

accumulation (on the example of the South Soviet Union)]. Naukova dumka, Kyiv, Ukraine, 248.

6. Shvartsev, S. L. (1997). Geologicheskaya sistema voda-poroda [Geological system water-rock]. Bulletin of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 67 (6), 518–524.

7. Alekseyev, V. A., Ryzhenko, B. N., Shvartsev, S. L. et al. (2005). Geologicheskaya evolyutsiya i samoorganizatsiya sistemy voda-poroda. T.1. Sistema voda-poroda v zemnoy kore: vzaimodeystviye, kinetika, ravnovesiye, modelirovaniye [Geological evolution and formation of water-rock system. V.1. The system of water-rock in the crust: interaction, kinetics, equilibrium modeling]. Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, 244.

8. Gavrieli, I., Yechieli, Y., Halicz, L. (2001). The sulfur system in anoxic subsurface brines and its implication in brine evolutionary pathways: the Ca-Cl brines in the Dead Sea area. Earth and Planetary Science Letters, 186 (2), 199–213. doi: [10.1016/S0012-821X\(01\)00247-3](https://doi.org/10.1016/S0012-821X(01)00247-3)

9. Bein, A., Dutton, A. (1993). Origin, distribution and movement of brine in the Permian Basin (USA) – A model for

displacement of connate brine. Geological Society of American Bulletin, 105 (6), 695–707. doi: [10.1130/0016-7606\(1993\)105<0695:odamob>2.3.co;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1993)105<0695:odamob>2.3.co;2)

10. Stueber, A. M., Walter, L. M. (1991). Origin and chemical evolution of formation waters from Sillurian-Devonian strata in the Illinois basin, USA. Geochimica et cosmochimica acta, 55 (1), 309–323. doi: [10.1016/0016-7037\(91\)90420-a](https://doi.org/10.1016/0016-7037(91)90420-a)

11. Yapaskurt, O. V. (2005). Aspekty teorii postsedimentatsionnogo litogeneza [Aspects of the postsedimentary lithogenesis theory]. Litosfera, Moscow, Russia, 3, 3–30.

12. Spencer, R. J. (1987). Origin of Ca-Cl brines in Devonian formations, western Canada sedimentary basin. Original Research Article. Applied Geochemistry, 2 (4), 373–384. doi: [10.1016/0883-2927\(87\)90022-9](https://doi.org/10.1016/0883-2927(87)90022-9)

13. Shestopalov, V. M., Negoda, G. M., Moiseeva, N. P. (2009). Formuvannya mineralnih vod Ukraini [Formation of mineral waters of Ukraine]. Naukova dumka, Kyiv, Ukraine, 312.

Рекомендовано до публікації д-р геол. наук Сухоребрий А. О.
Дата надходження рукопису 19.11.2014

Стадніченко Світлана Миколаївна, кандидат геологічних наук, науковий співробітник, Лабораторія фізичних методів досліджень, Інститут геологічних наук НАН України, вул. О. Гончара, 55-б, м. Київ, Україна, 02054

E-mail: stadnik_sm@ukr.net

Сюмар Наталья Петрівна, молодший науковий співробітник, Лабораторія фізичних методів досліджень, Інститут геологічних наук НАН України, вул. О. Гончара, 55-б, м. Київ, Україна, 02054

E-mail: siumar@meta.ua

УДК 553.98

DOI: 10.15587/2313-8416.2014.32911

ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

© Н. В. Сіра

Для попередження обводнення газоконденсатних родовищ встановлена залежність між вмістом азоту і етану у складі водорозчинних газів, змінами їх концентрацій у складі вільних газів у процесі розробки та геологічними особливостями покладів. Підтверджена доцільність використання графоаналітичної дослідно-промислової методики контролю за початком обводнення з використанням азоту як основного індикатора і етану як допоміжного

Ключові слова: водорозчинні гази, азот, етан, фільтраційно-ємнісні властивості, обводнення, графоаналітична методика

In order to prevent inundation of gas condensate fields the authors have derived a correlation between nitrogen and ethane content in water-soluble gases, changes in their concentration in free gases in the process of exploration, and geological peculiarities of deposits. The authors prove practicability of application of the pilot graph-analytic method of control over early inundation, using nitrogen as the main indicator and ethane as additional one

Keywords: water-soluble gases, nitrogen, ethane, filtration-volumetric properties, inundation, graph-analytic method

