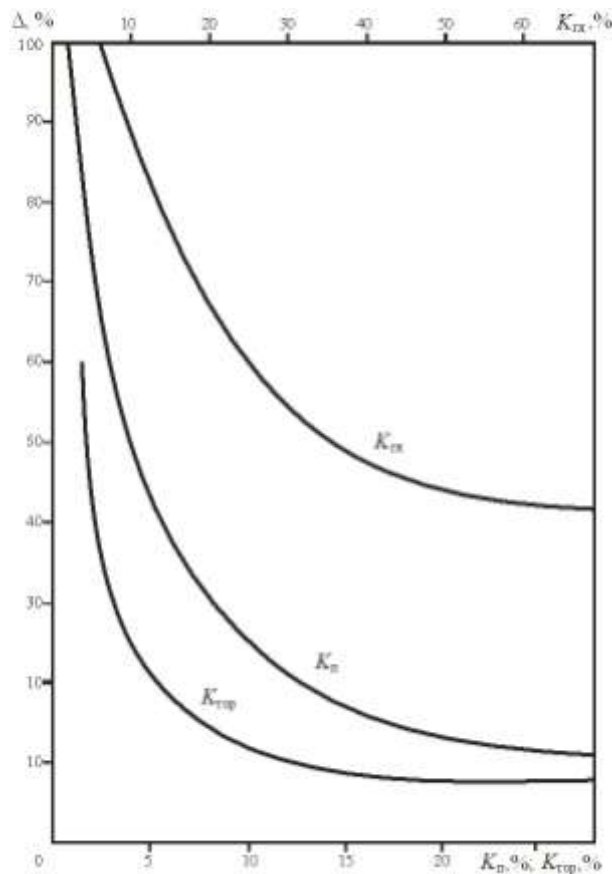


Рисунок 5 – Відносні похибки Δ визначення об'ємних вмістів компонентів (K_п, K_г, K_{тор}) за даними SGK та ГГК-Г

Даний результат є, звичайно, оцінкою зверху (максимальна величина похибки). Реальна можливість більш точного визначення глинистості пов'язана з ідентифікацією типу переважуючого глинистого мінералу за відношенням.

З метою спільного використання результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу було побудовано ряд петрофізичних моделей за результатами досліджень даних методів. Так, слід відзначити, що існує достатньо тісний зв'язок між твердою органічною речовиною та об'ємним вмістом торію (рис. 6).

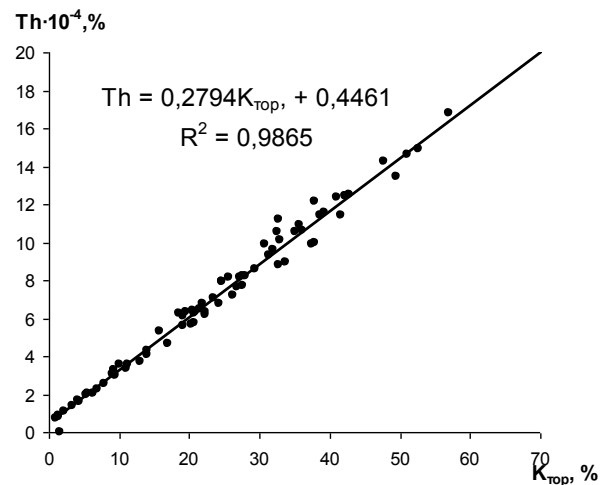


Рисунок 6 – Зіставлення об'ємного вмісту твердої речовини K_{тор} з об'ємним вмістом торію

Побудована петрофізична модель зв'язку пористості та об'ємної густини свідчить про достатній зв'язок даних параметрів і результати гамма-гамма-густинного каротажу. Її можна використовувати при визначенні пористості неогенових відкладів Летнянського родовища (рис. 7). Також слід відмітити про відсутність кореляційного зв'язку між глинистістю та вмістом об'ємним вмістом твердої органічної речовини (рис. 8).

Висновки та завдання подальших досліджень. Таким чином встановлено, що для петрофізичної інтерпретації даних ГГК-Г (визначення об'ємної густини) необхідно мати інформацію гамма-спектрометричних досліджень (об'ємний вміст компонентів породи). Запропонована петрофізична модель для визначення об'ємних вмістів основних компонентів складнопобудованих колекторів за результатами гамма-спектрометрії та ГГК-Г значно підвищує інформативність останнього.

