

УДК 553.98:550.8.477.5

М. Дудніков, заст. нач. відділу
 Департамент з видобування газу та нафти
 Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України",
 вул. Б. Хмельницького, 6, м. Київ, 01601, Україна,
 Email: MDudnikov@naftogaz.com

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.
 Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
 ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна,
 Email: vladvam@gmail.com

ГАЗОНОСНІСТЬ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД АРТЕМІВСЬКОЇ ПЛОЩІ В ПІВДЕННО-СХІДНІЙ ЧАСТИНІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О. М. Карпенком)

Метою статті є розгляд особливостей геологічної будови та нафтогазоносності Артемівської площі, де під час проведення геологорозвідувальних робіт у минулі роки було отримано прямі ознаки газоносності московських відкладів середнього карбону. Застосована авторами методика всебічного аналізу матеріалів промислово-геофізичних досліджень, що включала комплексну інтерпретацію даних геофізичних досліджень у свердловині, газового каротажу, випробувань пластів, результатів лабораторних досліджень керн, описів шліфів, дозволила виділити значну кількість газонасичених ущільнених пластів-колекторів. Отримані результати дозволяють стверджувати, що Артемівська площа є перспективним об'єктом щодо відкриття нового родовища газу неконвекційного типу. Наукова новизна роботи полягає в тому, що завдяки проведеним дослідженням доведено нафтогазоносність ущільнених порід середнього карбону в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Ці відклади раніше вважалися безперспективними. Результати роботи дозволяють рекомендувати проведення аналогічних досліджень на сусідніх площах у цій зоні. Підтвердження нафтогазоносності Артемівської площі дозволяє збільшити ресурсну базу вуглеводнів усієї південно-східній частині ДДЗ. Практичне застосування рекомендацій авторів статті в комплексі із сучасними технологіями розвідки та видобутку вуглеводнів дадуть можливість відкрити нові родовища газу і збільшити обсяги його видобутку.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, Артемівська площа, пласт-колектор, керн, ГДС, органічна речовина, газонасиченість.

Постановка проблеми. Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ у Східному нафтогазоносному регіоні України проводяться довгий час. Завдяки ним було відкрито велику кількість родовищ вуглеводнів з різною величиною запасів. Однак деякі площі через різні об'єктивні й суб'єктивні обставини було визнано безперспективними стосовно нафтогазоносності. З розвитком сучасних технологій розвідки та видобування вуглеводнів з'являються можливості для відкриття нових родовищ

нафти і газу шляхом повторного дослідження ділянок надр, у межах яких минулими роками було отримано непромислові припливи вуглеводнів. Однією з таких ділянок є Артемівська площа, розташована на території Артемівського району Донецької області (рис. 1) у межах Бахмутської улоговини в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини. Застосування сучасних технологій проведення геологорозвідувальних робіт дасть можливість відкрити тут родовище газу.



Рис. 1. Оглядова карта Артемівської площі

Аналіз останніх досліджень і публікацій. З метою вивчення регіональної газоносно-товщини нижньої пермі, верхнього і середнього карбону, оцінки продуктивності вуглеводневих пасток структурно-літологічного типу в 2003–2005 рр на Артемівській площі було пробурено параметричну свердловину Артемівська-1 глибиною 4500 м (горизонт S_2m) [1]. Після завершення буріння в свердловині проведено стаціонарне випробування семи об'єктів в інтервалі

залягання московських відкладів середнього карбону. Загальний інтервал випробування становив 3342–4498 м. Один об'єкт виявився ущільненим, але за результатами випробування шести об'єктів встановлено прямі ознаки газоносності розкритого свердловиною розриву. Зокрема, при випробуванні 5-го об'єкта (рис. 2) в інтервалі 3676–3690 м приплив газу становив $400 \text{ м}^3/\text{д}$, а максимальний тиск був: трубний – 124 атм, затрубний – 74 атм [2]. У подальшому через

відсутність промислових припливів газу свердловину було ліквідовано.

Для уточнення геологічної будови у свердловині виконувалися дослідження методом вертикального сейсмічного профілювання (ВСП). За його результатами

було уточнено попередні структурні побудови, встановлено зміщення положення апікальної частини структури в південно-східному напрямку та наявність розлому з південно-східним падінням (рис. 2).