1. Вступ

Дослідженню процесів обводнення вуглеводневих покладів в залежності від їх геолого-промислових умов розробки та складу нафти, газу, конденсату, пластових вод і виявленню закономірностей у змінах їх фізико-хімічних властивостей та концентрацій присвячена значна

кількість досліджень. Велика частина з них стосується прогнозу переміщення контурів нафтобазоносності та обводнення покладів вуглеводнів під час розробки родовищ. Основним, в більшості випадків, є контроль за динамікою кількісного та якісного складу газів і рідин, які виносяться на поверхню, і порівняння параметрів початкового «фону» системи з

поточними параметрами, які отримані під час експлуатації з метою з'ясування причин їх зміни.

2. Постановка проблеми

Гідрохімічні дослідження поряд з геофізичними залишаються найбільш ефективними, оскільки відрізняються простотою, оперативністю та достатньою надійністю при використанні на родовищах різного типу. Однак значення цих геохімічних показників як індикаторів, зокрема, обводнення, ще не повністю розкриті.

На сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі України, коли більшість основних родовищ майже виснажені, важливою є рання діагностика обводнення газоконденсатних покладів, що є одним із основних ознак прояву пружно-водонапірного режиму розробки. Чим раніше буде зафіксовано початок, характер і масштаби обводнення смердловини, тим швидше можна визначити необхідні міри для регулювання просування пластових вод. З цією метою розроблена графоаналітична дослідно-промислова методика контролю за початком обводнення з використанням в якості індикаторів обводнення компонентів природного газу [1].

3. Літературний огляд

Вагомий фактичний матеріал та аналіз результатів досліджень про вміст та поширення вуглеводневих і неуглеводневих компонентів у складі як водорозчинних газів, так і вільних газів газоконденсатних покладів у зіставленні з геологічними особливостями будови родовища дозволили виявити певні закономірності у зміні їх характеристик, що представляє великий інтерес як для науковців, так і для промисловиків [2].

Доведено, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів, газу газоконденсатних родовищ (ГКР) збагачені гомологами метану, а концентрація самого метану зменшується. У компонентному складі газів змінюються співвідношення азоту і вуглеводнів за площею родовища. У межах одного нафтогазоносного басейну більш азотисті газу приурочені до його окраїн.

Фізико-хімічну характеристику вуглеводневого покладу визначають й інші неуглеводневі компоненти в газах осадових порід: гелій, карбон діоксид (CO_2), сірководень, водень. Їх підвищений вміст, окрім того, вказує на присутність води в інтервалі досліджень [3].

На основі аналізу даних про компонентний склад газів запропоновані конкретні пошукові критерії нафтогазоносності, рекомендації щодо принципів інтерпретації та уточнення типу і стану покладів. Ця інформація є також цінною для прогнозу змін властивостей і складу газів у процесі розробки вуглеводневих покладів.

Детальний аналіз матеріалу з компонентного складу водорозчинних газів, зокрема, на прикладі палеозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), та дослідження закономірностей розподілу водорозчинних газів на площах, віддалених від відомих покладів нафти і газу, і

ореольних показників, на різних відстанях від контурів нафтогазоносності покладів дозволили встановити, що на багатьох родовищах спостерігається зменшення концентрацій метану і важких вуглеводнів і збільшення процентного вмісту азоту у складі водорозчинних газів при віддаленні від контуру нафтогазоносності і навпаки [4–6]. При цьому гомологи метану з меншими коефіцієнтами дифузії ніж метану, у процесі дифузії відстають від метану і їх концентрації знижуються швидше. З віддаленням від контуру газонасності на 800 м концентрація метану знижується у 8 разів, а концентрація етану в 60 разів [4]. Відмічено також, що зі збільшенням глибини залягання відкладів вміст у водорозчинних газах метану зменшується, а азоту – збільшується [7].

У ДДЗ встановлено різні варіанти взаємодії покладів вуглеводнів з регіональним фоном газонасності підземних вод, що свідчить про різні умови формування покладів. На приклад, на Шебелинському ГКР виявлено складний ореол: дифузного розсіювання із покладу в законтурні води для вуглеводневих компонентів і концентрування із вод в поклад для азоту і інертних газів в зонах розробки. Збільшення вмісту азоту та інертних газів в умовах обводнення в процесі розробки газоконденсатних покладів відмічали й інші науковці [3]. У той же час визначення взаємозв'язку між геологічною будовою і складом водорозчинних і вільних газів газоконденсатних покладів для прогнозу початку обводнення залишається не достатньо дослідженим.

