

ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СТРИЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКОГО РОДОВИЩА

*Я. М. Коваль, І. О. Федак, В. В. Федорів, Р. Т. Яремак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

e-mail: geophys@nung.edu.ua

Для достовірного вирішення задачі з виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловини потрібна велика кількість різноманітної інформації про них. Однак дослідження (наприклад, гідродинамічні, кернавого матеріалу) та випробування свердловин із тих чи інших причин проводять доволі рідко. В таких умовах доводиться покладатись тільки на геофізичну інформацію з дослідження розрізу свердловини. Геофізичні методи дослідження свердловин вирішують поставлену задачу доволі однозначно: в геологічних розрізах, що виповнені так званими «чистими кварцовими пісковиками». У випадку складної будови породи задачу з виділення колекторів у розрізі свердловини вирішити однозначно важко, що дуже часто призводить до пропуску продуктивних пластів. В роботі з метою виділення в геологічному розрізі свердловин стрийської світи Верхньомасловецького нафтового родовища піщаних різновидів (пісковик, пісковик глинистий, пісковик карбонатний, пісковик ущільнений, пісковик алевролітовий) автори запропонували використовувати параметр D , який характеризує частку дисперсної фракції, що припадає на загальний водневміст породи та чисельно дорівнює відношенню подвійного різницевого параметра за нейтронним гамма-каротажем, до подвійного різницевого параметра за гамма-каротажем. Породу відносять до піщаних різновидів за умови, що значення параметра D є рівним або більшим за 0,5. Для розділення піщаних різновидів на колектори (пісковики з $K_p \geq 7\%$) та неколектори (інші піщані різновиди з $K_p < 7\%$) автори запропонували порівнювати значення параметра $D_{\text{факт}}$, розрахованого за фактичними даними геофізичних досліджень свердловин, з еталонним значенням $D_{\text{ет}}$, розрахованим за рівнянням залежності типу $D=f(\Delta I_\gamma)$.

Ключові слова: порода-колектор, виділення колекторів, параметр D , пісковик, стрийська світа, глинистість, гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж.

To reliably solve the problem of identifying reservoir rocks in the geological section of a well, a large amount of diverse information about them is required. However, well logging (e.g., hydrodynamic, core material) and testing is rarely performed for one reason or another. In such conditions, one has to rely only on geophysical information from the study of the well section. Geophysical methods of well logging solve the problem quite clearly: in geological sections filled with so-called «pure quartz sandstones». In the case of complex rock structure, it is difficult to solve the problem of reservoir identification in a well section, which often leads to the omission of productive formations. In this paper, in order to distinguish sandy varieties (sandstone, clayey sandstone, carbonate sandstone, compacted sandstone, siltstone) in the geological section of wells of the Stryi Formation of the Verkhneslovetske oil field, the authors proposed to use the parameter D which characterizes the proportion of the dispersed fraction that accounts for the total hydrogen content of the rock and is numerically equal to the ratio of the double difference parameter from neutron gamma ray logging to the double difference parameter from gamma ray logging. The rock is classified as sandy if the value of the D parameter is equal to or greater than 0.5. To divide sandy types into collectors (sandstones with $K_p \geq 7\%$) and non-collectors (other sandy types with $K_p < 7\%$), the authors proposed to compare the value of the parameter D_{fact} , calculated from actual data of geophysical surveys of wells, with the reference value D_{detail} , calculated by the dependence equation of the $D=f(\Delta I_\gamma)$ type.

Keywords: breed-collector, collector selection, D parameter, sandstone, stria world, clay, gamma logging, neutron gamma logging.

