

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ІНШИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ПОШУКІВ МАКСИМАЛЬНО НАСИЧЕНИХ ГАЗОМ СЛАНЦЕВИХ ТОВЩ

П.С. Голуб¹, А.Л. Гожа², В.В. Мельченко³

(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)

¹ ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mai: lpoltavargp@ukr.net
Генеральний директор, академік Української нафтогазової академії.

² ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mai: lpoltavargp@ukr.net
Провідний геофізик.

³ ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mail: poltavargp@ukr.net
Начальник партії.

На підставі наукового обґрунтування промислово-геофізичних досліджень з використанням методу $\Delta \log R$ виділені інтервали максимально газонасичених сланцевих товщ, які приурочені до різних стратиграфічних підрозділів і розташовані в різних тектонічних зонах Дніпровсько-Донецької западини.

Ключові слова: свердловина, каротаж, сланцева товща, газонасиченість, тектонічна зона, метод $\Delta \log R$.

FEATURES OF USAGE METHODS WELL LOG SURVEY AND OTHER METHODS FOR EXPLORATION SHALE GAS DEPOSITS

P.S. Golub¹, A.L. Gozha², V.V. Melchenko³

(Recommended of academic NAS of Ukraine A.E. Lukin)

¹ SE «UKRNAUKAGEOCENTER» NJSC «NADRA UKRAINE», Poltava, Ukraine,
E-mai: lpoltavargp@ukr.net
General director, Member of the Ukrainian Oil and Gas Academy.

² SE «UKRNAUKAGEOCENTER» NJSC «NADRA UKRAINE»), Poltava, Ukraine,
E-mail: poltavargp@ukr.net
Key geophysicist.

³ SE «UKRNAUKAGEOCENTER» NJSC «NADRA UKRAINE»), Poltava, Ukraine,
E-mai: lpoltavargp@ukr.net
Head of department.

In the article basis on science-based summarizing log information using $\Delta \log R$ determining method were separated gas-saturated shale rocks in different stratigraphic subdivision which located in different tectonic zones DDB.

Key words: well, well-logging data, shale rock, gas saturation, tectonic zone, $\Delta \log R$ method.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДРУГИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОИСКОВ МАКСИМАЛЬНО НАСЫЩЕННЫХ ГАЗОМ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ

П.С. Голуб¹, А.Л. Гожа², В.В. Мельченко³

(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)

¹ ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mail: poltavargp@ukr.net

Генеральний директор, академик Української нафтогазової академії.

² ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mail: poltavargp@ukr.net

Ведучий геофізик.

³ ДП «Укрнаукагеоцентр» ПАТ «НАК «Надра України», Полтава, Україна,
E-mail: poltavargp@ukr.net

Начальник партії.

На основі наукового обобщення промислово-геофізических досліджень з використанням методу $\Delta \log R$ виділені інтервали максимально газонасичених сланцевих товщ, приурочених до різних стратиграфічних підділянь і розташованих в різних тектонічних зонах Дніпровсько-Донецької впадини.

Ключові слова: скважина, каротаж, сланцева товща, газонасиченість, тектонічна зона, метод $\Delta \log R$.

Вступ

Протягом приблизно 80 років на території Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) пробурено декілька тисяч структурно-пошукових, параметричних, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Були виявлені газонафтові пласти та прошарки традиційних колекторів – пісковиків, алевролітів, доломітів, вапняків, меншою мірою – порід фундаменту (амфіболітів, гнейсів, гранітів, діоритів тощо). Це колектори як гранулярного типу, так і тріщинно-кавернові, тріщинні, кавернові з широким діапазоном величин ємності та проникності. Оскільки надра землі поступово виснажуються, в останні роки увага геологів була прикута до пошуків нетрадиційних колекторів, пов'язаних із сланцевими породами [Marian Kieft]. Саме вони багаті на органіку, за допомогою якої формуються поклади нафти та газу.

До недавнього часу вважалося, що пелітоморфні (сланцеві, щільні) породи виступають лише в ролі покришок для традиційних покладів вуглеводнів (ВВ).

При проведенні геологорозвідувальних робіт в США та Канаді, де здавна відомо про газонасиченість щільних сланців, було розроблено, апробовано та реалізовано масове використання технології вилучення ВВ з слабопроникних порід. Отримані результати проілюстрували технічну можливість та економічну доцільність вилучення ВВ з нафтоматеринських порід – переважно глинистих, збагачених органічною речовиною.

В Україні, спираючись на оцінку ресурсів газу сланцевих товщ в об'ємі до 32 трлн м³, керівництвом держави та галузі ініційовані широкомасштабні, багатовекторні пошуки нетрадиційних покладів ВВ [Ставицький, Голуб, 2011]. З метою прискорення пошукових робіт створено науково-виробничий центр «Укрнаукагеоцентр» – дочірнє підприємство ПАТ «НАК «Надра України». Підприємством розроблена програма вивчення розповсюдження сланцевих товщ та характеру їх насичення ВВ. Роботи в цьому напрямі ведуться комплексно: вивчається літофаціальна характеристика, всебічно

обстежується керновий матеріал в аналітичній лабораторії – визначаються зрілість порід за значенням відбиваючої здатності вітриніту, вміст органічного вуглецю ($S_{орг}$), розглядаються умови та результати проведення буріння свердловин (розгазованість розчину, виконання газового каротажу в процесі буріння та після (ГКПБ), швидкість буріння). І дуже важливою ланкою в цьому комплексі є аналіз матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) – стандартного та бокового, радіоактивного, акустичного каротажу, діаметра свердловин. Саме на дослідженні сланцевих товщ у розрізах свердловин за допомогою зазначених методів зосереджена ця робота.