4. Взаємозв'язок між геологічною будовою, складом водорозчинних і вільних газів газоконденсатних покладів і процесами обводнення

Проведений аналіз показав, що вивченню газової складової ГКР приділяється велика увага, проте її подальше дослідження як індикатора прогнозу обводнення покладів вуглеводнів, що розробляються в різних геолого-геохімічних умовах є актуальним.

Метою статті є дослідження закономірностей поширення у складі водорозчинних і вільних газів газоконденсатних покладів ДДЗ азоту і етану для підтвердження можливості їх використання в якості індикаторів обводнення.

Газоконденсатні родовища Дніпровсько-Донецької западини відрізняються різноманітністю фазового стану і помітною різницею в складі і властивостях пластових систем, що закономірно відбиває складну історію геологічного розвитку регіону і умов формування вуглеводневих покладів.

Для виявлення закономірностей змін вмісту етану та азоту у складі пластових систем проаналізовано значну кількість ГКР, поклади яких знаходяться у найбільш перспективних нині нижньокам'яновугільних відкладах у верхньовізейсько-серпуховському продуктивному комплексі.

Основним компонентом пластових газів, незалежно від територіальної і глибинної приналежності газоконденсатних покладів, є метан, концентрація якого, в переважній більшості, складає

60–90 %. Разом з тим природні гази ДДЗ містять значну кількість газоподібних гомологів метану (етан-пропан-бутанова фракція).

Наразі, концентрація етану в газі понад 3 % вважається кондиційною, а сучасний технологічний рівень дозволяє вилучати його з газу і використовувати як самостійну корисну копалину. Проведений аналіз складу пластових газів дозволяє зробити висновок про те, що практично всі газоконденсатні родовища регіону, крім деяких покладів південно-східної частини, є кондиційними

для отримання етану. При цьому найвищі його концентрації, від 8–9 до 12–13 %, відмічені в покладах верхньовізейсько-серпуховського продуктивного комплексу (Артюхівське, Харківцівське, Західно-Солохівське родовища).

За площею розповсюдження у верхньовізейсько-серпуховських відкладах уміст етану у газі змінюється дуже нерівномірно. При загальній тенденції збільшення його концентрації в напрямку від центру до бортів западини і з південного сходу на північний захід є винятки (рис. 1).

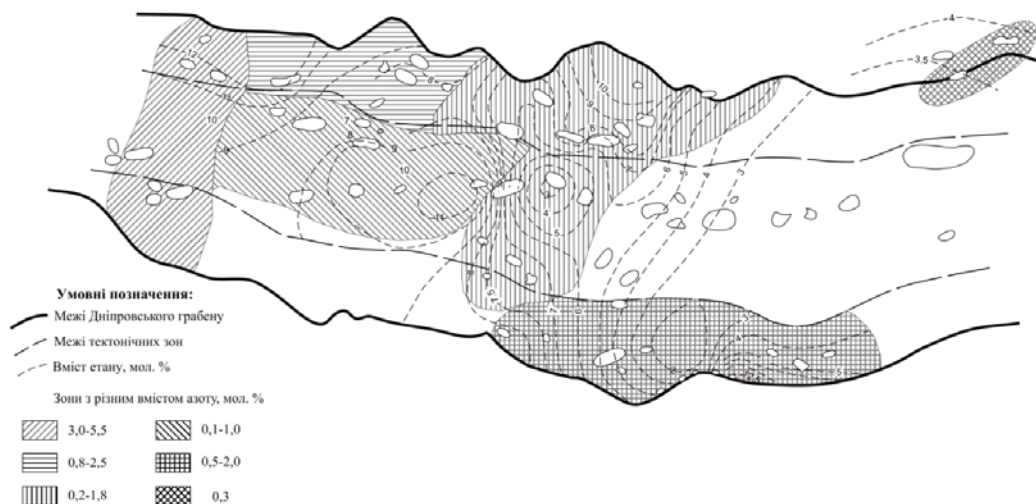


Рис. 1. Поширення етану і азоту в пластових газах верхньовізейсько-серпуховського комплексу ДДЗ

Кількість етану, як і загалом вуглеводневий склад пластових газів, обумовлена багатьма причинами, серед яких вагомими є фазовий стан вуглеводнів у покладах, особливості формування і залягання вуглеводневих флюїдів, якість покришок, термобаричні та тектонічні умови.

