

Прогноз шляхів проходження і місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегмента Дніпровсько-Донецького авлакогену за геомагнітними даними

© М. І. Орлюк, В. В. Друкаренко, 2018

Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, Київ, Україна
Надійшла 5 лютого 2018 г.

Выполнен анализ магнитной неоднородности всего разреза земной коры в комплексе с имеющимися геолого-геофизическими данными о прогнозировании путей миграции глубинных углеводородов и мест их накопления в верхней части кристаллического фундамента и осадочном чехле. Изложены результаты лабораторных исследований объемной магнитной восприимчивости и плотности пород осадочного чехла и кристаллического фундамента из 8 скважин, пробуренных в северо-западной части Днепро-Донецкого авлакогена, в пределах которого находится Черниговский сегмент, с целью установления связи с его структурно-вещественными комплексами, а также с возможными путями прохождения и скопления углеводородов. Выявлены интервалы разуплотненных пород с повышенными значениями магнитной восприимчивости в 5 скважинах. Эти интервалы могут быть маркерами прохождения углеводородов, что, в определенной степени, подтверждается приливами флюидов на соседних со скважинами площадях в Строевской, Борзнянской и Зорьковской скважинах. Подтверждено, что выделенные зоны в пределах осадочного чехла связаны с магнитными источниками в кристаллическом фундаменте, а также с глубинными краевыми разломами авлакогена и тектоническим швом Херсон—Смоленск с сопутствующими разломами. Это дает возможность рассматривать такие зоны в качестве перспективных на нефть и газ, а сами разломы — как подводящие каналы глубинных углеводородов. Установленные закономерности изменения магнитной восприимчивости и плотности, а также результаты экспериментальных исследований генетической связи областей повышенных значений намагниченности с путями миграции и накопления углеводородов предложено использовать, в комплексе с другими геолого-геофизическими данными, как локальные прогнозные признаки нефтегазоносности, дополняющие региональные прогнозные критерии.

Ключевые слова: Черниговский сегмент, Днепро-Донецкий авлакоген, магнитная восприимчивость, нефтегазоносность, природа углеводородов.

Вступ. Проблема прогнозування родовищ вуглеводнів на території України, без сумніву, залишається актуальною. З появою теорії абіогенного походження вуглеводнів з'явилася велика кількість її прихильників і послідовників, які вважають, що більшість родовищ вуглеводнів контролюються глибинними розломами [Порфирьев, 1987; Орлюк, Пашкевич, 1996; 2011; Кравченко и др., 2003; Лукин, 2009; Тимурзиев, 2012; Завьялов, 2014 та

багато інших]. Отже, пошук їх глибинних джерел і проявів у приповерхневих умовах у вигляді місць накопичення вуглеводнів є дуже важливим завданням.

Під впливом проходження вуглеводнів змінюються магнітна сприйнятливість, густина та інші параметри середовища. На даний час розглянуто теоретичні аспекти і виконано експериментальне фізико-геологічне обґрунтування взаємозв'язку намагніченості земної кори з її нафтога-

зональністю [Орлюк, 1999; Дмитриевский и др., 2004; Hydrocarbon..., 2010; Старостенко и др., 2011; Smith, 2012; Орлюк, Друкаренко, 2014 і багато інших].

Одним із важливих магнітних параметрів, чутливих до складу і будови геологічного розрізу, а також до процесів, що відбуваються в земній корі в цілому і в осадовому чохла зокрема, є магнітна сприйнятливість порід. Нині відомі численні приклади застосування цього параметра як для вивчення умов нагромадження осадів і стратиграфічного розчленування осадового чохла, так і для прогнозування скупчень вуглеводнів у нафтогазоносних областях і провінціях [Орлюк та ін., 2000; Le Schak, Van Alstine, 2002; Максимчук та ін., 2006; Крива, 2011; Гадиров и др., 2016 та ін.].

Одним із методів прогнозування шляхів міграції та місць скупчень вуглеводнів є аналіз магнітної неоднорідності та розломно-блокової тектоніки земної кори. Особливе значення ці дослідження набувають у зв'язку з великим світовим досвідом виявлення та експлуатації покладів глибинних вуглеводнів у колекторах фундаменту різного складу та віку [Нефтегазоперспективные..., 2002; Sirkar, 2004; Hydrocarbon..., 2010].

У наших раніших публікаціях було викладено результати магнітного моделювання консолідованої земної кори і експериментальних досліджень магнітної сприйнятливості та густини порід осадового чохла, а також їх застосування для визначення магнітної неоднорідності кристалічної кори і магнітно-стратиграфічного розчленування фанерозойських відкладів [Орлюк, Друкаренко, 2010, 2013; Орлюк и др., 2014; Пашкевич и др., 2014; Друкаренко, Розиган, 2016; Друкаренко, Орлюк, 2017]. У запропонованій статті виконано комплексний аналіз магнітної неоднорідності всього розрізу земної кори у сукупності з наявними геолого-геофізичними даними стосовно прогнозування шляхів міграції та накопичення вуглеводнів.

Чернігівський сегмент Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) є сприятливим об'єктом для зазначених досліджень,

оскільки тут пробурено багато свердловин, які розкрили глибокі горизонти не тільки карбону і девону, а й кристалічного фундаменту. В межах ДДА виявлено вуглеводні глибинного походження з промисловою нафтогазоносністю архей-протерозойського фундаменту північного борту ДДА, зокрема Юліївське [Нефтегазоперспективные..., 2002; Чебаненко и др., 2002; Гейко и др., 2013]. Досліджувані параметричні і пошукові свердловини (Строївська, Борківська, Борзнянська, Гужівська, Ніжинська, Петрівська, Савинківська та Зорківська) дали змогу отримати важливу інформацію про склад і структуру осадового чохла, а також його взаємозв'язок зі структурами фундаменту.

Регіональні та локальні магнітні аномалії у зв'язку з нафтогазоносністю. Аномальне магнітне поле (ΔT)_a ДДА може бути розділено на регіональну та локальну компоненти, джерела яких розміщуються зазвичай у нижній, середній та верхній частинах земної кори відповідно [Орлюк, 2007; Орлюк и др., 2014, 2015] (рис. 1).

У регіональному полі (рис. 1, а) виділено Чернігівську (з інтенсивністю до 400 нТл) та Лохвицьку (250—300 нТл) регіональні аномалії північно-західного простягання, узгодженого з простяганням Центрального грабену ДДА.

Локальні аномалії (рис. 1, б) в рамках Чернігівського і західної частини Лохвицького сегмента тяжіють до поздовжніх розломів, у тому числі крайових, переважно північно-західного простягання, мають витягнуту форму, ускладнену в деяких випадках ізометричними аномаліями, та інтенсивність від перших десятків нанотесла до 600 нТл. Максимальну інтенсивність мають саме ізометричні аномалії. Іноді аномалії формують овалоподібні «структури».

У межах нафтогазоносних областей і провінцій України нафтогазові родовища і перспективні структури контролюються регіональними і локальними джерелами магнітного поля (ΔT)_a, які отримані за даними 3D магнітного моделювання [Орлюк, Пашкевич, 1996; 2011; Тектоника..., 2015 та ін.]. Зазвичай джерела магнітних аномалій

