

УДК 622.324:553.983

І. О. КАРПЕНКО, директор "Petroply Research and Consulting", i.kaprenko@petroply.com,
М. А. ЗАХАРЧЕНКО, завідувач лабораторії інженерної екології (УкрНДІЕП), м. Харків, Україна, zakhar2009@meta.ua,
Д. Ю. СЕРЕДИНСЬКИЙ, інженер з технології видобутку нафти й газу ("Arab Energy Alliance UA"), dima.seredynskyy@gmail.com

МЕНЕДЖМЕНТ ВОДНИХ РЕСУРСІВ У КОНТЕКСТІ ОСВОЄННЯ ПРОГНОЗНИХ РЕСУРСІВ ВУГІЛЬНОГО МЕТАНУ НА ПРИКЛАДІ ПАВЛОГРАДСЬКО-ПЕТРОПАВЛІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

Дослідження орієнтовано на пошук оптимальних рішень щодо водозабезпечення й утилізації забруднених вод у вугільних басейнах. Розглянуто питання очищення й утилізації шахтних і супутніх добувних пластових вод, а також забезпечення водними ресурсами технологічних процесів освоєння ресурсів вугільного метану. Запропоновано стратегію освоєння ресурсів вугільного метану на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі Донецького вугільного басейну (Україна).

За результатами математичного моделювання було визначено технологічні параметри рідин гідророзриву пласта (ГРП) для щільних і природно-тріщинуватих вугільних пластів. Розраховано щорічні обсяги води, потрібні для виконання стратегій освоєння ресурсів вугільного метану. Запропоновано забезпечити процеси буріння та ГРП водою із шахт ділянки досліджень. Для очищення пластової води, шахтних вод і забруднених технологічних рідин запропоновано використовувати біоінженерні очисні споруди.

Ключові слова: вугільний метан, освоєння, буріння, ГРП, управління водними ресурсами, водовикористання, шахтна вода, утилізація, Україна, Донбас, біоінженерні очисні споруди.

I. Karpenko, director of "Petroply Research and Consulting"; i.kaprenko@petroply.com, M. Zakharchenko, PhD, Head of Laboratory at "Ukrainian Scientific Research Institute of Ecological Problems"; zakhar2009@meta.ua, D. Seredynskyy, petroleum engineer at "Arab Energy Alliance UA"; dima.seredynskyy@gmail.com

WATER RESOURCES MANAGEMENT IN COALBED METHANE PRODUCTION ON THE EXAMPLE OF PAVLOGRADSKO-PETROPAVLIVSKA AREA

The study focused on the search for optimal solutions for water supply and disposal of contaminated water in the coal basins. The study examined the problem of treatment and disposal of mine water, the issue of water management in coalbed methane production and treatment and disposal of produced associated water.

The study proposes a strategy for the development of coalbed methane resources on the example of Pavlogradsko-Petropavlivska area in Donets Coal Basin (Ukraine). The proposed strategy include drilling low-cost vertical wells with a dominant share of the depths from 400 to 600 meters and the use of low-cost well completion technologies available in Ukraine. The surface of study area is mainly represented by flat agricultural fields which enables the construction of numerous drilling pads for 240 vertical wells. Total number of required hydrofracturing operations is 1 250.

Economic feasibility of coalbed methane production associated with naturally fractured zones which are associated with numerous tectonic faults within the area. Technological parameters of fluids were determined for hydrofracturing in tight and naturally fractured coal beds according to the results of mathematical modeling.

We calculated the annual volume of water required for the implementation of strategies for the development of coalbed methane resources.

Research include proposal to supply the water from mines to the drilling and hydraulic fracturing operations. Mineral composition and volumes of mine water meet the water requirements for the preparation of the drilling fluid and fracturing fluid.

Minimum and maximum volumes of associated water were estimated for proposed strategy of coal bed with methane resources development. Study include proposal to use the constructed wetlands for purification of the produced associated reservoir water, mine water and contaminated drilling and fracturing fluids within the area. Numerous ravines within the area makes usage of constructed wetlands a low-cost and cost-effective method for water purification.

Keywords: coalbed methane, development, drilling, hydraulic fracturing, water resources management, water usage, mine water utilization, Ukraine, Donbass, constructed wetlands.

Опис проблеми. Активний видобуток нетрадиційних вуглеводнів спричинив дефіцит водних ресурсів у багатьох нафтогазоносних басейнах США, що призвело до технологічних і економічних складнощів. Утримати інтенсивність освоєння ресурсів на попередньому рівні вдалося тільки тим компаніям, які змогли пристосуватися до нових умов, адже вартість використання водних ресурсів зросла в рази. Прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах Східного нафтогазоносного регіону України дають змогу

очікувати на таку ж інтенсивність використання водних ресурсів у період їх інтенсивного освоєння.

Обсяги нещодавно оцінених прогнозних ресурсів важкодобувних вуглеводнів на території України дадуть можливість в найближчі десятиліття активно освоювати й видобувати ці ресурси.

Протягом останніх двох десятиліть інтенсивне вдосконалення технології ГРП і значне поліпшення результатів її застосування привело до збільшення обсягів її використання. Такої ж тенденції варто очікувати й в майбутньому.

Аналіз еволюції технологій, методів і менеджменту індустрії видобутку нетрадиційних вуглеводнів у США, аналіз

помилки і складнощів, з якими стикнулися численні добувні та сервісні компанії протягом останніх десятиліть, дають нам безцінну можливість робити висновки та заздалегідь корегувати алгоритм освоєння й видобутку власних ресурсів.

Команда компанії “Петролай Рісерч і Консалтинг” спільно з українськими й іноземними експертами спрогнозувала обсяги водовикористання в контексті освоєння прогнозних ресурсів нетрадиційного газу в межах Харківської й Донецької областей до 2040 року [11]. Проте у згаданому дослідженні розглянуто аспекти водовикористання під час освоєння традиційних родовищ і родовищ газу щільних колекторів, які прогноують в межах Харківської й Донецької областей. Видобуток вугільного метану супроводжується значним видобутком супутньої пластової води і в результаті викликає зворотну проблему – утилізації значних обсягів води. Отже, було вирішено виконати дослідження щодо аспектів водовикористання під час освоєння ресурсів вугільного метану.

Мета роботи. Дослідження орієнтовано на вивчення проблемних аспектів майбутнього використання водних ресурсів у контексті освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану, проте для отримання очікуваних результатів знадобилося детально вивчити безліч суміжних деталей, тенденції й особливості регіону.

