

ГЕОЛОГІЯ, РОЗВІДКА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 550.835

DOI: 10.31471/1993-9965-2018-1(44)-7-17

ВИДІЛЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ ТА ОСНОВИ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Ю. М. Зеленко

Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ «Інститут геології»;
вул. Васильківська, 90, Київ, 03022, Україна, e-mail: zelenko.yuri@gmail.com

Для того, щоб Україна повністю відмовилась від імпорту газу, необхідно все більше приділяти увагу пошукам нетрадиційних джерел вуглеводнів та залученню у пошуковий процес територій, які раніше вважали безперспективними або малоперспективними. Однією з таких перспективних нафтогазоносних ділянок на газ є південно-східна частина Дніпрово-Донецького авлакогену (ДДА).

Для виділення перспективних нафтогазоносних ділянок південно-східної частини ДДА автором роботи запропоновано використовувати відбиваючу здатність вітриніту. Для ряду родовищ ДДА автором побудовано графіки зміни градієнта відбиваючої здатності вітриніту з глибиною і створено прогнозну карту латерального і вертикального поширення коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту на глибині 5 км.

За результатами проведених досліджень геологічної будови південно-східної ділянки ДДЗ зроблено попередні оцінки катагенетичної зрілості керогену щодо генерації та акумуляції вуглеводнів, зокрема в ущільнених трициноватих породах авлакогену.

Розглянуто методики визначення вмісту органічної речовини та прогнозування газоперспективних дрібнозернистих глинисто-алевритових порід з високим вмістом керогену за комплексом геофізичних методів дослідження свердловин.

Ключові слова: родовище, ділянка, порода-колектор, нафтогазоносність, відбиваюча здатність вітриніту, кероген, глибина, пористість, перспективність, авлакоген.

Для того, чтобы Украина полностью отказалась от импорта газа, необходимо уделять все большее внимания поиску нетрадиционных источников углеводородов и привлечению в поисковый процесс территорий, которые ранее считались бесперспективными или малоперспективными. Одной из таких перспективных нефтегазоносных участков является юго-восточная часть Днепровско-Донецкого авлакогена (ДДА).

Для выделения перспективных нефтегазоносных участков юго-восточной части ДДА автором работы предлагается использовать отражательную способность витринита. Для ряда месторождений ДДА автором построены графики изменения градиента отражательной способности витринита с увеличением глубины и создана прогнозная карта латерального и вертикального распространения коэффициента отражательной способности витринита на глубине 5 км.

По результатам проведенных исследований геологического строения юго-восточного участка ДДЗ сделаны предварительные оценки катагенетической зрелости керогена, что до генерации и аккумуляции углеводородов, в частности в уплотненных трициноватых породах авлакогена.

Рассмотрены методики определения содержания органического вещества и прогнозирования газоперспективных мелкозернистых глинисто-алевритовых пород с высоким содержанием керогена по комплексу геофизических методов исследования скважин.

Ключевые слова: месторождение, участок, порода-коллектор, нефтегазоносность, отражательная способность витринита, кероген, глубина, пористость, перспективность, авлакоген.

To ensure complete refusal of gas import by Ukraine, it is necessary to pay more attention to the search of unconventional sources of hydrocarbons and involve the territories previously considered insufficiently promising or unpromising. One of such promising gas-bearing fields is the south-eastern part of the Dniprovo-Donetskiy avlakogene (DDA).

For the allocation of promising oil and gas bearing areas in south-east part of the DDA the author proposed to use the vitrinite reflectivity. For some fields of DDA, the author calculated and developed graphs of vitrinite reflectivity gradient with depth value, the forecast map of the lateral and vertical distribution of the vitrinite reflectivity coefficient at 5 km depth was developed.

According to the research results of geological structure in the south-east part of the DDA, preliminary estimates of kerogen catagenetic maturity were performed concerning generation and accumulation of hydrocarbons, in particular, in avlakogene consolidated fissured rocks.

Determination methods of the organic substance content and prediction of gas-bearing perspective fine-grained clay-silty rocks with a high content of kerogen were considered by the complex of geophysical research methods.

Key words: field, area, reservoir rock, oil-gas content, reflective ability of vitrinite, kerogen, depth, porosity, prospects, avlakogene.

Вступ. Надзвичайно важливою складовою геолого-геофізичних робіт в процесі пошуку вуглеводнів є встановлення параметрів та критеріїв, за якими ідентифікуються нафтогазонасичені породи-колектори. Задачею формування різного типу пасток вуглеводнів та оцінювання потенціалу нафтогазонасичених порід Дніпрово-Донецького авлакогену (ДДА) займалася значна кількість науковців, які у своїх працях висвітлили специфіку умов утворення нафти та газу, а також їх накопичення і концентрації у різного типу літолого-стратиграфічних пастках.

Актуальність. Зниження видобутку вуглеводневої сировини із раніше розвіданих свердловин нафтогазових родовищ різних регіонів України пов'язано із суб'єктивними та об'єктивними чинниками, які склалися за останній період. До суб'єктивних чинників можна віднести скорочення фінансування геолого-пошукових та розвідувальних робіт, а також використання морально застарілої техніки під час пошукових геологорозвідувальних робіт. Із об'єктивних чинників необхідно вказати на виснаження розвіданих покладів старого фонду свердловин, складну геологічну будову розрізів свердловин та порід-колекторів, які їх виповнюють. Значний вплив на якість геолого-геофізичних досліджень також мають критерії та ознаки, які використовують для прогнозування нафтогазоносності в антиклінальних та синклінальних пастках. При цьому не враховують зв'язок з катагенезом в процесі первинної міграції і формування покладу [1, 2]. Незважаючи на те, що нафтогазоносні регіони України характеризуються достатньо високим ступенем вивченості, за останні 20-ть років видобуток вуглеводнів із уже відкритих родовищ скорочується, а діючі родовища знаходяться на завершальній стадії розробки. Відкриті нові родовища із сформованими покладами вуглеводнів в антиклінальних пастках є невеликими за запасами і вже не можуть забезпечити на сьогоднішню базу для нарощування запасів та видобутку нафти і газу. В цих умовах є надзвичайно актуальним питання розвитку напрямків з пошуку нових, нетрадиційних перспективних на нафту і газ об'єктів. Дуже важливим питанням для вирішення по-

ставленої у роботі задачі є застосування геофізичних методів дослідження свердловин (ГДС).

Мета роботи. Метою роботи є встановлення зв'язку між поширенням та накопиченням органічної речовини із тектонічними процесами та умовами седиментації осадових порід і структурною будовою Дніпрово-Донецького авлакогену (ДДА). З огляду на те, що нафтогазонакопичення відбувалось переважно на великих глибинах ДДА, а також враховуючи розміщення пасток неантиклінального типу, приурочених до глобальних або регіональних розломів, то з'являється можливість прогнозувати найбільш перспективні об'єкти нафтогазонасиченості для постановки пошукових геолого-геофізичних робіт із використанням інформації новітніх геологічних та геоінформаційних технологій. Застосуванню геофізичних методів для виділення нафтогазоматеринських відкладів приділялась значна увага зарубіжними геофізиками. В роботі проведено аналіз і визначено напрямки застосування методів ГДС для вирішення поставленої у роботі задачі.

