

УДК 551.49:553.98(477.7)

Іванна Володимирівна Колодій,

к. геол. н., ст. наук. співроб., Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
вул. Наукова, 3а, м. Львів, 79060, Україна,
e-mail: ivannakolodiy@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6879-1051>;

Галина Богданівна Медвідь,

к. геол. н., ст. наук. співроб., Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
e-mail: hamedvid@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-5059-245X>

ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЬОКРЕЙДОВОГО ТЕРИГЕННОГО КОМПЛЕКСУ КАРКІНІТСЬКО-ПІВНІЧНОКРИМСЬКОГО ПРОГИНУ В АСПЕКТІ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

В статті проаналізовано гідрогеологічні особливості нижньокрейдових відкладів на північно-західному шельфі Чорного моря. Підвищений нафтогазогеологічний інтерес до нижньокрейдового глинисто-теригенного комплексу зумовлений тим, що майже всі локальні підняття в осадових відкладах палеоцен-міоцену на невеликих глибинах вже виявлені і розбурені. Водночас перспективність нижньокрейдових відкладів підтверджується відкриттям нафтових і газових родовищ на Румунському шельфі.

Встановлено регіональні особливості поширення пластових вод нижньокрейдових відкладів і механізми формування їх хімічного складу. Підземні води нижньокрейдового водоносного комплексу акваторії головно хлоридно-кальцієвого типу і ближчі за складом до морської води порівняно з підземними водами, що розкриті свердловинами на суші. Це пов'язано з вагомою часткою седиментогенних вод, значною тривалістю елізійних етапів в історії розвитку регіону і може свідчити про сприятливі умови для формування та збереження вуглеводневих покладів. Сульфатно-натрієві води базального горизонту і нижньокрейдового водоносного комплексу найімовірніше є давньоінфільтрогенними. Про це свідчить зменшення в підземних водах цих комплексів значень показників метаморфізації rCa/rMg , $r(Cl-Na)/rMg$ і збільшення Cl/Br до понад 1000, пониженими вмістами J , Br . Основними процесами формування хімічного складу вод докрейдового і нижньокрейдового комплексів могли бути: вилуговування порід; змішування інфільтрогенних прісних чи солонуватих вод з таласогенними; змішування цих вод з водами високотемпературної дегідратації глинистих порід з утворенням неінфільтрогенних сульфатно-натрієвих і гідрокарбонатно-натрієвих вод. Геобаричні умови і фільтраційні параметри дозволяють припустити що потоки вод елізійної водонапірної системи можуть рухатись із найзануреніших частин Каркінітсько-Північнокримського прогину в напрямку до його борти. Обґрунтовано перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину за гідрогеохімічними та газо-гідрогеохімічними показниками і визначені перспективні ділянки для геолого-пошукових робіт.

Ключові слова: Каркінітсько-Північнокримський прогин, гідрогеохімічні умови, газонасиченість, коефіцієнт гідростатичності, геобаричні умови.

И. В. Колодий, Г. Б. Медвидь. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕМЕЛОВОГО ТЕРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА КАРКИНИТСКО-СЕВЕРОКРИМСКОГО ПРОГИБА В АСПЕКТЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ. В статье проанализировано гидрогеологические особенности нижнемеловых отложений на северо-западном шельфе Черного моря. Повышенный нефтегазогеологический интерес к нижнемеловому глинисто-терригенному комплексу обусловлен тем, что почти все локальные поднятия в осадочных отложениях палеоцен-миоцена на небольших глубинах уже обнаружены и разбурены. В то же время перспективность нижнемеловых отложений подтверждается открытием нефтяных и газовых месторождений на Румынском шельфе.

Установлены региональные особенности распространения пластовых вод нижнемеловых отложений и механизмы формирования их химического состава. Подземные воды нижнемелового водоносного комплекса акватории в основном хлоридно-кальциевого типа и ближе по составу к морской воде по сравнению с подземными водами, вскрытыми скважинами на суше. Это связано с весомой долей седиментогенных вод, значительной продолжительностью елизионных этапов в истории развития региона и может свидетельствовать о благоприятных условиях для формирования и сохранения углеводородных залежей. Сульфатно-натриевые воды базального горизонта и нижнемелового водоносного комплекса вероятнее всего являются древнеинфильтрогенными. Об этом свидетельствует уменьшение в подземных водах этих комплексов значений показателей метаморфизации rCa/rMg , $r(Cl-Na)/rMg$ и увеличение Cl/Br до более 1000, пониженное содержание J , Br . Основными процессами формирования химического состава вод домелового и нижнемелового комплексов могли быть: выщелачивания пород; смешивание инфильтрогенных пресных или солоноватых вод с таласогенными; смешивание этих вод с водами высокотемпературной дегидратации глинистых пород с образованием неинфильтрогенных сульфатно-натриевых и гидрокарбонатно-натриевых вод. Геобарические условия и фильтрационные параметры позволяют предположить, что потоки вод елизионной водонапорной системы могут двигаться с самых погруженных частей Каркинитско-Северокрымского прогиба по направлению к его бортам. Обоснованы перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений Каркинитско-Северокрымского прогиба по гидрогеохимическим и газо-гидрогеохимическим показателям и определены перспективные участки для геолого-поисковых работ.

Ключевые слова: Каркинитско-Северокрымский прогиб, гидрогеохимические условия, газонасыщенность, коэффициент гидростатичности, геобарические условия.

Постановка проблеми. Відклади нижньої крейди особливо акваторійної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину відносяться до недостатньо вивчених як з точки зору геологічної будови, так і перспектив їх нафтогазоносності.

Перспективи нафтогазоносності надр обґрунтовуються певним комплексом ознак (критеріїв). Серед критеріїв оцінки важливе місце займають гідрогеологічні: загальний характер гідрогеологічної обстановки, геохімічні характеристики підземних

вод, гідрогеобаричні умови, тощо. Оскільки гідрогеологічні особливості нижньокрейдових відкладів на північно-західному шельфі Чорного моря вивчені недостатньо в порівнянні з суходолом, постало питання деталізації та аналізу усього наявного гідрогеохімічного та геобаричного матеріалу для оцінки перспектив нафтогазоносності. Робота проводиться в рамках теми: "Особливості геологічної будови земної кори заходу і півдня України та їх вплив на формування покладів корисних копалин".

Методика. В дослідженнях підземних вод і водорозчинених газів використовувались методи хімічного, кількісного спектрального і атомно-абсорбційного аналізів, газова хроматографія виконаних в лабораторіях ДАТ "Чорноморнафтогаз", ДП "Кримгеологія" та ІГГК НАНУ. Для порівняння пластових тисків застосований коефіцієнт гідростатичності (K_r), за який прийняте відношення виміряного пластового тиску до умовно гідростатичного на глибині вимірювання при $\gamma=1,000$ ($P_{пл}/P_{гг}$). Це дозволяє виключити вплив неодинакових глибин заміру тисків при різних густинах води, тобто отримати приведену величину. Для обробки матеріалів використовувались комп'ютерні програми Excell, Corell Draw та Surfer.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій. Гідрогеохімічні дослідження, що проводилися протягом останніх 70-ти років, стосувались виключно об'єктів, розташованих в межах Причорномор'я і Кримського півострова. Різні аспекти формування іонно-солевого і мікрокомпонентного складів підземних вод розглянуті в працях І. М. Доленко (Ліхоманова), В. В. Колодія, Т. П. Сиван, А. С. Тердовидова, О. Д. Штогрин та ін. [3–5, 9, 11, 13, 16].

