

Таблиця 8

Інвестиційна привабливість родовищ та проявів графіту УЩ

Родовище (прояв)	Величина запасів, руда, млн.т	Сума балів
Каратюкський	25,2	19,5
Махаринецький	158	21
Кошаро-Олександрівський	10	25
Дубинівський	32	22
Вишняківський	23,2	19,5
Сачкинський	25	16,5
Троїцьке	2	21
Водянський	0,2	23
Варварівський	44,8	22
Бабенківський	3,6	25
Петрівське	7,5	26
Маріупольське	3,4	21
Завалівське	95,2	23
Балахівське	23,9	27
Буртинське	113,4	25

1. Андрієвський І.Д. Обґрунтування розміру єдиного нормативу плати за користування надрами // Мінеральні ресурси України. – 2008. – № 1. – С. 26-32. 2. Андреева О.А. Оцінка бентонітових родовищ України за допомогою бальної оцінки // Вісник Київського університету. Геологія. – 2009. – № 46. – С. 55-59. 3. Вульчин Є.І. Високометаморфізовані вугли-

сті утворення і графіту України. – К., 1967. – С. 108–113. 4. Державний баланс запасів України. – К., 2011. 5. Іванціє О.Є. Геологія та генезис графітових родовищ України. – К., 1972. – С. 74–78. 6. Минеральное сырьё. Графит: Справочник. – М., 1997.

Надійшла до редколегії 07.10.12

УДК 553.98:550.8.477.5

М. Дудніков, заст. нач. відділу

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ (БАХМУТСЬКА КОТЛОВИНА)

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, доц. В.В. Огарем)

Розглянуто особливості геологічної будови південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. Геологорозвідувальні роботи в межах зазначеної території проводяться досить великий проміжок часу. Тут відкрито ряд родовищ вуглеводнів, виявлена та підготовлена до глибокого буріння низка перспективних в нафтогазоносному відношенні структур. Проведено буріння пошукових свердловин в яких отримано прямі ознаки нафтогазоносності переважно відкладів карбону. Проведення подальших геологорозвідувальних робіт дасть можливість відкрити в межах південно-східної частини ДДз ще нові родовища вуглеводнів. В статті зроблена спроба на підставі наявного матеріалу розділити зазначену територію на окремі зони пошуку пасток вуглеводнів приурочених різних структурних типів.

In this article the particularities of geological construction of the south-eastern part of Dniprovsko-Donetsk depression are considered. Geological explorations on this territory are conducted rather long length of time. On this territory some hydrocarbon fields were discovered there. Furthermore some perspective of the oil and gas structures were discovered. The further geological explorations will enable to discovered of the new oil and gas fields in south-east part Dniprovsko-Donetsk depression. In article was made attempt to separate this part Dniprovsko-Donetsk depression on different zones of searching for trap hydrocarbon of the different structured types.

Постановка проблеми. Одним з найважливіших факторів розвитку національної економіки є забезпечення її паливно-енергетичними ресурсами. Поступове вичерпання ресурсів вже відкритих нафтових та газових родовищ вимагає звернути увагу на значні за розмірами перспективні площі, які поки що не достатньо включені у сферу нафтогазопозукових робіт. Однією з таких перспективних ділянок є південно-східна частина Дніпровсько-Донецької западини. Тут відкрито та експлуатуються такі родовища вуглеводнів як Співаківське, Святогірське та Дробишівське. Проте аналіз геологічної будови даної території свідчить про те, що тут можна відкрити ще нові родовища вуглеводнів.

Аналіз попередніх досліджень. Геологорозвідувальні роботи в межах південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини вже проводяться досить великий проміжок часу. Завдяки проведеним дослідженням відкрито три родовища вуглеводнів, виявлена та підготовлена до глибокого буріння низка перспективних в нафтогазоносному відношенні структур. Проведено буріння пошукових свердловин в яких отримано прямі ознаки нафтогазоносності переважно відкладів карбону. Окрім того, описувана територія вивчена на глибину до 1,5 км бурінням структурних і картувальних свердловин, а також проходкою шахтних гірських виробок. Для визначення загального потенціалу газоносності також були пробурені дві параметричні свердловини – Бахмутська №1 і Артемівська №1.

