

ГЕОЛОГІЧНІ НАУКИ

УДК 553.98

АНАЛІТИЧНІ І ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ АЗОТУ ЯК ГЕОХІМІЧНОГО ІНДИКАТОРУ ПРОГНОЗУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

© Н. В. Сіра, М. І. Євдощук, І. Г. Зезекало

Вивчено динаміку змін вмісту азоту у складі газу за геологічним розрізом і площею та в процесі розробки покладів газоконденсатних родовищ. На основі проведеного аналізу і експериментальних досліджень розроблено графоаналітичну дослідно-промислову методику прогнозу обводнення з використанням азоту в якості геохімічного індикатора. Вона дозволяє запобігти виходу свердловин з експлуатаційного фонду.

Ключові слова: обводнення, діагностика, азот, вибійний тиск, геохімічний індикатор, графоаналітична методика.

The dynamics of nitrogen content in natural gas through the section, areally, and in the process of developing gas and condensate deposits has been studied. Based on conducted analysis and experimental investigations the pilot method of grapho-analytical prognosis of inundation, using nitrogen as a geochemical indicator, has been developed. This method comes instrumental in prolonging operational life of a well.

Keywords: inundation, diagnosis, nitrogen, bottomhole pressure, geochemical indicator, grapho-analytical method.

1. Вступ

На сьогоднішній момент розробка переважної більшості газоконденсатних родовищ України, з яких отримують основні об'єми вуглеводневої продукції, вступила в завершальний період видобутку і характеризується високими темпами просування підштовхуваних і законтурних вод з наступним обводненням видобувних свердловин, що ускладнює експлуатацію і призводить до зниження промислового коефіцієнта газовіддачі.

2. Постановка проблеми

У такій ситуації важливою є рання діагностика як фазового стану покладів вуглеводнів, так і їх обводнення, що є однією із основних ознак прояву пружно-водонапірного режиму розробки. Чим раніше буде зафіксовано початок обводнення свердловини, тим швидше можна уявити характер і масштаби обводнення і намітити необхідні міри для регулювання просування пластових вод. Ефективність контролю за обводненням продуктивних горизонтів газоконденсатних родовищ (ГКР) у процесі їх розробки значно залежить від обсягів і регулярності проведення гідродинамічних, геофізичних і, безумовно, традиційних геохімічних досліджень свердловин. Останні найбільш ефективні і відрізняються простотою, оперативністю та є достатньо надійними при використанні на родовищах різного типу.

3. Літературний огляд

З останніх опублікованих досліджень особливу увагу привертають два геохімічні методи контролю за обводненням. Суть першого полягає в бурінні свердловин по всьому розрізу продуктивного пласта і визначенні положення газоводяного контакту (ГВК) за зміною концентрацій мікрокомпонентів (Li, Na, K, Rb, Sr, Mn, Cu) у відібраних пробах газу. Для цього будують графічні залежності цих концентрацій від відстані між зоною розкриття пласта і ГВК. Потім за зміною концентрацій цих мікрокомпонентів у складі газів, які періодично відбираються із експлуатаційних свердловин, роблять висновок про просування ГВК і обводнення свердловини [1].

Інший метод базується на спостереженні за зміною вмісту солей у нафті в безводний період експлуатації [2]. Збільшення їх вмісту в нафті, яке контролюється за концентрацією хлору, свідчить про початкове надходження невеликих порцій пластової води, що є передвісником наступного обводнення продукції, що добувається.

Однак існують певні обмеження застосування вищеписаних методів. Так визначення у газах рідкісних елементів потребує спеціального дорогого обладнання, яке часто відсутнє у виробничих лабораторіях газонафтопромислових підприємств. А у конденсаті перед обводненням, на відміну від нафти, відмічається період пониження вмісту

хлористих солей, що пояснюється як підходом до свердловини зони фронту з підвищеним конденсатовмістом, так і мінімальною водоутримуючою здатністю конденсату [3]. Вода і хлористі солі, які у ній містяться, будуть виявлені в продукції газоконденсатної свердловини уже після обводнення покладу.