Фундаментальна проблема походження підземних вод нафтових і газових родовищ Причорномор'я понад століття розглядається в працях, головним чином гідрогеологів і гідрогеохіміків-нафтовиків [1–5, 9, 11, 13, 15–18]. Праці ж, присвячені підземним водам акваторії, опубліковані упродовж останніх 20-и років, пов'язані головню з перспективами добре випробуваних палеоценового, еоценового, олігоценного та неогенового комплексів. [10, 20–23].

З усіх наявних гіпотез походження підземних вод глибоких горизонтів нафтогазоносних водонапірних басейнів найкраще в гідрогеохімічному ракурсі опрацьована гіпотеза седиментогенних, а точніше, літогенних вод [1, 6 та ін.].

Уявлення про таласогенну (морську) природу переважної частини глибоких вод нафтогазоносних водонапірних басейнів базуються на взаємозв'язках основних геохімічних показників (співвідношень аніонів і катіонів та мікроелемен-

тів) в підземних водах на різних етапах концентрування (збільшення мінералізації) останніх, на подібності хімічних складів гравітаційно-рухомих підземних вод в породах-колекторах і фізично зв'язаних вод (порових розчинів) водотривких, головним чином, пелітових товщ (властивих і району наших досліджень) [9,13], на залежності мінералізації та хімічного складу вод від літолого-фаціальних особливостей осадового чохла. Зміни ж інших параметрів пояснюються фізико-хімічними процесами всередині водоносної товщі (окислювально-відновні, іоннообмінні, аутигенне мінералоутворення та ін).

На думку [1, 5, 16, 21] у найзануренішій частині Каркінітсько-Північнокримського прогину прогнозувалася наявність області елізійного живлення басейну седиментогенними водами. Окрену увагу заслуговують гідрохімічні ознаки продуктивних пасток сухопутної частини прогину висвітлені в працях [3, 5, 16]. До прямих ознак нафтогазоносності віднесено присутність водорозчиненої органічної речовини нафтового походження – вперше для сухопутної частини району дослідженої Нечиною С. В. Сюди ж відноситься наявність водорозчинених газів вуглеводневого складу з тиском насичення, що зростає до пластового в міру наближення до покладу, вивчені Тердовидовим А. С. в Степовому Криму.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Походження і механізм формування хімічного складу підземних вод акваторійної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину спеціально не розглядалися, за винятком нашої публікації [22], де обґрунтовується конденсаційна генеза частини вод палеоценового комплексу Голіцинського газоконденсатного родовища. Тому окремі сторони проблеми, зокрема дослідження гідрогеологічних і гідрогеохімічних особливостей субаквальних нафтогазоносних басейнів, все ще залишаються дискусійними. Наприклад, деякі дослідники піддають сумніву факт наявності вод сульфатно-натрієвого типу за В. О. Суліним на великих глибинах, адже води цього типу нехарактерні для відновлювальної геохімічної обстановки.

Фактичний матеріал засвідчує зростання ступеня сульфатності з глибиною починаючи з еоценового водоносного комплексу, а води сульфатно-натрієвого типу зустрічаються навіть в газових покладах. Експериментальні дослідження свідчать про підвищену сульфатність міцно зв'язаних вод, які відтискаються на пізніх стадіях дегідратації глинистих порід. Такі явища відомі і в інших водонапірних басейнах. Щодо нашого припущення про палеоінфільтрацію у нижньокрейдовому водоносному комплексі, то це стосується тільки південної частини регіону, де води

характеризуються високим Cl/Br коефіцієнтом, а палеогеографічна ситуація не суперечить можливості палеоінфільтрації.

Підвищений нафтогазогеологічний інтерес до нижньокрейдового глинисто-теригенного комплексу зумовлений тим, що майже всі локальні підняття в осадових комплексах палеоцен-міоцену на невеликих глибинах вже виявлені і розбурені. В нижньокрейдових відкладах промислові поклади вуглеводнів в акваторії до цього часу не встановлені. Водночас перспективність нижньокрейдових відкладів підтверджується відкриттям нафтових і газових родовищ на Румунському шельфі.

Продуктивними можуть бути пісковики неокому-апту та вулканогенно-кластичні породи альбу, що залягають на економічно виправданих і технічно доступних глибинах. Основними субрегіональними покривками є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського під'ярусів.

Мета. На підставі аналізу геохімічних та геобаричних особливостей підземних вод оцінити перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину.

Гідрогеохімічні умови водоносного комплексу нижньої крейди. Теригенні утворення нижньої крейди в Каркінітсько-Північнокримському прогині розвинуті достатньо широко. Найчастіше вони неузгоджено залягають на різновікових породах – від архейських до юрських і неузгоджено перекриваються сеноманськими. В їх складі зустрічаються пісковики, але переважають аргіліти і алевроліти. На більшій частині акваторії в межах Скіфської плити глибини залягання покрівлі нижньокрейдових відкладів понад 3500–4000 м, а підошви – понад 8000 м, тому вивчені вони мало.

У північній частині Каркінітсько-Північнокримського прогину і прилеглий акваторії верхньобаремські відклади відсутні і на складчастій протерозойсько-юрській основі безпосередньо залягають алевроліто-піщані утворення неокому-аптського або альбського віків, що отримали назву базального водоносного комплексу [5]. Представлені вони пісковиками з прошарками грубоуламкових порід, алевролітів і глин, загальною потужністю до 350 м. Колектори порові, з відкритою пористістю 1,8–29,1 %, проникністю $(100–500) \cdot 10^{-3}$ мкм². На ділянках глибшого залягання розповсюджені і тріщинні колектори. Водозбагаченість комплексу змінюється від кількох м³/добу (найзатуреніші частини Каркінітсько-Північнокримського прогину) до десятків і сотень, іноді до 1000 м³/добу в Рівнинному Криму і північно-східному Причорномор'ї (Генічеська, Новоселівська площі). В акваторії припливи води з докрейдових

відкладів отримані в свердловинах Південнобортова-1, Іллічівська-2, Десантна-1, Каркінітська-1. Дебіти припливів коливалися від 0,24 до 90, а найбільший сягнув на самовиливі 664,3 м³/добу (св. Десантна-1).

З неокому-аптськими відкладами пов'язане Октябрьське нафтове та Тетянівське газоконденсатне родовища, припливи газу на Глібівській, Березівській, Бакальській та інших площах, розташованих в Рівнинному Криму. Продуктивність порід нижньоальбського і низів верхньоальбського під'ярусів встановлена на Західнооктябрьському, Тетянівському газоконденсатних родовищах. Крім описаних вище родовищ буріння глибоких свердловин проводилося на Борисівській, Серебрянській, Задорненській і інших площах, де в процесі розкриття і випробування нижньокрейдових відкладів спостерігалися чисельні нафтогазопрояви. Досить детально були охарактеризовані як води основного гідрогеохімічного фону, так і води, що утворюють гідрохімічні аномалії [11, 13]. Була встановлена наявність на родовищах суходолу специфічних слабо мінералізованих вод конденсаційної генези, генетично пов'язаних з Октябрьським нафтовим і Західнооктябрьським газоконденсатним родовищами [11]. Дослідження підземних вод палеоценового продуктивного горизонту (II-XI) дозволили нам вперше встановити наявність конденсаційних вод в акваторії на Голіцинському газоконденсатному родовищі [20, 22].

В межах шельфу Чорного моря підземні води нижньокрейдового комплексу випробувані на площах Голіцина-2 (3675–3683 м), Десантна-1 (2498–2552 м), Іллічівська-2 (2148–2244 м), Каркінітська-1 (3721–3880 м), Прадніпровська-1 (інт.2117–2150 м) (рис. 1).

