

ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.98.001

ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ

¹Н.П.Макєєва, ²Б.Й.Маєвський

¹ ДП "Полтава РГП" НАК "Надра України", 36019 м. Полтава, вул. М. Бірюзова, 53, тел. (05322) 75254, факс (0532) 509164, E-mail: slrhc@e-mail.pl.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) e-mail: grn@nung.edu.ua

Рассмотрены гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности среднекаменноугольных отложений Старобельско-Миллеровской моноклинали и зоны Красноречских сбросов северных окраин Донбасса. Установлено наличие благоприятных гидрогеологических условий для скопления залежей углеводородов по всему моноκлиальному склону залегания башкирских и московских отложений.

Визначальній ролі гідродинаміки підземних вод у формуванні покладів вуглеводнів та родовищ нафтогазоносних басейнів завжди приділялась увага видатних вчених та геологів-дослідників.

Надзвичайно вагомий внесок у визначенні пошукового значення режиму підземних вод, як зазначає у монографії Кротова В.О. [1], належить В.І. Вернадському, який підкреслював єдність підземних вод і вуглеводнів: «Нефть і води собираются вместе в зависимости от общих условий, которые подчинены в земной коре движущимся жидкостям. Они, так же как и газы, собираются в дислоцированных участках земной коры, тесно смешиваются и разделяются, образуя несмешивающиеся растворы или эмульсии только благодаря резко отличительным физическим свойствам» [2].

Отже, в цих словах видатного вченого фактично закладені як гідрогелогічні, так і гідродинамічні основи гідрогелогічних критеріїв нафтогазоносності, які мають важливе значення під час вирішення питань перспективності тієї чи іншої частини території нафтогазоносних басейнів і також знаходять своє підтвердження в практиці геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Територія досліджень охоплює південну частину схилу Воронезької антеклізи та зону

The study considers hydrogeological conditions favourable for oil-and-gas content of Middle Carboniferous sediments found in Starobilsk-Millerove monocline and in the Krasno Rica faults zone of Donbas northern edge. It identified the availability of favourable hydrogeological conditions for the accumulation of hydrocarbon deposits throughout monocline slope of Bashkirian and Moscovian sediments.

поєднання її зі складчастим Донбасом, що включає Старобільсько-Міллерівську моноκлинал та смугу Красноріцьких антиκлиналних складок.

У межах Старобільсько-Міллерівської моноκлинали на фоні загального схилу простежується ряд структурних сходин, які контролюють [3] сингенетичні смуги підняття.

Смуга Красноріцьких структур являє собою систему кулісоподібних скидових пологих порушень [4] з примиканням до них сингенетичних антиκлиналних складок.

Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс, що має широкий розвиток, складений переважно теригенним типом порід з підпорядкованими карбонатними утвореннями незначної товщини за винятком нижньої частини (світа C_1^5) башкирських відкладів, де вапнякові формування мають домінуючий розвиток у центральній та північній частинах території досліджень. Окрім цього, простежується загальна площинна зміна співвідношення певного типу порід у розрізі продуктивного комплексу від значної його глинизації в південній зовнішній частині до значної вапнистості на підйманні башкирських відкладів та піскуватості московських [5].

Завдяки таким особливостям літофаціального типу розрізу, з відкладами середнього ка-

рбону пов'язана промислова нафтогазоносність на Кружилівській, Марківській, Вільхівській, Львівській (Тепле склепіння), Вергунській, Євгенівській, Борівській, Західно-Вергунській, Розсипнянській, Кондрашівській, Чабанівській та інших структурах, розташованих на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Середньокам'яновугільний комплекс одночасно є нафтогазоносним, водоносним і водотривким. Про це свідчить значна водозбагаченість, а також шарувато-циклічність розвитку відкладів з підпорядкованими породами-колекторами, які здебільшого приурочені до пісковиків і меншою мірою – до тріщинуватих вапняків.

Пісковики за своїми генетичними ознаками розвитку належать до пластово-покривних, локально-покривних, лінзоподібних, барових, руслових та дельтових. Але, не зважаючи на те, що піщані і вапнякові породи-колектори на різних ділянках здебільшого виклинюються, водоносні горизонти пов'язані між собою по системі тектонічних порушень, особливо по зонах круто нахилених та вертикальних скидів [6]. Тому у всьому кам'яновугільному масиві рух підземних вод має регіональний характер і спрямований від найбільш занурених частин басейну до районів з підвищеними відмітками. Шляхи міграції підземних вод у кам'яновугільних відкладах надзвичайно складні. Ряд похилих тектонічних порушень на окремих ділянках є екранами і змінюють напрямок потоків. Такий вплив на потоки мала зона північних розломів Донбасу, один з потоків по похилозалагаючих пластах карбону рухається з Воронежського масиву на південь, а другий від головного Донецького водорозділу на північ. Розвантаження напору вод має місце в зоні північних регіональних розломів. У зв'язку з цим, перспективи промислової нафтогазоносності території досліджень, протягом тривалого часу, оцінювалися багатьма фахівцями неоднозначно.

Проте, в 60-х роках минулого століття вже було встановлено наявність вуглеводневих розчинених газів і можливість існування сприятливих умов для формування і збереження покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах [7]. У той же час інший дослідник В.П.Швай [8] вважав, що близькість регіональної області живлення водоносних комплексів у межах Воронежського масиву знижує перспективи території внаслідок руйнування вуглеводневих скупчень інфільтраційними водами. Така думка довго стримувала розвиток пошуково-розвідувальних робіт, які розпочалися лише в 80-ті роки ХХ ст., і які призвели до відкриття нової зони нафтогазоносності в межах зануреної її частини з глибиною залягання порід фундаменту 3-4 км. Менш занурені частини з глибинами залягання фундаменту 1-3 км практично не опошукувались і питання їх перспективності залишалось недостатньо з'ясованими. Тільки після встановлення промислової нафтогазоносності на Львівській (Тепле склепіння) та Чабанівській площах та аналізу фактичного гідрогеологічного матеріалу дали змогу

В.О.Терещенку [9] і автору дати оцінку впливу гідрогеологічних обставин у кам'яновугільних відкладах на нафтогазоутворення і нафтогазо-накопичення.

Прісні інфільтраційні води, насичені газами атмосферного генезису, зустрілися в кам'яновугільних відкладах у межах північної частини Луганської області, а також у Воронежській та Білгородській областях Росії, де вони залягають на глибинах 200-400 м. Границя південно-західного їх розповсюдження у відкладах карбону проходить, за даними В.О.Терещенка [9], вздовж лінії Білгород-Двурічна-Суми (рис. 1) і відповідає ізогіпсі фундаменту мінус 1000 м. Південно-західніше від неї простежується перехідна зона, де в карбонатних відкладах розвинені підземні води мінералізацією 3-15 г/л. Швидше за все це – седиментаційні води, дещо розбавлені інфільтраційними. Ще нижче по зануренню порід на глибинах 400-1000 м розповсюджені води мінералізацією від 17 до 70 г/л (Старобільськ-Городище). Вони відносяться до чітко вираженого хлоркальцієвого типу (за В.О.Сулїним), практично безсульфатні і вміщують значну кількість бромю, йоду, амонію, бору, метанові розчинені гази (табл. 1). Ці гідрогеологічні показники зі всією очевидністю свідчать, що дані води не несуть ніяких слідів розбавлення інфільтраційними водами. Вони належать до метаморфізованих седиментаційних і є похідними кам'яновугільних морських або слабкоопріснених і слабкозасолонених басейнів седиментації, похованих одночасно з накопиченням кам'яновугільних осадів. Наведені умови призвели до порівняно невисокої мінералізації вод. Збереження таких сингенетичних вод зумовлено тим, що в даній частині регіону були відсутні сильнозасолені ранньопермські евапоритові басейни, важка ропа яких витісняла із кам'яновугільних відкладів морські води в більш занурені частини.

