

7. Гранитоидные формации Украинского щита [Текст] / И. Б. Щербаков, К. Е. Есипчук, В. И. Орса и др. – К. : Наук. думка, 1984. – 192 с.
8. Пороодообразующие гранаты украинского щита [Текст] / И. С. Усенко, Т. Я. Белевцов, Т. Г. Щербаков и др. – Киев: Наук. Думка, 1980. - 176 с.
9. Ляшкевич З. М. Магматизм Припятско–Днепровско–Донецкого палеорифта [Текст] / З. М. Ляшкевич. – К. : Наукова думка, 1977. – 177 с.
10. Макухіна Г. О. Петрографія дайково-ефузивного комплексу південно-західного Донбасу [Текст] / Г. О. Макухіна // Труды інст. геол. наук АН УРСР, серія петрографії, мінералогії і геохімія.

УДК 556.314:553.98 (292.471)

І.В. Колодій, к.геол.н., ст.н.с.,
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України

ПРОГНОЗУВАННЯ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СКУПЧЕНЬ ПРИЧОРНОМОРЬСЬКОГО ВОДОНАПІРНОГО БАСЕЙНУ ЗА ГІДРОГЕОХІМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

Гідрогеохімічні, газогідрогеохімічні особливості підземних вод, просторово пов'язаних з покладами вуглеводнів, можуть використовуватись в якості критеріїв локальної газонафтоносності. Наведені ознаки наявності покладів за сольовим і газовим складом вод, вмістом мікроелементів і мікрокомпонентів для Причорноморського водонапірного басейну. Запропонована класифікація гідрогеохімічних ознак наявності покладів, серед яких, крім водорозчинених газів і водорозчиненої органічної речовини, можуть бути використані прояви слабо мінералізованих конденсаційних вод та їх сумішей з пластовими.

Ключові слова: Причорноморський водонапірний басейн, гідрогеохімія, водорозчинені гази, конденсаційні води.

И.В. Колодий. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЛОКАЛИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ ПРИЧЕРНОМОРСКОГО ВОДОНАПОРНОГО БАСЕЙНА ПО ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ. Гидрогеохимические, газогидрогеохимические особенности контактировавших с залежами газа подземных вод могут использоваться в качестве критериев локальной газонефтеносности. Приведены признаки наличия залежей по солевому и газовому составу вод, содержанию микроэлементов и микрокомпонентов для Причерноморского водонапорного бассейна. Предложена классификация гидрогеохимических признаков наличия залежей, среди которых, кроме растворенного газа и растворенного органического вещества, могут быть использованы проявления слабо минерализованных конденсационных вод и их смесей с пластовыми.

Ключевые слова: Причерноморский водонапорный бассейн, гидрогеохимия, водорастворенные газы, конденсационные воды.

Гідрогеохімічними ознаками (показниками) нафтогазоносності вважаються особливості хімічного складу підземних вод, набуті ними внаслідок тривалого контакту з нафтовим або газовим скупченням. Такі ознаки вважаються прямими, на відміну від побічних (опосередкованих), які є наслідком перетворень іонно-сольового складу вод у відновному (вуглеводневому) середовищі або пов'язані з умовами, сприятливими для збереження нафтових покладів. До побічних ознак традиційно відносять безсульфатність вод, наявність підвищених відносних вмістів деяких мікроелементів і мікрокомпонентів, H₂S, високу мінералізацію вод, їх хлоркальцієвий тип.

В міру вивчення бурінням глибоких надр у різних за геологічною будовою регіонах вияснилося, що наявність в надрах високомінералізованих розчинів (солянок) є глобальним явищем, незалежним від наявності чи відсутності нафтових чи газових родовищ. Разом з тим виявилось, що розчинам, які контактують з вуглеводневими скупченнями, притаманні певні особливості, не властиві гідрогеохімічному фону: у вмісті мікроелементів, складі і

пружності водорозчинених газів (ВРГ), концентраціях водорозчинених органічних речовин.

