

ГЕОФІЗИКА

УДК 552.51:551.735.1:553.98(477.5)

О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,

E-mail: karpenko.geol@gmail.com,

О. Тунік, асп., E-mail: alyonatunik1@gmail.com

Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна**УТОЧНЕННЯ МЕЖ СТРИБКОПОДІБНИХ КАТАГЕНЕТИЧНИХ ЗМІН ОСАДОВИХ ПОРІД
НА ПРИКЛАДІ ОКРЕМИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ДДЗ***(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.В. Огарем)*

Розкрито актуальність та проблематику вивчення вторинних змін осадових порід при пошуку нових та вивченні відомих покладів вуглеводнів. Метою дослідження є виділення зони ущільнення порід, спричиненої впливом вторинних фізико-хімічних перетворень у межах ізотерм 110–120 °С (включаючи можливий вплив палеотемператур)

Для досягнення найбільш достовірного результату були застосовані комплексні дослідження складу порід у прозорих шліфах, їхніх петрофізичних характеристик та геологічної інформації. Основа частини статті присвячена методиці та власне ходу досліджень, обробці отриманих даних. Для вивчення було обрано чотири газоконденсатні родовища, що дуже схожі за геологічними умовами та локалізуються в Центральній частині Дніпровсько-Донецької западини, в її осьовій та приосьовій зонах. Після аналізу даних ГДС і результатів мікропетрографічних досліджень керна матеріалу, автори прийшли до висновку, що в окремих нафтогазових родовищах межі інтервалів із помітними катагенетичними змінами, які були виділені за методикою УкрНДІГаз, мають бути суттєво зміщені відповідно до отриманих результатів.

Практична значимість роботи полягає у виявленні ущільнених та розущільнених зон на великих глибинах, що може опосередковано вказувати на наявність додаткових пасток вуглеводнів або свідчити про можливі прояви аномальних пластових тисків.

Ключові слова: катагенез, нижній карбон, пісковики, алевроліти, вуглеводні, ГДС, мікроскопія.

Вступ. Як відомо, у межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) локалізуються два основні нафтогазоносні поверхи: під пермською соляною товщею та в межах кам'яновугільних відкладів. Крім традиційних покладів, з останнім пов'язують низку ймовірних нетрадиційних покладів вуглеводнів, що часто супроводжуються пластовими тисками, більшими за гідростатичні, та високими температурами. Це зумовлює зростання інтенсивності вторинних перетворень, вмісних та перекривних порід, призводить до формування зони обмеженого водообміну. Глибоке буріння показало, що такі товщі потребують більш детального вивчення з метою виявлення нових покладів вуглеводнів, у тому числі нетрадиційного типу, а також – для дослідження умов виникнення та прогнозу можливої локалізації зон аномально високих пластових тисків (АВПТ). В.П. Стрижак у своїй статті наголошує (і наводить статистику), що найбільша кількість родовищ, які належать до глибокозалегаючих колекторів, знаходиться у верхньовізейському комплексі – 26 родовищ, із яких 15 відносяться до ніжньовізейсько-турнейського комплексу, далі йдуть серпуховський і девонський (*Стрижак та ін., 2012*). Важливим питанням залишається оцінка інтенсивності й напрямків вторинних перетворень та їхній вплив на колекторські властивості гірських порід на значних глибинах для збільшення ресурсної бази.

Аналіз попередніх досліджень. Аналіз даних із різних нафтогазоносних басейнів світу вказує на те, що формування порожнинного простору колекторів визначається літологічними особливостями порід і тектонічними умовами їхнього залягання й обумовлюється геологічною історією розвитку того чи іншого регіону. Факторами формування вторинних пустот є термодинамічні та геохімічні процеси, що сприяють сидементаційним змінам мінералогічного складу порід (*Worden and Burley, 2009; Dilling et al., 2016; Gong et al., 2017*).

Дослідженнями явища катагенезу (вторинні зміни в породах) в Україні займався багато науковців. Питання вторинних перетворень вивчали О.Ю. Лукін, Н.М. Страхов, Н.В. Логвиненко та ін. (*Логвиненко и Орлова, 1987; Лукин и Гафич, 2016; Страхов, 1960*). У результаті були виявлені основні регіональні закономірності розвитку катагенетичних змін осадових порід на різних глибинних зрізах. Також було встановлено, що ці регіональні закономірності можуть порушуватись. Зокрема, інтенсивність

вторинних змін залежить не тільки від тисків і температур, що діяли (і діють зараз) на гірські породи, а й обумовлюються рядом зональних та локальних факторів, до яких належать тектонічні умови та їхня еволюція в часі, міграція флюїдів і періоди її інтенсифікації, склад флюїдів та його зміна в часі.

Для детального вивчення деяких зональних закономірностей вторинних змін теригенних порід було обрано територію, що включає чотири просторово зближені газоконденсатні родовища: Західносолохівське, Котелевське, Коломацьке та Березівське, які локалізовані в межах осьової та приосьової зон Центральної частини ДДЗ. Родовища були вибрані за критеріями повноти наявних геофізичних даних, схожості тектонічних факторів формування (солянокупольна тектоніка не мала вагомого впливу на утворення брахіантиклиналей), територіального розташування та локалізації продуктивних горизонтів, попереднього статистичного й систематичного вивчення термобаричних показників та розрахунків коефіцієнтів аномальності пластових тисків.

Метою дослідження є локалізація зони ущільнення порід, що спричинена впливом вторинних фізико-хімічних перетворень, за результатами петрофізичних і геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) у межах ізотерм 110–120 °С. Ізотерми обмежують зону, що вперше виділена співробітниками УкрНДІГазу, як вторинний флюїдотрив. Ця зона розміщується на межі елізійного та термогідратаційного ярусів, що показано на основі вимірювань і розрахункових термобаричних даних (*Зарицький и Зарицкий, 2012; Зарицкий та ін., 2007, 2007*).

Викладення основного матеріалу. Для визначення коефіцієнтів глинистості та пористості гірських порід за даними ГДС було відібрано п'ять свердловин: 200 – Котелевська, 150 – Березівська, 200 – Березівська, 31 – Коломацька та 250 – Західносолохівська.

