

ISSN 1682-721X

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ



НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ

1'2019

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ
науковий журнал,
виходить 4 рази на рік,
березень, 2012 р.
Видається з 01.03.1994 р.

УДК 55(477)(051)
ББК 26.3(4УКР)Я5
М61

ЗАСНОВНИКИ:
Міністерство охорони навколишнього
природного середовища України,
Український державний
геологорозвідувальний інститут

Зареєстровано у Міністерстві юстиції
України, свідоцтво про державну
реєстрацію серія КВ № 13937-2910ПР
від 14.04.2008 р.

ГОЛОВНИЙ РЕДАКТОР:
Едуард Анатолійович Ставицький

РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:
Сергій Володимирович Гошовський
(заст. головного редактора)
Михайло Валентинович Гейченко
(заст. головного редактора)
Світлана Олексіївна Некрасова
(відповідальний секретар)
Олександр Борисович Бобров
Юрій Іванович Войтенко
Петро Федосійович Гожик
Іван Гаврилович Зезекало
Леонід Васильович Ісаков
Михайло Васильович Кочкур
Михайло Дмитрович Красножон
Євстахій Іванович Крижанівський
Ярослав Григорович Лазарук
Олександр Іванович Левченко
Георгій Григорович Лютий
Олена Ігорівна Ляшенко
Борис Ігорович Малюк
Володимир Сергійович Міщенко
Олександр Володимирович Плотников
Олександр Миколайович Пономаренко
Василь Леонтійович Приходько
Георгій Ілліч Рудько
Віталій Іванович Старостенко
Анатолій Петрович Толкунов
Микола Васильович Фошій
Ігор Семенович Чуприна
Василь Якович Шевчук
В'ячеслав Михайлович Шестопапов
Євген Олександрович Яковлев

У разі передруку посилання
на "Мінеральні ресурси України"
обов'язкове

Рекомендовано до друку
вченою радою УкрДГРІ
протокол № 2 від 06.07.2011 р.

Видавництво УкрДГРІ,
свідоцтво про державну реєстрацію
№ 182 серія ДК від 18.09.2000 р. 04114,
м. Київ, вул. Автозаводська, 78

Адреса редакції:
04114, м. Київ, вул. Автозаводська, 78

Київ
УкрДГРІ
2012

© УкрДГРІ, 2012

1/2012

ЗМІСТ

З Днем геолога!	3
Україна планує видобувати сланцевий газ	4
Науковий центр з вивчення вуглеводнів "Укрнаукагеоцентр"	5
КАЛАШНИК Г. А. Речовинно-структурний зв'язок багатих залізорудних покладів та уранового зруденіння в межах Криворізько-Кременчуцької мінералогічної розломної зони	6
ІЗМАЙЛОВ С. Г., ОНИЩЕНКО В. І. Оцінка шахтних вод Донбасу як альтернативного джерела водопостачання	12
ЄВДОЩУК М. І., ГАЛКО Т. М., КЛОЧКО В. П., ВОЛКОВА О. В. Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів прикерженського шельфу Чорного моря (український сектор)	15
БАГНЮК М. М., ФІЛІС Ю. Г., ПИЛИП Я. А., ПЕТРАШ Ю. І. Нафти перехідного стану та екстремальні газоконденсатні системи родовищ Дніпровсько-Донецької западини	22
ОГОРОДНІК М. Є. Палінологічне вивчення нафти прикерженського шельфу Чорного моря (сверд. Субботіна-2, майкопська серія)	26
НЕСТЕРЕНКО М. Ю., БОДНАРЧУК Г. П. Методичні аспекти визначення ємнісних параметрів на зразках гірських порід	30
ДОЛИНСЬКИЙ І. П., ЛОБАСОВ О. П. Геоінформаційні системи в нафтогазовій геології. Досвід і перспективи використання	32
РУДЬКО Г. І., МАЙБОРОДА Є. І., НЕЦЬКИЙ О. В., РАДОВАНОВ С. В. Економічна оцінка родовищ корисних копалин методом дисконтування грошових потоків	34
ЛЮТА Н. Г., САНІНА І. В., ЛЮТИЙ Г. Г. Ще раз про геологічні пам'ятки	39
Полтавське відділення УкрДГРІ. Лабораторія охорони навколишнього середовища в процесі спорудження та експлуатації нафтогазових свердловин	45
Полтавське відділення УкрДГРІ. Лабораторії дефектоскопії нафтогазового обладнання	46
Світлої пам'яті О. Ф. Маківчука	47

3 Днями геолога!

ШАНОВНІ КОЛЕГИ!

Щиро вітаю працівників геології, геодезії та картографії із професійним святом!

Цього дня хочеться висловити щире захоплення людьми, які за покликом серця обрали нелегкий шлях благородного служіння країні, нестримного пошуку і відкриттів.

Ми живемо в непростий і цікавий час економічних реформ і перетворень, і саме завдяки геологам, геодезістам і картографам наша Україна сьогодні серед найперспективніших держав, які впевнено рухаються до енергетичної незалежності. Успіхи геологічної галузі, збагачення мінерально-сировинної бази стають підґрунтям економічного зростання і наших спільних подальших успіхів.

Бажаю представникам однієї з найбільш важливих, романтичних і мужніх професій доброго здоров'я, професійного зростання, віри в успіх своєї справи, оптимізму і глибокого усвідомлення причетності до процесу творення всього – від коштовної прикраси до сучасних хмарочосів.

Потрібність професії геолога перевірено часом, і хотілося б, щоб її престижність зростала з кожним роком, а наша держава ставала все заможнішою.

У цей святковий день висловлюю щирі вдячність ветеранам галузі, мужнім, неординарним людям, які тривалий час працювали в надзвичайно складних умовах, за відкриті скарби землі, глибокі знання і професійність, приклад цілеспрямованості і відданості справі.

Нехай не згасає романтика у ваших серцях, нехай у кожній родині панує добро і достаток, збуваються всі мрії й бажання.



Голова Державної служби геології та надр України
Е. Ставицький

УКРАЇНА ПЛАНУЄ ВИДОБУВАТИ СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ

23 лютого 2012 року Державна служба геології та надр України оголосила конкурси на укладення угод про розподіл продукції (УРП), що видобуватиметься в межах Юзівської площі (Харківська й Донецька обл.) та Олеської площі (Львівська й Івано-Франківська обл.) згідно з Постановами Кабінету Міністрів України № 1297 та № 1298 від 30.11.2011.

Згідно з умовами конкурсу, обидва конкурси проводитимуться в порядку, визначеному статтею 7 Закону України “Про угоди про розподіл продукції”:

Участь у конкурсах можуть брати громадяни України, іноземці, особи без громадянства, юридичні особи України або інших держав, об’єднання юридичних осіб, утворені в Україні чи за її межами, які мають відповідні технічні й фінансові можливості, а також відповідну кваліфікацію для користування надрами.

Заяви приймаються і реєструються Міжвідомчою комісією з організації укладення та виконання угод про розподіл продукції в день їх надходження протягом 60 днів після офіційного оголошення конкурсу, тобто до 23 квітня 2012 року. Пакети документів із заявою на участь у конкурсі повинні містити документально підтверджені відомості про інвестора, досвід роботи в галузі використання надр, а також відомості про технічні і фінансові можливості для виконання робіт і про технології, що будуть застосовані під час користування надрами. Розгляд зареєстрованих заяв і доданих до них матеріалів здійснюватиметься Міжвідомчою комісією протягом одного місяця від дати закінчення граничного строку подання конкурсних заяв.

Під час проведення конкурсу забезпечується створення рівних умов для всіх учасників конкурсу та конфіденційність. За результатами розгляду та оцінки поданих матеріалів Міжвідомча комісія готує й подає Кабінету Міністрів України пропозиції щодо визначення переможців конкурсу. Результати підлягають опублікуванню в офіційних друкованих виданнях і доводяться до відома кожного учасника конкурсу.

Загальна площа Юзівської ділянки становить 7886 км², Олеської – 6324 км².

Обидві ділянки включають усі осадові поклади, що залягають у межах її периметра та обмежені за глибиною користування надрами відміткою 10 тис. м від поверхні або геологічним фундаментом (залежно від того, що буде досягнуто раніше). Найменування корисних копалин – вуглеводні, горючі корисні копалини (газ природний, газ сланцевих товщ, газ центрально-басейнового типу, газ (метан) вугільних родовищ, нафта, конденсат).

Після підписання та державної реєстрації угоди інвестору надається спеціальний дозвіл на користування надрами з метою геологічного вивчення, зокрема дослідно-промислової розробки, з подальшим видобуванням вуглеводнів (промисловою розробкою) в межах ділянки строком на 50 років. Строк дії спеціального дозволу на користування надрами може бути продовжено в порядку, встановленому законодавством.

Переможець конкурсу – інвестор повинен забезпечити проведення геологічного вивчення надр на ділянці, зокрема двовимірне сейсмічне дослідження, буріння розвідувальних свердловин протягом етапу геологорозвідувальних робіт;

завершення геологорозвідувальних робіт, зокрема дослідно-промислових робіт, не пізніше ніж через п’ять років з можливістю подальшої дорозвідки; в разі прийняття інвестором рішення щодо переходу до етапу промислової розробки – облаштування родовища (родовищ) та буріння експлуатаційних свердловин; складення звіту за результатами геологічного вивчення ділянки і подання його в установленому порядку до Державного інформаційного геологічного фонду; в разі відкриття родовища вуглеводнів – подання Державній комісії по запасах корисних копалин в установленому порядку матеріалів щодо оцінки запасів вуглеводнів для затвердження таких запасів.

В освоєння ділянки Юзівської, прогнозні ресурси якої становлять 4,054 трлн м³ природного газу різних типів, на етапі геологічного вивчення буде залучено як мінімум 1,6 млрд грн інвестицій і 30 млрд грн на етапі промислової розробки.

В освоєння ділянки Олеської, прогнозні ресурси якої становлять 2,98 трлн м³ газу, на етапі геологічного вивчення буде залучено як мінімум 1,3 млрд грн інвестицій і 25 млрд грн на етапі промислової розробки.

Уся вироблена продукція до моменту розподілу між державою та інвестором належить державі. Максимальна частина компенсаційної продукції, за рахунок якої інвестору буде компенсовано його витрати, становить 70 % загального обсягу виробленої продукції до повного відшкодування витрат інвестора. Частка держави в прибутковій продукції повинна становити не менш як 16,5 % загального обсягу такої продукції.

Інвестор зобов’язаний:

1) здійснювати пошук, оцінку та видобуток вуглеводнів, а також виконувати будь-які інші роботи, передбачені угодою, відповідно до узгоджених сторонами програм робіт, планів і кошторисів, які розробляються та затверджуються в порядку, визначеному угодою;

2) здійснювати інвестиції в розмірі не меншому, ніж буде визначено за результатами конкурсу та відповідно до угоди;

3) повернути після закінчення окремих етапів робіт частини ділянки, які за результатами проведених робіт будуть визначені інвестором неперспективними для подальшого проведення геологорозвідувальних (зокрема дослідно-промислових) робіт та/або промислової розробки;

4) подавати до Державного інформаційного геологічного фонду геологічну, геофізичну, техніко-економічну та іншу інформацію, а також зразки гірських порід, отриманих під час виконання відповідних робіт;

5) дотримуватися вимог законодавства, зокрема про працю, надра та охорону навколишнього природного середовища, виконувати взяті на себе зобов’язання за угодою;

6) надавати переваги товарам, роботам і послугам вітчизняного походження за рівних умов стосовно ціни, терміну виконання, якості та відповідності міжнародним стандартам;

7) приймати на роботу працівників для зазначених в угоді потреб переважно з числа громадян України;

8) зареєструвати своє постійне представництво на території України, якщо він є оператором за угодою та нерезидентом України, протягом трьох місяців з дати укладення угоди.

Переможець конкурсу укладає угоду щодо ділянки разом з господарським товариством, 100 % статутного капіталу якого належить державі.

Комісія Державної служби геології та надр України визначила юридичних осіб, що проводять діяльність з геологічного

вивчення надр, для створення за участю Публічного акціонерного товариства “Національна акціонерна компанія “Надра України” господарського товариства для укладення угод про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться в межах ділянок Олеської та Юзівської, разом із переможцями конкурсів. По обох площах переможцем визначено ТОВ “СПК-Геосервіс”.

Багато компаній зі світовим ім'ям уже виявили бажання брати участь у конкурсах. За законом, після оголошення переможця є 120 днів для підписання договору УРП, після чого піде сама робота за програмою компанії-переможця.

Залучення іноземних та національних компаній до подальшої розвідки і розробки підготовлених ділянок вуглеводнів сприятиме щорічному залученню в економіку держави інвестицій на суму понад 60 млрд грн, розвитку регіонів сходу й заходу України, поліпшенню інфраструктури, транспортного сполучення, наповненню бюджету і створить значну кількість робочих місць.

У 2012 році також планується підготовка та проведення конкурсів на розподіл вуглеводнів на ділянках.

– Слобожанська (Харківська обл.) – 6 тис. км² (строк – 50 років) (сланцевий і центрально-басейновий газ).

Бонус підписання УРП – 3 млрд грн.

Загальні інвестиції в проект – 25–30 млрд дол.

Надходження до бюджету – 130–150 млрд грн.

Обсяг видобутку газу – до 6–8 млрд м³ на рік.

– Ділянка Скіфська (глибоководний шельф Чорного моря) – до 10 тис. км² (природний газ).

Бонус підписання УРП – 1,5 млрд грн.

Загальні інвестиції – 10–12 млрд дол.

Надходження до бюджету – 80–90 млрд грн.

Обсяг видобутку газу – до 3–4 млрд м³ на рік.

– Ділянка Фороса (глибоководний шельф Чорного моря) – до 9 тис. км² (природний газ).

Бонус підписання УРП – 1,5 млрд грн.

Загальні інвестиції – 8–10 млрд дол.

Надходження до бюджету – 70–80 млрд грн.

Обсяг видобутку газу – до 2–3 млрд м³ на рік.

Загальний бонус – 6 млрд грн. Загальні інвестиції –

47–52 млрд дол. Надходження до бюджету –

280–320 млрд грн. Обсяг видобутку газу – 11–15 млрд м³ на рік.

Нарощування видобутку вуглеводнів, розробка нових родовищ з використанням новітніх технологій – прекрасна перспектива наблизитися до заповітної мети – енергонезалежності України. Отже, можна з впевненістю говорити, що керівництво країни і Держгеонадр послідовно рухаються до реалізації цієї ідеї, залучаючи інвестиції і створюючи всі умови для ефективного та прибуткового функціонування надрокористування.

Державна служба геології та надр України

НАУКОВИЙ ЦЕНТР З ВИВЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ “УКРНАУКАГЕОЦЕНТР”

Державна служба геології та надр України спільно з Національною акціонерною компанією “Надра України” 23 лютого 2012 року в м. Полтаві презентували науковий центр з вивчення вуглеводнів “Укрнаукагеоцентр”, комерційна та наукова діяльність якого ґрунтується на численних розробках комплексних проектів для підприємств, а саме:

- наукове обґрунтування та удосконалення методик, інструкцій і положень для геологорозвідувальних робіт на нафту, газ та інші корисні копалини;
- проведення науково-лабораторних досліджень кернавого матеріалу;
- проведення наукових, комплексних, петрофізичних, петрографічних, палеонтологічних та інших досліджень;
- моніторинг підземних вод;
- моніторинг екзогенних геологічних процесів;



– впровадження у виробництво новітніх технологій, обладнання, матеріалів, поширення передового досвіду в галузі розвідки і видобутку вуглеводнів шляхом проведення науково-практичних семінарів, конференцій з питань раціонального надрокористування і т. д.

Центр створено для того, аби українські вчені мали можливість за допомогою найсучаснішого обладнання вивчати сланцевий газ і на рівних умовах співпрацювати зі своїми зарубіжними колегами. Створення центру, його можливості і те, як він розвивається, дає основу для подальшого руху й розвитку нетрадиційних джерел енергії. Центр повністю відповідає світовим стандартам, закуплено найсучасніше обладнання, і Держгеонадр України сподіваються, що центр працюватиме на всю країну для всіх надрокористувачів, які задіяні у сфері видобутку нетрадиційних енергоносіїв.

Технології і кадровий потенціал дають можливість на найвищому та найякіснішому рівні вивчати структуру корисних копалин в Україні, без необхідності іноземним партнерам вивозити матеріал для дослідження у власних лабораторіях. Центр має кернаховище, також він оснащений обладнанням 3D-візуалізації та найсучаснішою лабораторією для вивчення геологічного матеріалу.

Державна служба геології та надр України

УДК 553.(81+83+495)

А. А. КАЛАШНИК, канд. геол. наук, главный геофизик (КП "Кировгеология")

ВЕЩЕСТВЕННО-СТРУКТУРНАЯ СВЯЗЬ БОГАТЫХ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И УРАНОВОГО ОРУДЕНЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ КРИВОРОЖСКО-КРЕМЕНЧУГСКОЙ МИНЕРАГЕНИЧЕСКОЙ РАЗЛОМНОЙ ЗОНЫ

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

Исследована пространственная, временная и геохимическая связь между богатыми гипергенными железорудными залежами и процессом уранового рудообразования на участке рудника Красная Гвардия Криворожско-Кременчугской минерагенической разломной зоны Украинского щита.

The spatial, temporal and geochemical relationship between the rich hypergenic iron ore deposits and process the uranium mineralization at the mine Red Guards of the Krivoy Rog-Kremenchug mineragenic fault zone of the Ukrainian Shield was investigated.

1. Общая постановка проблемы

Преобладающее большинство богатых железорудных залежей Криворожья сложено гематитовыми рудами, обогащенными в глубинных зонах гипергенеза. Руды дисперсно-гематит-мартитовые, мартитовые, железно-слюдково-мартитовые, обогащенные за счет гипогенных и гипергенных процессов. Рудные тела оконтурены мощными ореолами гипергенно измененных железистых пород, которые вместе с рудными телами погружаются на глубину более 2500 м с постепенным уменьшением размеров ореолов при выдержанных параметрах рудных залежей. Процесс гипергенных преобразований железных руд и вмещающих пород, выражающийся в мартитизации, гетитизации, ослюдковании и иных процессах окисления первичного магнетита и гематита, а также в выщелачивании кварца, разложении высокотемпературных сили-

катов и замещении их глинистыми минералами протекал практически в фанерозое (особенно в мезо-кайнозойе), однако его проявления отмечались и в докембрийское время (по Е. А. Кулишу [3]). На отдельных участках отмечается тесная пространственная связь столбообразных богатых гипергенных железных руд и уранового оруденения вплоть до рудопроявлений. При этом морфология урановорудных залежей, как и в железорудных, также чаще столбообразная. Изучение связи этих двух геологических процессов весьма интересно и может внести определенную ясность в понимание причин ее формирования.

2. Вещественно-структурная связь богатых гипергенных железорудных залежей и уранового оруденения на участке рудника Красная Гвардия Северного Криворожья

Связь богатых железных руд и участков уранового оруденения наиболее ярко проявлена на участке рудников им. Ленина и Красной

Гвардии, которые примыкают к Первомайскому урановому месторождению и характеризуются интенсивным проявлением процесса метасоматоза и наличием уранового оруденения в различных стратиграфических горизонтах: урановая минерализация установлена в породах пятого сланцевого и шестого железистого, седьмого сланцевого и седьмого железистого горизонтов. Оруденение имеет прожилковый, реже тонковкрапленный характер, часто прослеживаются цепочки столбообразных рудных тел (рис. 1). Примечательно, что характерной особенностью этих участков является широкое развитие протяженных мощных линейных кор выветривания, нижняя граница которых на руднике им. Красной Гвардии в породах пятого и шестого железистых горизонтов не установлена. При этом в зоне между рудниками им. Первого мая и Желтая река за образование линейных кор выветривания нередко принимают результат взрывной деятель-

ности, представленный образованием в швах разломов вторичных алюмокварцитов, псевдоконгломератов, псевдобрекчий [12, 13]. Для них характерны обильные включения CO_2 , присутствие хлора и фтора, углеводорода (CO , C_2 , H_2 , C_2H_6), H_2S [12, 13]. В процессе ведения эксплуатационных горных работ добыче железных руд на руднике Красная Гвардия в Криворожском железорудном бассейне были установлены рудопроявления урана сульфидно-битум-настуранового типа (Южная рудная зона, Северная рудная зона, Южная залежь, Северная залежь (рис.1)).

Рудопроявления и точки минерализации этого типа прослеживаются в виде параллельных цепочек в шестом, седьмом железистом и в первом, четвертом, пятом сланцевых горизонтах вдоль зоны Криворожско-Кременчугского разлома (рис. 1, 2). Вмещающими их породами являются гидрогематитомартитовые, амфибол-магнетитовые, кварцево-серицитовые, хлоритовые, кварцево-углекислые, тальково-актинолитовые, графит-биотитовые и др. сланцы, доломиты криворожской серии (фонды КП "Кировгеология"). Оруденение контролируется столбообразными штоковидными зонами трещиноватости, будинажа, дробления в совокупности с кососекущими разрывами. Обладая высокой проницаемостью, подобные структуры обеспечивали проникновение рудных растворов в верхние структурные этажи вдоль Криворожско-Кременчугского глубинного разлома с глубоких горизонтов. Об этом свидетельствует наличие первичных урановых руд на глубоких горизонтах рудника Красная Гвардия. Красногвардейское рудопроявление урана этого типа является эталонным (Н. П. Гречиш-

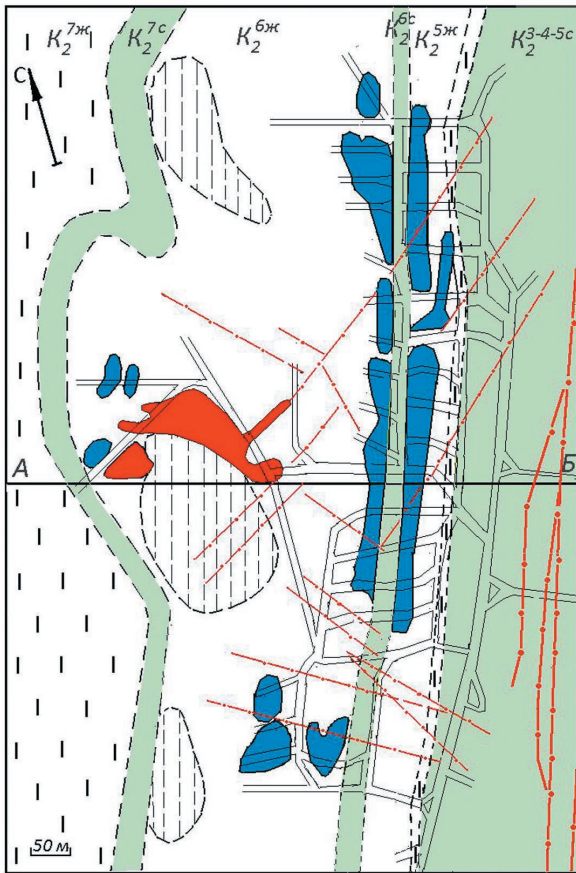


Рис. 2. План горизонта 632 м участка рудника Красная Гвардия (по материалам Ю. Б. Бабкова, фондовые материалы КП «Кировгеология»). Условные обозначения см. рис. 1.

ных образований показало, что в ряде случаев, чаще всего в карбонатных породах встречен графит с резко повышенными значениями $\delta^{13}\text{C}$ (от $-3,6$ до $-9,8$ ‰). Такие данные указывают на абиогенный источник углерода, из которых наиболее вероятный – углекислота, образовавшаяся при декарбонизации, либо углекислота глубинных флюидов. Примечательно, что на участке Петровского графитового месторождения установлен ряд проявлений урановой минерализации, приуроченных к графитовым гнейсам, карбонатным породам и пегматитам (фондовые материалы КП «Кировгеология»), что указывает на присутствие эндогенных углекислотных флюидов.

Наблюдается закономерная смена минерального состава урановых руд участка Красная Гвардия с глубиной

(исследования ВИМС, 1978 г.). На верхних горизонтах рудника (гор. 212, 312 м) уран присутствует в виде настурана, черней или черней в безминеральной форме в виде сорбции на гематите. Минералы урана находятся в парагенезисе с гидроксидами железа, дисперсным гематитом, глинистыми минералами, реже марказитом [2].

На горизонтах 392, 492, 628, 774 м с чернями наблюдаются прожилки кварц-содолит-пиритового и кварц-пирит-настуранового состава. На глубине 1380–1383 м, урановая минерализация представлена настураном и уранинитом (тонкозернистые кубики). По результатам минералогического анализа в урановой руде в качестве примесей присутствует свинец – $150 \cdot 10^{-3}$ ‰, никель – $20 \cdot 10^{-3}$ ‰, медь – $10 \cdot 10^{-3}$ ‰, кобальт – $20 \cdot 10^{-3}$ ‰ (фондовые материалы КП «Кировгеология»).

Важным является приуроченность уранового оруденения Красной Гвардии к краско-мартитовым и краско-амфиболо-магнетито-мартитовым роговикам, что объясняется общностью структур, контролирующих процессы эндогенного уранового рудообразования и гидратации в зоне гипергенеза вмещающих пород. При этом в верхних частях разреза развито сульфидно-настурановое прожилковое оруденение, а также метасоматических карбонатов (сидерит) и полос развития гематита, ниже по разрезу проявлено прожилково-вкрапленное оруденение среди мартитовых железистых руд, для которых характерно повышенное содержание магнетита и пластинчатого гематита. Возраст прожилково-вкрапленного сульфидно-битумино-настуранового оруденения, по данным А. И. Тугаринова, 790–940 млн лет (1971 г.) (фондовые материалы КП «Кировгеология»). По данным Л. В. Комлева, изотопный возраст уранового оруденения инфильтрационного типа на руднике Красная Гвардия составляет 300–400 млн лет [2]. Урановое оруденение инфильтрационного типа наиболее часто встречается в сильно измененных гипергенезом железистых породах Криворожско-Кременчугской полосы. Они представлены гидроксидами железа с сорбированным ураном, радием, реже просечками и микропрожилками урановых минералов в окисленных и разложившихся рудах, кварцитах и сланцах [2]. Урановая минерализация в виде сорбции в гидроксидах железа, урановой черни, настураноподобных выделений наблюдается и на некоторых щелочно-метасоматических месторождениях вследствие интенсивного развития гипергенного изменения метаморфических пород [2]. Тесная ассоциация

сорбций урана и его оксидов с гидроксидами и дисперсными оксидами железа позволили Я. Н. Белевцеву и др. [2] утверждать, что причина такой связи обусловлена совместной миграцией и выпадением из инфильтрационных растворов в форме коллоидов, раскристаллизация которых приводила к образованию гетита и оксидов урана, т. е. очевидной является связь урановорудного процесса с процессами гипергенеза [2].

Гипергенные изменения установлены в железистых породах Криворожско-Кременчугской полосы до глубины 2500 м [8]. Гипергенез проявлен в разложении главных породообразующих минералов: железистых карбонатов и амфиболов, эгирина, магнетита и слюды, за счет которых происходит массовое развитие гидроксидов железа и глинистых минералов. В сильно окисленных железистых породах установлены привнесенные поверхностными водами споры растений палеозоя [2].

Вертикальная зональность характерна и для железорудных тел и выражена она в смене количественных соотношений цементационных минералов [1]. Первые две зоны, глубина которых достигает 400 м, характеризуются развитием инфильтрационного гетита и, в меньшей мере, сидерита. Для третьей зоны (400–1250 м) характерно интенсивное окварцевание руд. Четвертая зона приурочена к интервалу глубин 1250–2500 м, представляет собой зону комплексной цементации руд силикатами, частично апатитом, кварцем и кальций-магнезиальными карбонатами [8].

На рис. 3 четко проявлена пространственная сопряженность урановорудных зон и богатых железорудных залежей. Геологические факты, приведенные выше,

что переотложение кварца (десиликация) вызвано падением температуры в просачивающейся колонне гидротермальных растворов.

Активный вулканизм Земли сопровождается интенсивными гидротермальными процессами и в областях его активного проявления вулканологи имеют возможность проследить все этапы формирования породы от исходной неизменной до нацело утратившей первоначальную структуру и состав, и определить физико-химические условия процессов ее преобразования. Обратимся к исследованиям вулканологов. На примере изучения деятельности вулкана Паужетки (Камчатка) С. И. Набоко было показано [5], что максимальное окварцевание породы при активной вулканической деятельности происходит на глубине в области разгрузки перегретых гидротерм в условиях усиленного парообразования (подземного кипения), сопровождавшегося резким понижением температуры растворов. Это в свою очередь вызывает уменьшение растворимости кремнезема и осаждение его из раствора. В этих же условиях происходит повышение активности калия в вышележащих слоях. Углекислота, растворенная в условиях глубинности, разлагает компоненты породы, вытесняя кремнезем из породы, в которой циркулирует. Развитие сопутствующих зон окварцевания вызвано наличием зон дробления и интенсивной циркуляцией гидротермальных растворов. Вынос углекислотными флюидами кремнезема из пород нижележащих слоев и привнесения в вышележащую породу приводит к сильному ее уплотнению (цементации) за счет интенсивного окварцевания руд. Развитие окварцевания наблюдается только ниже уровня зоны дегазации (зоны интенсивного

парообразования), там, где углекислота находится в растворе. Максимальное окварцевание пород происходит в зонах подземного кипения, приуроченных к участкам дробления пород, и вызывается резким уменьшением растворимости кремнезема при потере растворителя (воды) и охлаждении раствора. Выше зоны подземного кипения интенсивность выноса кварца определяется концентрацией в растворе углекислоты [5].