Найкращими та найбільш витриманими колекторами є пісковики і алевроліти, які простежуються в підошві нижньокрейдового розрізу (базальні шари) та в нижній частині верхнього альбу. Породини-колектори (альбських) відкладів характеризуються відкритою пористістю 3–47%. Їх проникність становить $(0,1–302) \cdot 10^{-3}$ мкм² на бортах прогину та $(0,1–154) \cdot 10^{-3}$ мкм² у Північному Причорномор'ї, що свідчить про значну мінливість колекторських властивостей теригенних відкладів альбського яруса навіть на суміжних площах. Вулканогеннокластичні колектори малопористі (до 4%) і дуже слабкопроникні $(0,01–18) \cdot 10^{-3}$ мкм². Основними субрегіональними покривками у нижньокрейдовій товщі є глинисті утворення середнього альбу та верхньої частини верхньоальбського під'ярусу.

Води характеризуються загальною мінералізацією від 16 до 42 г/л, максимальною на Іллічівській площі, де належать до хлоридно-магнієвого типу і є слабо метаморфізованими ($rNa/rCl=0,9$).

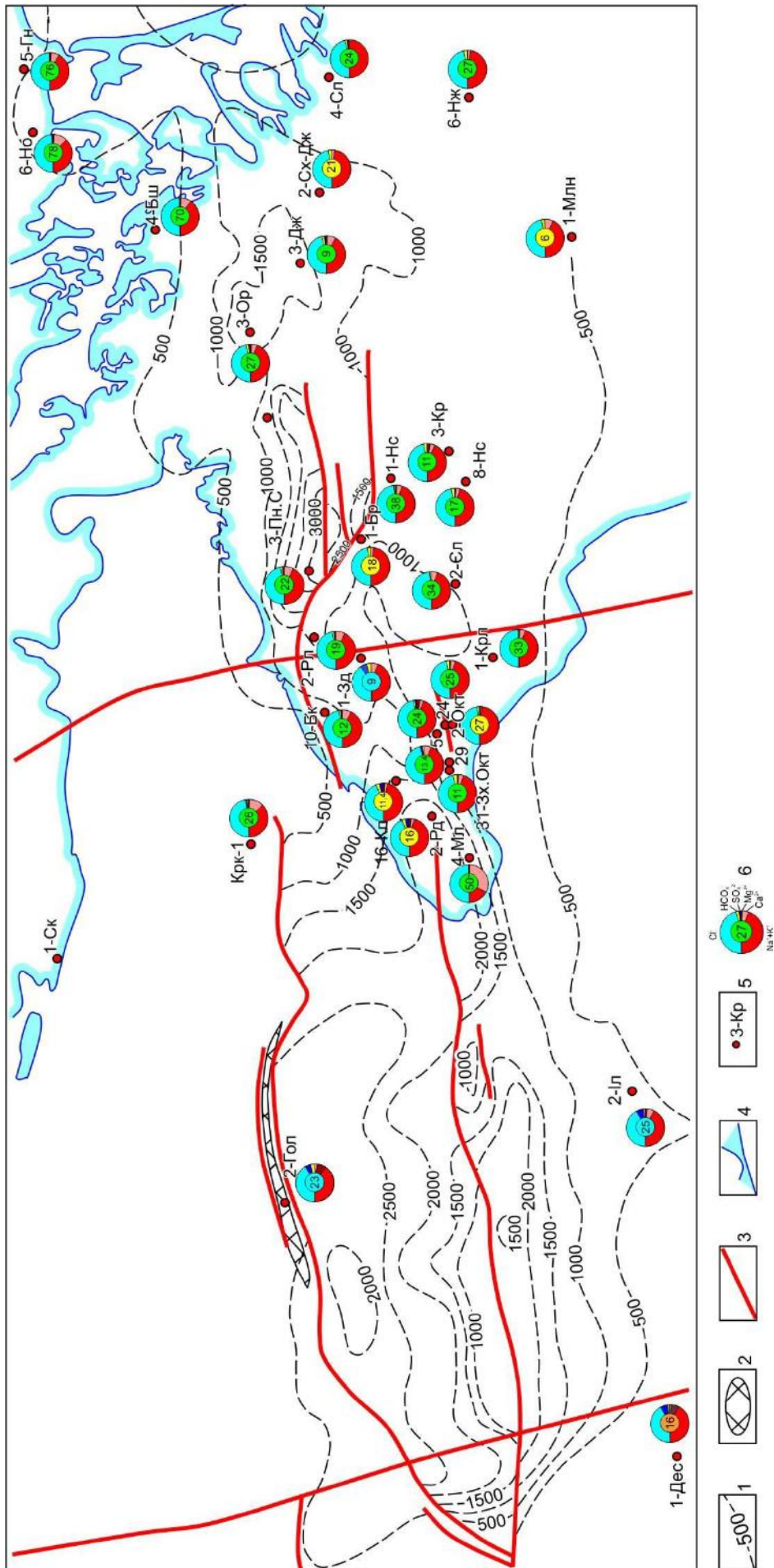


Рис. 1. Схематична гідрогеохімічна карта нижньокрейдових відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину (Склава Колодій І. В., з використанням матеріалів [5], ізопакхті за даними Захарчука С. М.): 1 - ізопахті відкладів нижньокрейдового комплексу, м.; 2 - ділянки відсутності відкладів комплексу; 3 - основні диз'юнктивні дислокації; 4 - берегова лінія суходолу; 5 - точки спостережень і номер свердловини; 6 - макроконтинентний склад пластів вод нижньокрейдового комплексу: в центрі круга - значення мінералізації води, г/л; кольорами позначені типи вод за В. О. Суліним: синім - сульфатно-натрієві; зеленим - хлоркальцієві; жовтим - гідрокарбонатно-натрієві; оранжевим - хлормагнієві. Символами позначено геологокартувальні свердловини, площі й родовища: Крк - Каркінітська; Гол - Голіциньська; Іл - Іллічівська; Дес - Десантна; Кр - Краснополянська; Окт - Октябрська; Мел - Мелова; Зх.Окт - Західнооктябрська; Рд - Родніківська; Гол - Голіциньська; Іл - Іллічівська; Дес - Десантна; Кр - Краснополянська; Окт - Октябрська; Нс - Новоселівська; Бр - Березівська; Рл - Рилесівська; Пн.С - Північносербрянська; Бк - Бакальська; Кр - Краснополянська; Ор - Орловська; Дж - Джанкойська; Млн - Мельнична; Бш - Балашовська; Но - Новоолексійська; Гн - Генічеська; Сл - Слав'янська. Нж - Нижньогірська; Ск - Скадовська

На Голіцинському родовищі води сульфатно-натрієвого типу з мінералізацією 23 г/л, $rNa/rCl = 1,06$. Коефіцієнти сульфатності вод цих двох площ також різні: на Іллічівській – 11, на Голіцинській – 17,5. Вода, отримана на останній площі, має сульфатно-хлоридний магнієво-натрієвий склад і досить високі значення як відношень rNa/rCl і $rSO_4 \cdot 100/rCl$, так і Cl/Br (1658).

При випробуванні нижньокрейдових відкладів на Прадніпровській площі отримали приплив пластової води дебітом 216 м³/добу (густина води 1052 кг/м³, розрахункова мінералізація ~71 г/л [6]).

