УДК 550.832.5
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.05

М. Бондаренко, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.;
В. Кулик, канд. фіз.-мат. наук, пров. наук. співроб.;
E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua;
О. Дмитренко, пров. інж.;
Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України,
пр. Акад. Палладіна, 32, Київ-142, 03680, Україна;
С. Данилів, директор, ТОВ "Укрспецприбор",
E-mail: danyliv.sm@gmail.com;
вул. Западинська, 5, м. Київ, 04123, Україна;
О. Стасів, директор, ТОВ "Укрспецгеологія",
E-mail: office@usg.lg.ua;
вул. Шевченка, 30, с. Терешки, Полтавська обл., 38762, Україна;
В. Кармазенко, директор,
E-mail: v.karmazenko@gmail.com;
ТОВ "Київський завод «Геофізприлад»"

ФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ГУСТИНИ ПРИПОВЕРХНЕВИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД ПРИ КАРОТАЖІ НА КАБЕЛІ ТА В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

Представлено результати створення повномасштабних фізичних моделей гірських порід для калібрування комбінованих приладів радіоактивного каротажу (РК), складовою частиною якого є густинний гамма-гамма каротаж (ГГК). Побудовано чотири комплекти моделей для різних задач каротажу.

1. Моделі пористих карбонатних пластів-колекторів, перетнуті свердловиною (діаметр 216 мм), укомплектовані змінними імітаторами обсадних колон (146 мм і 168 мм) із цементним кільцем і насосно-компресорними трубами. Моделі, призначені для калібрування приладів РК на кабелі при дослідженні розрізу необсаджених і обсаджених нафтогазових свердловин.

2. Моделі гірських порід різної густини із свердловиною (160 мм), укомплектовані змінними бурильними трубами (120 мм, 108 мм, 89 мм). Моделі призначені для калібрування приладів ГГК для каротажу в процесі буріння горизонтальних нафтогазових свердловин.

3. Універсальні моделі пористих карбонатних пластів-колекторів, перетнуті свердловинами трьох діаметрів (200 мм, 160 мм, 125 мм). Призначення моделей – калібрування приладів РК на кабелі для дослідження розрізу необсаджених і обсаджених нафтогазових свердловин і приладів РК для каротажу в процесі буріння горизонтальних нафтогазових свердловин.

4. Моделі приповерхневих гірських порід різної густини, обладнані щільно прилеглою до породи сталевою трубою діаметром 51 мм. Призначення моделей – калібрування приладів ГГК для дослідження приповерхневих гірських порід при вирішенні завдань: інженерно-геологічних, сейсмічного мікрорайонування, екологічних та ін.

Фізичні моделі розроблено співробітниками Інституту геофізики НАН України і реалізовано разом з організаціями-партнерами. Постійне використання моделей обумовлено активними роботами, які ведуться Інститутом геофізики разом із партнерами зі створення апаратурно-методичних комплексів радіоактивного каротажу, до складу яких входить ГГК.

Для нових приладів ГГК наведено градуювальні залежності та калібрувальні функції, отримані на створених фізичних моделях, а також приклади визначення густини в різних свердловинних умовах при вирішенні науково-виробничих завдань.

Ключові слова: фізичні моделі гірських порід, нафтогазові та приповерхневі свердловини, каротаж на кабелі, необсаджені й обсаджені свердловини, каротаж у процесі буріння, бурильна труба, гамма-гамма каротаж, калібрувальна функція, густина гірських порід.

Вступ. Густинний гамма-гамма каротаж є одним з основних методів дослідження розрізу нафтогазових і приповерхневих свердловин (інженерно-геологічних, сейсмічного мікрорайонування, екологічних) (*Звольский, 1980; Инструкция..., 2004; Кузнецов и Поляченко, 1990; Ферронский и др., 1977; Adolph et al., 2005; Ellis and Singer, 2008*). Густина гірських порід, яку визначають за ГГК, є важливим самостійним петрофізичним параметром. Водночас вона виступає проміжною величиною, яку використовують (у комплексі з результатами інших методів каротажу) для оцінки літології, загальної пористості, характеру насичення та ін.

У промислово-геофізичній практиці ГГК для визначення густини порід спочатку використовувався в необсаджених свердловинах. Актуальним напрямом для ГГК є дослідження нафтогазових колекторів через обсадку (*Ellis and Markley, 2007; The Cased Hole Analysis Tool, 2019*). Відносно новим напрямом є використання ГГК у складі модуля РК для каротажу в процесі буріння (*англ.* logging while drilling (LWD)) (*Adolph et al., 2005; Ellis and Singer, 2008*).

В Інституті геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України (ІГФ) разом з партнерськими організаціями (ТОВ "Київський завод «Геофізприлад»", ТОВ "Укрспецприбор") розвинуто новий підхід до створення апаратурно-методичних комплексів радіоактивного каротажу (АМК РК) у складі гамма-каротажу, нейтрон-нейтронного, нейтрон-гамма і гамма-гамма каротажу. АМК РК призначені для геофізичних досліджень колекторів у необсаджених і обсаджених (у т.ч. за наявності насосно-компресорної труби (НКТ)) нафтогазових свердловинах; для каротажу в процесі буріння нафтогазових свердловин; для визначення параметрів гірських порід приповерхневих гірських порід (*Бондаренко та ін., 2019; Bondarenko et al., 2018; Kulyk and Bondarenko, 2016*).

Первинною величиною, яку безпосередньо реєструють детектори приладів ГГК, є швидкість лічби імпульсів *I*. Сучасні прилади ГГК є в основному двозондовими (2ГГК). При цьому з метою зменшення впливу низки факторів як інтерпретаційного параметра служить відношення показань меншого зонда (МЗ) до більшого (БЗ): $B = I_{МЗ}/I_{БЗ}$. (*Инструкция..., 2004; Кузнецов и Поляченко, 1990*), а для виключення окремих факторів – спеціальні методики, наприклад кросплоти "spine and ribs" (*Ellis and Singer, 2008*).

Перехід від інтерпретаційного параметра ГГК до густини здійснюється за допомогою калібрувальної функції (КФ). Оптимальним для отримання КФ є використання повномасштабних фізичних моделей гірських порід з реальною геометрією. Такі моделі відтворюють пласти гірських порід з певною густиною, перетнуті свердловиною (*Блюменцев и др., 1991; Лобанков, 2016*). При цьому, виконуючи калібрування приладу ГГК, доцільно встановлювати зв'язок показань з густиною пористого пласта, насиченого водою, оскільки відносно атомного номера до атомної маси водень різко відрізняється від інших

© Бондаренко М., Кулик В., Дмитренко О., Данилів С., Стасів О., Кармазенко В., 2021

елементів. Це дозволяє відразу врахувати аномальні властивості водневмісної речовини в загальному об'ємі гірської породи (*Лобанков, 2016; Ellis and Singer, 2008*).