Г. В. Тохтуев [11] дал позитивную оценку двух возможных способов удаления кварца при формировании богатых железорудных залежей в зонах будинажа: 1) пластическое течение – выжимание, выдавливание кварца в участки более низкого давления и 2) растворение кварца и вынос кремнезема циркулирующими растворами. Существуют ковенные фактические данные, свидетельствующие о существенной роли второго фактора в растворимости кварца. Так, в шахте Большевик Криворожского бассейна встречены подземные воды, содержащие 406,2 мг/л кремнезема при pH=4,8 [11], в Калифорнии источник Aqwa de New содержит 5,2 г/л кремнезема при очень высоком pH=11,6. В очень кислых водах Камчатки и Курильских островов (pH=2,4) кремнезема содержится до 455 мг/л [5]. Гейзерные ключи Камчатки содержат кремнезема 400 мг/л при pH=7,6

и температуре 100 °С [5]. В Новой Зеландии, район Вайракей, хлоридно-кремнисто-борные воды с температурой 250 °С содержат 500 мг/л кремнезема [11]. В Исландии известны термальные источники содержанием кремнезема 508 мг/л [11]. В источниках Йеллоустонского парка максимальное содержание кремнезема достигает 687 мг/л [11]. При исследовании влияния сжатия на растворимость кварца в воде при повышенных давлениях Ф. В. Сыромятников и Г. В. Румянцев [9] установили, что при гидростатическом давлении 4000 кг/см² и боковом давлении 1000 кг/см² растворимость кварца резко увеличивается, достигая 1,3 г/100 г H₂O. Опыты показали существенное повышение растворимости кварца в растворах углекислого натрия. Основным фактором формирования богатых руд является дифференцированное тектоническое сжатие, вызывающее резкое повышение растворимости кварцевой составляющей железистых роговиков в участках межбужинных пережимов метаморфическими растворами углекислого натрия, щелочной характер которых усиливал растворение и удаление кварца. Геологические наблюдения позволили говорить и о дополнительном привносе железа в межбужинные переносы, т. е. об абсолютном обогащении межбужинных залежей. Миграция и отложение железа в этих условиях опреде-

лялись пульсационной изменчивостью величины pH и химизма циркулировавших метаморфических растворов; давление при этом не играло особой роли, так как в отличие от кварца оно не оказывает большого влияния на растворимость минералов железа [11, 8]. Места разгрузки глубинных гидротерм контролируются тектоническими условиями (зоны дробления пород) и водопроницаемостью пород. Отсюда легко объясняется зональность богатых столбообразных рудных залежей.

Дискретно расположенные вдоль Криворожско-Кременчугского разлома столбообразные залежи наиболее богатых железом высокотемпературных маргитовых руд, по мнению авторов, фиксируют положение каналов поступлений горячих, интенсивно газонасыщенных преимущественно углекислотных флюидов, приуроченных к погребенным трещинным вулканам, приведших к их формированию. Интенсивное газонасыщение углекислотой подтверждается высоким содержанием CO₂ в промышленных железных рудах (таблица).

Урановые рудопроявления сульфидно-битумнастуранового типа возраста 790–940 млн лет в железистых роговиках, кварц-серцитовых, хлоритовых и других сланцах криворожской серии были установлены также на рудниках им. Дзержинского, им. Ленина, XX партсъезда, шахты

Таблица. Среднее содержание отдельных летучих и щелочных компонентов в некоторых типах железных руд Криворожского бассейна (вес. %)

Формация	Порода, руда	Число проб	CO ₂	P ₂ O ₅	K ₂ O	Na ₂ O
Железисто-кремнистая	Промышленные железные руды (обобщенный состав)**		0,1–16 (16,0)	0,09–0,4	0,1–1,2	0,2–1,2
	Железистый кварцит криворожского типа (обобщенный состав)**			0,02–0,3	0–1,2	0,02–2,2
	Железорудная метасоматитовая (амфибол-гематит-магнетитовая)*	4	2,19	0,11	1,08	0,60

* Фондовые материалы КП “Кировгеология”; ** (по Е. А. Кулишу [3]).

Примечание. В скобках указано максимальное содержание компонентов в вес. %.

ГПУ, им. Фрунзе, им. Кирова (фондовые материалы КП “Кировгеология”). Гипергенные изменения метаморфических и ультраметаморфических пород распространены по всему Украинскому щиту, но особенно мощно они проявлены в железистых породах Криворожско-Кременчугской полосы, где они проникают на глубину 2500 м [2]. Изотопный возраст Красногвардейского рудопоя составляет 300–400 млн лет (по Л. В. Комлеву [2]). Этот (девонский) этап тектономагматической активизации, приведший к усилению гипергенных процессов урановых и железных руд отдельных участков Криворожско-Кременчугской минерагенической зоны, проявился и в урановорудных процессах Кировоградского урановорудного района, где он характеризуется отторжением радиогенного свинца возраста ~ 400 млн лет при преобразовании урановой минерализации в рудных альбититах [7].

Выводы

1. Разные типы метасоматоза привели к широкому спектру генетических типов как железных, так и урановых руд в Криворожско-Кременчугском регионе, но все они прямо или косвенно связаны с наиболее ослабленными и тектонически проработанными узлами вдоль Криворожско-Кременчугской разломной зоны, с которыми связаны и рудоносные гидротермы, так как они, как правило, так же используют для циркуляции ослабленные тектонические зоны. С наиболее ослабленными тектоническими зонами связаны и участки интенсивных гипергенных изменений, в которых тесная ассоциация сорбций урана и его оксидов с гидроксидами и дисперсными оксидами железа обусловлена, очевидно, их совместной миграцией и

выпадением из инфильтрационных растворов в форме коллоидов, раскристаллизация которых приводила к образованию гетита и оксидов урана [2]. Таким образом, тектонический фактор был определяющим в урановом рудообразовании различных типов и формировании богатых гипергенных железорудных залежей в Криворожье.

2. Столбообразные залежи наиболее богатых железом высокотемпературных мартитовых руд, по нашему мнению, фиксируют положение каналов поступлений горячих, интенсивно газонасыщенных флюидов, и приведших к их формированию. Столбообразная морфология богатых рудных залежей и условия их локализации объясняются восходящим потоком рудоносных флюидов, двигавшемся с колоссальной скоростью, обусловленной высокой кинетической энергией за счет интенсивной газонасыщенности флюидов (в частности CO₂), которые могут быть связаны с грядой погребенных трещинных вулканов, связанных с Криворожско-Кременчугским глубинным разломом. При новых тектонических активизациях возобновлялась жизнь вулканических построек, рудоподводящих каналов горячих глубинных гидротермальных источников.

3. Формирование столбообразных богатых гематит-мартитовых железных руд, по нашему мнению, происходило поэтапно и полихронно, начиная с докембрия, в тесной связи с гидротермальными углекислотными источниками, воздействие которых приводило к выщелачиванию кварца, разложению высокотемпературных силикатов. Это обусловило тесную пространственную и геохимическую связь формирования богатых железных

руд с урановым рудообразованием докембрийского возраста (790–940 млн лет). Вероятно, первичные железорудные залежи были обогащены ураном, который был заимствован при отторжении активной углекислоты и впоследствии осажден на геохимических барьерах, находящихся в непосредственной близости от железорудных залежей, поскольку углекислота является крайне неустойчивым химическим соединением. В фанерозое гипергенные преобразования железных руд, вероятней всего, сводились, в большей мере, к мартитизации, гетитизации, ослюдкованию и иным процессам окисления первичного магнетита и гематита и приводили к формированию в непосредственной близости к богатым железорудным залежам, находящихся в тесной связи с процессами гипергенных изменений инфильтрационных урановых проявлений и рудопоявлений того же возраста (300–400 млн лет).

ЛИТЕРАТУРА

1. Белевцев Я. Н., Кравченко В. М., Кулик Д. А. и др. Железисто-кремнистые формации докембрия европейской части СССР. Генезис железных руд. Киев: Наукова думка, 1991. 216 с.
2. Генетические типы и закономерности размещения урановых месторождений Украины/Под ред. Я. Н. Белевцева, В. Б. Ковалю. Киев: Наукова думка, 1995. 396 с.
3. Гурский Д. С., Есинчук К. Е., Калинин В. И., Кулиш Е. А., Нечев С. В. и др. Металлические и неметаллические полезные ископаемые Украины. Том 1. Металлические полезные ископаемые. Киев-Львов: Изд-во “Центр Европы”, 2005. 785 с.
4. Загнитко В. Н., Луговая И. П. Изотопная геохимия карбонатных и железисто-кремнистых пород Украинского щита. Киев: Наукова думка, 1989. 316 с.
5. Набоко С. И. Гидротермальный метаморфизм пород в вулканических областях. М.: Изд-во Академии наук СССР, 1963. 171 с.

6. Казанский В. И. Эволюция рудоносных структур докембрия: архейские кратоны и области протоактивизации//Сб. Рудоносные структуры докембрия М.: Наука, 1982. 203 с.

7. Клочков А. С., Прусс А. К., Гинсбург А. И. и др. Ураноносные и бериллиеносные метасоматиты Украинского кристаллического щита//Материалы по геологии урановых месторождений. М.: Изд-во ВИМС, 1979. 238 с.

8. Семененко Н. П., Тохтуев Г. В., Кравченко В. М. и др. Структура Криворожских месторождений богатых руд и закономерности их развития на больших глубинах. Киев: Наукова думка, 1981. 188 с.

9. Сыромятников Ф. В., Румянцев Г. В. О влиянии механического напряжения на растворимость кварца в воде и щелочных растворах//Сб. метаморфогенное рудообразование. Ч. 1. К.: Наукова думка, 1972. 332 с.

10. Тарханов А. В. Геохимические особенности урановых месторождений и рудопоявлений Северного Криворожья. Автореферат дис. канд. геол.-минерал. наук, 1968 г. 18 с.

11. Тохтуев Г. В. Роль тектонического сжатия в образовании железных руд Украинского щита при метаморфизме//Сб. метаморфогенное рудообразование. Ч. 1. К.: Наукова думка, 1972. 332 с.

12. Ярошук М. А., Вайло А. В. Процессы тектономагматической активизации Ингулецко-Криворожской зоны Украинского щита и возможная связь с ними уран-полиметаллического оруденения//Матер. конф. “Щелочной магматизм Земли и его рудоносность.” Донецк, 2007. С. 156–161.

13. Яценко Г. М., Гурский Д. С., Сливко Е. М. и др. Алмазоносные формации и структуры юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. Киев: УкрГГРИ, 2002. 331 с.

УДК 658.155.812

С. Г. ИЗМАЙЛОВ, канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории гидро-геологических исследований,

В. И. ОНИЩЕНКО, старший научный сотрудник (ДО УкрГГРИ)

ОЦЕНКА ШАХТНЫХ ВОД ДОНБАССА КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ВОДОСНАБЖЕНИЯ

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

В статье, на основании накопленной к настоящему времени обширной информации (в т. ч. результатов исследований ДО УкрГГРИ) о составе шахтных вод Донбасса, особо обращено внимание на возможность улучшения водоснабжения ряда его районов с острым дефицитом питьевых вод за счет непосредственного использования маломинерализованных шахтных вод, выводимых на поверхность в значительных объемах, а также за счет резерва, создаваемого путем замены используемых не по прямому назначению дефицитных питьевых вод для технических и других целей, шахтными водами. Отмечено, что более широкое использование подаваемых на поверхность шахтных вод для удовлетворения нужд различных потребителей позволяет снизить их негативное влияние на природную среду бассейна. Предложены в качестве постановочных пути доизучения шахтных вод как альтернативного источника водоснабжения и возможности использования в других целях в условиях Донбасса.

In clause, on the basis of the extensive information, saved to the present time, (including results of researches DD UkrSGRI) about structure of mine waters of Donbass, the attention to an opportunity of improvement of water supply of a line of his areas with sharp deficiency of drinking waters is especially inverted at the expense of direct use fresh of mine waters deduced on a surface in significant volumes, and also at the expense of a reserve created by replacement used not on direct purpose, of used, drinking waters for technical and other purposes, mine waters. Is marked, that wider use of mine waters, submitted on a surface, for satisfaction of needs of the various consumers allows to lower their negative influence on an environment of pool. Are offered of a way to continue study of mine waters as alternative source of water supply and opportunity of use in other purposes in conditions of Donbass.

В ряде засушливых районов Донбасса постоянно ощущается острый дефицит в водоснабжении (хозяйственно-питьевом, техническом и для других целей) при одновременном сбросе большого количества шахтных вод в реки и водоемы.

Донбасс в целом обеспечен ресурсами и эксплуатационными запасами подземных вод. Так, по данным ГНПП “Геоинформ”, в пределах Восточного Донбасса (Луганская область) из эксплуатационных запасов подземных вод (ЭЗПВ) в объеме 1832 тыс. м³/сут в настоящее время используется для водоснабжения порядка 27 %, а в пределах Юго-За-

падного Донбасса (Донецкая область) из ЭЗПВ в количестве 1087 тыс. м³/сут для этих целей используется около 12 %. При этом прогнозные ресурсы подземных вод используются соответственно на 25 и 36 %. Однако, целевые водоносные горизонты с указанными ресурсами и эксплуатационными запасами подземных вод расположены, как правило, по периферии углепромышленной части Донбасса. Поэтому нуждающимся в питьевой воде потребителям (особенно из числа мелких) в ряде углепромышленных районов Донбасса, удаленным на значительном расстоянии от этих подземных источников водоснабжения, представляется затруднительными даже

нереальным подключиться к ним из-за существенных материальных и финансовых затрат. Кроме того, в последние годы резко возросла стоимость водопроводной воды, которая раньше поступала из централизованных систем для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения отдельных предприятий, которые в современных условиях имеют разную форму собственности. В связи с этим значительно повышается спрос на использование индивидуальных местных источников водоснабжения, особенно промышленными предприятиями. Нередко это касается и населенных пунктов, ощущающих дефицит в водоснабжении. В этих условиях важное значение име-

ют вопросы возможности использования шахтных вод невысокой минерализации в качестве альтернативного источника водоснабжения.

В последние годы для решения этих актуальных вопросов в Донбассе начали проводиться работы (в соответствии с областными социальными программами) по оценке шахтных вод как альтернативного источника водоснабжения. К этим работам на договорных началах привлечены территориальные геологические организации, функционирующие в бассейне. В частности, ГРПП “Донбассгеология” в 2002 г. подготовило Кадастр шахт с шахтной водой, пригодной для хозяйственно-питьевого водоснабжения без предварительной деминерализации по Центральному и Чистяково-Снежнянскому углепромышленным районам Донецкой области. Восток ГРПП проводит, начиная с 2005 г., работы по южным районам Луганской области с целью оценки возможности использования шахтных вод, откачиваемых из закрытых шахт, как перспективного источника хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда городов (Брянка, Кировск, Свердловск, Ровеньки), испытывающих острый дефицит в питьевой воде. В итоге проведения первого этапа работ были выделены в качестве перспективных закрытые шахты им. Войкова и “Ворошиловская”; откачиваемые воды из которых после доочистки и соответствующей технологической подготовки могут быть использованы для покрытия дефицита питьевого водоснабжения городов Свердловск, Ровеньки и прилегающих населенных пунктов.

Суммарный объем откачиваемых на поверхность шахтных вод по всем водоотливным системам шахт (по состоянию на 2008 г.) ориентировочно составляет 71,2

тыс. м³/ч (1709 тыс. м³/сут). Для шахт бассейна в период интенсивной добычи угля (до 1995 г.) были характерны следующие водопритоки (м³/ч): менее 100 – 59 %; 100–300 – 37 %; 300–500 – 37 %; 500–1000 – 20 %; более 1000 – 6 % шахт [7]. Эти показатели водопритоков изменяются по мере вывода из эксплуатации шахт и другим причинам как по отдельным углепромышленным районам, так и в пределах одного района. Водопритоки в шахты варьируют от 40–70 до 1500–1660 м³/ч.

Сбросные шахтные воды в бассейне имеют разнообразный химический состав. Содержание растворимых солей в этих водах изменяется в широких пределах, что подтверждается минерализацией вод (от менее 1 до 30,0–35,5 г/дм³). Согласно отраслевого стандарта [6] эти воды по величине минерализации подразделяются на три группы: пресные, солоноватые и соленые. При этом в Донбассе преобладают подгруппы слабо- и умеренно солоноватых, а в Западном Донбассе – солоноватых и сильно солоноватых шахтных вод.

В Донбассе из-за дефицита пресных вод для различных потребителей широко используются поверхностные, подземные, а иногда и шахтные воды с минерализацией до 3 г/дм³. Данные предварительного анализа свидетельствуют о том, что откачиваемые на поверхность шахтные воды с минерализацией до 3 г/дм³ в бассейне составляют большую часть (около 75 %) от общего их объема, равную 1530 тыс. м³/сут, что свидетельствует о существенных резервах и возможностях их использования для водоснабжения. Следует отметить, что доля этих вод в общем объеме подаваемых на поверхность шахтных вод в различных частях

бассейна неодинаковая. Так, для Восточного Донбасса (Луганская область) она составляет более 80 % (520 тыс. м³/сут), Юго-Западного Донбасса (Донецкая область) – 72 % (700 тыс. м³/сут), а Западного Донбасса (Днепропетровская область) – 57 % (2,4 тыс. м³/сут).

Основными критериями пригодности шахтных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения являются нормируемые нормативными документами [1–3, 8] показатели: минерализация (сухой остаток), жесткость (общая), содержание сульфатов, хлоридов, загрязняющих веществ (химических, органических), рН, санитарно-эпидемиологическое состояние. Важным условием также являются возможность организации зон санитарной охраны водных объектов шахт, использования технологий очищения, обеззараживания, водоподготовки шахтных вод и аппаратного обеспечения в соответствии со СНиП 2.04.02.

Особую ценность для водоснабжения в условиях Донбасса представляют шахтные воды с минерализацией до 1,5 г/дм³, а при их отсутствии также с минерализацией от 1,5 до 2,0 г/дм³. Эти воды после доочистки, обеззараживания и соответствующей технологической подготовки, а с минерализацией 1,5–2,0 г/дм³ и незначительного доопреснения, могут быть успешно использованы для покрытия дефицита хозяйственно-питьевого водоснабжения целого ряда населенных пунктов и промышленных предприятий.

Суммарный объем сбросных шахтных вод в бассейне составляет: с минерализацией до 1,5 г/дм³ ~ 120,3 тыс. м³/сут (в т. ч. по Луганской области 77,2 и Донецкой – 43,0 тыс. м³/сут), а с минерализацией 1,5–2,0 г/дм³ ~ 355,0 тыс. м³/сут (в т. ч.

по Луганской области 101,5 и Донецкой – 253,5 тыс. м³/сут). В Донецкой области этими водами наиболее обеспечены Чистяково-Снежнянский, Центральный и отчасти Донецко-Макеевский, а в Луганской – Должанско-Ровенецкий, Алмазно-Марьевский и Боково-Хрустальский углепромышленные районы. Достаточно высокое практическое значение в перспективе для покрытия дефицита водоснабжения в Донбассе могут иметь также представляющие довольно крупный резерв (около 800 тыс. м³/сут) шахтные воды с минерализацией 2–3 г/дм³. Эти воды, после специальной водоподготовки и обеззараживания, разбавления чистой водой питьевого качества до минерализации 1,0–1,5 г/дм³ или после проведения их деминерализации, могут быть использованы не только для технического, но и хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Способ очищения и кондиционирования шахтных вод с целью получения воды для централизованных систем хозяйственно-питьевого водоснабжения включает ряд технологических операций, необходимость которых определяется по фактическим и прогнозным данным. К этим операциям относятся очищение от взвешенных веществ; умягчение; снижение щелочности; уменьшение общего соледержания; уменьшение концентрации железа, марганца и других микроэлементов; корректирование концентрации фторид-ионов; уменьшение концентрации органических веществ и продуктов их окисления; устранение запаха и привкуса.

По предварительным данным шахтные воды из всех водоотливных систем угольных шахт в Донбассе требуют доочистки, хотя и в разной мере. Большей час-

тью они не только по суммарному содержанию солей, но и по другим нормируемым показателям (после соответствующей доочистки и технологической подготовки) пригодны для хозяйственно-питьевых целей, хотя в ряде случаев и потребуют умягчения, обезжелезивания, нейтрализации и др.

Наиболее перспективным дополнительным источником водоснабжения в Донбассе являются функционирующие и закрытые шахты с постоянно действующим водоотливом, а в отдельных случаях и закрытые на “мокрую” консервацию шахты при условии обеспечения ими требуемого постоянного дебита воды необходимого качества. Указанные угольные шахты можно рассматривать как водные бассейны – альтернативные источники водоснабжения. Последние могут быть приурочены как к одиночным обособленным шахтам, так и к шахтам, имеющим гидродинамическую и гидравлическую связь с соседними (смежными) шахтами.

Шахты в качестве источников водоснабжения должны выбираться из тех, которые удовлетворяют требованиям санитарного состояния мест расположения водозаборных сооружений и прилегающих территорий, качества шахтной воды и дебита альтернативного источника водоснабжения. На выбранных шахтах, перспективных в качестве источника водоснабжения, необходимо проведение комплексных гидрогеологических обследований с целью оценки экологической обстановки и решения вопросов создания зон санитарной охраны водных бассейнов шахт, а также организация и проведение мониторинговых наблюдений за изменением техногенной обстановки и изменением количества и качества шахтных вод на полях шахт и в

зоне их влияния. При этом для исследований качества шахтных вод целесообразно использовать современные высокоточные методы и приборы с целью выявления в этих водах высокотоксичных микроэлементов (таллий, бериллий, кадмий и др.), плохо изученных из-за их очень малой концентрации в воде.

При оценке возможности использования шахтных вод для технических и технологических нужд следует руководствоваться специальными требованиями, предъявляемыми к воде в зависимости от характера ее использования на производстве и в быту. Шахтные воды Донбасса, как правило, отличаются неудовлетворительной технической характеристикой по целому ряду показателей. Однако, эти воды при доочистке и технологической подготовке с доведением до соответствующих кондиций могут быть успешно использованы для этих целей.

При решении проблемы очищения шахтных вод следует учитывать накопленный в Донбассе к настоящему времени определенный опыт использования этих вод, разбавленных до нужных кондиций условно чистыми природными водами, для различных технологических, технических и бытовых нужд. Несомненную экономию дефицитных в Донбассе питьевых вод может принести замена их кондиционными шахтными водами для этих нужд. По данным ГРГП "Донецкгеология" (2002 г.) общие затраты питьевой воды на шахтах только в Донецкой области, где она может быть заменена кондиционной шахтной водой для этих целей, составляет порядка 1,9 млн м³/год (5,2 тыс. м³/сут), а затраты свежей технической воды – 1,35 млн м³/год (3,7 тыс. м³/сут). При этом

основная экономия питьевой и свежей технической воды (около 70 % от общего объема) может быть получена при использовании кондиционной шахтной воды в системах теплоснабжения.

Оценка перспективности использования шахтных вод для водоснабжения, и в первую очередь для хозяйственно-питьевых целей, осуществляется на основе технико-экономического обоснования различных вариантов очищения и кондиционирования шахтных вод, а также в сравнении с другими предполагаемыми источниками водоснабжения. Сбросные шахтные воды в ряде случаев одновременно могут представлять практический интерес и как источник возможного орошения, особенно это касается шахтных вод невысокой минерализации [9]. В этой связи должен решаться вопрос экономической целесообразности использования этих вод в тех или иных целях.

Представляющие практическое значение для водоснабжения и других целей извлекаемые на поверхность шахтные воды из угольных шахт (действующих и закрытых) относятся к категории попутных вод месторождений твердых полезных ископаемых. Изучение и оценка их эксплуатационных запасов осуществляется в соответствии с Нормативным документом ГКЗ [5] и Инструкцией ГКЗ [4].

Положительное решение вопроса использования шахтных вод по ликвидации острого дефицита водоснабжения в ряде засушливых районов Донбасса может быть достигнуто как за счет непосредственного их использования для этих целей, так и за счет резерва, создаваемого путем замены используемых не по прямому назначению дефицитных в засушливых районах питьевых вод для технических и

других нужд, шахтными водами. Более широкое использование шахтных вод, непосредственно забираемых из шахт, для водоснабжения и других целей будет способствовать уменьшению их сброса в гидрографическую сеть и водоемы (накопители), что будет способствовать снижению негативного влияния их на окружающую природную среду. Учитывая недостаточную и неравноценную изученность шахтных вод по территории Донбасса, первоочередной задачей является целенаправленное доизучение откачиваемых шахтных вод в целом по бассейну с выделением угольных шахт (из числа действующих и закрытых), наиболее перспективных в качестве альтернативных источников водоснабжения и возможного орошения, с последующим проведением на них детальных исследований. При этом при изыскании резерва источников водоснабжения и орошения следует учитывать и шахтные воды, в больших объемах сосредоточенные в прудах-накопителях.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 2874-82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством. М.: Госстандарт СССР, 1982.
2. ГОСТ 2761-84. Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гигиенические требования и правила выбора. М.: Госкомитет по стандартам, 1984.
3. Державні санітарні правила і норми "Вода питна." Гігієнічні вимоги до якості питної води централізованого господарсько-питного водопостачання (ДСаНПН). К.: Мінохорони здоров'я України, 1996.
4. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ питних і технічних підземних вод. К.: ДКЗ, 2000. 46 с.
5. Нормативний документ ДКЗ. Порядок вивчення та підрахунку експлуатаційних запасів супутніх вод родовищ твердих корисних копалин (методичні вказівки). К.: ДКЗ, 2001. 12 с.

6. ОСТ 41-05-263-86. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 7с.

7. Пономаренко П. И., Москур П. М., Гринцова Е. А. Шахтные воды Донбасса, их охрана и использование. Днепропетровск: Наука и образование, 1998. 50 с.

8. САНПиН № 4630-88. Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения. М.: Минздрав СССР, 1988. 70 с.

9. Требования к качеству шахтных и карьерных вод, используемых для орошения сельскохозяйственных угодий Украинской ССР. РНТД 33.34.004.86. Пермь, 1986.

УДК 551.243.4:553.98(477.75)

М. І. ЄВДОЩУК, радник голови Держгеонадра України,
Т. М. ГАЛКО, завідувач відділу (УкрНДІгазу),
В. П. КЛОЧКО, провідний науковий співробітник (ІГН НАН України),
О. В. ВОЛКОВА, науковий співробітник (ДП "Науканафтогаз" НАК НГ України)

РЕЙТИНГОВА ОЦІНКА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ПРИКЕРЧЕНСЬКОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ (УКРАЇНСЬКИЙ СЕКТОР)

Визначення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів (підготовлених до глибокого буріння й виявлених, перспективних до постановки детальних сейсмозв'язувальних робіт) на основі рейтингової оцінки локальних структур є основним завданням пошуково-розвідувальних робіт в українському секторі прикерченського шельфу.

Determination of the primary oil and gas facilities (prepared for deep drilling and found promising for formulation of detailed seismic work) based on the rating of local structures is the main task of exploration in the Ukrainian sector of Kerch shelf.

Прикерченський шельф Чорного моря (український сектор) має глибину моря до 100–200 м. Континентальний схил Чорного моря – 100–200–2000 м, глибоководна западина – від 2000 до 2212 м.

Саме в цих межах до 200 м розміщений район наших досліджень. За основу прийнята карта фонду структур Південного нафтогазонасного регіону України станом на 01.01.2010 р. масштабу 1:500 000 Львівського відділення УкрДГРІ з доповненнями у 2011 р. (рисунк).

У районі прикерченського шельфу України розміщений Керченсько-Таманський прогин, який на північному сході продовжується на територію Росії. На півночі він межує з Індоло-Кубанським прогином (є його південно-західним відгалуженням), на заході по Узунларсько-Горностаївському (Правдинському) розлому (зоні) із зануренням

мегантклінорію Гірського Криму (Феодосійський виступ), на сході по Кальміус-Джигінському розлому (зоні) з Південно-Західним Кавказом і його західним зануренням (Анапський виступ). Південною границею Керченсько-Таманського прогину є Бар'єрна антиклінальна зона, а на південному заході через сідловину він сполучається із западиною Сорокіна.