Вступ

Серед методів, які використовують для виділення в геологічному розрізі свердловин проникних інтервалів (пластів-колекторів), найбільшою інформативністю володіють так звані прямі методи. До цих методів відносять випробування пластів на каротажному кабелі

(ВПК) та гідродинамічний каротаж (ГДК). Факт отримання із досліджуваного інтервалу флюїду у будь-якій кількості та наявність пластового тиску є прямим доказом наявності в геологічному розрізі свердловини пласта-колектора, незалежно від його геофізичних характеристик. Відсутність припливу флюїду із пласта при

ВПК чи ГДК у випадку однозначної геофізичної характеристики не є підставою для віднесення його до неколектора. У таких випадках необхідно проводити додаткові (повторні) дослідження. На жаль, прямі методи дослідження не проводять взагалі або проводять вкрай рідко, тому на практиці для виділення пластів-колекторів в геологічному розрізі свердловини використовують комплекс якісних (прямих і опосередкованих) ознак та кількісних критеріїв.

Неглинисті пісковики та алевроліти зазвичай доволі пористі та проникні, їх легко виділити в геологічному розрізі свердловини за комплексом якісних ознак та кількісних критеріїв. Дуже важко здійснити поділ на колектори і неколектори пісковиків та алевролітів із погіршеними колекторськими властивостями, що пов'язано із збільшенням кількості цементу у породі. Наприклад, в умовах підвищеного вмісту глинистого та/або карбонатного цементуючого матеріалу, задача з виділення пластів-колекторів за комплексом якісних ознак та кількісних критеріїв суттєво ускладнена. В таких умовах виникає потреба у пошуку нових підходів для вирішення задачі з виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловини.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій. Виділення складно-будованих порід-колекторів в геологічному розрізі свердловини є достатньо складною задачею і вимагає в кожному випадку індивідуального підходу.

На сьогоднішні існує значна кількість таких методик, що враховують специфічну внутрішню будову породи-колектора [1, 2, 3]. Так, наприклад, в роботі [4] розглянуто методику виділення пластів-пісковиків із глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом гірських порід. Запропонована методика базується на використанні зв'язку між інтенсивністю гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів із водневмістом цементу породи у випадку пропорційного заміщення частки глинистих мінералів на карбонатні.

З метою виділення низькоомних газонасичених порід-колекторів авторами роботи [5] запропоновано зіставляти результати інтерпретації (параметри зони проникнення) основного і повторних вимірів методами бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового каротажу (БК) та індукційного каротажу (ІК). За зміною діаметру та опору зони проникнення встановлюють наявність чи відсутність пласта-колектора. А у роботі [6] для вирішення аналогічної задачі автор пропонує зіставляти криву

БК із нормалізованою за БК кривою нейтронного гамма-каротажу (НГК).

Автори роботи [7] розглянули моделі взаємозв'язку органічної речовини з параметрами геофізичних полів, що дало змогу рекомендувати введення індикатора (критерію) наявності органічної компоненти в глинисто-алевритових товщах порід із підвищеним вмістом керогену D. За величиною значення параметра D приймається рішення про наявність чи відсутність потенційний порід-колектор ($D < 0$ – відсутність органічної компоненти у породі; $D = 0$ – невизначеність; $D > 0$ – присутність органічної компоненти у породі). В роботі [2] для прогнозу вмісту керогену пропонують дослідження проводити у формі каротажу, геохімічного та сейсмічного аналізу даних.

Автори роботи [8] для виділення поліміктових пластів-пісковиків у складнобудованому геологічному розрізі свердловин пропонують використовувати параметр $R_{\text{пол}}$, який відображає частку внеску дисперсної фракції гірської породи та польових шпатів у загальний водневміст породи в порівнянні із еталонним пластом.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Аналіз оцінки результатів досліджень свердловин комплексом геофізичних методів вказує на те, що жоден із них не забезпечує повного та однозначного вирішення задачі виділення порід-колекторів у геологічному розрізі свердловини, а тільки доповнює один одного. Особливо це характерно для геологічних розрізів свердловин, вивчених колекторами з погіршеними емнісно-фільтраційними властивостями.