4. Дослідження і обґрунтування можливості використання азоту в якості індикатора обводнення газоконденсатних покладів

У висновку, проведений аналіз сучасного стану проблеми прогнозування обводнення покладів ГКР в процесі їх експлуатації різними методами, визначив, що жоден з них не може ідентифікувати початок обводнення на ранніх стадіях і тому буде доцільним введення в загальну систему контролю нового методу, який дозволить робити попереджувальний прогноз цього явища.

Метою статті є дослідження і обґрунтування можливості використання в якості індикатора обводнення неуглеводневого компоненту природного газу – азоту та створення на основі отриманих даних науково обґрунтованої дослідно-промислової методики.

Розробка покладів ГКР відбувається в ізотермічному режимі і основним змінним параметром є тиск. Його зниження призводить до зміщення фазової рівноваги в газорідній системі пласта і в газових покладах відбувається розгазування порових та підстилаючих вод. Це призводить до того, що в умовах активного відбору продукції у присвердловинній зоні відбувається підняття газоводяного контакту чи утворення конусів обводнення [4].

У пластових високомінералізованих водах азот міститься в переважаючій кількості [5] і у міру наближення вод до контуру нафтогазоносності заміщується на углеводневу складову. У свою чергу, гази углеводневих покладів збагачуються азотом. Високі тиски, якими характеризуються глибини залягання покладів углеводнів сприяють розчинності газів (табл. 1) [6], а висока мінералізація води, навпаки – при її підвищенні розчинність газів значно знижується (рис. 1) [7].

У відповідності з вищевказаними особливостями розчинності газів у воді, при зниженні пластового тиску, з водної у вільну газову фазу першими переходять найменш розчинні – азот і етан. Проте, завдяки своїй значній концентрації у водорозчинних газах, азот краще ідентифікується і дає змогу чітко зафіксувати його появу у складі видобувних газів. Кінцева дегазація вуглекислоти і сірководню, загальна кількість яких в пластовій воді може переважати над їх запасами у вільній фазі через їх високу розчинність у воді, відбувається лише на заключній стадії розробки, за наявності значного обводнення продукції. Зокрема, вміст сірководню в кінці розробки деяких газових покладів збільшується в 2-4 рази [8, 9].

З метою обґрунтування можливості використання азоту в якості геохімічного індикатора

процесу обводнення углеводневих покладів і для отримання залежностей зміни концентрації азоту за геологічним розрізом та площею від відстані до умовного газоводяного контакту проаналізовано геологічну будову та компонентний склад газу свердловин Гадяцького газоконденсатного родовища.

Таблиця 1
Розчинність газів у воді при різних тисках
(cm^3 на 1 г води), (Наміот, 1991)

Тиск, МПа	Метан (100°C)	Етан (100°C)	Азот (100°C)	Вуглекислий газ (100°C)	Сірководень (104,4°C)
5,07	0,840	0,690	0,516	10,180	35,500
10,13	1,580	0,990	0,986	17,670	73,900
20,27	2,71	1,31	1,822	25,690	223,500
30,40	3,58	1,450	2,546	29,530	-
40,53	4,18	1,550	-	32,39	-
50,66	4,71	1,630	3,799	33,900	-

