

М. І. ОРЛЮК¹, В. В. ДРУКАРЕНКО^{1*}, І. І. ОНИЩУК², Є. В. СОЛОДКИЙ³¹ Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, пр. Палладіна, 32, м. Київ, Україна, 03680. Toly_D@ukr.net, тел. 0681190381² Київський національний університет імені Тараса Шевченка ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, Україна, 03022³ ТОВ "ДТЕК НАФТОГАЗ", вул. Льва Толстого, 57, м. Київ, Україна, 01032ЗВ'ЯЗОК ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИБИННИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РАЙОНУ
З ГЕОМАГНІТНИМ ПОЛЕМ ТА РОЗЛОМНО-БЛОКОВОЮ ТЕКТОНІКОЮ<https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>

Мета дослідження. Дослідити фізичні властивості порід-колекторів Семиренківського родовища Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району (НГР) Дніпровсько-Донецького авлакогену для оцінки їх фільтраційно-ємнісних властивостей, а також обґрунтування зв'язку нафтогазових родовищ із джерелами локальних магнітних аномалій, які виникають при проходженні вуглеводнів. **Методика досліджень** полягає в експериментальному вивченні зразків порід (циліндри), а саме у вимірюванні магнітної сприйнятливості на капометрі МФК1-В та у визначенні густини і відкритої пористості за стандартними методиками, у аналізі та зіставленні отриманих даних з геолого-тектонічними картами району досліджень. **Результати.** Отримані значення магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості зразків порід-колекторів з 11 свердловин Семиренківського родовища, які представлені пісковиками, алевритистими пісковиками, вапняками та алевролітами. Досліджено розподіл даних параметрів із глибиною, а також розраховано їхні кореляційні залежності. У всіх свердловинах зафіксовано обернену кореляцію між відкритою пористістю та густиною для всіх типів порід. Чітких закономірностей щодо зв'язку магнітної сприйнятливості та густини не виявлено. Використаний комплексний підхід у проведенні експериментальних досліджень у сукупності з теоретичними даними, аналізом геомагнітного поля та розломно-блоковою тектонікою дає можливість усебічно проаналізувати та пояснити сучасну нафтогазоносність Глинсько-Солохівського НГР, сформулювати критерії глибинної нафтогазоносності земної кори досліджуваного регіону, виділити вертикальні шляхи міграції вуглеводнів. **Наукова новизна.** Вперше для Семиренківського родовища виконано петрофізичні дослідження порід у комплексі з аналізом магнітного поля та розломної тектоніки території, а саме отримано магнітометричні та фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід-колекторів, що дають змогу детальніше та більш комплексно вивчити вуглеводневий потенціал згаданого району. **Практична значущість.** Отримані результати доповнюють інформацію про петрофізичні властивості гірських порід досліджуваного регіону. Для Семиренківського родовища, на підставі наявності локальної магнітної аномалії та вузла перетину Криворізько-Крупецького та субширотного розломів, можна прогнозувати наявність "ешелонованого" газоконденсатного покладу, включно з низами осадового чохла та кристалічним фундаментом.

Ключові слова: фізичні властивості порід; магнітна сприйнятливість; локальні та регіональні аномалії магнітного поля; Семиренківське родовище; родовища вуглеводнів.

Вступ

Упродовж останніх десятиліть встановлена промислова нафтогазоносність осадових комплексів на глибинах понад 4 км у різних регіонах світу, зокрема в США та В'єтнамі [Тектоника..., 2015; Лукин, Щукін, Лукина, Пригарина, 2011; Лукин, Щукін, 2005]. В Україні найбільші дебіти газу з глибокозанижених колекторів у ДДЗ отримані на декількох газоконденсатних родовищах, зокрема Рудівському (із св. 1, інтервал 5750–5790 м, горизонт Т-1) з дебітом 1020 тис. м³/доб [Лукин и др., 2011]. У зв'язку з цим важливим є пошук критеріїв глибинної нафтогазоносності земної кори. Одним із таких критеріїв є експериментально виявлена зміна намагніченості порід на

шляхах проходження вуглеводнів [Орлюк, 1999]. Такі зміни досліджувались на зразках порід у різних регіонах світу, зокрема у Китаї [Liu, Chan, Liu, Yang, 2006], Колумбії [Costanzo-Álvarez, Bayona, Aldana, Blanco, 2012], Венесуелі [Aldana, Costanzo-Alvarez, Díaz, 2003], Великобританії [Abubakar et al., 2015] та інших країнах. Експериментальні дослідження показали підвищені значення магнітної сприйнятливості та залишкової намагніченості осадових порід (сидеритів, аргілітів, вапняків та пісковиків) з вуглеводневих родовищ, які авторами пояснюються утворенням магнітних мінералів – магнетиту, гематиту, піротину. Зокрема, у роботі [Abubakar et al., 2015] під час нагрівання зразків глини із вмістом керогену, при 250 °С спостерігався пік утворення

нових магнітних мінералів, при 300 °C відбувався спад їх вмісту, а при 320 °C – знову зростання. Автори пояснюють ці стрибки утворенням піротину, хоча не виключають також наявність магнетиту та грейгіту. Розмір новоутворених зерен складає (<10 нм), що дає змогу їм мігрувати разом із вуглеводневими флюїдами, та утворювати джерела магнітних аномалій над родовищами вуглеводнів. Подібний експеримент також проведено на зразках осадових порід Центральної частини та Чернігівського сегменту ДДА, різке збільшення магнітної сприйнятливості спостерігалось також при 250 °C [Орлюк, 1999; Друкаренко, 2017]. Для Чернігівського сегменту ДДА показано, що певна зміна намагніченості порід на шляхах прогнозованої міграції глибинних вуглеводнів та у місцях розташування їх родовищ відбувається у всьому розрізі земної кори, включно з осадовою товщею [Друкаренко, 2017; Орлюк, Друкаренко, 2018]. Тут для більшості досліджених свердловин на різних глибинах виділені розущільнені різнотипні породи з підвищеною магнітною сприйнятливостю, зокрема аргіліти поблизу кристалічного фундаменту. Перспективність виявлених зон у межах осадового чохла обґрунтовано приуроченістю цих зон до магнітних джерел у кристалічному фундаменті, а також зв'язком із глибинними крайовими розломами ДДА, трансрегіональним тектонічним швом Херсон–Смоленськ і супутніми їм розломами, які розглядаються як шляхи надходження глибинних вуглеводнів.

Існують також дослідження щодо ролі живих організмів (мікробів) у формуванні магнітних мінералів в присутності сирої нафти [Aldana et al., 2003, Costanzo-Alvarez et al., 2006 та ін.]. Детальний аналіз досліджень зв'язку між магнітною мінералогією та біодеградацією нафти на прикладі осадових нафтовміщуючих порід з Колумбії, Великобританії, Канади та Індонезії викладений у статті [Emmert et al., 2013]. Зроблено висновок про те, що нафта низької якості характеризується підвищеним вмістом мультидоменного магнетиту у своєму складі, а також наявністю гематиту. Біодеградація є подвійним процесом, в якому спершу аліфатичні вуглеводні видаляються, що знижує якість нафти, а по-друге, магнітні ознаки (маркери) утворюються і руйнуються. На думку авторів, ці складні процеси дають змогу пояснити деякі протиріччя щодо зв'язку родовищ вуглеводнів з магнітними мінералами.

Ефективність застосування магніторозвідки та гравірознавства при прямих пошуках вуглеводневих басейнів та розмежування вуглеводневих структур доведено на прикладі нафтових родовищ Мурадханли, Арабкубали та Джафарли в центральному Азербайджані [Gadirov, Eppelbaum, 2012]. Особливу увагу приділено виявленню субвертикальних зон над покладами. Зміни фізичних властивостей порід зафіксовано у

розрізах родовищ Мурадханли та Джафарли. Так, у роботі [Гадиров, 2013] при аналізі даних, отриманих із нафтоносних та “порожніх” свердловин, що належить до різних стратиграфічних комплексів, виявили значну відмінність між значеннями магнітної сприйнятливості порід над та під покладами вуглеводнів та оточуючими породами. При переході в зону розташування поклада вуглеводнів магнітна сприйнятливість зменшувалась від 1,5 до 8 разів для різних відкладів.

Вивчення магнітних характеристик осадових порід виявилось ефективним і для інших нафтогазоносних районів України, зокрема центральної частини ДДА, Передкарпатського прогину, Волино-Поділля [Максимчук, Кудеравець, 2009; Максимчук, Кудеравець, Просим'як, Степанюк, Мончак, 2006; Кудеравець, Максимчук, Чоботок, Тимошук, 2014].

Згідно з теоретичними дослідженнями та результатами експериментального вивчення зразків порід у сукупності з геомагнітними даними та розломно-блоковою тектонікою можна пояснити сучасну нафтогазоносність Глинсько-Солохівського району та виокремити канали вертикальної міграції вуглеводнів, а також прогнозувати їх наявність у низах осадового чохла та кристалічному фундаменті. Зокрема у роботі [Сейфуль-Мулюков, 2012] наголошується на вертикальній міграції вуглеводнів як єдиному можливому шляху надходження вуглеводнів із земних глибин. На думку автора, доказом цього є породи в осадовій товщі земної кори, що містять вуглець у невеликих концентраціях, у відкладах і палеозойського, і кайнозойського віку.

Семиренківське родовище розташоване у межах Лохвицької регіональної магнітної аномалії (з інтенсивністю 300 нТл) північно-західного простягання, узгодженого з простяганням Центрального грабену Дніпровсько-Донецького авлакогену (рис. 1,б). Оглядова схема району розташування Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району та Семиренківського родовища див. на рис. 1,а. Це родовище розташоване у вузлі перетину Центрального поздовжнього, Криворізько-Крупецького поперечного розломів та розлому південно-східного простягання [Пашкевич, Орлюк, Лебедь, 2014], що є регіональними ознаками нафтогазоносності [Тектоника..., 2015]. Згідно з рис. 1,в практично всі родовища Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району знаходяться у межах позитивних локальних магнітних аномалій, а безпосередньо Семиренківське родовище розташоване у межах локальної аномалії субширотного простягання інтенсивністю 90 нТл. Отже, і для цього району працює закономірність щодо приуроченості родовищ до місць розташування позитивних магнітних аномалій [Орлюк, 1999; Орлюк, Пашкевич, 2011].