Основна частина. За останні десятиліття в південно-східній частині ДДА були відкриті і введені в промислову розробку ряд нафтових і газових родовищ, а саме: Кібінцівське, Тмунько-Розбишівське нафтові та Солохівське, Чорнохінське, Співаківське, Шебелинське, Вельське, Михайлівське газові родовища. В більшості випадків основні поклади нафти і газу встановлені у палеозойській та мезозойській системах. Основні запаси вуглеводнів відкриті у відкладах палеозою: девон – 11,6 %, карбон – 66,5 %, нижня перм – 18,2 % та у відкладах мезозою: 2,9 % – триас і 0,8 % – юра [2]. До найбільших родовищ газу та нафти відносять Шебелинське, Качанівське, Гнідинцівське, Радченківське, Єфремовське. Геологічні розрізи розкриті в процесі пошукового буріння в межах цих родовищ представлені багатопластовими покладами, що охоплюють широкий стратиграфічний комплекс відкладів – від карбону до триасу. За результатами досліджень порід-колекторів І. А. Мухарінською (1964 р.) встановлено, що в юрських відкладах мезозойської системи домінують породи II класу (за класифікацією

А.А. Ханіна). У тріасі та нижній пермі переважно зустрічаються породи II-III класів (Качанівське, Глинське-Розбишівське родовища). Поряд з цим зустрічаються породи IV-V класів, з якими пов'язані великі об'єми вуглеводнів (Шебелинське та Співаківське родовища). У верхньому карбоні найбільш розповсюджені породи-колектори III класу (Качанівське, Північно-Голубівське), IV (Шебелинське) та V класу (Співаківське) родовища.

У літолого-стратиграфічному розрізі середнього карбону в основному розповсюджені породи-колектори IV класу і в окремих випадках (Шебелинське газове родовище) V класу. Необхідно відмітити, що з глибиною спостерігається погіршення колекторських властивостей. Так, в розрізі Качанівського родовища у відкладах тріасу розвинені продуктивні породи III класу, в нижній пермі – II, III класу і в карбоні III-IV класів. Те саме спостерігається в геологічному розрізі Шебелинського родовища [3, 4].

Таким чином, враховуючи геологічну будову південно-східної частини ДДА та наявність скупчень вуглеводнів у низькопористих породах-колекторах на великих глибинах, необхідно обґрунтувати більш детально умови формування нафтогазових покладів в літолого-стратиграфічних товщах нафтогазоносних басейнів. За результатами досліджень І. В. Височанського, О. Ю. Лукіна, С. А. Вижви, О. М. Карпенка, В. А. Михайлова значна кількість нафтогазових покладів пов'язані із пастками неантиклінального типу, породи-колектори, які їх виповнюють, збагачені органічною речовиною. В основному це глинисті та карбонатно-глинисті породи, ступінь катагенезу яких не перевищує градації МК4-АК1. На основі цих параметрів до категорії газоносних можна зарахувати більш відомі глинисті та карбонатно-глинисті товщі, які повинні би бути продуктивними майже у всьому об'ємі їхнього розміщення. Однак із практики геологорозвідувальних робіт видно, що кількість виявлених та розвіданих такого типу площ складає 6-10 %. В зв'язку з цим необхідно науково обґрунтувати перспективи глинистих та низькопористих порід-колекторів як природних резервуарів вуглеводнів. В роботі О. Ю. Лукіна [1, 5] пояснюється явище перманентного надходження газу у продуктивні пласти, враховуючи гідрофобізацію порід упродовж їхніх катагенетичних трансформацій. В такому випадку кероген та поліморфна мінеральна речовина набувають додаткової пористості та відкритої мікротріщинуватості, що сприяє безперервному надходженню природного газу з різних джерел у гідрофобне капілярне і субкапілярне пористе середовище.

Із врахуванням аналізу та узагальненням результатів великої кількості геолого-пошукових робіт і наукових публікацій науковців та виробників нами були продовжені дослідження розповсюдження перетворених залишків органічної речовини в гірських породах ДДА. При цьому був використаний такий параметр, як вітриніт (R_o).

За результатами лабораторних досліджень ядерного матеріалу зроблена спроба встановити закономірності розповсюдження нафто- та газогенеруючих товщ в центральній та східних частинах ДДА. Для розрахунків було взято 14 родовищ. Вихідними даними для досліджень є значення відбиваючої здатності вітриніту (R_o). В таблиці 1 представлені родовища та значення параметру R_o на певній глибині. Отримані дані дозволили обчислити градієнти зміни коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту з глибиною. На основі побудованих графіків залежності R_o з глибиною для груп родовищ ДДА були уніфіковані дані вимірів та визначено види залежності – прямолінійні або поліноміальні.

Найбільшу зацікавленість викликали зміни градієнту відбиваючої здатності вітриніту у свердловинах №1-Артемівська та №800-Шебелинська. Особливу увагу стосовно наявності нафтогенеруючого потенціалу викликають кам'яновугільні відклади, а саме пастки різних структурних типів, а також можливі причини їх утворення та розташування.

На прикладі Артемівської площі видно, що після завершення буріння у свердловині №1-Артемівська виділено 7 об'єктів в середньому карбоні, і тільки в одному з них у ході випробувань не було отримано приплив вуглеводнів. У всіх інших отримано непромислові припливи газу, зокрема при випробуванні 5-го об'єкту в інтервалі глибин 3690-3676 м приплив газу склав 0,4 тис.м³/доб. В результаті отриманих даних випробувань свердловини №1, 2-Артемівська, а також застосування показників зміни відбиваючої здатності вітриніту для інших дванадцяти родовищах південно-східної частини ДДА було побудовано узагальнюючий графік зміни коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту в межах глибин 3-5 км (рис. 1). За отриманими графічними залежностями побудовано прогнозні карти латерального і вертикального поширення коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту, із яких видно, що інтервал в межах якого знаходяться нафта і газ, відповідає зміни коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту в межах 0,4-3,5 (рис. 2).