Проведений аналіз наукових праць показав, що, в залежності від типу породи-колектора, її петрографо-мінералогічної характеристики та емнісно-фільтраційних властивостей, необхідно використовувати індивідуальний підхід для виділення порід-колекторів у геологічному розрізі свердловин. Індивідуально підходу до вивчення потребують і породи-колектори стрийської світи Бориславсько-Покутської зони. Адже, як показує практика, нерідко стрийські відклади діагностують як неколектори, проте під час випробування отримують промисловий приплив нафти. Тому через складну будову, обмежений об'єм лабораторних досліджень кернавого матеріалу породи-колектори стрийської світи залишаються недовивченими. В такому випадку для пошуку дієвого способу виділення порід-колекторів у

геологічному розрізі стрийської світи необхідно додатково вивчити вплив фізико-літологічних властивостей гірських порід на результати каротажу.

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є обґрунтувати теоретичні основи та запропонувати методику виділення порід-колекторів у геологічному розрізі стрийських відкладів Верхньомасловецького нафтового родовища шляхом врахування частки дисперсної фракції, що припадає на загальний водневміст гірської породи.

Для реалізації поставленої в роботі мети необхідно здійснити аналіз петрографо-мінералогічної характеристики порід продуктивних горизонтів стрийської світи, дослідити відображення особливостей мінералогічного складу скелету пластів-колекторів стрийських відкладів у геофізичних полях, визначити зв'язок цих особливостей з водневмістом породи. На фактичному матеріалі показати можливість використання запропонованої методики виділення пластів-колекторів в геологічному розрізі стрийських відкладів Верхньомасловецького нафтового родовища.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Наші дослідження проводились на прикладі продуктивних крейдових відкладів стрийської світи Верхньомасловецького нафтового родовища. Нафтовий поклад продуктивних відкладів стрийської світи приурочений до алевроліто-піщаних горизонтів, де колекторами нафти є пісковики та алевроліти [9].

Пісковики-колектори стрийської світи кварцові, від світло-сірого до темно-сірого кольору, середньо-дрібнозернисті з поровим та переважно карбонатним цементом. Дослідження шліфів показує, що гірська порода складається з уламкової частини та порового за складом карбонатного цементу. Уламкова частина породи погано відсортована і, в основному, представлена кутуватими (алевритового розміру) та напівобкатаними (дрібно-піщаного розміру) зернами кварцу. Інколи у породі спостерігають поодинокі дрібні уламки кварцитоподібних, кременистих порід, поодинокі зерна польового шпату, поодинокі зерна глауконіту і лусочки мусковіту. Структура породи алевропсамітова, середньо- та дрібнозерниста; текстура переважно хаотична, інколи плямиста.

Алевроліти алевроліто-піщаних горизонтів стрийської світи сірі, темно-сірі, кварцові крупнозернисті із базальним та поровим карбонат-

ним цементом. У шліфах уламковий матеріал розподілений нерівномірно і переважно складається із кутуватих та напівкутуватих алевролітових зерен кварцу. Іноді у породі спостерігають лусочки мусковіту, поодинокі зерна польового шпату та глауконіту. В основному до складу базального цементу входить тонкозернистий кальцит. Структура алевролітів псамоалевритова, різнозерниста, а текстура хаотична.

Аргіліти відкладів стрийської світи темно-сірі, алевролитисті. У шліфах даний літотип складається з основної тканини та домішок тонко- та мікрозернистого карбонату. Основна тканина виповнена неорієнтованим пелітоморфним глинистим матеріалом, який містить велику кількість домішок приховано-кристалічного карбонату. У породі дуже часто спостерігають вкраплення і виділення чорної органічної речовини. Структура алевролітової породи пелітова, а текстура слабо орієнтована або неорієнтована.

Першопочаткове літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин Верхньомасловецького нафтового родовища здійснювалось за кривими гамма-каротажу (ГК), відносної амплітуди методу потенціалів самочинної поляризації (α_{nc}), а також додатково встановлених критеріїв (табл. 1) [9]. В подальшому отримані результати піддавали коригуванню на основі якісної оцінки характеристик відкладів за комплексом методів геофізичних досліджень свердловин.

Для виділення порід-колекторів при підрахунку запасів нафти також використовували граничне значення пористості (K_p^{rp}), встановлене на основі прийнятого [9] граничного значення проникності $K_{пр}^{rp}=0,4 \times 10^{-3}$ мкм². За побудованою залежністю $K_{пр}=f(K_p)$ для продуктивних відкладів стрийської світи Верхньомасловецького нафтового родовища граничному значенню проникності $0,4 \times 10^3$ мкм² відповідає граничне значення пористості 7,0 %.