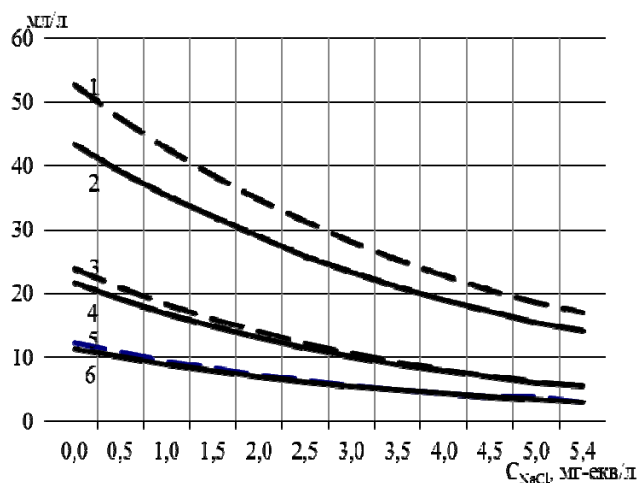


Рис. 1. Розчинність азоту, метану та вуглекислого газу у воді і розчинах хлористого натрію при температурі 40°C і 50°C: вуглекислий газ (1) 40°C; (2) 50°C; метан (3) 40°C; (4) 50°C; азот (5) 40°C; (6) 50°C

Гадяцьке родовище розташоване на північно-західній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецького грабена, яка є частиною Східно-Українського нафтогазоносного басейну. Промислова нафтогазоносність Гадяцького підняття пов'язана з візейськими відкладами нижнього карбону.

Розвіданий поверх газонасності на родовищі складає 342 м. Висота покладів по окремих горизонтах коливається від 145 м (горизонт В-17) до 195 м (горизонт В-18). Промислові поклади газу приурочені до горизонтів В-16, В-17, В-18 і В-20, з яких В-16 і В-18 є основними за величиною запасів.

Горизонт В-16 розкритий всіма свердловинами і залягає в межах глибин 4515-4621 м. До цього горизонту приурочений єдиний газоконденсатний поклад в центральному структурному блоці і його промислова газонасність підтверджена випробуванням свердловин №№ 1, 52 та 487, в яких отримано приплив газу з конденсатом. До наступного горизонту В-17 приурочений незначний газоконденсатний поклад, який, у зв'язку з невеликими запасами, не експлуатується. Нижні

горизонти В-18 і В-20 теж розкриті рядом свердловин, які підтвердили промислову газонасність їхніх покладів. Периферійну частину Гадяцької структури розкрили дві свердловини, які уже в процесі випробувань дали пластову воду: свердловина № 5 – горизонт В-17 (вміст азоту – 5,57 %); свердловина № 2 – горизонти В-16 (вміст азоту – 2,18 %), В-17 (вміст азоту – 2,61 %), В-20 (вміст азоту – 3,19 %) (рис. 2).

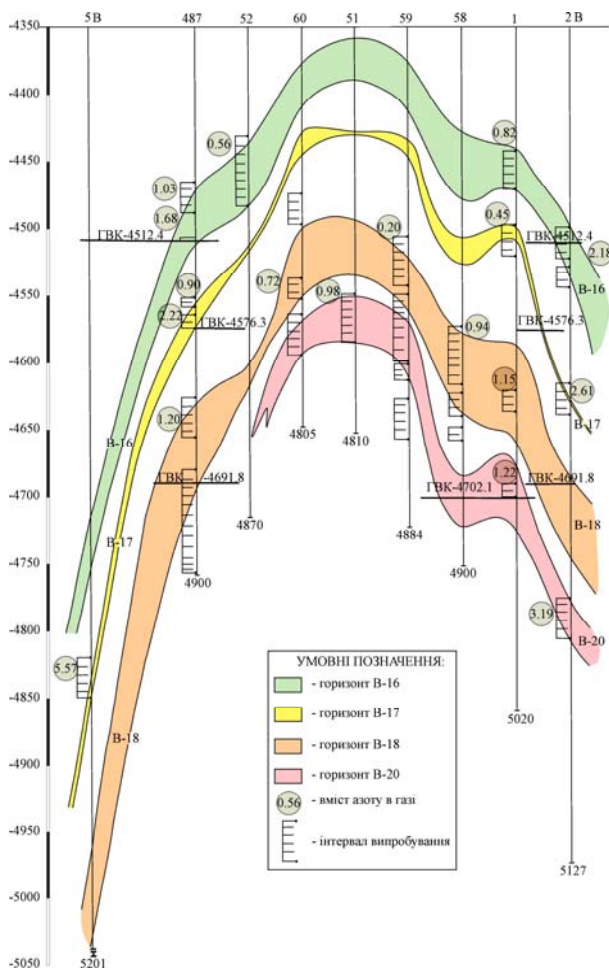
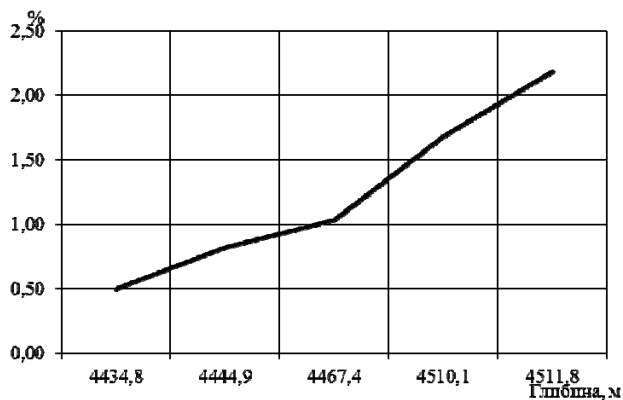