Пластові води з вуглеводневими водорозчиненими газами отримані при випробуванні нижньокрейдового комплексу в акваторійній частині на Іллічівській (1,1–8,0 м³/добу), Південнобортівській (випробуваний разом з породами протерозою – 3,4 м³/добу), Каркінітській (4,45 м³/добу), Прадніпровській (до 264 м³/добу). У Криму на Меловій та Західнооктябрській площах газонасиченість вод становила 3211 та 2050 см³/л [5].

Нижньокрейдний водоносний комплекс також широко випробуваний у межах Степового Криму та південної околиці Східноєвропейської платформи. Враховуючи результати, отримані на Чорноморському шельфі, доходимо висновку: цей водоносний комплекс містить води усіх чотирьох типів (за В. О. Суліним) з мінералізацією від 0,7 до 78 г/л.

Згідно [5, 11, 20, 22] в межах досліджуваної території в специфічних умовах, характерних для нафтових та газоконденсатних родовищ, поширені конденсаційні води, а також їх суміші з пластовими. Для таких вод властиві значення загальної мінералізації від десятків часток грама на літр до фонових значень і розмаїтий хімічний склад. До такого генетичного типу відносять підземні гідрокарбонатно-натрієві води з мінералізацією 0,7–11 г/л на Октябрському нафтовому, Західнооктябрському і Тетянівському газоконденсатних родовищах.

У поширенні пластових вод нижньокрейдового водоносного комплексу простежуються такі регіональні особливості:

1. Менш мінералізовані пластові води (1–8 г/л) поширені в районах неглибокого залягання нижньокрейдового водоносного комплексу (площі Миколаївська, Сакська, Мельнична та ін.). Далі на північний захід і на північ величина загальної мінералізації вод зростає: в межах площ Красновська, Новоселівська, Єлизаветинська, які знаходяться на Новоселівському піднятті – до 11–38 г/л, Нижньогірська – до 27 г/л.

2. Максимальні значення мінералізації пластових вод спостерігаються на схилі Українського щита (в основному 51–75 г/л) і в межах Сиваської западини (св. Балашівська-4 – 70 г/л, св.

Стрількова-9 – 43 г/л), причому для цих районів характерна певна одноманітність значень загальної мінералізації і типу вод (тільки хлоридно-кальцієві), особливо у порівнянні зі Степовим Кримом.

3. Вздовж лінії Голіцинська – Бакальська – Задорненська – Рилеєвська-Північносеребрянська – Березівська – Орловська площі спостерігається деяке зниження мінералізації вод до 9–27 г/л. Підземні води зазначеної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину належать головно до хлоридно-кальцієвого типу (за винятком св. Голіцина-2, Задорненська-4 – сульфатно-натрієвий, і Березівська-1 – гідрокарбонатно-натрієвий типи).

4. Найрізноманітніші величини загальної мінералізації спостерігаються на півдні Тарханкутського півострова і на прилеглий частині шельфу Чорного моря. Тут також виявлені підземні води усіх чотирьох типів за В. О. Суліним: св. Десантна-2 – 16 г/л (води хлоридно-магнієвого типу); св. Іллічівська-2 – 25 г/л (сульфатно-натрієвого типу); св. Родниківська-2 – 16 г/л, св. Октябрська-2 – 27 г/л (гідрокарбонатно-натрієвого типу), св. Мелова-4 – 50 г/л (хлоридно-кальцієвого типу). Судячи з підвищеного вмісту кальцію, мінералізація вод Мелової площі дещо завищена внаслідок солянокислотних обробок призабійної зони свердловини.

5. Підземним водам ранньокрейдових, як і докрейдових утворень, отриманих на шельфі, характерні підвищені вмісти сульфатів і магнію.

Сульфатно-натрієві води базального і нижньокрейдового водоносного комплексу найімовірніше є давньоінфільтрогенними. про це свідчить зменшення в підземних водах цих комплексів значень показників метаморфізації rCa/rMg , $r(Cl-Na)/rMg$ і збільшення Cl/Br до понад 1000, пониженими вмістами J, Br. Такого складу води цієї зони могли сформуватися на передпізньокрейдовому інфільтраційному етапі розвитку водонапірного басейну, тому що вони просторово наближені до ймовірної області палеоінфільтрації.

Сучасна інфільтрація з боку суходолу метеогенних вод на глибини понад 2000–3000 м через гідродинамічні бар'єри елізійної природної водонапірної системи (ПВНС) неможлива, але вона могла реалізуватися на континентальних інфільтраційних етапах розвитку водонапірного басейну в передранньо- і передпізньокрейдний час, про що свідчать тривалі континентальні умови, відзначені глибокою денудацією порід.

Основними процесами формування хімічного складу вод докрейдового і нижньокрейдового комплексів могли бути: вилуговання порід; змішування інфільтрогенних прісних чи солонуватих вод з таласогенними; змішування цих вод з водами високотемпературної дегідратації

глинистих порід з утворенням неінфільтрогенних сульфатно-натрієвих і гідрокарбонатно-натрієвих вод.

При зануренні порід в область температур понад 200°C дегідратація теригенних порід (юра, нижня крейда) викликала перехід у вільний стан доти міцно фізично і хімічно зв'язаних з породами (мінералами) літогенних вод [9]. При цьому зменшувався ступінь мінералізації вод, вони збагачувалися SO_4^{2-} , аж до утворення сульфатно-хлоридних натрієвих (сульфатно-натрієвих) вод. Відновлення SO_4^{2-} і утворення HCO_3^- супроводжувалося зменшенням відносних вмістів Ca^{2+} і Mg^{2+} та переходом води у гідрокарбонатно-натрієвий тип, чому сприяло відновне геохімічне середовище апт-альбського комплексу. На інфільтраційних етапах, головню в базальному горизонті і нижньокрейдовому водоносному комплексі, могли формуватися палеоінфільтрогенні води, які змішувалися з первинними седиментогенними, що супроводжувалося зменшенням мінералізації останніх і вмісту в них таласогенних мікрокомпонентів (J, Br, NH_4 , Li та ін.).

Геобаричні умови. Динаміці підземних вод нижньокрейдового комплексу рівнинного Криму присвячені праці [12, 13, 16, 21] та ін. Більша частина Криму, на думку багатьох дослідників зайнята елізійною природною водонапірною системою. Області створення напорів таких систем тяжіють до глибоких депресій, яким притаманні високі пластові тиски, низькі фільтраційні властивості порід. Це повністю відноситься до Каркінітсько-Північнокримського прогину.

Геобаричні умови вивчалися нами за розподілом коефіцієнтів гідростатичності $K_r = P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}}$. Побудована схема їх розподілу для нижньокрейдового водоносного комплексу (рис. 2). В нижньокрейдовому водоносному комплексі виділяється північний п'єзомаксимум – Голіцинське підняття-Борисівська площа, де значення коефіцієнту гідростатичності 1,74 і 1,41–1,50 відповідно (рис. 2). На решті площ пластові тиски перевищують умовні гідростатичні в 1,04–1,06 рази. Спостерігається локальне зниження коефіцієнта гідростатичності на Джанкойській площі ($K_r=1,00$). На площах Генічеській, Балашівській, Новоолексіївській значення коефіцієнта гідростатичності у відкладах базального горизонту і нижньої крейди є практично постійними, 0,9–1,08, в інтервалі глибин 2170–2750 м.