Свердловина 200 – Котелевська закладена на східній перикліналі Котелевського підняття, що є локальною брахіантиклинальною структурою, у тектонічно ізольованому блоці, з метою вивчення геологічної будови та встановлення нафтогазоносності продуктивних горизонтів візейського ярусу. Фактична глибина свердловини збігається із запроєктованою і становить 6200 м; фактично досягнутий горизонт – С_{1v1}. Котелевське підняття в регіональному тектонічному плані розташоване в

центральної частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до смуги поєднання північної припортової зони з осьовим грабенем.

Найскладніша геологічна будова спостерігається по нижньовізейсько-турнейському структурному підповерху, відклади якого перекривають порушену блоковою тектонікою та галокінезом поверхню девонського розрізу. Такі складні

умови залягання відкладів спричинили різке коливання їхніх товщин від 0–500 м у найбільш припіднятих ділянках і до 1500 м – у занурених. Котелевське підняття по нижньовізейсько-турнейському структурному підповерху в системі локальних структур має досить чітке площинне положення та одночасно з Березівським і Степовим становить єдину валоподібну зону (рис. 1).

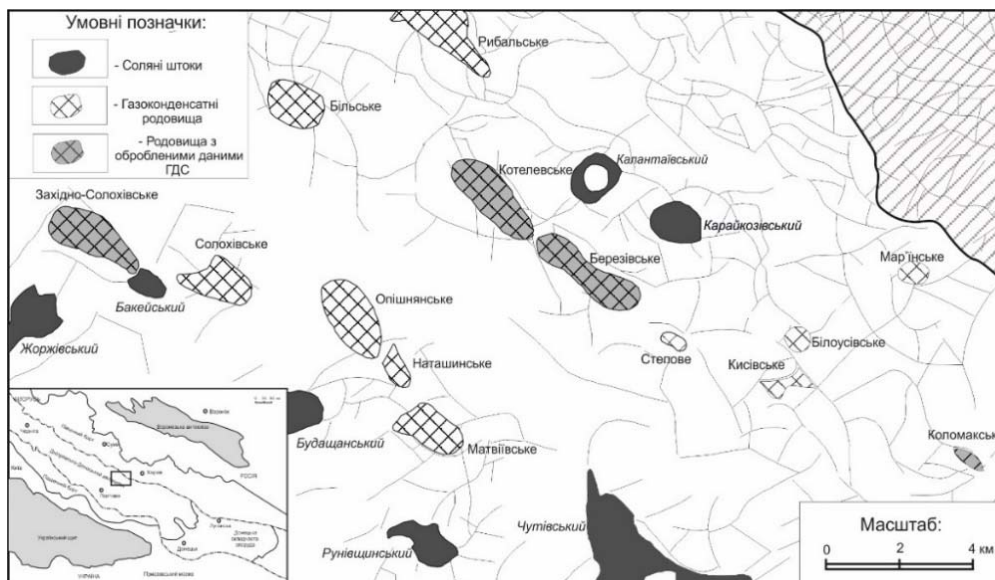


Рис. 1. Оглядова карта досліджуваного регіону

Свердловини Котелевського родовища розкривають повний розріз візейських відкладів, представлених верхнім і нижнім під'ярусами. У складі нижнього під'ярусу виділяється нижня частина розрізу, представлена пісковиками морського генезису, та верхня частина, що складена вапняками із прошарками аргілітів.

Верхньовізейські відклади в обсязі XIIa, XII та XI мікрофауністичних горизонтів (МФГ) представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків.

Розвідувальна свердловина 200 – Березівська, глибиною 6100 м, яка бурилась з метою розкриття горизонту S_{11} та встановлення перспектив газоносності горизонтів В-25-26 (S_{1v1}), розташована в апікальній частині Західноберезівського склепіння. Разом із розвідувальною свердловиною 150 – Березівська дає нам уявлення про поширення ущільнених порід у розрізі родовища. Свердловина 150 – Березівська пробурена західніше від свердловини 200 – Березівська – у західному склепінні брахіантикліналі, загальною глибиною 6100 м, на той самий проектний горизонт, що й 200 – Березівська (S_{11}).

Березівське підняття розташоване в області переходу до зони центрального грабену. Тектонічна будова цієї частини западини дуже складна; для неї характерна наявність великих валоподібних підняттях. По поверхні фундаменту структура розташована в найбільш заглибленій західній частині Колонтайського виступу фундаменту, якому в осадовому комплексі відповідає Котелевсько-Березівський вал, ускладнений підняттями. Ці структури розчленовані на ряд блоків тектонічними порушеннями, які в основному знаходяться у відкладах пермі, верхнього та середнього карбону. У відкладах нижнього карбону прослідковуються регіональні порушення, що ускладнюють північне крило Котелевсько-Березівського валу. Основні продуктивні поклади на родовищі пов'язані з відкладами верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону (гор. С-5), які залягають в інтервалі глибин 4500–4875 м, та відкладами нижньовізейського під'ярусу

нижнього карбону (гор. В-16), що залягають в інтервалі глибин 5300–5800 м (рис. 2).

Літологічно розріз дуже схожий до розрізу Котелевського ГКР. Нижньовізейський під'ярус представлений в основному теригенними породами, але трапляються вапняки із прошарками аргілітів (XIII МФГ). Верхньовізейські породи являють собою піщано-глинисту товщу.

Розвідувальна свердловина № 31 пробурена на Коломацькому родовищі з метою розвідки верхньосерпуховських відкладів. Фактична глибина свердловини 5644 м.

Коломацьке підняття приурочене до південно-східного продовження Котелевсько-Березівсько-Кисівської групи родовищ. Характерною особливістю тектоніки цієї ділянки є інтенсивна диз'юнктивна дислокованість структур. Родовище приурочене до похованої палеозойської структури – брахіантиклінальної складки захід-північно-західного простягання.

За ступенем проявлення плікативної та розломної тектоніки в розрізі родовища чітко виділяються три структурно-тектонічні поверхи: нижньосерпуховський, верхньосерпуховсько-нижньопермський та мезо-кайнозойський. У розрізі даного дослідження становить інтерес нижньосерпуховський поверх.