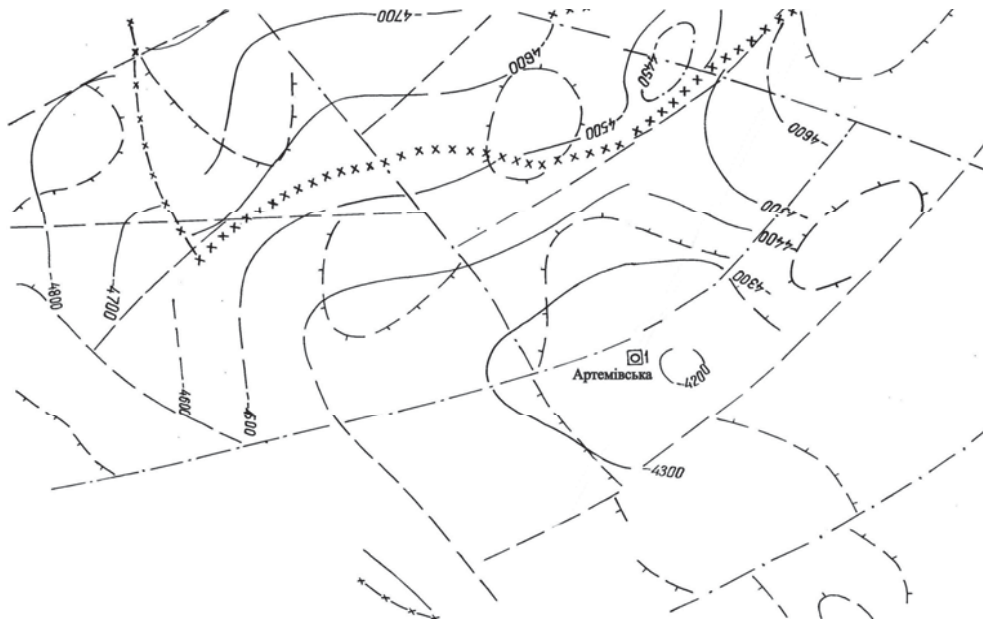


Рис. 2. Структурна карта Артемівської площі по башкирських відкладах середнього карбону

Ціль статті. Головним завданням статті є перегляд матеріалів промислово-геофізичних досліджень для обґрунтування наявності в розрізі свердловини газонасичених ущільнених пластів-колекторів. На основі багаторічного досвіду вивчення нетрадиційних джерел газу [5] встановлено, що основними методами їхніх досліджень мають бути геофізичні дослідження й геохімічний аналіз керн свердловин.

Виклад основного матеріалу. У процесі випробування свердловини припливи газу було отримано з ущільнених пісковиків і алевролітів московського ярусу (коефіцієнт пористості 3–11 %). За результатами газового каротажу підвищеною газонасиченістю характеризуються також проміжні інтервали, складені аргілітами, інколи вугленосними. Отже, весь загальний інтервал випробування 3342–4498 м, складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, в якому спостерігалися значні збільшення концентрації вуглеводнів, можна вважати слабогазонасиченим.