Дотримуючись теорії органічного походження вуглеводнів, можна вважати, що на даний момент Шебелинське родовище повинно було припинити роботу через повну вичерпаність запасів, але всупереч цьому воно і досі працює. Регенерація покладів спостерігається на багатьох родовищах України, зокрема в Дніпровсько-Донецькій западині. Так, після затвердження запасів у 1988 р на Шебелинському газоконденсатному родовищі отримано нові дані розробки до 2007 р. Видобуток досяг близько 600 млрд м³ (з початкових балансових у 650 млрд м³). Відсутність системи постачання та споживання низьконапірного газу (початкові пластові тиски зменшилися у 8-10 разів – від 235 до 27,3 Ат), що призвело до різкого зменшення річного відбору по родовищу з 5-5,5 млрд м³ на рік у 1988-1990 р до 2-3 млрд м³ на рік у подальшому періоді. При цьому процесі відмічено підвищення пластових тисків у всіх

Таблиця 1 – Розраховані коефіцієнти відбиваючої здатності вітриніту

| № з/п | № свердловини | $R_0=f(H)$ | R при 3 км | R при 3,5 км | R при 4 км | R при 4,5 км | R при 5 км |
|-------|-------------------|---|------------|--------------|------------|--------------|------------|
| 1 | №1-Артемівська | $R_0, \% = 0,4968-9,163E-5 \cdot x + 7,8567E-8 \cdot x^2$ | 0,93 | 1,14 | 1,39 | 1,68 | 2,00 |
| 2 | №403-Більська | $R_0, \% = 1,1543-0,0002 \cdot x$ | 0,55 | 0,45 | 0,35 | 0,25 | 0,15 |
| 3 | №487-Гадячська | $R_0, \% = -0,0969+0,0002 \cdot x + 5,4304E-9 \cdot x^2$ | 0,55 | 0,67 | 0,79 | 0,91 | 1,04 |
| 4 | №1-Донецька | $R_0, \% = -1,6106+0,0008 \cdot x$ | 0,79 | 1,19 | 1,59 | 1,99 | 2,39 |
| 5 | №637-Дробишівська | $R_0, \% = -4,0197+0,0024 \cdot x - 2,5513E-7 \cdot x^2$ | 0,88 | 1,25 | 1,50 | 1,61 | 1,60 |
| 6 | №491-Кісівська | $R_0, \% = 0,116-0,0001 \cdot x + 4,9752E-8 \cdot x^2$ | 0,26 | 0,38 | 0,51 | 0,67 | 0,86 |
| 7 | №4-Комишувахська | $R_0, \% = 0,3197+0,0002 \cdot x + 9,1213E-8 \cdot x^2$ | 1,74 | 2,14 | 2,58 | 3,07 | 3,60 |
| 8 | №500-Мачехська | $R_0, \% = 0,8988-0,0004 \cdot x + 9,3965E-8 \cdot x^2$ | 0,54 | 0,65 | 0,80 | 1,00 | 1,25 |
| 9 | №2-Рудівська | $R_0, \% = -2,848+0,0008 \cdot x$ | -0,45 | -0,05 | 0,35 | 0,75 | 1,15 |
| 10 | №609-Святогірська | $R_0, \% = -0,9927+0,0006 \cdot x - 2,1961E-8 \cdot x^2$ | 0,61 | 0,84 | 1,06 | 1,26 | 1,46 |
| 11 | №613-Словянська | $R_0, \% = -1,0522+0,0008 \cdot x - 4,0157E-8 \cdot x^2$ | 0,99 | 1,26 | 1,51 | 1,73 | 1,94 |
| 12 | №205-Солоховська | $R_0, \% = 1,3244-0,0007 \cdot x + 1,338E-7 \cdot x^2$ | 0,43 | 0,51 | 0,67 | 0,88 | 1,17 |
| 13 | №19-Ульянівська | $R_0, \% = 0,2451+0,0001 \cdot x$ | 0,55 | 0,60 | 0,65 | 0,70 | 0,75 |
| 14 | №800-Шебелинська | $R_0, \% = -2,1878+0,0007 \cdot x$ | -0,09 | 0,26 | 0,61 | 0,96 | 1,31 |

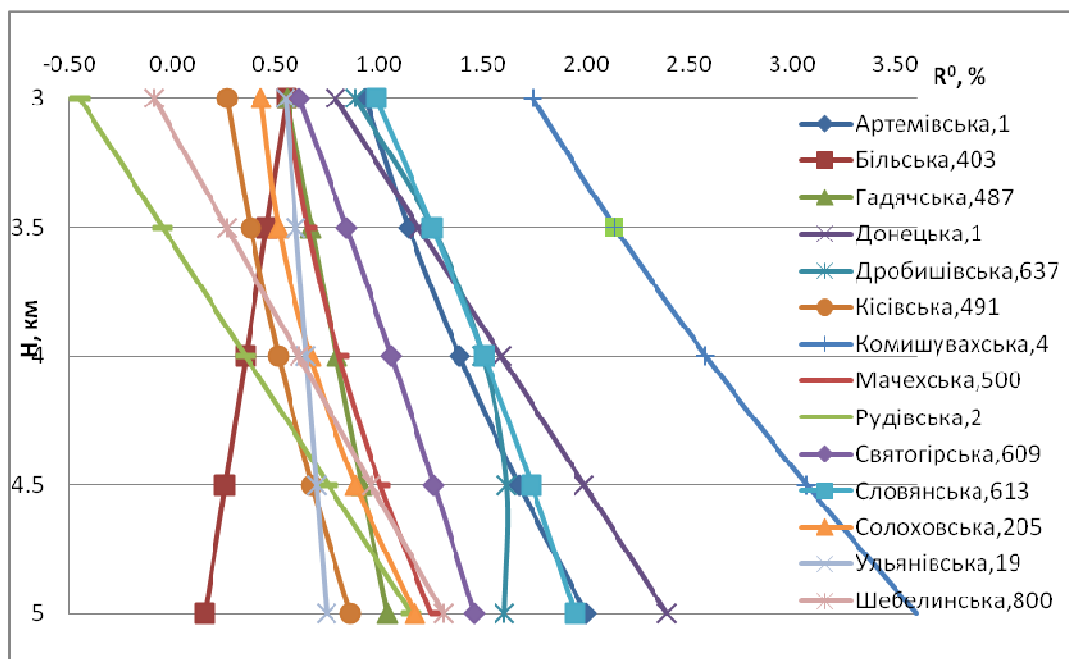


Рисунок 1 – Зміна відбиваючої здатності вітриніту з глибиною для 12 обраних родовищ

свердловинах родовища. За останні роки видобуток стабілізувався і складає всередньому 2 млрд м³. З позиції неорганічної теорії походження вуглеводнів та прив'язки їхнього перенесення по розрізу достатньо обґрунтована у працях В. Б. Порфірева, Е. Б. Чекалюка, Й. В. Грінберга, Г. Ю. Бойка, Г. Н. Доленка, В. О. Краюшкіна та інших. Особливо наголо-

шується на наявності дисперсно-розпоронених бітумів у магматичних та гідротермальних утвореннях, а також в продуктах виверження діючих вулканів, що не можна пояснити та обґрунтувати з точки зору біогенної органічної речовини. В роботі Б. Й. Масвського [6] викладено повний аналіз результатів досліджень формування покладів вуглеводнів, обґрунтовано