Як згадано вище, відомо, що, загалом, вгору за розрізом багатопластових родовищ і за регіональним підйомом пластів концентрація етану, як і інших газоподібних гомологів, знижується, що є відображенням диференціації газоподібних компонентів у процесі вертикальної і латеральної міграції. Проте в північній і південній прибортових зонах ДДЗ у напрямку регіонального підйому пластів уміст етану не зменшується, а помітно збільшується (відповідно від 10 до 12 % і від 3 до 6 %).

Водночас у районах депресійних зон (Харківцівське, Комишнянське родовища), де продуктивні верхньовізейські пласти занурені на 5000–5500 м і глибше, концентрація етану становить 10–11 %.

Окрім вуглеводневих компонентів, яким приділяється основна увага під час вивчення природних газових скупчень, у склад пластових систем входять також такі основні неуглеводневі компоненти, як

карбон діоксид, гелій та азот.

Для території ДДЗ характерні низькоазотні гази, і у зміні вмісту азоту у їх складі відмічаються специфічні закономірності у межах кожного нафтогазоносного регіону. У компонентному складі газової продукції газоконденсатних родовищ ДДЗ встановлено, що азот майже завжди знаходиться в покладах і його вміст коливається в межах – від слідів до 7,5 % об., при чому важко виявити закономірності зміни його вмісту по латералі. Так, якщо в північній прибортовій зоні в межах верхньовізейсько-серпуховського продуктивного комплексу простежується тенденція збільшення концентрації азоту з південного сходу на північний захід, то в межах центральної зони існує протилежна закономірність. Також концентрація азоту в нижньокам'яновугільних відкладах прибортових зон вища, ніж у центральній.

Зі збільшенням віку порід, які вміщують гази, вміст азоту в них зменшується, що найбільш показово для центральної частини грабена. Для відкладів нижньокам'яновугільної системи вміст азоту характеризується близькими величинами (біля 1,20 %) (табл. 1).

Таблиця 1

Зміни вмісту азоту в пластових газах ГКР ДДЗ

Геологічний вік		Середній вміст компонентів, об. %				
		Північ. борт	Північ. прибортова зона	Центр. зона	Півден. прибортова зона	ДДЗ
Нижньокам'яновугільний	Серпуховський	1,20	1,10	1,10	1,88	1,19
	Візейський	1,50	1,43	0,48	1,57	1,20
	Турнейський	0,40	1,90	0,40	0,90	1,10

Оскільки порода, нафта і газ утворюють разом з водою єдину систему, складові якої поєднані між собою багатосторонніми зв'язками, встановлено, що підземні води мають значний вплив на формування, збереження і руйнування покладів нафти і газу.

У ДДЗ усі виявлені на сьогодні поклади нафти і газу контактують з водами хлоридного типу, які приурочені тільки до зони уповільненого водообміну, яка охоплює водоносні комплекси нижньопермських, кам'яновугільних і девонських відкладів. Це води високої мінералізації, метаморфізовані, безсульфатні чи слабосульфатні, з підвищеним умістом мікрокомпонентів.

Для газів, які розчинені у цих водах, відмічені найбільш високі концентрації водорозчинного газу ($4-7 \text{ м}^3/\text{м}^3$), тиски насичення (до $70-100 \text{ МПа}$), коефіцієнти газонасиченості підземних водчасто досягають граничних значень (до 1,0). Ці гази містять значну кількість вуглеводнів, включаючи і важкі. Вміст метану в них не менше 85 %, гомологів метану – більше 1 %, азоту – не більше 10–15 %.

Зона цих водорозчинних газів поширена на глибинах 1,5–4 км і охоплює горизонти, в яких ступінь катагенетичного перетворення порід і захороненої органіки відповідає етапам від МК_1 до МК_4 [4].

Зона вуглеводневих водорозчинних газів неоднорідна за рядом показників, і перш за все, за вмістом гомологів метану, азоту і загальною газонасиченістю.