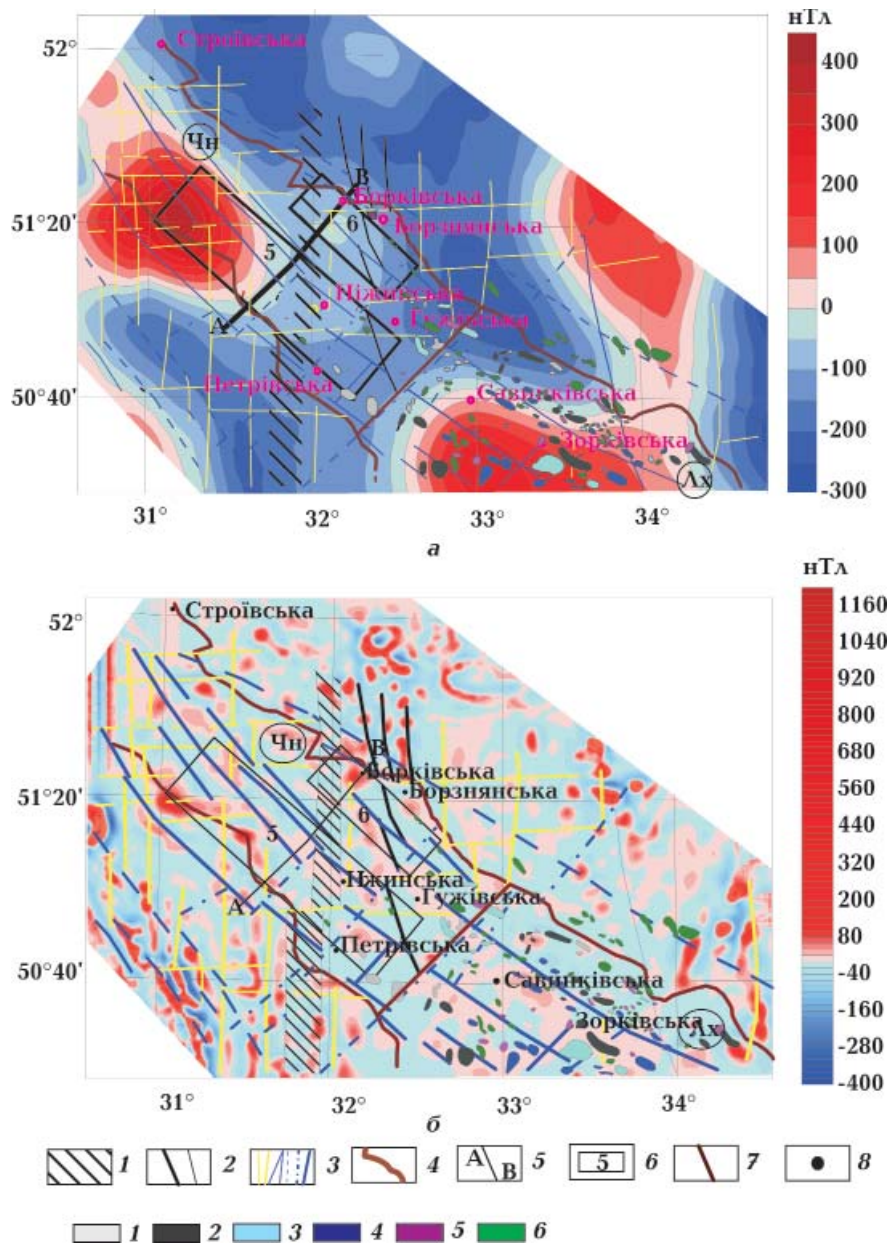


Рис. 1. Карта магнітного поля досліджуваної території: *а* — регіональна, *б* — локальна складові; 1 — шов Херсон—Смоленськ; 2 — розломи, пов'язані зі швом Херсон—Смоленськ; 3 — головні розломи; 4 — межа ДДА; 5 — лінія розрізу А—В, за [Атлас..., 1984]; 6 — перспективні площі, за [Тектоника..., 2015]; 7 — межа між Чернігівським (Чн) та Лохвицьким (Лх) сегментами земної кори; 8 — свердловини; *роговиця*: 1 — нафтові, 2 — нафтогазоконденсатні, 3 — газові, 4 — газоконденсатні; *об'єкти*: 5 — підготовлені, 6 — виявлені, за [Карта..., 2009].

формується на стадії розтягу земної кори. З одного боку, вони пов'язані з глибинними розломами і проявом їх активізації у вигляді магматичних утворень у різних поверхнях кори, а з іншого — разом з локальними приповерхневими неоднорідностями

можуть бути безпосередніми індикаторами шляхів проходження флюїдів і скупчення вуглеводнів унаслідок впливу останніх на магнітну сприйнятливість порід розрізу кори. Ці дані в комплексі з даними щодо розуцільнення порід у розрізі кори дають

змогу оцінити шляхи міграції вуглеводнів [Орлюк, Пашкевич, 2011; Пашкевич и др., 2014; Тектоника..., 2015].

Зіставлення магнітної моделі консолідованої кори з площею перспективності 2—4-ї категорії [Карта..., 2009] показало, що максимальна перспективність цієї категорії тяжіє до Лохвицького сегмента, а наявні родовища вуглеводнів однозначно корелюють із зоною намагнічених утворень нижньої кори центральної частини ДДА [Пашкевич и др., 2014]. Згідно з [Карта..., 2009], Чернігівський сегмент не розглядають як перспективний, хоча він має високу намагніченість усього розрізу кори [Тектоника..., 2015]. Водночас можна відзначити закономірне в регіональному плані розташування родовищ і перспективних структур стосовно поздовжніх глибинних розломів (рис. 1, а), установлених за комплексом геолого-геофізичних даних [Тектоника..., 2015].

Зв'язок нафтогазоносності з магнітними утвореннями кори регіонального і локального класів для центральної та східної частин ДДА продемонстровано в публікаціях [Орлюк, Пашкевич, 1996, 2011; Орлюк, 1999; Тектоника..., 2015]. У відповідності до статті [Орлюк, Пашкевич, 2011], родовища північного борту ДДА (Безлюдівське, Коробочкинське, Борисівське і ін.) розташовані смугою, паралельною крайовому розлому над прибортовими глибинними магнітними блоками і в межах слабкоінтенсивних локальних аномалій. Родовища в западині (Котляревське, Єфремівське, Мелихівське, Беспаловське і ін.) контролюються позитивною локальною магнітною аномалією субширотно-північно-східного простягання інтенсивністю близько 50 нТл. Практично всі родовища Шебелинської групи знаходяться у межах літосферного лінеамента Д і у вузлах перетину серії широтних розломів з поздовжніми. Морфологія газоносних структур узгоджується з широтними розломами, чітко виявленими в магнітному полі, що підтверджує їх можливу роль як газопідвідних каналів [Тектоника..., 2015].

Вагомим доказом зв'язку нафтогазо-

носності з магнітною неоднорідністю кори може бути зіставлення положення Шебелинського родовища і Олексіївської структури з магнітною моделлю консолідованої кори і осадової товщі, а також будовою літосфери за даними методу аналізу спонтанної електромагнітної емісії Землі за профілем «Еталонний Шебелинський» [Старостенко и др., 2009], де розломи мантийного закладення на контактах глибинних магнітних тіл розглянуто як імовірні підвідні канали глибинних вуглеводнів.

Іншим прикладом зв'язку родовищ вуглеводнів з намагніченістю консолідованої кори можуть слугувати дані ГСЗ у поєднанні з результатами магнітного і гравітаційного моделювання вздовж профілю ГСЗ Пирятин—Талалаївка, розташованому в Лохвицькому сегменті ДДА [Орлюк, 1999; Пашкевич и др., 2014]. Можна зазначити приуроченість цих родовищ до розломів у крайових частинах западини, меж розушільнених блоків верхньої консолідованої кори і магматичних утворень. Розломи при цьому можна трактувати як глибинні флюїдопідвідні канали, що цілком узгоджується з наявними у верхній частині кори чотирма родовищами і однією перспективною структурою.

Виявлені зв'язки родовищ вуглеводнів з магнітними утвореннями і глибинними розломами консолідованої кори певною мірою можуть слугувати критерієм абіогенної природи вуглеводнів. Наведені геомагнітні дані засвідчують істотну неорганічну складову генезису вуглеводнів і можливості їх прогнозу на підставі розроблених моделей та інтерпретації різних компонент геомагнітного поля.

Встановлена магнітна неоднорідність нижньої і верхньої консолідованої кори має специфічні структурні особливості кожного із сегментів ДДА: глибинні намагнічені утворення зафіксовано у цілому у Лохвицькому та Чернігівському сегментах. Межі глибинних магнітних блоків переважно відповідають глибинним розломам. Магнітні тіла верхньої частини кори часто корелюють із зонами розвитку девонського магматизму. Джерела локальних

магнітних аномалій належать як до верхньої консолідованої кори, так і до осадової товщі, при цьому, зважаючи на їх незначну інтенсивність, вони можуть бути зумовленими також новоутвореними магнітними мінералами під дією вуглеводнів.

У регіональному плані потенційно нафтогазоносні площі у межах ДДА можна виділити лише за допомогою комплексного аналізу геологічних і геофізичних даних. У монографії [Тектоника..., 2015] для виділення перспективних ділянок розроблено 6 прогнозних ознак, і на основі, як мінімум, 4 із них автори запропонували 6 перспективних ділянок у фундаменті ДДА (рис. 1). Досліджувані свердловини потрапляють у межі перспективних площ 5 (Ніжинська, Петрівська та Гужівська, яка знаходиться неподалік від площі) та 6 (Борківська і Борзнянська свердловини). Ці площі належать до прибортової і центральної частин Чернігівського сегмента, де сконцентровані всі перелічені ознаки, за винятком характерних аномалій теплового поля [Тектоника..., 2015].

Отримані нами дані щодо магнітної сприйнятливості і густини порід осадового чохла дають змогу запропонувати локальні прогнозні ознаки в межах згадуваних перспективних площ.

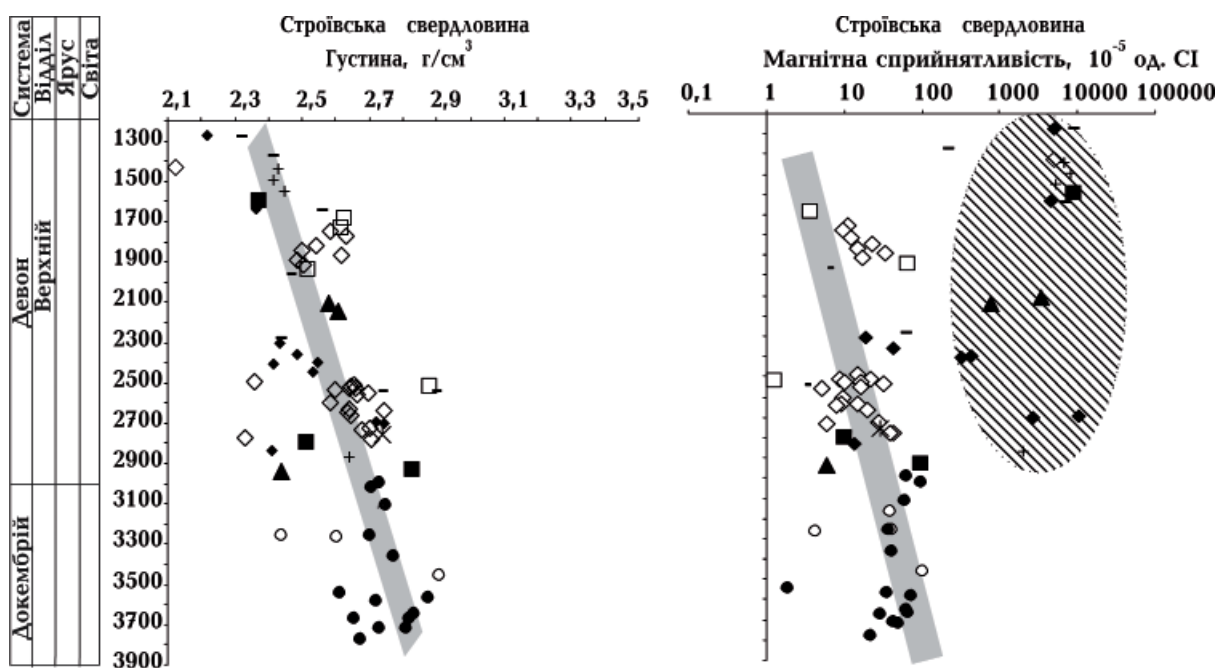
Розглянемо виявлені магнітні й густинні неоднорідності в розрізах окремих свердловин у комплексі з локальною компонентою аномального магнітного поля (рис. 1, б). У північній прибортовій зоні площі 6 знаходяться 2 свердловини.