Гідрогеохімічний та газогідрогеохімічний напрямок розвивали М.Є. Альтовський, Є.А. Барс, Ю.П. Гаттенберг, М.С. Гуревич, А.А. Карцев, В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькін, В.В. Колодій, В.П. Савченко, М.І. Суббота, А.С. Тердовидов, В.М. Швець та ін.

Особливий внесок у розвиток гідрогеохімічного напрямку, а саме використання його для оцінки перспектив нафтогазоносності надр, належить В.О. Суліну (Сулин, 1948).

З метою оцінки перспектив нафтогазоносності ним були запропоновані показники, що поділяються на прямі (йод, нафтонові кислоти, вуглеводневі гази), опосередковані (тип води, наявність процесів десульфатизації) та опосередковані, що не мають самостійного значення (наявність бромів, бору, стронцію, та інших елементів, накопичення яких є проявом гідрогеохімічних процесів формування складу підземних солянок. На даний час для оцінки перспектив нафтогазоносності запропоновано багато різних гідрогеохімічних показників, проте важливим є визначення їх оптимального комплексу, інформативного для різних нафтогазо-

носних басейнів з різними гідрогеологічними особливостями та геологічною будовою. Найбільш практичне значення має локальний прогноз, що базується на гідрогеохімічних і газо-гідрогеохімічних даних для окремих площ.

Серед гідрогеохімічних показників локальної оцінки до прямих ознак нафтогазоносності віднесені водорозчинена органічна речовина (ВРОР) нафтового походження – бітуми, феноли, вуглеводні, нафтенові кислоти тощо (Штогрин, 1973), а їх вмісти зростають у напрямку до покладів від фонових до підвищених у декілька разів. Сюди ж відносяться водорозчинені гази (ВРГ) вуглеводневого складу з тиском насичення, що зростає до пластового при наближенні до покладу. За складом вуглеводневої частини ВРГ можна судити про якісний склад покладу – газовий, газоконденсатний чи нафтовий. До них відноситься і наявність конденсаційних вод або їх сумішей з пласто-

вими, що впливає з їх генетичного зв'язку з покладами (Колодій В, 1975, Колодій І, 2001).

Досвід застосування показників для оцінки перспектив нафтогазоносності засвідчив, що найбільш інформативними є газогідрогеохімічні ознаки за вуглеводневим складом ВРГ і тиском насичення, або відношенням газонасиченості до глибини залягання $G \cdot 10^3/H$ (таблиця 1). Коефіцієнт насичення води газом визначають відношенням пружності водорозчиненого газу до пластового тиску $P_v/P_{пл}$.

Базуючись на узагальненні газогідрогеохімічних даних, одержаних на родовищах і розвідкових площах акваторії Причорноморського басейну, відповідно до геотермобаричних умов, які на різних ділянках басейну змінюються в широких межах, нами були розраховані найбільші з теоретично можливих газонасиченості вод для чотирьох ймовірних варіантів поєднання $P_{пл}$ і $T_{пл}$. Встановлено, що

