

ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

М.І. Євдощук¹, Н.В. Сіра²

(Рекомендовано акад. НАН України П.Ф. Гожиком)

¹ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Доктор геологічних наук, завідувач відділом.

² ДП НАК «Надра України» «Укрнаукагеоцентр», Полтава, Україна, E-mail: natasp@meta.ua
Завідувач лабораторії.

Встановлена залежність між вмістом у складі водорозчинних газів азоту й етану, між змінами у процесі розробки їх концентрацій у складі вільних газів та геологічними особливостями газоконденсатних родовищ. Підтверджена ефективність графоаналітичної дослідно-промислової методики ранньої діагностики початку обводнення з використанням азоту як основного геохімічного індикатора та етану як допоміжного.

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

GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL PREREQUISITES INUNDATION PREDICTION OF GAS-CONDENSATE FIELDS

M.I. Yevdoshchuk¹, N.V. Sira²

(Recommended by academician NAS of Ukraine P.F. Gozhik)

¹ Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Doctor of geological sciences, chief department.

² SE NAC «Nadra Ukrayiny» «Ukrnaukageotsentr», Poltava, Ukraine, E-mail: natasp@meta.ua
Head of the Laboratory.

Authors derive correlation between the content of nitrogen and ethane in water-soluble gases, changes of their concentrations in the content of free gases in the process of development, and geological peculiarities of gas-condensate fields. The authors prove practicability of application of the pilot graph-analytic method of control over early in undation, using nitrogen as the main indicator and ethane as additional one.

Key words: geochemical indicator, nitrogen, ethane, water-soluble gases, reservoir porosity and permeability, inundation, graph-analytic method.

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Н.И. Евдощук¹, Н.В. Сирая²

(Рекомендовано акад. НАН Украины П.Ф. Гожиком)

¹ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Доктор геологічних наук, завідувач відділом.

² ДП НАК «Надра України» «Укрнаукагеоцентр», Полтава, Україна, E-mail: natasp@meta.ua
Завідувач лабораторією.

Установлены зависимости между содержанием в составе водорастворимых газов азота и этана, между изменениями в процессе разработки их концентраций в составе свободных газов и геологическими особенностями газоконденсатных месторождений. Подтверждена эффективность графоаналитической опытно-промышленной методики ранней диагностики начала обводнения с использованием азота как основного геохимического индикатора и этана как вспомогательного.

Ключевые слова: геохимический индикатор, азот, этан, водорастворенные газы, фильтрационно-емкостные свойства, обводнение, графоаналитическая методика.

Вступ

Газоконденсатні родовища (ГКР) Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) дуже різноманітні за фазовим станом (рідкі, газоподібні), складом і властивостями пластових систем, що обумовлено складною історією геологічного розвитку регіону і формуванням вуглеводневих покладів.

Незалежно від територіальної і глибинної належності газоконденсатних покладів основним компонентом пластових газів є метан, концентрація якого коливається від 60 до 90%. Окрім нього, природні гази ДДЗ містять значну кількість газоподібних гомологів метану (етан-пропан-бутанова фракція). Етан за своїм вмістом посідає друге місце. Проведений аналіз складу пластових газів значної кількості ГКР, поклади яких знаходяться у найбільш перспективному нині у верхньовізейсько-серпуховському продуктивному комплексі ДДЗ, дозволяє зробити висновок про те, що практично всі

ГКР регіону, крім деяких покладів південно-східної частини, є кондиційними для отримання етану (понад 3%). Найвищі його концентрації, від 8-9 до 12-13%, відмічені в покладах верхньовізейсько-серпуховського продуктивного комплексу (Артюхівське, Харківцівське, Західно-Солохівське родовища). По площі поширення у верхньовізейсько-серпуховських відкладах вміст етану у газі змінюється дуже нерівномірно, однак спостерігається тенденція збільшення його концентрації від центра до бортів западини і з південного сходу на північний захід (рис. 1).