Оцінено вплив похибки вхідних даних на результати визначення пористості, глинистості та вмісту твердої органічної речовини за результатами комплексної інтерпретації SGK та ГГК-Г.

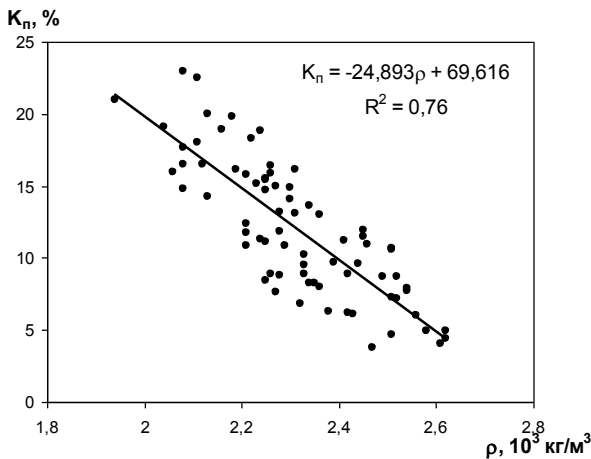


Рисунок 7 – Зіставлення об’ємного вмісту твердої речовини $K_{\text{тор}}$ з об’ємним вмістом торію

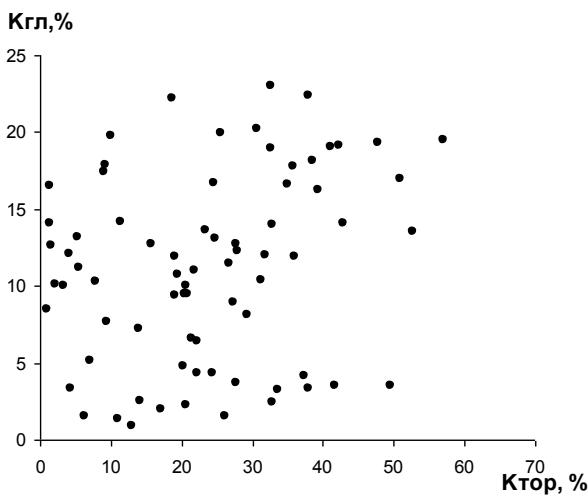


Рисунок 8 – Зіставлення об’ємного вмісту твердої речовини $K_{\text{тор}}$ з об’ємним вмістом глинистості $K_{\text{гл}}$

Показано, що в умовах складнобудованих колекторів комплексна обробка даних СГК і ГГК-Г дозволяють кількісно визначати в складних колекторах такі параметри, як глинистість, пористість, вміст твердої органічної речовини та густину породи.

Завданням подальших досліджень є удосконалення методик визначення коефіцієнта пористості складнобудованих порід колекторів за результатами досліджень гамма-гамма-густинного та акустичного каротажу.

1 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

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

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

4 Стариков В.А. Разработка методик определения пористости терригенных глинистых коллекторов на основе применения гамма-гамма-плотностного каротажа: дисс. на соиск. уч. степени кандидата геол.-минер. наук. – М.: ВНИИгеофизика, 1987. – 234 с.

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

6 Alger R.P., Dewal J.T., (1969). Combined sidewall neutron porosity gamma-gamma tool. Patent US, no. 3453433.

7 DasGupta U., (1997). Method for determining porosity in an invaded gas reservoir. Patent US, no. 5684299.

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

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

10 Готтих Р.П. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ / Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий // Георесурсы. – 2006. – № 4 (21). – С. 6-10.

11 Трубенко О.М. Обґрунтування колекторських властивостей порід Карпатської нафтогазоносною провінції з використанням петрофізичної моделі гамма-спектрометричних досліджень / Трубенко О.М., Федорів В.В., Хомин В.Р., Аврамко Л.А. // Сборник научных трудов SWorld – Выпуск 2 (39). Том 20. – Иваново: Научный мир, 2015. – С. 18-23.

Стаття надійшла до редакційної колегії 28.03.18

Рекомендована до друку професором Чудиком І.І.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. геол. наук Фтемовим Я.М.

(НДП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)