Пласти з найбільшими значеннями K_r зосереджені по периферії Михайлівської депресії і Каркінітського блоку Північнокримського прогину, в зонах диз'юнктивних дислокацій (північний п'єзомаксимум). Центральна вісь максимальних тисків – від Голіцинського підняття ($K_r = 1,74$) до Борисівської площі ($K_r = 1,50$). На Голіцинському

піднятті на глибині 4380 м у відкладах нижньої крейди зафіксовано максимальне для району перевищення пластового тиску над умовно гідростатичним. П'єзометричний мінімум зберігається в районі Октябрського нафтового родовища – $K_r = 0,98$ –1,02. Південний п'єзомаксимум з центром на Новоселівській і Красновській площах ($K_r = 1,10$ –1,17). Високі значення коефіцієнтів гідростатичності, найвірогідніше, свідчать про наявність відносно ізольованих резервуарів з гідравлічними зв'язками із ділянками розрізу, що залягають вище (див. рис. 2).

Таким чином, геобаричні умови і фільтраційні параметри порід дозволяють припустити, що потоки вод елізійної водонапірної системи можуть рухатись із найзануреніших частин Каркінітсько-Північнокримського прогину в напрямку до його бортів. Розвантаження підземних вод здійснюється шляхом перетоків по зонах диз'юнктивних дислокацій у вищерозташовані комплекси (показано стрілками на рис. 2).

Гідрогеохімічні, газогідрогеохімічні ознаки нафтогазоносності. Одними з найбільш надійних показників нафтогазоносності є газогідрогеохімічні – за складом розчинених у підземних водах газів, та за тиском водорозчиненого газу $P_{\text{газ}} \cong P_{\text{пл}}$, або за відносною – приведеною до глибини залягання газонасиченістю пластових вод ($G \cdot 10^3/H \cong 1500$ –2000). Ці ознаки свідчать про наявність газового покладу, тому можуть бути віднесені до прямих ознак газонасиченості. З наближенням до покладу у складі розчинених газів збільшується концентрація вуглеводнів, зі зменшенням вмісту азоту підвищується газонасиченість вод. $K_{\text{пр}} = P_{\text{газ}}/P_{\text{пл}} \geq 0,75$ зустрічаються тільки на продуктивних структурах. Найчастіше на продуктивних структурах є $K_{\text{пр}} = 0,5$ –0,7, а на непродуктивних – від 0,3 до 0,5.

Звертає на себе увагу дуже висока газонасиченість складчастого ложа басейну на Голіцинській площі (загальна газонасиченість сягає 4090 $\text{см}^3/\text{л}$, відносна – 1062). Водорозчинені гази метанові, належать до жирних з $K_c < 50$.

На Іллічівській структурі газонасиченість вод низька – становить 154–700 $\text{см}^3/\text{л}$, відносна – 70–281.

Підвищені значення пружності водорозчинених газів відмічені на площах Меловій ($K_{\text{пр}}=0,52$), Березівській ($K_{\text{пр}}=1,05$), та ін. Газонасиченість пластових вод зростає в приконтурних водах покладів. Слід вважати перспективними райони, в яких $P_r/P_{\text{пл}}$ не менше 0,4.

Основними зонами нафтогазонагромадження є ділянки, що облямовують Каркінітську западину, що відбивається на складі ВРГ ($C_1 = 80$ –90, $C_{2+} = 9$ –16, азоту – 3–5 іноді 10–12 % об., так і на ступені газонасиченості вод ($P_r/P_{\text{пл}} > 0,5$).

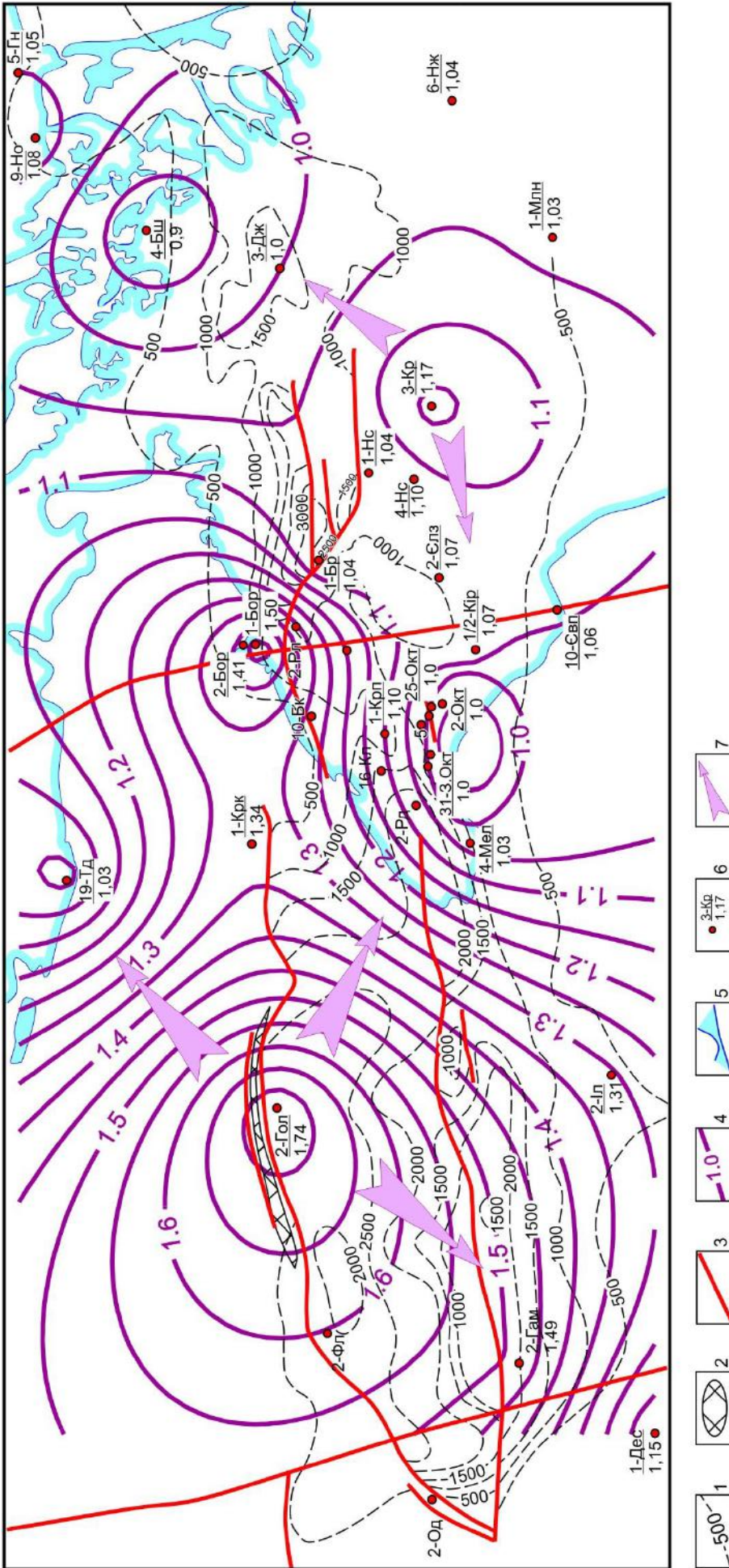


Рис. 2. Зміна коефіцієнта гідростатичності K_t по площі нижньокрейдового комплексу Каркінітьсько-Північнокримського прогину (Склала Медвідь Г. Б., ізопахіти за даними Захарчука С. М.): 1 - ізопахіти відкладів нижньокрейдового комплексу, км.; 2 - ділянки відсутності відкладів комплексу; 3 - основні дис'юнктивні дислокації; 4 - точки спостережень: в чисельнику - номер і скорочена назва площі, в знаменнику - значення K_t ; 5 - берегова лінія суходолу; 6 - ізолінії значень коефіцієнта гідростатичності; 7 - ймовірний напрямок руху пластів вод нижньокрейдових відкладів. Символами позначено свердловини: Тд - Тендрівська; Крк - Каркінітьська; Гол - Голцінська; Фл - Флангова; Од - Одеське; Гам - Гамбурцева; Дес - Десантна; Крп - Краснополянська; Окт - Октябрська; Мел - Мелова; Зах.Окт - Західнооктябрська; Рд - Родніківська; Кл - Клепіненська; Єлз - Єлизаветинська; Нс - Новоселівська; Бор - Борисівська; Бр - Березівська; Рл - Рилівська; Кр - Красновська; Іл - Ільїнська; Дж - Джанкойська; Бш - Балашовська; Но - Новоолексійська; Гн - Генічеська; Свл - Сваторійська; Нж - Нижньогірська; Млн - Мельнична