При обґрунтуванні якісних та кількісних параметрів із метою поділу пісковиків та алевролітів на колектори і неколектори необхідно враховувати погіршення колекторських властивостей, яке пов'язане зі збільшенням кількості цементу. Наприклад, збільшення кількості карбонатного або кремневого цементуючого матеріалу призводить до появи високоомних прошарків.

Виділення глинистих пісковиків здійснюється за загальноприйнятими ознаками та критеріями, які використовують для чистих пісковиків-колекторів. Однак задача з виділення порід-колекторів значно ускладнюється, оскільки

Таблиця 1 – Критерії для літологічного розчленування геологічного розрізу свердловин Верхньомасловецького нафтового родовища

Літотип	Глинистість, $K_{гл}$	$\alpha_{пс}$	Колектор	Можливо колектор	Неколектор	Флюїдоупор
Пісковик	$K_{гл} \leq 0,15$	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	X	–	–	–
Пісковик ущільнений	$K_{гл} \leq 0,15$	$\alpha_{пс} < 0,4$	X	X	X	–
Пісковик глинистий	$0,15 > K_{гл} \leq 0,2$		X	X	–	–
Пісковик алевролітистий	$0,2 > K_{гл} \leq 0,3$	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	X	X	–	–
Алевроліт	$0,3 > K_{гл} \leq 0,5$	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	–	–	X	–
Пісковик глинисто-алевролітовий	$0,2 > K_{гл} \leq 0,3$	–	–	–	X	–
Алевроліт глинистий	$0,3 > K_{гл} \leq 0,5$	–	–	–	–	X
Глина (аргіліт)	–	–				

із збільшенням відносної глинистості прямі та опосередковані ознаки колекторів поступово зникають. На практиці не завжди вдається виділити заглинизовані породи-колектори та сильно глинисті непроникні породи при великій відносній глинистості ($\eta > 0,4$).

Глинисті частинки характеризують високою дисперсністю, що зумовлює високий вміст адсорбованої на їх поверхні води та обмінних гідратованих катіонів, а також присутність у глинистих мінералах хімічно-зв'язаної води. Природна гамма-активність, яка реєструється методом ГК, виникає за рахунок адсорбованих радіоактивних елементів (урану, торію) на поверхні частинок або тих радіоактивних елементів, що входять до складу їх хімічних сполук (радіоактивний ізотоп калію – ^{40}K). З іншої сторони, інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів залежить від вмісту водню у породі, зокрема від вмісту адсорбованої води на поверхні глинистих мінералів. На прикладі свердловини № X-Верхньомасловецька, в інтервалі глибин 779,4-953,8 м (верхня крейда, стрийська світа) нами зіставлено подвійний різницевий параметр за ГК із подвійним різницевим параметром за НГК (рис. 1). Між показами ГК і НГК можемо прослідкувати певну закономірність і виділити дві групи порід. З метою розділення порід за літотипами пропонуємо використовувати параметр D :

$$D = \frac{\Delta I_{ny}}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (1)$$

де ΔI_{ny} – подвійний різницевий параметр нейтронного гамма-каротажу досліджуваного пласта;

ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр природної гамма-активності досліджуваного пласта.

Параметр D характеризує частку дисперсної фракції, яка припадає на загальний водневміст породи. Використовуючи результати геофізичних досліджень свердловини № X-Верхньомасловецька в інтервалі глибини 784-948 м, авторами досліджено зв'язок параметра D з результатами досліджень методом ГК (рис. 2). При зіставленні параметра D з ΔI_{γ} та на основі результатів комплексної інтерпретації, в досліджуваному інтервалі виділено п'ять літотипів: пісковик, пісковик глинистий, пісковик карбонатний, пісковик алевролітовий та пісковик ущільнений (рис. 2, а). Детальний аналіз виділених п'яти літотипів дозволив об'єднати їх в дві групи порід (рис. 2 б). Перша група – це пористі ($K_p \geq 7\%$) кварцові пісковики, які на Верхньомасловецькому родовищі є колекторами нафти. Друга група порід – це алевролітові, заглинизовані, карбонатні та щільні пісковики, які на даному родовищі не є колекторами нафти ($K_p < 7\%$). Залежність типу $D = f(\Delta I_{\gamma})$ для колекторів та неколекторів характеризують високим коефіцієнтом кореляції і описують степеневу функцією (рис. 2, б).