Вирішення проблемних питань

Геофізичні дослідження на території ДДЗ проводилися в різні періоди історії каротажної геофізики, використовувалися різні набори зондів різної конструкції, залучалися різні обслуговуючі організації. Перед авторами постало завдання зробити спробу переінтерпретації матеріалів, звести до одного значення незалежно від часу буріння свердловин, розібратися в геологічній інформації, що закодована в діаграмах.

Слід зауважити, що якість проведених промислово-геофізичних робіт у свердловинах досить різна. Важливий для даної роботи радіоактивний каротаж проводився в 60-ті роки минулого сторіччя як дослідно-методичний, набагато пізніше почав виконуватися акустичний каротаж.

Форма запису кривих каротажу була аналоговою, в зв'язку з цим виникла необхідність в оцифруванні, оскільки цифровий запис каротажів несе в собі більше інформації.

З метою визначення інтервалів та стратиграфічних рівнів залягання газонасичених сланців з максимальним вмістом $S_{орг}$ (виявлення материнських порід) та окреслення напрямів подальших деталізаційних робіт на початковій стадії комплексним аналізом були охоплені геофізичні матеріали близько 2 тис. свердловин, які розташовані в різних тектонічних зонах ДДЗ.

При цьому була застосована методика визначення $\Delta \log R$, яку розробили американські вчені [Ставицький, Голуб, 2011] та

яку використовують геологи країн, що ведуть пошуки сланцевого газу. Суть цього методу полягає в «нормалізації» кривих каротажу шляхом проведення перемасштабування та в зіставленні кривих показників пористості (по АК, НГК, ГГК) та кривих опору (СК, БК).

Методика нормалізації успішно була застосована при інтерпретації карбонатного розрізу нижньовізейських відкладів на Гнатівському, Богатойському, Мачуському та інших родовищах ДДЗ з метою визначення типу колекторів (каверновий, тріщинний, змішаний).

Метод $\Delta \log R$ базується на використанні функціонально перетворених значень кривих каротажу: акустичного (АК), нейтронного гамма (НГК), щільнісного (ГГК) і опору. Якщо перші три несуть інформацію про пористість, то останній – про пористість і насичення. А тому при однаковій пористості в деяких інтервалах відмічається відхилення величин опору, що свідчить про насичення органічною речовиною. Саме це відхилення позначається $\Delta \log R$ (відхилення опору в логарифмічному масштабі). «Базова» лінія пористості та опору визначається за збігом кривих, що відбувається при проходженні інтервалів, складених тонкозернистими щільними породами, бідними на органіку.

Значення Δt (АК) «базове» – константа для всієї свердловини, і тільки значення R «базове» змінюється для того, щоб сумістити АК і R або знайти спільну базову лінію кривих.

Перемасштабування кривих відбувалося попарно: НГК і R , ГГК і R , АК і R .

При визначенні пористості (водневого вмісту) за нейтронним гамма-методом вказані матеріали використовувалися меншою мірою, оскільки цей вид каротажу здійснювався приладами, що притискаються до стінок свердловин. Будь-які нерівності стінок свердловин призводять до неточності вимірів. Щільнісний каротаж більш універсальний в застосуванні і набагато точніший, ніж метод, що використовує гамма-промінь. Але щільнісний зонд теж притиснутого (башмачного) типу і досить чутливий до нерівностей свердловин; отже, придатність цього каротажу зменшується в багатьох свердловинах, де розміті сланці.

Щодо опору, то він різко збільшується в зрілих нафтоматеринських породах через непровідність ВВ. Саме це явище було використане при визначенні $\Delta \log R$.

Найбільш ефективним методом визначення $\Delta \log R$ є метод суміщення кривих АК та опору при встановленні загальної базової лінії (про що було зазначено вище).

Зарубіжні геологи показали на прикладах, що існує хороший взаємозв'язок між ступенем зрілості R_o (визначений за відбиваючою здатністю вітриніту) та опором (за вимірами в свердловині). А тому, визначивши $\Delta \log R$ за допомогою каротажних матеріалів та знаючи зрілість порід, можна визначити кількість органічної речовини в породі.

Як вже зазначалося вище, розходження кривих пористості та опору знаходиться в лінійній залежності від вмісту органічної речовини і в функціональній залежності від ступеня зрілості. При численних визначеннях по керну S_{org} і зрілості порід, що проводяться в лабораторії ДП «Укрнаукагеоцентр», маючи при цьому конкретні визначення $\Delta \log R$ по ГДС, будуються тривимірні залежності.

На графіку (рис. 1) залежності S_{org} та $\Delta \log R$ [Passej et al., 1990] зрілість порід (R_o) являє собою сімейство кривих. Якщо при

бурінні свердловин на нових пошукових об'єктах не буде відібраний в розрізі сланцевих порід керовий матеріал, то можна визначити прогнозоване значення загальної органічної речовини.

Використовуючи одержані дані по S_{org} , типу його та зрілості порід, можна спрогнозувати характер насичення товщі (газом, нафтою, змішаний тип ВВ).