Водорозчинні гази в межах борту відносяться до двох різних генерацій. На глибинах 400-1300 м в зоні пластових температур 25-50°C було встановлено сухі метанові гази, зазвичай з деяким підвищеним вмістом азоту – до 26% (табл. 2).

Концентрація газу у воді – 300-980 см³/л, коефіцієнт газонасичення (Рг/Рпл) складає 0,3-0,7 і більше. Ці гази формуються у верхній низькотемпературній зоні метаноутворення, з якою в Дніпрово-Донецькій западині (ДДЗ) пов'язані невеликі поклади сухого метанового газу на деяких родовищах (Краснопопівське, Томашівське).

На глибинах 1500-3500 м у зануреній частині борту в зоні пластових температур 50-100°C поширені жирні вуглеводневі розчинені гази, що вміщують (крім метану) значну кількість важких вуглеводнів (від 1,5 до 8%, метановий коефіцієнт 10-60). У прифундаментних частинах розрізу поблизу краєвих глибинних порушень вуглеводневі гази нижнього карбону збагачені азотом (14-47%), гелієм (0,9-18%) і аргонном (0,13-0,34%). Концентрація газу у воді для цієї зони змінюється від 370 до 1520 см³/л,

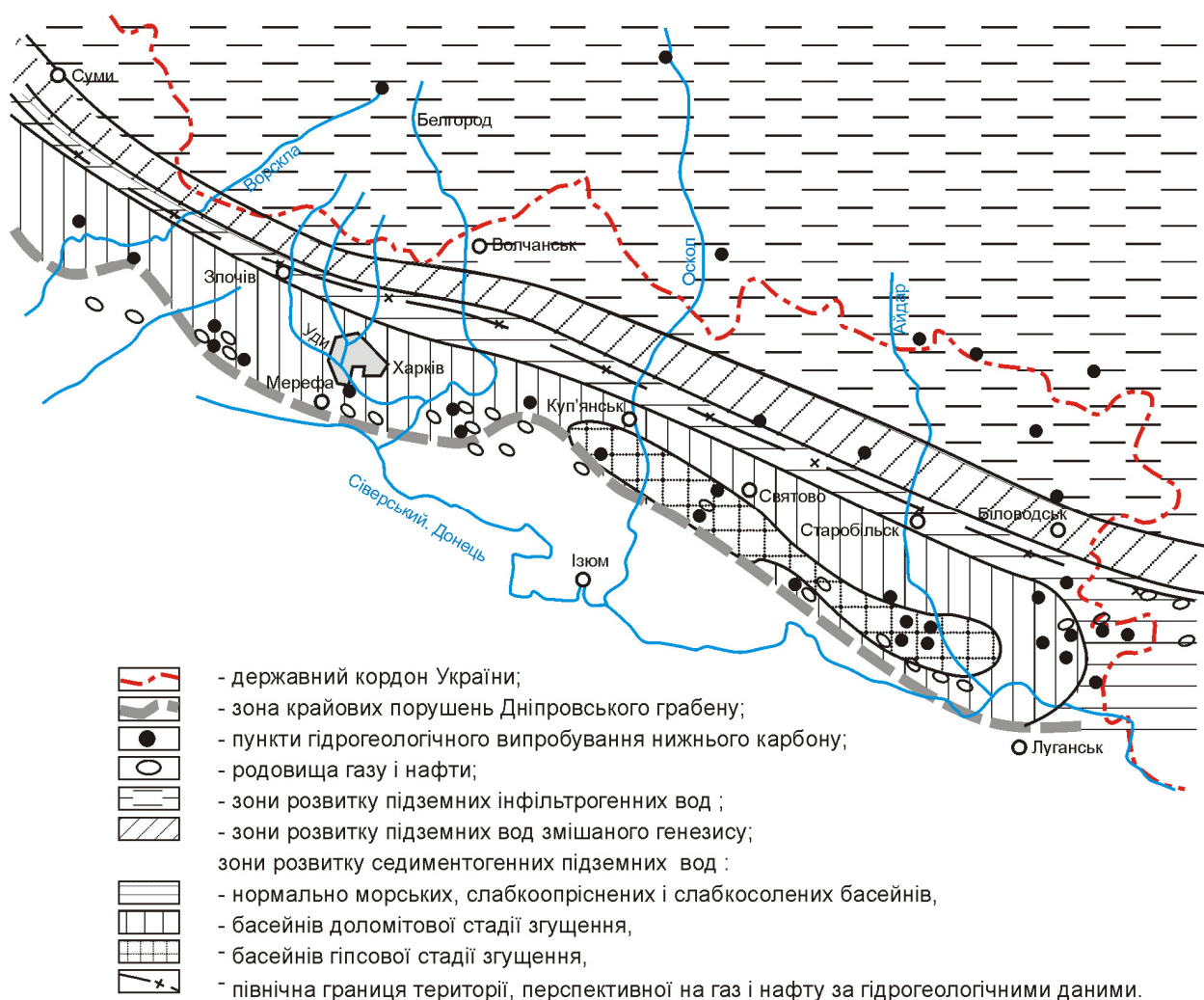


Рисунок 1 — Схематична гідрохімічна карта нижньокам'яновугільних відкладів північно-східного борту Дніпровсько-Донецької западини (за В.О.Терещенком, 1963)

Таблиця 1 – Деякі показники хімічного складу вод карбону північно-східного борту ДДз

Загальна мінералізація, г/л	Вміст, мг/л					Характерні коефіцієнти				Тип води за В.А.Сулїним
	SO ⁴	Br	J	NH ₄	В	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$	$\frac{rSO_4}{rCl} \cdot 100$	$\frac{Cl}{Br}$	
Інфільтрогенні води										
0,3-0,2	110-340					0,4-0,2	-	6,5-167	-	ГН, СН, ХМ
Змішані води - інфільтрогенні та седиментогенні										
3-15	20-150	До 26	До 0,7	До 2	-	0,85-1,00	-	-	-	ХМ, ХК
Седиментогенні води										
<i>Морські, слабкоопріснені та слабкоосолонені</i>										
20-50	Сліди-170	40-110	1,0-7,1	5-70	0,4-6,2	0,70-0,82	2,1-3,5	0-0,6	180-330	ХК
<i>Доломітової стадії згущення (неоосолонені)</i>										
100-150	Сліди-447	210-320	3,8-11,8	36-57	10-16	0,58-0,74	3,3-8,7	0-0,4	257-320	ХК
<i>Доломітової стадії згущення (вторинно осолонені)</i>										
137-206	5,8-209	156-225	4,1-16,8	43-115	12-23	0,68-0,78	3,2-5,7	0,01-0,13	460-590	ХК
<i>Гіпсової стадії згущення</i>										
157-200	58-316	396-696	16-18	40-101	11-27	0,58-0,73	2,6-12,2	0,03-0,21	175-200	ХК

Таблиця 2 – Показники складу водорозчинних газів та ступеня газонасичення підземних вод карбону північно-східного борту ДДз