Таблиця 1

Газонасиченість підземних вод акваторії Причорноморського басейну

Родовище, площа, № свердловини	Середня глибина Н, м	Стратиграф. вік пласта	Газонасиченість, Г, см ³ /л	Відношення Г/Г _{мін}	Відносна газонасиченість $G \cdot 10^3/H$
Голицинське, 2	3850	PR	4090	0,97	1062
Там же	3520	K ₂	650	0,17	185
Там же, 4	2634	K ₂	1119	0,35	425
Там же, 2	2720	K ₂	1674	0,52	615
Там же, 11	2550	P ₁	4375	1,18	1716
Голицинське, 1	1700	P ₁	1553	0,57	913
Там же, 28	961	P ₃ –N ₁	353	0,20	367
Там же, 22	603	P ₃ –N ₁	638	0,53	1058
Там же, 6	642	P ₃ –N ₁	1225	0,94	1908
“	379,5	N ₁	200	0,25	527
Тендрівська, 19	1700	P ₁	1121	0,42	659
Голицинське, 1	2250	P ₁	476	0,16	212
Там же	2260	P ₁	847	0,28	375
Флангова, 2	920	P ₃ –N ₁	1184	0,70	1287
Там же	940	P ₃ –N ₁	1086	0,62	1155
“	960	P ₃ –N ₁	1053	0,58	1097
Каркінітська, 1	3425	K ₂	2051	0,55	594
Там же	3358	K ₂	2208	0,60	661
“	3127	K ₂	3148	0,90	1001
“	2373	P ₁	1378	0,45	610
Сельського, 40	615	N ₁	731	0,61	1189
Там же	1446	P ₁ ²	1178	0,49	807
Там же, 43	765	N ₁	784	0,54	1025
“	662	N ₁	432	0,51	653
Штормове, 5	1920	P ₁	2813	0,97	1465
Прадніпровська	420	N ₁	238	0,30	567
Там же	570	P ₁ –N ₁	1002	0,84	1758
Іллічівська, 1	2200	K ₁	154	0,05	70
Там же	2490	J	700	0,22	281

Примітка. Г_{мін} – теоретична насиченість води метаном при мінімальній для даної глибини пластовій температурі й гідростатичному тиску.

понад 75% проб сукупності характеризуються відношенням фактичної газонасиченості вод до теоретично можливої $-Г/Г_{\text{мін}}$ (за мінімальних для відповідних глибин тисків і температур), меншим за 0,7, а 20% знаходиться в межах 0,15-0,4.

За величинами цього відношення уся сукупність проб утворює три групи – з низьким (менше 0,25), середнім (0,25-0,55) і максимальним (понад 0,55) значеннями $Г/Г_{\text{мін}}$. Частка визначень в групах складає, відповідно, 27,2, 40,9 та 31,8%. Такий розподіл свідчить про розсіювання газів із скупчень, розташованих, головним чином, в інтервалах глибин 800-1000 та 2500-2900 м.

Газогідрогеохімічні ознаки за тиском водорозчиненого газу $P_{\text{газ}} \cong P_{\text{пл}}$, або $(Г \cdot 10^3 / Н \cong 1500-2000)$ 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. $K_{np} = P_{\text{газ}} / P_{\text{пл}} > 0,75$ зустрічаються тільки на продуктивних структурах (21% визначень). Найчастіше на продуктивних структурах є $K_{np} - 0,6-0,7$ (37% визначень), а на непродуктивних – від 0,3 до 0,5 (42% визначень). Особливості зміни з глибиною газогідрогеохімічних характеристик акваторії Причорноморського ВНБ показано на рисунку 1.