Рис. 2. Залежність зміни концентрації азоту за геологічним розрізом та площею від відстані до газоводяного контакту на Гадяцькому ГКР

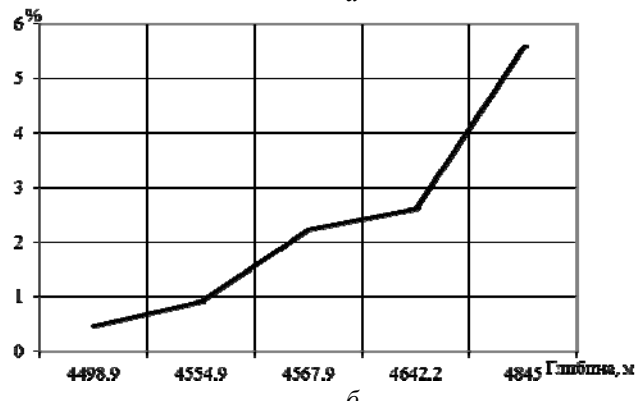
Окрім того, у законтурній частині горизонт В-20 випробуваний в свердловині № 9, де з інтервалу перфорації отримано приплив пластової води.

Провівши аналіз компонентного складу газів, отриманих із цих свердловин, встановлено, що концентрація азоту в газовій фазі порід лінійно зростає по мірі віддалення свердловини від склепіння підняття, а з наближенням до газоводяного контакту ця залежність переходить в експоненціальну (рис. 3, а-г).

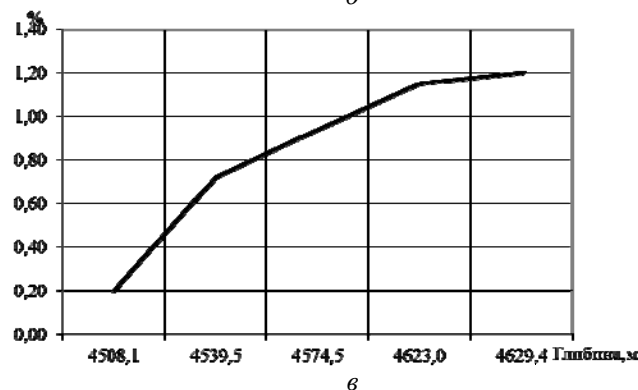
Отримані результати концентрацій азоту у газах свердловин паралельно з аналізом їх розміщення на Гадяцькому піднятті, були співставлені з результатами дослідно-промислової експлуатації родовища.