Формування цілей статті. За результатами проведених геологорозвідувальних робіт отримана велика кількість цікавої інформації щодо особливостей геологічної будови даної ділянки та формування в її межах пасток вуглеводнів. Основною ціллю статті є спроба визначити особливості геологічної будови та провести регіональну зональність щодо пошуку та розвідки пасток вуглеводнів різного типу.

У морфотектонічному відношенні південно-східна частина Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) являє собою перехідну зону між ДДз та Донецькою складчастою спорудою (ДСС). Основними структурами перехідної зони є Бахмутська (на півночі) та Кальміус-Торецька (на півдні) котловини. Бахмутська та Кальміус-Торецька котловини розділяються структурною зоною антиклинальних піднять (Дружковсько-Костянтинівське, Троїцьке, Бантишевське, Корульське, Камішевахське, Петрівське та Волвенківське). Одні дослідники вважають, що Бахмутська та Кальміус-Торецька котловини відносяться до західної зони замикання складчастого Донбасу і відділяють його від ДДз [1]. Інші дослідники включають обидві улоговини до складу Дніпровсько-Донецької западини, а її границю з ДСС проводять приблизно по лінії Волновахсько-Чернухінського розлому [2]. Якщо ж розглянути територію Бахмутської та Кальміус-Торецької котловини по геологічних ярусах, то у палеозойському розрізі це північно-західні околиці ДСС, а у мезозойському південно-східне замикання ДДз [3,4].

Характерною для регіону є трьохярусна будова осадової товщі. Тут виділяються три крупних структурних яруси: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Кожний з них відрізняється тектонічною дислокованістю, ступенем метаморфізму і зміщенням структурних планів. Ці особливості обумовлені проявом головних тектонічних фаз: переддронівською і передкайнозойською (ларамійською). Є також і внутрішньоповерхові особливості, що викликані проявами дрібніших фаз кіммерійсько-альпійського тектогенезу. Бахмутська і Кальміус-Торецька котловини є значними і складними геотектонічними елементами району. Оскільки наведена вище територія має значні розміри то в межах даної роботи ми зупинимось більш детально на особливостях геологічної будови власне Бахмутської котловини та прилеглих ділянок.

Як вже відмічалось, Бахмутська котловина утворює північно-західну зону замикання складчастого Донбасу або перехідну зону між ДСС та ДДз (рис. 1). Це мезозойська структура яка накладена на герцинський план (рис. 2 та рис. 3). Її походження пов'язане з зануренням західної частини ДСС у дронівський час (T_{1dr}), що супроводжувалось відповідним підняттям східної частини ДСС. В кінці дронівського часу, у зв'язку з затуханням складкоутворюючих процесів і руйнування палеозойських структур, почалося опускання крайових частин ДСС, на що вказує більш широке, у порівнянні з дронівською світою (T_{1dr}), трансгресивне залягання срібрянської світи (T_{1sr}) на бортах прогину на породах верхнього, середнього і навіть нижнього карбону. Котловина знаходиться північніше Дружківсько-Костянтинівської – Волвенківської зони антиклінальних підняттів. У плані вона витягнута у північно-західному напрямку і має розміри 170×70 км. З усіх боків котловина обрамляється верхньопалеозойськими – пермськими та кам'яновугільними відкладами, що складають її основу. На північному заході Бахмутська котловина відкривається в бік ДДз. Котловина є відносно симетричною структурою з крутим ($25-40^\circ$) південним і більш пологим ($15-30^\circ$) північним крилами (рис. 2 та рис. 3). Вісі всіх її структур простягаються на захід – північний захід. Є лише окремі відхилення від цього напрямку. Вони виникають тоді, коли мезозойські структури не успадковують палеозойський структурний план.