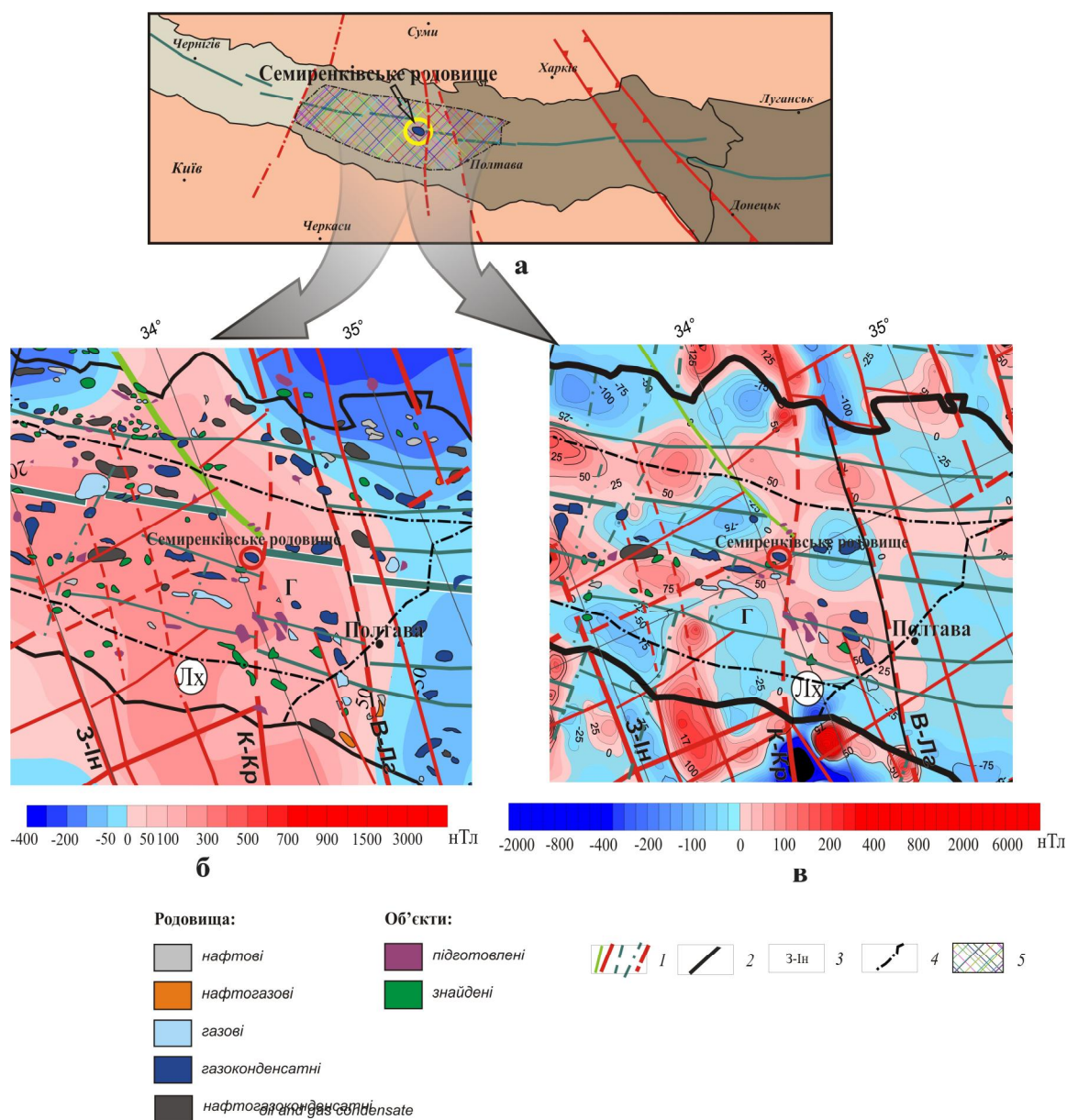


Рис. 1. Оглядова схема та карти регіональної ($\Delta T_{a,reg}$) (а) та локальної ($\Delta T_{a,лок}$) (б) компонент геомагнітного поля району розташування Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району та Семиренківського родовища

Умовні позначення: 1 – головні розломи; 2 – границя ДДА; 3 – розломи: К-Кр – Криворізько-Крупецький, 3-Ін – Західно-Інгупецький, В-Лг – Верховцевсько-Львовський; 4 – межа Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району; 5 - Глинсько-Солохівський НГР (на схемі); Лх – Лохвицький сегмент ДДА; Г – Глинсько-Солохівський НГР; розташування родовищ, розломи та нафтогазоносне районування за [Тектоника..., 2015; Карта..., 2009]

Методика досліджень

Дослідження проводились на зразках порід циліндричної форми (310 зразків) з 11 свердловин, які літологічно представлені пісковиками, алевритистими пісковиками, алевролітами та вапняками. Зразки відібрані з глибин в інтервалі від 3741 м (св. 1) до 6535 м (св. 17) та належать до продуктивних горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19, В-24, В-26, Б-8-9, Б-10-11, Б-12 та частково горизонтів С-6, С-9, С-19-20, С-21, С-22-23, Ф. Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалася шляхом зважування та визначення геометричних розмірів

лабораторних зразків (циліндри та куби), а насичених зразків – методом гідростатичного зважування за стандартною методикою [Дортман, 1984] в петрофізичній лабораторії ННІ “Інститут геології” КНУ ім. Тараса Шевченка. При виконанні лабораторних дослідженнях коефіцієнт відкритої пористості визначався ваговим методом при насиченні зразків гірських порід розчином NaCl з мінералізацією 160 г/л та газом з використанням стандартних методик. Для вимірювань застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність 0,001 г). Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості складала 1,2 %.

Вимірювання об'ємної магнітної сприйнятливості χ здійснювались за допомогою магнітометра MFK1-B з чутливістю $6 \cdot 10^{-8}$ СІ в ЦКК "Магнітна станція Демидів" Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України.

Як уже зазначалося, експериментально досліджувались магнітна сприйнятливості, густина, пористість зразків порід та розраховувались кореляційні залежності між цими параметрами. За результатами досліджень побудовано графіки розподілу параметрів із глибиною для кожної свердловини та проаналізовано їх співвідношення між собою, як у межах окремих горизонтів порід-колекторів, так і між ними.

Результати досліджень

Результати досліджень представлені у вигляді діаграм розподілу магнітної сприйнятливості, густини і пористості порід з глибиною та їх співвідношення між собою. Середні значення досліджуваних параметрів наведені у табл. 1, 2. Розглянемо детальніше фізичні властивості порід для окремих свердловин.

У свердловині 1 зразки відбирались із глибин 3741–5070 м, хоча тут є кілька доволі потужних інтервалів, з яких керн не відібрано. Виділено декілька горизонтів, породи представлені пісковиками та алевролітами. Зверху вниз: горизонт Б – 8–9 (4 зразка) характеризується найбільшими значеннями χ – $(18-42) \cdot 10^{-5}$ СІ, хоча є зразок з аномально низьким значенням $0,23 \cdot 10^{-5}$

СІ. Горизонт Б-12 найбільш магнітний – $(31,6-46,3) \cdot 10^{-5}$ СІ (4 зразки). В горизонті С-6 є 3 зразка – $(5,2-6,8) \cdot 10^{-5}$ СІ, в горизонті С-9 – 1 зразок з $\chi = 24,2 \cdot 10^{-5}$ СІ. Горизонт С-19-20 м представлений 3 зразками з підвищеною магнітною сприйнятливостю $(18,8-26,6) \cdot 10^{-5}$ СІ. В горизонті С-21 3 зразка $(6,4-21,8) \cdot 10^{-5}$ СІ, в горизонті С-22-23 також 3 зразка з магнітною сприйнятливостю в межах $(7,8-9,2) \cdot 10^{-5}$ СІ, в горизонті В-16 також 3 зразка з $\chi = (8,9-14,9) \cdot 10^{-5}$ СІ. Можна відмітити горизонт С-19-20 з підвищеними на фоні інших значеннями магнітної сприйнятливості в інтервалі 4360–4538 м, куди входять 2 зразка з горизонтів С-21 та С-9 (рис. 2). Спостерігається незначне збільшення густини з глибиною, магнітна сприйнятливості зменшується з глибиною ($r = -0,58$). Коефіцієнт кореляції між χ та густиною становить 0,32; між пористістю та густиною – $(-0,84)$. Виділяються 2 прошарки алевролітів з підвищеними значеннями магнітної сприйнятливості в інтервалі 3964–4220 м – $(29-46) \cdot 10^{-5}$ СІ та відкритої пористості – 5,9–7,3%, та низькими значеннями χ $(5,3-6,8) \cdot 10^{-5}$ СІ і пористістю 1,7–3,6 % в інтервалі 4222–4360 м. Густина цих порід в першому інтервалі нижча – 2542 кг/м^3 , в другому вища – 2529–2627 кг/м^3 . Середнє значення χ алевролітів складає $22,5 \cdot 10^{-5}$ СІ. Коефіцієнт кореляції між магнітною сприйнятливостю та пористістю для алевролітів становить 0,81. Середні значення досліджуваних параметрів див. у табл. 1, 2.