Аналіз стану геолого-геофізичної вивченості перспектив нафтогазонасності й перші результати бурових робіт на прикерченському шельфі Чорного моря підтверджують прогноз про високу оцінку величини його нафтогазового потенціалу. Особливості геологічної будови свідчать, що загалом акваторія прикерченського шельфу Чорного моря вивчена сейсмозв'язкою МВХ СГТ нерівномірно. Найкраще досліджена центральна зона – район структур Південно-керченської-Абіха-Субботі-

на. Достовірну інформацію отримано про геологічну модель майкопських і середньоміоценово-пліоценових порід, які залягають неглибоко.

Перша на прикерченському шельфі в українському секторі параметрична свердловина Субботіна-403 відкрила вперше на морських акваторіях України нафтове родовище. На досліджуваній акваторії існують усі геологічні передумови й позитивні критерії нафтогазонасності для відкриття нових родовищ, зокрема великих за запасами. На сьогодні тут підготовлено до глибокого буріння чотири структури:

Абіха, Глибока, Керченська та Південнокерченська (див. рисунок).

Аналіз матеріалів сейсмозв'язки й проводки глибоких свердловин свідчить про незбіжність структурних планів різних стратиграфічних горизонтів й обґрунтовує виділення трьох поверхів на прикерченському шельфі Чорного моря на теперішній стадії розвідки: палеоценово-еоценового, майкопського та середньоміоценово-пліоценового, вивчення яких доцільно здійснювати окремими мережами свердловин.

Просторове розміщення нафтогазоперспективних

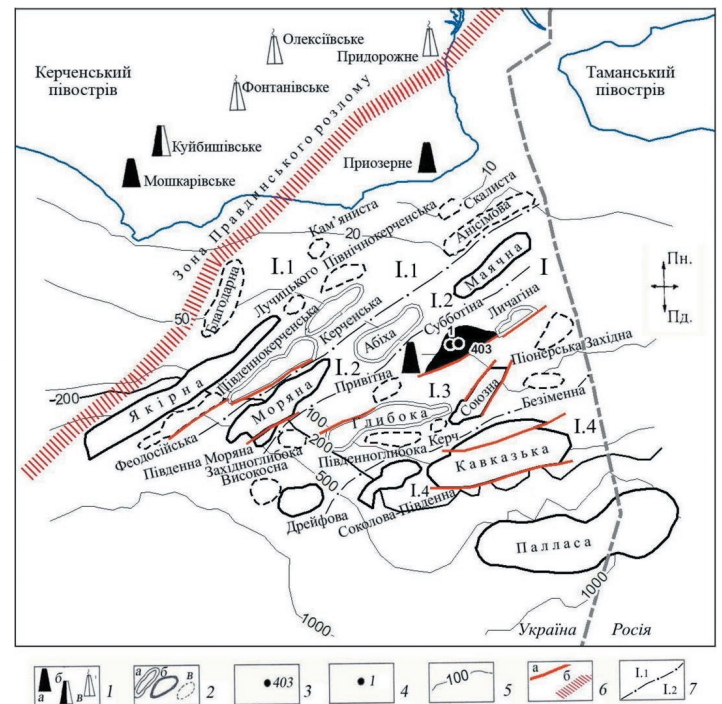


Рисунок. Оглядова карта українського сектору Керченсько-Таманського прогину (фонд нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2011 р.) за О. В. Волковою, 2011 р. на основі карти фонду структур ЛВ УкрДГРІ станом на 01.01.2011 р., геолого-геофізичних матеріалів ЛВ УкрДГРІ [11], ДГП "Укргеофізика"; ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України" [9]:

1 – родовища: а – нафтові, б – нафтогазові, в – газоконденсатні; 2 – нафтогазоперспективні структури: а – підготовлені до глибокого буріння, б – виявлені сейсмозв'язкою, в – прогнотно-перспективні; 3 – параметрична свердловина 403-Субботіна (продуктивна); 4 – пошукова свердловина І-Субботіна (продуктивна); 5 – ізобати, м; 6 – а – тектонічні порушення, б – зона Правдинського розлому; 7 – границі тектонічних елементів прогину (І. Керченсько-таманський (південнокерченський) шельф Чорного моря (український сектор) 0–(100–200) м; І.1. Північний борт Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), І.2. Приосьова (Осьова) зона Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), І.3. Південний борт Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), І.4. Бар'єрна зона (відокремлює Керченсько-Таманський прогин з півдня від валу Шатського й Туапсинського прогину і є можливим продовженням Анапського виступу Південно-Західного Кавказу)

об'єктів прикерченського шельфу Чорного моря (український сектор) таке:

За глибинами поверхні дна моря й тектонічним районуванням (рисунок):

Прикерченський (керченсько-таманський) шельф Чорного моря (український сектор) (0 – 100–200 м): І. Керченсько-Таманський (Південнокерченський) прогин: І.1 – Північнобортова зона (Якірна – виявлена, Південнокерченська й Керченська – підготовлені до глибокого буріння структури), І.2 – Приосьова (Осьова) зона (Моряна – виявлена, Абіха – підготовлена, Маячна – виявлена), І.3 – Південнобортова зона (Глибока – підготовлена, Союзна (підготовлений паспорт), Субботіна (нафтове родовище), Личагіна (підготовлений паспорт), І.4 – Бар'ерна зона: Південносоколова (Соколова-Південна й Кавказька – виявлені структури).

За нафтогазогеологічним районуванням: Індоло-Кубанська НГО з районами: Південнокерченським НГР та Субботінським НГР; Чорноморська НГО зі Східночорноморським ПР. Південнокерченський НГР розміщений на східному узуренні Гірського Криму, Феодосійському виступі та прилягаючому суходолі й акваторії Чорного моря, де глибоке морське буріння відсутнє. Субботінський НГР розміщений на території керченсько-таманського (південнокерченського) шельфу Чорного моря в Керченсько-Таманському прогині. Тут розміщені структури: Якірна, Південнокерченська, Керченська, Моряна, Абіха, Маячна, Глибока, Союзна, Субботіна, Личагіна, Соколова-Південна та Кавказька. У Східночорноморському ПР розміщені структури (об'єкти) Дрейфова, Палласа та ін.

У межах прикерченського шельфу доведена нафто-

газонасність майкопських колекторів Південнобортової зони антиклінальних складок. Про це свідчить відкриття першою ж параметричною свердловиною Субботіна-403 нафтового родовища Субботіна. Головним перспективним тектонічним елементом майкопського комплексу є Керченсько-Таманський прогин, що є південним відгалуженням Індоло-Кубанського прогину. Виявлено різні структурні плани розвинутих тут верхньоярських-нижньокрейдових, верхньокрейдових, палеоценово-еоценових, майкопських та середньоміоценових-пліоценових відкладів.

Загальна оцінка початкових сумарних видобувних ресурсів українського сектору прикерченського шельфу Чорного моря за станом вивченості на 01.01.2010 р. становить 448,2 млн т у. п. проти 210,3 млн т у. п., нарахованих за станом вивченості на 01.01.2004 р. Прогнозна їх частина дорівнює 441,6 млн т у. п. проти 210,3 відповідно, тобто збільшення відбулося на 210 %.

Виконана рейтингова оцінка станом на 01.01.2011 р. дає можливість уточнити, деталізувати та швидко освоїти нафтогазові ресурси цієї нової нафтогазонасної території України.

Стан вивченості зазначеної вище території показано на рисунку. За цими даними на 01.01.2010 р. на прикерченському шельфі Чорного моря (український сектор) фонд родовищ і нафтогазоперспективних об'єктів залучав до себе [9, п/р. 8.2]:

Родовища ВВ: Нафтогазове родовище Субботіна (в пошуковому бурінні, ДАТ “Чорноморнафтогаз”), запаси за категорією S_2 – 1,554 млн т нафти й 1,362 млрд m^3 газу, ресурси за категорією S_3 – 10,8 млрд m^3 газу, глибина моря – 76 м.

Нафтогазоперспективні об'єкти (структури) (ДАТ “Чорноморнафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, Державна геологічна служба України):

Підготовлені до пошукового буріння: Абіха (P_3 покр., Іб), ресурси за категорією S_3 – 8 млрд m^3 газу, площа – 44,3 km^2 , глибина моря – 60–70 м; Глибока (K_1 , ІV), ресурси за категорією S_3 – 11,5 млрд m^3 газу, площа – 61 km^2 , глибина моря – 70–84 м; Керченська (P_3 , Іа), ресурси за категорією S_3 – 2,332 млрд m^3 газу, площа – 12 km^2 , глибина моря – 50–70 м; Південнокерченська (P_2 покр.), ресурси за категорією S_3 – 9,945 млрд m^3 газу, площа – 33 km^2 , глибина моря – 70–80 м.

Виявлені (перспективні) (ДАТ “Чорноморнафтогаз”, Державна геологічна служба України): Дрейфова (P , Іа), глибина моря – 515–570 м; Кавказька (K_2 , ІІ₂), глибина моря – 60–70 м; Личагіна (P_3 покр., Іб), глибина моря – 50 м; Маячна (P_3 покр., Іб), глибина моря – 30 м; Моряна (K_2 , ІІ₂), глибина моря – 60–150 м; Палласа (K , ІІ), глибина моря – 200–1 000 м; Соколова-Південна (Південносоколова) (K_2 , ІІІ), глибина моря – 80–100 м; Союзна (P_3 , Іа), глибина моря – 40–60 м; Якірна (K_2 , ІІ₂), глибина моря – 20–30 м.

Інші організації: структури, а саме: Балаклава ($MZ?$, ІІ), глибина моря – понад 2 км; Гурзуф ($MZ?$, ІІІ), глибина моря – 1 000–2 000 м; Західнотетяєва (P покр., Іа), глибина моря становить понад 2 км; Східнотетяєва (P покр., Іа), глибина моря становить понад 2 км, ми не розглядаємо.

Отже, 14 структур (об'єктів) потрапляють в український сектор Керченсько-Таманського прогину: Якірна, Південнокерченська, Керченська, Моряна, Абіха, Маячна, Глибока, Союзна, Субботіна, Личагіна, Соко-

лова-Південна та Кавказька, а також Дрейфова й Палласа (останні дві розміщені в умовах континентального схилу).

Розглянуті матеріали з позицій розломно-блокової тектоніки з урахуванням інших уявлень [3–5, 9, 12] дають можливість виявити таке просторове розміщення нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2011 р. в українському секторі прикерченського шельфу Чорного моря (див. рисунок) [1, 2, 6–11]. Відповідно до цього, з урахуванням тектонічного й нафтогазогеологічного районувань здійснено рейтингову оцінку нафтогазоперспективних структур [9].

У 1996 році автори праці [6] проаналізували 110 локальних структур з метою визначення перспективних на пошуки ВВ районів і зон (їх рейтинг) прикерченського шельфу Чорного моря, континентального схилу та глибоководної западини [6, додаток 1 (табл. 1, с. 165–172) і додаток 2 (табл. 2, с. 173)]. Рейтингова оцінка локальних структур здійснена в 1990–1991 рр. (В. Г. Бондаренко, С. П. Пустовойт, “ВНДІПШельф”). Проведено ранжування за економічними показниками [6, табл. 2.5, с. 133] й ранжування зон газовидобутку за техніко-економічними показниками [6, табл. 2.6]. Визначилося три перспективні зони. Перша за рейтингом, відповідно до зайнятого місця, залучала до свого складу Глибоку, Південнокерченську, Кавказьку, Моряну-2, Якірну, Дрейфову, Вернадського та інші структури. Другу за рангом зону становили структури: Субботіна, Анісімова, Абіха, Личагіна, Союзна та ін.

Першочерговими структурами стали по першій зоні Глибока, Південнокерченська, Кавказька, по другій – Субботіна й Анісімова. Станом на 1996 рік було за-

пропоноване таке ранжування перших шести місць [6, с. 132]: 1 – Глибока, 2 – Південнокерченська, 3 – Субботіна, 4 – Анісімова, 5 – Кавказька, 6 – Абіха. Усі вони потрапили до високоперспективного Субботінського району, котрий виділили автори праці [6, рис. 1.9], який залучав до свого складу 22 структури з ресурсами у 481,7 млрд м³ у газовому еквіваленті. Через 10 років саме в цьому районі було відкрито перше на акваторіях України Субботінське нафтове родовище.

У монографіях М. І. Євдошука [2], В. В. Гладуна [1], відповідно в 1997 і 2001 рр., рейтингова оцінка по п'яти показниках в обох роботах підтверджена таблицями [2, табл. 11.1 і 11.2] і [1, табл. 3.1–3.3].

У 2006 році [7] на основі рейтингової оцінки в межах акваторії Азовського моря було визначено, що серед підготовлених до глибокого буріння першочергових об'єктів немає. Першочергові перспективні виявлені об'єкти до цього часу не ввійшли до фонду підготовлених.

У роботі [8] у 2007 році по північно-західному шельфу (український сектор) під час рейтингової оцінки підготовлених об'єктів до буріння, окрім п'яти параметрів (показників), наведених вище (коефіцієнтів вагомості), визначилися ще два: коефіцієнт зональної нафтогазоносності (на підставі нафтогазогеологічного районування) й коефіцієнт щільності нерозвіданих ресурсів. Ці два додаткові параметри щодо коефіцієнтів вагомості площі характеризують ступінь перспективності ділянки, на якій розміщений цільовий об'єкт, а сама структура оцінюється насамперед за величиною перспективних ресурсів ВВ, площею та типом пастки, глибиною залягання перспективних горизонтів. Інтегральний показник чер-

говості (Кч) об'єктів акваторії Чорного моря розраховувався із 2007 року способом перемноження семи коефіцієнтів вагомості таких показників [8, с. 112–113, табл. 4.2]:

$$Kч = Kп \cdot Kг \cdot Kтп \cdot Kр \cdot Kнтг \cdot Kзн \cdot Kщнр,$$

де вагомість: перспективної площі – Kп; глибини залягання перспективних горизонтів – Kг; типу пастки – Kтп; перспективність ресурсів об'єкта – Kр; перспективної (нафтогазоносною) товщі – Kнтг; зональної нафтогазоносності – Kзн; щільності нерозвіданих видобувних ресурсів – Kщнр. Максимальні значення розрахункових коефіцієнтів відповідають найсприятливішим умовам (показникам) нафтогазоносності локальних структур і ділянок, на яких вони розміщені.

Перевагою варіанта підрахунку за сімома коефіцієнтами є більша диференціація значень коефіцієнтів черговості, що приводить до зменшення числа об'єктів з однаковими величинами цього показника [8, с. 113]. Це закріплено таблицями рейтингової оцінки об'єктів (по північно-західному шельфу Чорного моря (український сектор) [8, табл. 4.1 і 4.2].

У роботі, присвяченій акваторіям України (північно-західний шельф Чорного моря й акваторія Азовського моря), станом на 2009 рік рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів також виконана по семи параметрах [11, табл. 4.8 і 4.9].

У результаті рейтингової оцінки 12 об'єктів прикерченського шельфу Чорного моря за значеннями коефіцієнтів черговості автори [3] виділили три групи (I, II, III) щодо послідовності їх оцінки. До першої пріоритетної групи належать об'єкти зі значеннями коефіцієнта черговості понад 0,4. До їх числа на прикерченському шельфі входять усі шість підготовлених (Абіха, Глибока,

Керченська, Личагіна, Південнокерченська, Союзна) та три виявлених (Маячна, Моряна, Піонерська) антиклінальні складки [3, табл. 1 і 2]. Локальні структури другої групи характеризуються значеннями коефіцієнта черговості 0,2–0,4, третьої – менше 0,2 [3]. Оцінка виявлених підняття Кавказького (Північнокавказького), Соколова-Південна (Південносоколова) та Якірного визначена лише для палеогенових порід. Перспективи нафтогазоносності не розкритих бурінням крейдових відкладів згаданих структур достатньою мірою не визначені [3].

Б. М. Полухтович, С. М. Захарчук та ін., 2011 р. [9, підрозділ 8.1, с. 282–288; табл. 8.2 і 8.3] з позицій підкидо-насувної будови провели аналіз наявних геофізичних матеріалів, одержаних, зокрема, ДГП “Укргеофізика” (М. В. Ночвай, Г. Г. Маркова та ін., 2003 р.), і даних глибокого буріння та склали таблиці рейтингової оцінки п'яťох виявлених (Кавказька, Соколова-Південна, Якірна, Маячна, Моряна) й шістьох підготовлених до глибокого буріння (Абіха, Глибока, Керченська, Личагіна, Південнокерченська, Союзна) структур [3].

Отже, безпосередньо під час підрахунків використані найсуттєвіші для порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності параметри об'єктів, одержані в результаті геофізичних, бурових та науково-дослідних робіт.

Заслугує на особливу увагу стаття М. В. Харченка, Т. Є. Довжок, 2010 р. [12], в якій автори запропонували систему рейтингової оцінки перспектив нафтогазоносності локальних структур акваторій Південного регіону України на основі відомих і розроблених коефіцієнтів. На їх думку, під час визначення параметрів рейтингової

оцінки всі коефіцієнти доцільно розподілити на три групи: пошукові (оцінюють вірогідність покладів ВВ), розвідувальні (оцінюють величину перспективних ресурсів на структурі), економічні (зумовлюють вартість підготовки одиниці запасів ВВ і відповідно економічну доцільність геологорозвідувальних робіт на структурі) [12].

Автори праці [12, табл. 1, с. 11] для рейтингової оцінки локальних структур акваторій Південного регіону України запропонували 11 параметрів, що зведені тільки в таблицю “Коефіцієнти рейтингової оцінки локальних структур” (табл. 1).

У статті наведено таке: “Рейтингову оцінку проведено для 20 підготовлених для глибокого буріння структур, що станом на 01.01.2008 р. належать до фонду Державної геологічної служби та Державного акціонерного товариства “Чорноморнафтогаз” на глибинах до 100 м” [12, с. 11].

У журналі, де опублікована ця стаття [12], таблиця рейтингової оцінки 20-ти підготовлених для глибокого буріння структур **відсутня**.

З позицій розломно-блокової тектоніки проведено рейтингову оцінку всіх локальних нафтогазоперспективних об'єктів (підготовлених і виявлених – окремо) на основі форми фонду структур 03-ГР-2010 станом на 01.01.2010 року для прикерченського шельфу Чорного моря в українському секторі з урахуванням структурно-тектонічного й нафтогазогеологічного районування станом на 01.01.2010 р. (табл. 2, 3) (див. рисунок). За рейтингової оцінки, згідно з коефіцієнтами черговості, у *підготовлених об'єктах* встановлено такий порядок рангових номерів [9].

1 – Абіха (0,62), 2 – Південнокерченська (0,61), 3 – Глибока (0,56), 4 – Керченська (0,48).

Для виявлених нафтогазоперспективних об'єктів розміщення за рейтинговою оцінкою таке: 1 – Моряна (0,61), 2 – Соколова-Південна (0,57), 3 – Маячна (0,54), 4 – Личагіна (0,51), 5 – Палласа¹ (0,51), 6 – Союзна (0,45), 7 – Якірна (0,40), 8 – Дрейфова¹ (0,40), 9 – Кавказька (0,37).

На керченсько-таманському шельфі Чорного моря розміщена низка зон. Із північного заходу на південний схід виділяють такі зони північно-східного простягання: Північнобортову, Приосьову, Південнобортову та Бар'єрну [9].

У межах Північнобортової зони розміщені підготовлені об'єкти (структури Південнокерченська (рейтинговий номер 2) й Керченська, а також одна виявлена структура (рейтингова оцінка по виявлених об'єктах) – Якірна.

У Приосьовій зоні розміщена одна підготовлена структура – Абіха (рейтинговий номер по підготовлених структурах (див. табл. 8.4) – № 1) і дві виявлені Маячна й Моряна (виявлені об'єкти).

Південнобортова зона вміщує одну підготовлену структуру – Глибоку й дві виявлені – Личагіна й Союзну – за рейтинговою оцінкою по виявлених об'єктах.

У межах Бар'єрної зони виявлених структур дві: Кавказька й Соколова-Південна.

Ще дві виявлені структури Палласа й Дрейфова розміщені на південь від прикерченського шельфу Чорного моря в умовах континентального схилу Чорного моря [9].

Такий представницький склад нафтогазоперспективних об'єктів досліджуваної території по всіх структур-

но-тектонічних і нафтогазогеологічних елементах дає можливість розпочати широке охоплення геологорозвідувальними роботами на нафту й газ області українського сектору північно-східної частини Чорного моря.

Висока перспективність району доведена наявністю значного Субботінського нафтового родовища та першочергових нафтогазоперспективних об'єктів. Необхідно розкрити породи гетерогенно-гетерохронного фундаменту, який в інших акваторіях світу давно вже став промислово-нафтогазозносним. Поряд з розгортанням робіт щодо вирішення майкопської проблеми необхідно надати пильнішу увагу проблемі щодо неогену. Головною стає проблема вивчення нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних об'єктів України для швидкого освоєння нафтогазового потенціалу акваторії України, який володіє надзвичайно великою віддачею.

Аналіз рейтингової оцінки локальних структур прикерченського шельфу Чорного моря з різних позицій геологічної будови й джерел вуглеводнів не становить якихось перешкод для об'єднаних досліджень представників різних шкіл та уявлень. Напрями подальших робіт на пошуки ВВ залежать від кількості й якості нафтогазоперспективних об'єктів. Ланкою, яка об'єднує дослідників різних поглядів на геологічну будову, джерела ВВ тощо, є рейтингова оцінка локальних структур за єдиними по змозі параметрами.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Гладун В. В.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген/В. В. Гладун. К.: Наукова думка, 2001. 323 с.

2. *Євдошук М. І.* Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ/М. І. Євдошук. К.: Наукова думка, 1997. 277 с.

3. *Захарчук С., Полухтович, Мельничук П.* Тектонічна зональність та пріоритетні напрямки пошуків нових родовищ вуглеводнів Прикерченського шельфу Чорного моря//“Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа”. VIII Межд. конф. “Крым-2009”: Сб. докл. Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 2010. С. 150–156.

4. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області (геолого-структурні умови, седименто-літогенез, породи-колектори. Перспективи нафтогазоносності)/В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, С. М. Захарчук та ін. К.: вид. дім ЕКМО. 2010. 248 с.

5. Наукове обґрунтування ресурсів і запасів нафтогазоперспективних об'єктів України/

Таблиця 1. Коефіцієнти рейтингової оцінки локальних структур [12]

Параметр		Значення параметра	Знач. коеф.	
Коефіцієнт успішності ($K_{\text{у}}$)		Чорне море	0,4	
		Азовське море, Північноазовський прогин+Азовський вал	0,3	
Зональна нафтогазоносність ($K_{\text{зн}}$)		Відкрито родовищ у районі	>3	1,0
			1–3	0,8
			0	0,6
Тип пастки ($K_{\text{тп}}$)		склепінна	1,0	
		тектонічно обмежена	0,8	
		тектонічно екранована	0,6	
		літолого-стратиграфічно екранована	0,4	
Амплітуда структури, м ($K_{\text{ан}}$)		<50	0,5	
		>50	1,0	
Нафтогазоносний комплекс ($K_{\text{нк}}$)	Чорне море, північно-західний шельф	неогеновий	0,1	
		майкопський	0,7	
		палеоцен-еоценовий	0,8	
		крейдовий	0,5	
	Чорне море, прикерченський шельф	неогеновий	0,75	
		майкопський	1,0	
		палеоцен-еоценовий	0,5	
		крейдовий	0,5	
	Азовське море, Північноазовський прогин+Азовський вал	неогеновий	0,3	
		майкопський	1,0	
		палеоцен-еоценовий	0,5	
		крейдовий	0,3	
Якість структурних побудов ($K_{\text{яс}}$)	по комплексу	добра	1,0	
		середня	0,8	
	на структурі	добра	1,0	
		середня	0,75	
Додаткові (прямі) методи ($K_{\text{д}}$)		виділені перспективні аномалії	1,0	
		відсутні перспективні аномалії	0,8	
		відсутні дослідження або неоднозначна інтерпретація	0,9	
Ресурси вуглеводнів		млн т у. п. /10		
Віддаленість від комунацій ($K_{\text{вк}}$)	Відстань від нафто- і газопроводів, км	<25	1,0	
		25–50	0,8	
	Відстань від відомих родовищ, км	>50	0,6	
		<10	1,0	
Глибина залягання перспективної товщі, м ($K_{\text{г}}$)	>10	0,9		
	<1000	1,0		
	1000–2000	0,9		
	2000–3000	0,8		
	3000–4000	0,7		
Глибина моря, м ($K_{\text{гм}}$)	4000–5000	0,6		
	>5000	0,5		
	50–100	0,9		
	0–50	1,0		

¹ Структури Палласа й Дрейфова виявлені на континентальному схилі Чорного моря, але вони є у фонді 03-ГР-2010, тому ми й для них зробили рейтингову оцінку. Варто зауважити, що глибини моря тут дуже великі, тому освоєння цих площ планується в майбутньому, незважаючи на їх високу перспективність.

Таблиця 2. Рейтингова геологічна оцінка й практичні рекомендації стосовно підготовлених до глибокого буріння нафтогазоперспективних об'єктів українського сектору прикерченського шельфу Чорного моря, згідно з формою 03-ГР-2010 Львівського відділення УкрДГГРі станом на 01.01.2010 р. і даних "Чорноморнафтогаз", 2010 р. та авторів монографії, 2011 р. [9]

Об'єкт (структура) (№ на рис. 1)	Тектонічне районування	Нафтогазогеологічне районування	Перспективна товща (комплекс) КпТ	Глибина залягання перспективних горизонтів (товщ), м (Кг)	Тип пастки (КпТ)	Перспективна площа, км ² (Кп)	Амплітуда об'єкта, м	Локальні перспективні ресурси (С ₃ D ₁), млн т умовного палива (Кр)	Щільність нерозвіданих (виобувних) ресурсів, тис. т ВВ/км ² (Кшпр)	Суботніська зона нафтогазонагромадження (Суботніська високо- перспективна, першочергова зона)		Коефіцієнти						Середнє значення Кч	Рекомендації щодо вивчення об'єктів		
										Вагомості						Кч (червовсті)					
Абіха	Керченсько-Таман- ський прогин	Присюва зона	Майкоп	300-2000	А ¹	44,3	600	кат. С ₃ +Д ₁ 17,22	30-50	Зональна нафтогазоносність (Кзн)	Кп	Кп	КпТ	Кр	КпТ	Кзн	Кшпр	0,81	0,62	Пошуково- параметрич- не буріння	
																					Кп
Абіха	Керченсько-Таман- ський прогин	Присюва зона	Еоцен- палеоцен	2000- 2400	А	28,0	400	нв ²	30-50	Суботніська зона нафтогазонагромадження (Суботніська високо- перспективна, першочергова зона)	0,8	1,0	1,0	-	0,9	1,0	0,9	0,65	0,62	Пошуково- параметрич- не буріння	
			К ₂ S (сеноман)	2400- 4900	А	11,5	200	нв			0,7	0,8	1,0	-	0,8	1,0	0,9	0,40			
Глибока	КТП, Південно- Бортова зона	Бортова зона	Майкоп	1800- 2250	А	61,0	500	кат. С ₃ 11,5 ³	30-50	Суботніський НТР	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,9	0,72	0,56	Параме- тричне бу- ріння
			Еоцен- палеоцен	2250- 2450	А	9,8	400	нв			0,7	1,0	1,0	-	0,9	1,0	0,9	0,57			
			К ₂ S (сеноман)	2450- 4900	А	9,0	400	нв			0,7	0,8	1,0	-	0,8	1,0	0,9	0,40			
Керченська	КТП, Північно- Бортова зона	Бортова зона	Майкоп	450-1800	А	7,0	200	За кат. С ₃ по відкла- дах май- копу й К ₂ - 12,7	30-50	Суботніський НТР	0,7	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,9	0,50	0,48	Параме- тричне бу- ріння
			Еоцен- палеоцен	1800- 2200	А	6,5	400				0,7	1,0	1,0	-	0,9	1,0	0,9	0,57			
			К ₁ -К ₂	2200- 5200	А	34,5	1000				0,9	0,7	1,0	0,8	0,8	1,0	0,9	0,36			
Південнокерченська	КТП, Північно- Бортова зона	Бортова зона	Майкоп	500-1825	А	41,0	1050	кат. С ₃ 9,9	30-50	Суботніський НТР	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,9	0,72	0,61	Пошуково- параметрич- не буріння
			Еоцен- палеоцен	775-2025	А	33,0	1125				0,9	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	0,9	0,65			
			К ₂ S (сеноман)	900-4000	А	4,0	400				0,7	0,9	1,0	-	0,8	1,0	0,9	0,45			

Примітки: ¹ А – антиклінальна складка, ² нв – не визначалася.