Бахмутська котловина досить складна у геологічному плані. Її північно-східне крило виділяється під назвою Алмазно-Мар'ївська геотектонічна зона, а південне, майже прямолінійне – відповідає північним крилам Дружківсько-Костянтинівської антиклінали (рис. 1).

На півночі котловина обмежена Північно-Донецьким крайовим розломом з низкою структур, що простягаються у південному піднятому крилі розлому. На південному сході межа структури проводиться по Чорнухінській флексурі. На північному заході котловина умовно обмежена двома рядами купольних та брахіформних структур, що сходяться під гострим кутом. Перший ряд куполів, що знаходиться на лінії продовження Дружківсько-Костянтинівської антиклінали, включає Корольський, Камішевахський, Петровський та Волвенківський куполи; другий (північний) ряд структурних форм об'єднує Південно-Ямпільську, Ямпільську, Терновську, Білогорівську, Краснорецьку, Співаківську і Волвенківську структури, що розташовані у смузі, яка обмежена продовженням Мар'ївського та Північно-Донецького насувів (рис. 1 та рис. 3). Купольні структури Бахмутської улоговини на відміну від куполів Дніпровсько-Донецької западини мають виходи на поверхню палеозойських ядер. Більшість структур всередині Бахмутської улого-

вини узгоджуються з тектонічними лініями головного ("донецького") західно-північно-західного напрямку.

Синклінальні западини між рядами куполів мають більш чіткі лінійні форми, які добре фіксуються успадкованою молодією тектонікою – кіммерійсько-альпійського віку. Внаслідок цих рухів і було закладено деякі купольні структури. Мезокайнозойський структурний план накладених молодих форм не співпадає з палеозойським. Ці форми орієнтовані у східно-північно-східному напрямку.

Тектонічний план Бахмутської котловини ускладнений соляною тектонікою. Центральна частина її складена комплексом мезозойських і кайнозойських порід – дронівською, срібрянською і протопівською світами триасу, юрськими, крейдяними, палеогеновими, неогеновими та антропогеновими відкладами. Цей комплекс з дронівською світою в основі з різким тектонічним неузгодженням залягає на різних горизонтах галогенних відкладів нижньої пермі у синкліналях Бахмутської котловини і на теригенних породах нижньої пермі та верхнього карбону на бортах прогину, а також на позитивних внутрішніх структурах. У найбільш прогнутих частинах синкліналей потужність комплексу мезозойських і кайнозойських порід сягає 1600-1800 м (рис. 2 та рис. 3).

У розрізі осадового чохла улоговини виділяються три структурних поверхи: верхньопалеозойський, мезозойський та кайнозойський. Внутрішньоповерхові особливості будови улоговини обумовлені проявом більш слабких тектонічних фаз кіммерійсько-альпійського тектогенезу. Найменше геологічної інформації є про нижню частину верхньопалеозойських утворень і породи кристалічного докембрійського фундаменту, що перекритий 15-18-кілометровим осадовим чохлам.

Верхньопалеозойський і мезозойський структурні поверхи за тектонічним розвитком є більш або менш близькими і в загальному успадковують тектонічні плани, хоча досить часто відмічаються невеликі неспівпадіння. Кайнозойський структурний план різко відрізняється від мезозойського і майже усюди залягає горизонтально.

Якщо прийняти Бахмутську котловину за структуру першого порядку, то всередині її виділяються структури дрібніших порядків – антиклінали, синклінали, брахіструктури, куполи і соляні діапіри (рис. 1). Перехідні структури на відміну від лінійних форм з'являються на північ від умовної лінії Бантишево – Слов'янськ – Дронівка.

До крупних тектонічних елементів, що займають великі простори всередині котловини, слід віднести перш за все чотири синклінали, що витягнуті у загальному у північно-західному напрямках: Краматорсько-Часів'ярську, Криволукську, Камішевахсько-Лиманську та Північну (рис. 1). Ці синклінали розділяються двома антиклінальними зонами: Дронівсько-Співаківською (до складу якої входять Дронівська, Торсько-Дробишівська, Св'ятогірська, Сухокам'янська, Кам'янська та Співаківська структури) і Артемівсько-Слов'янською (Артемівська антикліналь та Слов'янська брахіантикліналь). Антиклінальні зони внаслідок частоті ундуляції вісей мають складну будову. Синклінали побудовані значно простіше і більш повно представлені комплексом мезозойських і кайнозойських відкладів.