З метою виявлення закономірностей між вмістом азоту і етану у складі водорозчинних газів, змінами їх вмісту у складі вільних газів у процесі розробки та геологічними особливостями покладів проаналізована значна кількість проб газу ряду свердловин Харківцівського, Макарцівського, Гадяцького, Семиренківського та інших ГКР Дніпровсько-Донецької западини. Аналіз і зроблені з нього висновки на прикладі свердловин, які розкрили верхньовізейські продуктивні поклади з подібними фільтраційно-ємнісними властивостями порід і схожим складом пластових вод, такі.

Свердловина № 22 Сарської ділянки Харківцівського нафтогазоконденсатного родовища розкрила поклад, який, за різними результатами досліджень фазового стану рекомбінованих пластових, містить флюїд близькокритичного стану, оцінений у ВАТ «Нафтогазовий інститут» як особливо легка нафта, а в ЛВ УкрДГРІ – як газоконденсатна суміш. Цей поклад пласта В-18, літологічно представлений глинистими відкладами з потужним пластом нафтогазоносних пісковиків. Їх пористість становить 8,3–12,0 %, газопроникність – $14,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Вміст карбонатного матеріалу в скелеті породи дуже низький і змінюється від 0,00 до 0,91 %. За макроописом пісковики дрібно-, середньо- і крупнозернисті (42,5–59,3 % – фракції з розміром зерен 0,25–0,1 мм та 23,9–74,4 % фракції 0,5–0,25 мм), ущільнені, тріщинуваті. Ступінь катагенетичного перетворення порід відповідає МК-3 .

Вільний газ метанового типу з вмістом метану 68,5 %. Кількість азоту і етану складає 1,3–1,9 % і 13 %, відповідно.

Згідно з гідрогеологічним районуванням Харківцівське родовище розташоване в центральній частині ДДЗ і відноситься до північного гідрогеологічного району. Водозбагаченість обводнених колекторів верхньовізейських відкладів змінюється в межах від $0,87 \text{ м}^3/\text{д}$ до $107 \text{ м}^3/\text{д}$. Мінералізація пластових вод досягає $239,91 \text{ г/л}$. Основним компонентом солявого складу є хлориди натрію, кальцію, магнію, в меншій мірі – калію. Вміст сульфатів в складі пластових вод незначний. Коефіцієнт метаморфізації змінюється в межах від 0,61 до 0,89. З мікрокомпонентів присутні йод ($3,17-34,31 \text{ мг/л}$), бор ($7,75-39,52 \text{ мг/л}$), бром ($52,88-363,08 \text{ мг/л}$) та амоній ($53,26-294,54 \text{ мг/л}$).

Водорозчинні гази мають вуглеводневий склад з високим вмістом метану, який в деяких випадках досягає 93 %; вміст етану – 1,94–7,9 %. Вміст азоту коливається в межах від 0,45 до 5,68 %, карбон діоксиду – 0,16–7,71 %. Загальна пружність газів не перевищує $46,3 \text{ МПа}$, що значно нижче пластового тиску, тобто пластова система недонасичена газом ($P_r/P_{пл.} = 0,05-0,11$). Газонасиченість – $238-508 \text{ см}^3/\text{л}$.

Свердловина № 33 Макарцівського ГКР розкрила продуктивний пласт С-4, який складений п'ятьма прошарками газонасичених пісковиків. Пористість змінюється від 9,5 % до 13,0 %, коефіцієнт газонасиченості становить 72–84 %. За умовами фільтрації теригенні породи-колектори пласта С-4 належать до міжгранулярних, ступінь катагенезу порід МК-1-МК-2 .

Вільні гази метанові, вміст азоту і етану у них складає 0,5 % і 6,1 %, відповідно.

Згідно з гідрогеологічним районуванням, Макарцівське ГКР розташоване в межах південного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Для водоносного горизонту серпуховського ярусу, на досліджуваній території, характерна гідрохімічна аномалія, яка проявляється в низькій мінералізації вод на значних глибинах (мінералізація вод тільки в деяких випадках перевищує $97-101 \text{ г/л}$). Ступінь метаморфізації низький і складає $0,78-0,86$. Води безсульфатні ($\text{г SO}_4^{2-}/\text{Cl}^- = 0,009-0,0001$). Серед мікрокомпонентів розповсюджені йод ($2,02-19,89 \text{ мг/л}$), бром ($12,84-100,91 \text{ мг/л}$), амоній ($65,17-265,45 \text{ мг/л}$) і бор ($14,64-33,45 \text{ мг/л}$).