Нижче подається емпіричний вигляд залежностей, за якими можна розрахувати $\Delta \log R$:

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{баз.}) + 0,02 (\Delta t - \Delta t_{баз.}), \quad (1)$$

де $\Delta \log R$ – відхилення кривої опору від кривої пористості (по акустичному каротажу), вираженого в логарифмічних циклах опору R , величина безрозмірна; R – опір, в Ом (чи то по зонду стандартному А 2.25М 0.25N, чи то по БК – боковому каротажу); Δt – час проходження поздовжньої хвилі, в мкс/м або в мкс/фут; $R_{баз.}$ – величина електричного опору, що відповідає значенню $\Delta t_{баз.}$, коли загальна базова лінія визначається для щільних непроникних порід, бідних на органіку (про це зазначалося вище); 0,02 – ґрунтується на співвідношенні 50 мкс/фут (164 мкс/м).

Емпіричне рівняння для підрахунку загального органічного вуглецю таке:

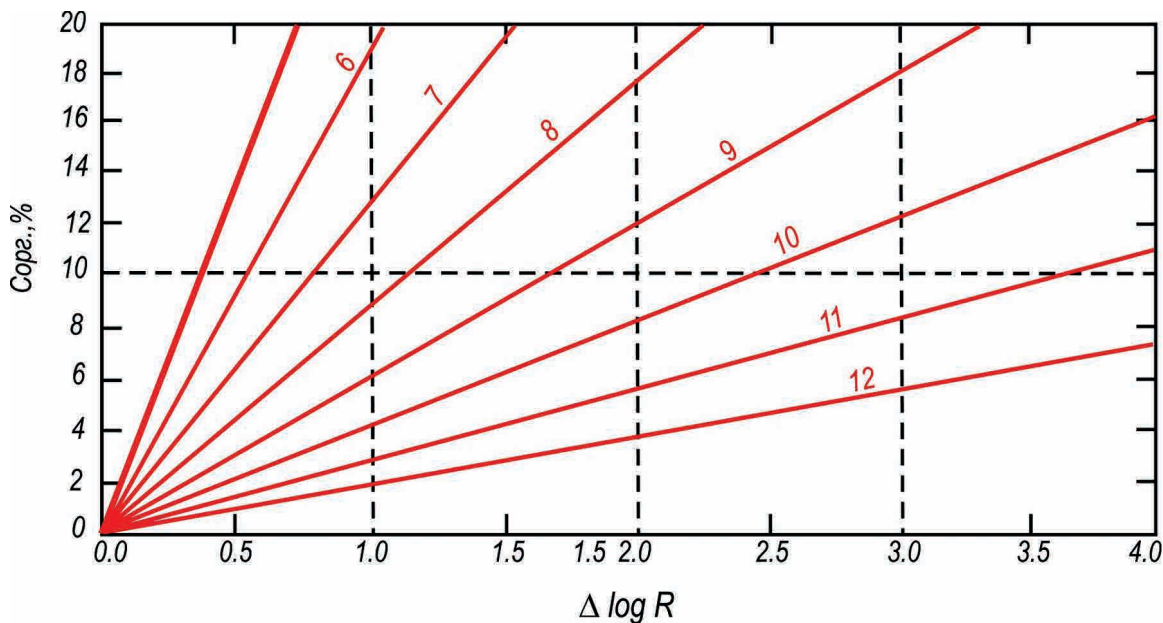


Рис. 1. Графік залежності S_{org} від $\Delta \log R$ (шифр кривих – зрілість порід R_o)

Fig. 1. $\Delta \log R$ diagram. Relating $\log R$ to TOC via maturity (marking line – maturity R_o)

$C_{орг} = (\Delta \log R) \cdot 10 (2,297 - 0,1688R_0)$, (2)
де $C_{орг}$ – вміст загального органічного вуглецю, вираженого в % від загальної ваги; R_0 – ступінь зрілості.

У випадку відсутності кривої пористості, визначеної по акустичному каротажу, можна користуватися із застереженням (вносячи деякі поправки, наприклад, на вміст піриту і т.п.) кривими пористості по НГК, ГГК.

Залежності між $\Delta \log R$, ϕN та R_v описуються рівняннями:

$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{баз.}) + 4 (\phi N - \phi N_{баз.})$ (3)
та

$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{баз.}) - 2,5 (R_v - R_{баз.})$, (4)
де $\Delta \log R$ – незбіг кривих пористості (по нейтронному та щільнісному каротажу) та опору (відповідно); ϕN – показання нейтронної пористості (водневого вмісту) за даними нейтронного гамма-каротажу в місцях найбільшого відхилення; $\phi N_{баз.}$ – значення нейтронної пористості базового інтервалу (промасштабованого в фракційній пористості); R_v та $R_{баз.}$ – значення щільності для інтервалів з найбільшим розходженням кривих опору та ГГК і базових інтервалів (відповідно).

Як і у випадку акустичного каротажу, значення $\phi N_{баз.}$ та $R_{баз.}$ використовуються для всієї свердловини. Знаходження загальної базової лінії з кривою опору досягається зміною лише значення $R_{баз.}$

На прикладі комплексного вивчення матеріалів ГДС та визначення $\Delta \log R$ фахівцями ДП «Укрнаукагеоцентр» доведено, що максимальне відхилення опору від лінії пористості спостерігається саме в товщах сланців з максимальними показаннями природної радіоактивності ГК (рис. 2-4). Аномально високе значення гамма-випромінювання вказує на багаті на органіку товщі сланцевих порід. За результатами досліджень [Passey et al., 1990] був встановлений зв'язок аномально високих показань гамма-випромінювання з ураном, пов'язаним з органічною речовиною.

А тому при розгляді нами матеріалів ГДС, насамперед кривих акустичного, радіоактивного каротажів та опору, саме на аномально високі показання природної радіоактивності (J_γ) було звернуто особливу увагу.