Таблиця 3. Рейтингова геологічна оцінка й практичні рекомендації стосовно виявлених нафтогазоперспективних об'єктів українського сектору прикерженського шельфу Чорного моря, згідно з формою 03-ГР-2010 Львівського відділення УкрДГРІ станом на 01.01.2010 р. і даних "Чорноморнафтогаз"; 2011 р. та авторів монографії, 2011 р. [9]

Об'єкт (структура) (№ на рис. 1)	Тектонічне районування	Нафтогазогеологічне районування	Перспективна товща (комплекс) КнтГ	Глибина залягання перспективних горизонтів (товщ), м (КГ)	Тип пастки (Ктп)	Перспективна площа, км ² (Кп)	Амплітуда об'єкта, м	Локальні перспективні ресурси (С ₃ D ₁), млн т умовного палива (Кр)	Шільність нерозвіданих (видобувних) ресурсів, тис. т ВВ/км ² (Кцнр)	Зональна нафтогазоносність (Кзн)	Коефіцієнти							Середнє значення Кч	Рекомендації щодо вивчення об'єктів					
											Вагомості						Кч (черговості)							
											Кп	Кт	Ктп	Кр	Кнт	Кзн	Кцнр							
Дрейфова	Див. прим. 1	Див. при-прим. 1	Майкоп	1 800	А	72	10	Прогн. ресурси 2,6	30-50	Див. прим.	0,7	1,0	1,0	0,7	1,0	0,9	0,9	0,40	0,40	0,4	Сейсмозвідка МСГТ (детальні)			
											0,7	1,0	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,36	0,37	Детальна сейсмозвідка СОГТ (2,5 - Д)				
Кавказька		Суботітський НТР	Майкоп	1 600-1 800	Стратигр.	13,0	200	Прогн. ресурси 8,0	30-50	Суботітський НТР	0,7	1,0	0,8	0,8	1,0	0,9	0,9	0,36	0,51	У 2010 р. підготовлений паспорт Рекомендується пошукове буріння				
				1 800-2 000	Стратигр.	10,0	200	нв			0,7	1,0	0,8	-	0,9	0,9	0,40							
				2 000-2 200	Стратигр.	11,5	200	нв			0,8	0,9	0,8	-	0,8	0,9	0,37							
				1 800-3 200	Стратигр	30,0	1 400	нв			0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,9	0,58							
Личагіна		Суботітський НТР	Майкоп	1 000-1 200	А ²	25,5	200	Прогн. ресурси 19,0	30-50	Суботітський НТР	0,8	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,58	0,54	Детальна сейсмозвідка СОГТ (2,5 - Д)				
				1 200-1 800	А	22,8	600	нв			0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,9	0,58							
				1 800-2 800	А	14,3	400	нв			0,7	0,9	1,0	0,8	1,0	1,0	0,9	0,46						
				2 800-3 200	А	6,6	200	нв			0,7	0,9	1,0	-	0,9	1,0	0,9	0,51						
Маячна	Приорська зона підняття Керченсько-Таманського прогину	Суботітський НТР	Майкоп	3 200-3 400	А	8,2	800	нв	30-50	Суботітський НТР	0,7	0,8	1,0	-	0,8	1,0	1,0	0,40	0,54	Детальна сейсмозвідка СОГТ (2,5 - Д)				
				4 200-5 000	А	62,8	900	нв			1,0	1,0	1,0	-	1,0	0,9	0,81							
				300-1 200	А	46,8	1 200	нв			1,0	1,0	1,0	-	1,0	0,9	0,81							
				1 000-2 200	А	24,4	1 500	нв			0,8	0,9	1,0	0,7	0,9	0,9	0,29							
			Верхня палеоцен	3 800-4 400	А	4,4	600	Прогн. ресурси 2,0			0,7	0,8	1,0	0,7	0,9	0,9	0,22							
			Верхня крейда	5 200-5 400	А	7,7	200				0,7	0,7	1,0	0,7	0,8	0,9	0,9	0,22						

Закінчення таблиці 3

Об'єкт (структура) (№ на рис. 1)	Тектонічне районування	Нафтогазогеологічне районування	Перспективна товща (комплекс) КнТ	Глибина залягання перспективних горизонтів (товщ), м (КГ)	Тип пастки (Ктп)	Перспективна площа, км ² (Кп)	Амплітуда об'єкта, м	Локальні перспективні ресурси (С ₃ (D ₁), млн т умовного палива (Кр))	Шільність нерозвіданих (видобувних) ресурсів, тис. т ВВ/км ² (Кцнр)	Суботінський НТР Східночорноморський нафтогазо-напряженія Паласа нафтогазо-напряженія Паласа	Зональна нафтогазоносність (Кзн)	Коефіцієнти						Середнє значення Кч	Рекомендації щодо вивчення об'єктів	
												Вагомості								Кч (черговості)
												Кп	Кт	Ктп	Кр	Кнт	Кзн			
Моряна	Присвоєна зона Керченсько-Таманського прогину	Суботінський НТР	Майкоп	1 800	A	59,0	700	кат. С ₃ 11,9	30-50	Суботінський НТР	Зональна нафтогазоносність (Кзн)	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	0,9	0,65	Детальна сейсмо-розвідка СОГТ (2,5 - Д)	
			Еоцен-палеоцен	2 000	A	57,0	800	нв				1,0	1,0	1,0	-	0,9	0,9	0,73		
			Верхня крейда	4 400	A	39,0	400	нв				0,9	0,8	1,0	-	0,9	0,9	0,47		
Паласа	Східночорноморська улоговина	Східночорноморський НТР	Майкоп	(-)5 000	A	270,0	400	Прогн. геол. рес. 127,0	30-50	Східночорноморський НТР	Східночорноморський нафтогазо-напряженія Паласа нафтогазо-напряженія Паласа	1,0	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	0,57	Детальна МСГТ, 3-Д. Параметричне буріння (за наявності відповідного станка)	
			Еоцен-палеоцен	(-)5 200	A	340,0	800					1,0	0,7	1,0	1,0	0,9	0,9	0,51		
			Крейда	(-)6 000	A	252,0	1000					1,0	0,7	1,0	1,0	0,8	0,9	0,46		
Соколова-Південна (Південно-соколова)	Бар'єрна зона Керченсько-Таманського Чорного моря	Суботінський НТР	Майкоп	1 900-2 000	Страти-граф.	12,6	100	Прогн. рес. 6,0	30-50	Суботінський НТР	Суботінський НТР	0,7	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	0,56	Детальна МСГТ К-3	
			Еоцен-палеоцен	2 100-2 200	A	6,2	100	нв				0,7	1,0	1,0	-	0,9	1,0	0,63		
			Верхня крейда	3 800-4 000	A	11,5	200	нв				0,7	0,9	1,0	-	0,8	1,0	0,50		
Созона	Південнобортова зона Керченсько-Таманського прогину	Суботінський НТР	Майкоп	1 100-1 200	A	6,0	100	Прогн. рес. 18,0	30-50	Суботінський НТР	Суботінський НТР	0,7	1,0	1,0	0,8	1,0	0,9	0,45	У 2010 р. підготовлений паспорт. Рекомендується пошукове буріння	
			Еоцен-палеоцен	1 700-1 800	тект-екран.	8,0	100					нв	0,7	1,0	0,8	1,0	0,9	0,36		
			Верхня крейда	1 800-2 400	A	27,0	600					нв	0,8	1,0	1,0	0,8	1,0	0,9		0,52
Якірна	Північнобортова зона Керченсько-Таманського прогину	Суботінський НТР	Майкоп	2 000-2 600	A	18,0	600	нв	30-50	Суботінський НТР	Суботінський НТР	0,7	1,0	1,0	-	0,9	0,9	0,51	Детальна МСГТ (крейдові відклади)	
			Еоцен-палеоцен	3 600-4 400	A	17,0	800					нв	0,7	0,9	1,0	-	0,8	0,9		0,41
			Верхня крейда	500-600	A	3,6	100					нв	0,7	1,0	1,0	0,7	1,0	0,9		0,40
			Еоцен-палеоцен	600-800	A	11,0	200	Ресурси кат. С ₃ 7,0	30-50	Суботінський НТР	Суботінський НТР	0,7	1,0	1,0	0,7	0,9	0,9	0,36	0,4	
			Верхня крейда	2 400-3 400	A	56,0	1000	нв	30-50	Суботінський НТР	Суботінський НТР	1,0	0,9	1,0	0,7	0,8	0,9	0,42		

Примітки: 1 Структура Дрейфова належить до Східночорноморського перспективного району (зона можливого нафтогазонапряження Паласа). У тектонічному плані зарахована до Східночорноморської улоговини. 2 А – антиклінальна складка, нв – не визначені ресурси (структура закартована в західній половині – український сектор).

Б. Л. Крупський, В. В. Гладун, М. І. Євдошук, М. І. Павлюк, Б. Й. Маєвський, Б. М. Полухтович, П. Я. Максимчук, П. М. Чепіль, Т. Є. Довжок, О. Г. Цьоха. К.: вид. дім ЕКМО, 2009. 240 с.

6. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря/Відп. ред. М. К. Ільницький, В. П. Клочко, В. С. Токовенко. К.: Український нафтогазовий інститут, 1996. 175 с.

7. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі/П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. О. Краюшкін та ін. К.: ПП "ЕКМО", 2006. – 340 с.

8. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у Північно-Західному шельфі Чорного моря/П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, М. І. Євдошук та ін. К.: вид. дім ЕКМО, 2007. 232 с.

9. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикерченського шельфу Чорного моря/П. Ф. Гожик, М. І. Євдошук, Е. А. Ставицький та ін. К.: вид. дім "Едельвейс", 2011. 440 с.

10. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазоносності бортових зон западин України/І. І. Чебаненко, П. Ф. Гожик, В. О. Краюшкін та ін. К.: ДП МОУ Воєнне видавництво України "Варта", 2006. 264 с.

11. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України/П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. П. Клочко та ін. К.: вид. дім ЕКМО, 2010. 200 с.

12. Рейтингова оцінка перспектив нафтогазоносності локальних структур акваторій Південного регіону/М. В. Харченко, Т. Є. Довжок, О. О. Маслюк та ін.//Нафт. і газова пром-сть. 2010. № 1. С. 10–14.

УДК 552.05:553.98 (477.4/5)

М. М. БАГНЮК, канд. геол. наук, завідувач відділу пластових систем,
Ю. Г. ФІЛЯС, канд. техн. наук, провідний науковий співробітник,
Я. А. ПИЛИП, канд. геол.-мінерал. наук, провідний науковий співробітник,
Ю. І. ПЕТРАШ, науковий співробітник (ЛВ УкрДГРІ)

НАФТИ ПЕРЕХІДНОГО СТАНУ ТА ЕКСТРЕМАЛЬНІ ГАЗОКОНДЕНСАТНІ СИСТЕМИ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Установлено закономірності поширення на території і в розрізі Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) покладів нафт з надвисоким газовмістом ($350\text{--}900\text{ м}^3/\text{м}^3$) і газоконденсатних систем з екстремальною конденсацією (понад $800\text{ см}^3/\text{м}^3$). Для їх зіставлення використаний універсальний показник – об'ємне співвідношення газової й рідинної фаз. На цій основі побудовано залежності взаємних фазових переходів близькокритичних вуглеводневих систем стосовно глибини залягання їх покладів.

The patterns of oil beds spreading with extrahigh gas-containing ($350\text{--}900\text{ м}^3/\text{м}^3$) and gas-condensate systems with extreme condensate saturation (above $800\text{ см}^3/\text{м}^3$) on the territory and in term of Dnieper-Donetsk depth were defined. The universal index – volume correlation of gas and liquid phases – was applied for their comparison. Dasing on this, the correlations between mutual phase conversions of nearcritical carbohydrate systems in relation to the occurrence depth of their beds were grounded.

Експериментальне вивчення пластових вуглеводневих флюїдів Дніпровсько-Донецької западини, яке систематично виконується вже понад 50 років, дало змогу створити велику базу лабораторних даних. Зібрані матеріали досліджень використовують насамперед для вирішення прикладних завдань – підрахунку запасів нафти й газу в покладах і складання технологічних проектів розробки родовищ. Крім того, на основі їх узагальнення й аналізу можна прогнозувати фазовий стан і фізико-хімічні властивості вуглеводневих сполук у різних термобаричних умовах. Останні безпосередньо пов'язані з глибиною залягання продуктивних горизонтів (Н, м).

Дотепер прогнозні оцінки зміни параметрів пластових флюїдів в інтервалі $H = 500\text{--}6000\text{ м}$ виконували двічі – у 1973 й 1983 рр. [1, 2].

Перша оцінка базувалася на результатах досліджен-

ня 45 нафтових систем (20 родовищ). Серед них були лише дві вуглеводневі сполуки перехідного стану [1]. У серії побудованих залежностей зміни окремих параметрів з глибиною виділялися криві для нафт звичайного типу (НЗТ) і перехідного стану (НПС). Їхня екстраполяція дала можливість зробити правильний висновок про зростання газовмісту Γ (та зміни всіх інших фізичних параметрів) і закономірний перехід від НЗТ до НПС, близькокритичних (БКВС) і газоконденсатних (ГКС) систем. Процеси відповідних перетворень прогнозувалися в інтервалах $\Delta H: 3000\text{--}4000\text{ м}$ та $4000\text{--}6000\text{ м}$. Припускалося, що на глибинах $H > 6000\text{ м}$ з характерними жорсткими термобаричними умовами – $p_{\text{гн}} > 65\text{--}70\text{ МПа}$ і $t_{\text{гн}} > 140\text{ }^\circ\text{C}$ траплятимуться переважно вуглеводневі утворення з незначним умістом рідинних компонентів.

У прогнозі 1983 р. [2] розглянуто досліджені параметри 92 пластових нафт 47

родовищ, в тому числі вісім НПС і одна БКВС. Відповідно до побудованої (доволі складної) системи залежностей $\Gamma = f(H)$ усі вони розподілялися на три індивідуальні групи: з високим, середніми та низькими градієнтами газовмістів. За інтенсивністю зміни значень параметра Γ процеси перетворень НЗТ у НПС і БКВС завершуються в інтервалах $H = 3000\text{--}3500\text{ м}$ і $H = 4500\text{--}6000\text{ м}$ відповідно для нафт першої й другої групи. Отже, на глибинах до 6000 м залишаються тільки пластові флюїди третьої групи – приблизно 24 % від загальної кількості вуглеводневих систем. Їхні градієнти газовмістів зростають повільно. Однак подальше занурення ($H > 6000\text{ м}$) неминуче призведе до зменшення наявних сполук нафтового типу. Цей висновок логічно збігається з прогнозом 1973 р. [1] за умови, що ДДЗ вважатиметься суцільним регіоном, у кожній частині якого існують одні й ті само закономірності зміни параметрів.

За 2009–2010 рр. зібрано, узагальнено та проаналізовано доступні матеріали досліджень 271 пластових нафт, у тому числі 33 НПС і шість БКВС, що залягають у покладах 102 родовищ. Усі родовища як флюїдів звичайного типу (НЗТ), так і перехідних вуглеводневих систем (НПС, БКВС) разом з окремими покладами газоконденсатів (ГК) розміщуються у двох зонах: північній (А), що охоплює центральний грабен і частину північного борта западини й складається з центральної області (А₁) і південно-східного району (А₂), та в південній (Б), що займає центральний грабен і в південно-східній частині безпосередньо наближена до південного борта. Окремо виділяється північно-західна глибинна область (В), (рис. 1). На території вказаних зон розміщені також численні газоконденсатні родовища.

Найвний обсяг результатів експериментальних досліджень доцільно застосувати при вирішенні низки актуальних завдань, наприклад, коректури попередніх прогнозів [1, 2], установлення термобаричних умов переходу НЗТ у НПС і БКВС, а також знаходження зон безпосереднього контакту перехідних нафтових сполук з газоконденсатними системами.

Положення кожного вибраного флюїду в загальному ряді вуглеводневих утворень зумовлене конкретним об'ємним співвідношенням між його газовою й стабільною рідинною фазами [3]. Це співвідношення є універсальним параметром ($\Gamma, \text{м}^3/\text{м}^3$), що дає можливість порівнювати системи незалежно від природи останніх, стану чи можливих фазових перетворень.

Умовною межею існування БКВС вважається значення $\Gamma = 1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Воно вста-

новлене на підставі офіційної інформації про відкриття в Російській Федерації покладів глибинних нафт з винятково високими газовмістами порядку $1110\text{--}1160 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [3]. У ДДЗ максимальним значенням $\Gamma = 902 \text{ м}^3/\text{м}^3$ характеризується БКВС продуктивного горизонту В-20-21 Наріжниського родовища. Ураховуючи це положення, вибрані з наявних газоконденсатів регіону тільки ті екстремальні системи, яким притаманні вмісти стабільних конденсатів, $\text{КФ} > 800 \text{ см}^3/\text{м}^3$. У перерахунку на об'ємне співвідношення фаз одержимо тоді значення $\Gamma < 1250 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Таких співіснуючих із пластовими нафтами вуглеводневих сполук виявилось 56.

У таблиці наведені перехідні нафтові сполуки й надвисоко насичені рідинною фазою газоконденсатні флюїди. Наведені також значення параметрів Γ і стабільних густин $\rho_{\text{нст}}, \rho_{\text{кст}}$. Усі їх родовища позначені на схемі

(див. рис. 1). Розглядаючи цю схему, відзначимо, що більшість систем перехідного типу розміщена в центральній області (А₁) північної зони родовищ (А). На цій території залягають 20 НПС, п'ять БКВС та 36 ГКС (64,2 % від загальної кількості).

Універсальний графік $\Gamma = f(H)$ побудований в інтервалі $\Gamma = 0\text{--}1250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ і $H = 1000\text{--}5500 \text{ м}$ (рис. 2). Оцінка флюїдів, використаних для його побудови, проводиться не тільки за значеннями параметра Γ і глибини залягання H , а також за густиною стабільної рідинної фази $\rho_{\text{нст}}$ (або $\rho_{\text{кст}}$). Цей параметр, незалежно від природи системи, є важливішим інтегральним показником, що дає змогу попередньо прогнозувати компонентний склад і деякі інші термодинамічні властивості рідинної фази, зокрема здатність розчиняти леткі вуглеводневі сполуки або бути розчиненою в суміші газових компонентів.

Серед масиву нанесених на графік значень газовмістів (див. рис. 2) виділяються дві групи флюїдів перехідного типу, утворюючи залежності $\Gamma = f(H)$ – середньо- (1) й високотемпературну (2).

Середньотемпературна залежність побудована за вихідними даними 12 НПС і двох БКВС у межах газовмістів $350\text{--}900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ і глибин $2900\text{--}3700 \text{ м}$, яким відпо-

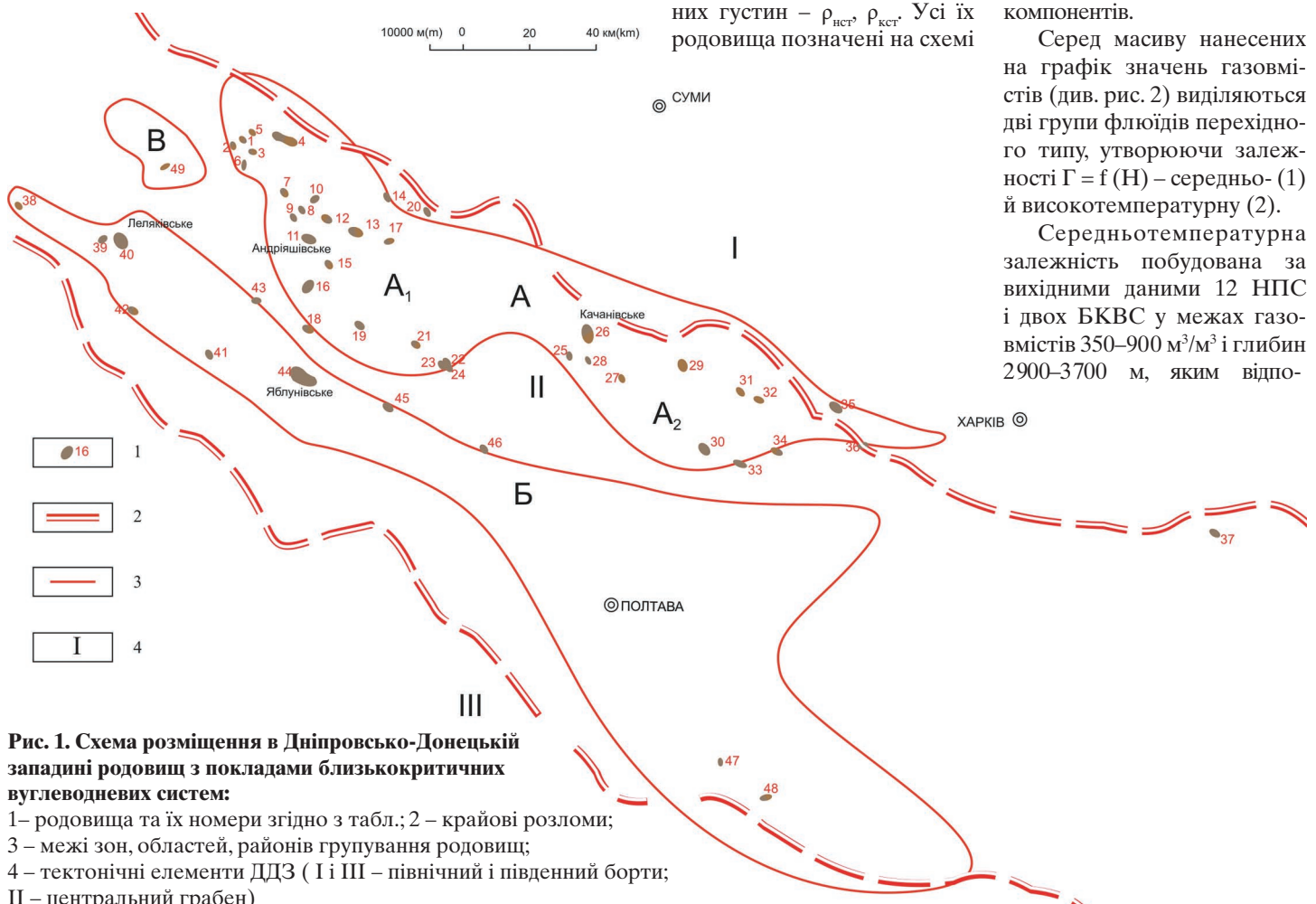


Рис. 1. Схема розміщення в Дніпровсько-Донецькій западині родовищ з покладами близькокритичних вуглеводневих систем:

- 1 – родовища та їх номери згідно з табл.;
- 2 – крайові розломи;
- 3 – межі зон, областей, районів групування родовищ;
- 4 – тектонічні елементи ДДЗ (І і ІІІ – північний і південний борти; ІІ – центральний грабен)

Таблиця. Об'ємні співвідношення газової й рідинної фаз Г близькокритичних вуглеводневих систем Дніпровсько-Донецької западини

Родовище	Продуктивний горизонт	Середня глибина залягання	Співвідношення газорідинних фаз, Г, м ³ /м ³		Густина стабільних вуглеводневих фаз, кг/м ³		Тип пластового флюїду
			нафтові системи	газоконденсатні системи	нафти $\rho_{\text{нет}}$	конденсати $\rho_{\text{кет}}$	
1. Нинівське	В-20	3490	–	1220	–	795	ГКС
2. Скороходівське	В-16н	3410	396	–	800	–	НПС
3. Малахівське	В-20	3570	–	1063	–	767	ГКС
	В-17	3310	–	604	–	784	ГКС
4. Великобубнівське	С-9	2990	659	–	820	–	НПС
	В-17	3010	–	701	–	816	ГКС
	В-18	3060	–	1239	–	779	ГКС
5. Ромашівське	В-20	3200	346	–	804	–	НПС
	В-17н	3380	876	–	785	–	БКВС
6. Талалаївське	В-15	3420	–	1082	–	792	ГКС
	В-16	3390	–	1115	–	794	ГКС
	В-17	3510	–	1161	–	791	ГКС
	В-19	3550	–	1130	–	786	ГКС
	В-26	3710	–	818	–	785	ГКС
	С, т	3730	–	642	–	721	ГКС
7. Артюхівське	В-18	4070	–	615	–	800	ГКС
	В-18-19	4050	–	766	–	802	ГКС
	В-19, В-19а	4080	–	782	–	782	ГКС
	В-20	4060	–	765	–	802	ГКС
	В-19-22	4190	–	875	–	803	ГКС
	В-19н	4280	–	567	–	800	ГКС
8. Ярмолинське	В-20, В-21	4380	–	1206	–	800	ГКС
9. Шумське	В-21в	4520	–	1065	–	804	ГКС
10. Коржівське	В-19н	4230	355	–	810	–	НПС
	В-20	4250	–	794	–	796	ГКС
11. Андріяшівське	В-21-21н	4310	–	837	–	794	ГКС
	В-19	4620	–	858	–	794	ГКС
12. Перекопівське	В-19н	4440	503	–	808	–	НПС
	В-20	4470	505	–	809	–	НПС
	В-20н	4500	558	–	811	–	НПС
	В-196, в	4500	357	–	817	–	НПС
13. Анастасіївське	В-19, В-196, в	4510	–	667	–	801	ГКС
	В-19-20	4560	–	765	–	793	ГКС
	В-21в, В-21-22	4570	–	438	–	802	ГКС
	В-23	4690	–	462	–	823	ГКС
	В-21	4720	364	–	830	–	НПС
	В-16	3020	656	–	793	–	НПС
14. Південнопанасівське	В-17	3040	546	–	810	–	НПС
	В-18в	3050	411	–	798	–	НПС
	В-18	3080	–	1159	–	774	ГКС
	В-18н	3080	370	–	800	–	НПС
15. Василівське	В-15(1)	3980	–	1043	–	796	ГКС
	В-15(2)	4030	–	728	–	757	ГКС
	В-15-16	4060	429	–	805	–	НПС
	В-16	4050	–	1242	–	806	ГКС
	В-18	4250	352	–	808	–	НПС
16. Рудівське	В-16	4250	539	–	797	–	НПС
	В-20	4670	–	849	–	803	ГКС
17. Липоводолінське	В-21-22	4640	401	–	814	–	НПС
18. Скоробагатківське	В-15	4570	–	1220	–	771	ГКС
	В-19	4690	766	–	830	–	БКВС
19. Червонолуцьке	В-16	4580	–	796	–	796	ГКС
	В-16	4740	708	–	798	–	БКВС
20. Південноберестівське	В-21	4150	447	–	825	–	НПС
21. Середняківське	В-16а, В-17а	4550	750	–	800	–	БКВС
22. Харківцівське	В-16-17	4570	796	–	814	–	БКВС
	В-17-18	4700	409	–	823	–	НПС
23. Східнохарківцівське	В-16	4630	–	872	–	789	ГКС
	В-17	4730	–	941	–	788	ГКС
	В-18	4800	–	724	–	790	ГКС
24. Сарське	В-18	5020	673	–	816	–	НПС
25. Пірківське	В-20	4700	–	781	–	815	ГКС
	В-17	4960	–	805	–	805	ГКС
26. Качанівське	В-20-22	3190	–	1211	–	766	ГКС
27. Сухівське	Т-3	5060	332	–	826	–	НПС
28. Загорянське	В-23-24	5010	–	837	–	809	ГКС
29. Голиківське	В-24	5020	–	569	–	808	ГКС
	Д-2	4100	383	–	829	–	НПС
30. Березівське	С-5	4710	–	1093	–	800	ГКС
	Д-8	4570	561	–	825	–	НПС
31. Західнокозівське	Д-7	4500	301	–	837	–	НПС
	В-22	4040	418	–	829	–	НПС
32. Козівське	С-4-5	4900	–	1224	–	792	ГКС
	С-5	4920	–	1120	–	794	ГКС
33. Степове	В-21	5150	–	786	–	820	ГКС
	В-22	5220	–	653	–	829	ГКС
34. Сахалінське	В-25-26	3140	583	–	838	–	НПС
35. Скворцівське	В-20-21	3930	902	–	814	–	БКВС
36. Наріжниське	В-19	4100	–	1009	–	765	ГКС
37. Південнограківське	В-15	2800	412	–	812	–	НПС
38. Малодівницьке	В-17н	2860	496	–	767	–	НПС
39. Мільківське	В-18в	2980	–	906	–	761	ГКС
40. Деляківське	В-21-22	3170	–	964	–	794	ГКС
41. Чорнухинське	В-17	2940	–	985	–	800	ГКС
42. Богданівське	М-1	1940	–	929	–	754	ГКС
43. Свирідівське	В-20-21	4840	–	871	–	758	ГКС
	В-22	5140	–	922	–	768	ГКС
44. Яблунівське	В-17	4150	447	–	836	–	НПС
45. Комишнянське	В-16	5090	–	1185	–	794	ГКС
46. Вакулівське	В-16н	5040	–	729	–	810	ГКС
47. Рясківське	С, т	5170	–	1114	–	777	ГКС
48. Личківське	В-22, ФМ-1	3350	414	–	797	–	НПС
	ФМ-2	3720	542	–	790	–	НПС
49. Петрушівське	В-26 (1)	4640	366	–	829	–	НПС
	В-26 (2)	4510	389	–	814	–	НПС

Примітки: 1. Позначення типу флюїдів: НПС – нафта перехідного стану; БКВС – близькокритична вуглеводнева система; ГКС – газоконденсатна система. 2. Родовища 1 – 24 розміщені в центральній області (А₁); 25 – 36 – у південно-східному районі (А₂) північної зони (А). Південнограківське родовище (37) розміщене на південному сході поза межами зони А. У південній зоні (Б) розміщені родовища 38 – 48; у північно-західній глибинній області (В) – родовище Петрушівське (49).