У напрямку регіонального підйому пластів у північній і південній прибортових зонах ДДЗ вміст етану не зменшується, що є, як згадано вище, відображенням диференціації газоподібних компонентів у процесі вертикальної і латеральної міграції, а помітно збільшується (відповідно від 10 до 12% і від 3 до 6%).

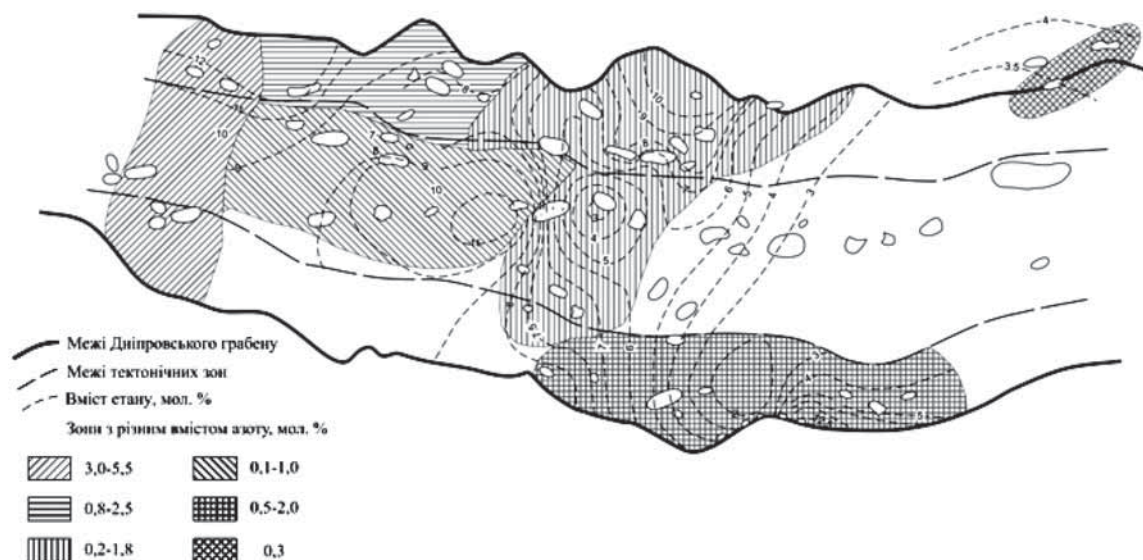


Рис. 1. Поширення етану й азоту в пластових газах верхньовізейсько-серпуховського комплексу ДДЗ
Fig. 1. Ethane and Nitrogen distribution in formation gases of Upper Visean-Serpukhovian complex of rocks within DDD

Одночасно у депресійних зонах (Харківське, Комишнянське родовища), де продуктивні верхньовізейські пласти занурені на 5000–5500 м і глибше, концентрація етану становить 10–11%.

Також пластові системи містять у своєму складі такі основні неуглеводневі компоненти, як діоксид вуглецю, гелій та азот.

Постановка проблеми

Значна кількість досліджень процесу обводнення газоконденсатних покладів стосується прогнозу переміщення контурів водогазоносності під час розробки родовищ. Основним, в більшості випадків, є контроль за динамікою кількісного та якісного складу газів і рідин, які виносяться на поверхню, та порівняння параметрів початкового «фону» системи з поточними параметрами, що отримані під час експлуатації з метою з'ясування причин їх зміни.

Гідрохімічні дослідження є найбільш ефективними, адже є простими для застосування, оперативними та достатньо надійними при використанні на родовищах різного типу. Однак значення деяких геохімічних індикаторів, зокрема для прогнозування обводнення, ще не повністю розкриті. Але ж чим раніше буде зафіксовано початок і характер обводнення покладу, тим швидше можна визначити необхідні заходи для регулювання просування пластових вод і запобігти виходу свердловини з експлуатаційного фонду, що на сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі України є дуже важливим.