В даній роботі представлені матеріали ГДС по свердловинах, що знаходяться в різ-

них тектонічних зонах ДДЗ, в розрізі яких присутні газонасичені сланці. При виявленні цих інтервалів була застосована саме методика $\Delta \log R$. Паралельно були проаналізовані матеріали буріння та газового каротажу.

В св. 22 Харківцівська (рис. 2) під час буріння в інтервалі залягання сланцевих порід спостерігались неодноразово суттєві падіння густини промивальної рідини, сумарні газопоказання зросли від 70 до 100%.

При випробуванні свердловини (фільтр) в інтервалах 5812-5855 м (залягання сланцевих порід), 5865-5940 м одержано газ $Q_g = 34,7$ т.м³/д та конденсат $Q^k = 1,8$ м³/д. Саме в інтервалі 5834-5854 м відмічається на кривих ГК аномальне значення природної радіоактивності до $1\gamma = 30$ мкр/год., що вказує на проходження свердловиною нафтоматеринської товщі сланців. Значення $\Delta \log R$ в цьому інтервалі теж максимальне, понад двох циклів.

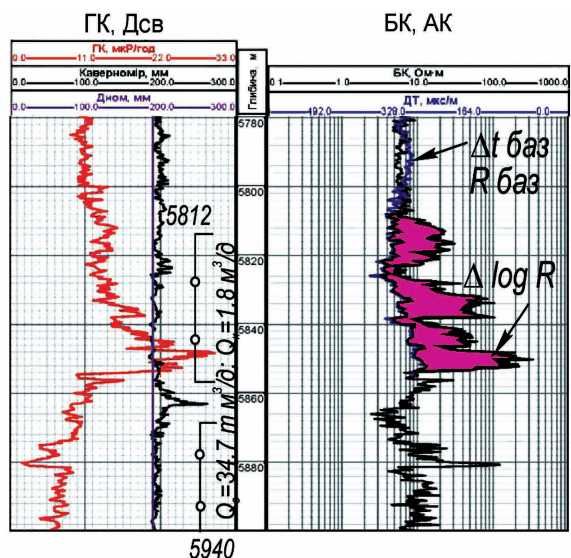


Рис. 2. Визначення $\Delta \log R$ по св. 22 Харківцівського родовища

Fig. 2. Definition $\Delta \log R$ in the well Harkivcivska-22

Відібраний керн в інтервалі 5850-5860 м представлений чорними аргілітами, подекуди алевритистими, з прошарками теригенного матеріалу.

На Більському родовищі в св. 151 в нижньовізейських відкладах (горизонт В-25-26) виділяється товща сланцевих порід із висо-

кою природною радіоактивністю (ГК до 22 мкр/год.) в інтервалі 4348-4366 м (рис. 3).

За макроописом відібрані аргіліти темно-сірі до чорних слабо слюдисті, косошаруваті, щільні. В інтервалах 4000-4010, 4142-4152 та 4152-4162 м були проведені визначення C_{org} на керновому матеріалі. Величини вмісту загального органічного вуглецю становили 4,5; 4,16; 4,98 та 3,82% (відповідно).

При пошуках сланцевого газу насамперед слід звернути увагу на сланці, які залягають в інтервалі 4348-4366 м, де відмічається максимальне значення $\Delta \log R$. Параметр $\Delta \log R$ тут сягає 1,7-2,6. Сланці із аналогічною характеристикою є в США, Канаді. З них одержують промислові припливи газу.

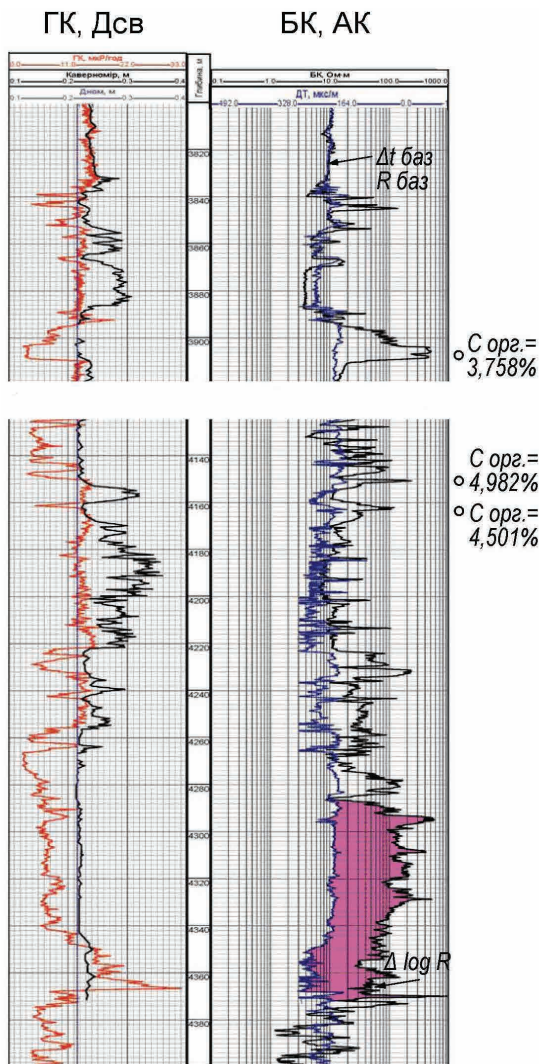


Рис. 3. Визначення $\Delta \log R$ по св. 151 Більського родовища

Fig. 3. Definition $\log R$ in the well Bil'ska-151

В св. 48 Перещепинського родовища за даними газового каротажу після буріння в інтервалі 3200-3340 м відмічались підвищені газопоказання.