Актуальність роботи. У країнах, які належать до лідерів каротажного приладобудування і сервісу, існують давні традиції створення центрів для метрологічного забезпечення геофізичної свердловинної апаратури.

У США під егідою American Petroleum Institute діє Калібрувальний центр для ядерного каротажу, де збудовано ряд повномасштабних фізичних моделей пластів-колекторів (*Belknap et al., 1978*). Цей ряд моделей прийнятий за базовий для геофізичних фірм США. Тут прилади ГГК калібрують у чистому водонасиченому вапняку різної пористості (густини).

У Росії ще з радянських часів існує кілька метрологічних центрів, де розроблено й атестовано державні стандартні зразки у вигляді фізичних моделей карбонатних гірських порід різної пористості (густини) для калібрування апаратури РК (ВНИИЯГГ (м. Раменське), ВНИИГИС (м. Октябрьський), ВНИИНПГ (м. Уфа)) (*Лобанков, 2016*), побудовано моделі в компаніях "ТНГ-Групп" (м. Бугульма) (*Закиров и др., 2009*), "Тюменьпромгеофизика", "Пермьнефтегеофизика" та багатьох інших (*Лобанков, 2008*). Нині працюють спеціалізовані підприємства ("Урал-Гео" (м. Уфа), "ТюменьГеоТехСтандарт" (м. Тюмень)) з виготовлення фізичних моделей пластів-колекторів для великих каротажних фірм (*Лобанков, 2008, 2016*).

Подібні центри існують у Польщі, Франції, Болгарії та інших країнах. Однак очевидно, що з деяких причин використання українськими приладобудівними і каротажними компаніями зарубіжних метрологічних центрів практично неможливе.

До унікальної, розробленої ще за часів СРСР, технології дослідження приповерхневих гірських порід на основі використання приладів радіоактивного каротажу ВПГР-1 і ППГР-1 у свердловинах, створених віброударним способом, входить комплект алюмінієво-плексигласових імітаторів густини і вологості. Цей комплект служить для отримання градуювальних залежностей ГГК (прилад ППГР-1) і нейтрон-нейтронного каротажу (прилад ВПГР-1). В Україні така технологія активно використовується ДП "Енергопроект" (*Дейнеко, 2007; Звольский, 1980*). Однак стандартна методика калібрування з використанням алюмінієво-плексигласових імітаторів має недоліки, зокрема не дозволяє врахувати особливості визначення вологості в зоні аерації (змінна пористість і різне заповнення пор водою).

У зв'язку з активними розробленнями АМК РК для дослідження розрізів нафтогазових свердловин (ІГФ разом із ТОВ "Укрспецприбор" і ТОВ "Київський завод «Геофізприлад»"), а також приповерхневих свердловин, необхідно постійно виконувати дослідно-конструкторські, експериментальні та метрологічні роботи на фізичних моделях пластів. Такий комплекс робіт доцільно виконувати на власних метрологічних майданчиках.

В Україні ІГФ є єдиною організацією, яка займається розробкою і спорудженням фізичних моделей гірських порід для виконання комплексу робіт з приладами РК. На початку 2000-х рр. така робота була розпочата спільно з ДКБ Геофізичного приладобудування (м. Київ) (*Прушко та ін., 2005*), однак через припинення існування останнього фізичні моделі були втрачені.

Створення фізичних моделей гірських порід.

В останні роки для дослідно-конструкторських та експериментальних робіт з новими АМК РК для їхнього метрологічного забезпечення в ІГФ розроблено і разом з організаціями-партнерами (ТОВ "Укрспецприбор", ТОВ "Київський завод «Геофізприлад»", ТОВ "Укрспецгеологія", ДП "Енергопроект") споруджено чотири комплекти повномасштабних фізичних моделей гірських порід. При цьому для ГГК враховано такі фактори.

1) Для нафтогазових колекторів фізичні моделі мають охоплювати густину в діапазоні ~1,5 ÷ 3,0 г/см^3 (*Лобанков, 2016; Ellis and Singer, 2008*), а для приповерхневих піщано-глинистих гірських порід – ~1,4 ÷ 2,4 г/см^3 (*Ферронский и др., 1977*).

2) Похибка визначення густини є сумою апаратурної похибки та похибок, які вносять неоднорідність і товщина проміжного середовища між приладом і породою, потужність джерела γ-квантів, швидкість каротажу, потужність пласта тощо. Допустима похибка вимірювання за ГГК густини нафтогазових колекторів визначається вимогами до похибки їхньої пористості. Сумарна похибка зазвичай встановлюється не більше ± 0,03 г/см^3, що в перерахунку на пористість становить не більше ± 2 % абс. (*Хаматдинов, 2014; Ellis and Singer, 2008*). Для приповерхневих гірських порід похибка вимірювань густини не повинна перевищувати ~± 0,05 г/см^3 (*Ферронский и др., 1977*).

Моделі колекторів для необсаджених і обсаджених свердловин. Для калібрування приладів РК на кабелі (WL, *англ.* wireline logging – каротаж на кабелі), призначених для досліджень у необсаджених і обсаджених нафтогазових свердловинах, ІГФ разом ТОВ "Київський завод «Геофізприлад»" створили повномасштабні фізичні моделі пористих карбонатних пластів-колекторів (*Звольський та ін., 2008*). Для робіт з приладами WL-ГГК використовуються такі моделі:

1. Прісна вода: об'ємна густина δ = 1,00 г/см^3.
2. Мінералізована вода: δ = 1,1 г/см^3, C_{NaCl} ~ 150 г/л.
3. Мармурова крихта однієї фракції: об'ємна густина сухої моделі $\delta_{с.п.}$ = 1,70 г/см^3, водонасиченої моделі $\delta_{в.п.}$ = 2,05 г/см^3, пористість $k_п$ = 37 %.
4. Мармурова крихта двох різних фракцій: $\delta_{с.п.}$ = 2,25 г/см^3, $\delta_{в.п.}$ = 2,45 г/см^3, $k_п$ = 20 % (рис. 1, а).
5. Мармуровий блок: об'ємна густина δ = 2,70 г/см^3, $k_п$ ≈ 2 %.