Для більшості, як крупних, так і дрібних структур характерним є: нахил вісьових площин на південь і занурення шарнірів у північно-західному напрямку, більша крутизна південних крил складок у порівнянні з північними, правобічне кулісоподібне розташування складок, при якому кожна з тих, що розташована південніше, зміщена правіше відносно більш південної. Спостерігається і спадковість більшості палеозойських і мезозойських структурних форм [5].

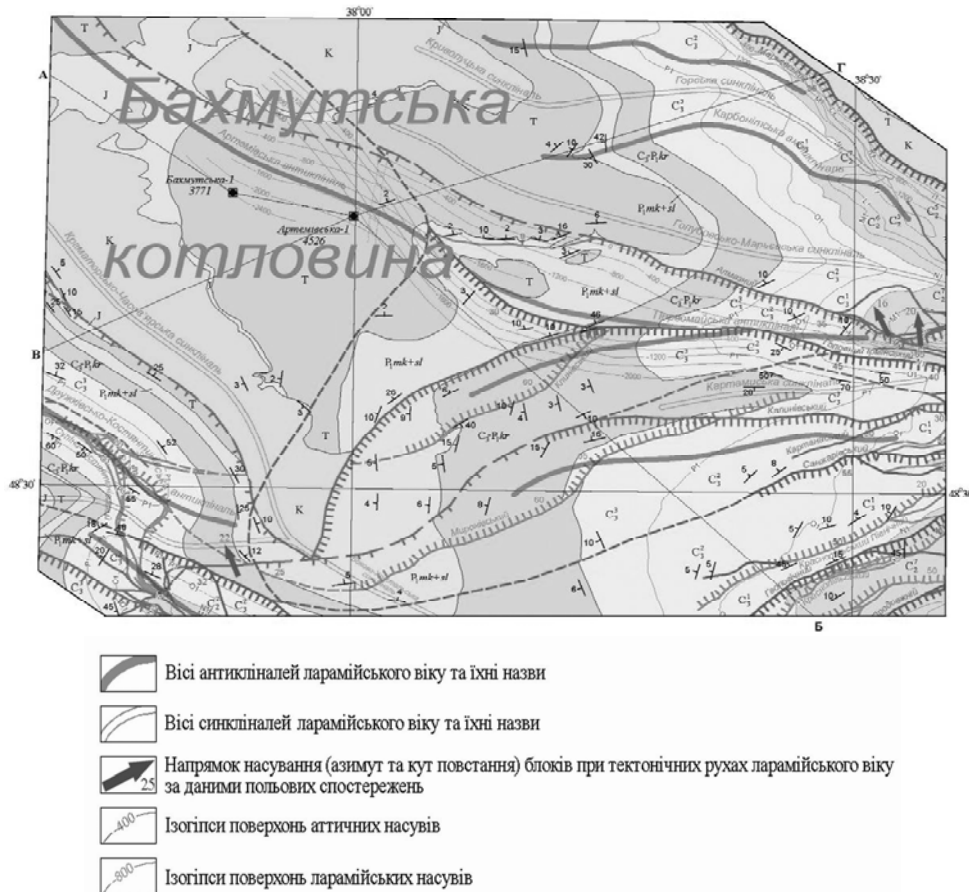


Рис. 1. Структурна карта перехідної зони між ДСС та ДДз на рівні Ларамійського структурного поверху