Глибина, м	Пластові температури, °С	Ступінь катагенезу	Об'ємна доля компонентів, %							Концентрація газу у воді, см ³ /л	Тиск насичення, P _r , МПа	Коефіцієнт газонасичення, P _r /P _{пл}
			CH ₄	ΣТУ	$\frac{CH_4}{\Sigma TU}$	N ₂	He	Ar	CO ₂			
<i>Сухі метанові гази верхньої зони газоутворення</i>												
400-1500	25-50	ПК-МК ₁	72,4-92,9	0,04-0,9	100-2090	5,8-26,2	0,08-0,20	0,03-0,28	0,8-1,5	150-980	1,5-9,3	0,3-0,7
<i>Вуглеводневі гази основної зони газоутворення</i>												
1500-3000	50-100	МК ₂ -МК ₃	82,3-92,7	2,2-7,8	11-42	3,1-9,5	0,06-0,33	0,02-0,11	0,3-2,3	620-1500	5,3-31,0	0,34-1,0
<i>Вуглеводневі гази з накладеною N₂ – He – Ar-аномалією</i>												
1700-3000	55-120	МК ₂ -МК ₃	49,6-79,3	1,2-3,7	16-59	14,4-46,6	0,9-1,8	0,13-0,34	0,4-1,0	370-1300	5,9-29,0	0,31-1,0

Примітка: ΣТУ – сумарна об'ємна доля важких вуглеводнів

завичай знаходяться в межах 600-1000 см³/л. Коефіцієнт газонасичення змінюється від 0,3-0,5 до 0,7-1,0, тобто на окремих ділянках води гранично насичені газом. Там відбувається його виділення у вільну фазу і формуються поклади, які мають аналогічний склад газу.

Формування жирних вуглеводневих газів даної зони пов'язане з основною фазою газогенерації у вугленосних формаціях карбону на стадії раннього катагенезу (МК₂-МК₃). Збагачення вуглеводневих газів азотом, гелієм і аргоном зумовлене міграцією останніх із порід кристалічного фундаменту (що підтверджується результатами ізотопного аналізу аргону) на 40-70% представленого радіоактивним аргонном, утворення якого характерне для збагачених калієм кристалічних порід.

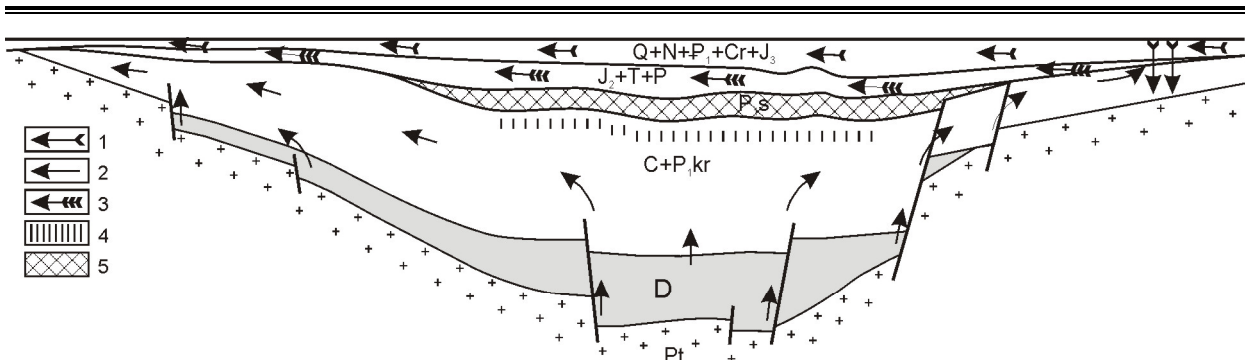
Для вуглеводневих газів характерна також і значна неоднорідність вмісту гомологів метану, що, напевно, пов'язане з нерівномірним розподіленням сапропелевої компоненти у вугленосних породах карбону. Високі концентрації гомологів метану (5-8% і більше) відображають підвищену генерацію рідких вуглеводнів і можливість існування, газових і нафтових покладів. У північно-західній частині борту (західніше Богодухова), де відомі поклади нафти, недонасичені газом, розчинені гази, імовірно, мають азотно-вуглеводневий склад з дуже жирною вуглеводневою фракцією, як це встановлено у північно-західній частині грабена.

Аналіз розглянутих гідрогеологічних матеріалів дає підстави зробити такі основні висновки.

Кам'яновугільні відклади в межах північно-східного борту у разі залягання на глибинах понад 400-700 м на сході і понад 700-1000 м на заході належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підосва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору

верхньоюрських глин, північніше переміщується в середньоюрські глини і тільки північніше лінії Біловодськ-Блокуракіно-Золочів-Велика Писарівна охоплює кам'яновугільні відклади. Потік прісних інфільтрогенних вод, що рухається із основної області живлення поблизу наведеної лінії, переміщується із карбону в юру і крейду, де і продовжує рух до регіональної області розвантаження на південно-західному крилі басейну. Таке переміщення фільтраційного потоку, імовірно, пов'язане зі зміною карбонатних платформних фацій карбону переважно теригенними донецькими і з наявністю провідних тектонічних порушень, вздовж яких проходить міграція вод у вищележачі високопроникні горизонти.

Нижній гідрогеологічний поверх у межах борту представлений тільки верхньою зоною квазіастійного режиму з пластовими тисками, близькими до регіональних гідростатичних. У нижньому гідрогеологічному поверсі в кам'яновугільних відкладах північного борту існували і існують сприятливі гідрогеологічні умови для формування і збереження покладів вуглеводнів. Формування невеликих покладів могло відбуватися в результаті місцевих газонафтогенераційних процесів на ділянках, де породи збагачені органікою і досягається перенасичення вод газами. Однак, скорочення товщин кам'яновугільних відкладів знижує місцевий газонафтогенераційний потенціал. У той же час можна передбачати, що існували сприятливі умови для латеральної сучасної міграції із грабеноподібної частини западини, особливо у періоди проявлення активного елізійного гідродинамічного режиму в найбільш занурених частинах басейну (карбон, юра, крейда). Екранування вуглеводнів і утворення покладів могло проходити у малоамплітудних склепінних пастках, а також у літологічних, тектонічних і стратиграфічних пастках. Викладене дало підстави В.О.Герещенко [9] рекомендувати постановку пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у межах пів-



Напрями руху вод:

- 1 - атмосферного походження (зона активного водообміну);
- 2 - метаморфізованих седиментаційного, давньоінфільтраційного і глибинного походження (зона значно уповільненого водообміну);
- 3 - змішаного походження (зона уповільнення водообміну);
- 4 - область максимальних гідростатичних тисків (максимальних приведених рівнів);
- 5 - регіонально газо-водонепроникні породи (соленосна товща нижньої пермі).

Рисунок 2 — Схема руху та розвантаження підземних вод у південно-східній частині ДДЗ (за І.В.Височанським, 1999)

нічно-східного борту на ділянках, де кристалічний фундамент залягає на глибинах до 1,5 км. У випадку отримання позитивних результатів, до перспективних можуть бути віднесені ділянки глибинами до 1,0-1,2 км.