Моделі споруджено в бетонних баках висотою 2,0 м і діаметром 1,5 м. По центру моделі – необсаджена свердловина діаметром 216 мм. Моделі обладнано змінними імітаторами обсадних колон (сталеві труби із цементним кільцем) 146 мм і 168 мм (рис. 1, б), а також НКТ різного діаметра.

Рис. 1. а – модель карбонатного пласта, $\delta_{в.п.}$ = 2,45 г/см^3, $k_п$ = 20 %; б – імітатори обсадних колон із цементним кільцем для калібрування приладів WL-РК

Моделі пластів для каротажу в процесі буріння. Для калібрування приладу ГГК, який входить до складу модуля для каротажу в процесі буріння LWD-МРК-48 (*Бондаренко та ін., 2019*), в ІГФ разом з ТОВ "Укрспецприбор" створено комплект повномасштабних фізичних моделей водонасичених гірських порід різної густини. Комплект складається з таких моделей:

1. Прісна вода: δ = 1,0 г/см^3; висота моделі *H* = 1,2 м, діаметр *D* = 1 м.
2. Водонасичений кварцовий пісок: δ = 1,8 г/см^3, *H* = 1,2 м, *D* = 0,9 м (рис. 2).
3. Водонасичена суміш кварцового піску і мармурової крихти: δ = 2,3 г/см^3, *H* = 0,95 м, *D* = 0,9 м.
4. Водонасичена суміш кварцового піску і бариту ($BaSO_4$): δ = 2,9 г/см^3, *H* = 0,85 м, *D* = 0,56 м.

Рис. 2. Модель пласта пісковика (δ = 1,8 г/см^3) з бурильною трубою 120 х 25 для калібрування приладів LWD-ГГК

Моделі споруджено у сталевих баках. Розміри баків можуть бути різними у зв'язку з тим, що глибинність дослідження ГГК і вплив крайових ефектів зменшуються з ростом густини гірської породи. Достатність розмірів, наведених вище моделей для використовуваного нами на моделях джерела γ-квантів ^{60}Co (1,2 х 10^7 Бк, 2,4 х 10^7 γ/с) і довжин зондів (~10 ÷ 50 см), підтверджена експериментально.

Моделі обладнані свердловиною, яка сформована за допомогою пластикової труби із зовнішнім діаметром 160 мм і товщиною 2 мм. Така свердловина відповідає діаметру долота 156 мм (6 1/8"), яке найбільш часто використовують при бурінні горизонтальних відгалужень нафтогазових свердловин. Моделі обладнанні змінними бурильними трубами: БТ 120 х 25 (зовнішній діаметр 120 мм, товщина стінки 25 мм), БТ 108 х 25, БТ 89 х 12.

Універсальні моделі гірських порід. Призначення моделей – калібрування приладів WL-РК для необсаджених і обсаджених нафтогазових свердловин і приладів LWD-РК для горизонтальних нафтогазових свердловин. Універсальні повномасштабні фізичні моделі пористих карбонатних пластів-колекторів розроблено в ІГФ на основі способу (*Звольський та ін., 2008*) і побудовано разом із ТОВ "Укрспецгеологія" на метрологічному майданчику останнього.

Комплект складається з таких моделей:

1. Прісна вода: об'ємна густина δ = 1,00 г/см^3.
2. Вода змінної мінералізації.
3. Мармурова крихта однієї фракції: $\delta_{с.п.}$ = 1,70 г/см^3, $\delta_{в.п.}$ = 2,09 г/см^3, пористість $k_п$ = 39,0 %.
4. Мармурова крихта двох різних фракцій: $\delta_{с.п.}$ = 1,97 г/см^3, $\delta_{в.п.}$ = 2,26 г/см^3, $k_п$ = 29,0 %.
5. Мармурова крихта трьох різних фракцій: $\delta_{с.п.}$ = 2,20 г/см^3, $\delta_{в.п.}$ = 2,41 г/см^3, $k_п$ = 21,0 % (рис. 3).

6.1–6.3. Мармуровий блок: об'ємна густина δ = 2,75 г/см^3, $k_п$ ≈ 2 %.

Особливістю насипних моделей 3–5 є розміщення їх у баках великого діаметра (2,40 м), що дозволяє створити в кожній з моделей три свердловини різного діаметра (200 мм, 160 мм, 125 мм). При цьому виключено взаємний вплив свердловин і вплив крайових ефектів при калібруванні приладів РК. Висота моделей – 1,80 м.

Рис. 3. Універсальна модель карбонатного пласта $\delta_{с.п.}$ = 2,20 г/см^3, $\delta_{в.п.}$ = 2,41 г/см^3, $k_п$ = 21,0 % із трьома свердловинами (200 мм, 160 мм, 125 мм) для калібрування приладів WL-РК і LWD-РК

Монолітні моделі 6.1–6.3 представлені трьома окремими мармуровими блоками, що також дозволило створити три свердловини різного діаметра (200 мм, 160 мм, 125 мм).

Моделі укомплектовано змінними імітаторами обсадних колон, а також НКТ різного діаметра, та бурильними трубами відповідного діаметра.

Моделі гірських порід для приповерхневих досліджень. Для калібрування приладів ГГК для дослідження приповерхневих гірських порід (NSL, *англ.* near-surface logging – приповерхневий каротаж) (*Bondarenko et al., 2018*) в ІГФ створено комплект фізичних моделей приповерхневих гірських порід різної густини. До комплекту входять такі моделі:

1. Прісна вода: δ = 1,00 г/см^3.
2. Кварцовий пісок: δ = 1,51 г/см^3.
3. Водонасичений кварцовий пісок: δ = 1,82 г/см^3.
4. Суміш кварцового піску та мармурової крихти: δ = 2,12 г/см^3 (рис. 4).

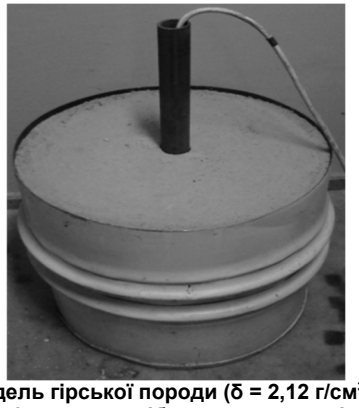


Рис. 4. Модель гірської породи (δ = 2,12 г/см^3) з обсадною трубою 51 мм для калібрування приладів NSL-ГГК

Моделі приповерхневих гірських порід споруджено в сталевих баках з *H* = 0,85 м і *D* = 0,56 м. Таких розмірів моделей достатньо для використовуваних нами в приладах NSL-ГГК джерела γ-квантів ^{137}Cs (6 х1 0^6 Бк, 5 х 10^6 γ/с) і довжини зонда (~30 см).