Характерною особливістю будови горизонту С-4, що є одним із найперспективніших і приурочений до інтервалу досліджень, є літологічна мінливість. Він складений 120-метровою товщею перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів. Різноманітний літологічний склад свідчить про наявність тут як колекторів, так і покришок для покладів вуглеводнів.

Пошукова свердловина 250 – Західносоложівська пробурена в західній-північно-західній частині однойменного ГКР. Метою її буріння є пошук покладів вуглеводнів у відкладах нижнього карбону та надсоліового девону.

Західносоложівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині Дніпровського грабена, де знайшли розвиток великі валоподібні підняття. В осадовому чохлі Західносоложівська структура є однією із

локальних структур Солохівсько-Диканського валу, довжина якого близько 70 км, ширина 10–15 км. У його межах у напрямку з північного заходу на південний схід знаходяться Західно-Солохівське, Ковалівське, Сулимівське,

Солохівське, Опішнянське та Матіївське підняття, а по периферії валу – соляні штоки: Жоржівський, Велико-Будищанський, Руновщинський з передтріасовим та Бакейський – з передмосковським рівнем прориву солі.

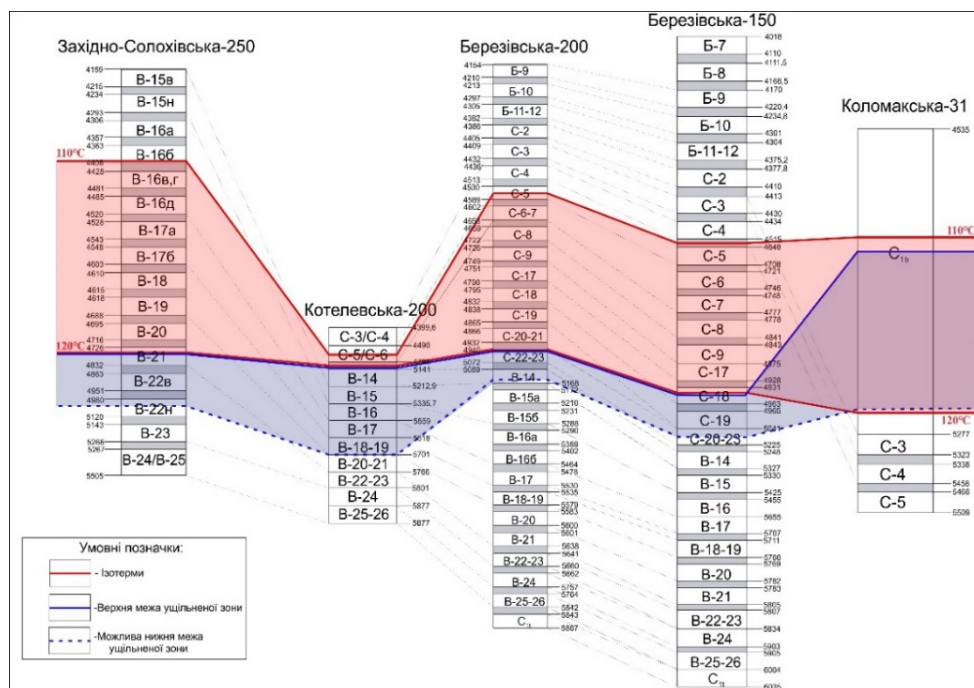


Рис. 2. Схема кореляції продуктивних горизонтів за границями ізотерм і зони ущільнення порід

По відкладах нижнього візе Західно-Солохівська структура має вигляд брахіантиклінальної складки розмірами 3,0 × 1,6 км.

Західно-Солохівська структура є напівзамкненою складкою і відокремлюється від Солохівської складки системою поперечних скидів, які простежуються по всіх горизонтах карбону в районі Бакейського штоку. Структура має асиметричну будову: її північно-східне крило більш полого, а південно-західне – круте. Північна частина Західно-Солохівської складки ускладнена Бакейським соляним штоком (рис. 1). Нижньовізейські відклади Західно-Солохівського родовища майже не вивчені, проте верхньовізейський комплекс у різному обсязі розкритий більшістю свердловин родовища у складі XIIa, XII та XI МФГ. Для верхньовізейської товщі характерне ритмічне перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків і тонких карбонатних горизонтів.

Оскільки йдеться про глибокозалегаючі пласти, то незважаючи на досить простий макросклад, з боку мікроелементного складу породи візейського ярусу є дуже видозміненими за рахунок накладених процесів (катагенетичних перетворень), які могли мати як позитивний, так і негативний вплив на колекторські властивості порід.

Для оцінки катагенетичного впливу на ємнісні характеристики піщано-алевритових порід авторами були використані результати лабораторних петрофізичних досліджень кернавого матеріалу. Мікроскопічні дослідження дозволили встановити певні зміни в мінеральному складі, агрегатному стані мінеральних зерен та їхньої трансформації. Водночас, обмежена кількість зразків керна не дозволила навіть якісно оцінити масштаб ємнісних змін пісковиків та алевролітів уздовж розрізу свердловини (родовища). Лише дані геофізичних досліджень свердловин дозволили дослідити тенденції зменшення пористості порід зі збільшенням глибини, охопити вивченням усі пласти й прошарки та зробити апроксимацію мікроскопічних досліджень на всю територію.

При обробці даних стандартного, радіоактивного та акустичного каротажу було розраховано два основні показники – коефіцієнти глинистості та загальної пористості.

Визначення коефіцієнта пористості виконувалося за стандартною методикою за даними нейтрон-нейтронного та акустичного каротажу. Коефіцієнт глинистості був розрахований за даними ГК із використанням формули Ларіонова:

$$I_{gr} = Vsh = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

де GR – значення ГК в окремому інтервалі; GR_{min} – значення ГК у чистих пісковицях; GR_{max} – значення ГК у чистих глинах; Vsh – об'ємна глинистість.

На планшетах каротажних діаграм (рис. 3) наведено значення коефіцієнта пористості (K_p) для піщано-алевритових пластів із глинистістю менше 20% (праві колонки). Також нанесені криві зміни пластових температур і тиску. Сірим кольором виділені границі "температурного вікна", яке було виділено співробітниками УкрНДІГаз, як межа інтенсивних катагенетичних перетворень, що обмежується ізотермами 110 та 120 °C на основі виміряних та прогнозних температурних даних (Лукин і Гафич, 2016).