За даними промислово-геофізичних досліджень виділяються газонасичені сланці перш за все більш високими, ніж останні, показаннями природної (ГК) та низькими значеннями вторинної (НГК) радіоактивності (діаметр свердловин проти них дещо більший від номінального) та підвищеними опорами на кривих уявного опору (стандартний зонд та БК). На кривих акустичного каротажу – високі значення часу пробігу поздовжньої хвилі, на кривих ГКК – менша щільність.

Особливу увагу привертають сланці в інтервалі 3862-3882 м (C_{1V1}), де за даними ГДС містять найбільше органіки, $\Delta \log R$ досягає 2,0 (рис. 4). Вони характеризуються максимальними (до 36 мкр/год.) значеннями природної радіоактивності (вміщуючі – 12 мкр/год.).

В результаті вивчення зрілості порід, визначивши кількість загального органічного вуглецю C_{org} (через $\Delta \log R$), можна стверджувати, що за типом органіки нафтогазоматеринські породи, які відмічені в свердловинах Харківцівського, Більського та Перещепинського родовищ, є газоутворюючі (катагенетичні перетворення стадії MK_3 - MK_4).

Метод $\Delta \log R$ використовується не тільки для прогнозу насиченості органікою розрізу, а й для визначення кількості її у відкладах. Це дозволяє зробити прогнози вмісту загального органічного вуглецю для порід із широким діапазоном зрілості (від PK_3 до MK_5 - AK_1).

В підсумку за допомогою наукового обґрунтування із застосуванням методу $\Delta \log R$ встановлений зв'язок аномально високих показань гамма-випромінювання з ураном, пов'язаним із органічною речовиною. Тобто, аномально високі значення J_γ вказують на наявність в розрізах свердловин генеруючих (нафтоматеринських) товщ. Це підтвердилося на понад 100 родовищах і площах, де виділені нафтоматеринські товщі по стратиграфічних комплексах ДДЗ (середньоюрських відкладів (J_2), триасових (T_r і $T_{пк}$, T_n), верхньопермських (P_2), верхньокам'яновугільних (світи C_3^3 і C_3^2), середньокам'яновугільних (C_2b – «башкирська плита», верхньосерпуховських (C_{1S2}), верхньо- та нижньовізейських (C_{1V2} , C_{1V1}), турнейських (C_{1t}) відкладів).