Значні глибини залягання продуктивних горизонтів обумовлюють низьку водозбагаченість порід. При значних зниженнях рівня (середні динамічні рівні $1000-2000 \text{ м}$) отримані лише незначні припливи вод (дебіти $1,6-2,2 \text{ м}^3/\text{д}$). У той же час значний дебіт пластової води, отриманої при дослідженні свердловини № 4 Абазівська (гор. С-6), свідчить про наявність в породах горизонту і більш проникних прошарків.

Водорозчинні гази характеризуються метановим складом (81–90 %), вміст важких вуглеводнів складає 6–14 %, з них на етан припадає 2,8–7,5 %.

Вміст азоту складає 1,73–55,46 %. Газонасиченість вод досягає 3656 см³/л.

Свердловина № 4 Семиренківського родовища експлуатує продуктивний пласт В-19. У свердловині пласт літологічно складений переважно пісковиками з більш рідкими прошарками аргілітів, алевролітів. Пісковики дрібнозернисті, середньозернисті, середньо міцні, пропластками дуже міцні, щільні, масивні, ділянками хвилясто-лінзовидно-шаруваті, тріщинуваті. Середня пористість пісковиків становить 9,0 %, газопроникність – 3,93·10⁻¹⁵ м², газонасиченість – 86 %. Степінь катагенетичного перетворення порід відповідає МК-1-МК-2.

Вільний газ метанового типу з вмістом метану 86 %. Кількість азоту і етану складає 0,1–0,3 % і 6,3–8,2 %, відповідно.

Згідно з гідрогеологічним районуванням Семиренківське родовище розташоване в центральній частині ДДЗ і відноситься до центральної частини Дніпровсько–Донецького артезіанського басейну. Водовмісні колектори головним чином гранулярні, меншою мірою – тріщинуваті, пов’язані з карбонатними відкладами.

Мінералізація пластових вод досягає 85,05–212,2 г/л. Основним компонентом сольового складу є хлориди натрію, кальцію, магнію, в меншій мірі – калію. Води безсульфатні або слабосульфатні. Коефіцієнт метаморфізації змінюється в межах 0,60–0,73. Мікрокомпоненти – йод (7,33–48,97 мг/л), бор (17,60–47,19 мг/л), бром (25,14–308,39 мг/л) та амоній (97,20–193,46 мг/л).

Розчинені гази, переважно, вуглеводневого складу, сума вуглеводневих компонентів складає 97,9 %, серед яких переважає метан – 77,45 %. Вміст азоту і етану складає 4,0–28,5 % (15,5 % – середнє) і 1,4–3,3 % (середнє – 2,5 %), відповідно. Загальна пружність газів досить висока, що свідчить про значну

насиченість пластової системи газом (P_r/P_{пл.} – 0,9).

Свердловина № 487 Гадяцького родовища експлуатує поклад пласта В-16. Горизонт складено масивним пластом пісковика в якому зустрічаються метрові прошарки аргілітів. Пористість пісковиків становить 12 %, газопроникність – 5,4·10⁻¹⁵ м², газонасичення – 86 %. Степінь катагенетичного перетворення порід відповідає МК-2.

Вільний газ метанового типу з вмістом метану 85,4–86,7 %. Кількість азоту і етану складає 1,03 % і 5,1–6,6 %, відповідно.

Пластові води нижньокам’яновугільних відкладів досліджувались безпосередньо на Гадяцькому родовищі, яке відноситься до північного гідроген-логічного району. Мінералізація води – 200–224–273 г/л, а вміст сульфатів незначний. Серед мікрокомпонентів розповсюджені йод (1,04–22,93 мг/л), бром (49,65–183,27 мг/л), амоній (63,1–247,07 мг/л) і бор (5,6–42,34 мг/л).

Водорозчинні гази за своїм складом є вуглеводневими і характеризуються високим вмістом метану (86–93 %), вміст азоту і етану – 2,2–18,2 % і 1,3–7,5 %, відповідно.

Тиск насичення газів (P_r/P_{пл.}) більше одиниці. Газонасиченість – 3037 см³/л.