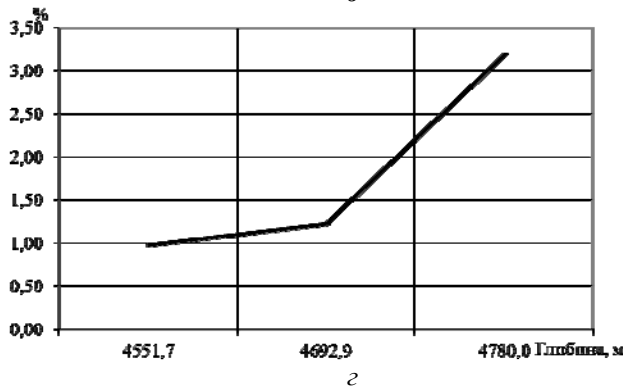
а



б



в



г

Рис. 3. Вміст азоту у складі природного газу свердловин Гадяцького ГКР у пластах: а – В-16; б – В-17; в – В-18; г – В-20

Встановлено, що свердловини, при роботі яких дотримувались проектних режимів середньодобового відбору продукції, і газ яких містив середні по родовищу значення концентрацій азоту ($\approx 0,6\%$), протягом всіх років експлуатації мали позитивні експлуатаційні характеристики. І навпаки, тривале

значне перевищення проектного середньодобового відбору газу під час експлуатації горизонту В-16 свердловиною № 487, яка, окрім того, розміщена поблизу контуру газоносності (вміст азоту 1,68 %), спричинило різке падіння дебітів та збільшення кількості води, яка виноситься. Уже через дванадцять місяців дебіт газу впав до нуля і свердловина повністю обводнилась.

Свердловина № 1 теж експлуатувала горизонт В-16 (вміст азоту 0,8 %), однак випадки порушення режиму відбору газу у ній були відносно не тривалими в часі і свердловина протягом всіх років експлуатації мала позитивну експлуатаційну характеристику.

Очевидно, що під час розробки вищезазначеного родовища потрібно було чітко дотримуватись технологічних рекомендацій, які дозволяли вчасно стабілізувати темпи видобування газу на експлуатаційних об'єктах, з наступним підвищенням газоконденсатовіддачі. Не повний комплекс дослідницьких робіт, не досконале вивчення всіх початкових даних та факторів, і як наслідок, не завжди завбачливий вибір режимів відбору газів у свердловинах, призвів до негативних наслідків їх експлуатації, таких як обводнення окремих свердловин, а потім і всього родовища.

У даному випадку, за умови використання у якості геохімічного індикатора обводнення вмісту азоту у компонентному складі газу покладу пласта В-16, розкритого свердловиною № 487, який уже на момент випробування мав підвищені значення, в порівнянні з показниками інших свердловин, ні в якому разі не можна було допустити порушень оптимальних та максимально допустимих норм відбору газу, що, в свою чергу, призвело до прориву пластової води і передчасного обводнення спочатку свердловини, а потім і всього пласта В-16.

Для подальшого дослідження азоту як індикатора обводнення, додатково були проаналізовані зміни у складі газів сепарації ряду свердловин Харківцівського, Сахалінського, Луценківського, Макаріцівського, Зайцівського, Семиренківського газоконденсатних родовищ ДДз у процесі їх експлуатації. Встановлено, що з падінням пластового тиску газова продукція важчає через збільшення у її складі важких вуглеводнів, які попадають у газ в наслідок процесів ретроградної конденсації, що протікають у пласті. Вміст азоту при цьому зменшується або залишається майже стабільним. По іншому відбуваються кількісні зміни цих компонентів у газах свердловин, у яких починаються процеси обводнення: густина газу продовжує зростати за рахунок збільшення концентрації не тільки гомологів метану $\text{CH}_4\text{-C}_4\text{H}_{10}$, але і неуглеводневого компоненту – азоту, тоді ж як вміст пентанів, особливо з появою у продукції пластової води, зменшується.

Дослідження змін складу продукції вищеписаних свердловин в процесі їх випробувань та експлуатації підтвердив існування залежності між вмістом азоту у компонентному складі газу та місцезнаходженням водогазового контакту покладу.