За результати геофізичних досліджень свердловини № X-Верхньомасловецька в інтервалі глибини 830-926 м розраховано та побудовано розподіл параметра D з глибиною (рис. 3). Як видно з рис. 3, за параметром $D_{факт}$ виділяють пласти-пісковики з різним за літологією складом (колонка 13 рис. 3). Для віднесення порід до піщаних літотипів, нами прийнято граничне (мінімальне) значення параметра $D_{гр}$, що відповідає 0,5. Правомірність прийнятого граничного значення параметра $D_{гр}$ підтверджує збіг виділених нами пластів із пластами, що виділені

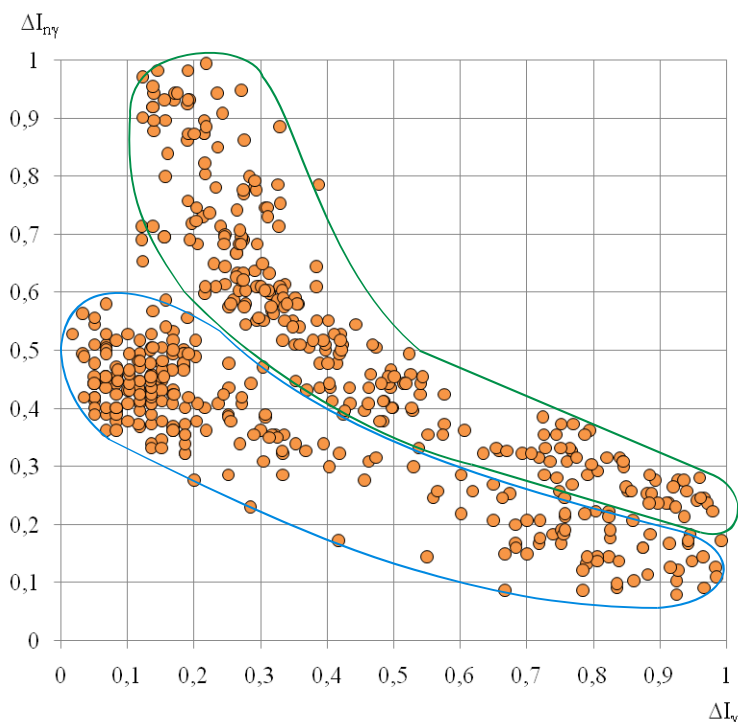


Рисунок 1 – Зіставлення результатів досліджень свердловин методом гамма-каротажу (ΔI_γ) та методом нейтронного гамма-каротажу ($\Delta I_{\gamma n}$)

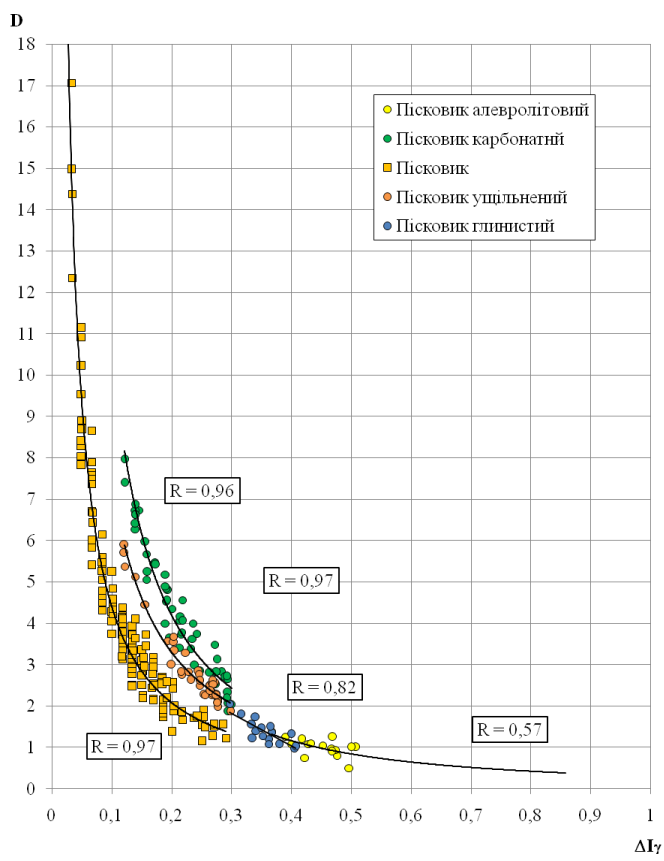
за результатами комплексної інтерпретації даних ГДС.