По осі ємності встановлена (знімна) сталева труба із зовнішнім діаметром 51 мм і товщиною стінки 5,5 мм, яка щільно прилягає до породи. Така геометрія свердловини відповідає технології віброударного створення свердловин у приповерхневих гірських породах (*Звольский, 1980*).

Наукова складова розробки.

Описані вище насипні (виготовлені на основі мармурової крихти, кварцового піску) фізичні моделі є реалізацією оригінального способу, захищеного патентом на винахід (*Звольський та ін., 2008*).

Зазвичай насипні фізичні моделі будують з використанням металевої або бетонної труби-імітатора свердловини, яка утримує стінки свердловини від руйнування та одночасно імітує необсаджену свердловину (*Лобанков, 2016; Карпов, 2004*). Основними недоліками такого підходу є: неконтрольований вплив матеріалу і товщини стінок труби, що імітує свердловину, на показання приладу ГГК і вплив відхилення від породи (на величину товщини стінки труби) приладу, притиснутого до стінки. Іншими недоліками є неможливість зміни флюїду, що заповнює пори моделі, нестабільність властивостей (пористості, загальної густини) у часі.

Згідно із запропонованим способом для формування необсадженої свердловини по осі моделі тимчасово встановлюють трубу із зовнішнім діаметром, що дорівнює діаметру свердловини, та коаксіальний тонкостінний циліндр. Діаметр циліндра перевищує діаметр зазначеної труби на ~2 ÷ 5 см, залежно від діаметра свердловини. Простір між трубою і циліндром заповнюють заданою (для досягнення запланованих густини і пористості) кількістю суміші насипного матеріалу з достатньою для скріплення його окремих частинок кількістю цементу високої марки (< 10 % ваг.). Таким чином створюють міцну стінку (необсадженої) свердловини. Простір між циліндром і стінкою ємності моделі заповнюють заданою кількістю насипного матеріалу з невеликою (~2 % ваг.) домішкою цементу для забезпечення стабільності в часі густини і пористості моделі. Модель будують пошарово, поступово піднімаючи формуючий циліндр.

Сформована описаним чином зцементована стінка свердловини практично не відрізняється за своїми фільтраційно-ємнісними параметрами та густиною від основного об'єму моделі. Вона дозволяє вільно проникати флюїду із свердловини в тіло моделі й навпаки, змінювати флюїд, і в той же час має достатню міцність для утримання насипного матеріалу з урахуванням незначного тиску в латеральному напрямку.

Створені нами моделі для калібрування приладів на кабелі та універсальні моделі обладнано зумфом. Він служить для видалення флюїду, який заповнює пори моделі й свердловину, може використовуватися для промивки моделі й заповнення її флюїдом іншої мінералізації, використовується при калібруванні приладів великої довжини.

Для імітації необсадженої свердловини із флюїдом, склад якого відрізняється від складу порового флюїду, виготовлено тонкостінний (~2 мм) алюмінієвий стакан з діаметром, близьким до діаметра свердловини. Стакан може бути наповнений флюїдом заданого складу (прісна чи мінералізована вода, буровий розчин, повітря).

Для імітації обсадженої свердловини виготовлено імітатори обсадних колон (рис. 1, б): стальна труба із закритим нижнім торцем, щільно оточена цементним кільцем із зовнішнім діаметром, близьким до діаметра необсадженої свердловини. Колона може бути наповнена флюїдом заданого складу і мінералізації.

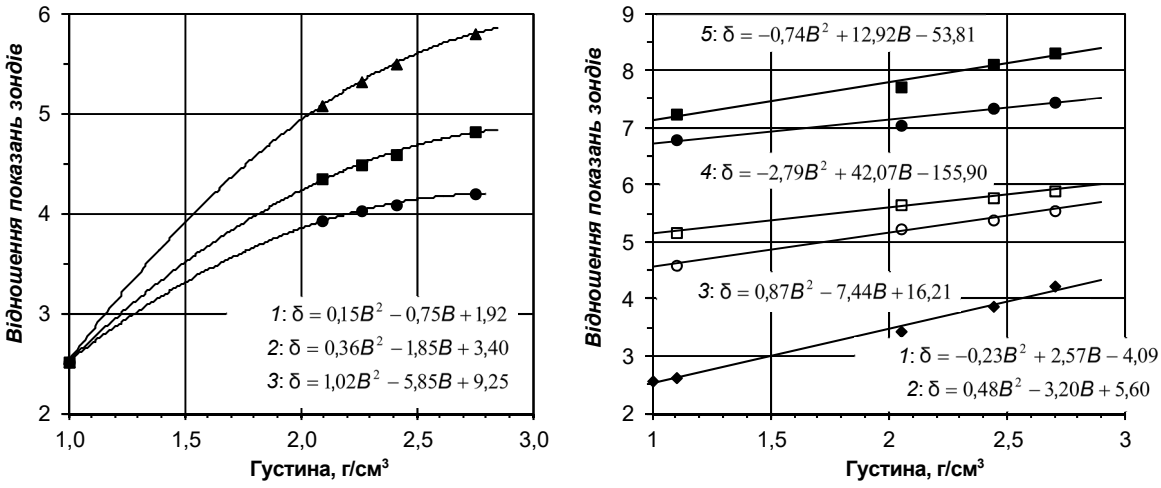
Побудовані моделі використовуються для калібрування приладів ГГК (у складі розроблюваних нами апаратурно-методичних комплексів РК), призначених, зокрема, для актуальних напрямів промислової геофізики – дослідження нафтогазових колекторів через обсадку, каротаж у процесі буріння.

Результати калібрування приладів ГГК на створених фізичних моделях.

При розробці метрологічного забезпечення приладів РК розрізняють градуювальну залежність і калібрувальну функцію (КФ). Градуювальною є залежність вихідного сигналу (показань) приладу від петрофізичного параметра. Зазвичай таку залежність отримують за результатами вимірювань на фізичних моделях, що є найбільш адекватним підходом для метрологічного забезпечення.

КФ є оберненою функцією від градуювальної залежності й зазвичай представляється найбільш простими апроксимаційними формулами. Згідно із КФ обчислюють значення шуканого петрофізичного параметра за показаннями апаратури при інтерпретації каротажних вимірювань. Для приладів РК здебільшого отримують індивідуальну КФ для кожного екземпляра однотипної апаратури (*Лобанков, 2016*). Існує інший підхід – використання єдиної КФ для всієї сукупності однотипних приладів. Однак останній вимагає значної роботи з уніфікації приладів даної серії й на сьогодні майже не застосовується.