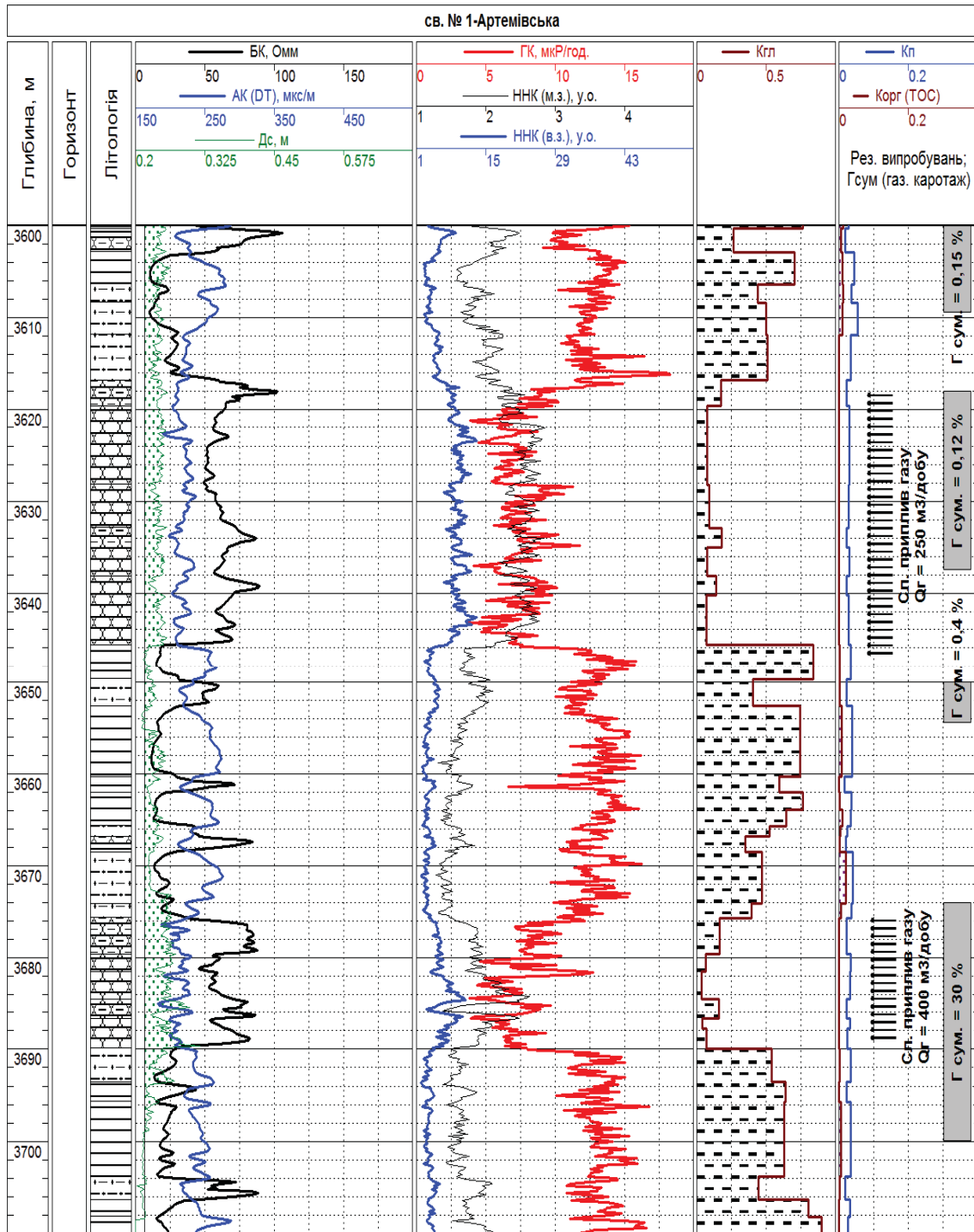
Повторний аналіз промислово-геофізичних даних інтервалу 4136–4500 м свердловини Артемівська-1 дає можливість зробити висновки про те, що ця частина розрізу представлена чергуванням теригенних глинисто-піщаних порід московського ярусу середнього карбону з прошарками мергелів. Порооди в основному мають низькі колекторські характеристики. Типовими породами є аргіліти, алевроліти й пісковики. Аргіліти, як правило, сірі алевритисті, текстура пологохвилясто-шарувата, зустрічаються тонкі прошарки вуглисто- і слюдиного матеріалу, місцями – лінзоподібні конкреції залізного карбонату. Алевроліти – сірі до темно-сірих, зцементовані вапняково-глинистим цементом. Текстура шарувата, інколи косошарувата, підкреслюється тонкими (до 1–2 см) прошарками чорного вуглисто-аргіліту. Місцями відзначаються відбитки рослин. Пісковики – щільні сірі до світло-сірих, тонкозерністі, міцно зцементовані глинисто-вапняковим і глинистим цементом. Текстура шарувата, хвилясто-шарувата, підкреслюється тонкими прошарками чорного вуглисто-глинистого матеріалу. У помітних

кількостях зустрічаються рештки рослинного детриту. Значення пористості в породах московського ярусу коливаються в межах 0,9–3,6 % (аргіліти), 1,1–3,4 % (пісковики й алевроліти). Карбонатність змінюється від 0 до 5,8 % (аргіліти) і до 15,3 % (пісковики й алевроліти). Випробування зразків у лабораторних умовах часто супроводжувалось розтріскуванням [3].

Результати інтерпретації кривих стандартного комплексу каротажу з урахуванням матеріалів лабораторних досліджень керн дозволяють зробити висновки про наявність товщ з високим вмістом глинистого матеріалу в інтервалі досліджень (рис. 3). Тут вміст органічного вуглецю (ТОС) від 0 до 7,6 %. Під час проведення газового каротажу спостерігалися підвищені значення газопоказань ($G_{\text{сум}}$, %) у пластах, які за промислово-геофізичними характеристиками віднесено до неколекторів, у інтервалах: 4397–4398,5 ($G_{\text{сум}}$ 0,62), 4400–4410 ($G_{\text{сум}}$ 0,1), 4414–4421 ($G_{\text{сум}}$ 0,2), 4429–4436 ($G_{\text{сум}}$ 0,32). Збільшені газопоказання свідчать про ймовірну наявність природного газу, що є одним з аргументів позитивної оцінки вивчених відкладів як потенційного джерела вуглеводнів [3].