Борківська свердловина розташована практично в центрі локальної ізометричної магнітної аномалії інтенсивністю 90 нТл, біля шва Херсон–Смоленськ та поблизу вузла перетину регіональних широтних, поздовжніх і меридіональних порушень. Слід зазначити, що цей вузол перетину розломів було підтверджено детальнішим простежуванням лінійних елементів локального магнітного поля, які ідентифікували з розломами, за допомогою програми Oasis Montaj [Друкаренко, Розиган, 2016; Друкаренко, Орлюк, 2017]. Зазначимо, що в цій свердловині (рис. 2, б), в інтер-

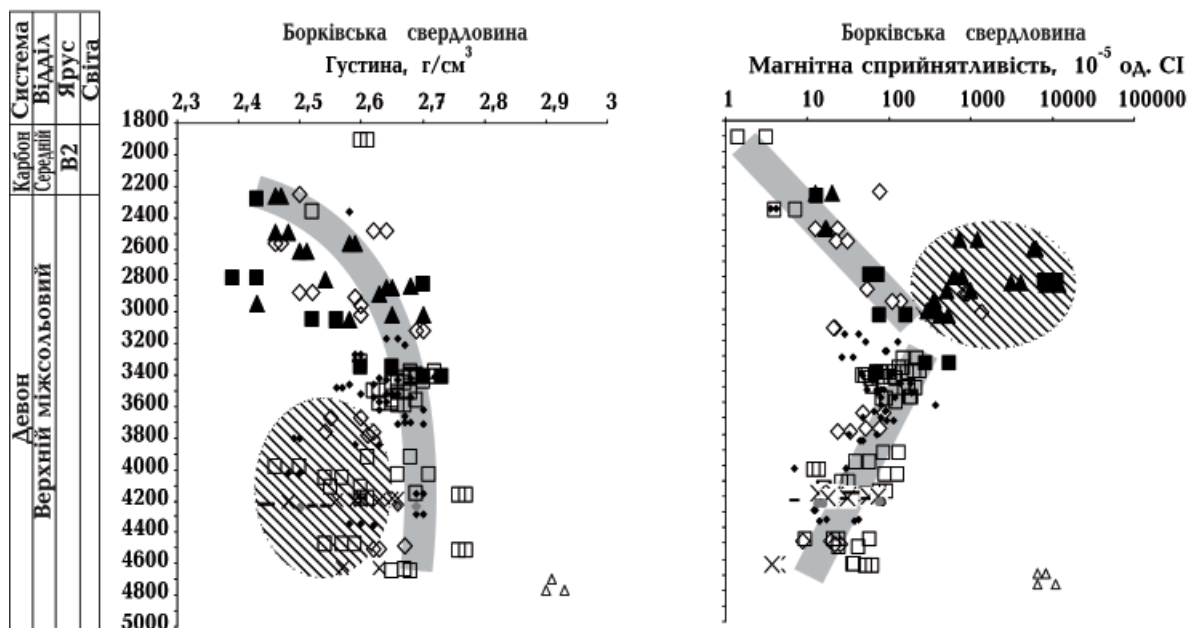
валі глибин 2550—3050 м пісковики мають аномально високу сприйнятливості (від 1000 до $10000 \cdot 10^{-5}$ од. СІ), яка може зумовлювати інтенсивність локальної аномалії. Однак поряд з чіткою тенденцією збільшення густини порід з глибиною в інтервалі глибин 3700—4600 м зафіксовано «самостійну хмару» розподілу знижених значень густини переважно вапняків, навіть доломітизованих. Разом з тим магнітна сприйнятливості цих порід зменшується з глибиною до практично немагнітних. Таке поєднання змін фізичних параметрів може засвідчувати можливість наявності вуглеводнів або сприятливих умов для їх проходження.

Борзнянська параметрична свердловина пробурена на однойменній прогнозній ступені по VI₅ відбивному горизонті у підсолевих відкладах девону. Однією з причин буріння цієї свердловини було виявлення припливів нафти з міжсолевих теригенних відкладів девону на Кінашівській і Ядутівській площах. Вона розташована на північно-східній межі перспективної площі 6 у крайовій частині локальної магнітної аномалії, що складається з ізометричної аномалії інтенсивністю 40 нТл і слабкоінтенсивної лінійної її частини північно-західного простягання у безпосередній близькості до вузла перетину поздовжнього і субширотного розломів.

У свердловині виявлено підвищені значення магнітної сприйнятливості (до $400 \cdot 10^{-5}$ од. СІ) аргілітів, алевролітів і туфопісковиків в інтервалі глибин 3400—3900 м у верхах міжсолевого девону, майже на межі з надсолевим девоном (рис. 2, в), що може зумовлювати, згідно з розрахунками, локальну магнітну аномалію інтенсивністю до 10 нТл, яку зафіксовано уздовж поздовжнього розлому. В інтервалі 4150—4550 м спостерігається розущільнення туфопісковиків (верхній міжсолевий девон) на фоні підвищення магнітної сприйнятливості. Свердловина знаходиться поруч з Ядутівською площею і виявленими Кінашівською і Забіловіщанською перспективними ділянками [Карта..., 2009]. Таким чином, лінійну магнітну аномалію, що узгоджена з



а



б

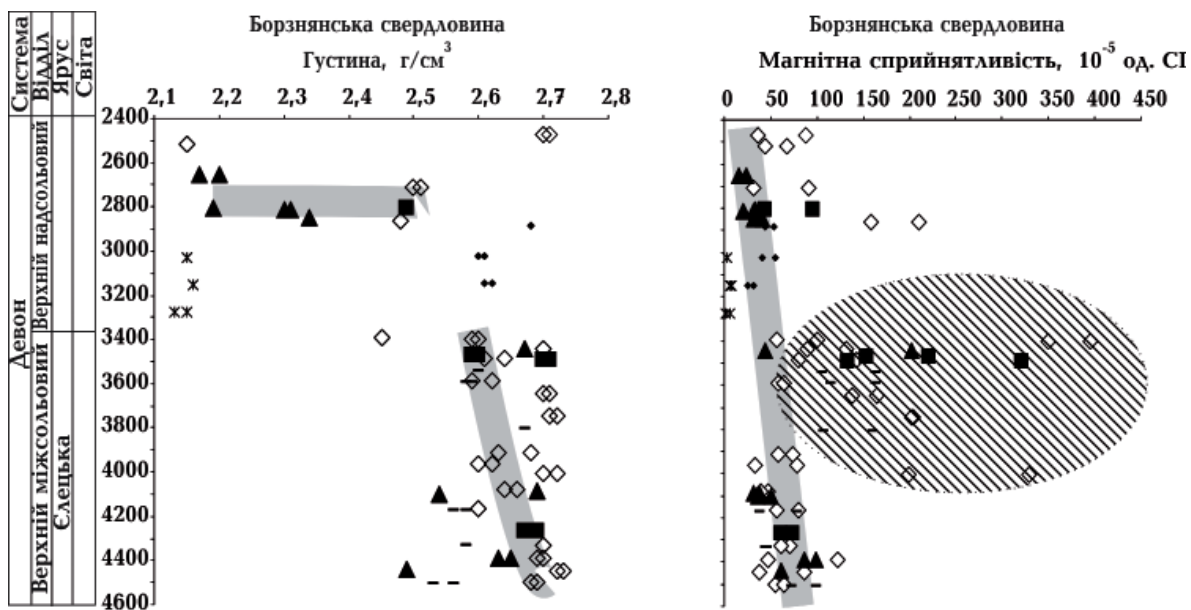
Рис. 2. Розподіл значень магнітної сприйнятливості та густини порід з глибиною.

поздовжнім розломом, можна розглядати як індикатор нафтогазоносності.