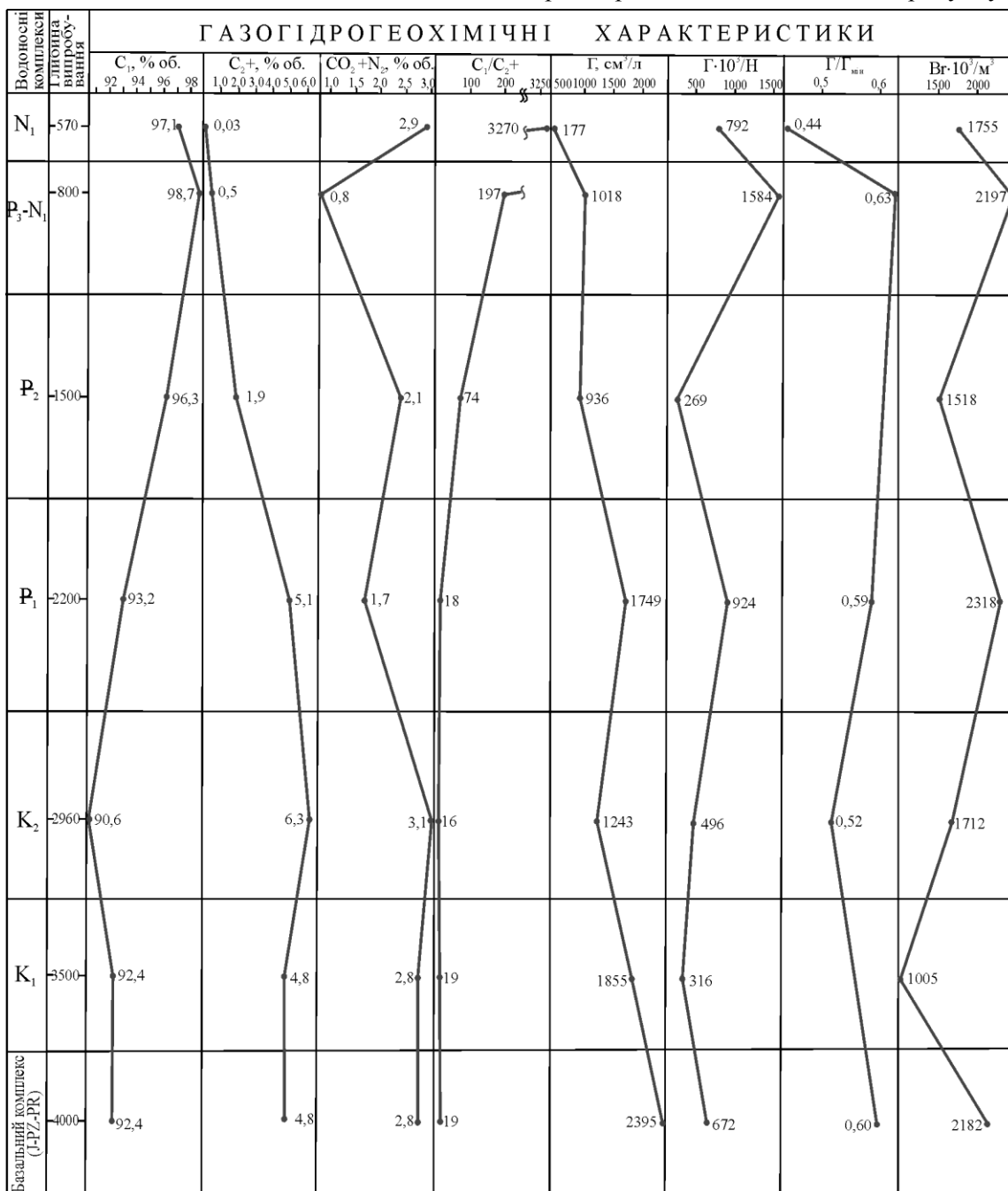


Рис. 1. Газогідрогеохімічні характеристики акваторії Причорноморського басейну

Найбільшими середніми значеннями відносної газонасиченості відзначаються хлоркальцієві (ХК) та гідрокарбонатнатрієві (ГКН) води у приконтурних зонах покладів майкопського та палеоценового водоносних комплексів. Якщо середовище ХК вод є типовим для покладів вуглеводнів, то води ГКН типу зустрічаються рідше. Але цікаво, що саме з такими водами в басейні пов'язані найбільші вмісти водорозчинених газів. Звертає на себе увагу висока газонасиченість складчастого ложа басейну на Голицинській площі і загалом високі її значення в інтервалі розрізу від міоценових і майкопських до верхньокрейдових відкладів (Колодій, 2010). Високою є газонасиченість ГКН вод у св. 19-Тендрівська ($P_{\text{газ}}/P_{\text{пл}}=0,48$), верхньокрейдового комплексу на Каркінітській, майкопського на Фланговій і Прадніпровській площах (див. табл. 1).

Звертає увагу обернена залежність між вмістами суми неуглеводневих газів (CO_2+N_2) та високою газонасиченістю вод. З останньою пов'язана підвищена відносна бромність та амонійність вод ($\text{Br} \cdot 10^3/\text{M}$, $\text{NH}_4 \cdot 10^3/\text{M}$) (див. рис. 1). Присутність CO_2 і H_2S може свідчити про процеси руйнування покладів.