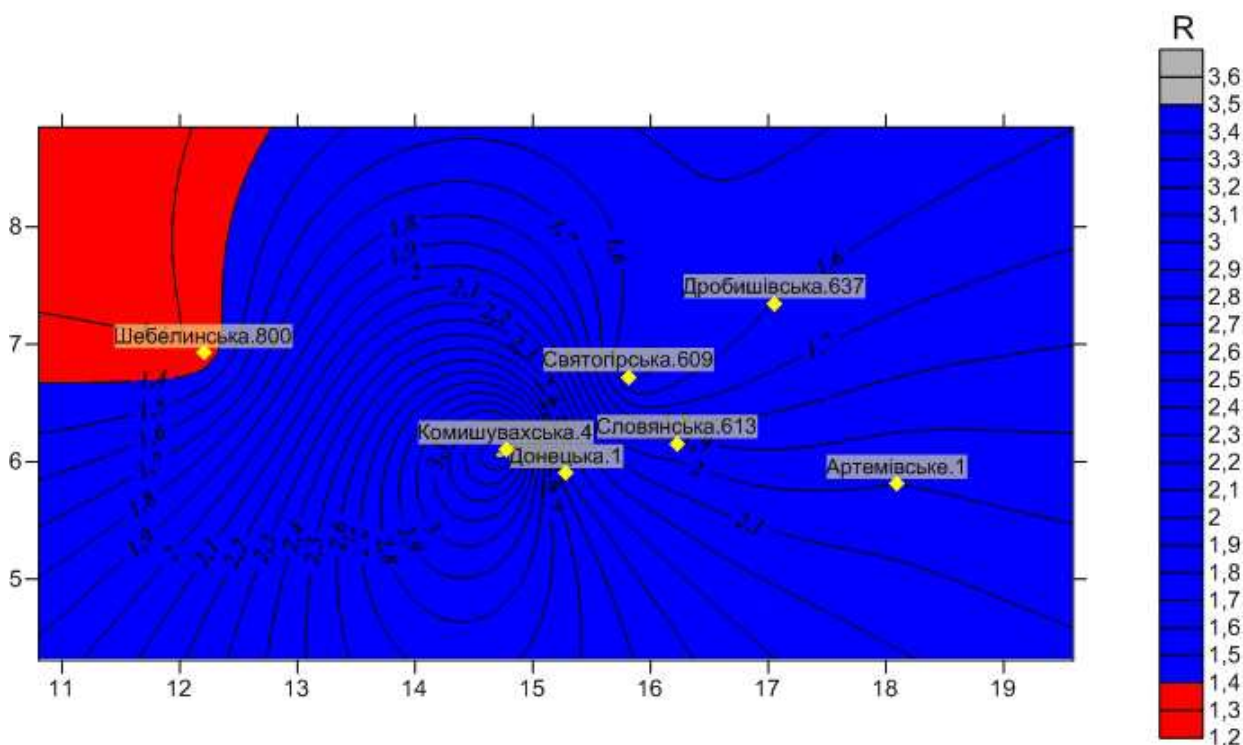


Рисунок 2 – Прогнозна карта латерального і вертикального поширень коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту на глибині 5 км

генезис їхнього утворення на великих глибинах. Враховуючи те, що вуглець і водень є основними складовими елементами Землі як планети, а утворення нафти і газу згідно з неорганічною теорією повинно відбуватись протягом всієї геологічної епохи, то запаси вуглеводнів на земній кулі є невичерпними. На прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища видно, що при виснаженні продуктивних пластів поклади вуглеводнів регенеруються, а пластові тиски стабілізуються. Цей факт вказує на те, що існує інше джерело надходження газу, яке не має відношення до теорії органічного походження вуглеводнів. Таким чином, наведені результати досліджень геологічної будови та умов формування нафтогазових об'єктів ДДЗ дозволяють зробити висновок про велику перспективність нафтогазоносності порід глибокозанурених ділянок північно-східної частини авлакогену.

Розглянемо основні напрямки застосування геофізичної інформації для визначення вмісту органічної речовини та прогнозування газоперспективних глинисто-алевритових порід.

Для моделювання відображення органічного вуглецю в геофізичних полях необхідно скласти обґрунтовану петрофізичну модель, яка характеризується параметрами, що обумовлені властивостями керогену. Петрофізичні параметри органічного вуглецю відрізняються від параметрів породи-колектора, яка утримує кероген. Наявність відмінностей і є основним критерієм виділення низькопроникних глинисто-алевритових порід з підвищеним вмістом органічного вуглецю. Розглянемо характеристики керогену, на основі яких створюються методи його виділення.

Повна характеристика петрофізичних властивостей низькопроникних глинисто-алевритових порід з підвищеним вмістом керогену потребує проведення широкого комплексу лабораторних досліджень кернового матеріалу: піроліз та крекінг, визначення вмісту основних хімічних елементів органічних сполук (вуглецю, сульфуру та нітрогену), дослідження ємнісно-фільтраційних властивостей, визначення газонасичення керну, визначення вмісту адсорбованого газу, визначення механічних властивостей порід, газова хроматографія, гранулометричний аналіз, електронна мікроскопія шліфів, рентгеноструктурний аналіз [7]. Крім того, необхідно звертати увагу на визначення параметрів адсорбованого газу, мікропористості, мікротріщинуватості та інших. Загальний об'єм глинисто-алевритових порід з підвищеним вмістом керогену можна подати наступним виразом:

$$V_n = V_{ск} + V_{зл} + V_{кер} + V_{зв} + V_{в.рух} + V_{вг} \quad (1)$$

- де V_n – загальний об'єм породи, ч.од.;
 $V_{ск}$ – об'єм скелету породи, ч.од.;
 $V_{зл}$ – об'єм глинистої фракції, ч.од.;
 $V_{кер}$ – об'єм керогену, ч.од.;
 $V_{зв}$ – об'єм зв'язаної води, ч.од.;
 $V_{в.рух}$ – об'єм рухомої води у порах, ч.од.;
 $V_{вг}$ – об'єм вуглеводневих сполук, ч.од.

Параметри представленої моделі повністю відображаються в певних фізичних полях, але кожний з цих параметрів відображається одночасно в двох-трьох фізичних полях. Наприклад, об'єм скелету та поровий простір в більшості впливає на поле пружних акустичних хвиль (АК) та поле розсіяних гамма-квантів (ГГК). Об'єм глинистої фракції та керогену впливає на поле природної радіоактивності (ГК) і гамма-

випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів (НГК). Крім того, кожен із вказаних параметрів поділяється на окремі складові, які, в основному, залежать від умов накопичення осадові і по-різному обумовлюють параметри фізичного поля.

Скелет породи може бути мономінеральним та полімінеральним. Електричний опір скелету характеризується високим значенням – до сотні кОм та десятки мОм. У випадку полімінерального складу скелету, де присутня його пелітизація, опір значно зменшується – до десятків кОм. Об'єм глинистої фракції визначає інтенсивність природного гамма-випромінювання за рахунок адсорбційних властивостей, але відомо, що глинисті мінерали мають різні ємнісні властивості, крім того радіоактивність визначається умовами накопичення порід. Об'єм керогену залежить від характеристик басейну накопичення осадові, що і впливає на його фізичні властивості. Об'єм зв'язаної і рухомої води визначають електричні та нейтронні властивості породи. Об'єм вуглеводневих сполук суттєво впливає на електричний опір, а вплив на нейтронні властивості майже непомітний.

Розглянемо відомі геофізичні методи виділення низькопроникних глинисто-алевритових порід з підвищеним вмістом керогену.

Методики визначення вмісту органічного вуглецю (ОВ) в породи за даними геофізичних методів базуються на петрофізичних властивостях ОВ і відображеннях його в геофізичних полях. Як вже вказувалось, петрофізичні параметри органічного вуглецю відрізняються від параметрів породи-колектора, який містить кероген, і на основі цих відмінностей здійснюють його діагностику.