Для розділення пластів-пісковиків різного типу на пласти-колектори ($K_p \geq 7\%$) та пласти-неколектори ($K_p < 7\%$), пропонуємо порівнювати фактичне значення розрахованого параметра $D_{\text{факт}}$ з еталонним $D_{\text{етал}}$. Розрахунок еталонного значення параметра $D_{\text{етал}}$ здійснюють за рівнянням залежності $D=f(\Delta I_\gamma)$ (рис. 2 б), що відповідає першій групі порід (пористі ($K_p \geq 7\%$) кварцові пісковики). В результаті зіставлені фактичних значень параметра $D_{\text{факт}}$ з еталонними значеннями $D_{\text{етал}}$, в досліджуваному інтервалі а виділено пласти-пісковики із $K_p \geq 7\%$. Виділені пласти-пісковики характеризують збігом значень параметра $D_{\text{факт}}$ з $D_{\text{етал}}$ у межах ± 1 . Інтервали геологічного розрізу, в яких різниця між значеннями параметра $D_{\text{факт}}$ і $D_{\text{етал}}$ виходить за межі ± 1 , відповідають пластам-пісковикам ($K_p < 7\%$) різного літологічного складу з погіршеними емнісно-фільтраційними властивостями. З метою перевірки дієвості запропонованого способу виділення пісковиків-колекторів зіставлено результати цих досліджень із результатами комплексної інтерпретації даних ГДС (рис. 3). За усіма пластами в інтервалі глибин 830-926 м результати досліджень збіглись, окрім двох пластів (849,2-850,3 та 899,9-902,2 м). За результатами комплексної інтерпретації даних ГДС пласт в інтервалі глибини 849,2-850,3 м охарактеризований як піскови́к карбо-