На рис. 5–6 представлені градуювальні залежності й калібрувальні функції (у вигляді формул) для розроблених нами приладів ГГК, які отримані на описаних вище повномасштабних фізичних моделях. На рис. 5 – для двозондового приладу WL-2ГГК-42 (діаметр приладу 42 мм) у необсаджених свердловинах (НС) різного діаметра (рис. 5, а), у свердловині 216 мм (рис. 5, б) без обсадки і в обсадних колонах із цементним кільцем (ОК) і за наявності НКТ. На рис. 6, а – для приладу LWD-2ГГК-48 з різними бурильними трубами (БТ); на рис. 6, б – для однозондового приладу NSL-1ГГК-30 в НС і за наявності сталевої (СТ).



а б

Рис. 5. Градуювальні залежності й відповідні калібрувальні функції для приладу WL-2ГГК-42:
а – НС: *1* – $d_{св}$ = 120 мм, *2* – 160 мм, *3* – 200 мм; б – свердловина 216 мм: *1* – НС, *2* – ОК ($d_{кол}$ = 168 мм), *3* – ОК (146 мм), *4* – ОК (168 мм) + НКТ (73 мм), *5* – ОК (146 мм) + НКТ (73 мм)

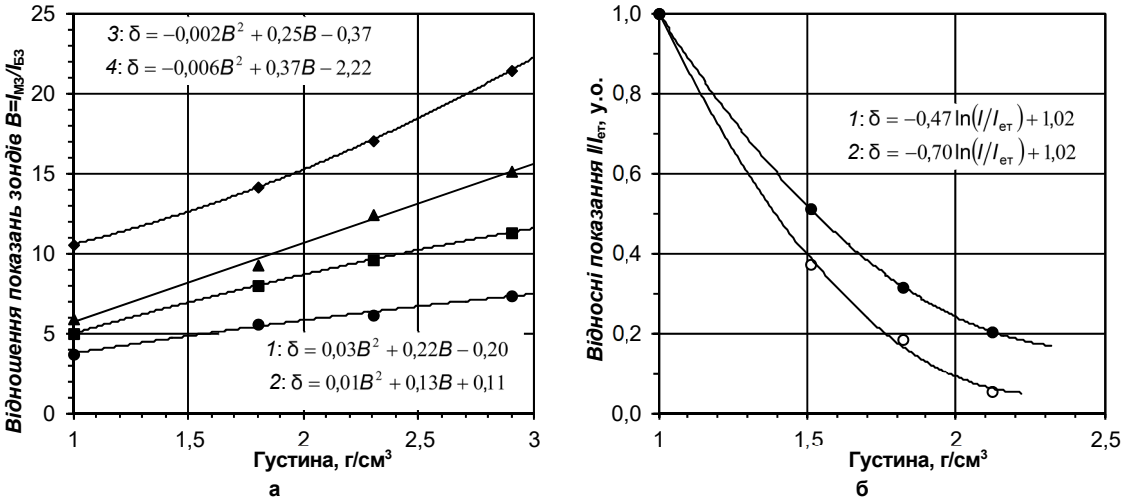


Рис. 6. Градуювальні залежності ГГК і відповідні калібрувальні функції:
а – прилад LWD-2ГГК-48 у свердловині 160 мм: *1* – НС, *2* – БТ ($d_{БТ}$ = 89 мм), *3* – БТ (108 мм), *4* – БТ (120 мм);
б – прилад NSL-1ГГК-30: *1* – НС (51 мм), *2* – СТ (51 мм)

З рис. 5–6 видно, що створені комплекти моделей дозволяють отримати градуювальні залежності й відповідні калібрувальні функції приладів ГГК у робочому діапазоні густини гірських порід і для основних свердловинних умов, які зустрічаються у практиці промислової та приповерхневої геофізики.**Приклади визначення густини за ГГК.** Отримані на описаних вище моделях калібрувальні функції ГГК застосовані при вирішенні науково-виробничих завдань з використанням розроблених нами АМК РК. На рис. 7 представлено приклади визначення густини за ГГК на основі отриманих калібрувальних функцій в різних свердловинних умовах:

– рис. 7, а: густина згідно з приладом WL-2ГГК-42 в обсадженій свердловині ($d_{св}$ = 216 мм, $d_{кол}$ = 168 мм) на Скоробагатьківському нафтогазоконденсатному родовищі (півн.-зах. частина приосьової зони ДДЗ);

– рис. 7,б: густина за приладом LWD-2ГГК-48 у процесі буріння горизонтальної свердловини ($d_{св}$ = 152 мм, $d_{БТ}$ = 120 мм) на Селюхівському нафтовому родовищі (півн.-зах. частина південної прибортової зони ДДЗ);

– рис. 7, в: густина за приладом NSL-1ГГК-30 у приповерхневій свердловині за наявності сталевої труби ($d_{СТ}$ = 51 мм) на будівельному майданчику (м. Київ).