Аналіз результатів комплексної інтерпретації даних ГДС, газового каротажу, випробувань пластів, результатів лабораторних досліджень керну, описів шліфів дозволяє виділити в розрізі свердловини Артемівська-1 перспективні потенційно газонасичені інтервали з підвищеним вмістом органічної речовини (табл. 1).

У перспективних інтервалах розрізу геофізичні та літологічні характеристики диференційовані по вертикалі, що є додатковою позитивною ознакою здатності порід до утворення тріщинної проникності при технологіях вилучення природного газу. Відсутність водоносних пластів-колекторів в інтервалі 3059–4500 м (рис. 4) дозволяє говорити про потенційну газонасиченість даної частини розрізу Артемівської площі. Крім цього, наявність потужної товщі без водоносних прошарків дає можливість провести інтенсифікацію припливу газу в привибійний простір свердловини за допомогою гідророзриву пласта (ГРП).



Умовні позначення:

- [Symbol] глина (аргіліт)
- [Symbol] аргіліт
- [Symbol] алевроліт
- [Symbol] пісковик
- [Symbol] пісковик глинистий
- [Symbol] піск. сильно глин.

Рис. 3. Результати переінтерпретації даних ГДС у розрізі св. Артемівська-1 (інт. 3600–3710 м) [3]

Таблиця 1

Перспективні газонасичені інтервали з підвищеним вмістом органічної речовини

Інтервал	Потужність, м	Кгл	Кп	Корг.	Породи
4198–4220	22	0,53	0,023	0,022	Аргіліт
4291–4331	40	0,54	0,025	0,021	Аргіліт
4361–4366	5	0,67	0,024	0,062	Аргіліт
4376–4383	7	0,55	0,023	0,024	Аргіліт
4385–4388	3	0,67	0,024	0,066	Аргіліт
4399–4404	5	0,55	0,017	0,029	Аргіліт
4415–4422	7	0,37	0,018	0,042	Аргіліт–алевроліт
4496–4500	4	0,42	0,017	0,03	Аргіліт–алевроліт