Дослідження гідрогеологічних передумов нафтогазоносності [4] в межах суміжної території – центральної частини Північного борту (ПнБ) ДДЗ – дали підстави вперше детально обґрунтувати схему руху і розвантаження підземних вод різного походження, виходячи із характеру їх п'езометричної поверхні та розподілу температур. Розроблена нова схема підземних вод цілком узгоджується з висновками другої праці (М.І.Субота, 1968), в якій на основі вивчення розподілу дейтерію у водах осадового чохла середньої частини западини обґрунтовано аналогічну гідродинамічну схему. Згідно з нею рух вод у палеозойському комплексі спричиняється різницею пластових тисків, зумовленою різним геостатичним навантаженням, викликаним більшими товщинами осадових утворень у центральній частині западини порівняно з прибортовими зонами і спрямованим з областей високих тисків в області понижених. Основний напрям руху підземних вод – висхідний. Шляхами міграції є розломи, розриви і тріщини, зони дроблення, які зумовлюють вертикальну міграцію знизу-вверх, а також через проникні пласти, по яких рухалися води від центральної частини до північного і південного бортів (рис. 2).

Така концепція дала змогу по-новому оцінити бортові частини ДДЗ та схили Воронежської антекклізи і Українського щита, які тривалий період відносилися до малоперспективних. Згідно з новою і надзвичайно прогресивною для свого часу оцінкою відмічалось, що у прибортових – північній та південній – частинах западини існують сприятливі гідродинамічні умови для формування покладів як в антиклінальних, так і в літолого-стратиграфічних та тектонічно екранованих пастках. Особливо важливим є перспективність як північного борту западини,

так і південного схилу Воронежської антекклізи, яка витікає з нових позицій, оскільки обґрунтувати існуючі уявлення про рух вод у палеозойських відкладах у південному напрямку і міграції вуглеводнів проти руху вод нереально (рис. 3). Отже, з сьогоденних поглядів найсприятливіші геологічні обставини для формування покладів вуглеводнів притаманні зоні дуже уповільненої ексфільтрації елізійної водонапірної системи, яку характеризують відповідні умови, високі ступені мінералізації та метаморфізації підземних вод, значна кількість водорозчинних газів із переважанням в їх складі вуглеводневих сполук.

У верхній частині розрізу моноклінального схилу формується природна водонапірна система з активним водообміном, живлення якої водами відбувається за рахунок інфільтрації в межах Воронежської антекклізи та підвищених ділянок міжріччя Сейму-Псла, Псла-Ворскли, Ворскли-Сіверського Дінця, Сіверського Дінця-Айдар. У приапікальній частині антекклізи інфільтраційна система охоплює весь розріз осадової товщі і верхню частину фундаменту. Далі на південний захід, де кам'яновугільні породи перекриваються бат-байоським глинистим водоупором, вона існує тільки в кайнозойських і мезозойських теригенних відкладах у межах північного борту. На Старобільсько-Міллерівському схилі вона існує в кайнозойських та мезозойських теригенних відкладах (рис. 4), перекритих крейдовим і триасовим флюїдоупорами.

У південній, найбільш зануреній частині борту, де розріз нарощується середньоюрськими породами, підземні води, які містяться в них, змішані за типом і характеризують зону уповільненого водообміну. На північній окраїні Донбасу кам'яновугільний комплекс перекривається частково відкладами триасу і на ділянках його відсутності крейдовим флюїдоупором, що набуває тут широкого розповсюдження (рис. 4) більшої товщини.

Нижче за розрізом розташована постелізна природна водонапірна система, для якої

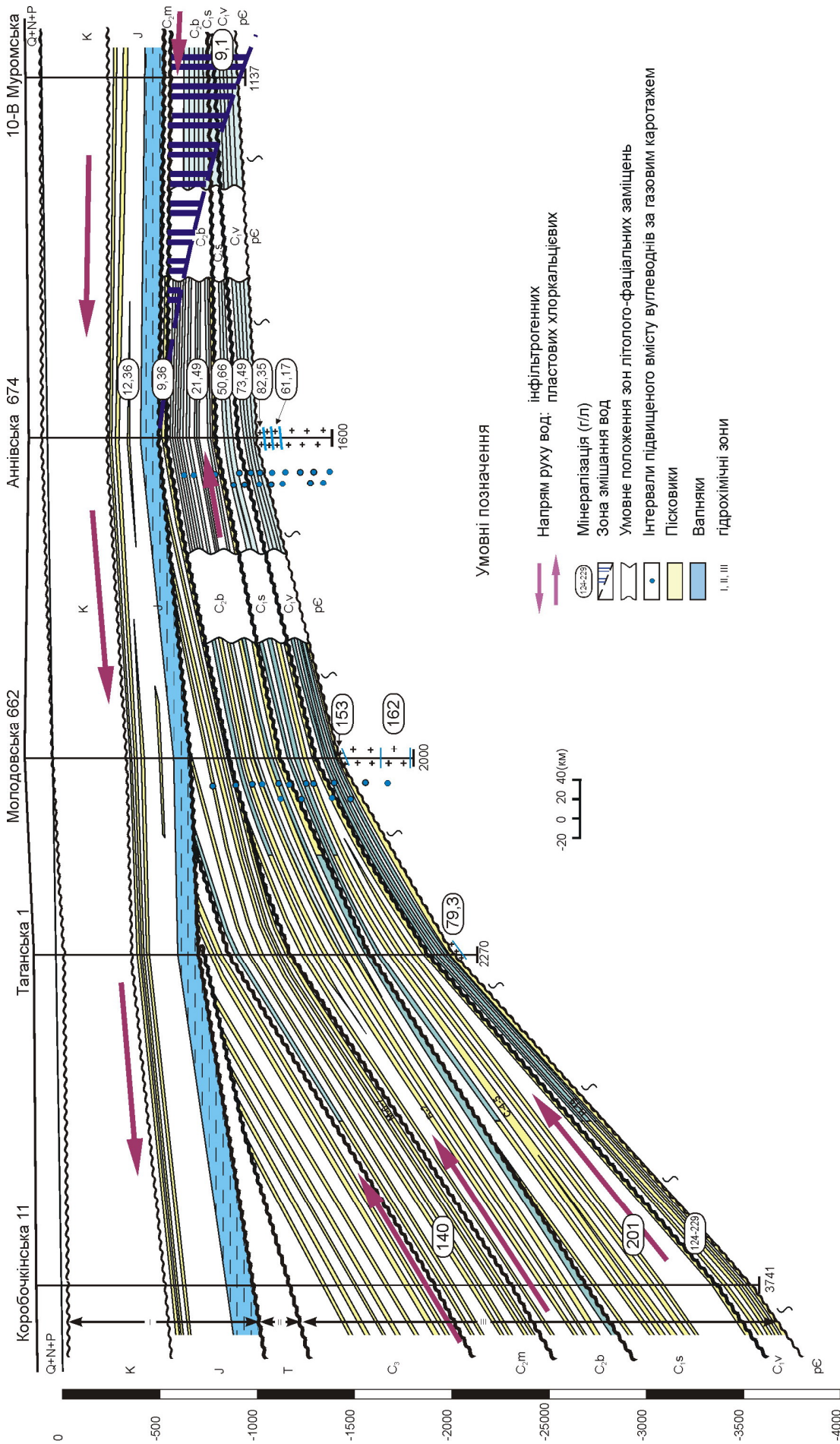


Рисунок 3 — Профільний гідрогеологічний розріз північного борту ДДЗ (за І.В.Височанським, 1999)