Крім пружності водорозчинених газів, як прямі ознаки можуть бути використані прояви слабкомінералізованих конденсаційних вод та їх сумішей з пластовими. Зокрема на території Рівнинного Криму представляють інтерес нижньокрейдові (неоком) відклади Березівської площі, де фіксується гідрохімічна аномалія розвитку вод гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 17,6–18,8 г/л, газонасиченість вод складала 2133–4278 см³/л. За даними [11] це може бути ознакою наявності покладу.

Виходячи з комплексу газогідрогеохімічних показників слід звернути увагу на нижньокрейдові відклади в зоні Тарханкутсько-Джанкойського глибинного розлому, північний схил Михайлівської западини вздовж Голіцинського розлому (структури Південно-Західногліцина, Гордієвича, Східношмідтівська та ін.), та група підняття на схилі Східноєвропейської платформи – Тендрівське, Скадовське, Прадніпровське.

Висновки. Підземним водам нижньокрейдових відкладів шельфу характерні підвищені вмісти сульфатів і магнію. Сульфатно-натрієві води базального і нижньокрейдового водоносного комплексу найімовірніше є давньоінфільтрогенними. Про це свідчить зменшення в підземних водах цих комплексів значень показників метаморфізації rCa/rMg , $r(Cl-Na)/rMg$ і збільшення Cl/Br до понад 1000, пониженими вмістами J, Br. Такого складу води цієї зони могли сформуватися на передпізньокрейдовому інфільтраційному етапі розвитку водонапірного басейну, тому що вони просторово наближені до ймовірної області палеоінфільтрації.

На інфільтраційних етапах, головним чином в базальному горизонті і нижньокрейдовому водоносному комплексі, могли формуватися палеоінфільтрогенні води, які змішувалися з первинними седиментогенними, що супроводжувалося зменшенням мінералізації останніх і вмісту в них таласогенних мікрокомпонентів (J, Br, NH₄, Li

та ін.).

Сучасна інфільтрація з боку суходолу метеогенних вод на глибини понад 2000–3000 м через гідродинамічні бар'єри елізійної водонапірної системи неможлива, але вона могла реалізовуватись на континентальних інфільтраційних етапах розвитку водонапірного басейну у передранньо- і передпізньокрейдовий час, про що свідчать тривалі континентальні умови, відзначені глибокою денудацією порід.

Основними процесами формування хімічного складу вод докрейдового і нижньокрейдового комплексів могли бути: вилуговування порід; змішування інфільтрогенних прісних чи солонуватих вод з таласогенними; змішування цих вод з водами високотемпературної дегідратації глинистих порід з утворенням неінфільтрогенних сульфатно-натрієвих і гідрокарбонатно-натрієвих вод.

Геобаричні умови і фільтраційні параметри дозволяють припустити що потоки вод елізійної водонапірної системи можуть рухатись із найзапідприємливіших частин Каркінітсько-Північнокримського прогину в напрямку до його бортів. Розвантаження підземних вод здійснюється шляхом перетоків по зонах диз'юнктивних дислокацій у розташовані вище комплекси.

Крім пружності водорозчинених газів, як прямі ознаки можуть бути використані прояви слабкомінералізованих конденсаційних вод, що виявлені на сьогодні тільки в межах території суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину.

Визначені перспективні ділянки за гідрогеохімічними, гідрогеобаричними та газогідрогеохімічними показниками в нижньокрейдових відкладах у межах акваторії, а саме: зона Тарханкутсько-Джанкойського глибинного розлому, північний схил Михайлівської западини вздовж Голіцинського розлому та група підняття на схилі Східноєвропейської платформи.

Внесок авторів: всі автори зробили рівний внесок у цю роботу.

Література

1. Альбов, С. В. *Гидрогеология Крыма [Текст] / С. В. Альбов.* – К.: Изд. АН УССР, 1956. – 73 с.
2. Альтовский, М. Е. *Гидрогеологические показатели нефтегазоносности [Текст] / М. Е. Альтовский.* – М.: Недра, 1967. – 122 с.
3. Лихоманова, И. Н. *Гидрохимические показатели нефтегазоносности Равнинного Крыма [Текст]: автореф. дис... канд. геол. - мин. наук: 04.00.17 / И. Н. Доленко.* – Ин-т геол. наук АН УССР. – Киев, 1967. – 21 с.
4. Доленко, И. Н. *О микроэлементах в подземных водах нефтегазоносных провинций Украины (на примере Предкарпатья и Крыма) [Текст] / И. Н. Доленко, В. П. Милославская // Гидрогеология нефтегазоносных провинций.* – К.: Наук.думка, 1982. – С. 112–120.
5. Штогрин, О. Д. *Геохимия подземных вод Степового Криму та її нафтогазопрошукове значення [Текст] / О. Д. Штогрин, А. С. Тердовидов, С. В. Нечина С. В.* – К.: Наук. думка. – 1973. – 176 с.
6. Жабина, Н. *Нові дані про стратиграфію відкладів та гідрогеохімічні умови Прадніпровської площі (північно-західний шельф Чорного моря) [Текст] / Н. Жабина, О. Анікеєва, І. Колодій, Л. Мінтузова // Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка.* – 2015. – № 70 (3). – С. 15–22.