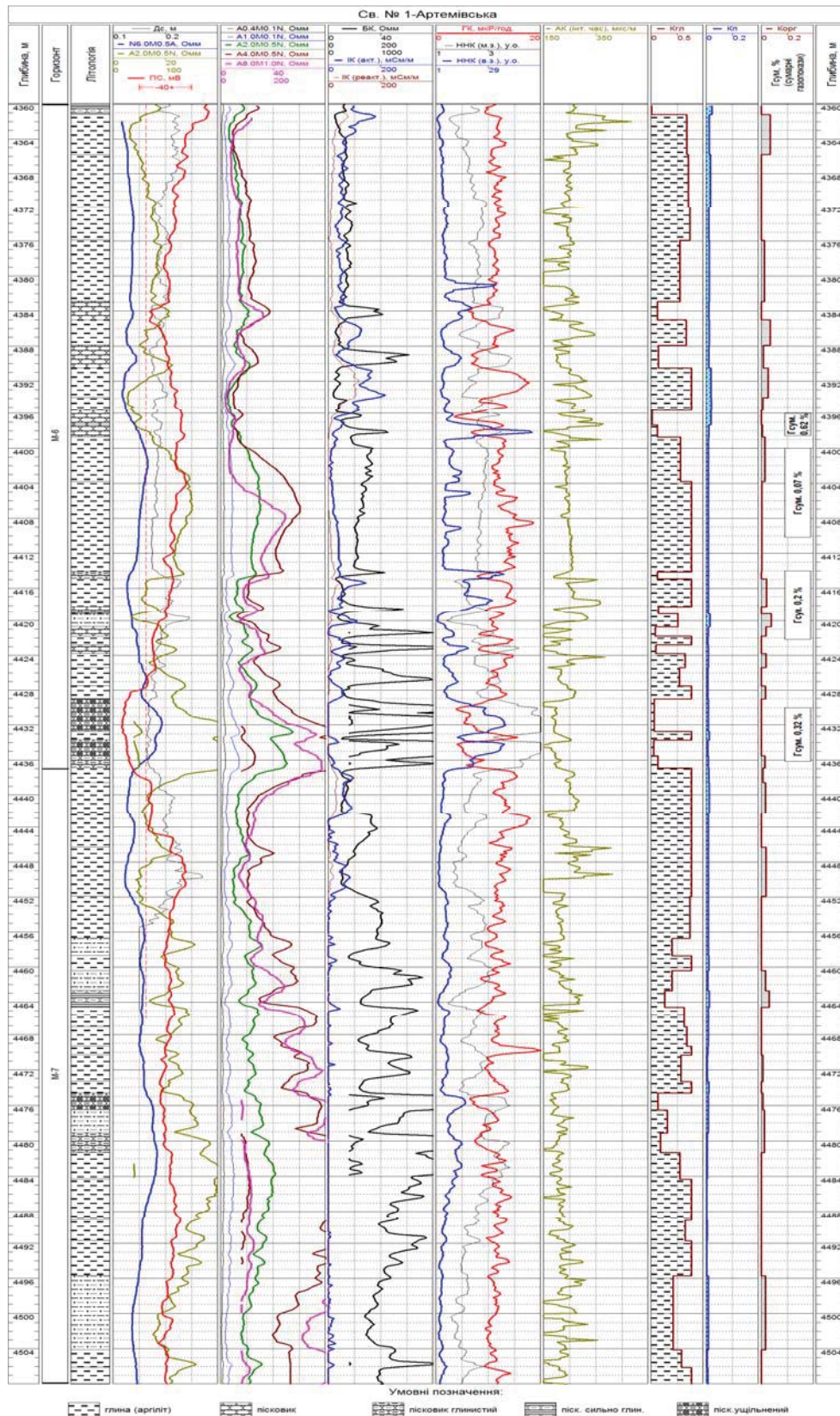


Рис. 4. Результати переінтерпретації даних ГДС св. Артемівська-1 (інт. 4360-4504 м) [3]

У процесі випробування св. Артемівська-1 інтенсифікація припливу флюїду методом ГРП не проводилася. Тобто на даному етапі геологічного вивчення при застосуванні ГРП у свердловинах у межах Артемівської площі можливе отримання промислового припливу газу як з низькопористих (ущільнених) пісковиків, так і зі сланцевих товщ, що виділено за результатами перегляду промислово-геофізичної інформації. Прогнозні ре-

сурси газу Артемівської площі було оцінено в 4505 млн м³ газу [4]. З урахуванням потужності відкладів, перспективних на ущільнений газ, ці обсяги можуть збільшитись майже вдвічі.

Висновки. Ураховуючи результати ВСП, для уточнення геологічної моделі Артемівської структури необхідно провести додаткові сейсмозвідувальні роботи 2D, з метою подальшого освоєння вуглеводневого по-

тенціалу розпочати будівництво свердловин з обов'язковим проведенням інтенсифікації припливу методом ГРП. При плануванні процесу ГРП необхідно враховувати оптимальний об'єм і в'язкість рідини, що закачується в свердловину, тиск нагнітання, кількість і тип хімічних добавок. Планування потрібно здійснювати на основі попереднього моделювання цього процесу на основі петрофізичних і геофізичних досліджень розрізу.

Список використаних джерел

1. Макогон В. та ін. Звіт про геологічні результати буріння свердловини Артемівська 1 / В. Макогон та ін. – Чернігів : ЧВ УкрДГПІ, 2010.
Makogon V., (2010). Report on the geological results of the drilling well Artemivsk 1. Chernigiv. (In Ukrainian)
2. Дудніков М. С., (2012). Перспективи нафтогазоносності Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини / М. С. Дудніков // Вісн. Київ. нац. ун-ту ім. Т. Г. Шевченка. Сер. Геологія. – № 58. – С. 36–40.

M. Dudnikov, Deputy Head of Department
E-mail: MDudnikov@naftogaz.com
National Joint-Stock Company "Naftogaz of Ukraine",
6 B. Khmel'nitskogo Str., Kyiv, 01601 Ukraine,
V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Prof.
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv,
90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine,
E-mail: vladvam@gmail.com

GAS CONTENT OF THE ARTEMIVSK AREA TIGHT ROCKS IN THE SOUTHEASTERN DNIEPER-DONETSK DEPRESSION

The purpose of the article is to consider the geological structure and oil and gas content of the Artemivsk area. Previous geological exploration revealed traces of oil and gas in the Middle Carbonic Moscovian sediments. A complex analysis of field geophysical survey data allowed the authors to identify numerous gas saturated tight reservoirs in the Artemivsk area. The technique included a complex interpretation of well-logging and mud-logging data, results of core analysis and a description of thin rock sections. The obtained results suggest that there is a strong likelihood of discovering new unconventional gas fields in the Artemivsk area.