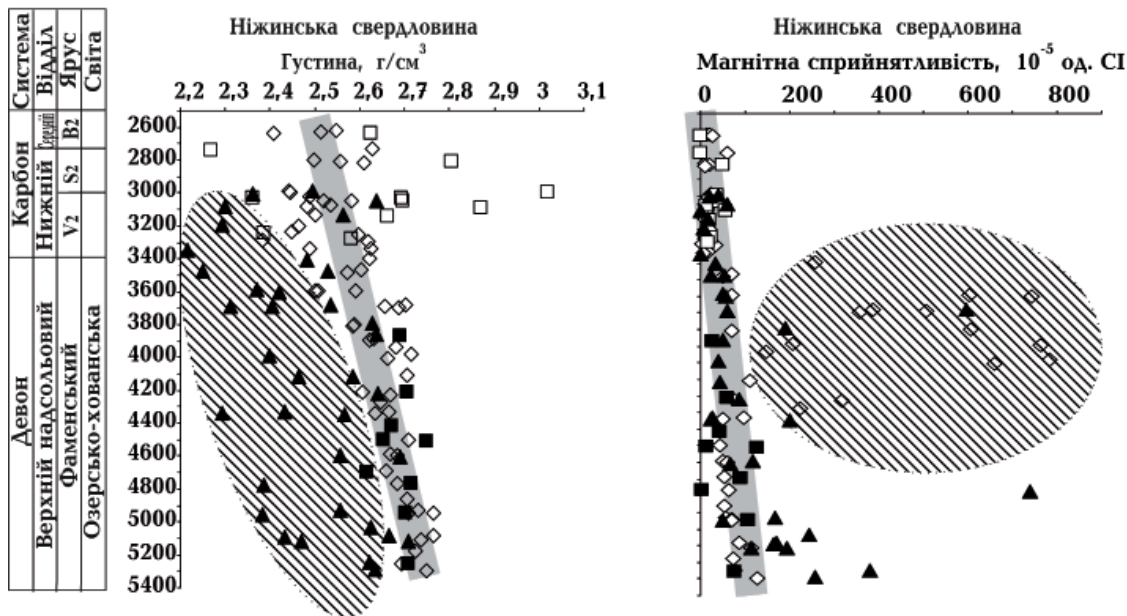
До перспективної площі 5 входять Ніжинська, Петрівська і Гужівська сверд-

ловини. Остання розташована північно-східніше цієї площі.

Ніжинська свердловина знаходиться в межах слабкоінтенсивної локальної ано-



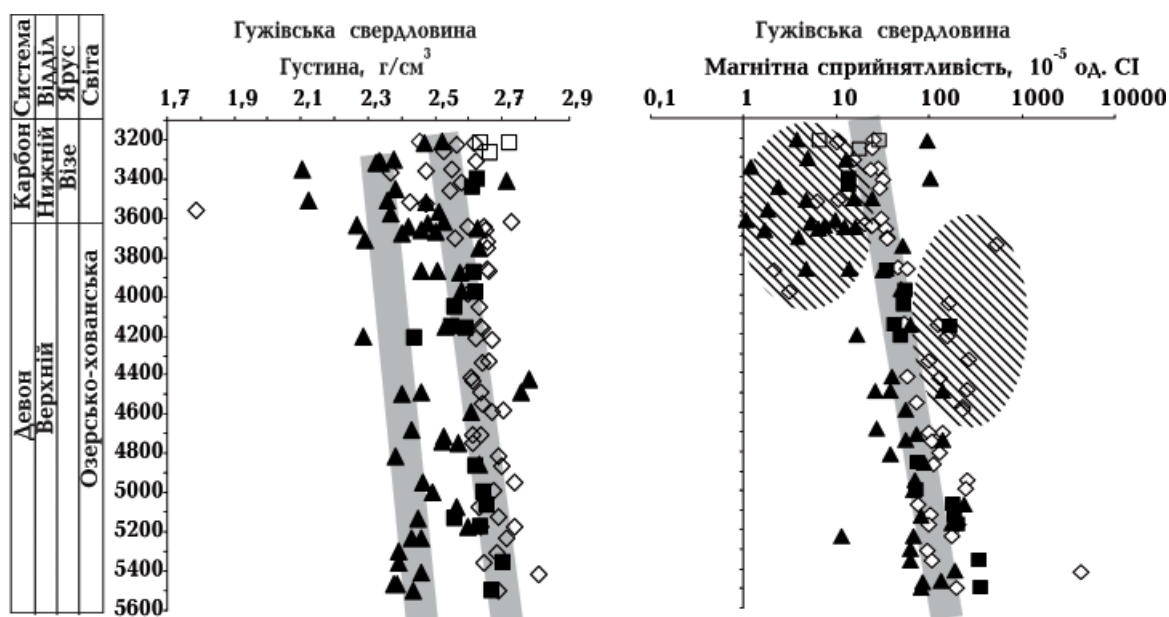
В



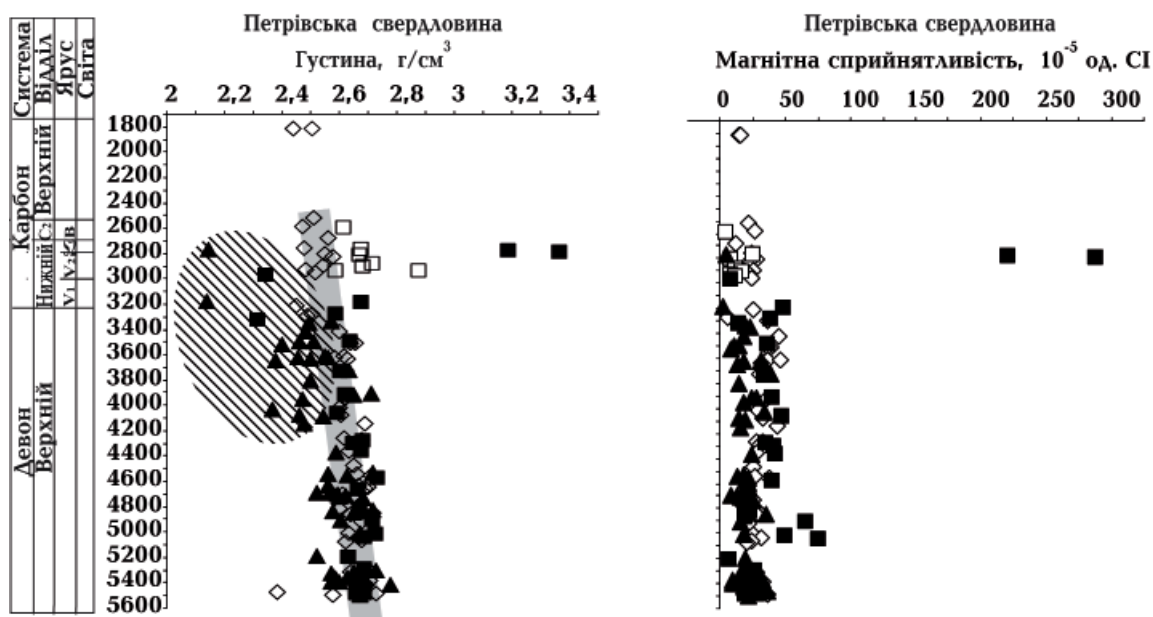
Г

малії північно-західного простягання, узгодженої з Центральним поздовжнім розломом, поруч зі швом Херсон—Смоленськ (див. рис. 1, б). У свердловині виявлено інтервал високомагнітних (150—800) × 10⁻⁵ од. СІ) аргілітів на глибині 3400—4100 м (рис. 2, г), що пояснює інтенсивність

аномалії. В інтервалі 5000—5300 м спостерігається деяке розуцільнення аргілітів на фоні збільшення магнітної сприйнятливості. Показовим є закономірне зниження густини пісковиків у розрізі свердловини починаючи з глибини 3000 м, що може бути пов'язано з проявом Центрального



д

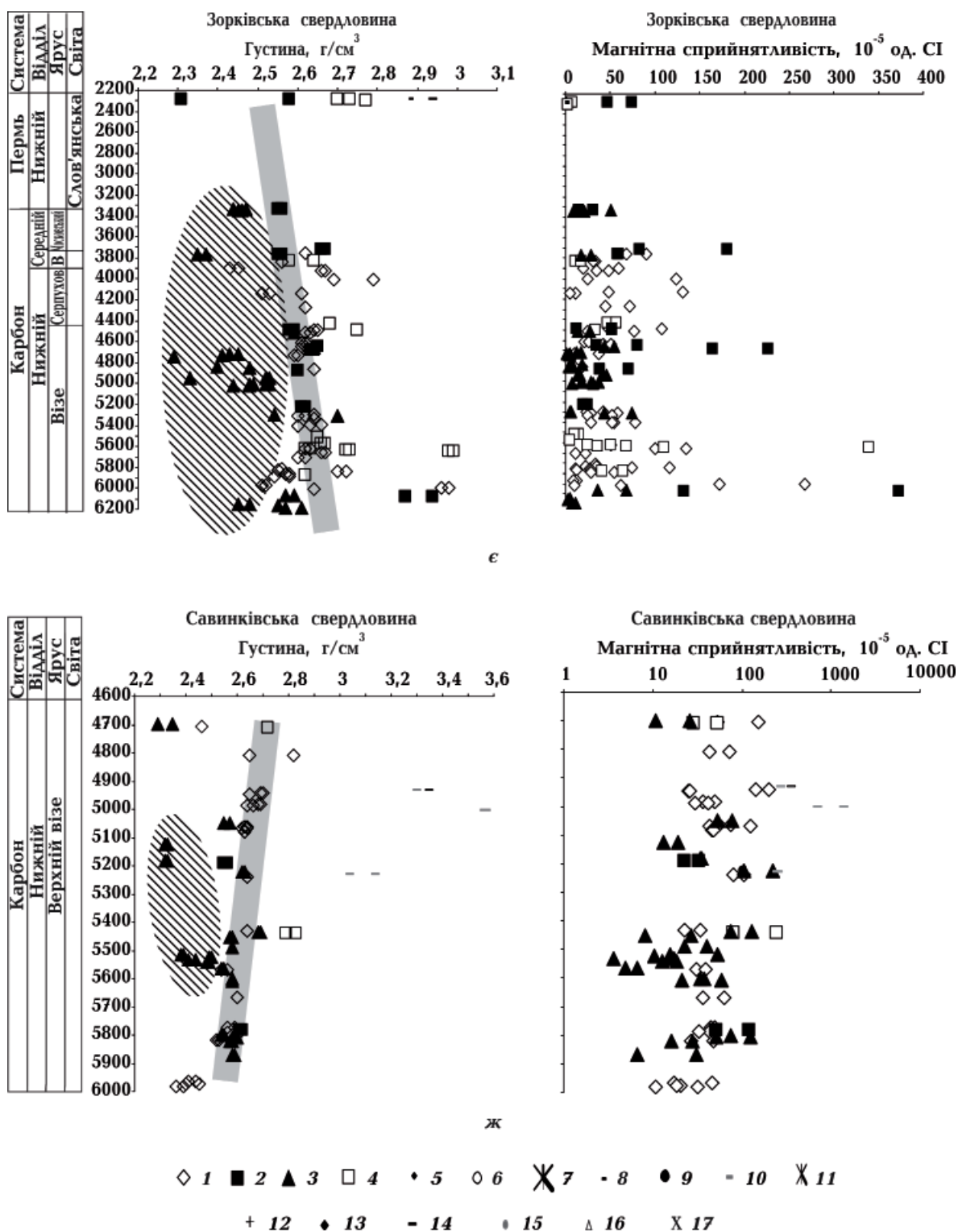


е

розлому і є однією з провідних ознак нафтогазоносності. Недалеко від свердловини знаходяться Барбурзька та Південно-обміїська виявлені перспективні площі.