На багатьох родовищах нафти і газу одержані води низької мінералізації, сольовий склад яких і вміст мікроелементів різко відрізняється від гідрогеохімічного фону. Ці води мають конденсаційну природу та генетично пов'язані з вуглеводневими системами і процесами формування вуглеводневих скупчень (Колодій, 1983, Нафтогазова..., 2009). Таких висновків дійшли Султанов Б.І., Колодій В.В., Лушков Л.Л. та інші дослідники детально розглядаючи макро- і мікрокомпонентний склад вод малої мінералізації та умови водопроявів в Передкарпатському, Дніпрово-Донецькому, Причорноморсько-Кримському нафтогазоносних басейнах.

Конденсаційні води можуть по праву вважатися нафтогазовими, тому що утворюються одночасно з покладами, конденсуючись з парогазової суміші в надрах і скупчуючись у крайових або підошовній частині покладів. Їхні геохімічні особливості дозволяють легко відрізнити їх від вод гідрогеохімічного фону, не пов'язаних зі скупченнями вуглеводнів (Нафтогазоперспективні..., 2007).

Важливе значення для прогнозування нафтогазоносності надр має гідрогеологічна закритість надр, тобто відсутність можливості потрапляння в надра нафтогазових родовищ

вод зони активного водообміну. Як правило, гідрогеологічну закритість визначають за гідрогеохімічними показниками $-\text{rNa/rCl}$, вмістом Br , Cl/Br , Br/H .

З метою уточнення комплексу гідрогеохімічних нафтогазопошукових показників нами були проаналізовані гідрогеохімічні особливості нафтогазоносних і непродуктивних структур акваторійної частини і враховані ретроспективні дані по сухопутній (Рівнинний Крим) (таблиця 2).

Для гідрогеохімічних ознак важливим є одержання надійних числових значень, що можливо тільки за отримання якісних проб пластової води. На жаль в сучасних умовах з водоносних об'єктів, як правило, відбирають неякісні проби, що є сумішами пластових і технічних вод, або й тільки технічних вод. Намагання скоротити термін дослідження і випробовування непродуктивних об'єктів не є виправданим, бо одержання надійних гідрогеохімічних даних може придатися при плануванні подальшої розвідки тієї чи іншої площі.

Висновки. В гідрогеохімічних умовах Причорноморського ВНБ як прямі ознаки газонафтоносності можуть бути використані водорозчинені гази з $K_{np} > 0,6$ та компоненти ВРОР. Такі ознаки, як висока мінералізація вод, їх ХК тип не є навіть побічними ознаками газонафтоносності. Натомість як прямі ознаки можуть бути використані прояви слабо мінералізованих конденсаційних вод та їх сумішей з первинними пластовими.

Гідрогеохімічні показники в комплексі з геологічними, палеогідрогеологічними, гідрогеотермічними, гідродинамічними можуть з успіхом використовуватися як ознаки локальної газонафтоносності надр.

За гідрогеохімічними та газогідрогеохімічними особливостями в межах Причорноморського ВНБ перспективними для пошуків покладів вуглеводнів визначена група піднять на схилі Східно-Європейської платформи: Тендрівське, Дністровське, Скадовське, Прадніпровське. На північному схилі Михайлівської западини вздовж Голицинського розлому – Південно-Західноголицинське, Каркінітське, Східношмідтівське та ін.). Відносно висока газонасиченість майкопського комплексу на Фланговій площі може свідчити про перспективність сусідніх ділянок (зокрема структури Південнофлангова, Чарівна). На південному схилі Михайлівської западини – Анчоус, Гамбурцева, Дипломна, Прибійна та ін.

Гідрогеохімічні ознаки газонафтоносності локальних структур Причорноморсько ВНБ
(за власними даними та матеріалами В.В. Колодія, О.Д. Штогрин, А.С. Тердовидова,
С.В. Нечиної, Л.П. Швая та ін.).