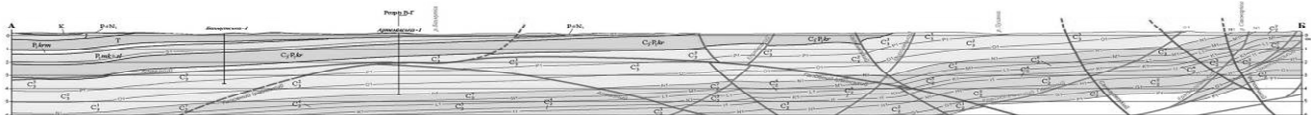


Рис. 2. Геологічний профіль по лінії А-В (за матеріалами ДРГП "Донецькгеологія")

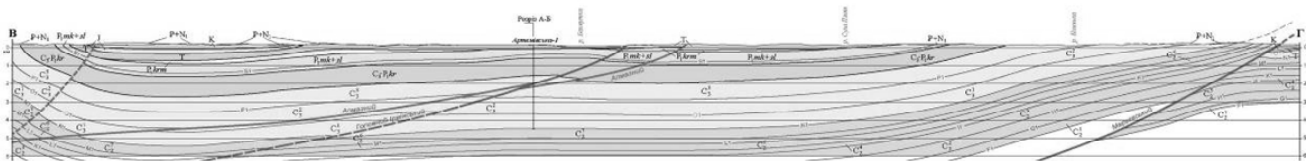


Рис. 3. Геологічний профіль по лінії В-Г (за матеріалами ДРГП "Донецькгеологія")

Краматорсько-Часів'ярська синкліналь розташована у східній частині Бахмутської улоговини (рис. 1). Вона є продовженням Головної синкліналі Донбасу у північно-західному напрямку. Це синклінальна складка, що витягнута на десятки кілометрів. У її південно-східній частині на площі розповсюдження мезозойських відкладів крейдові породи перекривають юрські – нижньотриасові. Це свідчить про те, що ця частина структури опускалася з одночасним розширенням трансгресії. На південному сході синкліналь є більш відкритою і у районі м. Дебальцеве вона вливається у Боково-Хрустальську синкліналь. Закладання структури відбулося у кінці ранньої пермі в процесі заключних фаз герцинського тектогенезу, а підновлення – з неодноразовою тектонічною активізацією Центрально-Донецького розлому у ларамійську фазу [6].

Криволуцька, Камишевахсько-Лиманська і Північна синклінали виникли на моноклінальному північно-східному герцинському схилі прогину в результаті утворення мезо-

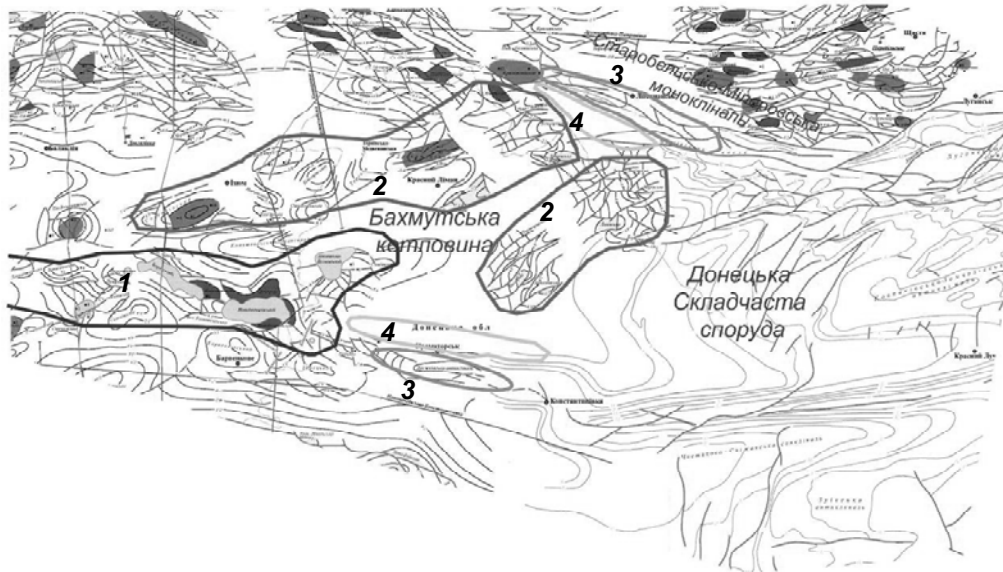
зойської Дронівської антикліналі. Криволуцька синкліналь знаходиться у східній частині Бахмутської улоговини між Артемівсько-Слов'янською антиклінальною зоною і східним бортом улоговини. Закладено її у пізньому палеозої внаслідок заключних фаз герцинського тектогенезу, але повністю вона сформувалася у мезозої [7].