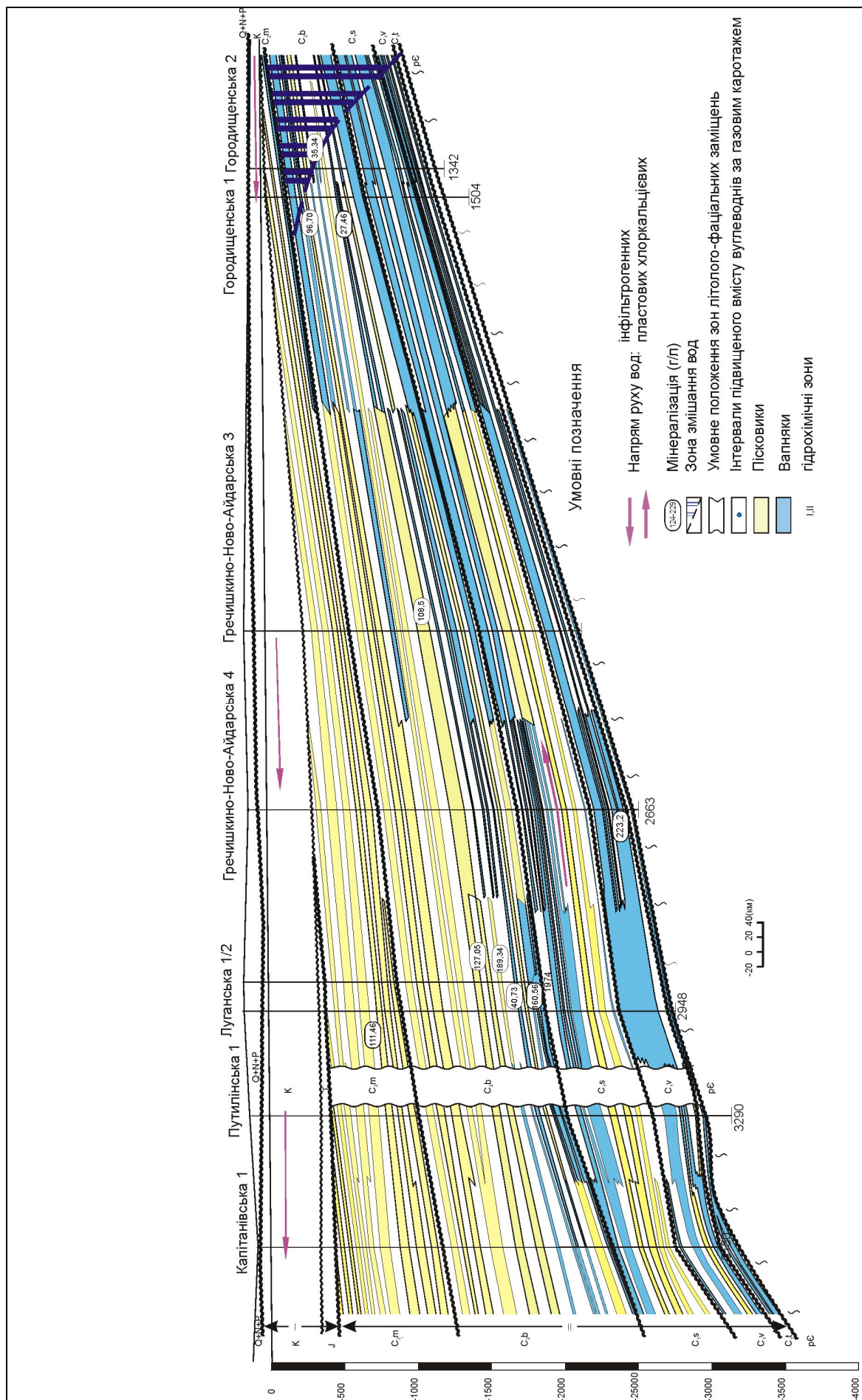


Рисунок 4 — Профільний гідрогеологічний розріз північного борту ДЗ

процеси ущільнення порід і витискання підземних вод завершені і активного проникнення інфільтраційних вод у водоносні горизонти немає. Навіть на віддалі 32 км на південний схід від Білгорода у нижньому карбоні і корі вивітрювання фундаменту, розкрито хлоридні кальцієво-натрієві води мінералізацією 9 г/л, тобто в цьому районі не відбувається повної заміни розсолів прісними водами. Постелізьна водонапірна система представлена квазістагійною зоною уповільненої фільтрації у північному напрямку, що доведено на дослідних полігонах з нагнітання шахтних вод у східній частині борту.

Наявна гідрогеологічна зональність на північному борту ДДЗ і північних окраїнах Донбасу обумовлена існуванням двох типів природних водонапірних систем, які розділяються водотривкими товщами (рис. 3, 4).

Водорозчинні гази підземних вод Воронежської антекклизи – киснево-азотні за складом із вмістом вуглеводневих газів від слідів до 4,43%.

Привертають увагу проби води, відібрані із св. 2061 та в Яковлевському руднику, в яких відносна концентрація вуглеводневих газів сягає 38,45%. Судячи з хімічного складу, І.В. Височанський [4] припускає, що вказані води нижньокам'яновугільного та докембрійського водоносних комплексів північно-східної частини борту сформувалися внаслідок змішування седиментогенних і давньоінфільтраційних вод вилуговування з інфільтраційними, а підвищений вміст вуглеводневої частки у водорозчиненому газі із штреку Яковлевського рудника може свідчити про сучасне періодичне поновлення міграційних процесів. Головним джерелом руху пластових флюїдів, у тому числі і вуглеводнів, слід вважати геодинамічні процеси, які підтримують гідродинамічну систему в стані енергетичної напруженості, а як шляхи міграції розглядаються активні субмеридіональні розриви у породах кристалічного фундаменту, що виділяються за даними геофізичних досліджень.

Встановлені факти дають змогу опрацювати нові нетрадиційні підходи до оцінки перспектив нафтогазоносності моноклінального схилу Воронежського масиву. Зі змін загальної мінералізації підземних вод з глибиною в центральній частині борту залежно від віку утворень видно, що наростання їх значень від одиниць до сотень грамів на літр відбувається у відкладах кайнозой-середньоюрських (одиниці) і тріасових відкладах (сотні), які розділені водотривом, а загальна мінералізація вод у породах карбону практично не змінюється. Це дало підстави Височанському І.В. [4] виділити три гідрогеохімічні зони:

– верхню, води якої характеризуються мінералізацією до 10 г/л, сульфатним, гідрокарбонатним або хлоридним натрієвим складом і коефіцієнтом метаморфізації 0,79-1,60;

– середню, що утворена північною і південною смугами, яка характеризується водами від гідрокарбонатних та сульфатних натрієвих

мінералізацією 3 г/л до хлоридних кальцієво-натрієвих мінералізацією 135 г/л;

– нижню, води якої є хлоридними кальцієво-натрієвими та магнезієво-кальцієво-натрієвими мінералізацією до 307 г/л і з коефіцієнтом метаморфізації від 0,22 до 0,84 (в середньому 0,62).

Перелічені гідрогеохімічні зони відповідають природним водонапірним системам: верхня – інфільтраційній, нижня – постелізьній, а середня – перехідна між ними. Проникнення інфільтраційних вод у давніші горизонти в межах північної смуги перехідної зони припиняється на межі гідравлічної рівноваги між двома системами, де пластовий тиск, що створюється інфільтраційною системою, урівноважується тиском мінералізованих вод елізійної системи. Подальше проникнення на глибину прісних вод надзвичайно повільне і викликане процесами концентраційної дифузії і осмосу. Формування змішаних вод у південній смугі перехідної зони відбувається завдяки перетоку по тектонічних порушеннях вод із кам'яновугільних порід у відклади тріасу.