Головна мета дослідження – оцінка щорічних обсягів водних ресурсів, потрібних для освоєння метану вугільних пластів у межах ділянки досліджень і визначення джерел для покриття прогнозного споживання.

У процесі досягнення вищезазначеної мети виникла потреба дослідити суміжні питання:

- стратегію освоєння ресурсів вугільного метану в межах ділянки досліджень;
- визначення технологічних параметрів гідророзриву пласта;
- прогноз щорічних обсягів супутньої добувної пластової води.

Результати вивчення вищезазначених проблем потрібні для того, щоб інформувати керівництво державних установ, добувних і сервісних компаній і впливати на прийняття ним у майбутньому обґрунтованих рішень щодо використання водних ресурсів на потреби нафтогазодобувної промисловості.

Прогнозні ресурси вугільного метану. На сьогодні в Державному балансі корисних копалин України запаси, перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів (категорії С1, С2, Д лок. та Д2) у межах ділянки досліджень не обліковано. Проте фахівці УкрНДІгаз, УкрНДМІ й ДРГП “Донецькгеологія” [6] оцінили прогнозні ресурси метану вугільних пластів на досліджуваній території. Запаси вугільного метану за загальної площі 1 193 км² (підрахункова площа 861,6 км²), метаноємності вугільних пластів 10 м³/т, щільності геологічних

запасів робочих і неробочих вугільних пластів 62,0 млн м³/км² становлять 53,42 млрд м³[6].

Ділянка досліджень та попередні роботи. Ділянка досліджень розміщена на південному крилі Дніпровсько-Донецької западини, у зоні зчленування з Українським кристалічним щитом і південною зоною дрібної складчастості Донбасу, у межах Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі [6]. Оpubліковано роботу щодо перспектив освоєння ресурсів газу. У ній наведено геолого-промислові показники, які дають змогу розглядати цю площу як перспективну для подальшого вивчення [6]. Ми використали геолого-промислові дані, наведені у вищезгаданій публікації.

Шахтна вода. Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів у процесі метаморфізму вугілля, а також утратою еластичних і фільтраційно-емісійних властивостей. Природна тріщинуватість чи штучна тріщинуватість, утворена в процесі ГРП, призводить до інтенсивної фільтрації пластових вод до свердловини. Очевидно, що ці води такі ж, як і шахтні води цього регіону (табл. 1). У табл. 2 наведено дані з декількох родовищ вугільного метану в США щодо обсягів добувної пластової води, що надходить до добувних свердловин по системі тріщин разом з ВВ газом.

Запропонована стратегія й технологія освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану. Спираючись на практику північноамериканських компаній щодо технологій видобутку вугільного метану й наявність обладнання для здійснення буріння й інтенсифікації видобутку методом ГРП, запропоновано нижченаведену стратегію освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану в межах перспективних ділянок СВМ1 та СВМ2 (рис. 1). У зв’язку з високою вартістю конструювання горизонтальних свердловин, ринковою вартістю метану й інвестиційним кліматом регіону досліджень, запропоновано освоювати прогнозні ресурси вугільного метану, пробурюючи велику кількість вертикальних свердловин з виконанням декількох ГРП у кожній свердловині відповідно до кількості перспективних вугільних горизонтів. Викладену вище стратегію обрала компанія “Pioneer Natural Resources”, оператор родовища вугільного метану в нафтогазоносному басейні Рентон (штат Колорадо, США). Загальна кількість винятково вертикальних свердловин – 2400 (горизонтальні не бурили), а щоденний показник видобутку – 5,663 млн м³ метану (200 млн фт³) [9]. Глибини залягання газоносних вугільних пластів варіюють у межах 150–1 100 м, а їх товщина – 0,3–2,5 м.

Об’єми води, потрібні для виконання технологічних операцій освоєння й видобутку. Процес конструювання свердловин неможливий без залучення значних об’ємів водних ресурсів. Особливої уваги та ефективного менеджменту водних ресурсів потребують регіони з освоєння важкодобув-

Таблиця 1. Характеристика шахтних вод розглянутого регіону

Назви шахт	Шахтні води (за даними на 2013 р.)				
	Відкачано, тис. м ³ /рік	Якісний склад шахтних вод, мг/л			
		Завислі речовини	Нафто-продукти	БСК ₅	Сухий залишок
“Павлоградська”	1038	23	0,78	5,4	4 600
“Благодатна”	4078	59	0,8	5,6	18 900
“Західнодонбаська”	101,5	72	0,7	5,5	30 600
“Тернівська”	3369	64	0,63	7,6	4 600
ім. Героїв Космосу	101,2	54	0,66	6,1	16 900

Таблиця 2. Водні фактори та середні об’єми добувної супутньої пластової води на родовищах вугільного метану в США [10]

Газоносна вугільна формація (родовище)	Black Warrior	Powder River	Raton	San Juan	Uinta
Водний фактор, м ³ води/1 000 м ³ газу	3,1	15,455	7,5308	0,17422	2,3604
Середній щоденний видобуток води на одну свердловину, м ³	9,22	63,59	42,29	3,97	34,18