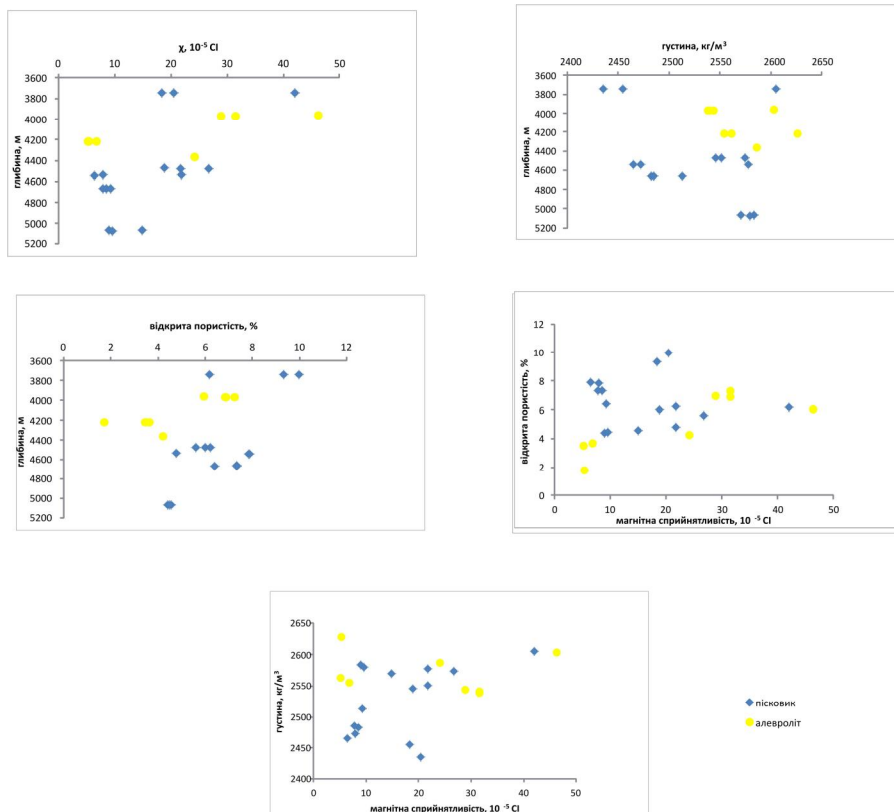


Рис. 2. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 1

Таблиця 1

Середні значення досліджуваних параметрів для пісковиків

№ свердл./знач. парам.	Магнітна сприйнятливість, 10^{-5} CI	густина, кг/м ³	Відкр. пористість, %
1	16,21	2526	6,55
5	3,9	2517	5,96
18	10	2557	4,48
21	4,22	2474	7,5
67	1,94	2408	9,36

Таблиця 2

Середні значення досліджуваних параметрів для алевритистих пісковиків

№ свердл./знач. парам.	Магнітна сприйнятливість, 10^{-5} CI	густина, кг/м ³	Відкр. пористість, %
16	6,23	2510	6,1
18	13,7	2560	5,09
21	6,08	2480	6,68
64	5,33	2476	6,6
67	2,54	2406	9,2

У свердловині 2 всього 5 зразків пісковиків з χ в межах $(1,1-1,42) \cdot 10^{-5}$ CI.

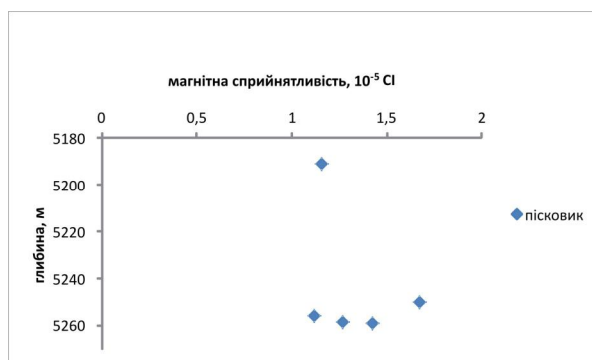


Рис. 3. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 2

У свердловині 4 значення χ пісковиків горизонтів В-17 та В-18 (2 зразка) змінюються в межах $(3,2-35) \cdot 10^{-5}$ CI, є зразок із високим значенням ($\chi=60 \cdot 10^{-5}$ CI). В горизонті В-17

(5180–5278 м) значення менші, ніж у В-18 (5381–5552 м). Середнє значення магнітної сприйнятливості складає $18,2 \cdot 10^{-5}$ CI (рис. 4).

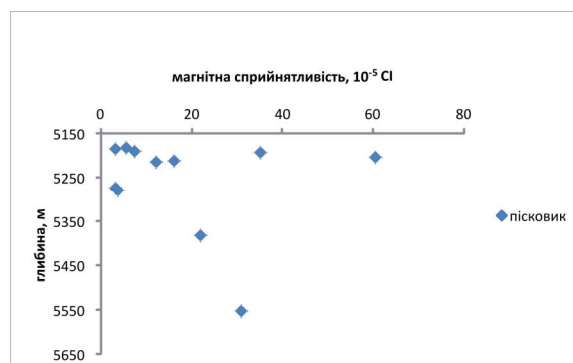


Рис. 4. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 4

У свердловині 5 зразки відбирались з глибин 5150–5699 м. Найбільші значення магнітної сприйнятливості пісковиків спостерігаються в горизонті В-16 ($5,3\text{--}6,9 \cdot 10^{-5}$ СІ на глибині 5160–5285 м, горизонт В-17 характеризується нижчими значеннями – $(2,7\text{--}5) \cdot 10^{-5}$ СІ, в горизонті В-18 є два зразки з дуже низькими значеннями χ : $0,45 \cdot 10^{-5}$ СІ та $-0,05 \cdot 10^{-5}$ СІ. Найнижчі значення зразків у горизонті В-19 – $(1,6\text{--}3,2) \cdot 10^{-5}$ СІ. Тобто можна говорити про зменшення магнітної сприйнятливості з глибиною ($r = -0,54$) на фоні підвищення густини (рис. 5). Коефіцієнт кореляції між пористістю та густиною становить $(-0,99)$.

У свердловині 9 всього 5 зразків пісковиків горизонту В-16, і вони характеризуються значеннями магнітної сприйнятливості в межах $(0,8\text{--}3,4) \cdot 10^{-5}$ СІ.

Свердловина 16 (5080–5317 м). В інтервалі (5216–5236 м) горизонту В-17 значення магнітної сприйнятливості та густини алевритистих пісковиків більші, ніж в інтервалі (5300–5316 м) горизонту В-18: $(1,5\text{--}14,3) \cdot 10^{-5}$ СІ та $(1,9\text{--}8,8) \cdot 10^{-5}$ СІ відповідно (рис. 7). Магнітна сприйнятливість зменшується з глибиною ($r = -0,45$), так само, як і густина ($r = -0,55$), відкрита пористість збільшується з глибиною – ($r = 0,47$). Коефіцієнт кореляції між пористістю та густиною дорівнює $-0,93$.