Використання геофізичних методів досліджень свердловин для виділення порід з підвищеним вмістом керогену умовно можна поділити на два напрямки: створення моделей стохастичних зв'язків фізичних параметрів полів та параметрів властивостей органічного вуглецю; другий напрямок полягає у використанні геофізичної інформації шляхом зіставлення кривих різних геофізичних методів та прив'язки їх до опорних інтервалів. Розглянемо основні методи.

Дослідження нафтогазоматеринських дрібнозернистих глинисто-алевритових порід з підвищеним вмістом керогену за матеріалами геофізичних досліджень свердловин вченими геофізиками України в минулі роки майже не проводились. На той час газогенеруючі фації не розглядалися як потенційні породи-колектори вуглеводнів нетрадиційного типу.

Вальтером Фертлом та Джорджем Чілнджером в 1988 році [8] була проведена робота з дослідження використання геофізичної інформації для виділення нафтогазоматеринських порід. В роботі приділяється значна увага відображенню нафтогазоматеринських порід на кривих геофізичних методів. В основу методики були покладені геофізичні параметри: питомий електричний опір, вміст водню, загальна густина породи і швидкість проходження пруж-

жних хвиль у породи з керогеном. Встановлені стохастичні залежності між об'ємом нафти в глинистих сланцях та густиною породи описуються наступними рівняннями:

$$V_n = 144,39 - 56,05 \cdot \delta_n, \quad (2)$$

$$V_n = 5,004 + 91,721 \cdot \delta_n^2 - 36,318 \cdot \delta_n, \quad (3)$$

де V_n – об'єм нафти, що міститься в глинистих сланцях;

δ_n – густина породи, кг/м³.

Подібні залежності були отримані і на інших родовищах, які відрізняються тільки значеннями коефіцієнтів. Така характеристика вказує на однаковий характер зв'язку органічної речовини та густини породи, але треба наголосити, що вказана ситуація можлива тільки за умов ідентичного мінерального складу скелету глинистих порід. Цей факт обумовлює необхідність дослідження мінерального складу відкладів.

В роботах Маер і Недерлоф [9] пропонується залежність між відносним вмістом нафти і об'ємом нафти в породи та градієнтом густин породи з органічною речовиною та без неї. Залежність описується наступною формулою:

$$V_n \cdot \Delta V = 1,113 + 63,14 \cdot \Delta \delta + 2,1, \quad (4)$$

де V_n – об'єм нафти, що знаходиться в глинистих сланцях;

ΔV – об'ємний відсоток нафти;

$\Delta \delta$ – різниця густини породи з високим вмістом органічної речовини та з її відсутністю, кг/м³.

Розширюючи можливості застосування геофізичних методів для оцінки вмісту органічної речовини запропонована стохастична залежність [8], яка встановлює зв'язок між густиною, визначеною з даних методу гамма-гамма густинного каротажу, і інтенсивністю природного гамма-випромінювання. Дана залежність описується рівнянням

$$\delta_n = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot I_\gamma + 2,877, \quad (5)$$

де δ_n – загальна густина породи, кг/м³;

I_γ – інтенсивність гамма-поля, мкР/год.

Встановлений зв'язок вказує на співвідношення густини породи з органічними домішками та співвідношення природної радіоактивності з вмістом органічної речовини. Дана залежність більше вказує на відображення параметрів керогену в фізичних полях, ніж може бути використана для розрахунків.

Для кількісної оцінки вмісту органічного вуглецю Шмокер і Хестер [10] встановили кореляційну залежність між густиною сланців і вмістом органічного вуглецю:

$$G = (155,497 / \delta_n) - 57,261, \quad (6)$$

де δ_n – загальна густина породи за даними гамма-гамма густинного каротажу, кг/м³;

G – вміст органічного вуглецю, у вагових відсотках.

Дослідженнями [8] результатів лабораторних вимірів ядерного матеріалу з формації Грін Рівера (США) було встановлено, що швидкість акустичної хвилі в чистому керогені змі-

нюється в діапазоні 492-607 мкс/м. Результати цих досліджень дозволили отримати наступну стохастичну залежність:

$$\log V_n = 15,25 - 3,48 \cdot \log(\Delta t), \quad (7)$$

де V_n – об'єм нафти, що знаходиться в глинистих сланцях;

Δt – інтервальний час проходження пружної хвилі в глинистих сланцях, отриманий в лабораторних умовах, мкс/фт.

Отримана залежність вказує на те, що існує зв'язок між швидкістю проходження пружної хвилі та вмістом нафти в глинистих сланцях. Для використання цієї моделі в реальних свердловинних умовах необхідно дослідити систему спостереження за вимірюванням акустичного сигналу в інтервалах глинистих порід.

Розглянуті моделі зв'язку органічної речовини з параметрами геофізичних полів дозволили рекомендувати внесення індикатора (критерію) наявності органічної компоненти у дрібнозернистих глинисто-алевритових породах з підвищеним вмістом керогену D . За значенням D приймається рішення стосовно наявності органічних домішок, а саме: якщо $D < 0$ – відсутність органічної компоненти у породі; $D = 0$ – невизначеність; $D > 0$ – присутність органічної компоненти у породі (керогену). Для даної ситуації рекомендовано декілька стохастичних залежностей.

Для комплексу акустичного та електричного каротажу:

$$D = -6,906 + 9,186 \cdot \log \Delta t + 0,487 \cdot \log \rho_n, \quad (8)$$

де D – індикатор наявності органічної компоненти у дрібнозернистих глинисто-алевритових породах, у.о.;

Δt – інтервальний час проходження пружної хвилі в глинистих сланцях, мкс/фт;

ρ_n – питомий електричний опір породи, Ом/м.

Для комплексу гамма-гамма густинного та електричного каротажу:

$$D = 2,278 - 7,324 \cdot \log \delta_n + 0,387 \cdot \log \rho_n, \quad (9)$$

де δ_n – загальна густина породи за даними гамма-гамма густинного каротажу, кг/м³;

ρ_n – питомий електричний опір породи, Ом/м.

Для комплексу акустичного каротажу, гамма-каротажу та електричного каротажу:

$$D = -8,094 + 0,739 \cdot \log I_\gamma + 3,121 \cdot \log^{10} \Delta t + 0,399 \cdot \log \rho_n, \quad (10)$$

де Δt – інтервальний час проходження пружної хвилі в глинистих сланцях, мкс/фт;

I_γ – інтенсивність гамма-поля, мкР/год;

ρ_n – питомий електричний опір породи, Ом/м.

Для комплексу гамма-гамма густинного каротажу, гамма-каротажу та електричного каротажу:

$$D = 0,817 + 0,856 \cdot \log I_\gamma - 7,524 \cdot \log \delta_n + 0,292 \cdot \log \rho_n, \quad (11)$$

де δ_n – загальна густина породи за даними гамма-гамма густинного каротажу, кг/м³;

I_γ – інтенсивність гамма-поля, мкР/год;

ρ_n – питомий електричний опір, Ом/м.