Камишевахсько-Лиманська синкліналь знаходиться у північній частині Бахмутської улоговини, між Петровсько-Камишевахсько-Слов'янсько-Дронівською групою купольних підняття на півдні і Співаківсько-Кам'янсько-Дробишівсько-Торською – на півночі. Це молода мезозойська структура, яка виникла на північному моноклінальному схилі внаслідок утворення (південніше) пізньопалеозойського Краснооскольського купола та низки молодих позитивних структур, починаючи від Співаківського підняття на заході до Торсько-Дробишівського на сході.

За структурними умовами на дослідженій території можна виділити окремі зони, що розрізняються виявленими пастками вуглеводнів різних структурних

типів: розвитку соляних діапирів, антиклінальні та тектонічно екрановані пастки (рис. 4). Окрім того, необхідно виділити зони де, враховуючи особливості

геологічної будови, можуть утворитися пастки перехресно-насувного типу та літологічно обмежені пастки (рис. 4).



- Умовні позначення:
- 1** Зони розвитку пасток вуглеводнів пов'язаних з соляним тектогенезом
 - 2** Зони розвитку антиклінальних та тектонічно-екранованих пасток вуглеводнів
 - 3** Зони розвитку можливих перехресно-насувних пасток вуглеводнів
 - 4** Зони розвитку можливих літологічно-обмежених пасток вуглеводнів

Рис. 4. Структурно-тектонічна карта перехідної зони між ДСС та ДДЗ з виділеними зонами розвитку пасток вуглеводнів різного типу (структурно-тектонічна основа за даними ДГП "Укргеофізика")

Зона розвитку соляних діапирів (рис. 4) розташована на північному заході території. Включає Новодимитрівську, Адамівську, Слов'янську, Корупільську, Бантишівську, Степківську та інші структури-пастки, ускладнені соляними діапірами. На всіх них проводились пошукові роботи на нафту та газ. Тут були отримані непромислові припливи вуглеводнів. Зона продовжується далі на північний захід в бік ДДЗ. Ресурсний потенціал цієї зони може складати понад 15,1 млн т умовного палива.

Зони розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток (рис. 4). Цю зону варто розділити на дві частини – північно-західну та південно-східну. Північно-західна частина зони розвитку антиклінальних та тектонічно-екранованих пасток розташована в районі міст Ізюм та Красний Лиман. Вона простежується від Співаківського газоконденсатного родовища на заході до Білогорівської структури на сході. До північно-західної частини входять як виявлені родовища вуглеводнів – Співаківське, Святогірське, Дробишівське, так і перспективні на пошуки вуглеводнів структури – Дронівська, Білогорівська, Південно-Ямпільська, Криволуцька та ін.

Південно-східна частина зони розвитку антиклінальних та тектонічно-екранованих пасток знаходиться в східній частині Бахмутської котловини. В межах цієї частини розташовані такі перспективні структури як Артемівська, Висоцька, Липівська, Нурівська та ін. Більшою за площею (практично в 2,5 рази) та краще вивченою бурінням є північно-західна частина. Південно-східна частина, звичайно, менше вивчена бурінням, проте залишається перспективною. При випробуванні відкладів карбону в параметричній свердловині Артемівська №1 встановлено прямі ознаки газоносності.

Сумарні запаси та ресурси обох частин зони розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток

складають за категоріями $C_1+C_2+C_3$ більше 19,2 млн т умовного палива.

Зони розвитку можливих перехресно-насувних пасток можна розділити на північну і південну. Північна зона перехресно-насувних пасток розташована в районі м. Лисичанськ. Вона приурочена до області розвитку Північно-Донецького та Мар'євського насувів.