Для підтвердження вищеписаних літературних і, отриманих у процесі аналізу, промислових даних, були проведені експериментальні дослідження фазової поведінки азоту на комплексній установці з дослідження вуглеводневої продукції свердловин в пластових умовах УГКН-1. Установа дозволяє вивчати природу покладу і фазовий стан вуглеводневих систем в модельованих термодинамічних умовах, а її конструкція дає можливість регулювати зміни тиску в діапазоні від 0,1 до 100 МПа та температури в діапазоні 5-150°C.

Лабораторні досліди на установці проводились з використанням реальних рідин і газу свердловини Свиридівка-13 Луценківського ГКР для систем азот–природний газ–вода у модельованих термобаричних пластових умовах.

Рекомбінація водо-газових систем проводилась відповідно до розрахованих пропорцій та реальних термобаричних умов залягання покладу, шляхом насичення води азотом (для кращої фіксації змін його вмісту у компонентному складі газу) і природним газом до середніх значень пластових тисків на глибині залягання візейських відкладів. Вільна газова фаза, яка не розчинилась у воді за тиску насичення, що дорівнює пластовому, видалялась з камери і в подальшому дослідження проводились на бінарній системі вода-розчинений газ.

Тиск від початкового значення (49,05 МПа) ізотермічно знижували ступенево на 100 кгс/см² (9,81 МПа), шляхом збільшення об'єму зразка за рахунок підняття поршня камери фазової рівноваги (PVT). Після стабілізації тиску на кожному ступені, отримана вільна газова фаза в повному об'ємі відбиралася на дослідження, з метою визначення її компонентного складу. Слід зазначити, що для охоплення процесом насичення і дегазації всього об'єму зразка, який досліджувався, проба постійно перемішувалася мішалкою.

За отриманими результатами визначення компонентного складу газів, які виділились у процесі ступеневого зниження тиску, побудовано графіки залежності виходу азоту у вільну газову фазу з газонасиченої пластової води від тиску. За цими даними, зі зниженням тиску вміст азоту у газі, який виділяється, збільшується (рис. 4).

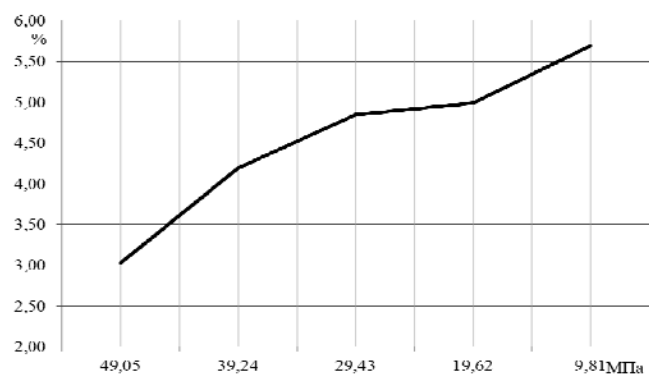


Рис. 4. Графік залежності виходу азоту у вільну газову фазу з газонасиченої пластової води від тиску

Таким чином, аналіз результатів експериментальних досліджень систем вода-газ у модельованих пластових умовах доводить, що азот за своїми фізико-хімічними характеристиками, а також як переважаючий компонент у складі водорозчинних газів, може бути використаний в якості попереджувального геохімічного індикатора процесу обводнення покладів газоконденсатних родовищ. При зниженні пластового тиску, у процесі розробки глибокозалягаючих газоконденсатних покладів (за наявності у розрізі високонапірних водоносних горизонтів), азот, першим виділяється з пластової води і збагачує неуглеводневу складову природного газу, тим самим інформуючи про наближення водогазового контакту.

Проведені експериментальні та аналітичні дослідження дали змогу розробити графоаналітичну дослідно-промислову методику прогнозу обводнення покладів вуглеводнів у процесі розробки за вмістом азоту у компонентному складі газу і вибійним тиском у свердловині.

Поставлене завдання в способі контролю вирішують завдяки тому, що на експлуатаційних свердловинах визначають вибійний тиск та відбирають газ, який аналізується на хроматографі.