Запропонований критерій наявності органічної компоненти у дрібнозернистих глинисто-алевритових породах базується на якісному підході оцінки вмісту органічної речовини за даними геофізичних методів, тому вважаємо його за доцільний. Методичний підхід дозволяє враховувати мінливість коефіцієнтів рівнянь і розширює можливості якісної оцінки вмісту керогену.

В науковій роботі Дж. Д. Мендельсона [11] розглянуто теоретичні петрофізичні моделі зв'язку керогену з параметрами геофізичних полів. Створення моделей базується на фізичних уявленнях про властивості геологічних параметрів, що характеризують дрібнозернисті, низькопроникні глинисто-алевритові породи з високим вмістом перетворених залишків органічної речовини (кероген). Головною метою розробки моделей було визначення регіонального розповсюдження материнських порід для створення і розвитку моделі нафтогазоносного басейну та для відстеження шляхів міграції вуглеводнів

Кероген знижує загальну густина породи, що обумовлено низькою густиною керогену. Густина твердої частини керогену змінюється в межах від $1,12 \cdot 10^3$ кг/м³ до $1,67 \cdot 10^3$ кг/м³, на відміну від мінеральної густини інших породотворюючих мінералів: кварцових пісковиків – від $2,47 \cdot 10^3$ кг/м³ до $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³, доломітів – від $2,7 \cdot 10^3$ кг/м³ до $2,87 \cdot 10^3$ кг/м³, карбонатів – від $2,5 \cdot 10^3$ кг/м³ до $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³. Низька густина керогену створює аномалії показів гамма-гамма густинного каротажу.

Кероген в залежності від ступеня катагенезу характеризується підвищеною радіоактивністю, імовірно в зв'язку з підвищеним вмістом урану. Підвищена радіоактивність при встановленні відображення керогену в полі гамма-квантів може бути хорошим індикатором для виявлення товщ, збагачених органічною речовиною. За допомогою гамма-каротажу можна визначати латеральну протяжність та товщину формацій глинисто-алевритових порід.

Кероген впливає на загальний електричний опір породи, тому що він характеризується підвищеним опором. Високий питомий електричний опір є хорошим індикатором вмісту розсіяної органічної речовини і є основою метода виявлення та підрахунку вмісту органічного вуглецю у породах глинисто-алевритового складу.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що швидкість проходження акустичної хвилі в чистому керогені змінюється в діапазоні 492-607 мкс/м. Швидкість зменшується через вторинну пористість, яка утворюється в процесі катагенезу. Така характеристика обумовлює зниження швидкості в інтервалах, збагачених керогеном.

Органічні речовини, утворені основними хімічними елементами-органогенами: вуглець, гідроген, оксиген, сульфур, нітроген, характе-

ризуються підвищенням вмісту водню в керогені. Зміна кількості водню відображається на показах нейтронного гамма-каротажу. Утворені аномалії є індикатором визначення кількості органічного вуглецю.

Розглянемо стисло запропоновані моделі. Для оцінки вмісту органічної компоненти за допомогою різниці густин порід, що вимірюються методом гамма-гамма-густинного каротажу, пропонується модель трьох змінних [11]. Як результат розрахунків отримано наступний вираз:

$$G = a \cdot \frac{1}{1 - \delta_{кер} \frac{\delta_{ск} \cdot \delta_n}{\delta_{кер} + \delta_{ск} \cdot V_{\phi} - V_{\phi} - \delta_{ск}}}, \quad (12)$$

де a – константа співвідношення вмісту маси органічного вуглецю від загальної маси керогену, яка становить 0,7-0,8 і залежить від типу керогену;

- G – вміст органічного вуглецю;
- $\delta_{ск}$ – густина скелету породи, кг/м³;
- δ_n – загальна густина породи, кг/м³;
- $\delta_{кер}$ – густина керогену, кг/м³;
- V_{ϕ} – об'єм порового флюїду, %.

За даними автора [11] наведене рівняння вказує на те, що підвищення вмісту органічного вуглецю на 10 % змінює загальну густину породи на $0,5 \cdot 10^3$ кг/м³.

Враховуючи властивість керогену сповільнювати швидкість проходження пружних хвиль, запропоновано модель зміни вмісту органічного вуглецю за результатами вимірювання акустичних параметрів. Згідно з моделлю зміна вмісту органічного вуглецю на 10 % змінює швидкість проходження повздовжніх хвиль на 40-50 мкс/фут. Встановлене рівняння визначає вміст органічного вуглецю у трикомпонентній породі:

$$G = a \cdot \left[1 - \delta_{ск} - \frac{\delta_{ск} \cdot V_{\phi} - V_{\phi} - \delta_{ск}}{\Delta t - V_{\phi} \cdot \Delta t_{\phi} + V_{\phi} \cdot \Delta t_{ск} - \Delta t_{ск}} \cdot (\Delta t_{кер} - \Delta t_{ск}) \right]^{-1}, \quad (13)$$

де Δt – інтервальний час проходження повздовжньої пружної хвилі в породі (покази акустичного каротажу), мкс/фут;

$\Delta t_{ск}$ – інтервальний час проходження повздовжньої пружної хвилі в скелеті породи (покази акустичного каротажу в кварці у випадку присутності керогену в пісковіку), мкс/фут;

Δt_{ϕ} – інтервальний час проходження повздовжніх пружних хвиль в поровому флюїді, мкс/фут;

$\Delta t_{кер}$ – інтервальний час проходження повздовжніх пружних хвиль в керогені, мкс/фут.

Зазначимо, що щільність і швидкість проходження хвиль в керогені може бути функцією від типу керогену.

Водневий вміст керогену з врахуванням генераційного потенціалу впливає на покази нейтронного гамма-каротажу, одночасно з вмі-

стом зв'язаної води, пластової води, водню у складі вуглеводневих сполук. Чим вищий генераційний потенціал керогену, тим вищий водневий індекс, що обумовлює збільшення аномалії показів НГК

В цьому випадку матриця породи ігнорується, і модель записується за допомогою адитивної моделі вмісту водню: пластової води, вуглеводневих сполук і керогену. Вираз для визначення вмісту органічного вуглецю як функції нейтронної пористості записується у вигляді:

$$G = a \cdot \frac{1}{1 - \delta_{ск} - \left(a - \frac{a}{\delta_{ск}} - \frac{1}{V_{\phi}} \right) \frac{\delta_{ск} \cdot V_{\phi} \cdot \omega_{кер}}{K_n - V_{\phi}}}, \quad (14)$$

де K_n – загальна пористість, %;

$\omega_{кер}$ – водневий індекс керогену, мг/г.

Розглянуті петрофізичні моделі (12, 13, 14) дають уяву про зв'язок вмісту органічного вуглецю з фізичними параметрами і дозволяють проводити аналіз з моделювання впливу органічного вуглецю на певні параметри фізичного поля. Розраховані діапазони зміни фізичних параметрів у зв'язку з зміною вмісту органічного вуглецю, дозволяють визначати однозначність розрахунків величини G при інтерпретації геофізичних матеріалів.