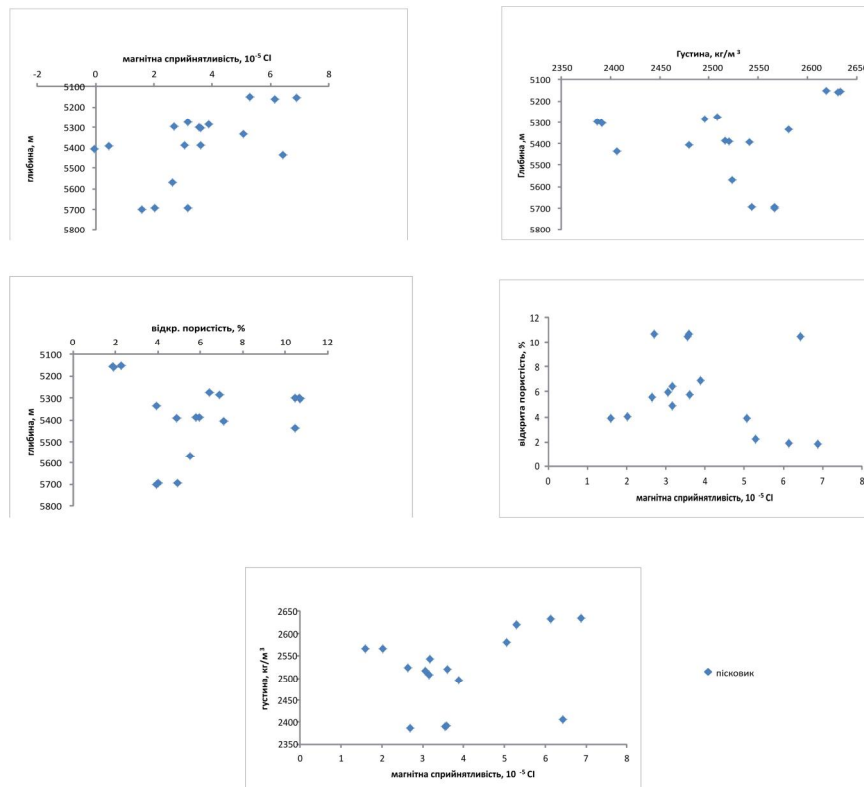


Рис. 5. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 5

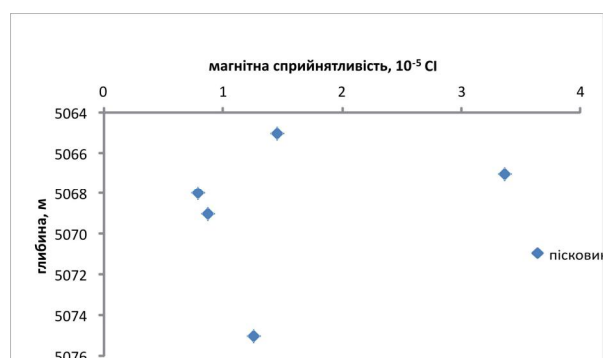


Рис. 6. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 9

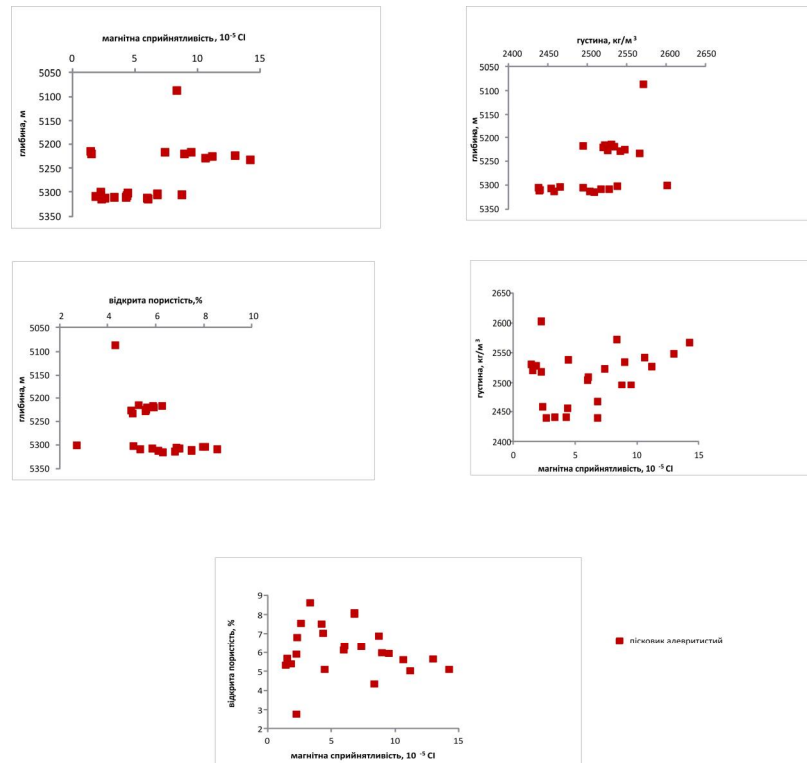


Рис. 7. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 16

У свердловині 17 (5960–6532 м) зразки з горизонтів В-24 та В-26 представлені вапняками, в горизонті Ф – алевритистими пісковиками (2 зразка) та характеризуються дуже низькими значеннями χ ($-0,8$ – $2,8$) $\cdot 10^{-5}$ CI (рис. 8). Коефіцієнт кореляції між пористістю та густиною становить $-0,9$, між іншими параметрами кореляційні залежності відсутні. Як відомо, вапняки складаються в основному, з кальциту [Печерський, 1985], а карбонат кальцію (CaCO_3) характеризується від'ємним значенням молярної магнітної сприйнятливості – до $-40 \cdot 10^{-6}$ $\text{см}^3 \text{мол}^{-1}$ [Landolt-Bornstein, 1986]. Цим можна пояснити від'ємні значення магнітної сприйнятливості вапняків. Як зазначають автори [Лукин и др., 2011], нафтогазоносність літосфери контролюється зонами метасоматозу. Широкий прояв нафтидометасоматозу, який залежить, насамперед, від мінерального та хімічного складу, петрофізичних властивостей порід, що складають його субстрат, спостерігається і в карбонатних породах, наприклад, метасоматичних нафтоносних доломітах, розвинених по біогенних вапняках. Автори зазначають, що чисті біогенні та кристалічно-зернисті вапняки утворюють субстрат, на якому чітко проявляються всі накладені процеси, зокрема й метасоматичне заміщення [Лукин и др., 2011]. Наголошується

також на міцності та високій щільності, з редукованою первинною пористістю порід із проявами метасоматозу, як, наприклад, у кварцитопісковиках, з якими пов'язані продуктивні горизонти нижнього карбону центральної частини ДДЗ. Досліджувані нами вапняки мають найбільшу густину та найменшу відкриту пористість серед усіх порід. Від'ємні значення магнітної сприйнятливості цих вапняків можна додатково пояснити також присутністю вуглеводнів, оскільки, як відомо, нафта є діамagnetиком [Ергин, Яруллин, 1979]. Тому вони можуть бути типовим представником вторинного колектора, але для цього необхідно провести мінералогічні дослідження для вивчення мінерального, хімічного складу та структури цих порід.

Свердловина 18. Магнітна сприйнятливість алевритових пісковиків та пісковиків у межах горизонту В-19 закономірно збільшується з глибиною, досягаючи значень $\chi = (22\text{--}26) \cdot 10^{-5}$ CI в інтервалі 5605–5612 м, зменшуючись далі до $9,0 \cdot 10^{-5}$ CI (5615 м) (рис. 9). Густина порід закономірно зменшується з глибиною від 2630 кг/м^3 на глибині 5590 м до 2500 кг/м^3 – на 5615 м. Звичайно, що виявлено суттєвий обернений зв'язок між пористістю та густиною ($r = -0,89$).

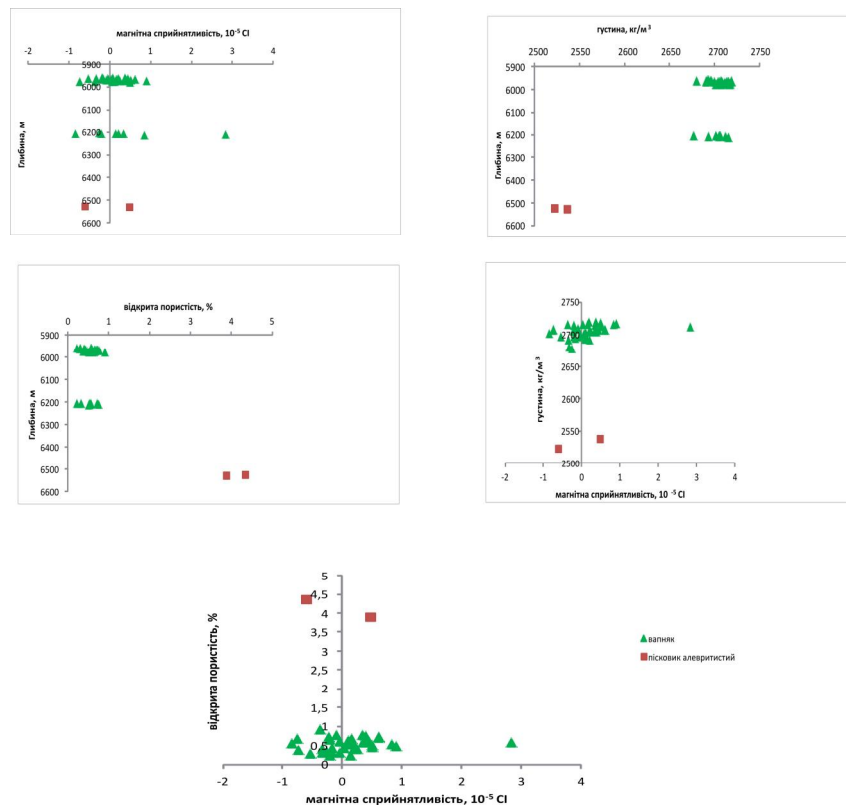


Рис. 8. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 17

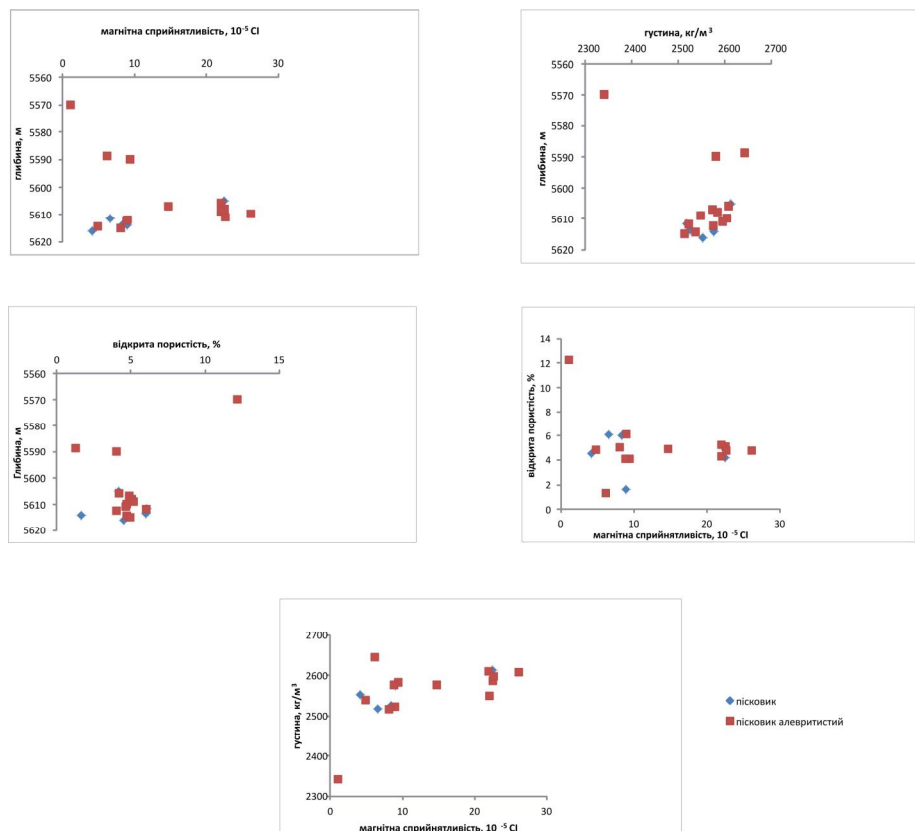


Рис. 9. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 18

Свердловина 21 (5577–5588 м). У межах горизонту В-19 виділяється невеликий прошарок пісковиків та алевритистих пісковиків (5582–5586 м) з підвищеними значеннями χ – $(4,25\text{--}19,7) \cdot 10^{-5}$ СІ. На інших глибинах магнітна сприйнятливості дуже незначна $(0,5\text{--}6,2) \cdot 10^{-5}$ СІ (рис. 10). За цього в інтервалі глибин 5584–5586 м густина пісковиків зменшується, а алевритистих пісковиків –

збільшується. В інтервалі 5581–5581,8 м виділяється прошарок порід, в яких магнітна сприйнятливості порід зменшується, а густина підвищується. Спостерігається незначний зв'язок магнітної сприйнятливості і густини ($r=0,47$) та обернений – з відкритою пористістю ($r=-0,37$) для всіх типів порід. Тісний зв'язок спостережено між пористістю та густиною ($r=-0,97$).