Візуально встановити на каротажних діаграмах суттєві зміни пористості саме через вторинні зміни порід практично неможливою. Тому був використаний статистичний аналіз вибірових сукупностей значень пористості зазначених літотипів порід у межах окремих інтервалів глибин.

Для статистичного аналізу були обрані породи одного літологічного типу з метою можливості якісного порівняння впливу катагенетичних перетворень. Зі схеми кореляції продуктивних горизонтів (рис. 2) видно, що всі перетворені/змінені породи належать до різних продуктивних горизонтів, але знаходяться в межах температурного вікна (св. 31 – Коломацька) та нижче нього. Це свідчить про те, що первинні літофаціальні особливості кам'яновугільних відкладів суттєво не впливають на інтенсивність вторинних перетворень.

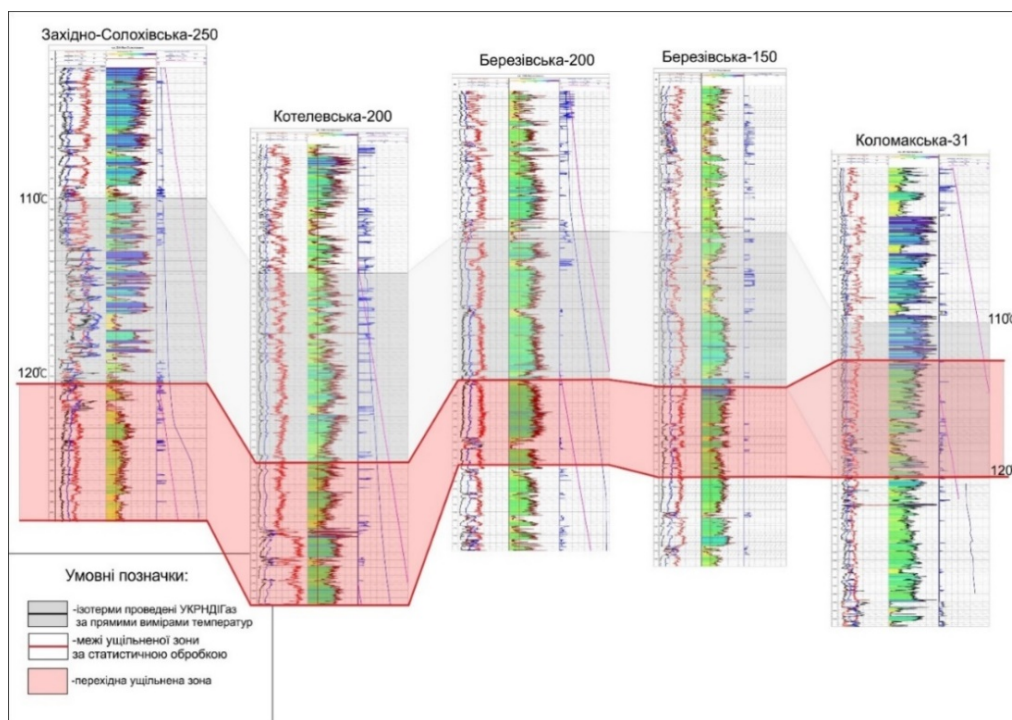


Рис. 3. Виділення ущільненої зони пісковиків за даними розрахунку коефіцієнта пористості

На рис. 4 наведена інформація щодо статистичного розподілу коефіцієнта пористості K_p по окремих інтервалах. Виявлено, що для св. 31 – Коломацька різке зменшення пористості пісковиків і алевролітів якраз приходить на діапазон глибин "температурного вікна" (4860–5140 м). Середнє значення пористості становить усього 0,06; вище по розрізу в сусідньому інтервалі глибин воно дорівнює 0,147. Для свердловин інших досліджуваних родовищ виявляється, що суттєве зменшення K_p (у т.ч. середніх значень) фіксується на глибинах нижче за характерне "температурне вікно". Так, діапазон глибин різкого зменшення пористості: для св. 200 – Березівська, св. 150 – Березівська – 4940–5160 м; для св. 200 – Котелевська – 5400–5700 м. Хоча в останній суттєве зменшення пористості починається вже в межах "температурного вікна" 5100–5400 м. Це дозволило авторам статті відкоригувати межі перехідної ущільненої зони (рис. 2, 3).

Із кореляційної схеми (рис. 2) видно, що ущільнена зона розміщена нижче "температурного вікна", за винятком св. 31 – Коломацька. Це може бути зумовлено багатьма факторами, але ущільненість породи є індикатором того, що вона пройшла вже через стадії початкового літогенезу й піддається катагенетичним змінам.

За Н.В. Логвиненко (Логвиненко і Орлова, 1987), утворення осадових порід – складний, багатостадійний процес, що регулюється фізико-хімічними та термодинамічними умовами середовища, діяльністю біосу (екзогенними факторами), з одного боку, та ендегенними – з іншого (привнесення ендегенної речовини у вигляді продуктів вулканічного виверження, гідротермальних розчинів, газових еманцій та дія теплового потоку).

У процесі утворення та формування осадових порід виділяють такі етапи:

- гіпергенез;
- седиментогенез;
- діагенез;
- катагенез;
- метагенез.

Наведена градація може змінюватись у різних авторів, але загальна закономірність розділення етапів/стадій утворення гірської породи (інтенсивність проявлення

накладених процесів) зберігається. На думку авторів, запропонована вище градація утворення та перетворення осадових порід є найбільш повною та відповідною до умов території досліджень. Головними факторами, що впливали на катагенетичні (пізньодіагенетичні) перетворення є хімічний склад пластового флюїду, температура, тиск і час (Worden and Burley, 2009). Кожна зі стадій має певні термобаричні та фізико-хімічні умови. Найважливішою є стадія катагенезу, коли відбувались найінтенсивніші зміни, що суттєво впливали на ємнісно-фільтраційні властивості порід. Якщо звернутись до градації саме процесу катагенезу, то найбільш доцільним буде використовувати градацію Н.Б. Вассоевича (Вассоевич, 1983), який виділяв ранню, середню та пізню стадії катагенезу, а саме: прото- (ПК1-ПК3), мезо- (МК1-МК5) та апокатагенез (АК1-АК4), які відрізняються одна від одної температурами, тисками та інтенсивністю перетворення порід. Наприклад, стадія мезокатагенезу характеризується температурами від 20 до 250 °С. Особливо цікавою є фаза пізнього катагенезу (Логвиненко і Орлова, 1987), або зони МК3-МК5 (65–250 °С), оскільки цей інтервал температур збігається з головною стадією генерації нафти та газу. Водночас, ущільнена зона, що виникає в інтервалі МК3-МК5 при температурах 110–120 °С (Зарицкий і Зарицкий, 2013), може мати велике значення для формування флюїдотриву – покришки для потенційного покладу вуглеводнів або ж передумовою наявності АВПТ.