5. Апробація результатів досліджень

Проведений аналіз складу і властивостей водоносних комплексів у співставленні з даними про склад і фільтраційно-ємнісні властивості вуглеводневих колекторів та їх газової фази дозволив зробити висновок про справедливість запропонованої графоаналітичної дослідно-промислової методики контролю за початком обводнення з використанням азоту як основного індикатора і етану як допоміжного (табл. 2).

Таблиця 2

Узагальнюючі дані з основних контролюючих параметрів під час обводнення свердловин

Свердловина	Горизонт	Фільтраційно-ємнісні властивості порід			Вміст у газах (середні значення), % об.									N ₂ (віл.газ) / N ₂ (ВРГ)		C ₂ H ₆ (віл.газ) / C ₂ H ₆ (ВРГ)		Тиск насичення (P _r /P _{пл.})	Газонасиченість, см ³ /л
					вільних				водорозчинних										
		Відкрита пористість, %	Газопроникність 10 ⁻¹⁵ м ²	K _{пр.} , %	CH ₄	C ₂ H ₆		N ₂			CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂	до початкового	до розробки	до початкового	до розробки		
						початковий	розробка	початковий	розробка										
1*	В-18	10,2	14,6	80	68,5	13	11	1,6	1,5	81,4	2,5	1,9	0,84	0,8	5,2	4,4	0,1	373	
2*	С-4	11,3	7,3	78	87,0	6,1	6,5	0,5	1,9	85,5	5,2	18,9	0,03	0,1	1,2	1,3	>1	3656	
3*	В-16	12,0	5,4	86	86,1	5,9	6,1	1,0	1,7	89,4	4,4	9,2	0,11	0,2	1,3	1,4	>1	3037	
4*	В-19	9,0	3,9	86	86,0	7,3	7,9	0,2	0,8	77,5	2,5	15,5	0,01	0,1	2,9	3,2	0,9	–	

1* – Сарська-22, безводна експлуатація; 2* – Макарицівська-33, призупинене обводнення; 3* – Гадяцька-487, обводнена; 4* – Семиренківська-4, обводнена

Підтверджено, що при наявності у відкладах потужних пластів водонасичених порід, які характеризуються високими значеннями тисків насичення ($P_f/P_{пл.} = 0,9 \rightarrow 1$) та газонасиченістю (3037–3656 $\text{см}^3/\text{л}$), азот, який міститься у складі водорозчинного газу, навіть в невисокій концентрації – 9,2–18,9 %, із зниженням пластового тиску у процесі розробки може виділятися з нього і збагачувати неуглеводневу складову вільного газу. Контроль за його вмістом у газі сепарації, а також за вмістом етану, з використанням вищезгаданої методики, дозволив передбачити початок обводнення на свердловинах: № 487 Гадяцького ГКР – за вісім місяців, № 4 Семиренківського ГКР – за 24 місяці, № 33 Макарцівського ГКР – за 7 місяців до появи пластової води у продукції свердловини. Завдяки такій ранній діагностиці початку підступання пластових вод, своєчасне реагування (зміна діаметру штуцера і зменшення темпів відбору продукції) на свердловині № 33 Макарцівського ГКР призупинило обводнення пласта і відновило видобувні характеристики свердловини.

У той же час, низька газонасиченість водоносних порід (373 $\text{см}^3/\text{л}$) на Сарській ділянці Харківцівського родовища є фактором, який не сприяє обводненню продуктивних покладів, а низький вміст азоту у складі водорозчинних газів свідчить про значну віддаленість основних об'ємів пластових вод від контуру нафтогазоносності. Цей факт підтверджує і зменшення концентрацій азоту і етану у складі газу сепарації в процесі розробки.

6. Висновки

Комплексне застосування дослідно-промислової методики прогнозу початку обводнення з використанням азоту паралельно з етаном як індикаторів у поєднанні з промисловими даними та досконалим знанням геологічних особливостей досліджуваних газоконденсатних об'єктів дозволить передбачити наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи, що дозволить вчасно вжити відповідних заходів і запобігти виходу свердловини з експлуатаційного фонду.

Література

1. Сіра, Н. В. Аналітичні і експериментальні дослідження властивостей азоту як геохімічного індикатору прогнозу обводнення газоконденсатних покладів [Текст] / Н. В. Сіра, М. І. Євдошук, І. Г. Зезекало // ScienceRise. – 2014. – Т. 2 (2). – С. 105–110.
2. Лесюк, І. Т. Закономірності фізико-хімічних властивостей углеводневих флюїдів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / І. Т. Лесюк, М. М. Багнюк, Ю. Г. Філяс // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 1. – С. 55–59.