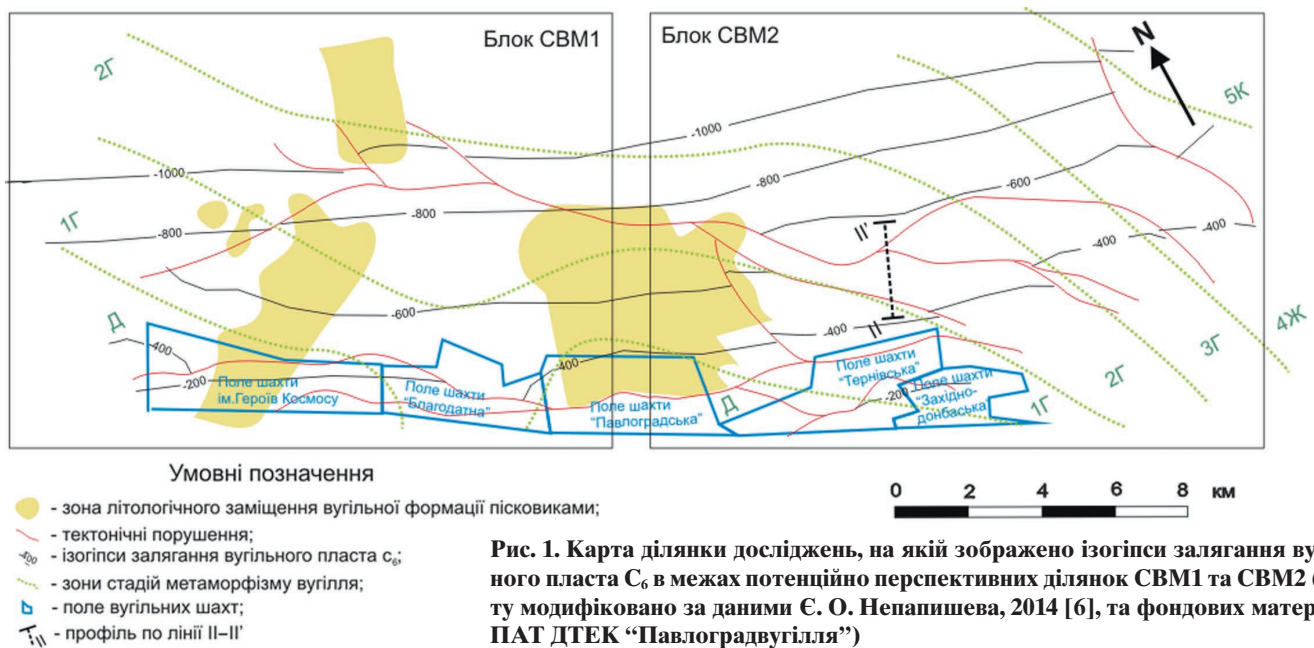


Рис. 1. Карта ділянки досліджень, на якій зображено ізопіси залягання вугільного пласта C_6 в межах потенційно перспективних ділянок CBM1 та CBM2 (карту модифіковано за даними Є. О. Непашішева, 2014 [6], та фондів матеріалів ПАТ ДТЕК «Павлоградвугілля»)

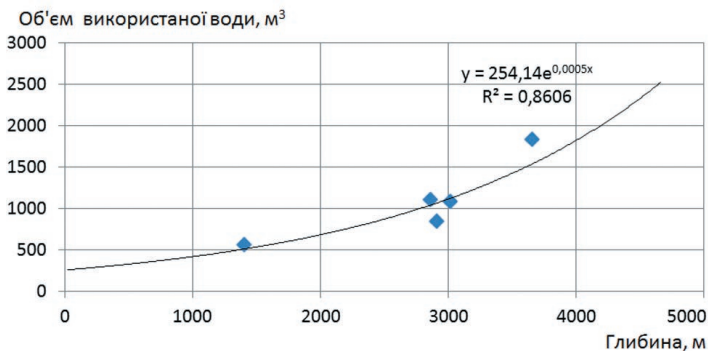


Рис. 2. Залежність об'єму води, використаної на технічні потреби буріння, від фактичної глибини вибою вертикальної свердловини (на прикладі свердловин у Харківській області)

них вуглеводнів. Щодо нафтогазоносних басейнів на території України, то залучення необхідних об'ємів водних ресурсів у технологічні процеси нафтогазодобувної промисловості ніколи не викликало складнощів і додаткової уваги. Очевидно, це пов'язано з тим, що переважна більшість свердловин в Україні – вертикальні, дефіциту водних ресурсів не існує, а освоєння свердловин технологією ГРП не є загальноприйнятим методом інтенсифікації і виконується періодично на віддалених одна від одної площах. Ми спрогнозували об'єми води, потрібні для виконання бурових робіт та численних ГРП у межах ділянки досліджень.

Водовикористання на потреби ГРП. Моделювання ГРП.

Для визначення зони фільтрації газу до свердловин, оптимальної в'язкості рідини ГРП, достатньої ширини розкритих тріщин ми скористалися математичним моделюванням процесу ГРП. Математичний алгоритм розробила наукова група Аберістутського університету (Уельс, Великобританія). Алгоритм використовує модель розвитку тріщин РКН. Вхідні параметри для моделювання було використано з реальних свердловин (табл. 2), розміщених у межах Західного Донбасу. Дані відтворюють реальні механічні, петрофізичні, термобаричні характеристики та геологічні умови залягання вугільних пластів двох типів: *нетріщинуватий вугільний пласт* і *природно-тріщинуватий вугільний пласт*. Проектування кожного окремого ГРП у реальних геологічних

умовах для кожної окремої свердловини потребує індивідуального моделювання й проектування. Мета цього моделювання – визначення зон фільтрації, оптимальних об'ємів рідини ГРП і її в'язкості. Коефіцієнт проникності вугільних шарів у межах ділянки досліджень варіює від 0,13 до 0,25 мД [6], проте для моделювання ми обрали такі величини: 1 мД для *нетріщинуватого вугільного пласта* та 50 мД для *природно-тріщинуватого вугільного пласта*. Природна тріщинуватість вугільних пластів характеризується тектонічним парагенезисом. Зони ймовірного поширення таких пластів наведено на рис. 3 та 5.

Результати моделювання наведено на рис. 3. Обидва 2Д графіки на рис. 3 відображують результати моделювання ГРП з різними рідинами, які відрізняються значеннями в'язкості: 1, 10, 50, 100, 200 сП. Було визначено оптимальні значення в'язкості рідини для виконання ГРП у обох типах вугільних пластів – 200 сП. Проте варто зауважити, що природно-тріщинуваті вугільні пласти можуть характеризуватися проникністю до 1000 мД, що потребує індивідуального підходу до інтенсифікації таких горизонтів. Найоптимальніші результати моделювання процесу розширення тріщини під час ГРП наведено у вигляді 3Д графіків на рис. 3. Результати моделювання вказали на те, що ефективність проведення ГРП у «нетріщинуватих» вугільних пластах буде значно вищою, адже коефіцієнт інфільтрації – нижчий, півдовжина тріщини – більша. Ефективність створеної при ГРП системи тріщин залежить від їх закріплення піскомпропантом. Результати моделювання також вказали на те, що рідина ГРП в'язкістю 200 сП достатньо, щоб транспортувати потрібну кількість пропанту в природно-тріщинуваті та нетріщинуваті типи покладів. На рис. 3 на нижніх двох 3Д графіках ширина утвореної тріщини біля стовбура свердловини буде більшою за 100 і 200 сП відповідно. Для вхідних параметрів було обрано об'єм рідини ГРП 80 м³, проте результати моделювання в природно-тріщинуватому пласті вказали на гостру потребу значно збільшити цей об'єм до 200+ м³. Останнє твердження пояснюється тим, що півдовжина тріщини становить усього 50 м, а практичні відомості щодо успішно закріпленого пропанту під час ГРП становлять усього 1/3 від півдовжини, тобто загальна довжина ефективної тріщини після ГРП за 80 м³ закачаної рідини становитиме всього 30 м. Перелічені