відають температури $t_{пл} = 80-100$ °С. Густини стабільних рідинних сполук, використаних для побудови залежності, змінюються від 768 до 840 кг/м³. Середнє значення параметра $\rho_{нст}^{cp} = 802$ кг/м³. Згідно з кривою $\Gamma = f(H)$ зона переходу від НПС до БКВС розміщена на глибині 3470 м. Газовмісти прогресивно зростають, про що свідчать градієнти Γ_p – від 0,42 м³ (м³)⁻¹/м в інтервалі 2900–3000 м до 1,18 м³ (м³)⁻¹/м в інтервалі 3600–3700 м.

Для побудови високотемпературної залежності (2) використано 20 НПС і чотири БКВС. Крива $\Gamma = f(H)$ характеризується в межах $H = 4250-4700$ м значеннями газовмістів $\Gamma = 350-800$ м³/м³ при температурах $t_{пл} = 115-125$ °С. Стабільні густини рідинної фази вихідних даних перебувають в межах 797–837 кг/м³, їх середнє значення $\rho_{нст}^{cp} = 818$ кг/м³. Як і в попередній залежності, спостерігається зростання газовмістів. Початковий градієнт Γ_p (інтервал 4200–4300 м) становить 0,47 м³ (м³)⁻¹/м; кінцевий (інтервал 4600–4700 м) – 1,65 м³ (м³)⁻¹/м.

Варто звернути увагу на різницю між середніми густинами флюїдів $\Delta\rho_{нст}^{cp}$, що утворюють залежності (1) і (2). Вона становить 16 кг/м³ і свідчить про суттєвий вплив глибинної температури. Остання зростає при переході від залежності (1) до (2) приблизно на третину. У таких умовах рідинна фаза перехідних флюїдів може збагачуватися важчими вуглеводнями.

Поширення газоконденсатних систем відображається на універсальному графіку (див. рис. 2) з нанесенням відповідних значень $\Gamma = f(H)$.

Розділивши масив значень $\Gamma = f(H)$ у досить великій зоні газорідинних співвідношень конденсатних флюїдів умовною межею N (інтервал $H \cong 4200-4400$ м) на дві рівні частини, одержимо

два окремі угруповання систем – по 28 газоконденсатів у кожному. Перше – середньотемпературне, на глибинах 2940–4300 м при $t_{пл} = 83-115$ °С, та друге – високотемпературне, на глибинах 4300–5200 м. Пластові температури в цьому інтервалі змінюються від 115 до 135 °С.

Газоконденсатні флюїди в обох угрупованнях, що характеризуються екстремально низькими значеннями Γ – відповідно 604 м³/м³ (Малахівське родовище, горизонт В-17) та 438 м³/м³ (Анастасіївське родовище, горизонт В-21в, В-21-22), парадоксальним чином збігаються з середньо- і високотемпературними залежностями (1) і (2) перехідних пластових нафт.

Утворюються дві замкнуті області безпосереднього співіснування вуглеводневих систем різної природи (див. рис. 2). У першій розміщені тільки два БКВС і чотири газоконденсатні флюїди. У другій їх уже значно більше – не лише чотири БКВС, але й п'ять НПС, а також дев'ять газоконденсатів. Отже, у процесі перетворення залучаються складніші (й важчі)

системи. Незважаючи на те, що флюїди можуть співіснувати навіть у межах одного родовища, характеризуватися близькими або ідентичними газорідинними співвідношеннями, передусім компонентні склади й особливо концентрація та властивості фракції C_{7+} будуть визначати їх природу (тип).

Густини стабільних конденсатів $\rho_{кст}^{cp}$, які належать до середньотемпературної групи, змінюються в межах 721–816 кг/м³. Значення $\rho_{кст}^{cp}$ дорівнює 786 кг/м³. У високотемпературній групі густини змінюються від 768 до 829 кг/м³ при середньому показнику $\rho_{кст}^{cp} = 798$ кг/м³, що на 12 кг/м³ більше від попереднього. Отже, спостерігається повна аналогія для порівняння: з легшими нафтами (залежність 1) співіснують безпосередньо легші газоконденсати, з важчими нафтами (залежність 2) – важчі газоконденсатні суміші. Різниця між $\rho_{нст}^{cp}$ і $\rho_{кст}^{cp}$ становить в обох залежностях 16 і 20 кг/м³. Можна припустити, що в разі зростання газовмістів і наближення перехідних пластових нафт до газоконден-

сатних систем указана різниця буде зменшуватися аж до повного зникнення.

Ми виділили два угруповання газоконденсатних систем, які можуть розцінюватися як окремі умовні зони (канали) переходу нафтових флюїдів до газоконденсатів у певних глибинних і температурних інтервалах, проте це може бути єдина досить велика зона переходу на глибинах понад 3000 м (див. рис. 2). Нині однозначно визначитися щодо їх кількості неможливо.

Основний масив НЗТ регіону зосереджується на глибинах 1000 – 4500 м у межах газовмістів 100–250 м³/м³ з відхиленням деяких значень цього параметра до ± 100 м³/м³ від середнього. Газонасичення нафт при зануренні покладів підвищується повільно. Градієнт Γ_p зміни кількості розчиненого газу до глибини 3000 м можна вважати величиною постійною – 0,04 м³ (м³)⁻¹/м. Тільки починаючи з інтервалу $H = 3000-3500$ м спостерігається його поступове зростання: 0,08 м³ (м³)⁻¹/м (4000 м); 0,15 м³ (м³)⁻¹/м (4500 м). Середні густини стабільної нафти $\rho_{нст}^{cp}$ та-

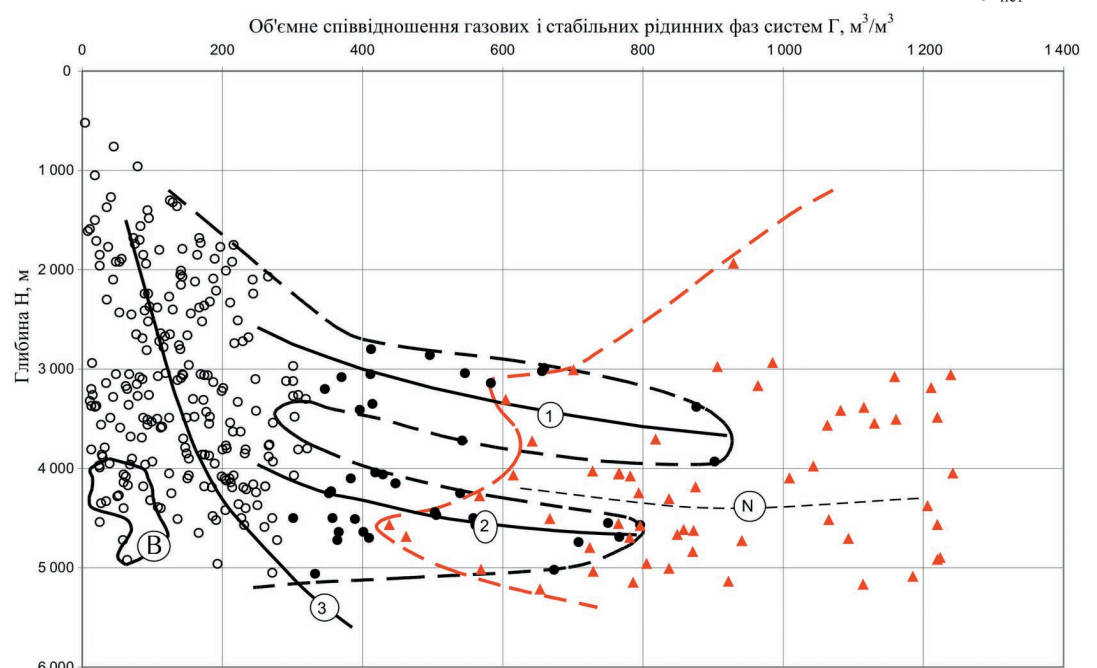


Рис. 2. Залежність газовмісту вуглеводневих систем від глибини їх залягання:

1 і 2 – лінії середньо і високотемпературної групи флюїдів перехідного типу; 3 – лінія усереднення групи НЗТ; N – межа поділу середньо- і високотемпературних ГКС; B – група нафт північно-західної глибинної області.

кож зростають. В інтервалі $H = 1200-3000$ м $\rho_{\text{нст}}^{\text{ср}}$ дорівнює 832 кг/м^3 , а в інтервалі $3000-4700$ м – 843 кг/м^3 . Екстраполюючи криві $\Gamma = f(H)$, для НЗТ на більшій глибині одержимо прогноз переходу основного масиву НЗТ у НПС на глибині 5400 м. В умовах $H = 6000$ м середні газовмісти флюїдів досягнуть, імовірно, $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Утворення ще однієї – третьої залежності $\Gamma = f(H)$ – при температурах покладів $t_{\text{пл}} > 140$ °С є можливе (див. рис. 2).

У нижній частині масиву НЗТ виділяється група нафт окремої північно-західної глибинної області (В) (див. рис. 2). Вони залягають в інтервалі $H = 3860-4920$ м у жорстких термобаричних умовах: $p_{\text{пл}} = 40,7-53,5$ МПа; $t_{\text{пл}} = 102-127$ °С. Характеризуються низькими густинами $\rho_{\text{нд}} = 779-859 \text{ кг/м}^3$ (середнє значення параметра 819 кг/м^3), що є аномальним для вказаних глибин залягання. З 25 нафт глибинної області тільки дві мають середні кількості розчиненого газу (186 і $203 \text{ м}^3/\text{м}^3$) і дві належать до НПС. Газовмісти інших флюїдів змінюються в межах $24-113 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($\Gamma_{\text{ср}} = 68 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Їх тиски насичення $p_{\text{н}}$ невисокі – від $1,7$ до $28,5$ МПа. З цієї причини глибинні нафти перебувають під впливом дуже великих надтисків, які досягають $37,3$ МПа.

ЛІТЕРАТУРА

1. Ковальчук Н. Р., Філяс Ю. И. Прогнозирование свойств пластовых нефтей Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах//Нефтяная и газовая промышленность. 1973. № 4. С. 8–10.

2. Філяс Ю. И. Изменение физических параметров пластовых нефтей, залегающих на больших глубинах. Литология и породы-коллекторы на больших глубинах. Киев: Наукова думка, 1983. С. 144–154.

3. Філяс Ю. Г. Нафти переходного стану і близькокрихітні вуглеводневі системи//Геологія і геохімія горючих копалин. 1996. № 1–2 (94–95). С. 96–106.

Рукопис отримано 1.08.2011.

УДК 561:553.982(477.7)

М. Є. ОГОРОДНІК, канд. геол.-мінерал. наук, старший науковий співробітник, завідувач сектору літолого-стратиграфічних досліджень (ЛВ УкрДГРІ)

ПАЛІНОЛОГІЧНЕ ВИВЧЕННЯ НАФТИ ПРИКЕРЧЕНСЬКОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ (СВЕРД. СУББОТІНА-2, МАЙКОПСЬКА СЕРІЯ)

Розглянуто результати палинологічного вивчення нафти сверд. Субботіна-2 (майкопська серія, інтервал відбору 2 030–2 047 м, VII об'єкт) прикерченського шельфу Чорного моря. Детально описано склад дисперсної органічної речовини проби нафти. Зроблено огляд попередніх палинологічних досліджень нафтових покладів у межах різних регіонів колишнього СРСР.

The results of palynological study of oil Subbotina-2 well (Maicop series, 2030–2047 m, VII object) in the Kerch shelf of the Black Sea were considered. Dispersed organic matter composition sample was detailed descriptions. The review of prior palynological investigation of oil deposit in within various region the late USSR.

Палинологічне вивчення проб нафти та її супутників – новий напрям досліджень у нафтовій геології, який започатковано в провідних нафтових організаціях колишнього СРСР (Всесоюзному нафтовому науково-дослідному геологорозвідальному інституті (м. Ленінград) та Інституті геології та розвідки горючих копалин (м. Москва)). Ці дослідження проводилися у Волго-Уральській нафтоносній області, нафтоносних районах Кавказу, Середньої Азії, України, Білорусії, Сибіру та ін. [1–5, 8–12, 14, 15].

Таким чином, об'єктом палинологічних досліджень стали нафтогазовмісні товщі, нафта, газ, конденсати та води нафтових родовищ. Комплексне вивчення органічних мікрорешток переважно рослинного та тваринного походження (спори й пилок наземних рослин, водорості, акритархи, мікрофорамініфери, уламки рослинних тканин та ін.) дало змогу встановити шляхи міграції нафти й газу та інтервали їх можливих перетікань.

Варто зауважити, що в нафті мікрофосилії містяться без будь-яких мінеральних оболонок. Це засвідчує, що нафта є хорошим середовищем для збереження комплексу органічних мікрофосилій. Крім того, імовірно, це вказує на склад первинного органічного матеріалу, з якого утворилася нафта. Як зазначають деякі дослідники [1, 15], палинологічне вивчення проб нафти є актуальним, оскільки в ній зберігаються не тільки рослинні й тваринні мікрозалишки, але й, мабуть, присутній первинний матеріал, з якого вона утворилася. М. М. Алієв [1] вважає, що питання міграції нафти (шляхи, інтервали, час) залишається й донині дискусійним.

Отже, вивчення мікрозалишків у пробах нафти розкриває загалом глобальні проблеми походження нафти, вік нагромадження товщ, особливості формування нафтових родовищ та ін.

Зауважимо, що можливості палинологічного вивчення нафти на сьогодні недостатньо оцінені. За допомогою цього методу досліджень встановлено пере-

тікання флюїдів між різними стратиграфічними горизонтами, вертикальну міграцію флюїдів знизу вгору, латеральну міграцію флюїдів, здійснено оцінку масштабів і шляхів їх міграції, форми й механізму міграції, виявлено джерела первинних вуглеводневих скупчень і вихідний матеріал для скупчення природних бітумів нафти [5, 14]. Окрім того, цей метод виявляє сполучення окремих покладів родовищ, встановлює вікову належність підстильних відкладів покладу, зумовлює пошуки вуглеводнів у стратиграфічно давніших відкладах, що не були розкриті бурінням, та ін.

Загалом існує два погляди на вікові співвідношення в природній системі нафта-підземна вода-вімісні породи, що підтверджені фактичними палинологічними результатами досліджень у різних нафтогазоносних регіонах колишнього СРСР. Зокрема згідно з першим поглядом [1, 4] комплекси мікроорганічних решток у нафті й підземних водах переважно відрізняються від тих, що виявлені у вімісних флюїди осадових породах. Це засвідчує проце-

си міграції нафти й присутність у них давніших мікрофосилій, ніж ті, що виявлені у відповідних стратиграфічних підрозділах осадових товщ. Поряд з тим Л. Л. Багдасарян [4] вирізняє два типи міграції нафти: вертикальну й латеральну. За вертикальної міграції нафта містить як мікрофосилії, типові для вмісних хроостратиграфічних рівнів осадових товщ, так і давніші, характерні для підстильних флюїди відкладів. У разі латеральної міграції нафта збагачується комплексом мікрофосилій, який синхронний за віком із вмісними поклад відкладами, та не містить давніх решток, типових підстильним породам. Так, палінологічний аналіз нафти Дніпровсько-Донецької западини засвідчує вертикальну міграцію нафти й багатопластовість родовища, пов'язаного з різновіковими відкладами, нафти Західного Сибіру та Волго-Уральської провінції – вертикальну й латеральну міграції. Зауважимо, що в разі латеральної міграції нафти поклад є самостійним, сформованим “in situ”, а не переформованим давнішим підстильним. Як відомо [4], аналіз численних результатів палінологічних досліджень проб нафти й підземних вод підтверджує їхню роздільну міграцію.

Другий погляд [3, 12] засвідчує переважну відсутність перетікань нафти на родовищах і рідкісні випадки можливого перетікання нафти з одного стратиграфічного горизонту в інший, що засвідчує незначну присутність міграції нафти з давніших відкладів. Зокрема в пробах нафти Прип'ятського прогину [3] виявлено мікрозалишки, які добре зіставляються з комплексами вмісних нафту відкладів. Дослідження складу мікрофітофосилій з покладів нафти в нижньо-крейдових відкладах Західно-сибірської рівнини [12]

засвідчує, що поклади нафти є сингенетичними, утвореними з дисперсної органічної речовини пісковиків, в яких вони виявлені.

Варто зазначити, що А. М. Медведева [10] у складі палінокомплексів, виявлених у нафті, вирізняє “місцеву” й “міграційну” частини. При цьому діапазон вертикальної міграції визначається як різниця вікового рівня між “місцевою” й давнішою “міграційною” частинами комплексу. Доведено, що поклади нафти, конденсату, газу у відкладах осадового чохла Західного Сибіру зазвичай є вторинними, про що свідчить присутність мікрофосилій давнішого віку, ніж вмісні породи. Зокрема юрські й крейдові поклади нафти й газу містять палеозойські вуглеводневі флюїди. Зрідка трапляються випадки, що поклади є сформованими внаслідок власної генерації вуглеводнів (палеозойські платформні утворення Західного Сибіру). Встановлено шляхи вертикальної міграції по зонах тріщинуватості порід і розривних порушеннях.

Розглянемо результати палінологічного аналізу проби нафти з розрізу сверд. Субботіна-2 (інт. 2030–2047 м, VII об'єкт). Нерозчинна частка дисперсної органічної речовини (ДОР) проби нафти складається з великої кількості уривків аморфної органічної речовини, невеликого вмісту дрібних вуглистих решток (інертиніту), уривків покривних (кутикул) та менше провідних (трахеїд) тканин вищих наземних рослин, мікропалеонтологічних решток (203 екземпляри) (таблиці 1–5). Серед цих решток суттєво переважають: прісноводні зелені водорості *Botryococcus braunii* Kutzing (60 %), численний пилок покритонасінних рослин (22 %), багато пилку голонасінних рослин (10 %), значною мірою присутній морський фітопланктон – перидинеєві во-

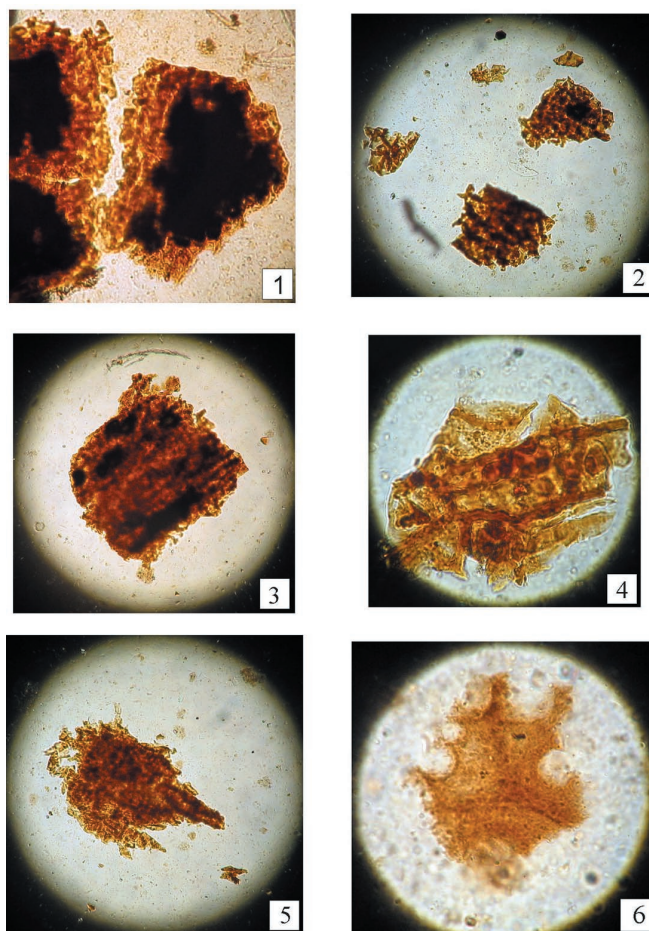
дорості (диноцисти) (8 %) – та їхні уривки з характерними гістріхосферними виростами, поодинокі виявлені спори наземних рослин (2,5 %) і проблематичні залишки морського походження типу мікрофорамініфер. Характерною рисою виявлених мікропалеонтологічних решток є відсутність навколо них будь-яких мінеральних оболонок.

Пилок покритонасінних рослин представлений родинами Juglandaceae (рід *Juglans*) – 1,5 %, Betulaceae (рід *Alnus*) – 1,5 %, Ulmaceae (рід *Ulmus*, *Zelkova*) – 13 %, Platanaceae (рід *Platanus*) – 0,5 %, Hamamelidaceae (рід *Liquidambar*) – 2,9 %, Chenopodiaceae – 1,5 % та Tricolporollenites – 1,9 %. Серед пилку голонасінних рослин

переважає *Tsuga* (6 %), менше представлені *Pinus* підроду *Diploxylon* – 1 %, *Taxodiaceae* – 1,5 %, *Siadopitys* – 1 %, *Podocarpus* – 0,5 %. Спори наземних рослин належать родині *Polypodiaceae* – 2 % і *Syatheaceae* – 0,5 %.

Диноцисти представлені переважно ex gr. *Wetzeliella* – 74 %, менше *Leptodinium* – 0,6 %.

Водорості роду *Botryococcus braunii* Kutzing [16] формують колонії у відкладах, збагачених бітумним матеріалом. Вони поширені всюди в третинній формації Європи (палеоген і неоген). Зазвичай вони трапляються в прісній воді й відсутні в солоній. Цей рід типово присутній у покладах вугілля й нафти. Зокрема він виявлений у продуктивних на вугілля відкладах (пізній баденій – сармат та отнангій)



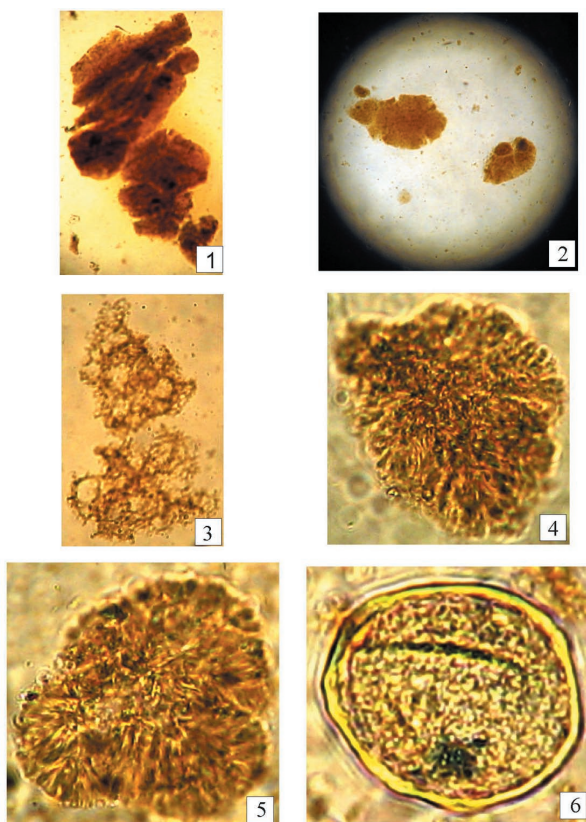
Склад нерозчинної частини дисперсної органічної речовини (ДОР) у нафті сверд. Субботіна-2 (інт. 2 030–2 047 м, VII об'єкт).

Таблиця 1

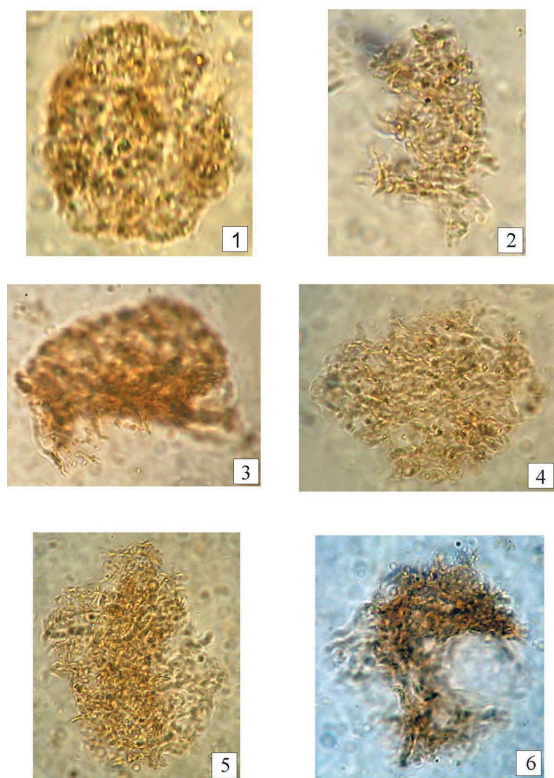
Фіг. 1–5. Покривні тканини наземних рослин (кутикули).

Фіг. 1–3, 5 – x 200. Фіг. 4 – x 800.

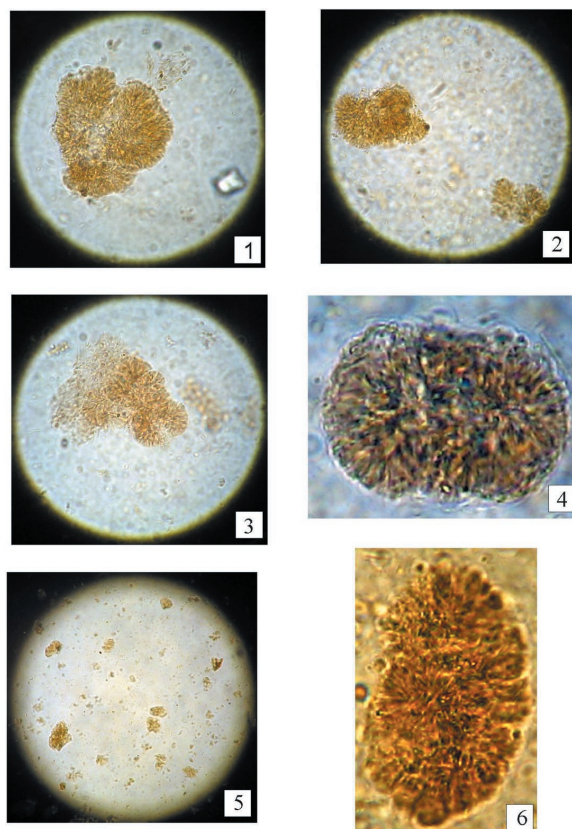
Фіг. 6. Провідні тканини наземних рослин (трахеїди). x 800.



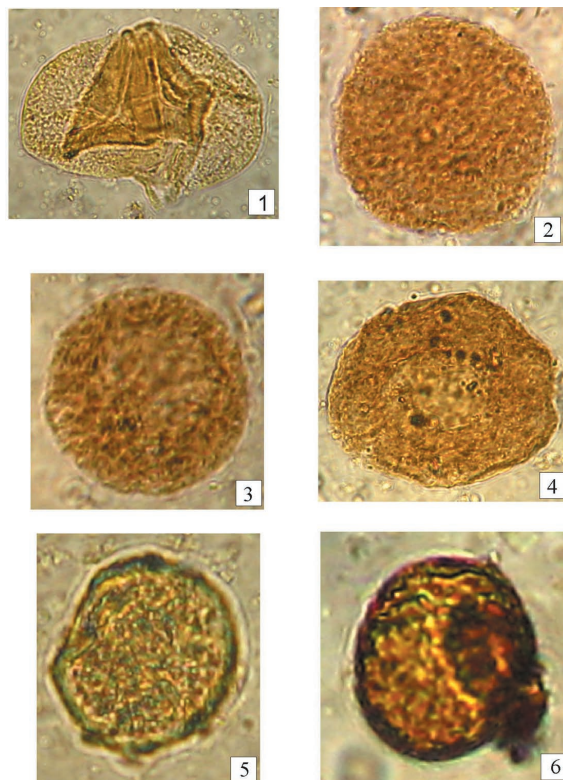
Таблиця 2
 Фіг. 1–2. Аморфна органічна речовина. x 100.
 Фіг. 3. Невизначені рештки водорості. x 200.
 Фіг. 4–5. Скупчення водорості *Botryococcus braunii* Kutzing. x 800.
 Фіг. 6. Пилок покритонасінних рослин *Alnus*. x 800.