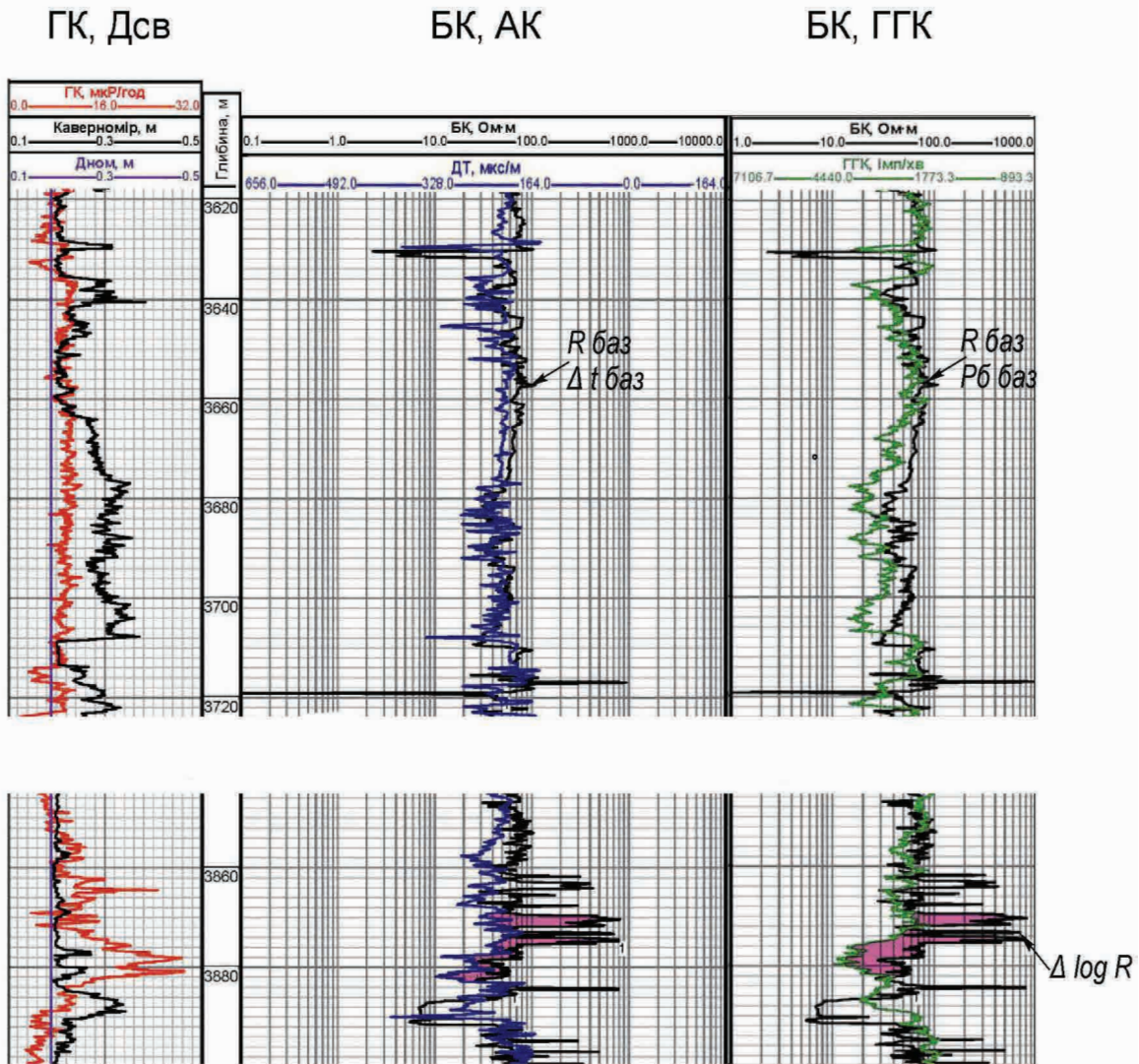


Рис. 4. Визначення $\Delta \log R$ по св. 48 Перещепинського родовища

Fig. 4. Definition $\Delta \log R$ in the well Pereshhepynska-48

В середньоярських відкладах J_2 в інтервалі 1847-1857 м по св. 2 Старовалківської площі (північно-прибортова зона ДДЗ) показання природної радіоактивності (J_γ) дорівнюють 20-36 мкр/год.

Аналогічні аномалії, але меншої товщини і з меншим вмістом $C_{орг}$ спостерігаються на границях стратиграфічних підрозділів Tg і Tpk , Tp і P_2 . Так, по св. 475 Глинсько-Розбишівського родовища в інтервалі 1755-1758 м (P_2) показання ГК досягають 52 мкр/год. (центральний грабен ДДЗ).

По св. 12 Гупалівська J_γ сягає до 112 мкр/год. (інтервал 1532-1537 м), що свідчить про досить високий вміст $C_{орг}$.

Аномалії з високим вмістом $C_{орг}$ виявлені на границях світ C_3^3 і C_3^2 в св. 2 Південно-Граківської площі (північна окраїна Донбасу) в інтервалі 1778-1792 м, $J_\gamma = 22-104$ мкр/год.

Особливу увагу варто звернути на поширення газонасних сланців у північній прибортовій частині ДДЗ. На це, зокрема, вказують матеріали ГДС по св. 1 Дружелюбівська (рис. 5), де в «башкирській плиті» (C_2b) в місцях переривів в осадконакопиченні спостерігаються максимально газонасичені сланці в інтервалі 2644-2665 м. Величина природної радіоактивності в деяких місцях сягає 80 мкр/год. І не дивно, що розріз московських та башкирських ярусів суцільно

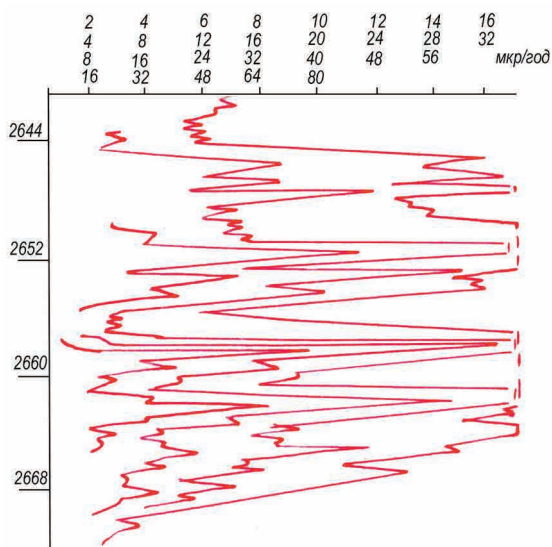


Рис. 5. Св. 1 Дружелюбівська (C_{2B})
Fig. 5. The well Drugelyubivska-1 (C_{2B})

насичений газом (пласти М-3, М-4, М-6, М-7, Б-2, Б-4-5, Б-7, Б-10, Б-11). В інтервалі 3702-3737 м по св. 1 Бірюзова в сланцевій товщі J_{γ} становить 32-80 мкр/год. Під час буріння тут спостерігалися газопрояви.

Менш потужні сланцеві товщі в аналогічних відкладах північно-борткової частини спостерігаються в св. 1 Білозірська, св. 5 Дружелюбівська, св. 1 Західно-Дружелюбівська, св. 614 Платівська, св. 1 Веселівська, св. 15 Іскрівська, св. 1 Пегедівська.

В центральній частині западини в св. 5 Карайкозівська та св. 26 Коломацька залягають сланці із показаннями природної радіоактивності до 112 мкр/год. (св. 26 Коломацька).

Наведені приклади дають підставу стверджувати про наявність материнських порід в нижній частині «башкирської плити» на значній території ДДЗ, особливо на ділянці від Безлюдівсько-Платівської до Кружилівської площ.

Вміст органіки в даних відкладах змінюється в досить широких межах.

Сланцеві породи з максимальним вмістом S_{org} виявлені також у **верхньосерпуховських відкладах** (C_{1S₂}), зокрема в св. 5 Муратівської площі (північної окраїни Донбасу), $J_{\gamma} = 26$ мкр/год. (інтервал 3170-3183 м). В цій же зоні – в св. 8 Вільхівська, св. 7 Дружелюбівська, св. 1 Макіївська, св. 604 Шуринська.

Досить численний матеріал ГДС свідчить про широке розповсюдження материнських порід у товщі **верхньовізейського під'ярусу** (C_{1V₂}), зокрема в його нижній частині (XIIa мікрофауністичний горизонт, В-23).