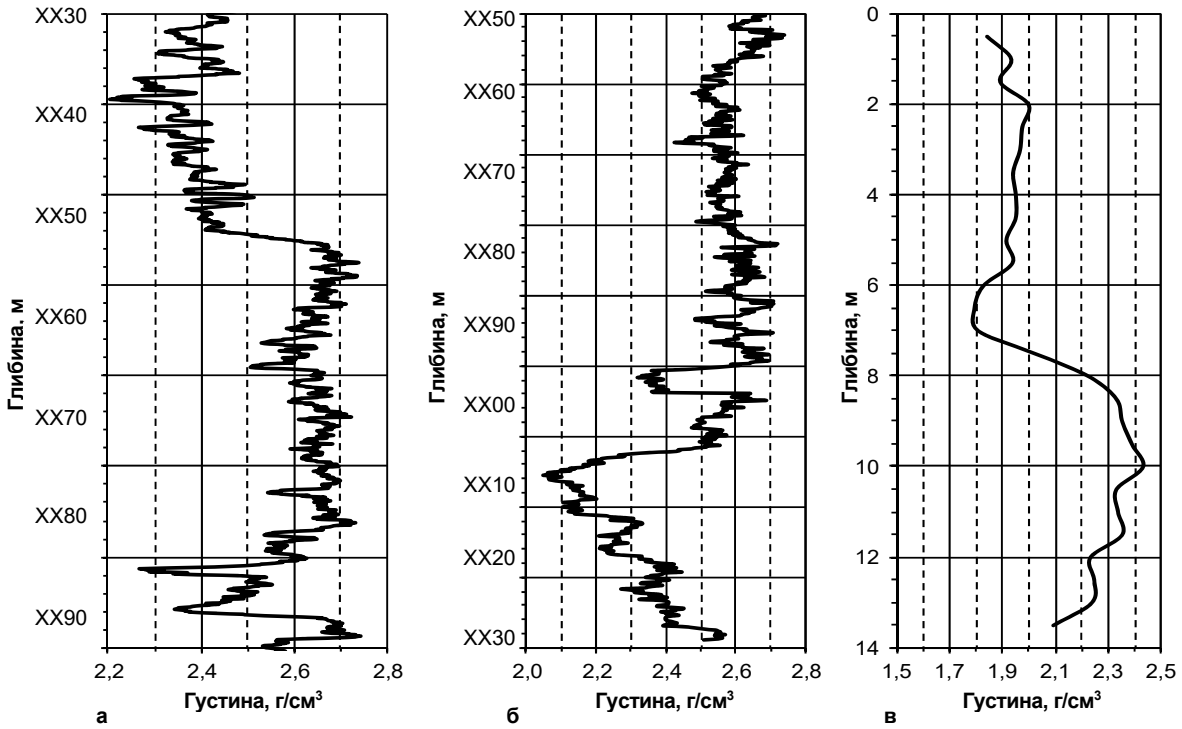


Рис. 7. Результати визначення густини за ГГК у свердловинах із сталевою трубою
а – обсаджена нафтогазова свердловина ($d_{св}$ = 216 мм, $d_{кол}$ = 168 мм), прилад WL-2ГГК-42;
б – каротаж у процесі буріння нафтової свердловини ($d_{св}$ = 152 мм, $d_{БТ}$ = 120 мм), прилад LWD-2ГГК-48;
в – приповерхнева свердловина ($d_{СТ}$ = 51 мм), прилад NSL-1ГГК-30

Рис. 7 демонструє достатньо високу чутливість розроблених приладів ГГК до густини за різних свердловинних умов вимірювань за наявності сталевих труб. Калібрувальні функції, отримані на основі вимірювань у побудованих фізичних моделях, дозволяють визначати кількісні значення густини гірських порід при вирішенні практичних задач.

Напрямки подальшого розвитку досліджень. Актуальною задачею, яка виникла при науково-виробничих свердловинних вимірюваннях з використанням розробленого

нами АМК РК для LWD через цільні бурильні труби (*Бондаренко та ін., 2019*), є оцінка наявності і розміру каверн у стінці свердловини. Для вирішення цієї задачі нами розробляється спеціальний гамма-гамма-каверномір для умов LWD. Іншою задачею при використанні приладу LWD-2ГГК-48 є врахування номінальної густини бурового розчину та густини бурового розчину, зашламованого частинками розбурюваної гірської породи.

Для вирішення цих задач нами будуть розроблені й побудовані фізичні моделі зі свердловинами, в яких створені каверни різного розміру; виготовлено суміші, які імітують бурові розчини різної густини (від 1,05 г/см^3 для чистих до ~1,5 г/см^3 і більше для зашламованих бурових розчинів). Такі моделі дозволять відкалібрувати розроблюваний гамма-гамма-каверномір, удосконалити методику врахування впливу на показання приладу LWD-2ГГК-48 густини бурового розчину.

Побудовані фізичні моделі дозволяють змінювати насичуючий пори флюїд, комбінувати заповнення свердловини і пор моделі різними флюїдами. Це дає можливість оцінити вплив на показання приладів РК ефекту газонасичення, дослідити вплив води з різною мінералізацією тощо. Такі моделі є важливою складовою для розробки методик визначення характеру насичення і коефіцієнта нафтогазонасиченості колекторів.

З метою використання приладу NSL-1ГГК-30 для розв'язання екологічних завдань приповерхневої геофізики актуальним є створення фізичних моделей техногенних гірських порід, які імітують золовідвали теплових електростанцій, хвостосховища залізорудних та інших гірничо-збагачувальних комбінатів.

Висновки. 1. В Інституті геофізики НАН України у співробітництві з організаціями-партнерами накопичено значний успішний досвід побудови фізичних моделей гірських порід для калібрування приладів ГГК та РК загалом для різних свердловинних умов.

2. Створені на даний період моделі охоплюють основне коло завдань, для яких застосовується комплекс РК, у т.ч. ГГК: каротаж на кабелі в нафтогазових свердловинах (необсаджених, обсаджених, обсаджених за наявності НКТ), каротаж у процесі буріння нафтогазових свердловин, каротаж у приповерхневих свердловинах.

3. Моделі активно використовуються при дослідно-конструкторських, експериментальних і метрологічних роботах з новими пристроями РК, у т.ч. ГГК, які створюються в ІГФ разом із партнерами.

4. Отримані на побудованих фізичних моделях калібрувальні функції ГГК показали свою ефективність на практиці при інтерпретації результатів: каротажу в обсаджених нафтогазових свердловинах, каротажу в процесі буріння горизонтальних нафтогазових свердловин, каротажу приповерхневих свердловин.

5. Розроблені та такі, що перебувають у розробці АМК РК та їхнє інтерпретаційно-методичне забезпечення (у т.ч. для ГГК), призначені для визначення розширеної сукупності петрофізичних параметрів гірських порід (нафтогазові карбонатні й теригенні колектори, приповерхневі піщано-глинисті породи та ін.), успішно застосовуються при вирішенні актуальних практичних завдань.

Список використаних джерел

Бондаренко, М., Кулик, В., Євстахевич, З., Данилів, С., Зіненко, В., Лось, М. (2019). Апаратурно-методичний комплекс для визначення параметрів нафтогазових колекторів в процесі буріння горизонтальних свердловин. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченко. Геологія*, 87(4), 20–25.

Блюменцев, А.М., Калистратов, Г.А., Лобанков, В.М., Цирульников, В.П. (1991). Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. Москва: Недра.

Дейнеко, С.І. (2007). Системний моніторинг за станом небезпечних геологічних процесів на території діючих енергетичних об'єктів (на прикладі Рівненської АЕС) : *автореф. дис. … канд. геол. наук*. Київський національний університет ім. Т. Шевченка. Київ.

Закиров, Р.З., Кириллов, А.А., Воронков, Л.Н. (2009). Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа в ООО "ТНГ-Групп". *НТВ Каротажник*, *3*(180), 78–84.

Звольский, С.Т. (1980). Гамма-методы измерения объемной массы дисперсных грунтов и донных отложений. Москва: Атомиздат.

Звольський, С.Т., Кулик, В.В., Кармазенко, В.В., Кетов, А.Ю., Рибак, В.І., Сніжко, Ю.О. (2008) Спосіб виготовлення фізичних моделей пластів-колекторів, перетнутих свердловиною. *Патент України на винахід № 84604*. ІГФ НАНУ.