Вивчені теригенні породи однозначно належать до зони катагенетичних перетворень. Власне ці зони мали значний вплив на ємнісно-фільтраційні властивості усіх літологічних типів порід. Найяскравіше вони відображаються у карбонатних породах. Тут переважну роль відіграють процеси вилугування, вторинної кальцитізації, доломітизації тощо. (Тунік та Огар, 2017).

У теригенних породах, перехід до зони пізнього катагенезу дуже добре ідентифікується за проявами зон розчинення кварцу, мікροстілолітовими контактами зерен та швами, за інкорпораційними структурами та конформним приляганням зерен одне до одного. При цьому різні типи вторинних перетворень відповідають певним стадіям катагенезу (Осіпова та Єгорова, 2010).

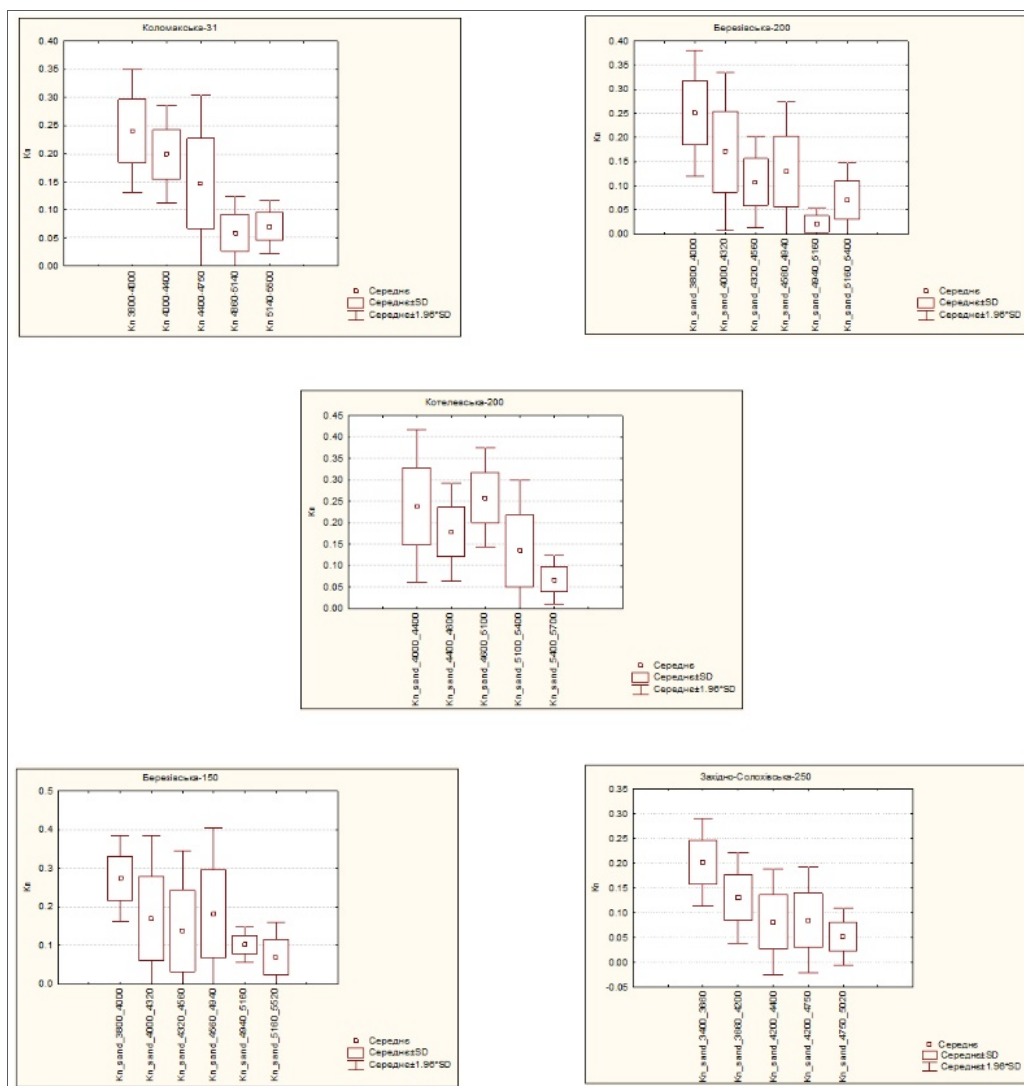


Рис. 4. Статистичні характеристики розподілів значень коефіцієнта пористості піщано-алевритових літотипів

Деякі дослідники наголошують на зв'язку покладів вуглеводнів з колекторами, первинна пористість яких повністю редукована в результаті аутигенної цементації (карбонати, кварц) і спорідненого структурного перетворення, що й робить породу щільною та майже непроникною (Лукин *и др.*, 2011). Відповідно, у температурній зоні, що досліджується, у результаті вторинних перетворень можуть утворюватися як колектори з тріщино-кавернозною пористістю, так і покришки, з повністю редукованою пористістю.