Таблиця 4
 Фіг. 1. Мікрофорамініфери. x 800.
 Фіг. 2–6. Уривки невизначених рештків морських водоростей з характерними гістріхосферними виростами. x 800.



Таблиця 3
 Фіг. 1–6. Скупчення водорості *Botryococcus braunii* Kutzing.
 Фіг. 1–4, 6 – x 800. Фіг. 5 – x 200.



Таблиця 5
 Пилок голо- та покритонасінних наземних рослин
 Фіг. 1. *Podocarpus*. x 800.
 Фіг. 2–4. *Tsuga*. x 800.
 Фіг. 5. *Platanus*. x 800.
 Фіг. 6. *Chenopodiaceae*. x 800.

у Західних Карпатах (Північнобогемський прісноводний басейн).

За іншими джерелами [13], родина Botryococcaceae – це колоніальні планктонні нерухомі водорості. Вони є важливими вуглеутворювачами, а також формують сапропеліти й горючі сланці. З викопними ботріококовими водоростями пов'язують також нафтоносні поклади як в Америці, так і в інших країнах світу.

Дотепер ця родина не використовувалася як віковий показник, а лише як виробник збагачених бітумом відкладів. Деякі дослідники [6] вважають представників цієї родини нафтоутворюючими організмами. З ними пов'язують нафтоносні поклади в багатьох країнах світу [7]. У кайнозойських відкладах (з еоцену) колонії ботріокока зафіксовані в багатьох країнах Європи, Америки, Індії та Австралії [7]. Ці водорості засвідчують прісноводний або, принаймні, слабосолоний характер басейну седиментації.

Отже, виявлена велика кількість прісноводної зеленої водорості засвідчує, імовірно, наявність потужного річкового стоку в давній басейн седиментації чи присутність прісноводних озер на близькому низькому суходолі вздовж морського побережжя. Загалом нерозчинна частка ДОР у нафті містить залишки наземного (прісноводні водорості, покривні й провідні тканини, пилок і спори вищих рослин, уривки інертиніту) й морського (аморфна органічна речовина, залишки перидиневої водорості та їх численні уривки, мікрофорамініфери) походження. Це свідчить про ймовірний авандельтовий генезис відкладів, що містять поклад нафти.

Стратиграфічне поширення виявлених палиноморф і мікропланктону

Пилок: родина Ulmaceae (роди *Ulmus*, *Zelkova*) – найбільше розмаїття в олігоцен-

міоцені; родина Hamamelidaceae (рід *Liquidambar*) – відома з крейди, велике поширення в кайнозойський час; родина Chenopodiaceae – панує в кайнозої; родина Juglandaceae (рід *Juglans*) – відома наприкінці крейдового періоду, особливий розквіт у палеогені й неогені; родина Betulaceae (рід *Alnus*) – відома з пізньокрейдкової епохи, переважає в палеогені-неогені; родина Platanaceae (рід *Platanus*) – відома з крейдового періоду, домінує в палеогені-неогені; рід *Tricolporollenites* – відомий з крейдового періоду, поширений у палеогені; *Tsuga* – відома з олігоцену, у великій кількості присутня в міоцені; *Pinus* підроду *Diploxylon*, *Podocarpus* – великого стратиграфічного поширення в мезозої (юра-крейда) й кайнозої; *Taxodiaceae*, *Sciadopitys* – відомі з крейдового періоду, переважають у палеогені й неогені.

Спори: родина Polypodiaceae – відома з кінця крейдового періоду, у кайнозої найбільше розмаїття; родина Cyatheaceae – значного стратиграфічного поширення в мезозої (юра-крейда) й кайнозої.

Морські водорості: рід *Wetzeliella* – типовий для палеогену, особливо панує в олігоцен-міоценовий час; рід *Lerodinium* – широкий діапазон поширення в мезозої (пізня юра-крейда) й палеогені.

Аналіз хронологічного розподілу виявлених мікропалеонтологічних решток дає можливість зробити такі висновки:

1. У комплексі присутні види як значного стратиграфічного поширення від мезозою (юра-крейда, пізня юра-крейда, крейда, пізня юра-крейда) до кайнозою (палеоген-неоген), так і вузького, обмеженого олігоцен-міоценом (*Ulmaceae*, *Tsuga*, *Wetzeliella*).

2. Пилок родин *Juglandaceae* й *Betulaceae* є попередником олігоценової фло-

ри, де зазнає найбільшого розмаїття.

3. Знахідки прісноводної водорості *Botryococcus braunii* *Kutring* зафіксовані у відкладах кайнозою (від еоцену до сармату) в багатьох країнах світу.

Отже, знайдені рештки пилку й спор наземних рослин, морської та прісноводної водоростей є синхронними за віковою належністю з вмисними відкладами й зраховуються до олігоцен-міоцену.

Таким чином, можемо стверджувати, що поклад нафти сверд. Субботіна-2 (інт. 2030–2047 м, VII об'єкт) є самостійним, сформованим унаслідок власної генерації вуглеводнів, а не переформованим і давнішим.

ЛІТЕРАТУРА

1. Аліев М. М., Чепиков К. Р., Медведєва А. М., Ровнина Л. В. Палинология в нефтяной геологии//Применение палинологии в нефтяной геологии. М.: Наука, 1976. С. 5–8.

2. Багдасарян Л. Л. Изучение микроорганики в нефтях как специальный палинологический метод реконструкции условий миграции и формирования месторождений нефти и газа//Современные аспекты применения палинологии в СССР. Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 178. Тюмень, 1983. С. 30–33.

3. Багдасарян Л. Л. Микропалеофитологическое исследование палеозойских нефтей на Европейской части СССР//Палинология в нефтяной геологии. Тр. ВНИГРИ. Вып. 296. Л., 1971. С. 81–92.

4. Багдасарян Л. Л. Палинологическая характеристика нефтей месторождений Белоруссии//Палинологические исследования. Тр. ВНИГРИ. Вып. 374. Л., 1976. С. 55–63.

5. Багдасарян Л. Л. Перспективы методических исследований в нефтяной палинологии//Палинология и полезные ископаемые. Тезисы докладов VI Всесоюз. палинологической конф. Мн.: БелНИГРИ, 1989. С. 17–18.

6. Геологический словарь/Ред. Т. Н. Алихова, Т. С. Берлин, Л. И. Боровиков. М.: Недра. 1973. Т. I. 112 с.

7. Ископаемые водоросли СССР/Ред. Т. Ф. Возженникова, З. И. Плезер, А. П. Жузе. М.: Наука, 1967. 144 с.

8. Климушкина Л. П., Медведєва А. М. Микрофоссилии нефтей – показатели флюидодинамической активности недр//Палинология и полезные ископаемые. Тезисы докладов VI Всесоюз. палинологической конф. Мн.: БелНИГРИ, 1989. С. 144–145.

9. Медведєва А. М. Палинологическое изучение нефти. М.: Наука, 1978. 91 с.

10. Медведєва А. М., Аксенова Г. А. Использование палинологических данных при прогнозировании залежей углеводней//Палинология и полезные ископаемые. Тезисы докладов VI Всесоюз. палинологической конф. Мн.: БелНИГРИ, 1989. С. 193–194.

11. Медведєва А. М., Климушкина Л. П. Формирование нефтяных месторождений Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей//Современные аспекты применения палинологии в СССР. Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 178. Тюмень, 1983. С. 89–94.

12. Мусина Г. В., Сахибгареев Р. С. Значение степени сохранности оболочек пыльцы и спор для оценки нефтематеринского потенциала песчаников//Палинология и полезные ископаемые. Тезисы докладов VI Всесоюз. палинологической конф. Мн.: БелНИГРИ, 1989. С. 201–202.

13. Основы палеонтологии. Водоросли, мохообразные, псилофитовые, плауновидные, членистостебельные, папоротники/Ред. В. А. Вахрамеева, Г. П. Радченко, А. Л. Тахтаджан. М.: АН СССР 1963. С. 19–267.

14. Чепиков К. Р., Медведєва А. М. Палинологические критерии миграции нефти на территории Волго-Уральской области//Применение палинологии в нефтяной геологии. М.: Наука, 1976. С. 56–62.

15. Чепиков К. Р., Медведєва А. М. Палинология нефтей – проблемы и перспективы//Палинология и полезные ископаемые. Тезисы докладов VI Всесоюз. палинологической конф. Мн.: БелНИГРИ, 1989. С. 305–306.

16. Planderova E. Miocene microflora of Slovak Central Paratethys and its biostratigraphical significance. Dionys Stur Institute of Geology. 1990. 144 с.

УДК 552.08:53:622.276

М. Ю. НЕСТЕРЕНКО, д-р геол. наук, завідувач лабораторії колекторів і нафтоконденсатовилучення,
Г. П. БОДНАРЧУК, науковий співробітник (ЛВ УкрДГРІ)

МЕТОДИЧНІ АСПЕКТИ ВИЗНАЧЕННЯ ЄМНІСНИХ ПАРАМЕТРІВ НА ЗРАЗКАХ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Розглянуто методичні питання та результати експериментальних досліджень визначень коефіцієнтів нафтогазонасичення і відкритої пористості з приведенням результатів до даних визначень відкритої пористості за газоволюметричним методом.

Methodical questions and the results of experimental investigations of oil-and-gas saturation and an open porosity coefficient determination have been discussed and the results of gas-volumetric method to the open porosity data have been shown.

Одними з найважливіших параметрів порід-колекторів, необхідних для підрахунку запасів, проектування розроблення покладів, інтенсифікації видобутку вуглеводнів є коефіцієнти нафтогазонасичення і відкритої пористості.

Загальний огляд проблеми

Кількість залишкової води (коефіцієнт нафтогазонасичення) в породах-колекторах значною мірою залежить від структури порового простору (частки субкапілярних пор радіусом < 1 мкм), вмісту і типу глинистих мінералів, характеру змочування поверхні [6].

Найбільш поширеним у лабораторній практиці непрямим методом визначення залишкового водонасичення порід є центрифугування [4], який ґрунтується на моделюванні умов флюїдонасичення колекторів. При цьому зразки насичують пластовою водою (або її моделлю відповідної мінералізації й густини), визначають відкрити пористість. Під час центрифугування частина пластової води (вільнорухома складова) витісняється із зразка під дією відцентрової

сили, інша – залишається в поровому просторі. У розрахунках відкритої пористості $K_{\text{п}}$ і залишкового водонасичення $K_{\text{вз}}$ густина пластової води у зразку вважається постійною і не враховується її зміна під дією фізичних полів.

Вода в поровому просторі підпорядковується молекулярним, капілярним та осмотичним силам. Під їх дією вона адсорбується поверхнею мінеральної складової породи, змінюючи свої початкові властивості: густина, в'язкість, електропровідність, розчинність, діелектричну сталу тощо [3, 9].

Оскільки $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{вз}}$ є функцією об'єму пор, то і їхні величини, визначені за об'ємом пор ваговим методом, не є абсолютно істинними. Іншою неточністю під час визначень $K_{\text{вз}}$ є той факт, що густина порової води в зразку весь час змінюється в діапазоні від початкового водонасичення $K_{\text{в}}$ до $K_{\text{вн}}$ на кожному режимі центрифугування. Неврахування вищезазначеного призводить до систематичних похибок, які зростають зі збільшенням глинистості порід і зменшенням мінералізації пластової води.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Методики [7, 5, 10] визначення відкритої пористості і залишкового водонасичення порід, започатковані сибірськими дослідниками, досить трудомісткі і потребують відомостей про додаткові показники (глинистість, ємність поглинання, набухання, густина породи і глин, електропровідність різних видів води тощо). Слід зазначити, що і запропоновані прогресивні методики мають низку недоліків і неоднозначні у визначенні перерахованих вище показників. Особливо це стосується коефіцієнтів набухання та ємності поглинання за дисперсними пробами фракції <0,01 мм, в якій ще можлива присутність неглинистих мінералів (кварц, польові шпати тощо), що також спотворює абсолютні значення $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{вз}}$.

Густина залишкової (зв'язаної) води становить 1,2–2,4 г/см³. Максимальну густина вона має в мономолекулярному шарі, де утримується мінеральною поверхнею із силою до 1 100 МПа із перебуває в твердому стані, тобто не передає гідростатичного тиску. Питомий електричний опір її змінюється від 0,185 до 0,8 Ом·м залежно від

мінералізації. Зважаючи на дискусійність висновків щодо властивостей залишкової води, також проводились експериментальні дослідження на неоднорідній великогабаритній моделі пласта проникністю $(0,18\text{--}45,1) \cdot 10^{-15}$ м² пористістю 5,3–14,4 % довжиною 0,318 м, насиченої водою NaCl мінералізацією 185 г/л густиною 1,12 г/см³ і питомим електричним опором $\rho_{\text{в}}=0,055$ Ом·м [8]. Із моделі вода витіснялась гексаном на перепадах тиску 1÷17 МПа. Вода, отримувана на виході моделі під час витіснення за фізичними властивостями, виявилась тотожною вільній, тобто тій, яка готувалась для насичення порід. Незважаючи на досить високі градієнти тиску (в сотні раз вищі від реальних пластових), із моделі пластів витіснялась вода без ознак зв'язаної. Тому, враховуючи досвід інших дослідників [1] і результати експериментів, отриманих у свій час в ЛВ УкрДГРІ [8], об'єм відкритих пор, коефіцієнти відкритої пористості і залишкового водонасичення запропоновано визначати через масу порової води та її середньозважену густина, оцінену за мінералізацією, визначеною електрометричним способом за сумарним електричним опором порових каналів водонасиченої породи. При цьому за отриманими результатами досліджень керна нижньосарматських відкладів окремих родовищ Передкарпатського прогину були виявлені похибки у визначенні $K_{\text{п}}$ 6–8 відносних відсотків, абсолютних ~1 %, а значення $K_{\text{вз}}$ на 15–20 % завищені, якщо не враховувати густини порової води. Варто зазначити, що сама методика обробки та інтерпретації визначень $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{вз}}$ є досить громіздкою для виробничих лабораторій. З метою уникнення неоднозначності у визначенні мінералізації й густини порової води, оскільки останні визначають не прямим, а опосеред-

кованим способом, автори пропонують альтернативний варіант вирішення існуючої проблеми.

Результати експериментальних досліджень та їхнє обґрунтування

Об'єктом досліджень були породи середньокембрійського віку з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями, відібрані у свердловині PS-5 Шюпарайського нафтового родовища (Балтійська НО). Діапазон зміни проникності $(0,0001-0,00077) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відкритої пористості за водою $-1,0-4,1 \%$.

У літологічному відношенні породи представлені пісковиками різнозернистими алевритистими, іноді з гравієм. З характерних залежностей флюїдонасичення від тиску витіснення впливає, що динамічна пористість порід більша від нуля при тисках витіснення понад 0,3 МПа, що відповідає градієнтам тисків близько 10 МПа/м, які в реальних умовах можуть бути лише в привибійній зоні. Для поданих значень проникності привертають увагу “надзвичайно низькі” показники залишкового водонасичення – 47,7–80,7 %. За змочуванням ефективні порові канали були гідрофобні. Крайові кути змочування змінювалися від 90 до 121°. Гідрофобність порід призвела до “надзвичайно низького” (нехарактерного) залишкового водонасичення порід і систематичного недонасичення порового об'єму пластовою водою порівняно з гасом. Тому виникає необхідність у введенні відповідних поправок на недонасичення пор водою і коригування кінцевих значень залишкового водонасичення до дійсного об'єму пор. Відкориговані значення залишкового водонасичення зразків змінювалися від 25 до 61,3 %. Абсолютна похибка визначень – від 14,6 до 22,7 %.

За результатами люмінесцентно-петрографічних досліджень (І. Б. Губич, ЛВ УкрДГРІ, 2003 р.) у вивчених породах присутній легкий бітумоїд з каламутною голубувато-сірою люмінесценцією, поширення якого в породі нерівномірне. Легкий бітумоїд облямовує кварцові зерна, подекуди насичує цемент або утворює незначні скупчення в кутах порових каналів. За яскравістю і кольором люмінесцентного світіння він значно відрізняється від легких бітумоїдів нафтового ряду, що є прямим доказом гідрофобізації порової поверхні, яка спричиняє недонасичення пор водою і низьке залишкове водонасичення.

Явище недонасичення пор водою порівняно з гасом ми визначили і для порід з вищими фільтраційно-ємнісними властивостями, які трапляються в розрізі середньокембрійських відкладів. Це у свою чергу вимагало внесення коректив в ємнісні (відкрита пористість, залишкова водонасиченість) властивості колекторів, оскільки поровий об'єм під час вимірювання електричних (рис. 1а, б; 2а, б) та акустичних (рис. 1в) властивостей на зразках кернів недонасичений водою.

Подібна тенденція виявлена і для теригенних візейських і турнейських відкладів окремих родовищ Дніпровсько-Донецької НГО (Свирідівське, Рудівсько-Червонозаводське, Семеренківське), колекторів нижньої крейди Лопушнянського родовища, алевролітів нижнього сармату – Вишнянського (Передкарпатська НГО), вапняків міоцену – Північнобулганацького (Індоло-Кубанська НГО). При цьому відкрита пористість знижується до 1,41 і більше разів залежно від фільтраційних властивостей і характеру змочування порід. Відкрита пористість порід нижнього сармату за водою подекуди перевищує пористість за гасом (ступінь насичення пор гасом становить 0,936–0,939),

що пояснюється набуханням складових глинистого цементу (монтморилоніту, іліту, каолініту тощо).

Розглянемо особливості вищезазначеного явища на прикладі порід-колекторів пізньовізейського віку (горизонти від В-16 до В-19) Семеренківського родовища Дніпровсько-Донецької НГО.

Для пісковиків Семеренківського родовища співвідношення між відкритою пористістю, визначеною насиченням зразків гасом $K_{гр}$, водою $K_{в}$ і газоволометричним методом $K_{не}$ (прилад “Експрес-пор”) описуються такими рівняннями (таблиця).

Виявлено, що зразки недонасичуються пластовою

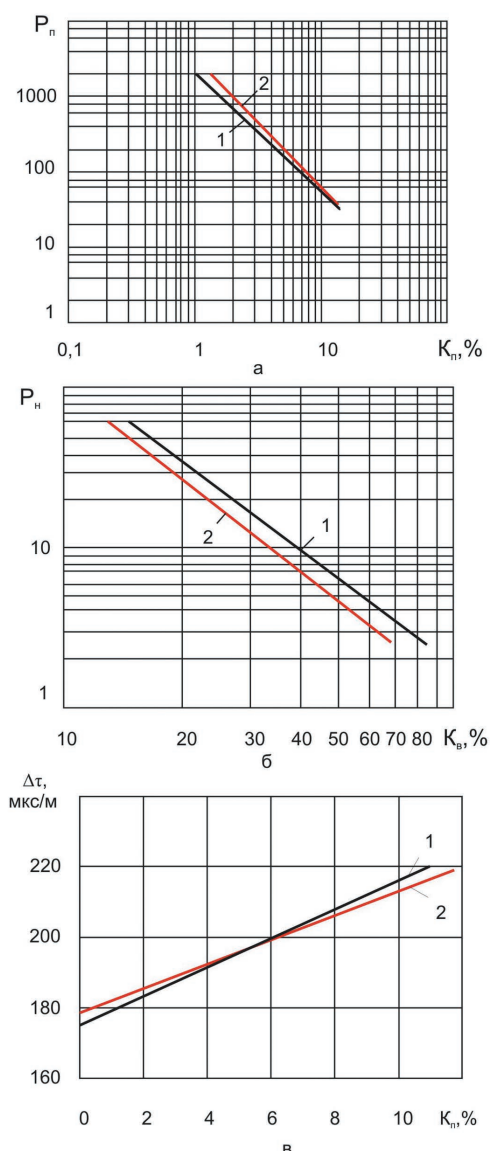


Рис. 1. Вплив недонасичення порового простору на ємнісні властивості порід середньокембрійського віку Шюпарайського нафтового родовища.

Насичення зразків: пластовою водою (1) і гасом (2)

Таблиця. Кореляційні зв'язки між відкритою пористістю, визначеною газоволометричним методом, і насиченням зразків пластовою водою і гасом

Вид зв'язку	Діапазон зміни параметра, %	Кількість визначень	Коефіцієнт кореляції
$K_{гр} = 1,111 K_{в} + 0,584$	$1,94 \leq K_{в} \leq 10,5$	52	0,974
$K_{не} = 1,077 K_{гр} + 1,001$	$2,02 \leq K_{гр} \leq 11,3$	52	0,975
$K_{не} = 1,258 K_{в} + 1,348$	$1,94 \leq K_{в} \leq 10,5$	52	0,998

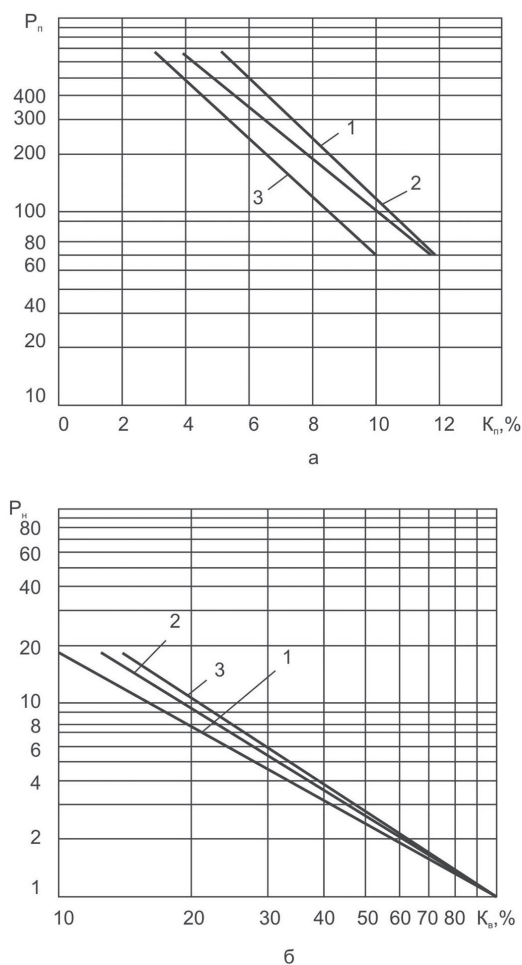


Рис. 2. Вплив недонасичення порового простору на ємнісні властивості порід горизонтів В-16–В-19 Семеренківського родовища: **1** – газоволіметричний метод; **2** – насичення зразків газом; **3** – насичення зразків пластовою водою

водою порівняно з газом, значення відкритої пористості занижені в 1,16–1,41 разу. Відкрита пористість, встановлена газоволіметричним методом, порівняно із насиченням зразків газом, завищена в 1,16–1,57 разу, а водою – в 1,38–1,95 разу. При цьому петрофізичні залежності типу параметр пористості P_n – коефіцієнт пористості K_p (див. рис. 1а) і параметр насичення P_n – коефіцієнт водонасичення K_v (див. рис. 2б) також істотно між собою відрізнятимуться залежно від того, який об'єм пор брати за основу у визначенні ємнісних властивостей порід [2].

Як свідчить лабораторна практика, визначений за допомогою приладу “Експрес-пор” K_p дає завищені на 1,5–2 % абсолютні значення. Тому в

ЛВ УкрДГРІ було сконструйовано пристрій для вимірювання відкритої пористості зразків газоволіметричним методом з використанням азоту при тисках до 1 МПа. Пристрій відкалібровано за допомогою стандартних зразків відкритої пористості і не перевищує похибок визначень K_p , регламентованих у паспортах до них.

Висновки

Виявлено, що породи з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями ($K_{пр} < 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_p < 11 \%$) систематично недосичуються незмішуваними рідинами. Отже, як один із варіантів у вирішенні неоднозначності визначення густини зв'язаної (залишкової) води запропоновано об'єм пор порід визначати трьома незалежними способами (газоволіметрич-

ним, насичення пластовою водою і газом) і порівнювати їх між собою. За істинний об'єм пор необхідно брати об'єм пор, визначений газоволіметричним методом, і приводити до нього значення K_p і $K_{вз}$, отримані насиченням порід незмішуваними рідинами. Такі рекомендації дадуть змогу в подальшому підвищити достовірність петрофізичних побудов.

ЛІТЕРАТУРА

1. Александров Б. Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.
2. Боднарчук Г. П. Порівняльна характеристика визначення відкритої пористості порід-колекторів лабораторними методами // 36. наук. праць УкрДГРІ. 2007. № 3. С. 165–170.
3. Дерягин Б. В., Чураев Н. Б., Муллер В. М. Поверхностные силы. М.: Наука, 1985. 396 с.
4. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків: ГСТУ 41-000326-00-025-2000. К.: Мінекоресурсів України, 2001. 19 с.
5. Леонтьев В. И., Нефедова Н. И. Новый методический подход к определению коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов лабораторными способами // Геология нефти и газа. 1982. № 11. С. 30–34.
6. Нестеренко М. Ю. Теоретичні та методичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Автореф. дис. ... д-ра геол. наук/Ін-т геол. і геохім. горюч. копалин НАН України. Львів, 2007. 35 с.
7. Нефедова Н. И., Пух Н. А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов. М.: Недра, 1989. 161 с.
8. Федисин В. О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. К.: УкрДГРІ. 2005. 148 с.
9. Чураев Н. Б. Физико-химия процессов массопереноса в пористых телах. М.: Химия, 1990. 262 с.
10. Шишигин С. И. Методы и результаты изучения коллекторских свойств песчано-алевритовых пород Западно-Сибирской провинции. М.: Недра, 1968. 136 с.

УДК 55:51

І. П. ДОЛИНСЬКИЙ, інженер II кат., відділ обліку родовищ та запасів корисних копалин (ДНВП “Геоінформ України”),
О. П. ЛОБАСОВ, канд. геол. наук, завідувач відділу формування та супроводу баз даних геолого-геофізичної інформації (ДП “Науканафтогаз”)

Вступ

Геоінформаційні системи (ГІС) – напрям, який бурхливо розвивається. Ураховуючи те, що майже вся інформація в геології є просторовою, застосування ГІС технологій для обробки геолого-геофізичної інформації вважається дуже доречним. Накопичений значний досвід свідчить про те, що ГІС виявляється найліпшим середовищем для розробки різноманітних геологічних завдань. Узагальнення цього досвіду у вигляді основних принципів розробки й загальних вимог, які мають задовольняти будь-який програмний комплекс, що створюється, на сьогодні є актуальним.

Ця робота є одним з кроків на вказаному вище шляху й присвячена огляду напрямів застосування ГІС у геології, з якими пов'язують великі надії на прорив в галузі обробки й аналізу просторової геолого-геофізичної інформації.

Огляд геоінформаційних систем у галузі нафтогазової геології

ГІС є складовою частиною систем обробки й інтерпретації геолого-геофізичної інформації. Типова система обробки й інтерпретації геолого-геофізичної інформації складається з бази даних і засобів оперування з ними.

У зв'язку з цим існує два підходи до використання в таких програмних комплексах ГІС.

У рамках першого підходу ядром системи є база даних, реалізована в середовищі однієї із сучасних систем

ГЕОІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ В НАФТОГАЗОВІЙ ГЕОЛОГІЇ. ДОСВІД І ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ

Сучасні бази даних геолого-геофізичної інформації є інтегрованими з системами обробки та інтерпретації в єдину технологію. Незважаючи на те, що ці технології мають спеціалізовані інтерфейси, розробка інтерфейсу загального призначення на базі геоінформаційної системи (ГІС) вбачається актуальною. По-перше, багато завдань регіонального моделювання й прогнозування залишаються за межами спеціалізованих систем. По-друге, ГІС-інтерфейс має потужніші засоби просторового відображення й аналізу порівняно із засобами систем обробки, для яких ГІС залишається зовнішньою програмою.

The modern geological and geophysical databases are integrated with processing systems into common technology. In spite of this systems have the particularized interfaces, working out the interface of common purpose based on geoinformational system (GIS) are actual. The first, many tasks of regional modeling and predicting are out of processing systems functionality. The second, GIS-interface has more powerful means of spatial visualization and analysis in comparison with processing systems, for which GIS remains an external environment.

управління базами даних (СУБД). ГІС використовується як середовище розробки інтерфейсу користувача бази, на який покладається й вирішення цільових геологічних завдань.

У рамках другого підходу ядром системи є ГІС або ГІС-подібний програмний комплекс для вирішення тих чи інших цільових геологічних завдань. Ядро налаштовується на будь-яку зовнішню базу даних за допомогою однієї із сучасних технологій зв'язку, наприклад, ODBC. Безпосередньо для обробки даних призначені інформаційні блоки: проекти, які формуються із зовнішніх баз даних і є певною інформаційною підмножиною цих баз. Структура проектів залежить від конкретної програмної реалізації ядра і є зазвичай комбінацією реляційної бази даних і файлової системи. Як правило, такі програмні комплекси мають закритий програмний код і структуру бази, обмін даними між ними і частково між ними й зовнішніми базами даних здійснюється способом експорту-імпорту в ASCII форматі.