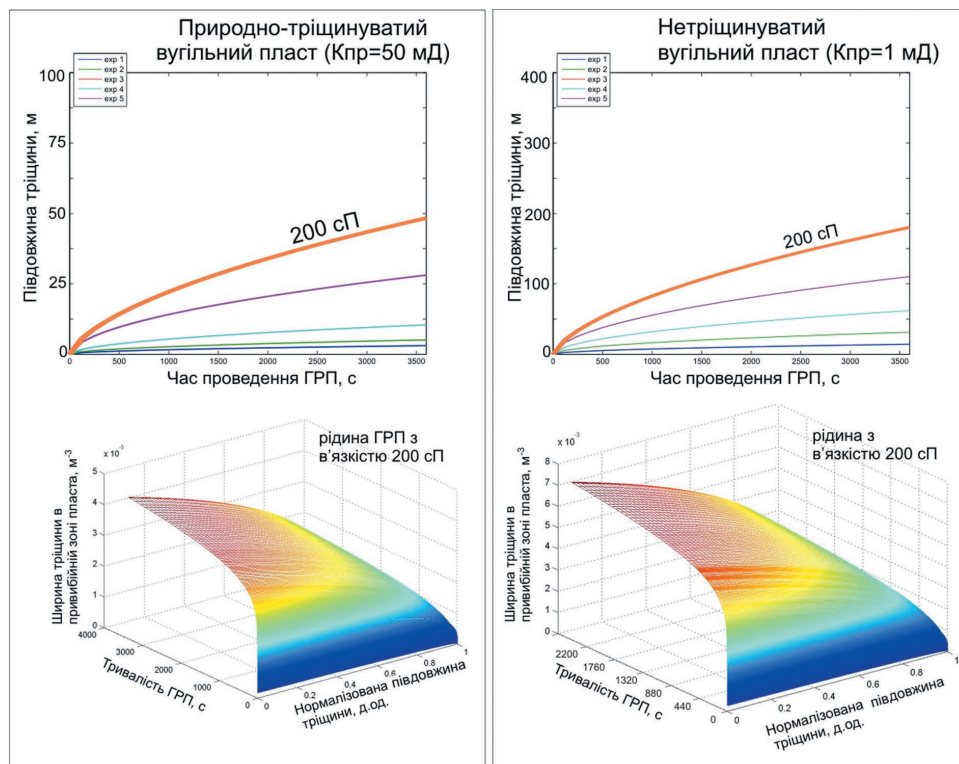


Рис. 3. Результати моделювання ГРП у нетріщинуватому (праворуч) та природно-тріщинуватому (ліворуч) вугільних пластах
 Верхні 2Д графіки відображують збільшення півдовжини тріщини в процесі проведення ГРП, а п'ятьом наведеним математичним залежностям відповідають рідини ГРП різної в'язкості: 1, 10, 20, 50, 100, 200 сП. Нижні 3Д графіки відображують розширення тріщини зі збільшенням її нормалізованої півдовжини впродовж виконання ГРП

факти підтверджують гостру потребу збільшити рідини НРП до 200+ м³.

Твердження щодо точного визначення чи прогнозування радіусів фільтрації ВВ газу до свердловини – неприпустиме на цьому етапі вивчення ділянки досліджень. Грунтуючись на повторно інтерпретованих геолого-петрофізичних даних і висновках попередніх дослідників щодо промислових характеристик потенційно газонасних вугільних пластів, ми прийняли умовні (максимально наближені до дійсних) значення радіусів фільтрації ВВ газу до вертикальної свердловини після проведення успішного ГРП.

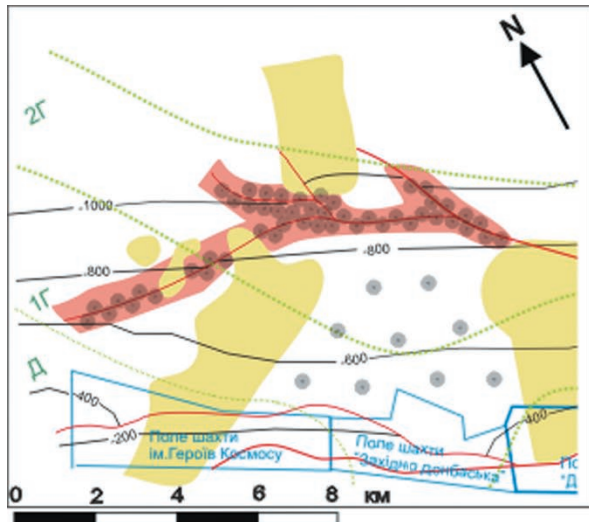
У межах перспективних ділянок СВМ1 і СВМ2 оконтурено зони ймовірної природної тріщинуватості й відповідно до них і прийнятих радіусів фільтрації свердловин було спроектовано сітки свердловин (рис. 4 і 6).

Запропонована стратегія освоєння ВВ ресурсів у межах ділянки СВМ1. Утілення в життя проектної стратегії видобутку вугільного метану в межах ділянки СВМ1 потребує залучення мобільного бурового станка для буріння свердловин завглибшки 1000 м на період в 56 місяців (4,6 року) з розрахунком – буріння однієї свердловини в місяць, тобто загальна кількість свердловин – 56. Поверхня в зоні розміщення проектних свердловин представлена здебільшого полями (див. рис. 10), тож питання землевідводу не першочергове. Залучати сучасний мобільний “флот” для виконання ГРП потрібно в зв'язку з низькими фільтраційно-ємнісними характеристиками вугільних пластів. Кількість і потужність насосних агрегатів – незначна, адже глибини залягання продуктивних горизонтів так само незначні. Прогнозний пластовий тиск не перевищує 10 МПа, а проектний тиск нагнітання рідини ГРП не перевищуватиме 15–16 МПа. Було обрано таку кількість: 5 ГРП-операцій у кожній свердловині відповідно до кількості

розкритих бурінням газонасних вугільних горизонтів. Таку ж кількість потенційно газонасних вугільних горизонтів наведено на геологічних профілях у попередніх опублікованих дослідженнях ділянки [6]. Оптимальні об'єми й параметри рідини ГРП і технологічні режими проведення ГРП було обрано відповідно до підтверджених статистичних даних щодо освоєння родовища вугільного метану в басейні Рентон (штат Колорадо, США) [9] й отриманих результатів моделювання. Згідно зі щорічними звітами компанії “Піонер Нейчурал Рісорсез”, рідини ГРП на вищезазначеному вугільному родовищі використовували пінного типу, утворені на 30 % з води (23 м³), а на 70 % – з азоту (переважні компоненти). Товщина окремих цільових вугільних горизонтів вищезазначеного родовища не перевищує 1,1 м, так само як і в межах ділянки досліджень. Параметри рідин ГРП і ймовірних зон фільтрації свердловин було визначено за результатами математичного моделювання ГРП (рис. 3). Характеристики цільових вугільних горизонтів і властивості рідини, що їх ми використали в процесі здійснення ГРП, викладено в табл. 3. Загальна кількість операцій ГРП протягом 4,6 років у межах ділянки СВМ1 становить 280, тобто “флот” ГРП має виконувати операцію кожні шість днів.