Нами в шліфах було виявлено мінеральні індикатори та вторинні зміни катагенетичної стадії літогенезу. Із раннім етапом катагенезу пов'язано утворення сидериту та каолініту. Спостерігаються окремі агрегати мікрористалічного каолініту (приблизно 5%) і скупчення сидериту в міжзерновому просторі, що можливо мало вплив на погіршення колекторських властивостей (рис. 5, а, г, з). У середньому катагенезі утворилися кальцитові цементи пойкилітового типу та сферокристали сидериту (рис. 5, в, ж). У цьому випадку майже весь первинний цемент замінений добре розкристалізованим кальцитовим цементом. У пізньому катагенезі відбувалася регенерація зерен кварцу. На фотографіях шліфів видно, що більшість (80%) зерен мають регенераційну кайму, що виникла одночасно з їхнім розчиненням (рис. 5, д, е). Приблизно 50% кварцевих зерен зазнали інтенсивного розчинення (первинні форми зерна не спостерігається; зерно кварцу виглядає таблитчасто та не має суцільного хвилястого

загасання, що характерно для цілісних зерен), 20% – середнього та слабого розчинення (видно первинну форму зерна). Приблизно 10% кварцевих зерен залишились стабільними й не змінилися. (рис. 5, а, б, ж).

У даній статті наведені найбільш показні приклади, що носять точковий характер, проте тренд наведених змін дуже добре прослідковується та корелюється між собою по глибині та латералі.

Вивчення шліфів теригенних порід під поляризаційним мікроскопом показало, що найбільших змін породи зазнали в температурній зоні 110–120 °С, що підтверджується стандартним комплексом лабораторних досліджень для оцінки ємнісних властивостей порід колекторів і загалом даними ГДС.

Проте у теригенних породах вторинна пористість утворюється здебільшого внаслідок зміни структури та меншою мірою – перетвореннями цементу. У ДДЗ вторинні зміни кам'яновугільних відкладів відіграють одну з найважливіших ролей при формуванні як колекторів, так і покришок (Смехов *и Дорофеева*, 1987).

Із планшетів геофізичних досліджень (рис. 3) видно, що межі температурної зони 110–120 °С, яка виділена співробітниками УкрНДІГаз, не є повністю задовільними й точними, оскільки не відповідають чітким стрибкоподібним змінам колекторських властивостей порід. Імовірно, у даному випадку також мають вплив палеотемператури та підняття-опускання території, що відбувались

у процесі тектонічного формування території. Після проведення статистичної обробки даних ГДС (рис. 4) був отриманий інший інтервал зі значно погіршеними ємнісними властивостями, що локалізується нижче температурного вікна, виділеного за методикою УкрНДІГаз. Як

наслідок, є доцільним скоригувати межі так званого "температурного вікна" відповідно до отриманих нових даних дослідження (табл. 1).

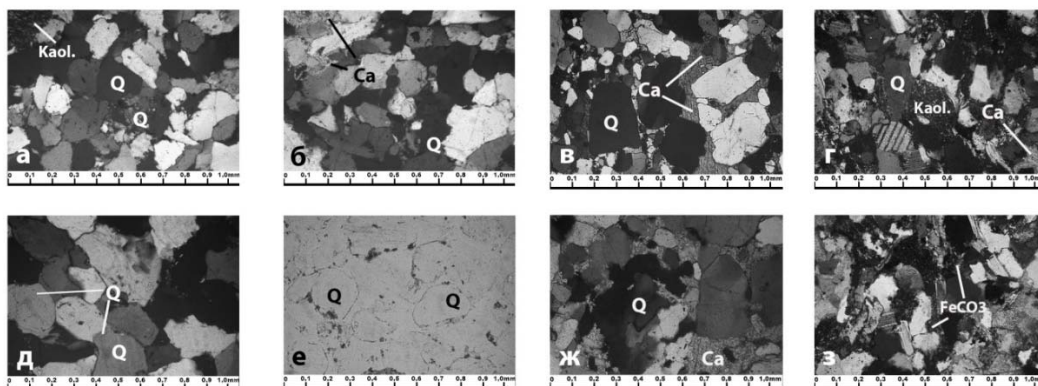


Рис. 5. Вторинні зміни в пісковиках нижньовізейського комплексу:

а, б – пісковики дрібнозернисті зі св. 200 – Котелевська, 5844,1 м, гор. В-23; розчинення зерен кварцу та утворення вторинного каолініту (а), карбонатизація (б) – $\times 10$ (схрещені ніколі); в, ж – пісковики дрібнозернисті зі св. 200 – Котелевська, 6067,1 м, гор. В-24-26; розчинення зерен кварцу (ж) та утворення кальцитового цементу пойкилітового типу (в) – $\times 10$ (схрещені ніколі); г, з – пісковики дрібнозернисті зі св. 31 – Коломацька, 5351,1 м, гор. С-4; утворення вторинного каолініту (г) та сидериту (з) – $\times 10$ (схрещені ніколі); д, е – пісковики різнозернисті зі св. 200 – Котелевська, 5571,4 м, гор. В-16; утворення регенераційної кайми по зернах кварцу – $\times 10$ (схрещені та паралельні ніколі)

Таблиця 1

Свердловина	Глибини локалізації ізотерм 110–120 °С		Автори статті	
	УкрНДІГаз			
	110 °С	120 °С	палеотемпература 110 °С	палеотемпература 120 °С
250 – Західносолохівська	4400	4750	4750	5020
200 – Котелевська	4600	5100	5400	5700
150 – Березівська	4560	4940	5160	5520
200 – Березівська	4560	4940	4560	5160
31 – Коломацька	4770,8	5143,3	4860	5140

З порівняльної таблиці (табл. 1) видно, що межі зони ущільнення або незначно зміщені, як у випадку зі свердловиною 31 – Коломацька, або зміщені на сотні метрів (св. 200 – Котелевська). Така розбіжність скоріш за все обумовлена впливом палеотемператур, які не збігаються із сучасними значеннями.

Ізотерму 110 °С, або верхню межу зони катагенетичних перетворень, можна не змінювати й погодитись із колегами з науково-дослідницького інституту та пояснити таку відмінність у перетвореннях нестачею часу дії сучасних температур, тому що фактор часу також є одним із найважливіших у процесах вторинних перетворень. Але нижня межа має бути зміщена.