There has been confirmed the presence of oil and gas in the tight Middle Carbonic rocks of the southeastern Dnieper-Donetsk Depression. These sediments were earlier considered as lacking prospects of having hydrocarbon deposits, hence the scientific novelty of the research. Further inquiry concerning the adjacent subsurface sites can be expected to produce new interesting findings. The presence of oil and gas in the Artemivsk area, which has been identified, expands the hydrocarbon resource base of the southeastern Dnieper-Donetsk Depression. A practical application of the authors' recommendations combined with modern hydrocarbon exploration and production technologies will facilitate detecting new gas fields and increase its production.

Keywords: Dnieper-Donetsk Depression, Artemivsk area, reservoir, core, log, organic compound, gas saturation.

Н. Дудніков, зам. начальника отдела
E-mail: MDudnikov@naftogaz.com,
Департамент добычи нефти и газа
Национальной акционерной компании "Нефтегаз Украины",
ул. Б. Хмельницкого, 6, г. Киев, 01601, Украина,
В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.
E-mail: vladvam@gmail.com
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

ГАЗОНОСНОСТЬ УПЛОТНЕННЫХ ПОРОД АРТЕМОВСКОЙ ПЛОЩАДИ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Целью статьи является рассмотрение особенностей геологического строения и нефтегазоносности Артемовской площади. Ранее, при проведении геологоразведочных работ, были получены прямые доказательства газонасности московских отложений среднего карбона. Применение методики комплексного анализа промыслово-геофизической информации дало авторам возможность выделить на Артемовской площади большое количество газонасыщенных уплотненных пластов-коллекторов. Методика включала комплексную интерпретацию данных геофизических исследований в скважинах, газового каротажа, опробования пластов, результатов лабораторных исследований керн и описания шлифов. Полученные результаты позволяют утверждать, что Артемовская площадь – это перспективный объект для открытия нового месторождения газа неконвекционного типа. Научная новизна работы заключается в том, что благодаря проведенным исследованиям доказана нефтегазоносность уплотненных пород среднего карбона в юго-восточной части Днепро-Донецкой впадины (ДДВ). В прошлом эти отложения считались неперспективными и возможность открытия в них углеводородных месторождений не рассматривалась. Результаты работы позволяют рекомендовать проведение аналогичных исследований на соседних участках недр. Подтверждение факта газонасности на Артемовской площади позволяет увеличить ресурсную базу углеводородов всей юго-восточной части ДДВ. Практическое применение рекомендаций авторов, в комплексе с современными технологиями разведки и добычи углеводородов, даст возможность открыть новые месторождения газа и увеличить объемы его добычи.

Ключевые слова: Днепро-Донецкая впадина, Артемовская площадь, пласт-коллектор, керн, ГИС, органическое вещество, газонасыщенность.

Dudnikov M.S., (2012). Perspectives of oil and gas possibilities in south-eastern part of Dniprovsko-Donetsk depression. Visnyk of Kyiv university: Geology, 58, 36-40. (In Ukrainian)

3. Михайлов В. А. Звіт про науково-дослідну роботу "Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України" / В. А. Михайлов, Ю. З. Крупський та ін. – К. : ТОВ "ТД "Євроконтракт ЛТД", 2011.

Mihailov V., Krupskiy Y., (2011). Perspectives of gas-contains unconsolidated rocks of oil and gas basins of Ukraine. Kyiv. (In Ukrainian)

4. Головашкін А. Проект на буріння параметричної свердловини на Артемівській площі / А. Головашкін, В. Бабаєв та ін. – Харків : УкрНДІ-газ, 2001.

Golovashkin A., Babaev V., (2001). The project on the parametric drilling wells in Artemovsk area. Kharkiv. (In Ukrainian)

5. Boyer Ch. Producing Gas from its Source / Ch. Boyer, J. Kieschnik, R. Cuarez-Rivera, R. E. Lewis, G. Waters // Oilfield Review, Autumn, 2006. – P. 36–49.

Надійшла до редколегії 20.10.14