Згідно зі спроектованими обсягами технологічних операцій було визначено щорічну потребу у водних ресурсах. У межах ймовірної зони розповсюдження природної тріщинуватості вугільні пласти містяться на глибинах 700–1050 м. Щорічні потреби у воді для виконання бурових і суміжних робіт у процесі буріння свердловин становитимуть 26,4 тис. м³. Для виконання прогнозованих обсягів ГРП необхідно залучати 8,4 тис. м³ щороку.

Запропонована стратегія освоєння ВВ ресурсів у межах ділянки СВМ2. Виконання проектної стратегії видобутку вугільного метану в межах ділянки СВМ2 потребує залучення двох мобільних бурових станків для буріння свердловин за-



- Умовні позначення
- - проектні свердловини із зоною фільтрації;
 - - зона заміщення вугільної формації пісковиками;
 - - тектонічні порушення;
 - - зона ймовірної природної тріщинуватості, приурочена до тектонічних порушень;
 - - ізогіпси залягання вугільного пласта c_6 ;
 - - зони стадій метаморфізму вугілля;
 - - поле вугільних шахт;
 - - профіль по лінії II-II'

Рис. 4. Карта ймовірних зон природної тріщинуватості, приурочених до тектонічних порушень у межах ділянки СВМ1. На карту винесено проектні свердловини з відповідними їм зонами фільтрації

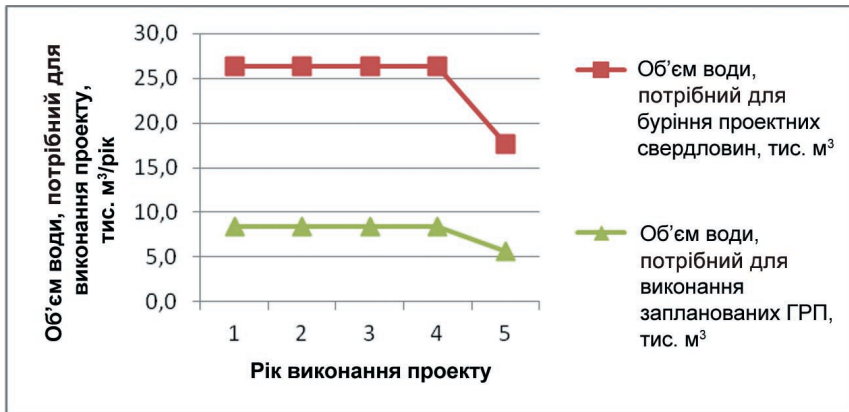
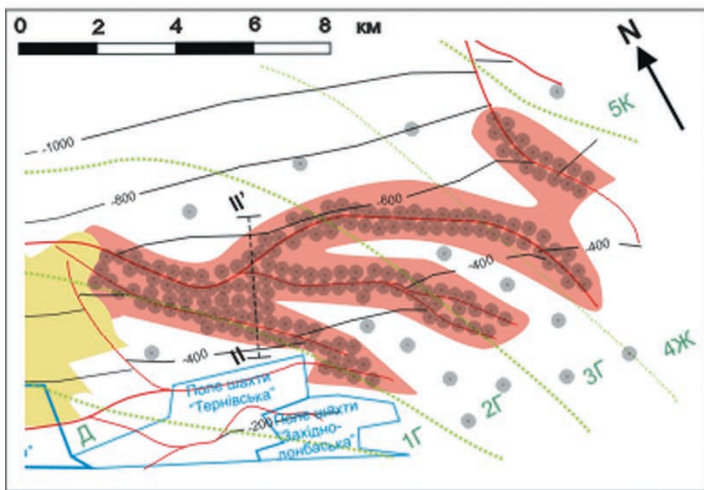
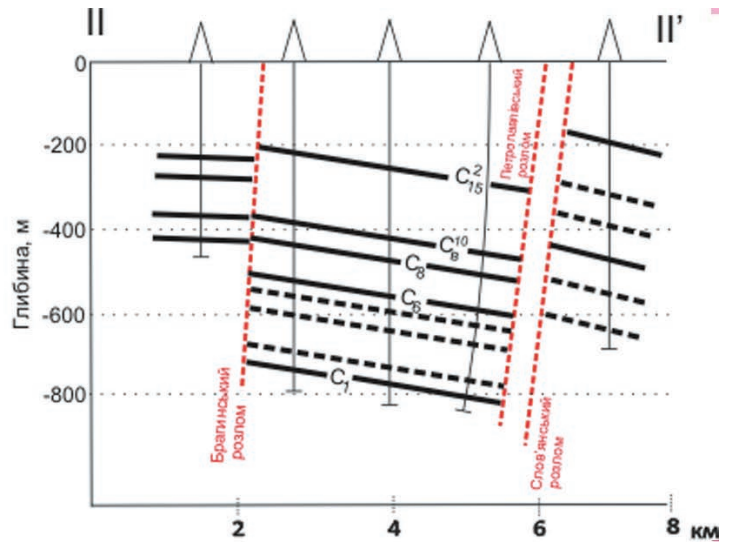


Рис. 5. Об'єми води, потрібні для виконання буріння й численних ГРП у межах ділянки СВМ1



- Умовні позначення
- - проектні свердловини із зоною фільтрації;
 - - зона літологічного заміщення вугільної формації пісковиками;
 - - тектонічні порушення;
 - - зона ймовірної природної тріщинуватості, приурочена до тектонічних порушень;
 - - ізогіпси залягання вугільного пласта c_6 ;
 - - зони стадій метаморфізму вугілля;
 - - поле вугільних шахт;
 - - профіль по лінії II-II'