Отримані за певний період експлуатації свердловини дані обробляють, приймаючи на одиницю мінімальну початкову концентрацію азоту в газі та відповідний цим концентраціям максимальний тиск на вибої. Усі інші концентрації азоту ділять на початкову, а величини тисків – на перший максимальний вибійний тиск. Потім, на основі отриманих даних, будують графіки змін відносних одиниць у часі: по одній осі ординат відкладають відносні одиниці вибійного тиску, а по другій осі ординат – відносні концентрації азоту в газі. Якщо криві перетинаються, точка їх перетину вказує на початкові процеси обводнення.

5. Апробація результатів досліджень

Результати досліджень на прикладі свердловини № 33 Макарцівського ГКР наведено рис. 5.

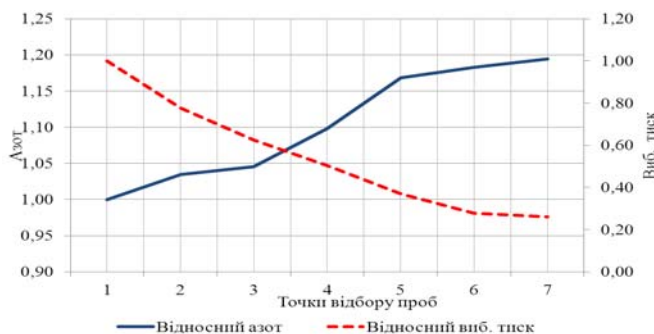


Рис. 5. Графік змін відносних одиниць вмісту азоту у складі газу та вибійного тиску свердловини

Аналіз подальшої експлуатації свердловини № 33 Макарцівського ГКР показав, що через 7 місяців після фіксування точки перетину кривих змін відносних одиниць азоту і вибійного тиску у часі, у

свердловині збільшився водний фактор і в продукції було виявлено пластову воду, в той час як до того свердловина працювала виключно з конденсаційною водою. Завдяки такій ранній діагностиці початку підступання контурних пластових вод, своєчасне реагування (зміна діаметру штуцера і зменшення темпів відбору продукції) призупинило обводнення пласта і відновило видобувні характеристики свердловини.

6. Висновки

Випробування запропонованої графоаналітичної дослідно-промислової методики контролю за початком обводнення підтвердило високу ефективність азоту як індикатора, оскільки він дозволив спрогнозувати наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи. У поєднанні з промисловими даними, методика дозволяє вчасно вжити відповідних заходів і запобігти виходу свердловин з експлуатаційного фонду.

Література

1. Способ контроля за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений. Патент Российской Федерации E21B43/00, E21B43/32 [Текст] / Кирьяшкин В. М., Павлычев А. Г., Гончаров В. С., Говдун В. В. – № 2125150; заявл. 03.12.1996; опубл. 20.01.1999.

2. Муляк, В. В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным [Текст]: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / В. В. Муляк. – Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа. – М., 2008. – 31 с.

3. Рыбак, Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов [Текст] / Б. М. Рыбак. – М.: Гостоптехиздат, 1969. – 888 с.

4. Демахин, С. А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины [Текст] / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Саратов: ГосУНЦ „Колледж”, 2003. – 164 с.

5. Корценштейн, В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов [Текст] / В. Н. Корценштейн. – М.: Недра, 1991. – 419 с.

6. Намиот, А. Ю. Растворимость газов в воде [Текст] / А. Ю. Намиот. – М.: Недра, 1991. – 168 с.

7. Возная, Н. Ф. Химия воды и микробиология [Текст] / Н. Ф. Возная. – М.: Высшая школа, 1967. – 344 с.

8. Справочник по геологии нефти и газа [Текст] / под ред. Н. А. Еременко. – М.: Недра, 2002. – 479 с.

9. Соколов, В. Л. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений [Текст] / В. Л. Соколов, А. Я. Фурсов. – М.: Недра, 2000. – 296 с.

References

1. Kir'yashkin, V. M., Pavlychev, A. G., Goncharov, V. S., Govdoun, V. V. (1999).

Method of control over gas and gas-and-condensate fields inundation. Patent of Russian Federation. E21B43/00, E21B43/32. № 2125150; declared 03.12.1996; published 20.01.1999.