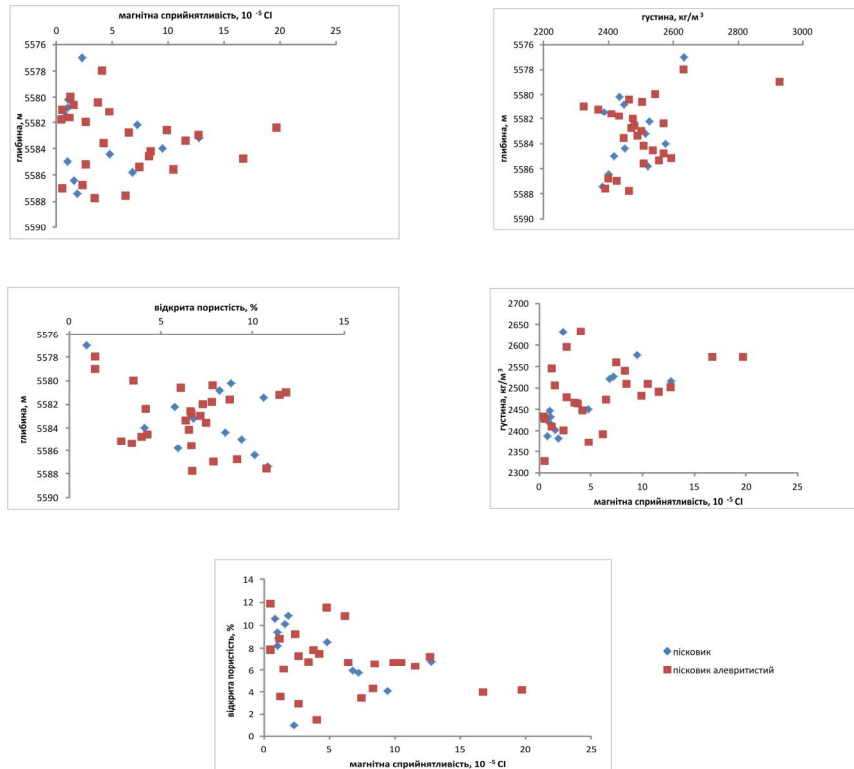


Рис. 10. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 21

У свердловині 64 (5248–5386 м). Виділено горизонти В-17 та В-18, які представлені алевритистими пісковиками. В горизонті В-17 значення магнітної сприйнятливості перебувають у межах $(0,6\text{--}5,3) \cdot 10^{-5}$ СІ. В горизонті В-18 є два інтервали: на глибині 5344–5357 м зразки з магнітною сприйнятливості в межах $(-0,3\text{--}4,9) \cdot 10^{-5}$ СІ, є 2 зразки з підвищеними значеннями цього параметра: $15,2 \cdot 10^{-5}$ СІ та $23,8 \cdot 10^{-5}$ СІ. На глибині 5381–5386 м – $(3,1\text{--}24) \cdot 10^{-5}$ СІ (рис. 11). Коефіцієнт кореляції між відкритою пористістю та густиною складає $-0,97$, між іншими параметрами кореляційні залежності вкрай незначні. Якщо осереднити значення цих трьох параметрів по інтервалах 5240–5300 м, 5340–5360 м та 5380–5390 м, то можна зробити висновок, що магнітна сприйнятливості збільшується з глибиною ($r=0,3$): $\chi_{\text{сер.}}=3,39 \cdot 10^{-5}$ СІ, $\chi_{\text{сер.}}=4,42 \cdot 10^{-5}$ СІ та $\chi_{\text{сер.}}=9,62 \cdot 10^{-5}$ СІ відповідно. Найменшими значеннями густини характеризуються породи в інтервалі 5340–5360 м

з $\sigma_{\text{сер.}}=2462$ кг/м³ і найвищою пористістю 7,04 %, найменшими – в інтервалі 5380–5390 м з $\sigma_{\text{сер.}}=2491$ кг/м³ і відкритою пористістю 6,38 %. В інтервалі 5240–5300 м середнє значення густини порід дорівнює 2484 кг/м³, відкритої пористості – 6,19 %.

Свердловина 67 (5482–5515 м). Породи горизонту В-19 в інтервалі 5490–5500 м характеризуються підвищеними значеннями магнітної сприйнятливості $((5\text{--}28,2) \cdot 10^{-5}$ СІ) та густини (2620 кг/м³) пісковиків та алевритових пісковиків на фоні їх незначних величин ($\chi= (-0,06\text{--}2,2) \cdot 10^{-5}$ СІ, $\sigma=2270\text{--}2460$ кг/м³) (рис. 12). Зауважимо наявність на глибині 5509–5513 м 3 зразків із підвищеними значеннями магнітної сприйнятливості ($\chi=11,5\text{--}17,8) \cdot 10^{-5}$ СІ). Густина незначно підвищується з глибиною ($r=0,35$). Кореляційні залежності досліджуваних параметрів вкрай незначні, за виключенням пористості та густини – ($r = -0,98$).

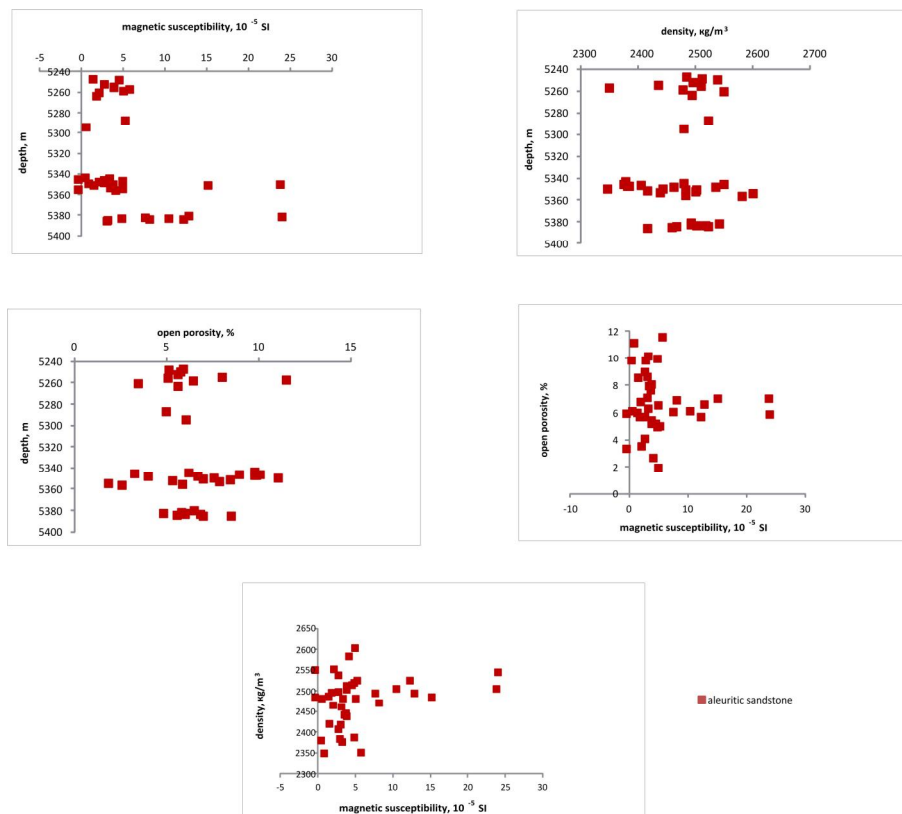


Рис. 11. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 64

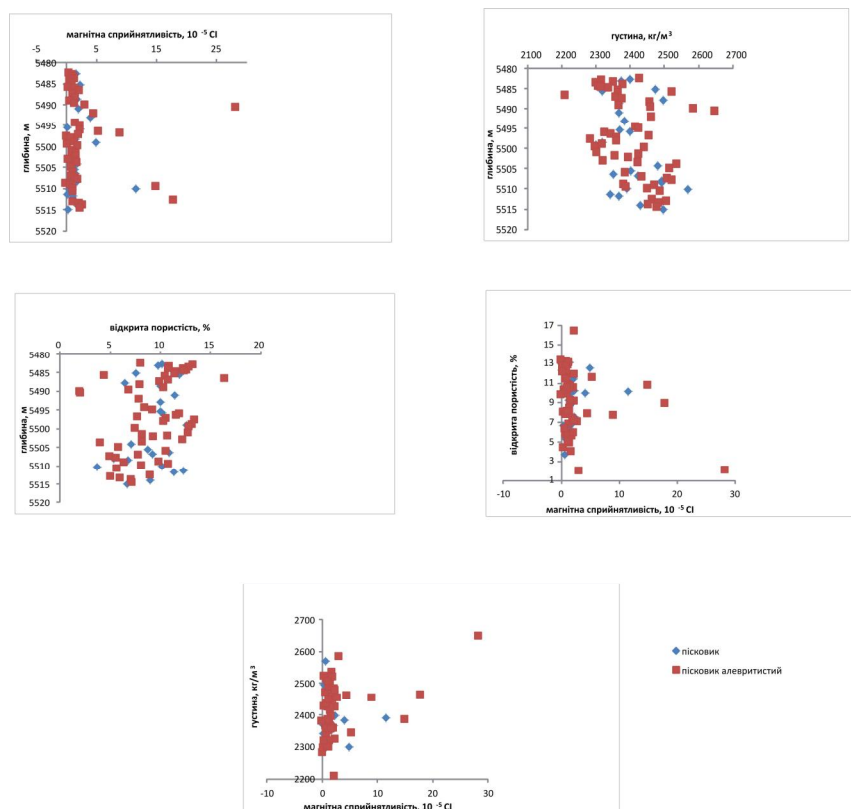


Рис. 12. Розподіл магнітної сприйнятливості, густини та відкритої пористості порід у свердловині 67

Обговорення результатів

У більшості свердловин чітких закономірностей у розподілі досліджених характеристик винайти не вдалося. Це пов'язано, передусім, з нерівномірністю відбору зразків у свердловинах, їх незначною кількістю, а також малопотужними або різними за потужністю інтервалами відбору. Наведені вище експериментальні дані щодо величин магнітної сприйнятливості, густини та пористості порід дозволяє проаналізувати їх осереднені значення для окремих горизонтів осадового чохла. Горизонт В-16 зустрічається у свердловинах 16 (5080–5088 м), 5 (5150–5159 м), 9 (5065–5075 м) та 1 (5065–5070 м) і представлений декількома зразками у кожній зі свердловин. Найвищі значення магнітної сприйнятливості у пісковиків зі св. 1 – $(8,9-14,9) \cdot 10^{-5}$ CI, найнижчі – у пісковиків св. 9 – $(0,8-3,4) \cdot 10^{-5}$ CI. Це цікава закономірність, оскільки глибини відбору зразків у цих свердловинах однакові.