У вітчизняній нафтогазовій геології прикладом систем, реалізованих у рамках першого підходу, є інтегрова-

ні бази геолого-геофізичної інформації ДНВП "Геоінформ України", ДГП "Укргеофізика", УкрДГРІ (Державна служба геології та надр України), ДП "Науканафтогаз" (Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України"). Прикладами систем, реалізованих у рамках другого підходу, є програмні комплекси Petrel (Schlumberger), GeoGraphix (Landmark), Kingdom (Seismic Micro-Technology, Inc). Наведено їх стислу характеристику.

ДНВП "Геоінформ України" розробляє й супроводжує бази даних з геолого-геофізичної вивченості, запасів та ресурсів корисних копалин, надрокористування, звітів про проведені геолого-розвідувальні роботи (ГРР). Ядро баз даних реалізовано в СУБД Oracle, інтерфейси користувача розробляються і функціонують у середовищі ГІС ArcView (ArcGis).

У базі ДГП "Укргеофізика" містяться: профільні дані 2D сейсмозв'язки, каротажна інформація по певній частині свердловин, дані вертикального сейсмічного профілювання. Це найповніша в Україні база даних 2D сейсмозв'язки. Ядро бази реалізовано в СУБД Oracle. Інтерфейс користу-

вача в мінімальному обсязі (візуалізація просторового розміщення профілів і свердловин) реалізовано в ГІС ArcView. Вибірки виконуються в СУБД операторами й надаються користувачам, тобто база працює в режимі інформаційного обслуговування.

База даних Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" (ДП "Науканафтогаз") є найбільш комплексною базою геолого-геофізичної інформації. Вона містить геологічну й геофізичну свердловинну інформацію, дані 2D і 3D сейсмозв'язки, звіти про проведені ГРР, дані фонду родовищ і структур, надрокористування. У базі міститься великий обсяг регіональної картографічної інформації. Планується реструктурувати й зберігати в базі даних вихідну й результуючу інформацію проектів систем комплексної інтерпретації й моделювання.

Ядро бази даних реалізовано в СУБД Oracle, багатифункціональний інтерфейс користувача існує у вигляді цільової геоінформаційної системи в середовищі ArcView (ArcGis).

Прикладами систем у рамках другого підходу є програмні комплекси **Petrel**

(Schlumberger), **GeoGraphix (Landmark)**, **Kingdom (Seismic Micro-Technology, Inc)**. Усі названі комплекси є системами комплексної інтерпретації даних і геологічного моделювання локальних об'єктів: родовищ і перспективних структур. Системи працюють таким чином, що нова інформація одразу враховується в процесі переінтерпретації й наступної побудови моделі. База даних усіх систем реалізована у вигляді файлової системи й реляційної складової. Опис усіх даних об'єкта, вихідних і результуючих, міститься у файлі проекту. Можливість обміну даними на рівні структури бази, так само, як і можливість програмної адаптації систем до конкретних геологічних завдань, в усіх перерахованих системах відсутні. Разом з тим ці програмні комплекси, відрізняючись у деталях, мають приблизно однакову функціональність високого рівня, яка забезпечує виконання численних операцій над даними й побудову адекватної геологічної моделі локального геологічного об'єкта. Цим зумовлюються певні складнощі в роботі з інтерфейсом користувача, зокрема в підготовці вихідної інформації проекту. Усі пакети комплексної інтерпретації й моделювання мають на всіх стадіях процесу обробки даних розвинуту систему візуалізації інформації, яка, власне кажучи, є геоінформаційним компонентом цих пакетів.

Висновки

Інформаційний простір у геології за своєю природою картографічний, тобто всі дані мають просторову прив'язку. Отже, геоінформаційні системи як спеціалізовані комп'ютерні середовища для обробки просторових даних за визначенням є найкращою його моделлю. Про це свідчить і той факт, що всі системи комплексної обробки даних у геології мають геоінформаційний компонент, на який покладено різні функції – від простої візу-

аналізації інформації до розв'язання складних геологічних завдань моделювання геологічних об'єктів і процесів. Досвід розробки і впровадження систем оперування геолого-геофізичними даними показує, що залежно від призначення програмного комплексу його геоінформаційний компонент може входити як у його ядро (коли комплекс призначений для вирішення в певній послідовності геологічних завдань), так і бути головною складовою частиною багатofункціонального інтерфейсу користувача (коли головна мета розробки – інтегрована база геолого-геофізичних даних). Якщо необхідність інформаційного інтерфейсу користувача із стандартними функціями візуалізації й вибірки інформації бази сумніву не викликає, то використання ГІС для вирішення геологічних завдань потребує додаткового обґрунтування. Аргументами на користь розробки багатofункціональної геоінформаційної інтерфейсної системи з функцією побудови моделей, незважаючи на існування спеціалізованих програм комплексної інтерпретації та геологічного моделювання, на нашу думку, є такі.

1. Існуючі програмні середовища обробки й інтерпретації геолого-геофізичної інформації історично виникли раніше ГІС, у зв'язку з чим постали потреби: перша – інтегруватися з ГІС (розробляти додаткові модулі для інформаційного зв'язку), або друга – розробляти свої системи візуалізації з нижнього рівня. У разі другої потреби картографічні компоненти функціонально “не дотягують” до стандартних можливостей ГІС. У них відсутні, наприклад, засоби геостатистичного аналізу, оперативних і коректних картопобудов [1, 2].

2. Програмні середовища обробки та інтерпретації геолого-геофізичної інформації призначені для побудови локальних моделей гео-

логічних об'єктів в умовах рівномірно розподіленої й достатньої в кількісному й якісному відношенні вихідної інформації. Існує значна кількість задач, зокрема задача регіонального геологічного моделювання, для яких ці умови не задовольняються. ГІС технології надають можливості розробки систем регіонального геологічного моделювання [3].

3. У спеціалізованих програмних пакетах відсутня можливість регіональних узагальнень результатів локального моделювання, навіть отриманих у рамках одного пакета.

4. У рамках будь-якого спеціалізованого пакета відсутня можливість реєстрації проектів, отриманих у різних пакетах, й обміну результуючою й вихідною інформацією між ними в оперативному автоматизованому режимі.

Отже, незважаючи на значне поширення потужних спеціалізованих програмних комплексів, розробка інтерфейсних ГІС для інтегрованих баз даних і засобів вирішення завдань, які виходять за межі можливостей спеціалізованих програмних комплексів, є актуальним і перспективним напрямом.

ЛІТЕРАТУРА

1. Лобасов А. П., Гребенников С. Е., Мироненко В. И. Опыт разработки интерфейса с картографической базой данных в среде ArcView (на примере геоинформационной системы “Нефть и газ Украины”)/Сб. тезисов семинара “Компьютерные технологии в региональных геологосъемочных, поисковых и разведочных работах на твердые полезные ископаемые”, 30 марта – 2 апреля 1998 г. Киев.
2. Лобасов О. П., Галюк С. М., Фенота П. О. Особенности разработки современного интерфейса с базой геолого-геофизической информации//Геоинформатика. № 1. 2006. С. 53–56.
3. Гребенников С. Е., Лобасов О. П. Моделирование будови осадових басейнів в середовищі ArcView//Мінеральні ресурси України. № 4. 2003. С. 37–43.

Рукопис отримано 17.01.2012.

УДК 553

Г. І. РУДЬКО, д-р геол.-мінерал. наук, д-р геогр. наук, д-р техн. наук, професор, голова ДКЗ України,

Є. І. МАЙБОРОДА, геолог (Виробничий кооператив “Геолог”),

О. В. НЕЦЬКИЙ, начальник відділу (ДКЗ України),

С. В. РАДОВАНОВ, канд. екон. наук, заступник голови (Держгеонадра)

ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН МЕТОДОМ ДИСКОНТУВАННЯ ГРОШОВИХ ПОТОКІВ

У статті розглянуті сучасні підходи щодо аналізу інвестиційних проектів розробки родовищ корисних копалин методом дисконтування грошових потоків. Продемонстровані недоліки застосування методу за сучасних економічних умов. Визначено, що економічну ефективність проекту при сталому коефіцієнті дисконту коректніше можна оцінити, застосовуючи до вихідних грошового потоку індекс інфляції. Відзначено, що суттєву перевагу під час вибору економічно вигідних проектів в умовах сталої ставки дисконтування надає врахування показника внутрішньої норми прибутковості (ВНП) (IRR).

The article examines modern approaches to the analysis of investment projects for mineral deposits development using cash flow discounting method. The disadvantages of this method in current economic conditions are reviewed. It is established that the economic efficiency of the project with constant discount coefficient can be estimated more correctly when applying inflation index to the initial cash flow. It was noted that a significant advantage is provided by IRR index when choosing cost-effective projects under conditions of constant discount rate.

Постановка проблеми

Поряд з кризовими явищами, що спостерігаються у світовій економіці й позначаються на економіці України шляхом зниження обсягів інвестицій у гірничодобувну галузь, одним із суттєвих чинників впливу на зменшення інвестиційної привабливості українських гірничодобувних підприємств є критичний ступінь зносу (старіння) основних фондів, що досягає понад 70–80 % (у розвинених країнах – менше 30 %). Знос основних фондів сприяє значним технологічним втратам, що позначається на зменшенні обсягів про-

мислового виробництва, погіршенні якості готової продукції, зменшенні прибутку підприємств. Українським, порівняно з аналогічними показниками розвинених країн, залишається також відтворення основних фондів.

У зазначених умовах питання коректності обґрунтування економічної ефективності інвестиційних проектів у розробку родовищ корисних копалин набуває неабиякої актуальності.

Аналіз попередніх досліджень і виділення невирішених раніше частин проблеми

Методика проведення вартісної оцінки родовищ корисних копалин як складової геолого-економічної оцінки

висвітлена в багатьох наукових і методичних публікаціях [1, 2, 4–7]. Водночас у вітчизняній літературі проблеми оцінки реальних об'єктів надкористування висвітлені недостатньо. Аналіз геологічних видань економічного спрямування вказує на проблему визначення вартості потенціалу гірничодобувного підприємства і неоднозначний характер методів вартісної оцінки родовищ корисних копалин у сучасних економічних умовах.

Щодо теорії розраховані під час складання техніко-економічного обґрунтування проектів розробки родовищ фінансово-економічні показники мають ґрунтуватися на індивідуальному підході до кожного родовища, передбачати декілька варіантів показників, демонструвати потенційному користувачу надр початкові техніко-економічні показники розвитку інвестиційного проекту. Однак на практиці спостерігається дещо формальний підхід до виконання техніко-економічних розрахунків: наведені користувачами надр результати не дають можливості адекватно за економічними показниками оцінити привабливість інвестиційного проекту і передчасно на початкових стадіях економічної оцінки відбракувати збитковий проект, а економічні розділи в матеріалах геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин зводяться до арифметичного підбору прийнятних показників, регламентованих нормативно-правовою базою.

Мета статті

Метою цієї статті є висвітлення сучасних підходів щодо аналізу інвестиційних проектів, оцінених методом дисконтування грошових потоків. З урахуванням специфіки об'єктів надкористування оптимальний вибір критеріїв оцінки під час аналізу інвестиційних проектів дає змогу запобігти надлиш-

ковим витратам на інвестиції, які можуть не реалізуватися.

Викладення

Основного матеріалу

Показники ефективності інвестицій класифікують за такими ознаками.

1. *За виразом загального показника*, що виступає критерієм економічної ефективності інвестицій: а) *абсолютні* – визначають різницю між вартісними оцінками доходів і витрат, що пов'язані із реалізацією проекту; б) *відносні* – визначають відношення вартісних оцінок результатів проекту до загальних витрат на їх отримання.

2. *За методом зіставлення в часі, витрат і доходів у грошовому виразі*: а) *статичні* – грошові потоки, що виникають у різні проміжки часу та оцінюються, як рівноцінні; б) *динамічні* – грошові потоки від реалізації проекту, які приводяться до еквівалентного, базисного рівня методом дисконтування.

Точніше економічну оцінку щодо ефективності промислового освоєння родовищ визначають *динамічні показники*, до них належать:

– чистий дисконтований грошовий потік (чиста приведена вартість, чистий дисконтований дохід, Net Present Value, NPV);

– внутрішня норма прибутковості (внутрішня норма рентабельності, Internal Rate of Return, IRR);

– індекс прибутковості (індекс рентабельності інвестицій, Profitability Index, PI);

– дисконтований період окупності (Diascounted Pay-Back Period, DPP).

Під час аналізу динамічних показників найважливішою проблемою є вибір оптимального балансу грошових потоків. У статті розглянуті основні складові розрахунку динамічних показників з урахуванням геологічної специфіки, виділення основних показників і критеріїв відбору завідомо збиткових проектів.

Грошова оцінка вартості в часі

Економічна оцінка капіталовкладень потребує виконання фінансово-економічних розрахунків, що пов'язані з грошовими потоками в різні інтервали часу. Для оцінки ефективності інвестицій потенційному інвестору слід порівнювати вартість грошей на початку проекту із вартістю грошей під час їх повернення у вигляді майбутнього доходу, амортизаційних відрахувань і т. п.

Процес промислової розробки родовищ корисних копалин поділяється на такі інвестиційні етапи: початок інвестування → завершення підготовчих робіт → капітальне будівництво → власне розробка родовища (отримання доходів) → завершення експлуатації (ліквідація підприємства).

Аналіз інвестицій у часі ілюструється спрямованістю процесів капіталізації та дисконтування (рис. 1).

За визначенням Г. С. Староверової [7], капіталізація – це процес визначення майбутньої суми грошових коштів (потоків), якщо відомий розмір інвестицій, відсоткова ставка, дохід від них і період накопичення (термін забезпеченості запасами). Капіталізація визначається формулою:

$$FV_{\Sigma} = \sum_1^T PV_t \cdot (1+E)^t,$$

де FV – майбутня вартість грошей; PV_t – теперішня вартість грошей; $(1+E)^t$ – фактор складного процента (коефіцієнт накопичення).

Дисконтування – процес наведення грошових коштів

(потоків), що будуть отримані, до початкового моменту часу. Дисконтування визначається формулою:

$$PV_{\Sigma} = \sum_1^T FV_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t},$$

де $\frac{1}{(1+E)^t}$ – коефіцієнт теперішньої вартості або дисконтований множник.

Таким чином, інвестору для прийняття рішень щодо довгострокових капіталовкладень варто брати до уваги такі основні правила.

1. Капіталовкладення повинні бути повністю відшкодовані.

2. Отриманий прибуток повинен бути достатнім для компенсації тривалої відмови від використання коштів за іншими альтернативними проектами.

3. У зв'язку із тривалим процесом інвестування в об'єкти надкористування зростає кількість економічних ризиків, що мають бути обов'язково враховані.

Ставка дисконту

Ставка дисконту характеризує норму доходу на інвестований капітал і норму його повернення в післяпрогнозний період з урахуванням компенсації всіх ризиків, пов'язаних з інвестуванням. В економічному сенсі це необхідна ставка прибутковості, яку вимагали б інвестори при наявних альтернативних варіантах інвестицій із еквівалентним рівнем ризику на дату оцінки.

Щонайменше ставка дисконту не повинна бути нижчою за альтернативну норму доходу (*opportunity cost*), що може бути отриманий від інвестування з еквівалентним

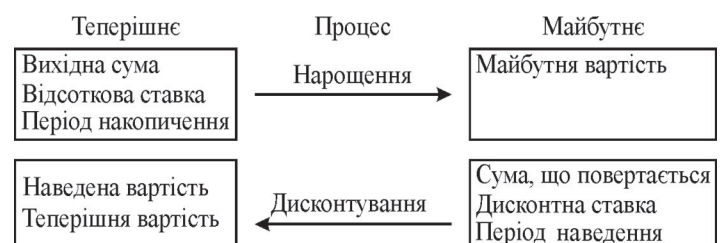


Рис. 1. Логіка процесів капіталізації і дисконтування

ризиком. Під час розгляду проектів промислової розробки родовищ, що перебувають у приватній власності і за умови самофінансування, ставка дисконтування повинна враховувати відсоткову ставку за довгостроковими депозитами, темпи інфляції і ризику.

Насьогодні у сфері надкористування ситуація вирішена досить просто, однак не зовсім коректно: під час промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта відповідно до нормативних документів норма дисконту, що застосовується для визначення вартості запасів і ресурсів, приймається рівною поточній обліковій ставці Національного банку України (далі НБУ) на момент проведення геолого-економічної оцінки (за станом на грудень 2011 р. – 7,75 %) (рис. 2).

При такому підході не враховуються ні економічні, ні геологічні ризики та такі показники, як темп інфляції, середньозважена ставка за довгостроковими депозитами, розмір відсоткової ставки за кредитами та інші важливі чинники. Тому визначення реальної ставки дисконтування дає змогу чіткіше зробити прогноз й оцінити доцільність промислової розробки родовища.

Для виявлення реальної ставки дисконтування використовуємо формулу Фішера, за допомогою якої розраховуємо реальну ставку дисконту, “очищену” від інфляції. Під час розрахунків використовуємо

такі показники: облікова ставка НБУ як номінальна ставка дисконту (7,75 %) і річний рівень інфляції (за станом на кінець 2010 р. середній річний рівень інфляції 12 %).

За формулою Фішера, розрахуємо ставку дисконту:

$$R_p = (1 + I) \cdot (1 + R_n) - 1 = (1 + 0,075) \cdot (1 + 0,12) - 1 = 20,4,$$

де R_p – реальна ставка дисконту; R_n – номінальна ставка дисконту; I – темпи інфляції.

Розрахована величина реальної ставки дисконту є дуже великою й вказує на те, що в сучасних економічних умовах можливо займатись лише короткостроковим і високорентабельним бізнесом, тому що підприємства мають великий ризик не окупили витрати на своє створення й організацію. За такої ставки дисконту чистий прибуток у розмірі 100 тис. грн через 5 років при дисконтуванні грошових потоків буде становити всього ~30 тис. грн, що вказує на те, що будь-який проект є дуже ризикованим.

За сучасних економічних умов, коли індекс інфляції протягом 2005–2010 рр. змінювався в межах від 109,1 до 122,3 % [8], дуже важко виконувати прогнозування на термін 20 років і більше. У таких випадках доцільно розбивати термін експлуатації родовища на окремі періоди. Під час розгляду окремих об'єктів надкористування, такий підхід дає змогу чіткіше детермінувати ризики й вірогідність реалізації проекту.

Беручи до уваги, що розрахунок реальної ставки дисконту може призвести до різного роду неточностей і заперечень, доцільніше як ставку дисконту використовувати відсоткову ставку за довгостроковими депозитами.

Чисті грошові потоки

В Україні основою для розрахунку всіх показників економічної ефективності, які застосовуються у сфері надкористування, є так звані “чисті грошові потоки” (Net Cash-Flow, NCF), котрі включають дохід від реалізації, поточні та інвестиційні витрати, приріст потреби в оборотному капіталі й податкові платежі. Назва “чисті потоки” вказує на те, що потоки не враховують схему фінансування – самофінансування або залучення кредитних ресурсів, тому необхідно чітко розібратися, які показники включати до складу грошових потоків.

Окрім того, слід урахувати, що сума грошових потоків, із застосуванням концепції дисконтування, являє собою основу для розрахунку початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами, а сам розрахунок чистих дисконтованих грошових потоків (далі ЧДГП) є обов'язковим на стадії виконання техніко-економічних розрахунків під час затвердження запасів корисних копалин у ДКЗ, грошові потоки потрібно для всіх видів корисних копалин обчислювати ідентично.

Наприклад, розглянемо інвестиційний проект промислової розробки родовища з такими показниками:

- експлуатаційні витрати – 1706,12 тис. грн;
- амортизаційні відрахування – 48,96 тис. грн;
- експлуатаційні витрати без амортизації – 1657,16 тис. грн;
- річний дохід від реалізації товарної продукції – 1896,79 тис. грн;
- податок на прибуток – 23 %.

Відповідно до п. 3 постанови КМУ від 15.10.2004 № 1374 [4] вихідний грошовий потік розраховується за формулою:

$$NCF = \sum_1^T (D_t - B_t) - P_t = (1896,79 - 1657,16) - 55,11 = 184,52 \text{ тис. грн,}$$

де D_t – річний дохід від реалізації товарної продукції в t -му році; B_t – експлуатаційні витрати в t -му році, за винятком амортизаційних відрахувань; P_t – розмір податків і платежів у t -му році, що не входять до експлуатаційних витрат.

Відповідно до формули, визначеної Положенням про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах [5], виконаємо аналогічний розрахунок:

$$NCF = \sum_1^T [(D_t - B_t) - P_t] + A_t = [(1896,79 - 1706,12) - 43,85] + 48,96 = 195,78 \text{ тис. грн,}$$

де D_t – річний дохід (виручка) від реалізації товарної продукції в t -му році; B_t – експлуатаційні витрати в t -му році, включаючи амортизаційні відрахування; P_t – розмір податків та обов'язкових платежів у t -му році, що не входять до експлуатаційних витрат; A_t – амортизаційні відрахування в t -му році.

За наведеними розрахунками різниця між річними грошовими потоками становить 11,26 тис. грн, а на строк розрахунку 25 років (характерно для родовищ підземних вод) – 281,5 тис. грн. Це у свою чергу призводить до низки неточностей. Надкористувач на стадії аналізу економічної ефективності наступної промислової розробки не може реально оцінити витрати, що пов'язані із облаштуванням родовища корисних копалин, як наслідок результати всієї оцінки можуть виявитись некоректними.

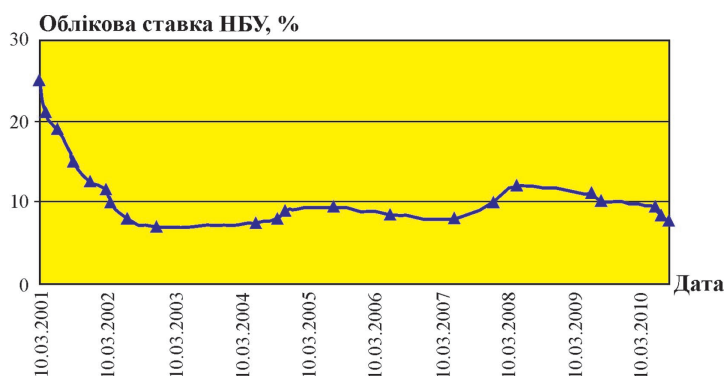


Рис. 2. Зміна облікової ставки НБУ в часі

Вплив інфляції під час розрахунку грошового потоку

При сталому коефіцієнті дисконту (*E*) реальніше можна оцінити економічну ефективність проекту, застосовуючи індекс інфляції, власне до вихідних грошового потоку, при цьому сам коефіцієнт *E* залишається незмінним.

Як приклад розглянемо два варіанти: 1) користувач надр інвестує в проект за повної відсутності інфляційних процесів; 2) користувач надр інвестує в проект за річної інфляції 7 % і зростанні грошових накопичень (потоків) разом з інфляцією аналогічними темпами. Рівень оподаткування за обома варіантами – 23 %.

За першим варіантом будуть мати місце такі грошові потоки (табл. 1).

За другим варіантом розрахунок грошових потоків відображений у табл. 2.

За абсолютною величиною потоки в другому варіанті більше за потоки в першому варіанті; їх необхідно “змінити” на рівень інфляції для відображення реальної величини.

Після цієї процедури гро-

шові потоки будуть мати такий вигляд (табл. 3).

Наведені результати правильніше відображають ситуацію, що виникає за сучасних економічних умов під час розрахунків грошового потоку під час складання ТЕО, коли грошовий потік залишається незмінним протягом всього періоду промислового освоєння родовища.

Під час розрахунків грошового потоку беруться до уваги лише реальні потоки грошової маси проекту. Так, наприклад, на думку Ф. В. Вельмера [3], амортизація і періоди амортизації не мають прямого впливу на грошовий потік, оскільки амортизація представляє собою “безготівкові” витрати та являє собою розрахункову величину для розрахунку податкових відрахувань.

Метод розрахунку чистої наведеної вартості

Чисту теперішню вартість інвестиційного проекту – NPV (у надрокористуванні цей показник висвітлений як ЧДГП) можна визначити як максимальну суму, яку може заплатити підприємство за

можливість інвестувати капітал без погіршення свого фінансового стану. ЧДГП відображає прогнозу оцінку зміни економічного потенціалу підприємства в разі реалізації інвестиційного проекту:

$$NPV = \sum_{t=0}^n (CF_{if} - CF_{of}) / (1+r)^t,$$

де *CF_{if}* – грошовий приплив за період *t*; *CF_{of}* – грошовий відтік за період *t* (капіталовкладення); *r* – ставка дисконтування; *n* – термін реалізації проекту.

Ця формула повністю корелюється із формулою розрахунку ЧДГП, що використовується як один із показників ефективності інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта [5]:

$$\text{ЧДГП} = \sum_{t=1}^T \frac{[(D(-Bt) - Pt) + At]}{(1+E)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{Kt}{(1+E)^t}.$$

Критеріями ефективності інвестицій за ЧДГП (NPV) є такі:

– якщо ЧДГП > 0, інве-

стиційний проект вважається ефективним при цій нормі дисконту, тобто “цінність фірми (підприємства)” зростає, капітал інвестора збільшується;

– якщо ЧДГП < 0, інвестиційний проект неефективний, інвестор зазнає збитків;

– якщо ЧДГП = 0, у разі прийняття проекту добробут інвестора не зміниться, але водночас зростуть об'єми виробництва, тобто масштаби підприємства збільшаться.

Водночас формула розрахунку ЧДГП не враховує рівень інфляції і призначена переважно для проектів, котрі передбачають разову інвестицію в 0 році. Просте дисконтування багаторазових інвестицій без урахування темпів інфляції дещо завищує їх вартість у період *t*, що безпосередньо відображається на заниженні ЧДГП, тим самим знижує економічну привабливість проекту.

У разі, якщо проект передбачає не разову інвестицію, а поступове інвестування фінансових ресурсів протягом *m* років, то формула для розрахунку NPV модифікується:

$$NPV = \sum_{i=1}^m C_o / (1+I)^i + \sum_{t=0}^n CF_t / (1+r)^t,$$

де *I* – прогнозний середній рівень інфляції.

Недоліки й переваги методу оцінки ЧДГП наведені в табл. 4.

Таблиця 1. Розрахунок грошових потоків по роках без урахування інфляції

Роки періоду, t	Дохід	Поточні витрати	Амортизація	Валовий прибуток (гр. 2 – гр. 3 – гр. 4)	Податок на прибуток (гр. 5·0,23)	Чистий прибуток (гр. 5 – гр. 6)	Грошовий потік після оподаткування (гр. 7 + гр. 4)
0	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0
1	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0
2	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0
3	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0
4	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0
5	2000,00	1100,0	500,0	400,00	92,0	308,0	808,0

Таблиця 2. Розрахунок грошових потоків по роках з урахуванням інфляції

Роки періоду, t	Дохід	Поточні витрати	Амортизація	Валовий прибуток (гр. 2 – гр. 3 – гр. 4)	Податок на прибуток (гр. 5 · 0,23)	Чистий прибуток (гр. 5 – гр. 6)	Грошовий потік після оподаткування (гр. 7 + гр. 4)
0	2140,0 = 2000 · 1,07	1177,0 = 1100 · 1,07	500,0	463,0	106,5	356,5	856,5
1	2289,9 = 2000 · 1,14	1259,4 = 1100 · 1,14	500,0	530,5	122,0	408,5	908,5
2	2450,1 = 2000 · 1,22	1347,5 = 1100 · 1,22	500,0	602,6	138,6	464,0	964,0
3	2621,6	1441,9	500,0	679,7	156,3	523,4	1023,4
4	2805,1	1650,8	500,0	654,3	150,5	503,8	1003,8
5	3001,5	1766,4	500,0	735,1	169,1	566,0	1066,0

Таблиця 3. Розрахунок реального грошового потоку

Термін, роки	0	1	2	3	4	5
Реальний грошовий потік	800,5 = 856,5 / 1,07	793,5 = 908,5 / (1,07) ²	786,9/(1,07) ³	780,7	715,7	710,3

Внутрішня норма прибутковості

Внутрішня норма прибутковості (ВНП, внутрішня норма рентабельності, дохідності, Internal Rate of Return, IRR) визначає максимальну вартість залученого капіталу, при якій інвестиційний проект залишається вигідним. Відповідно до нормативних документів ВНП визначається як значення ставки дисконтування, за якою $NPV = 0$. Як правило, при сучасній оцінці економічної ефективності значення ВНП визначають або графічним методом (будується графік залежності ЧДГП від ставки дисконтування), або методом альтернативного підбору.