	Акваторія Чорного моря		Рівнинний Крим	
	Загальна мінералізація і макрокомпоненти	$P_1 - K_1$	Слабкомінералізовані (до 10 г/л) води, переважно ГКН типу – суміші пластових вод геохімічного тла з прісними конденсаційними.	$P_1 - K_{2mst}$
Особливості підземних вод	Прісні та солонуваті води строкатого складу, головним чином ГКН типу, збагачені мікроелементами, леткими фенолами (конденсаційні і солюційні). $M=0.5-1.4$ г/л; $rHCO_3 > rCl > rSO_4$; $rNa > rCa > rMg$; $rCl > rHCO_3 > rSO_4$; $rNa > rCa > rMg$; $Cl/Br=10-256$; $rNa/rCl=1.06-1.7$; $rCa/rMg=4-7.7$; $r(Na-Cl)/rSO_4=2.7-5.0$; $J=1.1-8.0$ мг/л; $Br=1.3-13.3$ мг/л; Опріснені відносно фону законтурні і підшовні води покладу			
Мікроелементи і мікрокомпоненти	$N_1-(P_3-N_1)_{mk}$	$NH_4 \cdot 10^3/M > 9.8$; $J \cdot 10^3/M > 0.6$; $Cl/Br \leq 300$	$P_1 - K_{2mst}$	$NH_4 \cdot 10^3/M > 3.5$; $J \cdot 10^3/M > 0.9$; $Cl/Br \leq 300$
	$P_1 - K_2$	$NH_4 \cdot 10^3/M > 17.5$; $B \cdot 10^3/M > 3.2$; $J \cdot 10^3/M > 0,7$; – – $Cl/Br < 300$	$P_1 - K_{2mst}$	$NH_4 \cdot 10^3/M > 2.0$; $B \cdot 10^3/M > 4.4$; $J \cdot 10^3/M > 1.0$; $Sr \cdot 10^3/M > 1.7$; $Mn \cdot 10^5/M > 2.2$; $Cl/Br < 300$
Водорозчинені органічні речовини	$(P_3 - N_1)_{mk}$; К	Феноли леткі > 1.5 мг/л; феноли нелеткі > 1.5 мг/л; бензол $> 1-2$ мг/л; жирні кислоти > 100 мг/л	$P_1 - K_{2mst}$	Феноли леткі > 1.0 мг/л; феноли нелеткі > 1.0 мг/л; бензол > 1 мг/л; –
Водорозчинені гази	$N_1 - K$	Вуглеводневий склад газів $P_{газ}/P_{пл} \geq 0,75$	$P_1 - K_{2mst}$	Вуглеводневий склад газів $P_{газ}/P_{пл} \geq 0,6$ $BB \cdot 100/CH_4 > 10$

Література

1. Колодій, В. В. Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений [Текст] / В. В. Колодій. – Киев : Наук. думка, 1975. – 122 с.
2. Колодій, В. В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР) [Текст] / В. В. Колодій. – Киев : Наук. думка, 1983. – 246 с.
3. 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.
4. Колодій, І. В. Нафтогазопошукові гідрогеологічні показники акваторії водонапірних басейнів (на прикладі Причорноморського басейну) [Текст] / І. В. Колодій, М. В. Харченко, П. М. Мельничук // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2010. – Вип. 8. – С. 28–34.
5. Нафтогазова гідрогеологія [Текст] : підруч. для ВНЗ / В. В. Колодій, І. В. Колодій, Б. Й. Масевський. – Івано-Франківськ : Факел, 2009. – 184 с. – 300 пр. – ISBN 978-966-694-104-9.
6. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря [Текст] : моногр. / П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, М. І. Євдоциук та ін. – Київ-Львів, 2007. – 232 с. – 300 пр. – ISBN 966-8555-58-9.
7. Сулин, В. А. Гідрогеологія нефтяних месторождений [Текст] / В. А. Сулин. – М.–Л. : Гостоптехиздат, 1948. – 480 с.
8. Штогрин, О. Д. Геохімія підземних вод Степового Криму та їх нафтогазопошукове значення [Текст] / О. Д. Штогрин, А. С. Тердовидов, С. В. Нечина. – К. : Наук. думка, 1973. – 176 с.