Горизонти В-17 та В-18 зустрічаються у свердловинах 16, 4, 2 та 64. У св. 64 на глибинах 5248–5295 значення магнітної сприйнятливості алевритистих пісковиків горизонту В-17 дещо нижчі $(0,6-5,3) \cdot 10^{-5}$ CI, ніж у пісковиків св. 2 з глибини 5200–5259 м $(1,1-1,4) \cdot 10^{-5}$ CI. У св. 4 на глибині 5180–5278 м значення магнітної сприйнятливості пісковиків $(3,1-35) \cdot 10^{-5}$ CI близькі до значень χ алевритистих пісковиків зі св. 16 з глибини 5216–5236 м $((1,5-14,3) \cdot 10^{-5}$ CI) і є вищими за значення зі свердловин 64 та 2. У св. 16 горизонт В-18 відкрито на глибині 5300–5316 м з невисокими значеннями магнітної сприйнятливості алевритистих пісковиків $((1,9-8,8) \cdot 10^{-5}$ CI). У св. 64 свердловині цей горизонт перебуває на глибині 5344–5386 м з вищими значеннями χ алевритистих пісковиків – $(-0,3-24) \cdot 10^{-5}$ CI. У св. 4 – на глибині 5381–5552 м (всього 2 зразка) з високими значеннями χ пісковиків $(22-31) \cdot 10^{-5}$ CI, близькими до значень з 64 свердловини.

У межах горизонту В-19 у свердловинах 18, 21, 67 на різних глибинах виділяються прошки пісковиків та алевритистих пісковиків з підвищеною магнітною сприйнятливістю. У св. 18 – на глибині 5605–5612 м $((22-26) \cdot 10^{-5}$ CI), у св. 21 – 5582–5586 м $((4,25-19,7) \cdot 10^{-5}$ CI), у св. 67 – 5490–5500 м $((5-28) \cdot 10^{-5}$ CI) на фоні низьких показників – $(-0,06-2,2) \cdot 10^{-5}$ CI. У св. 5 цей горизонт представлений пісковиками на глибині 5568–5700 м та характеризується найнижчими значеннями магнітної сприйнятливості порід у цій свердловині $(1,6-3,2) \cdot 10^{-5}$ CI.

Найменш магнітними виявилися алевритисті пісковики зі св. 17 з горизонту Ф ($\chi_{\text{ср}} = -0,05 \cdot 10^{-5}$ CI) та вапняки з 17 свердловини горизонтів В-24 ($\chi_{\text{ср}} = 0,07 \cdot 10^{-5}$ CI) та горизонту В-26 ($\chi_{\text{ср}} = 0,38 \cdot 10^{-5}$ CI), вони ж мають найбільшу густину (2705 кг/м^3), і, природно, найменшу відкриту пористість (0,71%). Найбільшими значеннями магнітної сприйнятливості характеризуються пісковики (горизонти Б-8-9, С-19-20, С-21, С-22-23 та В-16) та алевроліти (горизонти Б-12 та С-6) св.1 – відповідно $16,2$ та $22,5 \cdot 10^{-5}$ CI, алевритисті пісковики та пісковики (горизонт В-19) св. 18 з $\chi = 13,7 \cdot 10^{-5}$ CI та $10,08 \cdot 10^{-5}$ CI відповідно, а також пісковики св.4 з горизонту В-18 з $\chi_{\text{ср}} = 18,2 \cdot 10^{-5}$ CI (табл. 1, 2). Зауважимо, що більша частина значень магнітної сприйнятливості порід є характерною для порід із покладів вуглеводнів, але взагалі діапазон зміни значень магнітної сприйнятливості досить широкий – від $(-0,042) \cdot 10^{-5}$ CI (вапняк св. 17, горизонт В-24) до $60,6 \cdot 10^{-5}$ CI (пісковик св. 4, горизонт В-18). Зустрічаються зразки з аномально високими значеннями χ на фоні значно нижчих показників – у св. 21 магнітна сприйнятливість алевритистого пісковика з горизонту В-19 становить $126 \cdot 10^{-5}$ CI, пісковика св. 67 з горизонту В-19 – $53,6 \cdot 10^{-5}$ CI, алевритистого пісковика з прожилками вуглистих включень горизонту В-18 св. 64 – $82,2 \cdot 10^{-5}$ CI, алевритистого пісковика горизонту В-16 зі св.16 – $46,2 \cdot 10^{-5}$ CI. Межі змін і середні значення фізичних параметрів зразків керну по горизонтах наведені в табл. 3. Така значна диференціація значень магнітної сприйнятливості порід залежить не лише від їх літологічного складу, палеотектонічних умов утворення, але й від їхньої нафтогазоносності [Максимчук, Кудеравець, 2009; Друкаренко, 2017]. За рядом теоретичних моделей [Березкин и др., 1982; Орлюк, 1997 та ін.] і в результаті експериментальних досліджень та спостережень локальних магнітних аномалій над родовищами вуглеводнів встановлено наявність над покладами нафти і газу зон із диференційованими магнітними властивостями середовища. Локальні магнітні аномалії над покладами пояснюються магнітними неоднорідностями епігенетичного характеру у приповерхневих шарах, а також, як уже зазначалося, змінами намагніченості порід при проходженні вуглеводнів по глибинних розломах та приуроченістю до магнітних джерел у низах осадового чохла та кристалічному фундаменті.

Майже у всіх свердловинах спостерігається однаковий характер поведінки магнітної сприйнятливості та густини порід із глибиною. Лише у свердловинах 1 та 5 зафіксовано зменшення магнітної сприйнятливості порід на фоні збільшення їх густини. У св. 21 можна виділити невеликий прошарок пісковиків та алевритистих піско-

виків (5585–5588 м), в якому магнітна сприйнятливість незначно підвищується з глибиною на фоні розущільнення порід. Це може бути сприятливою умовою для проходження та накопичення вуглеводнів, оскільки це одна з регіональних ознак нафтогазоносності [Орлюк, Друкаренко, 2014; Тектоника..., 2015].

Таблиця 3

**Межі змін і середні значення фізичних параметрів зразків керну
свердловин Семиренківського ГКР**

№ з/п	Гори-зонт	Тип порід	Значення параметра	$\chi \cdot 10^{-5}$ CI	Густина, кг/м ³		Відкрита пористість, %
					Сухі	позірною мінералогічна	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	В-16	пісковик	min	0,79	2476	2673	1,87
2	В-16	пісковик	max	14,91	2634	2703	7,96
3	В-16	пісковик	середнє	5,33	2557	2668	4,9
4	В-17	пісковик алевритистий	min	0,61	2317	2642	3,51
5	В-17	пісковик алевритистий	max	24,1	2690	2817	11,5
6	В-17	пісковик алевритистий	середнє	6,2	2500	2677	7,5
7	В-17	пісковик	min	1,12	2317	2667	3,7
8	В-17	пісковик	max	60,6	2690	2817	13,2
9	В-17	пісковик	середнє	9,61	2486	2675	8,45
10	В-18	пісковик алевритистий	min	-0,33	2348	2637	1,88
11	В-18	пісковик алевритистий	max	24,1	2715	2809	11,1
12	В-18	пісковик алевритистий	середнє	5,56	2490	2665	6,49
13	В-18	пісковик	min	-0,047	2406	2669	2,45
14	В-18	пісковик	max	30,9	2701	2769	10,5
15	В-18	пісковик	середнє	9,48	2537	2699	6,47
16	В-19	пісковик алевритистий	min	-0,06	2209	2618	1,28
17	В-19	пісковик алевритистий	max	26,2	2928	2970	16,4
18	В-19	пісковик алевритистий	середнє	5,08	2455	2663	8,8
19	В-19	пісковик	min	0,08	2300	2619	0,95
20	В-19	пісковик	max	22,4	2612	2726	13,2
21	В-19	пісковик	середнє	3,49	2455	2665	7,1
22	В-24	вапняк	min	-0,042	2680	2691	0,23
23	В-24	вапняк	max	0,9	2725	2756	1,1
24	В-24	вапняк	середнє	0,07	2706	2722	0,66
25	В-26	вапняк	min	-0,22	2677	2685	0,23
26	В-26	вапняк	max	2,8	2715	2729	0,76
27	В-26	вапняк	середнє	0,38	2702	2716	0,49
28	С-1s	пісковик	min		2465	2652	1,7
29	С-1s	пісковик	max		2627	2728	7,9
30	С-1s	пісковик	середнє		2538	2690	5,6
31	С-2b	пісковик	min		2436	2705	6,0
32	С-2b	пісковик	середнє		2532	2737	7,5
33	С-6	алевроліт	min	5,27	2555	2652	1,73
34	С-6	алевроліт	max	6,89	2627	2673	3,64
35	С-6	алевроліт	середнє	5,87	2581	2660	2,95
36	С-19-20	пісковик	min	18,8	2551	2709	5,61
37	С-19-20	пісковик	max	26,6	2574	2727	6,22
38	С-19-20	пісковик	середнє	22,4	2557	2719	5,94
39	С-21	пісковик	min	2,46	2465	2676	4,77
40	С-21	пісковик	max	2,57	2577	2707	7,89

Продовження табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8
41	С-21	пісковик	середнє	12,05	2505	2689	6,83
42	С-22-23	пісковик	min	7,8	2482	2679	6,38
43	С-22-23	пісковик	max	9,2	2513	2684	7,34
44	С-22-23	пісковик	середнє	8,54	2493	2682	7
45	Б-8-9	пісковик	min	18,4	2435	2705	6,16
46	Б-8-9	пісковик	max	42	2605	2776	9,9
47	Б-8-9	пісковик	середнє	26,9	2498	2730	8,48
48	Б-12	алевроліт	min	28,9	2539	2727	5,9
49	Б-12	алевроліт	max	46,3	2603	2769	7,25
50	Б-12	алевроліт	середнє	34,6	2656	2742	6,75
51	Ф	пісковик алевролитистий	min	-0,59	2523	2637	0,72
52	Ф	пісковик алевролитистий	max	0,49	2688	2708	4,4
53	Ф	пісковик алевролитистий	середнє	-0,05	2583	2662	2,56

Найменш щільні пісковики та алевроитисті пісковики св. 67 з $\sigma_{\text{сер.}} = 2406 \text{ кг/м}^3$ та відкритою пористістю 9,3 %. Густина порід змінюється в досить значних межах від 2209 кг/м^3 до 2928 кг/м^3 (пісковики алевроитові, горизонт В-19), при її середньому значенні – 2510 кг/м^3 . Позірна мінералогічна густина досліджених порід змінюється від 2619 кг/м^3 (пісковики алевроитисті, горизонт В-19) до 2970 кг/м^3 (пісковики алевроитисті, горизонт В-19), при її середньому значенні – 2680 кг/м^3 . Широки межі коливання густини свідчать про мінливість літологічного складу зразків керну та їхньої пористості.