Аналіз попередніх досліджень

Дослідження розповсюдження вуглеводневих і неуглеводневих компонентів у складі водорозчинних газів та вільних газів газоконденсатних покладів у зіставленні з геологічними особливостями будови родовищ дозволили виявити певні закономірності у зміні їх концентрацій [Лесюк та ін., 2000]. Було встановлено, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів газу газоконденсатних родовищ насичуються гомологами метану, а концентрація його зменшується. У компонентному складі газів змінюються кількісні співвідношення азоту і вуглеводнів по площі родовища. У межах одного і того ж нафтогазозного басейну до його окраїн приурочені більш

азотисті газу. Характеристику покладу визначають й інші неуглеводневі компоненти в газах осадових порід, такі як гелій, діоксид вуглецю (CO₂), сірководень, водень. Їх підвищена концентрація, окрім того, може свідчити про присутність води в інтервалі досліджень [Коротаев, 1980]. Тобто дані про компонентний склад газів дають цінну інформацію не лише про тип і стан покладів, а також є важливими для прогнозу змін властивостей і складу газів у процесі розробки вуглеводневих покладів.

Дослідження геологічної будови палеозойських відкладів ДДЗ та детальний аналіз компонентного складу водорозчинних газів і закономірностей їх розподілу на площах, як віддалених від відомих покладів нафти і газу, так і ореольних показників, на різних відстанях від контурів нафтогазоносності покладів, дозволили встановити зменшення концентрацій метану і важких вуглеводнів та збільшення процентного вмісту азоту в складі водорозчинних газів при віддаленні від контуру нафтогазоносності і навпаки [Гарасимчук, 2003; Колодій та ін., 2007; Терещенко, 2010]. При цьому гомологи метану з меншими коефіцієнтами дифузії, ніж метану у процесі дифузії відстають від метану та їх концентрації знижуються швидше. З віддаленням від контуру газозносності на 800 м концентрація метану знижується у 8 разів, а концентрація етану – в 60 разів [Терещенко, 2010]. Помічено також, що зі збільшенням глибини залягання відкладів у водорозчинних газах вміст азоту збільшується, а метану – зменшується [Гарасимчук, 2004].

Також досліджувався характер взаємодії покладів вуглеводнів з регіональним фоном газонасичених підземних вод у процесі розробки. Так, на Шебелинському ГКР спостерігається дифузне розсіювання вуглеводневих компонентів із покладу в законтурні води і перехід азоту й інертних газів із пластових вод у поклад у зонах зниження пластового тиску. У той же час питання взаємозв'язку між геологічною будовою, складом водорозчинних та вільних газів газоконденсатних покладів з метою прогнозування початку обводнення залишається недостатньо дослідженим.

Аналіз попередніх досліджень показав, що вивченню газової складової ГКР приділяється велика увага. Проте подальше до-

слідження її компонентів в якості індикаторів прогнозу обводнення є актуальним науковим і практичним завданням, особливо якщо газоконденсатні поклади сформовані та знаходяться в різних геолого-геохімічних умовах.

Результати досліджень

Для території ДДЗ характерні гази з низьким вмістом азоту, його концентрації змінюються досить різноманітно у межах кожного нафтогазоносного регіону. Встановлено, що азот майже завжди знаходиться в покладах, його вміст коливається в межах від слідів до 7,5%, причому важко виявити закономірності зміни його вмісту по латералі. В північній прибортовій зоні в межах верхньовізейського-серпуховського продуктивного комплексу простежується тенденція збільшення концентрації азоту з південного сходу на північний захід; в межах центральної зони – протилежна закономірність. Концентрація азоту в нижньокам'яновугільних відкладах прибортових зон вища, ніж у центрі.

З глибиною вміст азоту в газах зменшується, що найбільш показово для центральної частини грабена. Для відкладів нижньокам'яновугільної системи вміст азоту характеризується близькими величинами (біля 1,20%) (табл. 1).