Умови властиві нижній гідрогеологічній зоні, що відповідає постелізьній водонапірній системі, найбільш сприятливі для формування і збереження покладів нафти і газу, тому ця зона розглядається як перспективна для їх пошуків. Проте північна межа нафтогазоносності у зв'язку з відсутністю необхідних фактичних даних остаточно ще не визначена, що й зумовлює наявність певних розбіжностей. Так, наприклад, північною границею перспективності борту для оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів обґрунтовується залягання поверхні фундаменту на глибині мінус 1,5 км. Виходячи із гідрогеологічних даних, автори статті [4] Колодій В.В., Височанський В.І., Зюзькевич М.П. проводять цю межу по ізолінії мінус 1,4 км поверхні фундаменту, а за Кривошеєю В.О., який пов'язує її з ізолінією 50 г/л мінералізації кам'яновугільного комплексу, ця границя відповідає ізогіпсі мінус 1 км (на окремих ділянках мінус 0,6 км). Існує точка зору, що значний опріснювальний вплив інфільтраційних вод проявляється на глибині залягання кам'яновугільних відкладів менше 700 м, а на більших глибинах зберігаються сприятливі умови для формування покладів вуглеводнів. Отже, загалом, спостерігається тенденція до розширення перспективної території в північному напрямі, але залишається необхідність її підтвердження запланованим параметричним бурінням.

Умови для формування і збереження покладів нафти і газу в інфільтраційній зоні традиційно вважаються малосприятливими. Проте, як свідчать матеріали світової практики, пошуковими роботами встановлено численні поклади вуглеводнів, навіть родовищ-гігантів (Західно-Канадський басейн, басейн Маракайбо, Ілізі та ін.) в зонах розвитку інфільтраційних та змішаних вод. У Дніпровсько-Донецькому басейні, враховуючи наявність у відкладах юри центрального грабену промислових скупчень вуглеводнів, які сформувалися завдяки перетоку флюї-

дів по тектонічних порушеннях із палеозойського комплексу (Рибальське, Солохівське, Більське, Руновщинське та Решетниківське родовища), зону, що включає мезозойський нафтогазоносний комплекс, доцільно розглядати на борту як зону невизначених перспектив.

Про можливість перетоків флюїдів (у тому числі і вуглеводневих) у межах північного борту свідчать результати випробування параметричної св.1 Правдинської площі: з інтервалу 800-870 м (кімеріджський водоносний горизонт верхньої юри) отримано приплив прісної води з газом. Розрахунковий дебіт води – 144 м³/д, газу – 2300 м³/д. Хімічний склад газу: метан – 94; етан – 2,9; пропан – 0,94%. За попередніми даними газової геохімічної зйомки на ПнБ ДДЗ зафіксовано аномальні зони, що свідчить про широкомасштабні процеси вертикальної міграції вуглеводневих газів. Отже, на окремих ділянках північного борту не виключена можливість формування покладів у пастках склепінного і несклепінного типів (в першу чергу тектонічно екранованих) у юрських відкладах.

Перспективи нафтогазоносності перехідної зони за даними І.В.Височанського [4] повинні розглядатися диференційовано. Південна смуга, виходячи із гідрогеологічних показників, а також враховуючи наявність у відкладах тріасу покладів ВВ у грабені (Качанівське, Рибальське, Радченківське, Руновщинське, Більське родовища) та на північних окраїнах Донбасу (Краснопопівське), повинна розглядатися як перспективна, тим більш, що в умовах виклинування товщі тріасу є підстави прогнозувати пов'язані з нею літологічні і стратиграфічні пастки. Північна смуга з позиції нафтогазоносності практично не вивчена. Водночас існує думка, що біля фронту впливу інфільтрогенних вод не виключені поклади важких окислених нафт і бітумів, які на глибині 300-500м можуть мати практичний інтерес. Це дає підстави віднести північну смугу до зон з невизначеними перспективами і обумовлює необхідність її вивчення.

Викладені результати досліджень, з урахуванням новітніх даних геологорозвідувальних робіт по центральній частині борту, повністю підтверджують розроблену раніше схему руху і розвантаження підземних вод регіону, на базі якої було започатковано реальну оцінку перспектив нафтогазоносності північного борту ДДЗ.

У східній частині Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області – борту Північних окраїн Донбасу – у відкладах середнього карбону і тріасу встановлено близько 50 покладів газу і газоконденсату на глибинах від 346 до 1460 м (родовища Краснопопівське, Борівське, Капітанівське, Лобачівське, Вергунське та ін.). При цьому дебіти газу складають від 3 до 400 тис.м³/добу, сягаючи на деяких родовищах понад 1100 тис.м³/добу (Краснопопівське, Кондрашівське, відклади башкирського ярусу середнього карбону) і навіть 1570 тис. та 2306 тис.м³/добу (під час випробування порід тріасового віку на Краснопопівському родовищі в інтервалах 346-366 та 428-550 м відповідно).

Мінералізація підземних вод, видобутих на поверхню під час випробування середньокам'яновугільних відкладів, становить від 23,9 до 171 г/л, тріасових – від 6,9 до 37,8 г/л. Її різкою зміни на якійсь певній глибині, як це було відмічено для центральної частини борту, у вивченому інтервалі східної частини не спостерігається.

Згідно з попереднім виділенням гідрогеохімічних зон для центральної частини борту вивчені води на сході належать до перехідної та нижньої зон. Проте їх межі тут відповідають меншим глибинам. Так, виходячи з розподілу мінералізації по глибині (рис. 2), верхня межа перехідної зони становить 300 м, а нижня, яка визначається ще менш чітко, тяжіє до глибини 700 м і нижче.

Переміщення глибинних границь природних водонапірних систем ближче до поверхні в східній частині борту, порівняно з центральною, зумовлене розташуванням у цьому районі вірогідних флюїдотривких товщ. Так, якщо крейдяно-мергельна товща верхньої крейди в районі Харківської опорної свердловини розвинута на глибинах 100-700 м, то на північних окраїнах Донбасу (площі Борівська, Вергунська, Кондрашівська та ін.) – 70-470 м.

Підсумовуючи вищенаведене зауважимо, що у розрізі центральної частини ПнБ ДДЗ та північних окраїн Донбасу стало можливим виділення вертикальних гідрогеохімічних зон, які в різних частинах її території набувають суттєвих відмінностей. У південній мобільній частині борту виділяються три зони, які відповідають інфільтраційній, перехідній та постелізіній природним водонапірним системам. Перша (KZ+MZ до J включно) характеризується прісними і слабкосолонуватими водами хлоридного, сульфатного і гідрокарбонатного натрієвого складу із киснево-азотними водорозчиненими газами (ВРГ). Друга (Т) відзначається наростанням мінералізації до 100 г/л хлоридних, натрієвих і кальцієво-натрієвих вод з азотно-вуглеводневим складом ВРГ. Третя (відклади карбону) насичена високомінералізованими хлоридними кальцієво-натрієвими розсолами із вуглеводневими ВРГ і є найбільш перспективною для нафтогазонакопичення.