У результаті аналізу результатів лабораторних досліджень пористості порід способом насичення моделлю пластового розчину NaCl встановлено, що цей параметр змінюється від 0,23 % (вапняки горизонтів В-24, В-26) до 16,4 % (пісковик алевроитистий, горизонт В-19) при середньому значенні 3,4 %. У загальному випадку підвищеними значеннями відкритої пористості характеризуються досліджені пісковики (табл. 3).

Слід зазначити, що на частині зразків пісковиків з описуваних свердловин були проведені дослідження зміни акустичних та ємнісних властивостей теригенних порід в умовах високих тисків та якісна оцінка зміни структури їх пустотного простору в умовах стиснення та релаксації [Вижва та ін., 2017]. У результаті встановлено, що швидкості пружних хвиль є більш чутливими до зміни тиску, ніж коефіцієнт пористості, а також виявлено можливість погіршення колекторських властивостей порід-колекторів під час їх ущільнення (за умови зменшення загальної пористості та відсутності нових проникних каналів). Авторами згаданої вище статті

виділено групу з 4 зразків алевроитистих пісковиків св. 67 з горизонту В-19 з подібною структурою пустотного простору, які мають досить високу відкриту пористість – від 7,1 % до 13,13 %.

У згадуваній вище роботі [Лукин и др, 2011] в результаті аналізу фільтраційно-ємнісних характеристик піщаних колекторів-метасоматитів на великих глибинах автори роблять висновок про кондиційність колекторів з пористістю 6–6,5 %. Зазначено також, що фактичні дебіти газу зі свердловин більше 5,5 км варіюють від слабкого виділення газу до 270 тис. $\text{м}^3/\text{доб}$ і прослідкувати закономірність зниження дебітів із глибиною неможливо, на думку авторів, навіть за великої кількості наявного фактматеріалу, оскільки високопродуктивними є колектори з пористістю 6–8, і навіть 5,5–7 %. Як приклад автори наводять дані по декількох свердловинах, одна з яких, – св. 2, з Семиренківського родовища. У ній на глибині 5505–5600 м було отримано дебіт газу у 268 тис. $\text{м}^3/\text{доб}$ з порід з коефіцієнтом пористості 5,5–8,5 %. На жаль, для вказаної свердловини з цих глибин зразки відсутні і не було можливості дослідити магнітну сприйнятливість та густину порід. Отримання високих дебітів із низькопористих шарів автори пояснюють наявністю в них значної тріщинуватості, що підтверджується фактичними даними вивчення великої кількості керну та даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) [Лукин и др, 2011]. Зважаючи на те, що Семиренківське родовище розташоване в зоні перетину геодинамічно активних на сучасному етапі розвитку розломів та над магнітним джерелом (прогнозовано девонського віку) у верхній

частині кристалічного фундаменту і низах осадового чохла [Орлюк, 1999; Пашкевич и др., 2014], можна прогнозувати розвиток такого типу колекторів на більших глибинах. Західніше Верховцевсько-Льговського розлому знаходяться основні магнітні джерела земної кори. Девонський магматизм тут представлений найбільш потужно, що свідчить про інтенсивність глибинних процесів під час рифтингу. Західніше Полтави високомагнітні тіла розташовані на різних глибинах і у верхній частині кори та пов'язані штоками магматичних утворень та ефузивами. Найбільші за розміром магнітні тіла тут добре корелюються з ділянками з аномально високою густиною, що може свідчити про інтенсивну базифікацію цієї частини авлакогену, що просторово співпадає з областю Центральної депресії [Орлюк, 1999]. В якості джерела Лохвицької регіональної магнітної аномалії, в межах якої розташоване Семиренківське родовище, розглядається складне магматичне тіло девонського етапу розвитку з формуванням у декілька етапів, на останньому з яких відбулося проникнення штокоподібних тіл [Пашкевич и др., 2014]. Згідно з [Багдасарова, 2013] поздовжні та близькі до них субширотні розломи залишаються геодинамічно активними аж до теперішнього часу. Можна зробити припущення про геодинамічну активність даної ділянки земної кори, а розломи розглядати як шляхи міграції вуглеводнів, що частково підтверджується наявністю окрім Семиренківського, ще кількох родовищ та підготовлених об'єктів, що розташовані в безпосередній близькості до Криворізько-Крупецького, Центрального та субширотного розломів та пов'язаного з ними штокоподібного тіла в районі Семиренківського родовища. Ці розломи консолідованої кори, очевидно, мають зв'язок з розривними порушеннями в осадовому чохла і можуть бути підвідними каналами глибинних флюїдів [Пашкевич и др., 2014].

Наукова новизна та практична значущість

Вперше для Семиренківського родовища отримано магнітометричні та фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід-колекторів та проведено їх аналіз у комплексі з геомагнітним полем та розломною тектонікою території, що дає змогу всебічно проаналізувати та пояснити сучасну нафтогазоносність Глинсько-Солохівського НГР, сформулювати

критерії глибинної нафтогазоносності земної кори досліджуваного регіону, виділити вертикальні шляхи міграції вуглеводнів. Отримані петрофізичні характеристики досліджуваних порід можуть бути використані для побудови геолого-геофізичних моделей, стратифікації геологічних розрізів, виділенні літомагнітних маркуючих горизонтів.

Висновки

У результаті виконаних досліджень для Семиренківського родовища, на підставі наявності локальної магнітної аномалії та вузла перетину Криворізько-Крупецького та субширотного розломів, можна прогнозувати наявність "ешелонованого" газоконденсатного покладу, включно з низами осадового чохла та кристалічним фундаментом. Можна припустити присутність низькопористих зі значною тріщинуватістю колекторів нижче 5600 м у районі досліджень, зважаючи на наявність геодинамічно активних розломів та магнітного джерела, ймовірно, девонського віку та штокоподібного тіла у низах осадового чохла та верхній частині кристалічного фундаменту.

Проведення додаткових мінералогічних досліджень та використання вже отриманих петроакустичних, електрометричних даних для частини зразків нижньокам'яновугільних теригенних порід із Семиренківського родовища дасть змогу визначити перспективність порід-колекторів на великих глибинах. Саме вторинні колектори з нижнього карбону Центральної частини ДДА представляють особливий інтерес для вивчення, оскільки продуктивні горизонти тут пов'язані з кварцитопісковиками з практично повністю редукованою первинною пористістю, тому вторинна природа колектора проявляється досить різко. Необхідно також дослідити фізичні параметри порід з-поза меж продуктивних горизонтів та порівняти їх з уже отриманими даними. Це і визначає подальший напрямок досліджень.

Список літератури

- Багдасарова М. В. Современная геодинамика и новые критерии поисков нефтегазовых месторождений / Багдасарова М. В. // Недропользование XXI век. – 2013. – № 4. – С. 56–61.
- Березкин В. М., Лошаков А. М., Николаев М. И. Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа / Березкин В. М., Лошаков А. М., Николаев М. И. Прикладная

- геофізика. – М.: Недра, 1982. – Вып. 103. – С. 127–136.
- Вижва С. Вплив змінного тиску на акустичні та ємнісні властивості теригенних порід-колекторів (на прикладі Семиренківської площі) / С. Вижва, Шинкаренко А., Безродна І., Щуров І., Гафич І., Солодкий Є. // Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. – 2017. – Т. 76. – № 1. – С. 19–26. Doi: 10.17721/1728-2713.76.03
- Гадиров В. Г. Применение магниторазведки для поисков залежей нефти и газа на перспективных площадях Азербайджана / Гадиров В. Г. // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 6. – С. 182–189.
- Друкаренко В. В. Магнітна сприйнятливість порід осадового чохла та нафтогазоносність Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогену: автореф. дис... канд. геол. наук.: 04.00.22 / Друкаренко В. В.; НАН України. – К., 2017. – 20 с.
- Ергин Ю. В. Магнитные свойства нефтей / Ергин Ю. В., Яруллин К. С. – М.: Наука, 1979. – 199 с.
- Карта структур східного нафтогазоносного регіону України за станом на 1.01.2009. – Л.: УкрДГРІ. – 2009.
- Кудеравець Р. С. Особливості аномального магнітного поля в зонах родовищ вуглеводнів у Передкарпатському прогині / Кудеравець Р. С., Максимчук В. Ю., Чоботок І. О., Тимошук В. Р. // Геодинаміка. – 2014. – 17. – № 2. – С. 125–138.
- Лукин А. Е. Нефтегазоносные коллекторы глубоководных нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины / Лукин А. Е., Щукін Н. В., Лукина О. И., Пригарина Т. М. // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 1. – С. 3–27.
- Лукін О. Ю. Проблема нафтогазоносності великих глибин. Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів в осадових басейнах України / Лукін О. Ю., Щукін М. В. – Ів.-Фр.: Факел, 2005. – С. 18–22.
- Максимчук В. Ю., Кудеравець Р. С. Перспективи застосування магнітометрії при пошуках родовищ нафти і газу. Нафтогазова геофізика – стан та перспективи: збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції, м. Івано-Франківськ, 2009. – С. 178–181.
- Максимчук В. Ю., Кудеравець Р. С., Просим'як В. М., Степанюк В. П., Мончак Л. С. Магнітні властивості гірських порід південно-східної частини Передкарпатського прогину / Максимчук В. Ю., Кудеравець Р. С., Просим'як В. М., Степанюк В. П., Мончак Л. С. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3. – С. 41–49.
- Орлюк М. И. Магнитная модель земной коры юго-запада Восточно-Европейской платформы: дис. ... д-ра геол. наук: 04.00.22 / Орлюк Михаил Иванович. – Киев, 1999. – 404 с.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К. Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов / Орлюк М. И., Пашкевич И. К. // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 6. – С. 136–151.
- Орлюк М. И. Магнітні моделі типових нафтогазоносних структур / Орлюк М. И. // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 2. – С. 9–11.
- Орлюк М. И. Теоретические и экспериментальные обоснования глубинной нефтегазоносности земной коры по геомагнитным данным. / Орлюк М. И., Друкаренко В. В. // Электронный журнал "Глубинная нефть". – 2014. – Т. 2. – № 8. – С. 1245–1258.
- Орлюк М. И. Прогноз шляхів проходження та місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогену за геомагнітними даними / Орлюк М. И., Друкаренко В. В. // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 2. – С. 123–140. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>
- Пашкевич И. К. Магнитная неоднородность, разломная тектоника консолидированной земной коры и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена / Пашкевич И. К., Орлюк М. И., Лебедь Т. В. // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 1. – С. 64–80.
- Печерский Д. М. Петромагнетизм и палеомагнетизм. Справочное пособие для специалистов из смежных областей науки / Печерский Д. М. – М.: Наука, 1985. – 127 с.
- Сейфуль-Мулюков Р. Нефть и газ: глубинная природа и ее прикладное значение. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2012. – 216 с.

- Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско–Донецкой впадины / В. И. Старостенко, О. М. Рысаков, И. К. Пашкевич и др., ред. В. И. Старостенко. – К: Галактика, 2015. – 252 с.
- Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика) / Под ред. Н. Б. Дортман. – М.: Недра, 1984. – 455 с.
- Abubakar R., Muxworthy A. R., Sephton M. A., Southern P., Watson J. S., Fraser A. J., Almeida T. P. (2015). Formation of magnetic minerals at hydrocarbon-generation conditions. *Marine and Petroleum Geology*, 68, A, 509–519. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.10.003>
- Aldana M., Costanzo-Alvarez V., Díaz M. (2003). Magnetic and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela. *The Leading Edge*, 22(6), 526–529. <https://doi.org/10.1190/1.1587674>
- Costanzo-Álvarez V., Bayona G., Aldana M., Blanco J. M. (2012). Rock magnetic characterization of early and late diagenesis in a stratigraphic well from the Llanos foreland basin (Eastern Colombia). *Geological Society Special Publications*, 371, 1, 199–216. DOI: 10.1144/SP371.13
- Costanzo-Alvarez, V., Aldana, M., Bayona G., Ayala, C. (2006). Hydrocarbon-induced magnetic contrasts in some Venezuelan and Columbian oil wells. *Earth Planets Space*, 58, p. 10. DOI: 10.1186/BF03352636.
- Emmerton, S., Muxworthy, A.R., Sephton M. A., Aldana M., Costanzo-Alvarez, V. Bayona, G., Williams, W. (2013). Correlating biodegradation to magnetization in oil bearing sedimentary rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 112, 146–165. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.03.008>
- Gadirov. V. G., Eppelbaum. L. V. (2012). Detailed gravity and magnetics successful in exploring Azerbaijan onshore areas. *Oil and Gas Journal*, Houston, Nov. 5, Vol. 110.11, 60–73.
- Landolt-Bornstein, Numerical Data and Functional Relationships in Science and Technology, New Series, III/19, Subvolumes a to i2, Magnetic Properties of Metals. Springer-Verlag, Heidelberg, 1986–1992.
- Liu Q., Chan L., Liu Q., Yang T. (2006). Magnetic enhancement caused by hydrocarbon migration in the Mawangmiao Oil Field, Jiangnan Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 53, 1, 25–33. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.

М. И. ОРЛЮК¹, В. В. ДРУКАРЕНКО^{1*}, И. И. ОНИЩУК², Е. В. СОЛОДКИЙ³

¹ Институт геофизики им. С. И. Субботина НАН Украины, пр. Палладина, 32, г. Киев, Украина, 03680. эл. почта: Toгу_D@ukr.net, тел. 0681190381

² Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, УНИ “Институт геологии”, ул. Васильковская, 90, г. Киев, Украина, 03022

³ ООО “ДТЭК НЕФТЕГАЗ”, ул. Льва Толстого, 57, г. Киев, Украина, 01032

СВЯЗЬ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛУБИННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ГЛИНСКО-СОЛОХОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА С ГЕОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ И РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТОНИКОЙ

Цель исследования. Исследовать физические свойства пород-коллекторов Семиренковского месторождения Глинско-Солоховского нефтегазоносного района (НГР) Днепровско-Донецкого авлакогена для оценки их фильтрационно-емкостных свойств, а также обоснование связи нефтегазовых месторождений с источниками локальных магнитных аномалий, возникающих при прохождении углеводородов. **Методика исследований** заключается в экспериментальном изучении образцов пород (цилиндры), а именно в измерении магнитной восприимчивости на капнометре МФК1-В и в определении плотности и открытой пористости по стандартным методикам, в анализе и сопоставлении полученных данных с геолого-тектоническими картами района исследований. **Результаты.** Полученные значения магнитной восприимчивости, плотности и открытой пористости

образцов пород-коллекторов из 11 скважин Семиренковского месторождения, которые представлены песчаниками, алевроитистыми песчаниками, известняками и алевролитами. Исследовано распределение данных параметров с глубиной, а также рассчитаны их корреляционные зависимости. Во всех скважинах зафиксирована обратная корреляция между открытой пористостью и плотностью для всех типов пород. Четких закономерностей связи магнитной восприимчивости и плотности не выявлено. Использован комплексный подход в проведении экспериментальных исследований в совокупности с теоретическими данными, анализом геомагнитного поля и разломно-блоковой тектоникой дает возможность всесторонне проанализировать и обосновать современную нефтегазоносность Глинско-Солоховского НГР, сформулировать критерии глубинной нефтегазоносности земной коры исследуемого региона, выделить вертикальные пути миграции углеводородов. **Научная новизна.** Впервые для Семиренковского месторождения выполнены петрофизические исследования пород в комплексе с анализом геомагнитного поля и разломной тектоники территории, а именно получено магнитометрические и фильтрационно-емкостные характеристики образцов пород-коллекторов, позволяющие более детально и комплексно изучить углеводородный потенциал данного района. **Практическая значимость.** Полученные результаты дополняют информацию о петрофизических свойствах горных пород исследуемого региона. Для Семиренковского месторождения, на основании наличия локальной магнитной аномалии и узла пересечения Криворожско-Крупецкого и субширотного разломов, можно прогнозировать наличие “эшелонированной” газоконденсатной залежи, включая низы осадочного чехла и кристаллический фундамент.

Ключевые слова: физические свойства пород; магнитная восприимчивость; локальные и региональные аномалии магнитного поля; Семиренковское месторождение; месторождения углеводородов.

M. ORLYUK¹, V. DRUKARENKO^{1*}, I. ONYSHCHUK², I. SOLODKYI³

¹ Subbotin Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine, 32, Palladin Ave., Kyiv, Ukraine, 03680. E-mail: Tory_D@ukr.net, тел. 0681190381

² Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology, 90, Vasylkivska Str., Kyiv, Ukraine, 03022

³ “DTEK Naftogaz”, 57 Lva Tolstogo Str, Kyiv, Ukraine, 01032

THE ASSOCIATION OF PHYSICAL PROPERTIES OF DEEP RESERVOIRS OF THE GLYNS'KO-SOLOKHIVS'KIY OIL-AND-GAS REGION WITH GEOMAGNETIC FIELD AND FAULT-BLOCK TECTONICS

Purpose of the study. To study physical properties of the reservoir rocks of Semyrenkivs'ke field of Glyns'ko-Solokhivs'kiy oil and gas region (OGR) of the Dnipro-Donets Aulacogene with the aim to evaluate their filtration-capacitive properties as well as to justify the relationship of oil and gas fields with sources of local magnetic anomalies that occur during the passage of hydrocarbons. **The research methodology** consists in the experimental study of rock samples (cylinders), namely, measuring the magnetic susceptibility with the MFK1-B kappabridge and determining the density and open porosity according to standard methods, analyzing and comparing the obtained data with the geological-tectonic maps of the study area. **Results.** The obtained values of magnetic susceptibility, density and open porosity of reservoir rocks samples from 11 wells of the Semyrenkivs'ke field, which are represented by sandstones, aleuritic sandstones, aleurolites and limestones. The distribution of these parameters with depth was investigated, and their correlation dependences were calculated. In all wells, the inverse correlation between open porosity and density for all types of rocks is fixed. No clear patterns regarding the relationship of magnetic susceptibility and density have been identified. The integrated approach used to

conduct experimental studies together with theoretical data, analysis of the geomagnetic field and fault-block tectonics makes it possible to comprehensively analyze and clarify the current state of oil and gas potential of the Glyns'ko-Solokhivs'kiy OGR, to formulate criteria for the deep oil and gas content of the Earth's crust of the studied region, to identify vertical migration routes for hydrocarbons. **Scientific novelty.** Petrophysical studies of rocks in combination with the analysis of the magnetic field and fault tectonics of the territory were carried out for the first time for the Semyrenkivs'ke field, namely, magnetic and filtration-capacitive characteristics of reservoir rocks samples were obtained, which make it possible to more thoroughly and comprehensively study the hydrocarbon potential of this area. **Practical value.** The obtained results supplement the information on the petrophysical properties of the rocks of the region under study. For the Semyrenkivs'ke field, on the basis of the presence of a local magnetic anomaly and a node of the intersection of the Kryvoriz'ko-Krupets'kiy and sublatitudinal faults, it is possible to forecast the presence of an "echeloned" gas condensate deposit, including the bottom of the sedimentary cover and the crystalline basement.

Key words: physical properties of rocks; magnetic susceptibility; local and regional anomalies of the magnetic field; Semyrenkivs'ke field; hydrocarbon deposits.

Надійшла 15.09.2018 р.