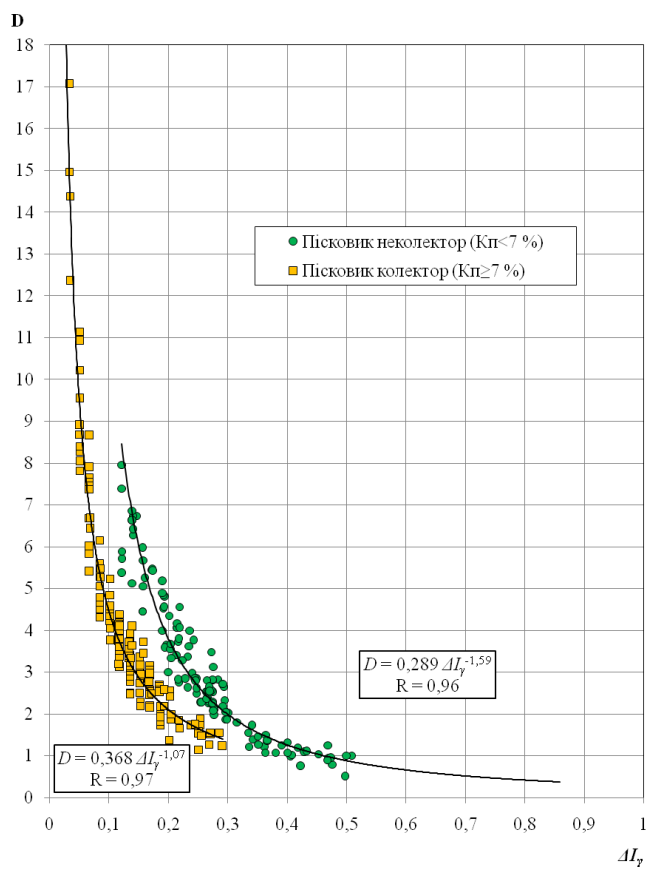
натний, ущільнений нафтонасичений з $K_p=7,2\%$ і $K_{\text{нт}}=75\%$. За результатами зіставлення значень параметра $D_{\text{факт}}$ із $D_{\text{етал}}$, даний пласт характеризують як неколектор, в якого $K_p < 7\%$. Інший пласт в інтервалі глибин 899,9-902,2 м за результатами інтерпретації даних ГДС характеризують як піскови́к алевролітовий, ущільнений нафтонасичений з $K_p=7,0\%$ і $K_{\text{нт}}=55\%$, а за нашими дослідженнями – це піскови́к, нафтонасичений з $K_p \geq 7\%$. Правдивість висновків стосовно цих двох пластів можна підтвердити тільки тим, що за результатами оперативної інтерпретації, яка виконана фахівцями ПАТ «Карпатське УГР», перший пласт вивчений ущільненим піскови́ком (неколектор, $K_p=1,1\%$), а другий – нафтонасиченим піскови́ком ($K_p=22,1\%$).

Висновки

Петрографо-мінералогічний аналіз порід стрийської світи Верхньомасловецького родовища показав, що колекторами нафти є пісковики, які характеризують підвищеним вмістом глинистого та карбонатного матеріалу в їх цементуючій речовині. Підвищений вміст глинистого та карбонатного матеріалу призводить до погіршення емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів, неадекватного відображення цих колекторів в геофізичних полях та, в кінцевому результаті, їх пропуску при інтерпретації даних ГДС.



a)



б)

а) поділ порід на літотиби; б) поділ порід на колектори і неколектори
 Рисунок 2 – Зіставлення параметра D з подвійним різницею параметром за гамма-каротажем (ΔI_γ)

Враховуючи нетипове відображення порід-пісковиків стрийської світи на кривих ГДС, з метою їх виділення в геологічних розрізах свердловин пропонується використовувати параметр D , який характеризує частку дисперсної фракції, що припадає на загальний водневміст породи та чисельно визначається як відношення $\Delta I_{\text{пу}}$ до ΔI_{γ} . За результатами досліджень встановлено, що породи із значенням параметра D , що є рівним або більшим за 0,5 необхідно відносити до піщаних різновидів.

Для розділення піщаних різновидів на колектори-пісковики ($K_{\text{п}} \geq 7\%$) та неколектори ($K_{\text{п}} < 7\%$) необхідно порівнювати фактичне значення розрахованого параметра $D_{\text{факт}}$ із еталонним значенням $D_{\text{етал}}$. Еталонне значення параметра $D_{\text{етал}}$ розраховують за рівнянням залежності типу $D=f(\Delta I_{\gamma})$.

Ефективність запропонованого способу поділу порід на типи перевірена на фактичному матеріалі і результатах оперативної та комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

Література

1. Фтемов Я. М. Виділення нафтонасичених порід-колекторів карбонатного складу на прикладі Лопушнянського родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 4(56). С. 46-56.

2. Wibowo R. C., Putri A. C. E., Dewanto O. Analysis of Unconventional Oil and Gas Reservoirs using Well Logging, Geochemical and Seismic Data: Analisis Reservoir Migas Non-Konvensional Menggunakan Data Well Logging, Geokimia, dan Seismik. *Journal Geocelbes*, 2023. Vol. 7(2), P. 154–167. <https://doi.org/10.20956/geocelbes.v7i2.20603>

3. Senosy A. H., Ewida H. F., Soliman H. A. et al. Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Appl. Sci.* 2020. Vol. 2, P. 1293 <https://doi.org/10.1007/s42452-020-3100-x>

4. Старостін В. А., Коваль Я. М. Оцінка типу цементувального матеріалу порід-колекторів за даними нейтронного гамма-каротажу. *Нафтова і газова промисловість*. 2011. № 2(256). С. 22-26.