- - тектонічні порушення;
- - впевнене залягання вугільних горизонтів;
- - невпевнене залягання вугільних горизонтів;
- ▲ - проектні свердловини та їх траєкторії;

Рис. 6. Карта (ліворуч) ймовірних зон природної тріщинуватості, приурочених до тектонічних порушень у межах ділянки СВМ2. На карту винесено проектні свердловини із зонами фільтрації; геологічний профіль (праворуч) по лінії II-II' з нанесеними проектними свердловинами (профіль і карту побудовано за даними Є. О. Непишишева та ін., 2014 [6])

Таблиця 3. Вхідні дані для моделювання ГРП у нетріщинуватому вугільному пласті й природно-тріщинуватому вугільному пласті

Вхідні параметри	Нетріщинуватий вугільний пласт	Природно-тріщинуватий вугільний пласт
Коефіцієнт проникності, мД	1	50
Коефіцієнт пористості, %	3	3,3
Глибина покладу, м	600	600
Тиск нагнітання рідини ГРП, МПа	9	9
Пластовий тиск, МПа	6	6
Стисливість покладу, Па ⁻¹	2,851·10 ⁻⁴	2,942·10 ⁻⁴
Густина рідини ГРП без пропанту, г/см ³	1,05	1,05
Тривалість ГРП, с	3 600	2 200
Товщина покладу, м	1	1
Модуль Юнга, psi	2,71·10 ⁶	2,71·10 ⁶
Коефіцієнт Пуассона	0,34	0,34
Об'єм рідини для ГРП, м ³	80	80

Таблиця 4. Об'єми води, які подають у ставки-накопичувачі в балках (в млн м³ за I кв. 2014 року)

Балка Таранова	Балка Свідовок	Балка Микуліна	Балка Косьмінна
3 992,668	3 065,385	271,303	16 205,7

вглибки від 500 до 800 м на період у 92 місяці (7,7 років) з розрахунком, що одна бурова бригада щомісяця завершуватиме буріння однієї свердловини. Загальна кількість проектних свердловин у межах ділянки СВМ2 становить 185. Поверхня в зоні розміщення проектних свердловин представлена здебільшого полями (див. рис. 10), тож питання землевідводу не першочергове. Кількість ГРП-операцій у кожній свердловині відповідає кількості прогнозних газоносних вугільних горизонтів і становить від 3 до 8 в кожній свердловині (рис. 6). Ми використали дані щодо прогнозних горизонтів з матеріалів попередніх досліджень цієї ділянки [6].

Освоєння свердловин цієї ділянки потребуватиме 2 ГРП “флоти”, щоб виконувати ГРП кожні шість днів. Щорічна кількість ГРП сягає 120 операцій, а сумарна кількість за весь період виконання проекту – дещо менше 1 000 операцій ГРП.

Оцінено щорічну потребу в залученні водних ресурсів для виконання запланованих обсягів технологічних операцій (буріння, ГРП) у межах ділянки СВМ2. Цільові горизонти в межах імовірних зон природної тріщинуватості залягають на глибинах від 250 до 800 м, переважна кількість – на 400–600 м. Щорічні потреби у воді для виконання бурових і суміжних робіт у процесі буріння свердловин становитимуть 17,6 тис. м³. Виконання прогнозованих обсягів ГРП потребуватиме 57,6 тис. м³ води щороку.

Як бачимо з вищенаведених розрахунків, буріння запланованої кількості свердловин потребуватиме значних об'ємів води (рис. 4, та рис. 6). Потрібний об'єм води для вищезазначених технологічних операцій можна забезпечити завдяки воді, що відкачується з шахт. Якісний склад цієї води відповідає вимогам щодо приготування бурового розчину. Стосовно використання шахтних вод для підготовки рідин ГРП, то вони потребуватимуть незначної підготовки. Уся шахтна вода подається в 4 ставки-накопичувачі (див. табл. 4). При цьому є проблеми зі скидом шахтних вод у гідрографічну мережу (вимоги до очищення, штрафи за скид тощо).

Балки зі ставками-накопичувачами розміщено в межах шахтних полів. Наприклад, ставок-накопичувач у балці Свідовок лежить між шахтними полями шахт “Павлоградська” та “Тернівська” (див. рис. 1). Вода із шахт подається до ставків трубопроводами, таким чином, можуть створитись умови, коли достатньо приєднати до трубопроводу відвід, направлений до місця буріння свердловини, і проблему з водою буде вирішено.

Після буріння свердловин, їх облаштування та освоєння починається перша стадія розробки вугільного родовища, а саме: стадія зневоднення вугільного масиву. Тривалість зневоднення коливається від кількох днів до місяців чи років та залежить від об'єму води у вугільному колекторі й від наявності гідродинамічного зв'язку з водоносними горизонтами й створеної локальної чи площової депресії тиску. У табл. 2 наведено значення (середні по родовищу) щоденного видобутку супутньої води на декількох родовищах вугільного метану в США. Газ при цьому десорбується з матриці вугілля, надходить із зон з вищим тиском у зони з нижчим тиском і фільтрується разом із супутньою водою по тріщинах до свердловин (рис. 1). У стовбурі свердловини газ і вода розділяються (сепаруються) і видобуваються окремо. Часто застосовують методи спільного видобування газоводяної суміші [5].

Середній дебіт води, що припадає на одну свердловину, коливається в широких межах, зокрема в суббітумних вугіллях він вищий (60 м³/д), ніж у бітумних (14 м³/д). Співвідношення між дебітом води й газу становить відповідно 1:95 у суббітумних вугіллях і 1:585 – у бітумних. Дебіт газу зазвичай значно менший, ніж у свердловинах традиційного природного газу, і становить від 2,2 до 27,5 тис. м³/добу (в середньому 8,5 тис. м³/добу) [8]. Деякі свердловини не видобувають воду взагалі й починають відразу ж давати газ. Це родовища з так званим “сухим” вугіллям, наприклад родовища кан'йону Підкова у провінції Альберта (Канада). Коли відібрано значну кількість води, тиск у пласті знижується до певного граничного значення, а потім починається десорбція метану з матриці вугілля. Видобуток газу зростає, а води спадає. Цікаво, що, на відміну від родовищ традиційного газу, кількість води, що видобувається зі свердловин вугільного родовища, з часом зменшується, при цьому проникність для газу, у зв'язку з розвантаженням вугільного масиву, збільшується [8].