7. Колодій, В. В. Гідрогеохімічна характеристика Північнопричорноморського водонапірного басейну [Текст] / В. В. Колодій, М. В. Лебединець, І. В. Колодій // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №2. – С. 54–67.
8. Колодій, І. В. Прогнозування локалізації вуглеводневих скопчень Причорноморського водонапірного басейну за гідрогеохімічними показниками [Текст] / І. В. Колодій // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна. – 2014. – № 1128. – С. 32–36.
9. Колодій, В. В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти [Текст] / В. В. Колодій. – К.: Наук. думка, 1983. – 246 с.
10. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря [Текст] / П. Ф. Гожик І. І. Чебаненко, М. І. Євдошук та ін. – Київ-Львів, 2007. – 232 с.
11. Колодій, В. В. Про походження гідрохімічних аномалій на Октябрському нафтовому та Західно-Октябрському газоконденсатному родовищах Криму [Текст] / В. В. Колодій // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1971. – № 27. – С. 16–19.
12. Колодій, В. В. Геотермобарические условия и нефтегазоносность водонапорных бассейнов [Текст] / В. В. Колодій // Геология и геохимия горючих ископаемых. 1979. – №52. – С. 3–8.
13. Колодій, В. В. Природа водонапорных систем нижнемеловых отложений Крыма и западного Предкавказья [Текст] / В. В. Колодій, Т. П. Сиван // Известия АН СССР, серия геол. – 1980. – №8. – С. 124–132.
14. Колодій, В. В. Гидрогеологические свидетельства миграции нефти и газа и формирования их залежей [Текст] / В. В. Колодій, И. В. Колодій // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. Москва, ГЕОС, 2005. – С. 100–103.
15. Богаец, А. Т. Водоносные комплексы меловых и палеогеновых отложений Равнинного Крыма и Восточного Причерноморья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности [Текст] / А. Т. Богаец, С. М. Захарчук, В. А. Куришко // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1969. – Вып. 21. – С. 42–51.
16. Тердовидов, А. С. Исследования водонапорной системы мезокайнозойских продуктивных горизонтов Степного Крыма в связи с вопросами формирования, разведки и разработки газовых залежей [Текст]: автореф. дис....канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / А. С. Тердовидов. – ВНИИГаз. – Москва, 1967. – 24 с.
17. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазононої області [Текст] / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, С. М. Захарчук та ін. – Львів-Київ, 2010. – 247 с.
18. Захарчук, С. М. Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений и пути повышения эффективности геолого-геофизических работ в Северном Крыму [Текст] / С. М. Захарчук, Р. В. Палинский // Перспективы развития геологоразведочных работ и прогноз открытия новых месторождений нефти и газа в УССР. Львов: УкрНИГРИ, 1989. – С. 74–84.
19. Мельничук, П. М. Особливості геологічної будови нижньокрейдових відкладів і перспективи їх освоєння в межах північно-західного шельфу Чорного моря [Текст] / П. М. Мельничук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3 (8). – С. 87–96.
20. Колодій, І. В. Гідрогеологічні особливості Голицинського і Штормового газоконденсатних родовищ на північно-західному шельфі Чорного моря [Текст] / І. В. Колодій // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С. 29–37.
21. Колодій, В. В. Геотермобаричні умови Північнопричорноморського водонапірного нафтогазононого басейну [Текст] / В. В. Колодій, М. В. Лебединець, І. В. Колодій // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 1. – С. 72–82.
22. Колодій, І. В. Конденсаційні води Голицинського родовища (північно-західний шельф Чорного моря) [Текст] / І. В. Колодій // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. – № 2 (103). – С. 36–41.
23. Lyubchac, O. V. Thermodynamic and hydrogeological conditions of forming the hydrocarbon deposits of the pre-black sea aquiferous basin [Текст] / O. V. Lyubchac, I. V. Kolodiy, Y. V. Khokha // Геодинаміка. – 2015. № 1 (18). – С. 22–31.

UDC 551.49:553.98(477.7)

Ivanna Kolodiy,

PhD (Geology), Senior Researcher, Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of National Academy of Sciences of Ukraine, 3a Naukova St., Lviv, 79060, Ukraine,

e-mail: ivannakolodiy@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6879-1051>;

Halyna Medvid,

PhD (Geology), Senior Researcher, Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine,

e-mail: hamedvid@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-5059-245X>

HYDROGEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE LOWER CRETACEOUS TERRIGENOUS COMPLEX OF THE KARKINIT-NORTHERN CRIMEAN DEEP IN THE ASPECT OF ITS POTENTIAL FOR OIL AND GAS PRESENCE

Purpose. To substantiate the prospects for oil and gas presence in the Lower Cretaceous sediments of the Karkinit-Northern Crimean deep based on hydrogeological (hydrogeochemical, gas-hydrogeochemical and geobaric) features.

Methodology. Investigations of formation waters and water-dissolved gases were based on the methods of chemical, elementary spectral and gas chromatographic analyses executed at the laboratories of subsidiary joint-stock company "Chornomornaftogaz", subsidiary "Crimean Geology" and the Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU. For the comparison of formation pressure we applied the hydrostatic coefficient (C_h). C_h is the ratio of measured formation pressure to conditionally hydrostatic at the depth of the measuring with $\gamma=1.000 (P_f/P_{ch})$, which eliminates the influence of uneven depths of measurement and different water densities, that is, to get the reduced value. For processing materials Excell, Corell Draw and Surfer are used.

Results. Regional features of formation waters in the Lower Cretaceous complex as well as their chemical composition formation conditions are established. According to retrospective data analysis on the Crimean Plains, using the information received on the Black Sea shelf, we come to a conclusion that formation waters of the Lower Cretaceous complex are mainly sedimentogenic.

The sulfate-sodium (S.Na) waters of the basal horizon and the Lower Cretaceous aquiferous complex most likely are infiltrative. This is evidenced by the decrease in the indicators of metamorphism of rCa/rMg , $r(Cl-Na)/rMg$ and the increase in Cl/Br to over 1000, the lowered content of iodine (I) and bromine (Br). Infiltrative (paleoinfiltrative) waters mixed with primary sedimentogenic waters. This was accompanied by the decrease in their mineralization and thalassogenic trace elements contents in them. Modern infiltration from the land of meteoric waters at depths of more than 2000–3000 meters through the hydrodynamic barriers of the elision water drive system is impossible, but it could be realized at the continental infiltration stages of the foreground development and before the late Cretaceous time. This is evidenced by the continuous continental conditions marked by denudation of rocks.

The main processes in the chemical composition formation of formation waters of Cretaceous and Lower Cretaceous complexes could have been: leaching rocks, mixing of infiltrative fresh or saline waters with thalassogenic waters; mixing of these waters with waters of the high temperature ($>200^{\circ}C$) dehydration of clay rocks with formation of non-infiltrative (S.Na) and (Hyd.Car.Na) waters.

Based on the analysis of the hydrostatic coefficient distribution (C_h) in the basal and Lower Cretaceous aquiferous complexes the existence of the elision water pressure system within the Karkinit-Northern Crimean deep is confirmed. The cause of overhydrostatic pressures is most likely to be the dehydration of clay rocks and the intrusion of deep gases.

Geobaric conditions and filtration parameters suggest that the water flows of the elision water pressure system can move from the deepest parts of the Karkinit-Northern Crimean deep towards its sides.

Originality and practical significance. The nature and forming conditions of formation waters have been substantiated. According to gas-hydrogeochemical and geobaric features it was possible to distinguish localities promising for hydrocarbon prospecting in the Lower Cretaceous deposits.

Keywords: Karkinit-Northern Crimean deep, Lower Cretaceous complex, formation waters, hydrogeochemical conditions, geobaric conditions, overhydrostatic pressures.

References

1. Al'bov, S. V. (1956). *Gidrogeologija Kryma [Hydrogeology of the Crimea]*. K.: Publishing house AS of the USSR, 73.
2. Al'tovskij, M. E. (1967). *Gidrogeologicheskie pokazateli neftegazonosnosti [The hydrogeological evidence of oil-and-gas bearing]*. Moscow, Nedra, 122.
3. Lihomanova, I. N. (1967). *Gidrohimicheskie pokazateli neftegazonosnosti Ravninnogo Kryma [Hydrochemical indices of oil and gas bearingness of the Crimean Plain]*. Institute of Geological Sciences, AS of Ukraine, Kiev, 21.
4. Dolenko, I. N., Miloslavskaja, V. P. (1982). *O mikrojelementah v podzemnyh vodah neftegazonosnyh provincij Ukrainy (na primere Predkarpat'ja i Kryma) [On trace elements in groundwater of oil and gas-bearing provinces of Ukraine (on the example of Precarpatia and Crimea)]*. *The hydrogeology of oil and gas provinces*. Kiev, Naukova Dumka, 112–120.
5. Shtohryn, O. D., Terdovydiv, A. S., Nyechyna, S.V. (1973). *Heoximiya pidzemnyx vod Stepovoho Krymu ta yiyi naftohazoposhukove znachennya [Geochemistry of the formation waters of the Steppe Crimea and their oil and gas significance]*. Kiev, Naukova dumka, 176.
6. Zhabyna, N., Anikeyeva, O., Kolodij, I., Mintuzova, L. (2015). *Novi dani pro stratyografiyu vidkladiv ta hidroheoximichni umovy Prydniprov's'koyi ploshhi (pivnichno-zaxidnyj shel'f Chornoho morya) [New data on the stratigraphy of deposits and hydrogeochemical conditions of near Dniiper Area (North-Western Part of the Black Sea shelf)]*. *Visnyk KNU im. Tarasa Shevchenka. Geology*, 70 (3), 15–22.