Південна зона розвитку перехресно-насувних пасток приурочена до Дружківсько-Костянтинівської антиклінали. Перехресно-насувні пастки тут утворені внаслідок схрещення герцинського регіонального Суліно-Костянтинівського насуву північного падіння з продовженням ларамійських Центрального та Добропільського насувів, що зливаються і мають на південному крилі складки південні падіння.

Ресурси північної та південної зон розвитку перехресно-насувних пасток можуть становити понад 12,4 млн т умовного палива.

Зони розвитку можливих літологічно обмежених пасток (рис. 4) приурочені до моноклінальних схилів Бахмутської котловини. Враховуючи особливості геологічної будови Бахмутської котловини, зони розвитку літологічно-обмежених пасток слід поділити на північну і південну. Дані пастки можуть утворюватись у відкладах московського, частково башкирського ярусів середнього карбону, верхнього карбону та пермі. Проте, на даному етапі геологічного вивчення цієї частини Бахмутської котловини, як прогнозно-продуктивні слід оцінювати тільки відклади середнього карбону. Ознак нафтогазоносності відкладів пермі та верхнього карбону в зонах розвитку можливих літологічно-обмежених пасток поки що не встановлено. З врахуванням наведеного вище сумарні ресурси північної та південної зони розвитку можливих літологічно обмежених пасток оцінюються в

обсязі близько 10 млн т умовного палива. Слід зазначити, що прогнозна продуктивність зони може бути значно більшою за рахунок аналогічних покладів вуглеводнів у верхньому карбоні та пермі, які не враховувались.

Висновки. Таким чином, в межах південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини виділяються наступні чотири зони які приурочені до пасток вуглеводнів різних структурних типів:

- Зони розвитку соляних діапїрів;
- Зони розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток;
- Зони де можуть утворитися пастки перехресно-насувного типу;
- Зони літологічно обмежених пасток.

Безумовно, що для відкриття нових родовищ вуглеводнів, всі виділені зони потребують проведення подальших геолого-геофізичних робіт. Тут, слід відмітити, що у випадку перших двох зон (розвитку соляних діапїрів, антиклінальних та тектонічно екранованих пасток) дієвим механізмом пошуку та розвідки нових родовищ вуглеводнів буде постановка так званого "стандартного" комплексу робіт – геолого-тематичні дослідження, сейсморозвідка 2D або 3D, прямі методи (геохімія, електророзвідка та ін.), буріння свердловин. Нажаль, в процесі проведення пошукових робіт на дві інші зони (розвитку пасток перехресно-насувного типу, розвитку літологічно обмежених пасток) виникнуть значні ускладнення. Враховуючи великі кути нахилу тектонічних порушень та горизонтів відбиття в зонах розвитку пасток перехресно-насувного типу, докорінного перегляду

буде вимагати методика польових сейсморозвідувальних робіт. Також слід враховувати застосування додаткових сучасних методів обробки отриманої сейсмічної інформації. Окрім того, в даних умовах сейсморозвідку треба орієнтувати, в першу чергу, на пошуки зон розущільнення які пов'язані з тектонічними порушеннями. Корисним інструментом тут будуть геохімічні дослідження. Щодо літологічно обмежених пасток, то враховуючи роздільну здатність сейсморозвідки виявити їх цими дослідженнями буде дуже важко. На даному етапі варто провести буріння низки свердловин вздовж визначених профілів. Відповідно до результатів буріння проводити перегляд сейсмічної інформації та визначитися з комплексуванням геофізичних методів.