Ґрунтуючись на статистичних даних щодо супутньої добувної води на “вугільно-метанових” родовищах США та запроєктованій кількості експлуатаційних свердловин у межах ділянки СВМ1 та СВМ2, було визначено максимально та мінімально ймовірні щорічні об'єми супутньої добувної пластової води. Прогнозна кількість свердловин, які буде введено в експлуатацію, не перевищуватиме 66 % усіх пробурених.

Постійне відкачування супутніх пластових вод у значних об'ємах призводитиме до утворення депресійних воронки і

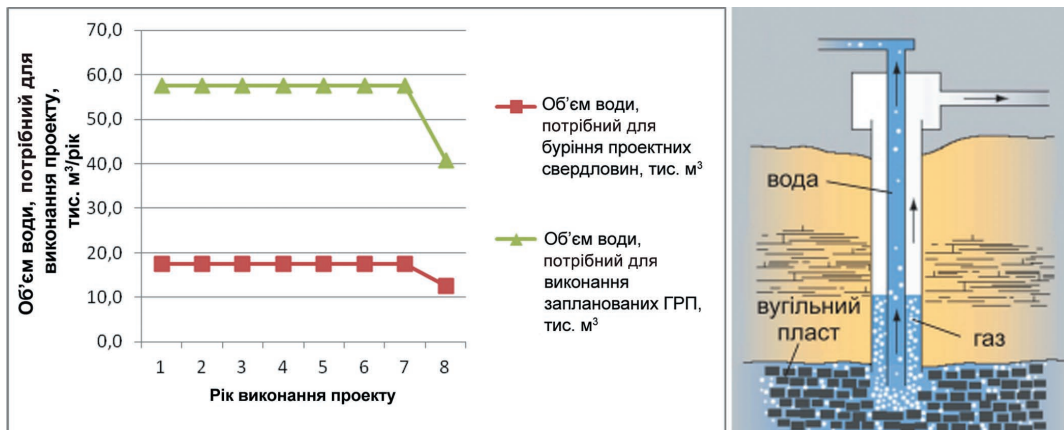


Рис. 7. Об'єми води, потрібні для виконання бурових робіт і освоєння свердловин методом ГРП у межах ділянки СВМ2

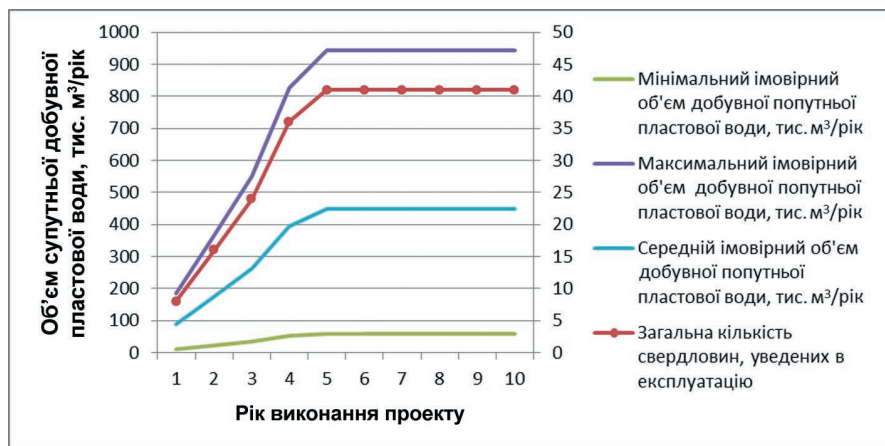


Рис. 8. Імовірні максимальні, мінімальні й середні щорічні об'єми супутньої добувної пластової води зі свердловин, уведених в експлуатацію в межах ділянки СВМ1 за 10 років виконання проекту



Рис. 9. Зображення ділянки досліджень: відтворено розміщення шахт "Павлоградвугілля" з подачею шахтної води в ставок-накопичувач у балці Свидовок для попереднього очищення та подальшого скиду до р. Самара

здійматиме питання утилізації цих вод (див. рис. 8). Зарадити цим проблемам можна такими способами:

1. Формування депресійних воронок можна зупинити замкнутим обводненням, тобто зворотною подачею води у водоносний горизонт по контуру воронки, проте питання гідродинамічного зв'язку у вугільному масиві між свердловинами – неоднозначне.

2. Як видно з таблиць, у цьому районі очікуються значні об'єми забруднених вод, що призведе до проблем з їх скидом. Запобігти забрудненню природних водотоків шахтними, пластовими й стічними водами, що формуються під час буріння свердловин, видобутку супутньої води і т. д., запропоновано способом очищення води з використанням низькобюджетних очисних споруд, дію яких засновано винятково на природних

процесах самоочищення. У ролі таких очисних споруд використовують споруди фіторедації, інакше кажучи, біоінженерні очисні споруди (БІС) [10]. Вони мають вигляд штучно створених заболочених ділянок, боліт чи мілких озер, поверхня яких повністю чи частково вкрита вищими водними рослинами (закріпленими, такими як очерет, рогіз, айр тощо чи такими, що плавають, наприклад ряскою) [3, 4].

Очисна система на основі процесів фіторедації виглядає як каскад з кількох споруд (мінімально-3), з яких перша працює як відстійник, дві-три інші – основні блоки очищення. Такі споруди потребують тимчасової площі до 0,2–0,4 га на одну свердловину. Як показав попередній аналіз стану території, рельєф місцевості вкритий балками різної глибини.

На рис. 9 зображено територію на північ від шахт – ділянки дослідження СВМ1 та СВМ2. Як видно з основи схеми (фото з космосу, програма Google Earth), усю територію розчленовано балками різної глибини та ширини. Практично біля кожної свердловини у верхів'ях балки є можливість розмістити БІС, які забезпечать очищення води як для повторного використання в процесі буріння, так і для скиду в гідрографічну мережу. Можливе тимчасове використання води, очищеної на БІС, для поливу полів.

Результати дослідження

1. Запропоновано стратегію освоєння ресурсів вугільного метану в межах ділянки досліджень; виконано прогноз обсягу бурових операцій та ГРП, щоб втілити в життя стратегію; показано, що оскільки поверхня території перспективних ділянок вкрита полями, то питання землевідводу для конструювання численних бурових майданчиків не першочергове та проблемне.

2. Визначено оптимальні об'єми та в'язкість рідин ГРП, потрібні, щоб створити зони фільтрації й розширити тріщини для успішного нагнітання в них пропанту; виміри й розрахунки було отримано за допомогою математичного моделювання ГРП для нетріщинуватого та природно-тріщинуватого вугільних пластів.