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, що охоплює водоносні комплекси нижньопермських, кам'яновугільних і девонських відкладів. Це води високої мінералізації, метаморфізовані, безсульфатні чи слабосульфатні, з підвищеним вмістом мікрокомпонентів.

Для газів, які розчинені у цих водах, відмічені найбільш високі концентрації водорозчинного газу (4-7 м³/м³), тиски насичення (до 70-100 МПа), коефіцієнти газонасиченості підземних вод часто досягають граничних значень (до 1,0). Ці гази містять значну кількість вуглеводнів, включаючи і важкі. Вміст метану в них не менше 85%, гомологів метану – понад 1%, азоту – не більше 10-15%. Зона цих вуглеводневих водорозчинних газів поширена на глибинах 1,5-4-6 км і є неоднорідною за рядом показників: вмістом гомологів метану, азоту і загальною газонасиченістю [Терещенко, 2010].

З метою виявлення закономірностей між вмістом азоту та етану у складі водорозчинних газів, між 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 ДДЗ, які розкрили верхньовізейські та серпуховські продуктивні відклади з подібними фільтраційно-ємнісними властивостями порід і схожим складом пластових вод. Узагальнені дані наведені в табл. 2.

Проведений аналіз складу і властивостей водоносних комплексів у зіставленні з

Таблиця 1. Зміни вмісту азоту в пластових газах ГКР ДДЗ

Table 1. Change of Nitrogen content in formation gases of gas-condensate fields within DDD

Геологічний вік		Середній вміст компонентів, %				
		Північний борг	Північна прибортова зона	Центральна зона	Південна прибортова зона	ДДЗ
Ранньо-кам'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

Таблиця 2. Узагальнюючі дані з основних контролюючих параметрів під час обводнення свердловин

Table 2. Summary data on the major controlling parameters collected during wells water influx

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 _г /P _{пл})	Газонасиченість, см ³ /л
					вільних				водорозчинних					до початкового	до розробки	до початкового	до розробки		
		Відкрита пористість, %	Газопрооникність, 10 ⁻¹⁵ м ²	K _п %	CH ₄	C ₂ H ₆		N ₂		CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂							
1*	В-18					10,2	14,6	80	68,5				13	11	1,6	1,5	81,4	2,5	1,9
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	-	

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

даними про склад і фільтраційно-ємнісні властивості вуглеводневих колекторів та їх газової фази підтвердив, що низька газонасиченість водоносних порід (373 см³/л) на Сарській ділянці Харківцівського родовища 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. Це також підтверджує і зменшення концентрацій азоту та етану у складі газу сепарації в процесі розробки.

У той же час встановлено, що при наявності у відкладах потужних пластів водонасичених порід, які характеризуються високими значеннями тисків насичення (P_г/P_{пл} – 0,9- >1) та газонасиченістю (3037-3656 см³/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 та «інформувати» про наближення пластової води до свердловини. Таке збільшення вмісту азоту з

наступним підвищенням концентрацій етану в газі спостерігалось за 8 місяців до обводнення свердловини Гадяцького ГКР і за 24 місяці – свердловини Семиренківського ГКР.

На основі наших експериментальних і аналітичних досліджень зв'язків між вмістом неуглеводневого компоненту – азоту та вуглеводневого – етану і вибітним тиском у свердловині встановлена можливість використання азоту як основного індикатора та етану як допоміжного для обґрунтування і розробки графоаналітичної дослідно-промислової методики контролю за початком обводнення газоконденсатних покладів [Сіра та ін., 2014]. Для цього за даними стандартних досліджень на експлуатаційній свердловині з відібраних проб газу хроматографічно визначають вміст азоту й етану (табл. 3). На основі отриманих даних будують графік залежності відносних концентрацій азоту й етану від відносних значень вибітного тиску (табл. 4).