3. Коротаев, Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений [Текст] / Ю. П. Коротаев. – М. : Недра, 1980. – 415 с.

4. Терещенко, В. А. Водорастворенные газы палеозоя Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / В. А. Терещенко // Вісник Харківського національного університету ім. В. Н. Каразіна. – 2010. – № 924. – С. 89–98.

5. Гарасимчук, В. Ю. Водорозчинні та вільні гази південно-східної частини зовнішньої зони Передкарпатського прогину [Текст] / В. Ю. Гарасимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 1. – С. 60.

6. Колодій, В. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ карпатської нафтогазоносної провінції [Текст] / В. Колодій, Г. Медвідь, М. Спринський, В. Гарасимчук, Р. Паньків, Н. Величко, М. Добушак // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2007. – № 1. – С. 60.

7. Гарасимчук, В. Ю. Гідрогеологічні умови південно-східної частини Передкарпатської нафтогазоносної області [Текст] : автореф. дис. ... канд. геол. наук: 04.00.17 / В. Ю. Гарасимчук. – НАН України Інститут геології і геохімії горючих копалин. – Л., 2004. – 17 с.

References

1. Sira, N. V., Yevdoshchuk, M. I., Zezekalo, I. G. (2014). Analitichni i eksperymental'ni doslidzhennja vlastyvostej azotu jak geohimichnogo indykatoru prognozu obvodnennja gazokondensatnyh pokladiv [Analytic and experimental investigation of nitrogen properties as geochemical indicator for forecasting gas-condensate deposits inundation]. ScienceRise, 2 (2), 105–110.
2. Lesjuk, I. T., Bagnjuk, M. M., Filjas, Ju. G. (2000). Zakonomirnosti fizyko-himichnyh vlastyvostej vuglevodnevyh fljujdiv na rodovyshhah Dniprovs'ko-Donec'koi' zapadyny [Consistent pattern of physicochemical properties of hydrocarbon fluids in Dnieper-Donets basin fields]. Geologija i geohimija gorjuchykh kopalyn, 1, 55–59.
3. Korotaev, Ju. P. (1980). Eksploatacija gazovyh mestorozhdenij [Exploitation of gas fields]. Moscow, Russia: Nedra, 415.
4. Tereshhenko, V. A. (2010). Vodorastvorennye gazy paleozoya Dneprovsko-Donec'koj vpadiny [Water-soluble gases of Paleozoic in Dnieper-Donets basin]. Visnyk Harkivs'kogo nacional'nogo universytetu im. V. N. Karazina, 924, 89–98.
5. Garasymchuk, V. Ju. (2003). Vodorozchynni ta vil'ni gazy pivdenno-shidnoi' chastyny zovnishnoi' zony Peredkarpats'kogo progynu [Water-soluble and free gases in southeast part of the outer zone of the Carpathian foredeep]. Geologija i geohimija gorjuchykh kopalyn, 1, 60.
6. Kolodij, V., Medvid', G., Spryns'kyj, M., Garasymchuk, V., Pan'kiv, R., Velychko, N., Dobushak, M. (2007). Hidrogeologija naftovyh i gazovyh rodovyshh karpats'koi' naftogazonosnoi' provincii [Hydrogeology of oil and gas fields of Carpathian petroleum province]. Geologija i geohimija gorjuchykh kopalyn, 1, 60.
7. Garasymchuk, V. Ju. (2004). Hidrogeologichni umovy pivdenno-shidnoi' chastyny Peredkarpats'koi' naftogazonosnoi' oblasti [Hydrogeological conditions of southeast part of Precarpathian petroleum region]. NASU Institute of geology and geochemistry of combustible minerals. Lviv, 17.

*Рекомендовано до публікації д-р геолог. наук Євдошук М. І.
Дата надходження рукопису 31.11.2014*

Сіра Наталія Василівна, начальник комплексної аналітичної лабораторії, Дочірнє підприємство Національної акціонерної компанії «Надра України» «Український геологічний науково-виробничий центр», вул. Маршала Бірюзова, 53, м. Полтава, Україна, 36019
E-mail: NataSP@Meta.ua