Инструкция по проведению плотностного гамма-гамма каротажа аппаратурой серии СГПЛ и обработке результатов измерений. (2004). ООО "Нефтегазгеофизика". Тверь. Отримано з http://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/instr_sgp.pdf

Карпов, Т.Ю. (2004). Технология построения моделей горных пород нефтегазовых скважин для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа. *Дис. … канд. техн. наук.* Уральская гос. горно-геол. академия. Екатеринбург.

Кузнецов, О.Л., Поляченко, А.Л. (ред.). (1990). Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика. 2-е изд. Москва: Недра.

Лобанков, В.М. (2016). Метрологическое обеспечение в промысловой геофизике: Учебное пособие. Уфа : Изд-во УГНТУ.

Лобанков, В.М. (2008). Развитие системы метрологического обеспечения геофизических исследований в нефтегазовых скважинах. *Автореф. дис. … д-ра техн. наук*. ОАО НПФ "Геофизика". Уфа.

Прушко, В.Р., Кулик, В.В., Челок'ян, Р.С., Звольський, С.Т. (2005). Спосіб виготовлення фізичних моделей пластів гірських порід. *Патент України на винахід № 63112*. ІГФ НАНУ.

Ферронский, В.И., Данилин, А.Н., Дубинчук, В.Т., Гончаров, В.С., Селецкий, Ю.Б. (1977). Радиоизотопные методы исследования в инженерной геологии и гидрогеологии. 2-е изд. Москва: Атомиздат.

Хаматдинов, В.Р. (2014). Автономная аппаратура плотностного гамма-гамма каротажа наклонных и горизонтальных скважин. *НТВ "Каротажник",* 12, 61–76.

Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., el-Halawani, T. (2005, Autumn). No more waiting: formation evaluating while drilling. *Oilfield review*, 4–21.

Belknap, W.B., Dewan, J.T., Kirkpatrick, C.V, Mott, W.E., Pearson, A.J., Rabson, W.R. (1978). API calibration facility for nuclear logs. Gamma ray, neutron and density logging. SPWLA Reprint, paper E.

Bondarenko, M., Kulyk, V., Yevstakhevych, Z. (2018). Petrophysical parameters of near-surface sandshale rocks based on radioactive loggings. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченко. Геологія*, 80(1), 46–52.

Ellis, D., Markley, M.E. (2007). Measuring formation density through casing. *US Patent № 7292942 B2*. Schlumberger technology corporation.

Ellis, D.V., Singer, J.M. (2008). Well Logging for Earth Scientists. 2nd ed. Dordrecht: Springer.

Kulyk, V.V., Bondarenko, M.S. (2016). Identification of gas reservoirs and determination of their parameters by combination of radioactive logging methods. *Геофиз. журн.*, 38(2), 106–119.

The Cased Hole Analysis Tool. (2019). Отримано з https://geologsolutions.ca/chat-tool/

References

Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., el-Halawani, T. (2005, Autumn). No more waiting: formation evaluating while drilling. *Oilfield review*, 4–21.

Belknap, W.B., Dewan, J.T., Kirkpatrick, C.V, Mott, W.E., Pearson, A.J., Rabson, W.R. (1978). API calibration facility for nuclear logs. Gamma ray, neutron and density logging. SPWLA Reprint, paper E.

Bondarenko, M., Kulyk, V., Yevstakhevych, Z., Danyliv, S., Zinenko, V., Los, M. (2019). Apparatus and methodical complex for determination of oil-gas reservoirs parameters while drilling horizontal wells. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 87(4), 20–25. [in Ukrainian]

Bondarenko, M., Kulyk, V., Yevstakhevych, Z. (2018). Petrophysical parameters of near-surface sandshale rocks based on radioactive loggings. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 80(1), 46–52.

Blyumentsev, A.M., Kalistratov, G.A., Lobankov, V.M., Tsirulnikov, V.P. (1991). Metrological provisions of well logging. Moscow: Nedra. [in Russian]

Deineko, S.I. (2007). System monitoring of the state of hazardous geological processes on the territory of operating energy facilities (on an example of the Rivne NPP*). Extended abstract of Candidate's thesis (Geol.).* Taras Shevchenko National University of Kyiv. Kyiv. [in Ukrainian]

Ellis, D., Markley, M.E. (2007). Measuring formation density through casing. *US Patent № 7292942 B2*. Schlumberger technology corporation.

Ellis, D.V., Singer, J.M. (2008). Well Logging for Earth Scientists. 2nd ed. Dordrecht: Springer.

Ferronskiy, V.I., Danilin, A.N., Dubinchuk, V.T., Goncharov, V.S., Seletskiy, Yu.B. (1977). Radioisotope research methods in engineering geology and hydrogeology. 2nd ed. Moscow: Atomizdat. [in Russian]

Instructions for density logging with SGPL tool and processing the result of measurements. (2004). LLC "Neftegazgeofizika". Tver. Retrieved from http://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/instr_sgp.pdf. [in Russian]

Karpov, T.Yu. (2004). Technology of constructing of models of rocks of oil and gas wells for calibration of neutron logging tools. *Thesis … Cand. Sci. (Tech.).* Ural State Mining and Geological Academy. Ekaterinburg. [in Russian]

Khamatdinov, V.R. (2014). Autonomous density logging tool for inclined and horizontal wells. *Scientific and technical bulletin "Karotazhnik",* 12, 61–76. [in Russian]

Kuznetsov, O.L., Poliachenko, A.L. (Eds.). (1990). Well logging nuclear geophysics. Geophysicist's handbook. Moscow: Nedra. [in Russian]

Kulyk, V.V., Bondarenko, M.S. (2016). Identification of gas reservoirs and determination of their parameters by combination of radioactive logging methods. *Geophysical journal*, 38(2), 106–119.