3. Розраховано щорічні обсяги водних ресурсів для виконання запропонованих стратегій освоєння ресурсів газу;

4. Запропоновано забезпечити процеси буріння та ГРП водою з шахт ділянки досліджень; якість шахтних вод відповідає вимогам до води для приготування бурового розчину та рідини ГРП; отже, вирішується проблема щодо утилізації шахтних вод і водозабезпечення буріння й ГРП.

5. Виконано прогноз мінімально та максимально ймовірних щорічних об'ємів добувної супутньої води, яка надходить на поверхню зі свердловин, уведених в експлуатацію, сумісно з метаном.

6. Запропоновано методику очищення технологічних рідин, що формуються під час буріння, ГРП-операцій і надходять з експлуатаційних свердловин з допомогою використання біоінженерних очисних споруд (БІС); варіант низьковитратний і економічно доцільний; численні балки в межах ділянки досліджень сприятимуть у використанні запропонованої методики.

Подяка авторів. Дослідження було виконано в рамках проекту "Використання водних ресурсів Харківської й Донецької областей у контексті розвитку нафтогазової промисловості України," який втілила в життя компанія "Петроплай Рісєрч і Консалтинг" за сприяння "Українського інституту природного газу нетрадиційних джерел", що його заснувала й підтримує компанія "Шелл" спільно з Британською Радою в Україні.

ЛІТЕРАТУРА

1. Анциферов А. В. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. Т. 1. Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса/[А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин и др.]; УкрНИГИ НАН Украины. – Донецк: Изд-во "Вебер"; 2009. – 456 с.

2. Використання водних ресурсів Харківської та Донецької областей у контексті розвитку нафтогазової промисловості України/І. О. Карпенко, М. А. Захарченко, А. І. Стойко, Д. Ю. Серединський//Petroproly Research & Consulting. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.petroproly.com/#!research-ugi-shell-ua/c1rzp>.

3. Захарченко М. А., Рижикова І. А. Очистка сточних вод и загрязненных грунтов с помощью экофитотехнологий//Мир техники и технологий. – 2005. – № 11(48). – С. 60–62.

4. Захарченко М. А., Вернигора В. М. Використання природних водно-болотних угідь для забезпечення скиду шахтних вод (на прикладі групи шахт західного Донбасу)//Екологічна безпека: пробле-

ми й шляхи вирішення. Збірник наукових статей VIII Міжнародної конференції. – М.: Алушта Крим. – Т. II. – С. 238–242.

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Приндин Л. І. Особливості видобування нетрадиційного вуглеводневого газу з вугільних родовищ//Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1. – С. 7.

6. Henanishiev E. O. Перспективи видобування шахтного метану в межах Західного Донбасу (на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі)//Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 17–20.

7. James S. Key Shale Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool/S. James, J. Anderson, B. Richard//SPE acticle. – 2012. – № 157532. – P. 10.

8. Flores R. Coalbed Methane: Gas of the Past, Present and Future: (U.S. Geological Survey)//SciTopics: [сайт]/Dr. R. Flores. – Режим доступу до ресурсу: http://www.scitopics.com/Coalbed_Methane_Gas_of_the_Past_Present_and_Future.html.

9. Macartney H. Hydraulic Fracturing in Coal Bed Methane Development, Raton Basin, Southern Colorado, USA. Hal Macartney//Pioneer Natural Resources USA, Inc. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfincoalbedmethanedevlopment.pdf>.

10. Sun Q. The Procedure of Wastewater Treatment for Constructed Wetland/Q. Sun, Z. Zheng, T. Zhou//Pollution Control Technology. – 2001. – № 4. – P. 8–13.

11. Water produced with coal-bed methane [electronic resource]//US Geological Survey Fact Sheet 156-00. – 2000. – Access to resources: pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf.

REFERENCES

1. Anciferov A. V. Gas content and resources of coalbed methane basin of Ukraine. Volume 1. Geology and gas content of the western, southwestern and southern Donbass/[A. V. Anciferov, A. A. Golubev, V. A. Kanin et al.]; UkrNIGI NAN Ukrainy. – Doneck: Izdatelstvo "Veber"; 2009. – 456 p. (In Russian).

2. Usege of water resources within Kharkiv and Donetsk regions in the context of the oil and gas industry development in Ukraine. [Electronic resource]/I. O. Karpenko, M. A. Zakharchenko, A. I. Stoiko, D. Yu. Seredynskiy//Petroproly Research & Consulting. – 2015. – Access to resources: <http://www.petroproly.com/#!research-ugi-shell-ua/c1rzp>.

3. Zakharchenko M. A., Rizhikova I. A. Wastewater treatment and contaminated soil using eko-fito-technology//The world of engineering and technology. – 2005. – № 11(48). – P. 60–62. (In Russian).

4. Zakharchenko M. A., Vernyhora V. M. The use of natural wetlands for mine water discharge (for example, a group of Western Donbas mines)//Ecological Security: Problems and Solutions. Collected articles VIII International Conference. – М.: Alushta Krym. – Volume II. – P. 238–242. (In Ukrainian).

5. Kondrat R. M. Kondrat O. R., Prindyn L. I. Features extraction of unconventional hydrocarbon gas from coal deposits//Scientific Bulletin IFNTUOG. – 2012. – № 1. – P. 7. (In Ukrainian).

6. Nepapyshev Ye. A. Prospects of CBM extraction within the Western Donbass (on example Pavlogradskaya-Petropavlivska area)//Oil and gas industry of Ukraine. – 2014. – № 3. – P. 17–20. (In Ukrainian).

7. James S. Key Shale Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool/S. James, J. Anderson, B. Richard//SPE acticle. – 2012. – № 157532. – P. 10.

8. Flores R. Coalbed Methane: Gas of the Past, Present and Future: (US Geological Survey) [electronic resource]//SciTopics: [site]/Dr. R. Flores. Access: http://www.scitopics.com/Coalbed_Methane_Gas_of_the_Past_Present_and_Future.html

9. Macartney H. Hydraulic Fracturing in Coal Bed Methane Development, Raton Basin, Southern Colorado, USA [electronic resource]/Hal Macartney//Pioneer Natural Resources USA, Inc. – 2012. – Access to the website: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfincoalbedmethanedevlopment.pdf>.

10. Sun Q. The Procedure of Wastewater Treatment for Constructed Wetland/Q. Sun, Z. Zheng, T. Zhou//Pollution Control Technology. – 2001. – № 4. – P. 8–13.

11. Water produced with coal-bed methane [electronic resource]//US Geological Survey Fact Sheet 156-00. – 2000. – Access to resources: pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf.

Рукопис отримано 25.08.2015.