1. Попов В.С. Донецкий бассейн: Тектоника // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: В 12-ти т. – М., 1963. – Т. 1. – С. 103-151.
2. Чирвинская М.В., Андреева Р.И., Турчаненко Н.Т. и др. Гипсометрия фундамента Днепровско-Донецкой впадины // Бюл. НТИ М-ва геологии СССР. Сер. Регионал., разведоч. и пром. геофизика. – 1969. – № 20. – С. 60-62.
3. Гаркаленко И.А., Бородулин М.И., Михалев А.К. О переходной зоне между Днепровско-Донецкой впадины и Донецким складчатым сооружением // Геол. журнал. – 1971. – Т. 31, № 4. – С. 92-98.
4. Бут Ю.С., Решетов И.К., Дробноход Н.И. и др. Малые артезианские бассейны Северо-Западного Донбасса. – К., 1987.
5. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – М., 1963. – Т. 1.
6. Евдошук Н.И., Омельченко В.Д., Галко Т.Н. Геотектоника и перспективы нефтегазоносности Донбасса. – К., 2002.
7. Стояба С.Н., Стифенсон Р.А. Сравнительный анализ строения и истории формирования юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и Донецкого складчатого сооружения // Геофиз. журнал. – 2000. – Т. 22, № 4. – С. 37-61.

Надійшла до редколегії 30.08.12

ГІДРОГЕОЛОГІЯ, ІНЖЕНЕРНА ТА ЕКОЛОГІЧНА ГЕОЛОГІЯ

УДК 622.691.24.279:502

Д. Чомко, канд. геол. наук,
В. Самойлов, канд. геол. наук, зав. сектору,
І. Смилов, наук. співроб.

СТАН ПІДЗЕМНОЇ ГІДРОСФЕРИ НА ДІЛЯНЦІ АВАРІЙНОГО КРАТЕРА НА КЕГИЧІВСЬКОМУ ГАЗОСХОВИЩІ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол.-мінералог. наук, проф. М.М. Коржневим)

Наведено дані багаторічних спостережень, що проводяться в районі аварійного кратеру на Кегичівському газосховищі. Зроблені висновки про стан першого водоносного горизонту, який використовується місцевим населенням для водопостачання.

The paper presents long-term observations conducted in the emergency crater Kegichevsky gasholder. The conclusions about the state of the first aquifer, which is used by local people for water.

Актуальність. У 1963 р було відкрито і введено в розробку Кегичівське газоконденсатне родовище. У тому ж році при бурінні свердловини 6, при вибої 1976 м відбулася аварія, причиною якої був аномально високий пластовий тиск у розкритій хемогенній товщі нижньої пермі. Внаслідок відкритого фонтанування навколо свердловини утворився кратер, бурова вишка завалилася, крізь необсаджений стовбур свердловини розпочалося фонтанування з виносом пластових вод підвищеної мінералізації. Відкрите газове фонтанування продовжувалося протягом півроку і було ліквідовано через буріння нових свердловин і задавлювання стовбура свердловини 6. Кратер, який утворився був заповнений пластовими водами тріасового водоносного комплексу. В 1986 р на Кегичівському родовищі було створено підземне газосховище у виснаженому газовому покладі підбрянцівського горизонту слав'янської свити нижньої пермі.

При аварії на об'єктах нафтогазової промисловості, подібних до Кегичівської, формуються критичні в екологічному відношенні екосистеми [2], які являють

собою довготривалі джерела забруднення природного середовища. Критична екосистема – це локальний техногенний об'єкт, який виник і перетворювався, у майбутньому, в умовах взаємодії техногенних і зональних кліматичних процесів. Головними забруднювачами природного середовища у даній критичній екосистемі є легкорозчинні солі, які були винесені на поверхню у складі пластових вод під час аварії.

Мета і завдання статті. В зв'язку з тим, що на території Кегичівського газосховища відбулась аварія на свердловині, з подальшим фонтануванням, спонукав до проведення у 1999-2001 рр та у 2010 р обстеження кратеру, поверхневих водотоків та колодязів у південній частині газосховища. Метою робіт було виявлення можливого впливу критичної екосистеми на підземну гідросферу.

Методи досліджень. Методика досліджень складалася з польових гідрогеологічних досліджень контрольних горизонтів Кегичівського газосховища за методами нафтогазової гідрогеології, відбору проб води з водоїмища кратеру, колодязів і поверхневих водотоків з