Отримані за певний період експлуатації свердловини дані обробляють, приймаючи за одиницю мінімальну початкову концентрацію азоту й етану в газі та відповідний

Таблиця 3. Значення концентрацій азоту, етану та відповідного вибійного тиску**Table 3.** Bottom hole pressure, Nitrogen and Ethane concentration

Точки контролю	Концентрація азоту в газі, %	Концентрація етану в газі, %	Вибійний тиск, МПа
1	1,796	6,558	48,44
2	1,858	6,401	37,67
3	1,878	6,201	30,29
4	1,972	6,230	24,40
5	2,099	6,448	17,90
6	2,124	6,706	13,43
7	2,145	6,942	12,60

Таблиця 4. Розраховані відносні значення концентрацій азоту, етану та вибійного тиску**Table 4.** Calculated relative concentration of Nitrogen, Ethane and bottom hole pressure

Точки контролю	Відносна концентрація азоту в газі, відн. од.	Відносна концентрація етану в газі, відн. од.	Відносний вибійний тиск, відн. од.
1	1,00	1,00	1,00
2	1,03	0,98	0,78
3	1,05	0,95	0,63
4	1,10	0,95	0,50
5	1,17	0,98	0,37
6	1,18	1,02	0,28
7	1,19	1,06	0,26

цим концентраціям максимальний тиск на вибої. Усі інші концентрації азоту й етану ділять на початкову, а тиски – на початковий (максимальний) вибійний тиск. Наступним кроком є побудова кривих змін відносних одиниць у часі. Початок обводнення експлуатаційної свердловини визначає точка перетину цих кривих (рис. 2, 3).

Запропоновану методику прогнозування обводнення газоконденсатних покладів геохімічними індикаторами було застосовано під час дослідження ряду свердловин родовища Штурмове північно-західного шельфу Чорного моря, а також Гадяцького, Семиренківського, Зайцівського, Макарцівського ГКР ДДЗ.

Контроль за вмістом азоту та етану у газі сепарації з використанням вищезгаданої

методики дозволив передбачити початок обводнення на свердловині Макарцівського ГКР за 7 місяців до появи пластової води у продукції свердловини. Завдяки такій ранній діагностиці початку просування пластових вод до свердловини Макарцівського ГКР своєчасне реагування (зміна діаметра штуцера і зменшення темпів відбору продукції) призупинило обводнення пласта і відновило видобувні характеристики свердловини.

Висновки

На підставі дослідження розподілу азоту й етану у складі пластових систем і використання їх в якості індикаторів початку обводнення газоконденсатних родовищ у межах нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ та особливостей змін їх концентрацій у про-