На підставі аналізу петрофізичних моделей, Дж. Д. Мендельсон пропонує загальні стохастичні рівняння для визначення вмісту органічного вуглецю [12]:

$$G = -0,068\Delta t - 0,24K_n^{HГК} - 7,19\delta_n + 0,028I_{\gamma} + 0,45Th + 0,08U(Ra) - 1,36K + 26,8, \quad (15)$$

де G – вміст органічного вуглецю;

$K_n^{HГК}$ – загальна пористість, визначена за даними нейтронного гамма-каротажу, ч.од.;

δ_n – загальна густина породи за даними гамма-гамма густинного каротажу, г/см³;

Δt – інтервальний час проходження пружної хвилі за даними акустичного каротажу, мкс/м;

I_{γ} – радіоактивність за даними гамма-каротажу, мкР/год;

Th – вміст торію, ч.од.;

$U(Ra)$ – вміст урану (радію), ч.од.;

K – вміст калію сорок, ч.од.

Запропоновані петрофізичні моделі оцінки органічного вуглецю враховують основні параметри фізичних полів, які відображають властивості керогену. Але ці моделі треба розглядати як локальні стохастичні рівняння для певного геологічного простору з локальною характеристикою, крім того невеликі зміни мінерального складу, ступені катагенезу керогену можуть змінювати покази методів ГДС, що буде змінювати розраховану величину вмісту органічного вуглецю і створювати похибки.

Наведені роботи за створення петрофізичних моделей зв'язку властивостей глинисто-алевритових порід з високим вмістом органічної речовини та характеристиками геофізичних полів вказують на наявність відображення аномальної характеристики керогену в геофізич-

них полях та можливість прогнозувати перспективні ділянки по виявленню покладів газу нетрадиційного типу в низькопроникних глинисто-алевритових породах.

Вважаємо за необхідне розширити роботи з побудови петрофізичних моделей в нафтогазових провінціях України для визначення вмісту керогену та прогнозування перспективних ділянок на виявлення покладів газу нетрадиційного типу. Розглянемо другий напрямок використання геофізичної інформації для визначення вмісту керогену шляхом зіставлення кривих різних геофізичних методів та прив'язки їх до опорних інтервалів.

В роботі Куїном Пассі та ін., [13] запропонована практична модель для визначення і розрахунку загального вмісту органічного вуглецю в дрібнозернистих, низькопроникних глинисто-алевритових породах, які багаті на органічну речовину за даними геофізичних кривих. Методика базується на накладанні кривої пористості (або кривої акустичного каротажу) на криву уявного електричного опору (переважно на криву БК). Інформація, за якою проводиться прогнозування вмісту керогену, є співвідношенням геофізичних кривих. У випадку водонасиченої породи за відсутності органічних складових дві криві паралельні одна одній, а у глинах без органічної речовини – мають мінімальну дельту розбіжності. Оскільки обидві криві реагують на зміни параметрів породи, вуглеводнево-насичені породи-колектори і багаті органічною складовою породи неколектори будуть виділятися за дельтою розбіжності між кривими.

Встановлення критеріїв для виділення авторами пояснюється наступними характеристиками геофізичних параметрів. Для врахування впливу порід-колекторів пропонується використовувати криві методу гамма-каротажу і виключити їх з аналізу. Визначення інтервалів, багатих органічною речовиною, пояснюється наступними властивостями: крива пористості реагує на породи низької густини, крива акустичного каротажу вказує на зменшення швидкості проходження пружної хвилі через кероген, а крива опору реагує на присутність пластової води; органічна речовина характеризується підвищеною радіоактивністю. Незрілі (недостатня стадія катагенезу), багаті на органічну речовину формації виділяються виключно за спостереженнями кривої пористості. У зрілих (стадія катагенезу МК2 і вище) нафтогазогенуючих породах окрім реагування кривої пористості, ще і збільшується питомий електричний опір (через наявність утворених вуглеводнів).

Особливою рисою методу, що рекомендується, є операція калібрування, яка дозволяє враховувати локальні особливості кожного родовища. Різниця показів геофізичних кривих в інтервалі калібрування за вмістом загального органічного вуглецю та термічної зрілості і кривих, що не пов'язані з породами-колекторами, дозволяє проводити інтерполяцію вмісту загального органічного вуглецю у випадку недостатньої кількості кернового матеріалу.

Для вимірювання опорних величин криві зводяться в дрібнозернистій породі без органічної речовини, вуглеводнів. Ці умови виконуються, коли дві криві перевертають одна одну на значному діапазоні глибини. Величина розбіжності двох кривих встановлює наявність інтервалів, багатих органічною речовиною чи вуглеводнями. Відстань між кривими, позначена як $\Delta \log R$, і може бути виміряна на кожному інтервалі свердловини.

З опорного інтервалу беруться опорні значення бокового і акустичного каротажу, які необхідні для підрахунку вмісту загального органічного вуглецю. Для кожного досліджуваного інтервалу необхідно знаходити окремий опорний інтервал і визначати опорні значення АК і БК повторно.

Розрахунки величини $\Delta \log R_{AK}$ проводять за кривою акустичного і бокового каротажу за такою формулою:

$$\Delta \log R_{AK} = \log_{10}(\rho/\rho_o) + 0,02(\Delta T - \Delta T_o), \quad (16)$$

де ρ – питомий електричний опір (покази кривої БК), Ом/м;

ρ_o – питомий електричний опір в опорному інтервалі, Ом/м;

ΔT – покази акустичного каротажу (інтервальный час), мкс/фт;

ΔT_o – покази акустичного каротажу в опорному інтервалі, мкс/фт.

Величина $\Delta \log R$ лінійно пов'язана з вмістом органічного вуглецю і є функцією від термічної зрілості органічної речовини (LOM). Існує залежність (рис. 3), за допомогою якої можна визначити величину LOM з відомої величини відбиваючої здатності вітриніту в мастилі.

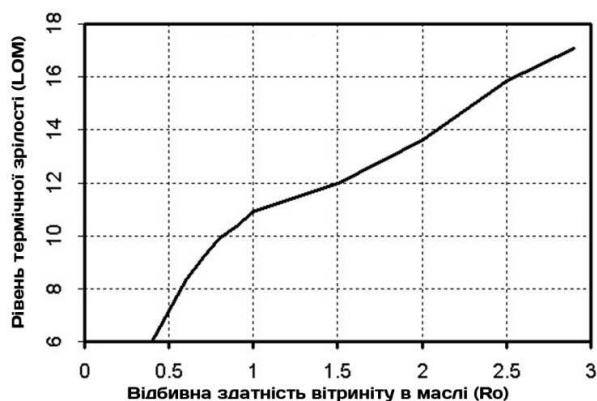


Рисунок 3 – Графічна залежність термічної зрілості органічної речовини відбиваючої здатності вітриніту в мастилі

За вказаним графіком визначається величина LOM для обчислення вмісту органічного вуглецю. Емпірична формула для визначення вмісту органічного вуглецю у глинистих породах має наступний вигляд:

$$G = \Delta \log R_{AK} \cdot 10^{(2,297 - 0,1688 \cdot LOM)}, \quad (17)$$

де G – загальний вміст органічного вуглецю, %;

LOM – термічна зрілість органічної речовини.