В св. 126 Глинсько-Розбишівського родовища (центральна частина грабена ДДЗ) в інтервалі 4167-4187 м J_{γ} сягає 28 мкр/год., в св. 488 Комишнянського родовища в інтервалі 6040-6057 м $J_{\gamma} = 40$ мкр/год. (рис. 6). В цій же тектонічній зоні материнські породи (сланці із високим вмістом S_{org}) виділяються в горизонті В-23 також в св. 1 Весела, в св. 16, 409 Харківцівські, св. 424 Бакумівська та в св. 420 Малосорочинська.

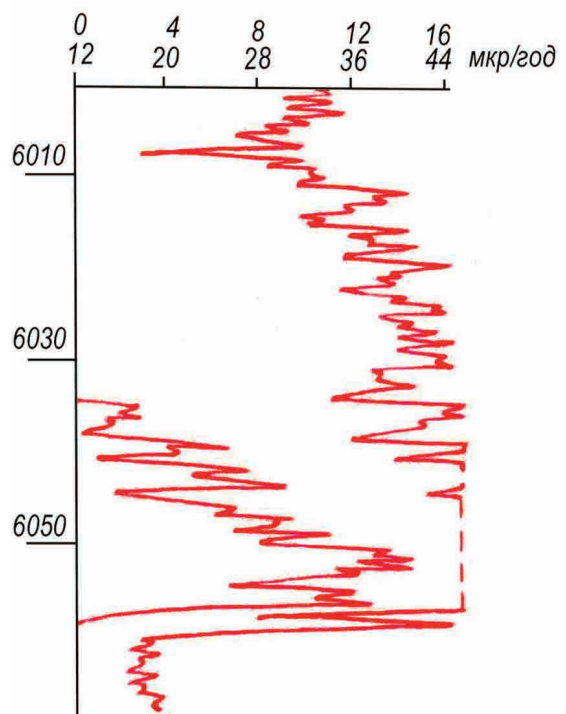


Рис. 6. Св. 488 Комишнянська (C_{1V₂}, В-23)
Fig. 6. The well Komushnyanska-488 (C_{1V₂})

На північній окраїні Донбасу виявлені інтервали з максимальним вмістом S_{org} в св. 8 Вільхівська, св. 10 Муратівська, св. 15 Боровська, св. 1 Макіївська, св. 2 Лобачівська, св. 1 Кримська, св. 100 Краснопопівська, св. 1 Кругляківська.

В південній прибортовій частині виділяються максимально газонасичені сланці в св. 9 Левенцівська, св. 3 Шандрівська, св. 610 Затишнська. В останній в інтервалі 4652-4698 м показання J_{γ} сягають 44 мкр/год.

Широке (регіональне) розповсюдження високоорганічних сланцевих товщ спостерігається у **відкладах нижнього візе** (C_{1v1}). Ці товщі досить чітко виділяються над вапняками або між ними. Наведемо декілька прикладів по свердловинах, що розташовані в різних місцях ДДЗ і на різних глибинах.

По св. 1 Дубрівська в інтервалі 3614-3623 м (центральна частина грабена) J_{γ} сягає до 33 мкр/год. Тут був відібраний керн, який представлений чорними аргілітами алевритистими, за лабораторними даними вміст $C_{орг}$ становив 4,603-9,973%. Поряд – сланці з високим вмістом $C_{орг}$ спостерігаються в св. 1 Бутівська, св. 420 Малосорочинська.

Так, в св. 1 Мусієнківського родовища в інтервалі 2167-2175 м (південно-прибортова частина ДДЗ) відмічаються сланцеві породи із аномальними показаннями природної радіоактивності до 19 мкр/год. (при лінії глини 11 мкр/год.). В цьому інтервалі відібраний керн (2166-2180 м), де за лабораторними даними вміст $C_{орг}$ сягає 7,569%.

На схід від Мусієнківського родовища в св. 6 Левенцівського родовища в інтервалі 2343-2359 м $J_{\gamma} = 32$ мкр/год. На тій же площі сланцеві породи із високим вмістом $C_{орг}$ виявлені також у св. 2, 9.

В св. 437 Осипівська, де в інтервалі 4190-4200 м показання природної радіоактивності J_{γ} становлять до 26 мкр/год., за лабораторними даними (інтервал відбору керна 4184-4195 м) вміст $C_{орг}$ сягає 7,340%.

В цій зоні виділяються товщі максимально газонасичених сланців у св. 10, 15 Руденківські, св. 17 Юр'ївська, св. 12 Гупалівська, св. 410 Орчиківська, св. 22, 23 Личківські, св. 43, 60 Перещепинські, св. 560 Олександрійська, св. 493 Мажарівська, св. 6, 12, 16, 17 Богатойські, св. 623 Єкатеринівська, св. 28 Голубовська, св. 12, 13 Іллічівські, св. 3 Шандрівська, св. 1, 3 Орільські та інших свердловинах південно-прибортової частини.

В північній прибортовій частині западини товщі максимально газонасичених сланців виявлені в розрізах багатьох свердловин, зокрема в св. 1 Гашинівська, св. 591 Островерхівська, св. 2 Лебяженська, св. 21 Лобачівська.

Слід зауважити, що товщі сланців із високими показаннями $C_{орг}$ залягають або між

вапняками C_{1v1} , як на Юр'ївському, Іллічівському та інших родовищах, або ж знаходяться на турнейських відкладах – св. 151 Більська, св. 1 Дубрівська, або ж безпосередньо залягають на фундаменті, як на Гашинівському, Юліївському та ряді інших родовищ.

Щодо сланців, максимально насичених $C_{орг}$, то вони трапляються в **турнейських відкладах** (C_{1t}).