Висновки. Зважаючи на дискусійність питання щодо проведення меж ущільненої в результаті вторинних процесів товщі, автори вважають недоцільним використання окремо статистичних та геологічних методів. Неможливо розрахувати лише математично та прогнозувати ті чи інші температури та зміни, що відбувались на конкретній глибині без спільного аналізу геологічної будови, історії розвитку, лабораторних досліджень ємнісних властивостей та мікроскопічного вивчення порід у прозорих шліфах. Так само неможливо виділити зону катагенетичного ущільнення лише за даними ГДС. Додатково слід розрізняти загальні підходи та критерії проведення ізотерм. Це можуть бути лише сучасні температури чи тільки палеотемператури, або сучасні з палеотемпературами разом. На думку авторів, використання найбільшої кількості критеріїв при оцінці стрибкоподібних змін колекторських властивостей при прогнозуванні можливого виникнення АВПТ є найдоцільнішим. Тому перехідну зону вторинних перетворень слід розширити від верхньої межі, виділеної за

методикою УкрНДІГаз, до нижньої межі, запропонованої авторами статті. Не менш доцільним є окремий аналіз товщі за інтенсивністю впливу накладених перетворень та визначення ємнісно-фільтраційних (породи-колектори) або екрануючих властивостей (покришки), необхідних для формування пасток вуглеводнів.

Список використаних джерел

- Вассоевич, Н.Б. (1983). Стадии литогенеза. Справочник по литологии (с. 85-96). Москва: Недра.
- Зарицкий, А.П., Зарицкий, П.В. (2013). Зональные особенности нефтегазоаккумуляции Днепровско-Донецкой впадины. *Вісник Харківського Національного Університету, Серія "геологія – географія – екологія"*, 39 (1084), 71-75.
- Зарицкий, О.П., Зінченко, І.І., Лизанець, А.В., Бенько, В. М. (2007). Спосіб прогнозування положення зони аномально високих пластових тисків. *Патент UA21316 МРК(2006) E 21B 47/00 E 21B 47/06 g 01 V 9/00 від 15.03.2007*.
- Зарицкий, О.П., Зінченко, І.І., Лизанець, А.В., Бенько, В.М. (2007). Спосіб попередньої оцінки величини аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах. *Патент UA22315 МРК(2006) E 21B 47/00 E 21B 47/06 g 01 V 9/00 від 25.04.2007*.
- Зінченко, І.І., Зарицкий, О.П. (2006). Наукове обґрунтування прогнозного розподілу пластових тисків і температур на площах і родовищах на етапі проектування ПРР. *Звіт з НДР (заключний) за договором 100 УГВ 2006-2006 (34.101/2006-2006)*. Харків: УкрНДІГаз.
- Логвиненко, Н. В., Орлова, Л. В. (1987). Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. Ленинград: Недра
- Лукин, А.Е., Гафич, И.П. (2016). О генезисе вторичных коллекторов нефти и газа на сверхбольших глубинах. *Доповіді Національної академії наук України*. (7), 86-94. DOI: doi.org/10.15407/dopovidi2016.07.086
- Лукин, А.Е., Шукин, Н.В., Лукина, О.И., Пригарина, Т.М. (2011). Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофизический журнал*, 33(1), 2-27.
- Осипова, Е.Н., Ежова, А.В. (2010). Влияние катагенетических преобразований на коллекторские свойства пласта Ю11 Хвойного нефтяного месторождения. *Известия Томского политехнического Университета. Инженерия георесурсов*, 317(1), 105-109.

10. Смахов, Е.М., Дорофеева, Т.В. (1987). Вторичная пористость пород-коллекторов нефти и газа. Ленинград: Недра.

11. Страхов, Н.М. (1960). Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. Основы теории литогенеза. Москва: Издательство АН СССР.

12. Стрижак, В.П., Стрижак, Л.І. та Вакарчук С.Г. (2012). Потенціал глинистих горизонтів східного нафтогазоносного регіону (на прикладі Центральної частини Дніпровсько-Донецької западини). *Збірник наукових праць "Проблеми нафтогазової промисловості"*, (1), 54-58.

13. Тунік, О.В., Огар, В.В. (2017). Вторинні зміни візейських карбонатних порід у проізоєсовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (Котельвсько-Березівський та Солохівсько-Диканський вали). *Науковий Вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти та газу*, 42(1), 7-16.

14. Dillinger, A., Ricard, L. P., Huddleston-Holmes, C. and Esteban, L. (2016). Impact of diagenesis on reservoir quality in a sedimentary geothermal play: a case study in the Cooper Basin, South Australia. *Basin Res*, 28: 252-272. doi:10.1111/bre.12109

15. Gong, X., Shi, Z., Wang, Y., Tian, Y., Li, W., & Liu, L. (2017). Characteristics and origin of the relatively high-quality tight reservoir in the Silurian Xiaohaba Formation in the southeastern Sichuan Basin. *PLoS ONE*, 12(7), e0180980. <http://doi.org/10.1371/journal.pone.0180980>

16. Worden, R. H., Burley, S. D. (2009). Sandstone Diagenesis: The Evolution of Sand to Stone. In Burley, S. D. and Worden, R. H. (Eds). *Sandstone Diagenesis*. doi:10.1002/9781444304459.ch

References

1. Dillinger, A., Ricard, L. P., Huddleston-Holmes, C. and Esteban, L. (2016). Impact of diagenesis on reservoir quality in a sedimentary geothermal play: a case study in the Cooper Basin, South Australia. *Basin Res*, 28: 252-272. doi:10.1111/bre.12109

2. Gong, X., Shi, Z., Wang, Y., Tian, Y., Li, W., & Liu, L. (2017). Characteristics and origin of the relatively high-quality tight reservoir in the Silurian Xiaohaba Formation in the southeastern Sichuan Basin. *PLoS ONE*, 12(7), e0180980. <http://doi.org/10.1371/journal.pone.0180980>

3. Logvinenko, N., & Orlova, L. (1987). Sedimentary rocks formation and alteration on the continent and in the ocean. *Leningrad: Nedra*. [In Russian]

4. Lukin, A., Schukin, N., Lukina, O., & Prigarin, T. (2011). Deep-seated Low Carboniferous in the central part of Dnieper-Donets depression. *Geophysical Journal*, 33(1), 2-27 p. [In Russian]

5. Lukin, A., & Gafich, I. (2016). On the genesis of secondary reservoirs of oil and gas at superdeep depths. *Reports of National Science Academy*, (7), 86-94. DOI: doi.org/10.15407/dopovid2016.07.086. [In Russian]