Гужівська свердловина розташована в межах слабкоінтенсивної локальної аномалії поруч з Івангородським соляним штоком. В її розрізі помічено дві групи в

розподілі густини з глибиною (рис. 2, д). Головна закономірність охоплює практично всі різновиди порід, за винятком пісковиків, які складають другу групу з меншою загальною густиною приблизно на $0,2 \text{ г/см}^3$ в інтервалі глибин від 3200 до 5500 м порівняно з першою групою. Зауважимо при цьому, що, згідно з експерименталь-



Закінчення: рис. 2. 1 — аргіліти; 2 — алевроліти; 3 — пісковики; 4 — вапняки; 5 — мергелі; 6 — гранітогнейси; 7 — доломіти; 8 — ангідрити; 9 — гнейси; 10 — конкреції; 11 — кам'яна сіль; 12 — ефузивна порода; 13 — туфоаргіліти; 14 — туфопісковики; 15 — туфобрекчії; 16 — базальти; 17 — вапняки доломітизовані.

ними дослідженнями, зменшення густини однотипних порід часто зумовлено збіль-

шенням їх пористості. Водночас магнітна сприйнятливість аргілітів зростає до

$270 \cdot 10^{-5}$ од. СІ на глибинах 4000—4600 м, а пісковики з глибини від 3200 до 3900 м стають практично немагнітними. Такі зміни параметрів з урахуванням наявності неподалік Северорожнівської підготовленої площі можуть додатково характеризувати перспективність площі 5.

Петрівська свердловина розташована у мінімумі локальної магнітної аномалії, що відповідає практично немагнітному розрізу, проте розущільнення в інтервалі 2800—4200 м (рис. 2, е) пісковиків підтверджує одну з прогнозних регіональних ознак перспективної площі 5.

Отже, характер зміни густини і магнітної сприйнятливості у досліджених свердловинах на великих глибинах в перспективній площі 5 свідчить про обґрунтованість її оцінювання у монографії [Тектоника..., 2015].

Зорківська і Савинківська свердловини знаходяться у Лохвицькому сегменті. Обидві свердловини розташовані в межах локальної аномалії північно-західного простягання інтенсивністю до 10 нТл (див. рис. 1, б), яка фіксує положення зони поздовжнього розлому. Останній виділено також за згаданими вище спостереженнями лінійних елементів магнітного поля.

Зорківська свердловина, крім того, знаходиться у вузлі перетину поздовжнього і північно-східного розломів [Розиган, Орлюк, 2016]. Досягнувши проектної глибини 6200 м, вона розкрила верхню частину девону і відкрила поклад вуглеводнів у горизонті В-22, а потім і Червонозаводсько-Рудівську зону нафтогазонакопичення.

Цікавим є факт, що характер зміни параметрів у розрізі цієї свердловини є аналогом Ніжинської свердловини (рис. 2, г, е). В ній також пісковики формують самостійне поле знижених значень густини, а алеволіти і аргіліти мають підвищену магнітну сприйнятливість в інтервалі глибин 5600—6100 м. Не виключено, що магнітна сприйнятливості порід може бути пов'язана з її зміною під впливом вуглеводнів.

У *Савинківській свердловині*, на відміну від усіх інших, встановлено зменшення

густини з глибиною поряд з мінімальними значеннями густини для пісковиків на локальних інтервалах глибин (рис. 2, ж). При цьому магнітна сприйнятливості не виявляє будь-яких закономірних змін з глибиною, змінюючись у досить широких межах від 5 до $240 \cdot 10^{-5}$ од. СІ. Така строка-тість досліджених параметрів може бути спричинена порушенням порід під впливом процесів у зоні розлому. Слід виділити інтервали 4900—5300 і 5400—5700 м, в яких магнітна сприйнятливості аргілітів збільшується, а густина зменшується. Поряд зі свердловинами розміщуються нафтогазоконденсатні та газоконденсатні родовища, що, з огляду на наявність поздовжнього і північно-східного розломів, указує на перспективність подальшого пошуку вуглеводнів у зоні розташування цих свердловин (див. рис. 1).

Строївську свердловину пробурено у крайній північно-західній частині Чернігівського сегмента з метою оцінювання перспектив нафтогазоносності підсолевих відкладів девону, в яких на суміжних площах (Гриборуднянській та Ловинській) отримано прямі прояви нафти [Іванишин, 2005]. У розрізі свердловини спостерігається збільшення густини порід з глибиною в інтервалі від 2,25 до 2,8 г/см³ за зміни магнітної сприйнятливості від перших одиниць до $100 \cdot 10^{-5}$ од. СІ. На фоні цієї загальної залежності виділено інтервали з іншою закономірністю. Зокрема в інтервалі глибин 1700—2000 м густина аргілітів і вапняків дещо зменшується з глибиною, а їх магнітна сприйнятливості збільшується (рис. 2, а). Така залежність за сталого складу порід і суттєве підвищення магнітної сприйнятливості різних порід до $10\,000 \cdot 10^{-5}$ од. СІ на глибинах 1300—2800 м частково можна пояснювати геохімічними причинами, зокрема наявністю флюїду. Частковим підтвердженням можуть слугувати і припливи нафти на Гриборуднянській і Ловинській ділянках.

Перелічені особливості зміни густини і магнітної сприйнятливості, що встановлені в свердловинах, і можливості використання їх як локальних ознак нафтога-

зональності потребують аналізу їх зв'язку з регіональними критеріями. Розглянемо таку можливість на прикладі розрізу земної кори і даних для Борківської свердловини, що, як уже зазначено, розташована в межах перспективної площі 6 (рис. 3). Розріз консолідованої кори по лінії А—В (положення див. на рис. 1) побудовано з використанням даних сейсмогравітаційного 3D моделювання [Куприенко и др., 2010; Тектоника..., 2015] та структурних особливостей будови осадового чохла [Атлас..., 1984]. Положення глибинних розло-

мів наведено, згідно зі схемою розломної тектоніки кристалічного фундаменту за [Пашкевич и др., 2014; Тектоника..., 2015]. Як бачимо на рис. 3, розріз неоднорідний в магнітному аспекті і включає глибинні магнітні утворення, обмежені крайовим розломом на північному сході, який також відповідає різкій зміні глибини до поділу М. Прогнозна площа 6 знаходиться у безпосередній близькості до трансрегіонального багаторазово активізованого тектонічного шва Херсон—Смоленськ, який фіксується 5-кілометровим уступом поділу