5. Трубенко О. М., Федоришин С. Д., Федорів В. В. Виділення порід-колекторів підвищеної електропровідності за даними ГДС (на прикладі неогенових відкладів Гуцулівського газового родовища). *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(40). С. 9-16.

6. Коваль Я. М., Федак І. О. Виділення низькоомних порід-колекторів у геологічному розрізі гелльветських відкладів Летнянського родовища. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 2 (34). С. 7-14.

7. Зеленко Ю. М. Виділення перспективних нафтогазоносних об'єктів південно-східної частини ДДЗ та основи застосування результатів геофізичних досліджень. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2018. № 1(44). С. 5-10.

8. Коваль Я. М., Федак І. О. Виділення пластів поліміктових пісковиків у складнобудованому геологічному розрізі нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтогазова енергетика*. 2022. № 1 (37). С. 7-14.

9. Геолого-економічна оцінка запасів нафти і газу Верхньомасловецького родовища: звіт про НДР (заключний) ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта»; кер. Ю. Л. Мончак. Івано-Франківськ, 2005. 296 с.

References

1. Ftemov Ya. M. Vydilennia naftonasychenykh porid-kolektoriv karbonatnoho skladu na prykladi Lopushnianskoho rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 4(56). P. 46-56. [in Ukrainian]

2. Wibowo R. C., Putri A. C. E., Dewanto O. Analysis of Unconventional Oil and Gas Reservoirs using Well Logging, Geochemical and Seismic Data: Analisis Reservoir Migas Non-Konvensional Menggunakan Data Well Logging, Geokimia, dan Seismik. *Journal Geocelbes*, 2023. Vol. 7(2), P. 154–167. <https://doi.org/10.20956/geocelbes.v7i2.20603>

3. Senosy A. H., Ewida H. F., Soliman H. A. et al. Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Appl. Sci.* 2020. Vol. 2, P. 1293 <https://doi.org/10.1007/s42452-020-3100-x>

4. Starostin V. A., Koval Ya. M. Otsinka typu tsementuvalnoho materialu porid-kolektoriv za danymy neutronnoho hamma-karotazhu. *Naftova i hazova promyslovist*. 2011. No 2(256). P. 22-26. [in Ukrainian]

5. Trubenko O.M., Fedoryshyn S.D., Fedoriv V.V. Vydilennia porid-kolektoriv pidvyshchenoi elektroprovodnosti za danymy HDS (na prykladi neohenovykh vidkladiv Hutsulivskoho hazovoho rodovyshcha). *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2011. No 3(40). P. 9-16. [in Ukrainian]

6. Koval Ya. M., Fedak I.O. Vydilennia nyzkomykh porid-kolektoriv u heolohichnomu rozrizi helvetskykh vidkladiv Letnianskoho rodovyshcha. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. No 2 (34). P. 7-14. [in Ukrainian]

7. Zelenko Yu. M. Vydilennia perspektyvnykh naftohazonosnykh ob'ektiv pivdenno-skhidnoi chastyny DDZ ta osnovy zastosuvannia rezultativ heofizychnykh doslidzhen. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2018. No 1(44). P. 5-10. [in Ukrainian]

8. Koval Ya.M., Fedak I.O. Vydilennia plastiv polimiktovykh piskovykiv u skladnopobudovanomu heolohichnomu rozrizi naftohazovykh sverdlovyh Dniprovsko-Donetskoï zapadyny. *Naftohazova enerhetyka*. 2022. No 1 (37). P. 7-14. [in Ukrainian]

9. Heoloho-ekonomichna otsinka zapasiv nafty i hazu Verkhnomaslovetskoho rodovyshcha: zvit pro NDR (zakliuchnyi) TsNDL VAT «Ukrnafta»; ker. Yu. L. Monchak. Ivano-Frankivsk, 2005. 296 p. [in Ukrainian]