По св. 1 Сухівська в інтервалі 4807-4822 м $J_{\gamma} = 24$ мкр/год. Піднятий керн в інтервалі 4809-4851 м із запахом ВВ.

Проведено ВПТ в інтервалі 4759-4842 м, одержано незначне виділення газу, $Q_{г} = 83$ м³/д. При перфорації інтервалу 4751-4756 м (В-26) отримано слабкий приплив газу та нафти. В цій же зоні материнські породи C_{1t} із високим вмістом $C_{орг}$ виявлені в св. 1, 2, 3 Загорянського та св. 1, 460 Пирківського родовищ.

На знаходження високозбагачених органікою сланцевих товщ у розрізі C_{1t} чітко вказують показання природної радіоактивності до 20 мкр/год. в інтервалі 2976-3016 м у св. 16 Новомиколаївського родовища. Характерно те, що розріз турнейських пісковиків, що знаходиться над аномалією ГК, повністю насичений газом. Про це свідчить інтерпретація матеріалів ГДС, а також безпосереднє випробування.

Аномалії із високим вмістом $C_{орг}$ у сланцевих породах C_{1t} відмічаються також у різних тектонічних зонах ДДЗ та на різних глибинах, а саме: св. 1 Дубрівська, св. 1 Бутівська, св. 27, 29 Ігнатівські, св. 19 Лівенська, св. 44 Перещепинська, св. 9 Левенцівська, св. 410 Орчиківська, св. 150 Більська, св. 1 Західно-Дружелюбівська, св. 1 Південно-Граківська та ін.

Висновки

1. Переваги методу $\Delta \log R$ в тому, що його можна використовувати при встановленні літофаціальної обстановки осаконакопичення, уточненні кореляції розрізів свердловин, а також при встановленні інтервалів газонасичених товщ.

2. Самим ефективним виявилось суміщення кривих опору та кривих часу проходження поздовжньої хвилі. При цьому по вертикалі можна визначити багаті на органіку сланці до 1 м. Методи ГГК, НГК та опору менш ефективні через вплив ствола свердловини.

3. Правильно перемасштабовані криві пористості та опору виключають похибки у визначенні насиченості ВВ сланців.

4. Метод $\Delta \log R$ дозволяє через зрілість порід (відбиваюча здатність вітриніту R_o) визначити загальну кількість C_{org} та оцінити запаси газу в сланцевих породах.

5. Метод функціональних перетворень кривих каротажу в широких масштабах може бути використаний для визначення насиченості по вертикалі не тільки сланцевих порід, а й традиційних колекторів, як це в свій час було продемонстровано на Мехедівському, Свиридівському, Голотовщинському родовищах. На цих родовищах за допомогою $\Delta \log R$ був встановлений характер насичення в проблемних пластах та прошарках піщано-алевролітових порід, вапняків, уточнений газодияний контакт (ГВК).

6. За допомогою «нормалізації» кривих каротажу уточнені інтервали залягання материнських порід на діаграмах природної радіоактивності. Високий вміст C_{org} на кривих із високими значеннями гамма-активності (J_γ) підтверджений лабораторними даними.

7. На підставі методу $\Delta \log R$ на діаграмах ГК виділені інтервали із підвищеними C_{org} в

розрізах свердловин. Вдалося простежити розповсюдження материнських порід у різних стратиграфічних підрозділах, які знаходяться на різних глибинах і в різних тектонічних зонах ДДЗ.

8. Розповсюдження сланцевих порід із аномальним вмістом C_{org} у відкладах I_2-C_2 має локальний характер, материнські породи, що знаходяться в «башкирській плиті», поширені в основному в північній прибортовій частині ДДЗ. В той же час сланцеві породи із максимальним вмістом C_{org} у верхньовізейських (C_1V_2 , XIIa мікрофауністичний горизонт, В-23) та нижньовізейських і турнейських відкладах мають регіональний характер розповсюдження.

9. Проведені дослідження із застосуванням методу $\Delta \log R$ визначення зрілості порід за відбиваючою здатністю вітриніту, лабораторні дані по вмісту C_{org} дають можливість уточнити напрям проведення пошуково-розвідувальних робіт не тільки на нетрадиційні колектори (сланці), а також на пошуки продуктивних горизонтів, пов'язаних із піщано-алевролітовими та карбонатними породами, особливо в занурених ділянках ДДЗ.

Список литературы / References

1. Ставицький Е.А., Голуб П.С. Результаты комплексных исследований та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу. *Мінер. ресурси України*. 2011. № 4.

Stavuckiy E.A., Holub P.S., 2011. Results of complex researches and explanation perspective areas and fields for shale gas searches. *Mineralni resurcy Ukraine*, № 4 (in Ukrainian).

2. Marian Kieft, Ph.D. Manager of Well Log Analysis Department Shale gas in Poland. Possibility of natural gas occurrence in Silurian schist formations of the East-European platform: Composite analysis of geophysical measurements. *Geofizyka Torun*, available at: www.GTservices.pl (in English).

Marian Kieft, Ph.D. Manager of Well Log Analysis Department Shale gas in Poland. Possibility of nat-

ural gas occurrence in Silurian schist formations of the East-European platform: Composite analysis of geophysical measurements. *Geofizyka Torun*, available at: www.GTservices.pl (in English).

3. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J. and Stroud J.D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, vol. 74, p. 1777-1794 (in English).

Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J. and Stroud J.D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, vol. 74, p. 1777-1794 (in English).

Стаття надійшла
10.02.2014