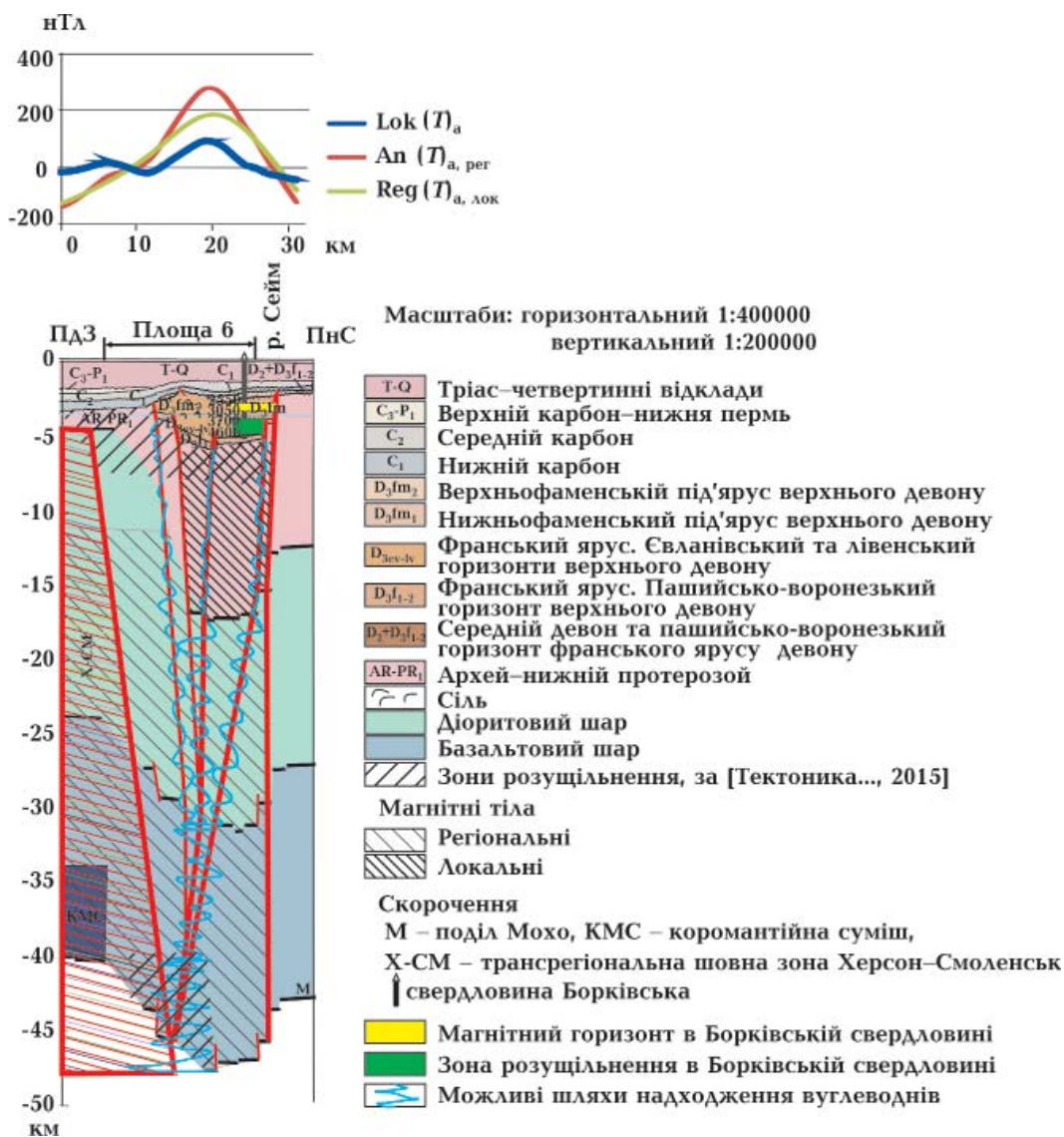


Рис. 3. Магнітна неоднорідність консолідованої кори в районі Борківської свердловини. Розріз земної кори по лінії А—В, за [Атлас..., 1984; Куприенко и др., 2010; Тектоника..., 2015].

М. У верхній частині розрізу в «гранітно-му» шарі зафіксовано джерело локальної магнітної аномалії — ймовірно, інтрузивне тіло основного складу, над яким в осадовому шарі пробурена Борківська свердловина. У районі м. Чернігів встановлено девонські магматичні утворення основного складу, а саме з основними породами пов'язують природу глибинних магнітних джерел. Отже, в районі досліджень післядевонська активізація пов'язана з глибинними розломами, приконтатними розломами магнітних джерел, вулканічними каналами тощо, які можуть слугувати шляхами надходження глибинних флюїдів у верхню частину земної кори [Wilson, Lyashkevich, 1996; Багдасарова, 2013].

На підставі різкої роздробленості покрівлі «базальтового» шару і подошви кори можна припустити, що глибинні розломи мають зв'язок з глибинною частиною шва.

З точки зору прогнозування нафтогазоносності особливий інтерес становлять ділянки зниженої густини у верхній частині консолідованої кори і над поділом М. У розрізі свердловини поряд із загальною тенденцією збільшення густини з глибиною (див. рис. 2, б) в інтервалі глибин 3700—4600 м існує зона зниження густини різних порід, переважно вапняків. Приблизно на тих самих глибинах змінюється тип зв'язку величини χ з глибиною, для вапняків вона зменшується від 100 до $10 \cdot 10^{-5}$ од. СІ. Вище по розрізу в інтервалі глибин 2550—3050 м переважно серед пісковиків виявлено відхилення від загальної закономірності зміни величини χ з глибиною у бік її підвищення до $10\,000 \cdot 10^{-5}$ од. СІ (рис. 2, б; 3).

У сукупності всі отримані дані свідчать про можливі шляхи надходження глибинних флюїдів по розломах, а також унаслідок зменшення густини практично в усьому розрізі кори, результатом чого може бути зміна загальної тенденції зв'язку магнітної сприйнятливості з глибиною і локального її підвищення для окремих різновидів порід. Слід зазначити при цьому, що локальна магнітна аномалія фактично є сумарним ефектом від джерела у «гра-

нітному» шарі і аномального зростання величини χ у межах осадового чохла під можливим впливом вуглеводнів. Експериментально підвищення магнітної сприйнятливості порід під впливом вуглеводнів за підвищеної температури було показано для зразків аргілітів, пісковиків, алевролітів Борківської, Ніжинської та Зорківської свердловин [Орлюк, Друкаренко, 2010, 2013; Друкаренко, Орлюк, 2017].

Висновки. Виконані дослідження магнітної сприйнятливості та густини порід осадового чохла Чернігівського сегмента ДДА в комплексі з іншими геолого-геофізичними даними дають змогу проаналізувати його магнітну і густинну неоднорідність як з погляду генезису і типу осадових порід, так і стосовно процесів трансформації магнітних мінералів за рахунок глибинних вуглеводнів, що може істотно підвищити оцінку перспективності цього регіону, особливо глибинних частин осадового чохла і кристалічного фундаменту.

1. У п'яти свердловинах на різних глибинах виділено розуцільнені різнотипні породи з підвищеною магнітною сприйнятливістю, в тому числі аргіліти поблизу кристалічного фундаменту. Такі інтервали виділено у Борзнянській (4150—4550 м) для туфопісковиків, а також аргілітів Ніжинської (5000—5300 м), Зорківської (5500—6000 м), Савинківської (4900—5300 м) і Строївської (1700—2000 м) свердловин. Ці інтервали можуть бути маркерами проходження, а також можливого скупчення глибинних вуглеводнів, що певною мірою підтверджується припливами вуглеводнів на суміжних ділянках, поблизу із Строївською, Борзнянською та Зорківською свердловинами.
2. Перспективність виявлених зон розуцільнення і підвищеної магнітної сприйнятливості порід у межах осадового чохла обґрунтовано їх розташуванням над магнітними джерелами в кристалічному фундаменті, а також зв'язком з глибинними крайовими розломами ДДА, трансрегіональним

тектонічним швом Херсон–Смоленськ і супутніми їм розломами, які розглядаємо як шляхи надходження глибинних вуглеводнів.

3. Досліджені закономірності зміни фізичних параметрів осадових порід, виявлених за розрізами глибоких свердловин, які можуть бути зумовлені експериментально встановленим збільшенням магнітної сприйнятливості під впливом вуглеводнів, у комплексі з даними щодо глибинної будови земної кори дають можливість розглядати їх

як локальні ознаки нафтогазоносності, що доповнюють регіональні прогностичні критерії.

Вдячності. Автори вдячні І. К. Пашкевич за поради та слушні зауваження щодо окремих положень статті, М. І. Бакаржівій та А. В. Марченку за розділення аномального магнітного поля на регіональну та локальну складові і розрахунок аномалій від джерел в осадовому чохла. Щиру вдячність висловлюємо О. М. Русакову за постійну увагу до праць авторів, фахові правки рукопису і висновків статті.

Список літератури

- Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Изд. Мин-ва геологии УССР, Укр. науч.-исслед. геологоразв. ин-та, 1984. 190 с.
- Багдасарова М. В. Современная геодинамика и новые критерии поисков нефтегазовых месторождений. *Недропользование XXI век*. 2013. № 4. С. 56—61.
- Гагиров В., Меньшов А., Кугэравец Р., Гагиров К. Грави-магниторазведка при поисках нефтегазовых месторождений в условиях Азербайджана и Украины. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2016. № 3(74). С. 23—33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.74.05>
- Гейко Т. С., Лукин А. Е., Омельченко В. В., Цеха О. Г. Тектоно-геодинамические критерии нефтегазоносности кристаллического фундамента северного борта Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геол. журн.* 2013. № 4. С. 7—23.
- Дмитриевский А. Н., Баланюк И. Е., Каракин А. В. Геодинамическая модель вторичного спрединга и формирование залежей углеводородов в тылу островных дуг. *Газовая промышленность*. 2004. <http://www.dmitrievskiy.ru/page004rus.htm>.
- Друкаренко В., Орлюк М. О структурно-генетической связи путей миграции и накопления углеводородов с магнитной неоднородностью земной коры северо-западной части Днепровско-Донецкого авлакогена. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2017. № 1. С. 33—41.
- Друкаренко В. В., Розиган Т. В. Аналіз фізичних параметрів порід осадового чохла та магнітолінеаментів північно-західної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену стосовно прогнозування глибинних вуглеводнів: *Матеріали VI Всеукраїнської молодіжної наукової конференції-школи «Сучасні проблеми геологічних наук»*, Київ, 14—16 квітня, 2016. С. 108—111.
- Завьялов В. М. Установленные условия формирования и размещения нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине в свете вертикально-миграционного закона Кудрявцева. *Электронный журнал «Глубинная нефть»*. 2014. Т. II. № 11. С. 1829—1834. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-11-2014/8_Zavialov_2-11-2014.pdf.
- Иванишин В. А. Структурно-стратиграфичні і літолого-геохімічні критерії нафтогазоносності глибокозанурених відкладів Дніпровсько-Донецької западини: Дис. ... д-ра геол. наук. Київ, 2005. 464 с.
- Карта структур східного нафтогазоносного регіону України станом на 1.01.2009. Львів: УкрДГРІ, 2009.
- Кравченко С. Н., Орлюк М. И., Русаков О. М. Новый подход к интерпретации региональной Западно-Черноморской магнитной аномалии. *Геофиз. журн.* 2003. Т. 25. № 2. С. 135—145.