2. Mouliak, V. V. (2008). Geotekhnologicheskoye osnovy analiza i kontrolya razrabotky neftyanyh mestorogdeniy po promyslovym gidrogeochimicheskim dannym [Geotechnical basics for analyzing and controlling oil fields development using industrial hydrotechnical data]. Institution of the Russian Academy of Sciences Institute of Oil and Gas. Moscow, 31.

3. Rybak, B. M. (1969). Analiz nefty i nefteproduktov [Oil and petroleum product analysis]. Gostoptehizdat, 888.

4. Demahin, S. A., Demahin, A. G. (2003). Selektivnyye metody izolyatsii vodopritoka v neftyanye skvaziny [Selective methods for shutting-off water inflow into oil wells]. Saratov, Russia: State center of

science and education "College", 164.

5. Kortsenshteyn, V. N. (1991). Metodika gidrogeologicheskikh issledovaniy neftegazonosnykh rayonov [Methodology of hydrogeological investigations in oil-and-gas bearing regions]. Nedra, 419.

6. Namiot, A. Y. (1991). Rastvorimost gazov v vode [Solubility of gases in water]. Nedra, 168.

7. Voznaya, N. F. (1967). Khimiya vody i mikrobiologiya [Water chemistry and microbiology]. Vischaya shkola, 344.

8. Eremenko, N. A. (Ed.) (2002). Spravochnik po geologii nefty i gaza [Book of reference in oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 479.

9. Sokolov, V. L., Furson, A. Y. (2000). Poisky i razvedka neftyanyh i gazovykh mestorogdeniy [Exploration of oil and gas fields]. Moscow, Russia: Nedra, 296.

Дата надходження рукопису 25.08.2014

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, 36019
E-mail: NataSP@Meta.ua

Євдошук Микола Іванович, д-р геол. наук, проф., Заслужений діяч науки і техніки, Лауреат Державної премії України, Почесний розвідник надр, завідувач відділу геології вугільних родовищ, Інститут геологічних наук, Національна академія наук України, вул. О. Гончара, 55б, м. Київ, 01054
E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru

Зезекало Іван Гаврилович, д-р техн. наук, проф., Заслужений діяч науки і техніки, президент ТОВ «Надраспецтехнологія», Майдан Незалежності, 20, м. Полтава, 36003
E-mail: 2012.nadra@gmail.com

УДК 552.5:(549+544.023.523):551.782+553.6(477.84)

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ВОЛЫНСКИХ СЛОЕВ МИОЦЕНА ЦЕНТРА ВОЛЫНО-ПОДОЛЬЯ

© О. В. Усминская

Мы представляем детальную характеристику волыньских слоев, которая базируется на особенностях минералогического и гранулометрического состава пород, слагающих их. С учетом этих характеристик, а так же с анализом фациальных условий образования пород и данным по известным месторождениям, составлен прогноз нахождения новых месторождений с заданными параметрами (полезный компонент, мощность продуктивного слоя).

Ключевые слова: минералогия, гранулометрия, волыньские слои, миоцен, песок, глина, известняк, Волыно-Подолье

We present the detailed description of Volyn layers based on the features of the mineralogical and granulometric composition of the rocks forming it. In view of these characteristics, and analyzing the facial conditions of formation of the rocks, and data on known deposits, we have predicted discovery of new deposits with given parameters (a useful component, productive layer power).

Keywords: mineralogy, granulometry, Volyn layers, Miocene, sand, clay, limestone, Volyn-Podolia

1. Введение

Неогеновые образования очень пестры по своему литологическому составу, но господствующую роль играют три разности – песчаные, глинистые и известняковые, которые

образуют между собой большое количество промежуточных в зависимости от условий, в которых они образовались. Минералого-гранулометрическая характеристика приведена лишь для песчано-глинистых пород, для известняковых разностей