Lobankov, V.M. (2016). Metrological provisions in well logging: Tutorial. Ufa: publishing house of UGNTU. [in Russian]

Lobankov, V.M. (2008). Development of a metrological provisions system for geophysical researches in oil and gas wells. *Extended abstract of Doctor's thesis (Tech.).* PLC S&P Firm "Geofizika". Ufa. [in Russian]

Prushko, V.R., Kulyk, V.V., Chelokian, R.S., Zvolskyi, S.T. (2005). Method of producing physical models of rocks. *UA patent for invention № 63112.* Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine. [in Ukrainian]

The Cased Hole Analysis Tool. (2019). Retrieved from https://geologsolutions.ca/chat-tool/

Zakirov, R.Z., Kirillov, A.A., Voronkov, L.N. (2009). Metrological provisions of radioactive logging tools in LLC "TNG-Grupp". *Scientific and technical bulletin "Karotazhnik"*, 3(180), 78–84. [in Russian]

Zvolskyi, S.T. (1980). Gamma-methods for measuring the volume weight of dispersed grounds and sea-floor sediments. Moscow: Atomizdat. [in Russian]

Zvolskyi, S.T., Kulyk, V.V., Karmazenko, V.V., Ketov, A.Yu., Rybak, V.I., Snizhko, Yu.O. (2008). Method of producing physical models of reservoirs crossed by a well. *UA patent for invention № 84604.* Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine. [in Ukrainian]

Надійшла до редколегії 14.08.20

M. Bondarenko, PhD (Geol.), Senior Researcher;
V. Kulyk, PhD (Phys.-Math.), Leading Researcher,
E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua;
O. Dmytrenko, Leading Engineer;
Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
32, Palladin Ave., Kyiv, 03680, Ukraine;
S. Danyliv, Director,
E-mail:danyliv.sm@gmail.com;
LLC "Ukrspecpribor", 5 Zapadynska Str., Kyiv, 04123, Ukraine;
O. Stasiv, Director,
E-mail:office@usg.lg.ua;
LLC "Ukrspecgeologia",
30 Shevchenko Str., Tereshkyv., Poltava region, 38762, Ukraine;
V. Karmazenko, Director,
E-mail: v.karmazenko@gmail.com;
LLC "Kyiv plant «Geofizprylad»"

PHYSICAL MODELING FOR DENSITY MEASUREMENT OF NEAR-SURFACE ROCKS, BY WIRELINE LOGGING AND LOGGING WHILE DRILLING

The results of the creation of full-scale physical models of rocks for the calibration of combined tools of radioactive logging, which include density logging, are presented. Four sets of models were built for different logging problems.

1. Models of porous carbonate reservoirs with borehole (diameter 216 mm), equipped with interchangeable simulators of casing columns (146 mm i 168 mm) with cement sheath and tubing. The models are aimed to calibrate wireline logging tools for investigating the section of uncased and cased oil&gas wells.

2. Models of rocks of different density with borehole (160 mm), equipped with interchangeable drill collars (120 mm, 108 mm, 89 mm). The models are designed to calibrate density tools for logging while drilling horizontal oil&gas wells.

3. Universal models of porous carbonate reservoirs, crossed by holes of three diameters (200 mm, 160 mm, 125 mm). The purpose of the models is to calibrate wireline logging tools for investigation of section of uncased and cased oil&gas wells and tools for logging while drilling horizontal oil&gas wells.

4. Models of near-surface rocks of different density, equipped with a steel pipe (diameter of 51 mm) closely fitting to rock. The purpose of the models is to calibrate density tools for investigation of near-surface rocks when solving engineering-geological, seismic microzoning, ecological, etc problems.

Physical models were designed and constructed by the employees of the Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine together with partner organizations. The regular use of the models is due to the active work carried out by the Institute of Geophysics, together with partners, to create apparatus-methodical complexes of radioactive logging, which include the density logging.

Graduation relationships and calibration functions for new density logging tools, obtained on the constructed physical models, as well as examples of density determination in different well conditions when solving research-and-production problems, are given.

Keywords: physical models of rocks, oil&gas and near-surface wells, wireline logging, uncased and cased wells, logging while drilling, drill collar, density logging, calibration function, rocks density.

М. Бондаренко, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.;
В. Кулик, канд. физ.-мат. наук, вед. науч. сотр.,
E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua;
А. Дмитренко, вед. инж.;
Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
пр. Акад. Палладина, 32, г. Киев, 03680, Украина;
С. Данылив, директор,
E-mail:danyliv.sm@gmail.com;
ООО "Укрспецприбор", ул. Западынская, 5, г. Киев, 04123 Украина;
О. Стасив, директор,
E-mail: office@usg.lg.ua;
ООО "Укрспецгеология",
ул. Шевченко, 30, с. Терешки, Полтавская обл., 38762, Украина;
В. Кармазенко, директор,
E-mail: v.karmazenko@gmail.com;
ООО "Киевский завод «Геофизприбор»"

ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ КАРОТАЖЕ НА КАБЕЛЕ И В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Представлены результаты создания полномасштабных физических моделей горных пород для калибровки комбинированных приборов радиоактивного каротажа (РК), составной частью которого является плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК). Построены четыре комплекта моделей для различных задач каротажа.

1. Модели пористых карбонатных пластов-коллекторов, пересеченные скважиной (диаметр 216 мм), укомплектованные сменными имитаторами обсадных колонн (146 мм и 168 мм) с цементным кольцом и насосно-компрессорными трубами. Модели предназначены для калибровки приборов РК на кабеле при исследовании разреза необсаженных и обсаженных нефтегазовых скважин.

2. Модели горных пород разной плотности со скважиной (160 мм), укомплектованные сменными бурильными трубами (120 мм, 108 мм, 89 мм). Модели предназначены для калибровки приборов ГГК для каротажа в процессе бурения горизонтальных нефтегазовых скважин.

3. Универсальные модели пористых карбонатных пластов-коллекторов, пересеченные скважинами трех диаметров (200 мм, 160 мм, 125 мм). Назначение моделей – калибровка приборов РК на кабеле для исследования разреза необсаженных и обсаженных нефтегазовых скважин и приборов РК для каротажа в процессе бурения горизонтальных нефтегазовых скважин.

4. Модели приповерхностных горных пород разной плотности, оснащенные плотно прилегающей к породе стальной трубой диаметром 51 мм. Назначение моделей – калибровка приборов ГГК для исследования приповерхностных горных пород при решении задач: инженерно-геологических, сейсмического микрорайонирования, экологических и др.

Физические модели разработаны сотрудниками Института геофизики НАН Украины и реализованы вместе с организациями-партнерами. Постоянное использование моделей обусловлено активными работами, которые ведутся Институтом геофизики вместе с партнерами, по созданию аппаратурно-методических комплексов радиоактивного каротажа, в состав которых входит ГГК.

Для новых приборов ГГК приведены градуировочные зависимости и калибровочные функции, полученные на созданных физических моделях, а также примеры определения плотности в различных скважинных условиях при решении научно-производственных задач.

Ключевые слова: физические модели горных пород, нефтегазовые и приповерхностные скважины, каротаж на кабеле, необсаженные и обсаженные скважины, каротаж в процессе бурения, бурильная труба, гамма-гамма каротаж, калибровочная функция, плотность горных пород.