Вміст вуглецю у сланцевих породах вимірюється у відсотках і, як правило, складає від 0,8 до 1,6 %. Виходячи з цих міркувань, якщо в опорному інтервалі були нульові покази вмісту органічного вуглецю, то до обрахованих результатів необхідно додати 0,8-1,6 %.

Інформація з петрофізичної моделі зв'язку органічної речовини і геофізичних параметрів обумовлює можливість використання попередньої методики. Застосовуються методи, які є базовими для визначення пористості (АК, ГГК-Г і НГК) тверда органічна речовина характеризується низькою швидкістю проходження пружних хвиль, низькою густиною і високим вмістом водню. Покази гамма-гамма густинного каротажу і нейтронного гамма-каротажу також реагують на вище перелічені властивості органічної речовини у породі.

Спеціальними дослідженнями отримана стохастична залежність для визначення $\Delta \log R_{НГК}$ з використання коефіцієнта загальної пористості підрахованого з кривої нейтронного гамма-каротажу:

$$\Delta \log R_{НГК} = \log_{10}(\rho/\rho_o) + 4,0(K_n - K_{no}), \quad (18)$$

де K_n – загальна пористість по НГК, %;
 K_{no} – загальна пористість по НГК в опорному інтервалі, %.

Дослідженнями отримана стохастична залежність для визначення $\Delta \log R_{ГГК-Г}$ з використання кривої гамма-гамма густинного методу:

$$\Delta \log R_{ГГК-Г} = \log_{10}(\rho/\rho_o) - 2,5(\delta - \delta_o), \quad (19)$$

де δ – густина породи, кг/м³;
 δ_o – густина породи в опорному інтервалі, кг/м³.

Вміст органічного вуглецю з врахуванням термічної зрілості органічної речовини визначається за формулою:

$$G = \Delta \log R \cdot 10^{(2,297 - 0,1688 \cdot LOM)}, \quad (20)$$

де $\Delta \log R$ – визначене за ГГК-Г чи K_n (за НГК), у.о.;

LOM – термічна зрілість органічної речовини, у.о.

Отже, перевагою розглянутої методики є можливість використовувати опорні (еталонні) інтервали пластів. Така особливість автоматично проводить ідентифікацію об'єкта дослідження і враховує геологічні особливості родовища.

Компанією Henderson Petrophysics проведена модернізація методики, опублікованої Куїном Пассі [13], яка базується на технології $\Delta \log R$, а попередня методика створена для визначення вмісту органічного вуглецю в глинистих сланцях. Оновлена методика дозволяє визначати вміст органічної речовини у широкому спектрі фацій – від чистих пісковиків до чистих глин. Методика дозволяє виявляти як багаті на органічну речовину інтервали, так і насичені вуглеводнями традиційні породи-колектори.

Основною відмінністю оновленої методики є формалізація умов прийняття рішення з пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів для виявлення нафтогазоматеринських порід. Позитивними рисами методики є:

- можливість розрахунку загального вмісту органічного вуглецю у широкому спектрі фацій – від чистих пісковиків до чистих сланців;
- методика $\Delta \log R$ використовує типові і доступні методи ГДС;
- швидкий метод інтерпретації і визначення перспективності покладів/скупчень.

Висновки

Отже, із вищенаведеного можна зробити наступний висновок:

1. За результатами проведених досліджень геологічної будови південно-західної та південно-східної ділянок ДДЗ зроблено попередні оцінки катагенетичної зрілості керогену, що до генерації та акумуляції вуглеводнів, зокрема в ущільнених тріщинуватих породах авлакогену.

2. Визначені основні напрямки пошуків перспективних нафтогазонасичених вуглеводнів згідно яких необхідно зконцентрувати увагу на пастках неантиклінального типу, що залягають на значних глибинах (4-5 км).

3. Найбільш перспективними районами досліджень на наявність покладів нафти і газу у пастках як традиційного, так і нетрадиційного типу є південно-східна частина ДДЗ.

4. Розглянуті методики визначення вмісту органічної речовини та прогнозування газоперспективних дрібнозернистих глинисто-алевритових порід з високим вмістом керогену за комплексом геофізичних методів дослідження свердловин. Питання встановлення власних коефіцієнтів в рівняннях залежності параметрів керогену і властивостей геофізичних полів є складна задача, яка потребує достатню кількість фактичного матеріалу лабораторних досліджень керну. Дослідження взаємозв'язків властивостей геофізичних полів і розширення використання комплексних геофізичних параметрів для оцінки вмісту керогену і на теперішній час залишається актуальною задачею.

Література

1 Лукин А. Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли / А. Е. Лукин // Доп. НАН Украины. – 2011. – №3. – С. 114-23.

2 Бенько В. М. Умови формування ємнісно-фільтраційних властивостей, фаціальні особливості та поширення порід-колекторів глибокозанурених горизонтів відкладів C_{2m} , C_{2b} , C_{1s} , C_{1v} центральної та південно-східної частин ДДЗ / В. М. Бенько, Б. Й. Масвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 4-15.

3 Куснир Н. И. Особенности формирования северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины по данным прямого и обратного двухмерного моделирования / Куснир Н. И., Стовба С. Н., Стифенсон Р. А. // Геофиз. журн. – 1997. – том 19, №1. – С. 14-25.

4 Стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов нижнего карбона ДДВ. – Т. 2. Стратиграфическое расчленение, корреляция и

літолого фаціальний аналіз розрезів верхнього девона і нижнього карбона ДДВ і оцінка перспектив нафтенaftогазоносності / М. В. Вдовенко // Отчет ИГН АН УССР. – К. 1986. – 207 с.

5 Лукін О. Ю. Девон Дніпровсько-Донецького авлакогену (тектоніко-сідиментаційні комплекси, формації, генетичні типи відкладів та літогеодинаміка) / О. Ю. Лукін // Геологічний журнал. – 2006. – №2. – С. 26-48.

6 Маєвський Б. Й. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів, як основа прогнозування нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів / Б. Й. Маєвський // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: матеріали науково-практичної конференції. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 8-9.

7 Вассоевич Н. Б. Общее и особенное в образовании горючих ископаемых: углей, нефти и УВ-газов / Н. Б. Вассоевич, А. И. Конюхов, Н. В. Лопатин // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. – 1976. – С. 7-19.

8 Walter H. Fertl, George V. Chillingar Total Organic Carbon Content Determined From Wireline Well Logs - SPE Formation Evaluation – 1988. – С. 12.

9 Meyer B. L., Nederlof M. H. Identification of Source rock on wireline logs by Density/Resistivity and sonic transit Time/Resistivity Crosplots // AAPG Bulletin. – 1984. – p. 8.

10 Schmoker J. W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs // AAPG Bulletin. – 1981. – p. 50.

11 Mendelson J. D. Petroleum Source Rock Logging // Massachusetts Institute of Technology. – 29618. – p. 96.

12 Mendelson J. D., Toksoz M. N. Source Rock Characterization Using Multivariate Analysis of Log Data // SPWLA. – 1985.

13 Passey Q. R. et al. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // AAPG Bulletin. – 1990.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
23.03.18*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Фтемовим Я.М.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*