- Крива І. Г. Літомагнітні комплекси нафтогазоносних відкладів палеозою північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини: Дис. ... канд. геол. наук. Львів, 2011. 144 с.
- Куприенко П. Я., Макаренко І. Б., Старостенко В. І., Легостаєва О. В., Савченко А. С. Трехмерная плотностная модель земной коры и верхней мантии Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. *Геофиз. журн.* 2010. Т. 32. № 6. С. 175—214. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i6.2010.117461>.
- Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 32. № 2. С. 61—92.
- Максимчук В. Ю., Городиський Ю. М., Кугеравец Р. С., Попов С. А. Результати дослідження аномального магнітного поля на Вовківській площі північного борту ДДЗ у зв'язку з прогнозуванням нафтогазоносності. *Праці наук. товариства. ім. Шевченка.* 2006. Т. XVII. *Геофізика.* С. 22—35.
- Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. Гл. ред. В. А. Краюшкин. Киев: Наук. думка, 2002. 295 с.
- Орлюк М. І. Генетичні та структурно-генетичні зв'язки аномального магнітного поля Землі з її нафтогазоносністю: *Тезиси докладів VII міжнародної конференції України Геодинаміка, тектоніка і флюїдодинаміка нефтегазоносних регіонів України «Крим-2007»*, Симферополь: Изд-во Ассоциации геологов г. Симферополь, 2007. С. 105—107.
- Орлюк М. І. Магнітна модель земної кори юго-запада Восточно-Европейської платформи: Дис. ... д-ра геол. наук. Киев, 1999. 404 с.
- Орлюк М. І., Друкаренко В. В. Магнітна восприимчивість порід северо-западної частини Днепровско-Донецької впадини. *Геофиз. журн.* 2010. Т. 32. № 1. С. 78—91. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i1.2010.117571>.
- Орлюк М. І., Друкаренко В. В. Фізическі параметри порід осадочного чехла северо-западної частини Днепровско-Донецької впадини. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 2. С. 127—136. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>.
- Орлюк М. І., Друкаренко В. В. Теоретические и экспериментальные обоснования глубинной нефтегазоносности земной коры по геомагнитным данным. *Электронный журнал «Глубинная нефть»*. 2014. Т. 2. № 8. С. 1245—1258. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-8-2014/4_Orlyuk-Drukarenko_2-8-2014.pdf.
- Орлюк М. І., Кравченко С. М., Єнтін В. А. Магнітна характеристика порід осадового чохла Центральної депресії Дніпровсько-Донецького авлакогена: *Збірник наукових праць VI міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України»*. Івано-Франківськ, 2000. Т. 1. С. 303.
- Орлюк М. І., Пашкевич І. К. Магнітна характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 6. С. 136—151. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>.
- Орлюк М. І., Пашкевич І. К. Некоторые аспекты взаимосвязи нефтегазоносности с намагниченностью земной коры Украины. *Геофиз. журн.* 1996. Т. 18. № 1. С. 46—52.
- Орлюк М. І., Роменец А. А., Марченко А. В., Бакаржиева М. І., Лебедь Т. В. Исследование динамики геомагнитного поля в районе Черниговской региональной аномалии. *Вестник Пермского университета. Серия «Геология»*. 2014. № 3(24). С. 48—59.
- Орлюк М. І., Роменец А. А., Марченко А. В., Орлюк І. М., Иващенко І. Н. Магнітне схлопнення на території України: результати спостережень і вирахувань. *Геофиз. журн.* 2015. Т. 37. № 2. С. 73—85. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i2.2015.111307>.
- Пашкевич І. К., Орлюк М. І., Лебедь Т. В. Магнітна неоднорідність, разломна тектоніка консолідованої земної кори і нефтегазоносність Днепровско-Донецького авлакогена. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 1. С. 64—80. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116150>.
- Порфирьев В. Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей: избранные труды в 2 т. Киев: Наук. думка, 1987. 216 с.
- Розиган Т., Орлюк М. Магнітолінеаменти Схід-

- ного та Південного нафтогазоносних регіонів України. *Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища: Матеріали VI Міжнародної наукової конференції, Львів, 20—23 вересня 2016 р.* Львів: Сполом, 2016. С. 235—237.
- Старостенко В. И., Лукин А. Е., Коболев В. П., Русаков О. М., Орлюк М. И., Шуман В. Н., Омельченко В. Д., Пашкевич И. К., Толкунов А. П., Богданов Ю. А., Буркинский И. Б., Лойко Н. П., Федотова И. Н., Захаров И. Г., Черняков А. М., Куприенко П. Я., Макаренко И. Б., Лебедь Т. В., Савченко А. С. Модель глубинного строения Донецкого складчатого сооружения и прилегающих структур по данным региональных геофизических наблюдений. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 4. С. 44—68.
- Старостенко В. И., Крупський Б. А., Пашкевич І. К., Русаков О. М., Макаренко І. Б., Кутас Р. І, Гладун В. В., Легостаєва О. В., Лебідь Т. В. Розломна тектоніка і перспективи нафтогазоносності українського сектора північно-східної частини Чорного моря. *Нафтова і газова промисловість.* 2011. № 1. С. 7—10.
- Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины: монография.* Ред. В. И. Старостенко. Киев: Галактика, 2015. 252 с.
- Тимурзиев А. И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. *1-е Кургявцевские чтения, Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, Москва, 22—25 октября 2012 г.* Москва: ОАО «ЦГЭ», 2012. С. 495.
- Чебаненко И. И., Краюшкин В. А., Клочко В. П., Гожик П. Ф., Евдощук Н. И. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазонасность фундамента осадочных бассейнов. Киев: Наук. думка, 2002. 293 с.
- Hydrocarbon production from fractured basement. GeoScience Ltd, Version 9, August 2010. www.geoscience.co.uk/downloads/fractured-basementver9.pdf.
- LeSchak L. A., Van Alstine D. R., 2002. High-resolution ground-magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in Western Canada, in Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing. *AAPG Studies in Geology.* № 48. *SEG Geophys. Ref. Series* № 11. P. 67—156.
- Sirkar A., 2004. Hydrocarbon production from fractured formation. *Current Sci.* 87(2), 147—151.
- Smith J. C., 2012. Panhandle field. Handbook of Texas Online. Accessed July 08, Published by the Texas State Historical Association. <http://www.tshaonline.org/handbook/online/articles/dop01>.
- Wilson M., Lyashkevich Z., 1996. Magmatism and the geodynamics of rifting of the Pripyat-Dnieper-Donets rift, East European Platform. *Tectonophysics* 268(1-4), 65—81.

Prediction of pathways and places of accumulation for hydrocarbons of the Chernigiv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity

© M. I. Orlyuk, V. V. Drukarenko, 2018

A complex analysis of the magnetic inhomogeneity of the entire crustal section is performed in conjunction with the available geological and geophysical data on the prediction of migration paths of deep hydrocarbons and their accumulation in the upper part of the crystalline basement and sedimentary cover.

The results of laboratory studies of the magnetic susceptibility and density of the sedimentary cover and the crystalline basement rocks from 8 wells drilled in the northwestern part of the DDA, within the boundaries of which the Chernihiv segment is located, are presented to establish the connection with the structure-formation complexes of the sedi-

mentary cover, as well as with the hydrocarbons probable routes of passage and places of accumulation.

Intervals with decompressed rocks having increased values of magnetic susceptibility in five wells were identified. These intervals can be hydrocarbons passing markers, as partly evidenced by the appearance of fluids on the squares adjacent to Borznyanskaya, Stroyevskaya and Zorkovskaya wells. It is confirmed that the isolated zones within the boundaries of the sedimentary cover are associated with magnetic sources in the crystalline basement, as well as with deep margin faults of the DDA and tectonic suture Kherson-Smolensk, which makes it possible to consider them as promising on hydrocarbons, and the faults themselves as supply channels. The established regularities of changes in the magnetic susceptibility and density, as well as the results of experimental studies of genetic connection of increased values of magnetization with migration paths and accumulation of hydrocarbons in combination with other geological and geophysical data, are proposed for use as local forecasting features for oil and gas content which complement regional forecasting criteria.

Key words: Chernihiv segment, Dnieper-Donets Aulacogene, magnetic susceptibility, oil and gas content, nature of hydrocarbons.