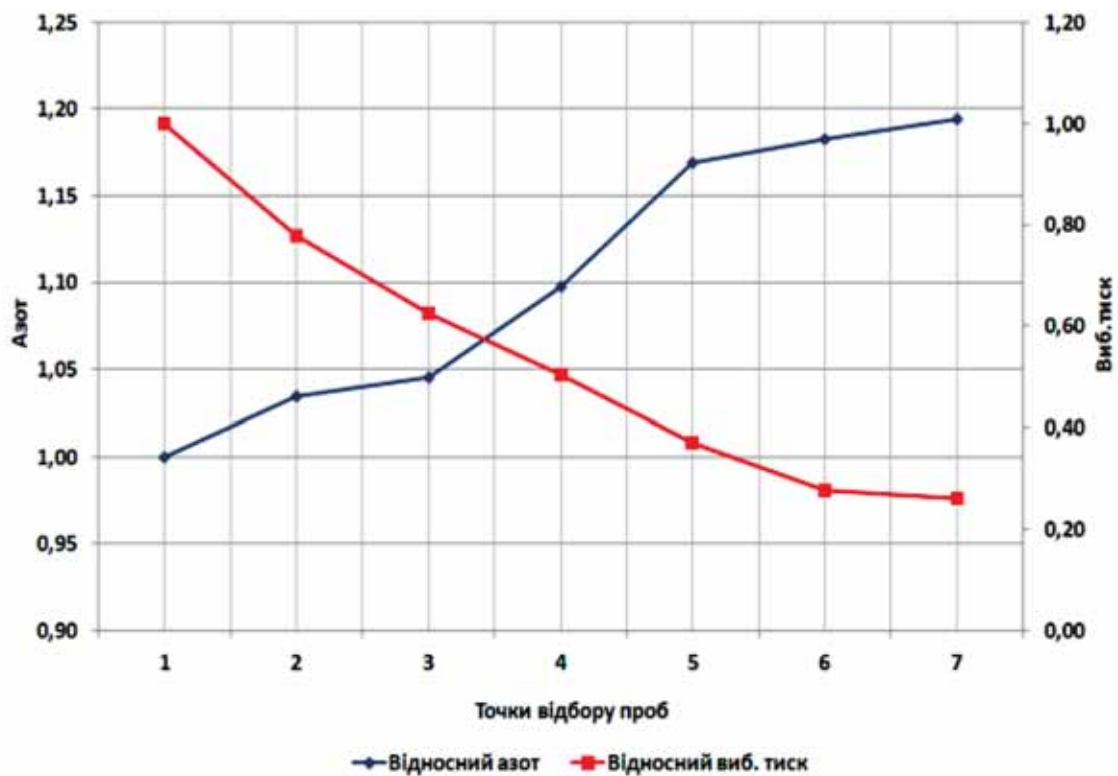


Рис. 2. Графік змін відносних одиниць вмісту азоту у складі газу та вибійного тиску свердловини у часі
Fig. 2. Diagram of Nitrogen content and bottom hole pressure change in time measured in relative units

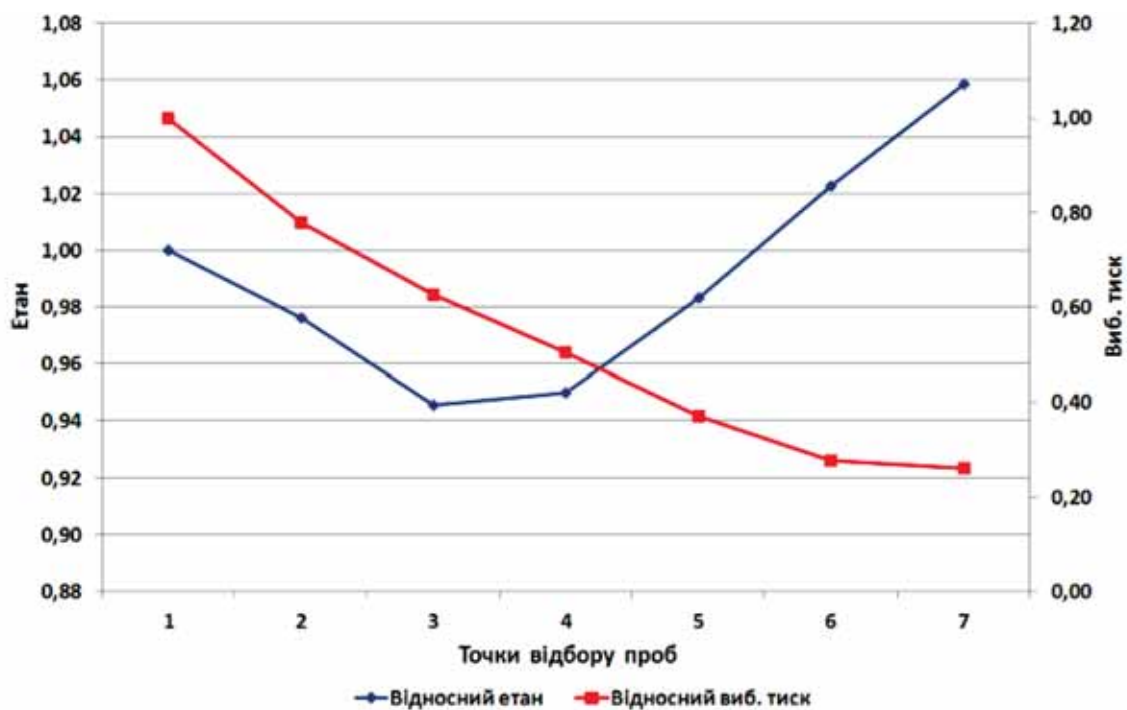


Рис. 3. Графік змін відносних одиниць вмісту етану у складі газу та вибійного тиску свердловини у часі
Fig. 3. Diagram of Ethane content and bottom hole pressure change in time measured in relative units