7. Kolodij, V. V., Lebedynets, M. V., Kolodij, I. V. (2000). *Hidroheoximichna xarakterystyka Pivnichnoprorychornomos"ko ho vodonapirnoho basejnu [Hydrogeochemical characteristics of North-Black-Sea water-drive basin]. Geology and geochemistry of Combustible minerals, 2, 54–67.*
8. Kolodij, I. V. (2014). *Prohnozuvannya lokalizaciji vuhlevodnyx skupchen" Prychornomos"ko ho vodonapirnoho basejnu za hidroheoximichnyx pokaznykamy [Expected localization of hydrocarbon deposits of the Black sea aquiferous basin based on hydrogeochemical indications]. Visnyk of V.N. Karazin Kharkiv National University, 1128, 32–36.*
9. Kolodij, V. V. (1983). *Podzemnye vody neftegazonosnyx provincij i ih rol' v migracii i akumuljacii nefti [The formation waters of oil and gas provinces and their role in migration and accumulation of oil]. Naukova dumka, 246.*
10. Hozhyk, P. F., Chebanenko, I. I., Yevdoshuk, M. I., Krups'kyj, B. L., Hladun, V. V. (2007). *Naftohazoperspektyvni ob'yekty Ukrainy. Naukovi i praktychni osnovy poshukiv rodovyshh vuhlevodnyx u pivnichno-zaxidnomu shel'fi Chornoho moray [Oil and gas prospects objectives of Ukraine. Perspective for oil and gas. Scientific and practical bases of hydrocarbon fields prospecting in the North Western shelf of the Black Sea]. Kiev-Lviv, EKMO, 231.*
11. Kolodij, V. V. (1971). *Pro poxodzheniya hidroximichnyx anomalij na Oktyabrskomu ta Zaxidno-Oktyabrskomu hazokondensatnomu rodovyshhax Krymu [About the occurrence of hydrochemical anomalies in Oktyabr oil and Western Oktyabr gas-condensate fields of the Crimea]. Geology and geochemistry of Combustible minerals, 27, 16–19.*
12. Kolodij, V. V. (1979). *Geotermobaricheskie uslovija i neftegazonosnost' vodonapornyx bassejnov [Geotermobaric conditions and oil and gas capacity of the water drive basins]. Geology and geochemistry of Combustible minerals, 52, 3–8.*
13. Kolodij, V. V., Sivan, T. P. (1980). *Priroda vodonapornyx sistem nizhnemelovyx otlozhenij Kryma i zapadnogo Predkavkaz'ja [Nature of water drive systems of Lower Cretaceous sediments of the Crimea]. Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR, Geology, 8, 124–132.*
14. Kolodij, V. V., Kolodij, I. V. (2005). *Gidrogeologicheskie svjdetel'stva migracii nefti i gaza i formirovanija ih zalezhej [Hydrogeological evidence of genesis, migration and formation of hydrocarbon fields]. Fundamental problems of oil and gas hydrogeology at the present stage. GEOS, Moscow, 100–103.*
15. Bogaec, A. T., Zaharchuk, S. M., Kurishko, V. A. (1969). *Vodonosnye komplekxy melovyx i paleogenovyx otlozhenij Ravninnogo Kryma i Vostochnogo Prichernomor'ja v svjazi s ocenкой perspektiv neftegazonosnosti [Aquiferous complexes of Cretaceous and Paleogen sediments of the plain Crimea and Eastern Black Sea Coast in connection with the assessment of the prospects for oil and gas bearingness]. Geology and geochemistry of Combustible minerals, 21, 42–51.*
16. Terdovidov, A.S. (1967). *Issledovanija vodonapornoj sistemy mezokajnozojskix produktivnyx gorizontov Stepnogo Kryma v svjazi s voprosami formirovanija, razvedki i razrabotki gazovyx zalezhej [Investigations of Mezo-Cenozoic productivity horizons of Steppe Crimea in connection with the issues of formation, exploration and development of gas deposits]. VNIIGaz, Moskva, 24.*
17. Hnidec, V. P., Hryhorchuk, K. G., Zaharchuk, S. M. (2010). *Naftohazoperspektyvni ob'yekty Ukrainy. Heolohiya nyzhn'oi krejdy Prychornomos"ko-Kryms"koji naftohazonosnoji oblasti [Oil and gas promising objects of Ukraine. Perspective for oil and gas. Lower Cretaceous geology of the Black Sea-Crimean Petroleum-Bearing Region]. EKMO, Kyiv-Lviv, 247.*
18. Zaharchuk, S. M., Palinskij, R. V. (1989). *Perspektivy neftegazonosnosti nizhnemelovyx otlozhenij i puti povyshenija jeffektivnosti geologo-geofizicheskix rabot v Severnom Krymu [Perspective for oil and gas of Lower Cretaceous sediments and the ways to improve efficiency of the geological and geophysical works in the Northern Crimea]. UkrSRGEI, Lvov, 74–84.*
19. Mel'nychuk, P. M. (2003). *Osoblyvosti heolohichnoji budovy nyzhn'okrejdovyx vidkladiv i perspektyvy yix osvoyennya v mezhax pivnichno-zaxidnoho shel'fu Chornoho morya [Peculiarities of the geological structure of the Lower Cretaceous sediments and perspectives of their development within the north-western shelf of the Black Sea]. Exploration and Development of Oil and Gas Fields. 3(8), 87–96.*
20. Kolodij, I. V. (2001). *Hidroheolohichni osoblyvosti Holycyns"ko ho i Shtormovoho hazokondensatnyx rodovyshh na pivnichno-zaxidnomu shel'fi Chornoho morya [Hydrogeological peculiarities of Golytsyno and Shtormove gas-condensate fields on the north-western shelf of the Black Sea]. Geology and geochemistry of combustible minerals, 4, 29–37.*
21. Kolodij, V. V., Lebedynets M. V., Kolodij, I. V. (2000). *Heotermobarichni umovy Pivnichnoprorychornomos"ko ho vodonapirnoho naftohazonosnoho basejnu [Geotermobaric conditions of the Northern Black sea aquiferous petroleum bearing basin]. Geology and geochemistry of combustible minerals, 1, 72–82.*
22. Kolodij, I. V. (1998). *Kondensacijni vody Holycyns"ko ho rodovyshha (pivnichno-zaxidnyj shel'f Chornoho morya) [Condensation waters of Golytsyno field (north-western shelf of the Black Sea)]. Geology and geochemistry of combustible minerals, 2 (103), 36–41.*
23. Lyubchac, O.V., Kolodij, I.V., Khokha, Y.V. (2015). *Thermodynamic and hydrogeological conditions of forming hydrocarbon deposits of the pre-Black sea aquiferous basin. Geodynamics, 1 (18), 22–31.*