У північній відносно стабільній тектонічній зоні ПнБ та північних окраїн Донбасу слід, очевидно, виділяти дві гідрогеохімічні зони: перша (KZ+MZ) відповідає інфільтраційній водонапірній системі, а друга (відклади карбону) – постелізіній з деякими ознаками перехідної гідрогеохімічної зони. Для неї характерні хлоридні натрієві кальцієво-натрієві води мінералізацією 20-162 г/л та 27-189,34 г/л, азотно-вуглеводневі та вуглеводнево-азотні ВРГ.

Отже, проведений аналіз основних як власних досліджень, так і досліджень Височанського І.В. щодо в'яснення наявності гідрогеологічних передумов нафтогазоносності північних окраїн Донбасу та центральної суміжної частини ПнБ ДДЗ зі всією очевидністю свідчить про високу потенціальну сприятливість кам'яновугільного комплексу для нафтогазонакопи-

чення на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Найбільш сприятливими в нафтогазоносному відношенні за гідрогеологічними та літофаціальними передумовами є середньокам'яновугільний комплекс відкладів, який включає породи московського та башкирського ярусів. Підземні води середнього карбону, що є об'єктом дисертаційної роботи, пов'язані з породами-колекторами переважно теригенного типу і лише часткового карбонатного, які розвинені у вигляді прошарків товщиною від 2-х до 5-20 м та окремих потужних піщаних барових та руслових тіл товщиною 50-100 м. Кількість продуктивних горизонтів у відкладах московського ярусу – 7, від літопачки М-1 до М-7, а в башкирських – 13, від Б-1 до Б-13.

Верхнім водоупором комплексу виступає в південній зануреній частині заглинизована частина світи C_2 московського ярусу та світи C_3^1 верхнього карбону. В центральній та північній частині території схилу водоупором слугують тріасові і крейдяні відклади.

У межах розрізу середнього карбону спостерігається вертикальна гідрохімічна зональність, що проявляється в збільшенні мінералізації пластових вод глибиною залягання від 27,46 г/л (св. Городищенська), до 68,36 г/л (св. № 201 Вергунська, інтервал 930-934 м, гор.М-4г) і до 143,70 г/л (св. № 1 Краснопопівська, інтервал 1794-1790 м, гор.Б-10).

За хімічним складом підземні води відкладів московського і башкирського ярусів відносяться до хлоркальцієвого типу за В.А.Суліним з високим ступенем метаморфізації

$$\left(r \frac{Na}{Cl} = 0,68-0,87 \right).$$

Води практично безсульфатні

$$\left(r \frac{SO_4}{Cl} = 0,0016-0,00006 \right).$$

Слід зауважити, що зі збільшенням загальної мінералізації пластових вод середнього карбону спостерігається збільшення концентрації Ca^{2+} ; Mg^{2+} ; Na^+ ; Cl^- з одного боку і зменшення SO_4^{2-} та HCO_3^- – з другого.

Вміст мікрокомпонентів у пластових водах середнього карбону складає приблизно 1% від загальної кількості солей. Вміст йоду коливається в межах від 4,05 до 15,96 мг/л, а бору – 6,75-26,70 мг/л. Вміст бромиду збільшується з підвищенням мінералізації і метаморфізації. Для пластових вод відкладів середнього карбону, на відміну від нижньокам'яновугільного водоносного комплексу, характерними є підвищені концентрації бромиду (195,36-501,16 мг/л), але менші концентрації бору, йоду, амонію.

Збільшення вмісту амонію спостерігається паралельно зі збільшенням ступеня газонасичення вод і сягає 104-120 мг/л (300 мг/л в св. № 9 Краснопопівська; C_2^B ; інтервал 1833-1848 м). За даними Е.С.Лондона – збільшення вмісту амонію відбувається у водах більш занурених зон, де поширені легкі нафти і розвинені переважно газові поклади.

Амоній накопичується в зонах ореольного газонасичення пластових вод.

За динамічністю водоносні горизонти середнього карбону високонапірні, статичні рівні встановлюються на глибинах від 12 м (св. № 9 Краснопопівська, інт.1833-1848 м; C_2^B) до 82 м (св. № 2 Ольгівська, інт.1895-1905 м, гор.М-6). Окрім цього, відклади характеризуються також значною водозбагаченістю. Дебіти вод змінюються від 0,04 м³/добу (св. № 10 Борівська, гор.Б-6-7) до 240 м³/добу (св. № 1 Вергунська, гор.Б-11) за середньодинамічних рівнів 109 та 650 м відповідно. Водоносні горизонти відносяться до єдиної гідродинамічної зони. Температурний режим відкладів середнього карбону знаходиться в прямій залежності від глибини залягання водовмісних порід. Геотермічний градієнт не перевищує 3°/100 м. Значення вимірних пластових тисків відповідають регіональному гідростатичному тиску.

Водорозчинні гази вуглеводневого та азотно-вуглеводневого складу з переважним вмістом метану, концентрації якого сягають 89,1% (св. № 8 Вергунського родовища, інт.2130-2150 м, гор.Б-8-9). Серед важких вуглеводнів переважає етан (до 4,69%). Пружність водорозчинних газів сягає 15-20 МПа. В безпосередній близькості від контура родовища газонасиченість вод сягає максимальних значень – $R_g/R_{пл}=1$ (Вергунське родовище – 0,71 ÷ 0,93).

Дані про фізико-хімічні властивості пластових вод відкладів середнього карбону північних окраїн Донбасу наведено в таблиці 3.

Враховуючи викладене вище, можна зробити такі висновки.

1. За хімічним складом пластові води середнього карбону північних окраїн Донбасу є малосульфатними та безсульфатними метаморфізованими розсолами хлоркальцієвого типу.
2. За ступенем мінералізації встановлена пряма гідрохімічна зональність, тобто мінералізація пластових вод збільшується з глибиною.
3. Спостерігається підвищена газонасиченість пластових вод.
4. Гідрохімічна характеристика пластових вод середнього карбону є типовою для зони застійного режиму.

Все це створює сприятливі умови для накопичення і збереження покладів вуглеводнів у відкладах середнього карбону північних окраїн Донбасу.

Отже, на основі виявлених особливостей підземних вод, їх ролі у формуванні покладів у межах суміжної території північного борту ДДЗ, та встановлення аналогічних гідрогеологічних передумов на території північних окраїн Донбасу слід констатувати, що основні нафтогазоносні комплекси (московський, башкирський та верхньосерпухівський) мають сприятливі гідрогеологічні передумови для формування покладів у різноманітних пастках на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Таблиця 3 – Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод кам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу

№ свердловини	Геологічний вік	Інтервали випробування, м	Густина в стан-дартн. умовах, г/см ³	t _{пл.} , °С	Вміст іонів (мг/л)								Na г Cl	SO ₄ г Cl			
					Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄	B			J	Br	
Городищенська площа																	
2	C _{1t}	1268-1249	1,02		35,34	9730,6	2752,3	737,4	21772,4	266,6	91,5	-	-	8,82	66,68	0,69	0,91
1	C _{1v}	1210-1157	1,06		96,70	27041,7	8897,8	826,9	59750,1	8,2	152,5	-	-	0,61	0,11	0,69	0,02
1	C _{1п}	850-814	1,0194		27,46	7746,86	2035,66	535,65	17020,8	77,36	51,24	-	-	сліди	38,01	0,70	0,32
Гречишкінська площа																	
4	C _{1v}	2560-2550	1,15		223,2	51710	25540	5022	140140,5	131,7	268,4	-	-	19,87	111,2	0,57	0,06
1	C _{1^s}	1876-1840	1,0921		189,34	58385,04	11588,8	2253,87	117018	18,92	82,35	-	-	11,42	43,60	0,77	0,02
1	C _{2¹}	1722-1734	1,0499		127,05	34929,6	11615,4	1549,9	78877,6	16,50	61	-	-	-	-	0,68	0,02
Вергунське родовище																	
9	C ₂ ² (Б-8-9)	2116-2127	1,053	66	77,88	25817,61	342042	671,23	47365,69	52,67	549,00	50,40	-	4,23	266,50	0,84	0,001
Північно-Луганська площа																	
1	C ₂	1727-1731	1,098	-	143,10	40517,03	12366,84	1509,78	88650,00	35,38	115,90	-	-	14,81	501,16	0,70	0,020
Борівська площа																	
10	Б-7	1855-1879	1,083	-	121,34	38528,91	6879,33	1088,93	74613,87	1,65	231,80	93,60	н.в.	12,69	419,58	0,80	-
10	Б-3-4	1591-1596	1,053	-	76,58	24161,27	4436,46	710,87	47037,34	6,58	225,70	61,20	н.в.	7,41	313,02	0,80	0,0002
Краснопопівська площа																	
1	C ₂ ¹ (Б-10)	1794-1790	1,128		143,70	40601,67	12680,62	2484,65	92196,0	11,52	115,90	-	22,00	15,23	-	0,68	-
2	C ₂ ⁴ (Б-1-2)	1451-1429	1,086		120,82	35962,34	8340,04	1469,29	74697,9	-	195,20	120,00	21,20	10,05	279,72	0,74	-
3	C ₂ ² (Б-8)	2001-2005	1,061		85,20	27963,17	4470,90	412,83	52126,20	137,44	134,20	40,00	26,70	10,47	195,36	0,82	-
9	C ₂ ⁶ (М-4-5)	1118-1131	1,081	45	113,18	31094,39	9416,19	1991,68	70561,85	7,41	24,40	87,72	-	4,84	232,06	0,68	-
9	C ₂ ³ (М-6)	1339-1349	1,099	54	134,51	38257,74	10707,77	1860,96	83550,85	4,12	24,40	95,46	-	7,45	269,56	0,71	-
9	C _{2b}	1833-1848	1,083		114,06	34034,71	7918,2	1178,43	70344,13	13,17	268,40	300,00	-	9,09	282,49	0,75	0,0002
Ольгівська площа																	
2	М-6	1895-1905	1,083	71	115,66	32119,33	10118,6	1593,93	71572,46	3,29	256,20	50,40	-	8,46	293,04	0,68	0,00004
2	М-7	1946-1955	1,080	72	111,46	30461,13	10215,79	1534,96	69104,45	5,35	134,12	-	-	6,80	250,42	0,67	0,00006

Тип води (за В.А.Суліним) – хлоркальцієвий

Література

- 1 Кротова В.О. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности. – Л.: ВНИГРИ, 1969. – 325 с.
- 2 Вернадський В.И. История природных вод // Труды АН СССР. – 1960. – Т. 4. – Кн. 2.
- 3 Мурич А.Т. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности северных окраин Донбасса: Дис...канд. геол.-минерал. наук. – К.: ИГН, 1970. – 265 с.
- 4 Колодій В.В., Височанский В.І., Кривошея В.О., Зюзькевич М.П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності північного борту ДДз // Геологія і геохімія. – 1999. – №1. – С. 21-27.
- 5 Макєєва Н.П. Особливості геологічної будови і перспективи пошуків нетрадиційних пасток вуглеводнів у середньокам'яному нафтогазовому комплексі північної крайової частини Дніпрово-Донецької западини // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4(17). – С. 36-42.
- 6 Голуб П.С., Солодкий В.М., Павленко П.Т., Макєєва Н.П. Кінематика і вплив порушень на формування родовищ нафти і газу // Геодинамика, тектоника і флюїдодинамика нефтегазоносных регионов Украины: Тезисы докладов VII международной конференции „Крым-2007” (Крым, Симферопольский район, с. Николаевка, 10-16 сент. 2007 г.) – Симферополь, 2007. – С. 145-146.
- 7 Застежко Ю.С., Тердовидов А.С., Терещенко В.А. Подземные воды и газы каменноугольных отложений южного склона Воронежского кристаллического массива // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – 1963. – С. 81-96.
- 8 Швай Л.П. Подземные воды Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. – М.: Недра, 1973. – 104 с.
- 9 Терещенко В.А. Перспективы газонефтеносности северо-восточного борта Днепровско-Донецкой впадины по гидрогеологическим данным // Вісник Харківського національного університету 455'99. Геологія-Географія-Екологія. – Харків: Основа, 1999. – С. 54-62.

УДК 550.836(477.8)

ГЕОТЕРМІЧНІ УМОВИНИ СКЛАДЧАСТИХ КАРПАТ І ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

В.Г.Осадчий, Ю.З.Крупський, І.М.Куровець, І.І.Грицик, О.А.Приходько

¹ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, вул. Наукова, 3а,
e-mail: igggk@mail.Lviv.ua

² ДП "Науково-дослідний інститут нафтової промисловості", Львів, вул. Володимира Великого, 4,
e-mail: viddil_ngg@i.ua

Установлено распределение температур на глубине 2000 м, значений среднего геотермического градиента и глубин залегания изотермической поверхности 150°С в осадочном чехле Складчатых Карпат и Закарпатского прогиба. Особый интерес представляет интерпретация результатов полевой геотермической съемки по региональному сейсмическому профилю Солотвино-Чоп. Выявлены незакартированные ранее сейсмическими исследованиями глубинные тектонические нарушения, определена их проводимость и установлены границы локальных структур

The distribution of temperatures at a depth of 2000m, values of the average geothermal gradient and depths of occurrence of isothermal surface of 150°С in the sedimentary cover of the Folded Carpathians and Transcarpathian deep were determined. Interpretation of the results of the field geothermal surveying along the regional seismic profile Solotvyno-Chop is of the utmost interest. Deep-seated tectonic dislocations, not mapped by seismic survey before, were found as well as their conductivity was determined and the boundaries of local structures were established.

Вивчення геотермічного режиму Складчастих Карпат та Закарпатського прогину дає змогу вирішувати теоретичні проблеми геології та геофізики. Оскільки існуючі поля Землі: електромагнітне, гравітаційне та теплове взаємно пов'язані, тому будь який фактичний матеріал з геофізичних досліджень розширює можливості інтерпретації отриманих результатів. Даних з замірів геотермічних параметрів (температура, геотермічний градієнт) у межах Складчастих Карпатах, на жаль, дуже мало. Більш забезпечена фактичним матеріалом територія Закарпатського прогину, але до глибин 1000-1500 м.

Обробка температурних замірів у свердловинах дозволила визначити геотермічні параметри, характерні для кожної зони та побудувати схеми розподілу температур на глибині 2000 м, середнього геотермічного градієнту та глибин залягання ізотермічної поверхні 150°С (табл. 1).

Для Складчастих Карпат встановлено, що температури на глибині 2000 метрів у північно-західній частині змінюються від 50,0°С (на границі з Внутрішньою зоною прогину) до 85,0°С (на границі з Вигорлат-Гутинською вулканічною грядою), а в південно-східній – від 45,0°С до 75,0°С.