6. Osipova, Y., & Yegova, A. (2010). Catagenesis alterations effect on the filtration capacity properties of J11 layer of Hvoynoye oil deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 317(1), 105-109. [In Russian]

7. Smehov, Y., Dorofeyeva, T. (1987). Secondary porosity of petroleum reservoir rocks. *Leningrad: Nedra*. [In Russian]

8. Strahov, N. (1960). Types of lithogenesis and its propagation over Earth's surface. In *Basics of lithology*. Moscow: Science Academy of USSR. [In Russian]

9. Strygak, V., Strygak, L., & Vakarchuk, S. (2017). Prospects of deep-seated formation in the eastern oil and gas bearing region (in the case of the central part of the Dnieper-Donets depression). *Collection of scientific works "Problems and prospects of the oil and gas industry"*, (1), 54-58. [In Ukrainian]

10. Tunik, O., & Ogar, V. (2017). Secondary alterations of Visean carbonate rocks in the preaxial zone of the Dnieper-Donets depression (Kotylevsko-Berezivka and Solokha-Dykanska rampart). *Scientific Bulletin Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 42(1), 7-16. [In Ukrainian]

11. Vassoyevich, N. (1983). Lithogenesis Stages. In *Reference book of lithology* (pp. 85-96). Moscow: Nedra. [In Russian]

12. Worden, R.H. and Burley, S.D. (2009). Sandstone Diagenesis: The Evolution of Sand to Stone. In Burley, S.D. and Worden, R.H. (Eds). *Sandstone Diagenesis*. doi:10.1002/9781444304459.ch

13. Zaritskyi, O., & Zaritskyi, P. (2013). Zonality of oil and gas accumulations within Dnieper-Donets depression. *Visnyk of V.N. Karazin Kharkiv National University, Series "Geology. Geography. Ecology"*, 39(1084), 71-75. [In Russian]

14. Zarytskyi, O., Zinenko, I., Lizanets, A., Benko, V. (2007). Method of abnormally pressured zone prediction. Patent UF21316 MPK(2006) E 21B 47/00 E 21B 47/06 g 01 V 9/00 from 15.03.2007. [In Ukrainian]

15. Zarytskyi, O., Zinenko, I., Lizanets, A., Benko, V. (2007). Method of prior abnormal pressure magnitude estimation within oil and gas bearing basin. Patent UA22315 MPK(2006) E 21B 47/00 E 21B 47/06 g 01 V 9/00 from 25.04.2007. [In Ukrainian]

16. Zinenko, I., Zarytskyi, O. (2006). Scientific evidences of formation pressures and temperatures distribution within oil and gas bearing fields and areas during exploration works. *Research report (final) on the agreement 100 UGV 2006-2006 (34.101/2006-2006)*. Kharkiv: UkrNDIGaz. [In Ukrainian]

Надійшла до редколегії 25.05.18

O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Professor,

E-mail: karpenko.geol@gmail.com,

O. Tunik, PhD student, E-mail: alyonatunik1@gmail.com

Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology

90 Vasykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

REFINEMENT OF THE INTERVAL WITH ABRUPT CATAGENETICAL ALTERATIONS OF THE SEDIMENTARY ROCKS IN SOME OIL AND GAS FIELDS IN DDB

The article elaborates on the topic about abrupt catagenetical alterations in sedimentary rocks and postulates the topicality and problematics of the study during exploration of new and already existing oil and gas deposits. The goal of the research is the identification of compacted zone which was formed under secondary physical and chemical processes within 110–120 °C temperature interval (including possible paleotemperature effect).

To get the most qualitative/comprehensive results, integrated analysis of lithology, petrophysical characteristics of cored intervals in the slide sections and geological information has been done by the authors. Essential part of the article is devoted to the methodology, study description and interpretation of outcome results. Four gas condensate fields were chosen based on their similarity. They have similar tectonic, structural, generation and accumulation conditions and all of them are located in the axial and pre-axial zone of the central part of Dnieper-Donets basin. After well log data processing and precise microscopy study of slide sections, the authors concluded that 110–120 °C temperature surfaces, which frame compacted and altered zone (identified by the Ukrainian Research Institute of Gas), have to be shifted according to new research findings.

Practical value of this work is to identify compacted and decompact zones at a great depth, which can be an indirect indicator of traps existence for hydrocarbons and possible manifestations of abnormal pressures.

Keywords: catagenesis, Lower Carboniferous, sandstone, siltstone, hydrocarbons, well logging, microscopy.

A. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,

E-mail: karpenko.geol@gmail.com,

O. Тунік, асп., E-mail: alyonatunik1@gmail.com

Київський Національний Університет імені Тараса Шевченка

ул. Васильківська, 90, г. Київ, 03022, Україна

УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ СКАЧКООБРАЗНЫХ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ДДВ

Рассмотрены актуальность и проблематика изучения вторичных изменений осадочных пород при поиске новых и изучении уже известных залежей углеводородов. Целью исследования является выделение зоны уплотненных пород, которая сформировалась под влиянием вторичных физико-химических преобразований в пределах изотерм 110–120 °C (включая возможное влияние палеотемператур).

При выполнении поставленного задания были применены комплексные исследования состава пород в прозрачных шлифах, их петрофизических характеристик и геологической информации для достижения наиболее качественного (достоверного) результата. Основная часть статьи посвящена методике и описанию хода исследования, обработке полученных данных. Для изучения были выбраны четыре газоконденсатных месторождения, сходных по геологическим условиям, которые локализируются в Центральной части Днепровско-Донецкой впадины, в её осевой и приосевой зонах. После анализа данных ГИС и результатов микропетрографических исследований кернового материала, авторы пришли к выводу, что границы интервалов с заметными катагенетическими изменениями, которые были выделены по методике УкрНИИГаз, должны быть существенно смещены в соответствии с полученными результатами.

Практическая значимость работы состоит в выявлении уплотненных и разуплотненных зон на больших глубинах, что может косвенно указывать на наличие дополнительных ловушек для углеводородов или свидетельствовать о возможных проявлениях аномально высоких пластовых давлений.

Ключевые слова: катагенез, нижний карбон, песчаники, алевролиты, углеводороды, ГИС, микроскопия.