References

- Atlas of geological structure and oil and gas content of the Dnieper-Donets depression, 1984. Kiev: Publ. Ministry of Geology of the Ukrainian SSR, Ukrainian Research. geological prospecting institute, 190 p. (in Russian).
- Bagdasarova M. V., 2013. Modern geodynamics and the new criteria of searching of oil and gas deposits. *Nedropolzovaniye XXI vek* (4), 56—61 (in Russian).
- Gadirov V., Menshov A., Kuderavets R., Gadirov K., 2016. Gravity-magnetometry in the search for oil and gas deposits in Azerbaijan and Ukraine. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu. Heolohiya* (3), 23—33 (in Russian). <http://doi.org/10.17721/1728-2713.74.05>.
- Geyko T. S., Lukin A. E., Omelchenko V. V., Tseha O. G., 2013. Tectonic-geodynamic criteria of oil and gas content of the crystalline basement of the northern boundary of the Dnieper-Donets aulacogene. *Geologicheskii zhurnal* 4, 7—23 (in Russian).
- Dmitriyevskiy A. N., Balanyuk I. E., Karakin A. V., 2004. Geodynamic model of secondary spreading and formation of hydrocarbon deposits in the rear of island arcs. *Gazovaya promyshlennost*. <http://www.dmitriyevskiy.ru/page-004rus.htm>. (in Russian).
- Drukarenko V., Orlyuk M., 2017. About structural-genetic connection of migration routes and accomodation of hydrocarbons with magnetic heterogeneity of the earth crust of north-western part of Dnieper-Donets aulacogene. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu. Heolohiya* (1), 33—41 (in Russian). <http://doi.org/10.17721/1728-2713.76.05>.
- Drukarenko V. V., Rozyhan T. V., 2016. Analysis of physical parameters of sedimentary cover rocks and magnetic lineaments of north-western part of Dnieper-Donets aulacogene with regards for forecasting of deep hydrocarbons. *Modern problems of geological sciences: Materials of VI All-Ukrainian youth conference-school, April 14—16, Kyiv*. P. 108—111 (in Ukrainian).
- Zavyalov V. M., 2014. The established conditions for the formation and location of oil and gas in the Dnieper-Donets Depression in the light of the vertical migration law of Kudryavtsev. *Glubinnaya neft* II(11), 1829—1834 (in Russian). http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-11-2014/8_Zavialov_2-11-2014.pdf
- Ivanyshyn V. A., 2005. Structure-stratigraphical and lithology-geochemical criteria of the oil and gas presence in the deep deposits of the Dnieper-Donetsk basin: Dis. Dr. geol. sci. Kyiv, 464 p. (in Ukrainian).
- Map of structures of the eastern oil and gas region of Ukraine by 1.01.2009, 2009. Lviv: UkrDGRI (in Ukrainian).
- Kravchenko S. N., Orlyuk M. I., Rusakov O. M.,

2003. A new approach to the interpretation of the regional Western Black Sea magnetic anomaly. *Geofizicheskiy zhurnal* 25(2), 135—145 (in Russian).
- Kryva I. G., 2011. Lithomagnetic complexes of oil and gas deposits of the Paleozoic of the north-western part of the Dnieper-Donets depression: Dis. cand. geol. sci. Lviv, 144 p. (in Ukrainian).
- Kupriyenko P. Y., Makarenko I. B., Starostenko V. I., Legostayeva O. V., Savchenko A. S., 2010. Three-dimensional density model of the earth's crust and upper mantle of the Dnieper-Donets Basin and Donbass. *Geofizicheskiy zhurnal* 32(6), 175—214 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i6.2010.117461>.
- Lukin A. E., 2009. Native-metallic micro- and nano-inclusions in formations of oil and gas-bearing basins as tracers of super-deep fluids. *Geofizicheskiy zhurnal* 32(2), 61—92 (in Russian).
- Maksymchuk V. Yu., Gorodyskiy Yu. M., Kudravets R. S., Popov S. A., 2006. Results of the study of anomalous magnetic field on the Vovkivtsi square of the northern boundary of the DDD in connection with the prediction of oil and gas. *Praci naukovoho tovarystva im. Shevchenka XVII. Heofizyka*, 22—35 (in Ukrainian).
- Oil and gas prospects of Ukraine. Oil and gas bearing of the foundation of sedimentary basins, 2002. Ed. V. A. Krayushkin. Kiev: Naukova Dumka, 295 p. (in Russian).
- Orlyuk M. I., 2007. Genetic and structural-genetic relations of the anomalous magnetic field of the Earth with its oil and gas content: *Abstracts of the VII International Conference of Ukraine Geodynamics, tectonics and fluid dynamics of oil and gas bearing regions of Ukraine «Crimea-2007»*. Simferopol: Publication of the Association of Geologists of Simferopol, P. 105—107 (in Ukrainian).
- Orlyuk M. I., 1999. Magnetic model of the earth's crust of the south-west of the East European platform: Dis. Dr. geol. sci. Kyiv, 404 p. (in Russian).
- Orlyuk M. I., Drukarenko V. V., 2010. Magnetic susceptibility of the rocks of the northwestern part of the Dnieper-Donets basin. *Geofizicheskiy zhurnal* 32(1), 78—91 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i1.2010.117571>.
- Orlyuk M. I., Drukarenko V. V., 2013. The physical parameters of the rocks of the sedimentary cover of the northwestern part of the Dnieper-Donetsk trough. *Geofizicheskiy zhurnal* 35(2), 127—136 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>.
- Orlyuk M. I., Drukarenko V. V., 2014. Theoretical and experimental justifications of deep oil-and-gas content of the earth crust on the grounds of geomagnetic data. «*Glubinnyaya neft*» 2(8), 1242—1258 (in Russian). http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-8-2014/4_Orlyuk-Drukarenko_2-8-2014.pdf.
- Orlyuk M. I., Kravchenko S. M., Yentin V. A., 2000. Magnetic characteristics of the sedimentary rocks of the central depression of the Dnieper-Donets avelacogene: *Zbirnyk naukovykh prats VI mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi «Nafta i haz Ukrayiny»*. Ivano-Frankivsk. Vol. 1. P. 303 (in Ukrainian).
- Orlyuk M. I., Pashkevich I. K., 2011. Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelina group of gas fields as a component of the complex search criteria of hydrocarbons. *Geofizicheskiy zhurnal* 33(6), 136—151 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>.
- Orlyuk M. I., Pashkevich I. K., 1996. Some aspects of oil and gas connection with the magnetization of the earth's crust of Ukraine. *Geofizicheskiy zhurnal* 18(1), 46—52 (in Russian).
- Orlyuk M. I., Romanets A. A., Marchenko A. V., Barkarjyyeva M. I., Lebed T. V., 2014. Investigation of the dynamics of the geomagnetic field in the region of the Chernigov regional anomaly. *Vestnik Permskogo universiteta. Seriya «Geologiya»* (3), 48—59 (in Russian).
- Orlyuk M. I., Romanets A. A., Marchenko A. V., Orlyuk I. M., Ivashchenko I. N., 2015. Magnetic declination of the territory of Ukraine: the results of observations and calculations. *Geofizicheskiy zhurnal* 37 (2), 73-85 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i2.2015.111307>
- Pashkevich I. K., Orlyuk M. I., Lebed T. V., 2014.

- Magnetic data, fault tectonics of consolidated earth crust and oil-and-gas content of the Dnieper-Donets avlakogen. *Geofizicheskiy zhurnal* 36(1), 64—80 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116150>.
- Porfiriyev V. B., 1987. The nature of oil, gas and fossil coals: selected works in 2 toms. Kiev: Naukova Dumka, 216 p. (in Russian).
- Rozyhan T., Orlyuk M., 2016. Magnitolineaments of the Eastern and Southern oil and gas regions of Ukraine. *Geophysical Technologies for Prognostication and Monitoring of the Geological Environment: Materials of the VI International Scientific Conference, Lviv, September 20—23*. Lviv: Spolom, 235—237 (in Ukrainian).
- Starostenko V. I., Lukin A. E., Kobolev V. P., Rusakov O. M., Orlyuk M. I., Shuman V. N., Omelchenko V. D., Pashkevich I. K., Tolkunov A. P., Bogdanov Y. A., Burkinskiy I. B., Loyko N. P., Fedotova I. N., Zakharov I. G., Chernyakov A. M., Kupriyenko P. Y., Makarenko I. B., Lebed T. V., Savchenko A. S., 2009. Model of the deep structure of the Donetsk folded structure and adjacent structures according to the data of regional geophysical observations. *Geofizicheskiy zhurnal* 31(4), 44—68 (in Russian).
- Starostenko V. I., Krupskiy B. L., Pashkevich I. K., Rusakov O. M., Makarenko I. B., Kutas R. I., Gladun V. V., Legostaeva O. V., Lebid T. V., 2011. Faults tectonics and oil and gas prospects of the Ukrainian sector of the north-eastern part of the Black Sea. *Naftova i gazova promyslovist* (1), 7—10 (in Ukrainian).
- Tectonics and hydrocarbon potential of crystalline basement of the Dnieper-Donets depression: monography, 2015. Ed. V. I. Starostenko. Kiev: Galaktika, 252 p. (in Russian).
- Timurziyev A. I., 2012. The modern state of the theory of origin and the practice of oil exploration: the theses for creating a theory of forecasting and prospecting for deep oil: 1st Kudryavtsev Readings, All-Russian Conference on Deep-Sea Genesis of Oil, Moscow, October 22—25, 2012. Moscow: JSC «CGE», 495 (in Russian).
- Chebanenko I. I., Krayushkin V. A., Klochko V. P., Gozhyk P. F., Yevdoshchuk N. I., 2002. Oil and gas prospects of Ukraine. Oil and gas bearing of the basement and sedimentary basins. Kyiv: Naukova Dumka, 293 p. (in Russian).
- Hydrocarbon production from fractured basement. GeoScience Ltd, Version 9, August 2010. www.geoscience.co.uk/downloads/fractured-basementver9.pdf.
- LeSchak L. A., Van Alstine D. R., 2002. High-resolution ground-magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in Western Canada, in Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing. *AAPG Studies in Geology*. № 48. *SEG Geophys. Ref. Series* № 11. P. 67—156.
- Sirkar A., 2004. Hydrocarbon production from fractured formation. *Current Sci.* 87(2), 147—151.
- Smith J. C., 2012. Panhandle field. Handbook of Texas Online. Accessed July 08, Published by the Texas State Historical Association. <http://www.tshaonline.org/handbook/online/articles/dop01>.
- Wilson M., Lyashkevich Z., 1996. Magmatism and the geodynamics of rifting of the Pripyat-Dnieper-Donets rift, East European Platform. *Tectonophysics* 268(1—4), 65—81.