цесі розробки було встановлено аналітичні зв'язки між їх вмістом у складі природних газів та визначено механізм контролю за обводненням. Комплексне застосування графоаналітичної дослідно-промислової методики прогнозу початку обводнення з використанням азоту разом з етаном як геохімічних індикаторів у поєднанні з промисловими даними та досконалим знанням

геологічних особливостей досліджуваних газоконденсатних об'єктів дозволяє передбачити наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи, що надає можливість вчасно вжити відповідних технологічних заходів видобування вуглеводнів і запобігти передчасному виходу свердловини з експлуатаційного фонду.

Список літератури / References

1. Гарасимчук В.Ю. Гідрогеологічні умови південно-східної частини Передкарпатської нафтогазоносної області: автореф. дис. ... канд. геол. наук. Львів, 2004. 17 с.

Garasymchuk V.Ju., 2004. Hydrogeological conditions of southeast part of Precarpathian petroleum region. Dr geol. sci, dis. Lviv, 17 p. (in Ukrainian).

2. Гарасимчук В.Ю. Водорозчинні та вільні гази південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2003. № 1. С. 60.

Garasymchuk V.Ju., 2003. Water-soluble and free gases in southeast part of the outer zone of the Carpathian foredeep. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 60 (in Ukrainian).

3. Колодій, В., Медвідь Г., Спринський М., Гарасимчук В., Паньків Р., Величко Н., Добущак М. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2007. № 1. С. 60.

Kolodij V., Medvid' G., Spryns'kyj M., Garasymchuk V., Pan'kiv R., Velychko N., Dobushhak M., 2007. Hydrogeology of oil and gas fields of Carpathian petroleum province. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 60 (in Ukrainian).

4. Коротаєв Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений. Москва: Недра, 1980. 415 с.

Korotaev Ju.P., 1980. Exploitation of gas fields. Moscow: Nedra, 415 p. (in Russian).

5. Лесюк І.Т., Багнюк М.М., Філяс Ю.Г., Закономірності фізико-хімічних властивостей вуглеводневих флюїдів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2000. № 1. С. 55-59.

Lesjuk I.T., Bagnjuk M.M., Filjas Ju.G., 2000. Consistent pattern of physicochemical properties of hydrocarbon fluids in Dnieper-Donets basin fields. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 55-59 (in Ukrainian).

6. Сіра Н.В., Євдошук М.І., Зезекало І.Г. Аналітичні і експериментальні дослідження властивостей азоту як геохімічного індикатора прогнозу обводнення газоконденсатних покладів. *Science Rise*. 2014. Vol. 2 (2). С. 105-110.

Sira N.V., Yevdoshchuk M.I., Zezekalo I.G., 2014. Analytic and experimental investigation of nitrogen properties as geochemical indicator for forecasting gas-condensate deposits inundation. *Science Rise*, vol. 2 (2), p. 105-110 (in Ukrainian).

7. Терещенко В.А. Водорастворенные газы палеозоя Днепровско-Донецкой впадины. *Вісн. Харків. нац. ун. ім. В.Н. Каразіна*. 2010. № 924. С. 89-98.

Tereshhenko V.A., 2010. Water-soluble gases of Paleozoic in Dnieper-Donets basin. *Visnyk Harkivs'kogo Natsional'nogo Universytetu im. V.N. Karazina*, № 924, p. 89-98 (in Russian).

Стаття надійшла
16.03.2015