ВНП не завжди може бути коректно отримана з рівняння $NPV = 0$, при певних значеннях грошових потоків це рівняння може не мати рішень або мати кілька рішень. У таких ситуаціях IRR проекту вважається невизначеним. Для виключення цих труднощів використовується модифікована внутрішня норма рентабельності, однак цей показник поширений значно менше ніж IRR.

У нормативних документах ВНП вказує суто на запас фінансової стійкості конкретного підприємства за конкретних умов. На жаль, цей показник не розглядається як один із основ-

них показників економічної ефективності, а лише позиціонується як умовно-допоміжний, що на пряму пов'язаний із ЧДГП. Така ситуація не зовсім відповідає дійсності, оскільки ЧДГП на пряму залежить від вибору ставки дисконту і може бути змінний залежно від ситуації й вимог інвестора, водночас ВНП єдиний показник, що ілюструє внутрішню дохідність проекту, яка не залежить від обраної ставки дисконтування.

В іншому формулюванні, це середній дохід на вкладений капітал, що забезпечується цим інвестиційним проектом, тобто ефективність вкладень капіталу в цей проект дорівнює ефективності інвестування під ВНП (IRR) відсотків у будь-який фінансовий інструмент з рівномірним доходом, тому доречно порівнювати значення ВНП із відсотковими ставками за депозитами в різних комерційних банках. Якщо ВНП менша цієї ставки, то проект є ризиковим і доцільність інвестування не підтверджена, в такому разі інвестору ефективніше покласти гроші на депозит під відсоток, більший за ВНП.

Висновки

Розглянуті основні критерії економічної оцінки промислової розробки родовищ корисних копалин, що пов'язані з дисконту-

ванням грошових потоків. Продемонстровані недоліки застосування методу дисконтування грошових потоків за сучасних економічних умов.

Визначено, що при економічній оцінці інвестицій, реальну оцінку грошових накопичень слід виконувати в цінах, що приведені до рівня цін фіксованого моменту часу. Економічну ефективність проекту при сталому коефіцієнті дисконту (E) коректніше можна оцінити, застосовуючи до вихідних грошового потоку індекс інфляції, при цьому коефіцієнт E залишається незмінним.

Запропонований підхід дає змогу мінімізувати ризики й неточності, що характерні для стандартного розрахунку ЧДГП, не змінюючи ставки дисконту, тому не суперечить вимогам нормативних документів. Зазначені рекомендації також можна реалізувати під час розрахунку комерційного варіанта ТЕО.

Визначено, що суттєві переваги під час вибору економічно вигідних проектів в умовах сталої ставки дисконтування, надає врахування показника ВНП: ефективність інвестування в проект дорівнює ефективності інвестування під IRR відсотків у будь-який фінансовий інструмент з рівномірним доходом, тому

доцільно порівнювати показник ВНП із відсотковими ставками за депозитами в комерційних банках. У разі, якщо показник ВНП менший за ставку, то проект є ризиковим і доцільність інвестування не підтверджена, тому інвестору необхідно проаналізувати інші шляхи отримання прибутку.

ЛІТЕРАТУРА

1. Беренс В., Хагранек П. М. Руководство по оценке эффективности инвестиций: Пер. с англ. перераб. и дополн. изд. М.: АОЗТ "Интерэксперт", "ИНФРА-М"; 1995. 528 с.
2. Бузова И. А., Махивикова Г. А. и др. Коммерческая оценка инвестиций. СПб.: Питер, 2004. 432 с.
3. Вельмер Ф. В. Экономические оценки месторождений: Пер. с англ./Отв. ред. А. В. Квас; Государственная акционерная компания "Украинские полиметаллы". К.: Логос, 2001. 200 с.
4. Методика визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами. Закони та постанови. КМУ постанови від 15.10.2004 р. № 1374.
5. Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах. Закони та постанови. ДКЗ України, наказ від 07.12.05 р. № 300.
6. Порядок розроблення геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів родовищ корисних копалин або ділянок надр, що розробляються гірничим способом. Методичні вказівки. Закони та постанови. ДКЗ України, наказ від 22.12.2005 р. № 329.
7. Староверова Г. С. Экономическая оценка инвестиций. М.: Кнорус, 2006. 312 с.
8. <http://index.minfin.com.ua/index/inf/>. Индекс инфляции в Украине.

Таблиця 4. Метод дисконтування грошового потоку

Переваги	Недоліки
1. Відображає доходи від інвестицій (перевіщення надходжень над початковими виплатами).	1. ЧДГП – показник абсолютний (ефект), тобто він не враховує розмір альтернативних інвестиційних проектів.
2. Ураховує термін "життя" проекту та розподіл у часі грошових потоків.	2. Не демонструє прибутковості проекту, оскільки показник абсолютний.
3. Показник адитивний у тимчасовому аспекті, тобто ЧДГП різних проектів можна підсумовувати.	3. Напряму залежить від величини норми дисконту.
4. Відбиває прогнозу оцінку зміни економічного потенціалу підприємства в разі прийняття проекту.	4. Ставка дисконту E зазвичай береться незмінною для всього горизонту обліку. Але в майбутньому вона може змінюватися у зв'язку зі зміною економічних умов.
5. Відповідає головному критерію ефективності інвестицій.	5. Потребує ретельного й детального розрахунку і тривалих прогнозів.
	6. Цим показником дуже легко маніпулювати залежно від ситуації й вимог.

УДК 502.62

Н. Г. ЛЮТА, канд. геол.-мінерал. наук, учений секретар,
І. В. САНІНА, завідувач відділу гідрогеологічних, інженерно-геологічних та екогеологічних досліджень,
Г. Г. ЛЮТИЙ, канд. геол.-мінерал. наук, провідний науковий співробітник (УкрДГРІ)

ЩЕ РАЗ ПРО ГЕОЛОГІЧНІ ПАМ'ЯТКИ

У статті розглядаються питання щодо удосконалення робіт з вивчення геологічних пам'яток в Україні.

In the article questions of improvement of works on studying of geological landmarks in Ukraine are considered.

Облік і вивчення геологічних пам'яток, розробка заходів, спрямованих на їх збереження, розвиток геологічного туризму, популяризація геологічних знань серед широких кіл громадськості є традиційними напрямками діяльності геологічних служб розвинених країн Європи, до асоціації яких приєдналася Державна служба геології та надр України.

В Україні вивчення геологічних пам'яток вже має свою історію, оскільки їх виявлення і дослідження розпочалося ще в шістдесяті роки ХХ ст. Але цілеспрямоване і системне вивчення геологічних пам'яток у нашій державі – це відносно новий напрям геологічних досліджень, розвиток якого є черговим проявом актуальної в сучасному світі тенденції екологізації геологічної науки.

Як будь-якому новому напрямку, дослідженням геологічних пам'яток властиві проблеми, пов'язані з періодом становлення і розвитку, виробленням та удосконаленням понятійно-термінологічної бази і методології.

В Україні правові основи організації, охорони, ефективного використання природно-заповідного фонду,

відтворення його природних комплексів та об'єктів визначає Закон України “Про природно-заповідний фонд України”. Згідно з цим законом, “пам'ятками природи, в т. ч. геологічними, оголошуються окремі унікальні природні утворення, що мають особливе природоохоронне, наукове, естетичне, пізнавальне і культурне значення, з метою збереження їх у природному стані... Оголошення пам'яток природи провадиться без вилучення земельних ділянок, водних та інших природних об'єктів у їх власників або користувачів. На території пам'яток природи забороняється будь-яка діяльність, що загрожує збереженню або призводить до деградації чи зміни первісного їх стану. Власники або користувачі земельних ділянок, водних та інших природних об'єктів, оголошених пам'ятками природи, беруть на себе зобов'язання щодо забезпечення режиму їх охорони та збереження”.

Незважаючи на це, ми нерідко стаємо свідками знищення унікальних геологічних об'єктів, що визначає виняткову актуальність досліджень, спрямованих на вивчення геологічних пам'яток України, їх облік і моніторинг.

З 2006 р. в Україні було проведено дві Міжнародні науково-практичні конференції “Геологічні пам'ятки – яскраві свідчення еволюції Землі”, метою яких було висвітлення стану природоохоронної діяльності в геологічній галузі, її наближення до європейських стандартів, популяризація пам'яток природи. Тематика, присвячена вивченню геологічних пам'яток, виконується підприємствами Держгеонадра, зокрема Українським геологорозвідувальним інститутом і ПДРГП “Північгеологія”, низка проектів подібного спрямування діють в інститутах НАНУ.

Упродовж останніх років публікації, пов'язані з геологічними пам'ятками, все частіше з'являються в засобах масової інформації. Зокрема, лише торік цій темі було присвячено дві статті в часописах “Мінеральні ресурси України” та “Збірник наукових праць УкрДГРІ” [1, 2].

Окремо варто згадати чотиритомне видання Державної геологічної служби України “Геологічні пам'ятки України” [3–6] (2006, 2007, 2009, 2011 рр.), яке містить інформацію про 601 такий об'єкт. Безумовно, це надзвичайно важливе узагальнення, необхідне для обліку геологічних пам'яток, яке є результатом роботи великого колективу геологів-виробничників. Однак водночас це видання напрочуд яскраво висвітлює проблеми – насамперед методичного характеру, які виникають у процесі класифікації пам'яток, надання їм певного статусу, визначення їх екологічного стану тощо.

Питання з'являються вже в процесі **визначення**, який об'єкт власне є геологічною пам'яткою. Формулювання, наведене у вступі до першого тому згаданого видання і повторене в анотаціях усіх чотирьох томів, а саме: “відслонення

гірських порід і форми земної поверхні, які найбільш виразно ілюструють геологічну будову земної кори та природних процесів, що протікають в ній протягом всієї історії її розвитку”, видається вельми невдалим, вже хоча б тому, що одразу відкидає можливість існування пам'яток, наприклад, гідрогеологічного типу.

Узагальнення численних визначень, наведених у зарубіжних і вітчизняних джерелах дає можливість охарактеризувати геологічну пам'ятку як “унікальний об'єкт (комплекс взаємопов'язаних об'єктів) природного походження, що найбільш повно і наочно характеризує перебіг геологічних процесів та їх результати, має наукову цінність і доступний для безпосереднього спостереження і дослідження”.

Очевидно, існують проблеми визначення та надання **статусу** геологічним пам'яткам. Аналіз наявних матеріалів [3–6] дає підставу стверджувати, що нині гостро постають питання надання статусу геологічних пам'яток об'єктам, які зараз його не мають, а також перегляду статусу низки об'єктів.

Оскільки правові основи організації, охорони та ефективного використання природно-заповідного фонду в Україні визначаються згаданим вище Законом “Про природно-заповідний фонд України”, згідно із цим законом заказники, пам'ятки природи, інші об'єкти заповідного фонду залежно від їх цінності можуть бути **загальнодержавного** або **місцевого значення**.

Автори згаданої вище чотиритомної монографії в процесі визначення статусу пам'яток, судячи з усього, послуговувалися рішеннями симпозиуму ProGEO 2006 р., в якому передбачалося виділення пам'яток місцевого, регіонального, загальнодержавного і міжнародно-

го значення. Навіть якщо прийняти такі – детальніші градації значення пам'яток (хоча вони суперечать чинному закону і вже тому не є легітимними), і використовувати їх на внутрішньому (галузевому) рівні, то необхідно було попередньо відпрацювати чіткі критерії, які дали б змогу обґрунтовано визначити той чи інший статус пам'ятки. Такі критерії, очевидно, не були розроблені і впроваджені, про що свідчать вельми суб'єктивні підходи виконавців робіт до визначення певного статусу пам'яток. Так, пам'ятки міжнародного значення чомусь пропонується виділяти винятково в західних областях України: Закарпатській, Івано-Франківській, Львівській, Тернопільській і Хмельницькій.

Варто зауважити, що останнім часом у деяких публікаціях пропонується доповнити існуючу в Законі “Про природно-заповідний фонд України” класифікацію територій та об'єктів новою категорією збереження геологічної спадщини – поняттям “геопарки”. Маються на увазі території з визначною геологічною спадщиною і розробленою програмою сталого розвитку [1]. З одного боку, такі пропозиції співзвучні з актуальним нині напрямом адаптації українського екологічного законодавства до відповідного законодавства розвинених країн Європи, а з іншого, виникає питання, що це змінить, крім власне самої назви? Адже всім відомо, що найбільшою проблемою є не недосконалість законів, а відсутність цілісності законодавчого поля, недостатність підзаконних актів, які б забезпечували реалізацію природоохоронних законів.

У зв'язку з усім цим виникає цілком резонне питання, чи варто ламати списи, намагаючись внести зміни до цілком прийнятних законів,

вносячи додаткові рівні значущості або змінюючи назви на ті, які зрозуміліші нашим закордонним колегам, чи зосередити свої зусилля на суто прикладних задачах, вирішення яких дало можливість забезпечити збереження геологічних пам'яток. Йдеться передусім про Положення про відповідні пам'ятки, що затверджуються центральними чи місцевими органами виконавчої влади. У цих положеннях знаходять висвітлення всі питання, які стосуються завдань наукового профілю, характеру функціонування і режиму об'єктів природно-заповідного фонду, але, на жаль, в їх розробці фахівці-геологи майже не беруть участі.

Багато питань у читача виникає стосовно *класифікації* геологічних пам'яток. На жаль, автори чотири томника не навели застосовану ними класифікацію. Однак з принципів віднесення пам'яток до певних типів впливає, що тут немає єдності підходів – тип пам'ятки визначається не лише за на-

прямами геологічної науки, яка вивчає ті чи інші природні об'єкти (стратиграфічний, петрографічний тощо), а й за походженням об'єктів, чи процесами, що призвели до їх утворення (магматичний).

Дуже багато об'єктів віднесені авторами “Геологічних пам'яток України” до геоморфологічного типу. До цієї категорії з незрозумілих причин потрапили майже всі карстові печери, унікальне бальнеогрязьове родовище озеро Чокрак (єдине грязьове родовище в Криму!) (фото 1) та ціла низка інших об'єктів. Особливо не зрозумілим є віднесення до геоморфологічного типу грязьових вулканів Криму, більшість з яких не формує більш-менш значних форм рельєфу, що не заважає їм бути унікальними геологічними пам'ятками (очевидно, геодинамічного типу), оскільки вони за своєю суттю є постійно діючими відкритими каналами, що постачають на поверхню матеріал з кількакілометрової глибини (фото 2а, 2б).

Карстові печери в чотири томнику також визначені здебільшого як геоморфологічні, рідше як спелеологічні пам'ятки. Це при тому, що суто геоморфологічно (в рельєфі) карстові печери можуть і не виявлятися зовсім.

З усього вищезазначеного випливає, що класифікація геологічних пам'яток є дискусійною і потребує удосконалення. Це було підтверджено учасниками конференції “Геологічні пам'ятки – яскраві свідчення еволюції Землі”, що відбулася у 2011 р. у м. Кам'янці-Подільському, і запропоновано зміни до класифікації геологічних пам'яток, причому за основу більшість учасників погодилися прийняти класифікацію за генетичними ознаками.

На думку авторів, якщо ми намагаємося класифікувати об'єкт як геологічну пам'ятку, то наше завдання – показати саме геологічну складову, що робить об'єкт пам'яткою – типовою або унікальною. Якщо пам'ятка комплексна, то це безперечно її перевага, але нами ак-



Фото. 1. Геологічна пам'ятка “геоморфологічного типу” оз. Чокрак

цент повинен ставитися саме на геологічну сутність.

Очевидно, доцільним є розроблення і затвердження паспорта геологічної пам'ятки з проведенням його типізації за низкою характеристик, в тому числі:

1. За характером розкриття: природний, техногенний, природно-техногенний.

2. За походженням: магматичний, вулканогенний, осадовий, тектонічний, космогенний і т. д.

3. За предметом дослід-

жень: мінералогічний, петрографічний, літологічний, стратиграфічний, палеонтологічний і т. д.

Варто зауважити, що в чотиритомній монографії "Геологічні пам'ятки України" кожен об'єкт характери-

зується певним *екологічним станом*. Цей стан визначається як "добрий" (трапляється так само "відносно добрий" і "цілком задовільний"), а також "задовільний" і "незадовільний".

Стан близько 70 % об'єктів визначено як задовільний, близько 25 % як добрий. Незадовільний екологічний стан переважно в об'єктах, розміщених у межах населених пунктів (зокрема Кортумова гора у Львові або Ольжині купальні в Коростишеві).

Проте навіть побіжного погляду досить, щоб стало зрозумілим, що висновку щодо екологічного стану геологічних пам'яток автори доходили суто формально, на основі самих лише візуальних спостережень. Тому інформація щодо доброго чи задовільного стану цих об'єктів може сприйматися лише іронічно і нагадує маркування – "без ГМО".

Узагалі варто зазначити, що оцінку екологічного стану довкілля виконують з урахуванням функціонального використання територій, з точки зору комфортності і безпеки існування, можливості господарського освоєння територій тощо. У зв'язку з цим досить сумнівно виглядає неодноразово зафіксований у чотиритомнику "добрий екологічний стан" у межах розвитку карстових ліюк, де існування біологічного співтовариства не можна визначити як комфортне.

Таким чином, є очевидним, що методика визначення екологічного стану геологічних пам'яток не відпрацьована. Часто деякі автори змішують питання, які варто рішуче розділити – визначення екологічного стану об'єктів з питаннями ризику їх руйнування чи збереження власне геологічної пам'ятки.

Звісно, ґрунтовні дослідження екологічного стану геологічних пам'яток (вивчення еколого-геохімічних



Фото 2а, 2б. Геологічні пам'ятки "геоморфологічного типу" Булганецького сопочного поля, грязьові вулкани

характеристик, природної радіоактивності тощо) потрібні для туристичних маршрутів, стоянок тощо. Першочергове значення екологічні оцінки мають для геологічних пам'яток гідрогеологічного типу. Щодо переважної більшості геологічних об'єктів інших типів, очевидно, головну увагу варто зосередити на перспективах їх збереження, тобто визначенні і попередженні потенційних ризиків їх руйнування.

У цьому контексті ще раз необхідно наголосити на проведенні постійного моніторингу геологічних пам'яток. Роботи такого напрямку виконуються з 2005 р. в Українському державному геологорозвідувальному інституті. Це зумовлено в першу чергу тим, що геологічні пам'ятки зобов'язані своїм виникненням як позитивним, так і негативним – руйнівним геологічним процесам, деякі з яких ми маємо нагоду спостерігати протягом життя однієї людини. Яскравим прикладом таких процесів є геологічна пам'ятка “зсувне узбережжя Джангуль”, де спільна дія зсувних процесів, абразії та вивітрювання на очах змінює унікальний прибережний химерний рельєф (фото 3а, б).

Ще одним питанням переймалися автори статті в процесі ознайомлення з матеріалами згаданого чотиритомного видання “Геологічні пам'ятки України” – *чи є в Україні гідрогеологічні пам'ятки?*

Авторам цієї статті пощастило знайти згадки про дві гідрогеологічні пам'ятки [3]: природне джерело в с. Хотин (Рівненська область) та озеро на хребті Ключ (Львівська область). Тип останнього визначений як комплексний – “геоморфологічний, гідрогеологічний”. До речі, подібне за походженням (утворене внаслідок зсуву) озеро Гірське Око в Чернівецькій

області віднесене до суто геоморфологічного типу.

Зважаючи на те, що загальна кількість наведених у чотиритомнику геологічних пам'яток найрізноманітніших типів і значення, становить

шістсот, складається враження, що в Україні немає гідрогеологічних пам'яток природи. Тому виникає цілком конкретне запитання, які, власне, об'єкти можна вважати гідрогеологічними пам'ятками?

Очевидно, питання класифікації гідрогеологічних пам'яток наразі в Україні взагалі не розроблене. Якщо застосовувати генетичний принцип класифікації геологічних пам'яток, то врахо-



Фото 3а, 3б. Геологічна пам'ятка зсувне узбережжя Джангуль

вуючи, що основний чинник карстових процесів – підземні води, досить логічно було б віднести до гідрогеологічного типу пам'яток численні карстові печери, які в чотиритомнику визначені здебільшого як геоморфологічні, рідше як спелеологічні. До гідрогеологічних пам'яток нашими колегами російськими геологами відносяться карстові прояви і деякі джерела мінеральних вод.

Статус гідрогеологічної пам'ятки автори пропонують надавати унікальним і рідкісним природним виходам підземних і мінеральних вод (джерела) та природним резервуарам поверхневих вод (озера), у формуванні яких взяли участь геологічні екзогенні процеси. При цьому основними критеріями виділення джерел підземних вод як пам'яток має бути величина дебіту, газогідрохімічні особливості і фізичні властивості вод.

Попередньо, до розробки остаточної класифікації геологічних пам'яток гідрогеологічного типу, вважаємо за доцільне використовувати таку спрощену схему класифікації (табл. 1).

У цьому контексті варто згадати про унікальний гідромінеральний потенціал України. Відомо, що в межах України є мінеральні води найрізноманітніших типів: вуглекислі, сульфідні, радонові, залізисті і миш'яковісті, йодні, бромні і йодобромні, борні, крем'яністі, води з підвищеним вмістом органічних речовин і води без специфічних компонентів і властивостей [7]. Особливе місце за рівнем унікальності терапевтичної дії й запасами посідає мінеральна вода “Нафтуса”, лікувальні властивості якої пов'язують з наявністю в ній органічних речовин.

Постановою Кабінету Міністрів України № 1236

від 27.12.2010 р. було затверджено перелік родовищ мінеральних підземних вод за категоріями, зокрема унікальних та рідкісних родовищ мінеральних підземних вод (табл. 2). Вважаємо, що в першу чергу ці 12 родовищ унікальних мінеральних підземних вод можна рекомендувати розглянути як гідрогеологічні пам'ятки України.

Справжніми перлинами Карпатського регіону є численні природні джерела вуглекислих вод – з умістом специфічних компонентів і власне вуглекислі, які цілком задовольняють вимоги до естетичної та пізнавальної цінності пам'яток, та й до цього ще дають змогу насолодитися унікальною цілющою водою. До гідрогеологічних об'єктів можна віднести високодебітне джерело Шатилівське з високим вмістом метакремнієвої кислоти (до 50 мг/дм³), розмі-

щене в Харківській області. Унікальність цього об'єкта полягає в тому, що з огляду на стабільне зростання дебіту джерела впродовж останніх десятиріч, у водовмісних піщаних породах унаслідок вилугування крем'янистої складової, очевидно, відбувається формування карсту.

Широковідомі розміщені на Волині, на межиріччі річок Стоходу і Стиру, потужні Оконські карстові джерела, що в місцях вилування створюють ціле озеро (фото 4). У 1966 р. Оконські джерела оголошено гідрологічною пам'яткою природи і взято під державну охорону, однак за своїм походженням вони цілком можуть бути зараховані до пам'яток гідрогеологічного типу.

Крім згаданих вище унікальних родовищ мінеральних вод, гідрогеологічними пам'ятками можуть вважатися підземні озера в карстових печерах Тернопільщини та карстові озера Львівщини, розміщені на західних схилах Розточчя та у Львівському Опіллі (зокрема озеро Сива Вода біля с. Шкла з насиченою сірководнем водою, що має постійну температуру – 12° протягом року), та ціла низка інших унікальних об'єктів.

Є абсолютно очевидним, що гідрогеологічні об'єкти суттєво відрізняються від геологічних, і їхні родовища – чи не найяскравіший приклад таких відмінностей. Якщо родовища твердих корисних копалин від часу свого відкриття фактично приречені на знищення і можуть існувати як частина геологічної спадщини – рідко у вигляді еталонних ділянок, а значно частіше – музейних колекцій, то родовища підземних вод за умов дотримання раціональної експлуатації можуть служити довгий період часу, залишаючись при цьому стабільними і привабливими геологічними пам'ятками.

Таблиця 1. Схема класифікації геологічних пам'яток гідрогеологічного типу

Підтип геологічних пам'яток гідрогеологічного типу	Типові об'єкти
Геологічні пам'ятки власне гідрогеологічного типу	– унікальні родовища (ділянки родовищ) мінеральних і термальних вод; – унікальні та рідкісні природні виходи підземних і мінеральних вод (джерела)
Геологічні пам'ятки, що виникли внаслідок дії екзогенних геологічних процесів	– карстові печери, лійки; – зсуви
Геологічні пам'ятки комплексного гідролого-гідрогеологічного типу	– бальнеогрязьові родовища; – болота; – озера, в утворенні яких брали участь екзогенні процеси

Таблиця 2. Перелік родовищ унікальних мінеральних підземних вод (I категорії)

Назва родовища	Регіон, область
Голубинське (Лужанське)	Закарпатська
Зайчківське	Хмельницька
Збручанське	“
Келечинське	Закарпатська
Моршинське	Львівська
Новозбручанське	Тернопільська
Новополянське	Закарпатська
Полянське	“
Слов'яногірське	Донецька
Східницьке	Львівська
Трускавецьке (“Нафтуса”)	“
Шаянське	Закарпатська



Фото 4. Оконські джерела

Ще однією суттєвою відмінністю гідрогеологічних пам'яток є необхідність запровадження специфічних жорстких охоронних заходів. Особливостями формування водоносних горизонтів обумовлюється той факт, що охорона гідрогеологічних пам'яток від забруднення та виснаження не повинна обмежуватися вивченням лише безпосередньо територією конкретного охоронного об'єкта, а охоплювати області живлення підземних вод.

Висновки

Дослідження геологічних пам'яток є винятково важливим та актуальним напрямом діяльності підприємств Державної служби геології і надр України. Це новий напрям геологічних досліджень, розвиток якого є проявом актуальної в сучасному світі тенденції екологізації геологічної науки. Як будь-якому новому напрямку, дослідженням геологічних пам'яток властиві проблеми, пов'язані з необхідністю вивчення і вдосконалення

понятійно-термінологічної бази та методології.

Хоча існує низка проблем щодо визначення і коригування статусу геологічних пам'яток, нині важливішим видається укладання Положень про геологічні пам'ятки, до розробки яких активніше повинні залучатися вчені-геологи, що могло б сприяти забезпеченню збереження пам'яток, забезпечення вільного доступу до них та їхнього вивчення.

Суттєвого вдосконалення потребує класифікація геологічних пам'яток. Автори вважають за доцільне розроблення і затвердження паспорта геологічної пам'ятки з проведенням його типізації за низкою показників, зокрема за характером розкриття, походженням, і предметом досліджень тощо.

У подальшому в процесі оцінки стану пам'яток головну увагу варто зосередити на перспективах їх збереження, тобто визначенні й попередженні потенційних ризиків їх руйнування. Це можливо забезпечити лише на основі

моніторингових спостережень.

Особливої уваги потребує вивчення гідрогеологічних пам'яток природи, яким донедавна приділялося вкрай недостатньо уваги. Гідрогеологічні об'єкти суттєво відрізняються від геологічних, і родовища – чи не найяскравіший приклад таких відмінностей. За умов дотримання раціональних умов експлуатації унікальні родовища мінеральних вод України можуть слугувати довгий період часу, залишаючись при цьому повноцінними геологічними пам'ятками. Облік і вивчення гідрогеологічних пам'яток повинні проводитись одночасно із розробленням їхньої класифікації та жорстких вимог щодо екологічного стану таких об'єктів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Пилипчук О. М., Ключков С. В., Люта Н. Г. Геологічні пам'ятки – яскраві свідчення еволюції Землі. II Міжнародна науково-практична конференція//Збірник наукових праць УкрДГРІ. 2011. № 2. С. 207–217.

2. Мокієць В. О. Каньйон Гірського Тікичу – геолого-геоморфологічна пам'ятка державного значення//Мінеральні ресурси України. 2011. № 4. С. 43–46.

3. Геологічні пам'ятки України: В 3 т./В. П. Безвинний, С. В. Білецький, О. Б. Бобров та ін.; За ред. В. І. Калініна, Д. С. Гурського, І. В. Антакової. К.: ДІА, 2006. Т. 1. 320 с.

4. Геологічні пам'ятки України: В 4 т./За ред. В. І. Калініна, Д. С. Гурського. Київ, 2007. Т. 2. 320 с.

5. Геологічні пам'ятки України: В 4 т./За ред. В. І. Калініна, Д. С. Гурського. Львів: Панорама, 2009. Т. 3. 200 с.

6. Геологічні пам'ятки України: В 4 т./За ред. В. І. Калініна, Д. С. Гурського. Львів: ЗУКЦ, 2011. Т. 4. 280 с.

7. Курортні ресурси України. Київ: ЗАТ “Укрпрофоздоровниця”; “Тамед”, 1999. 344 с.

ПОЛТАВСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ УкрДГРІ ЛАБОРАТОРІЯ ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА В ПРОЦЕСІ СПОРУДЖЕННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН



Лабораторія охорони навколишнього середовища Полтавського відділення УкрДГРІ є головною організацією в системі Державної служби геології та надр України з питань охорони навколишнього середовища під час спорудження та експлуатації свердловин і має всі відповідні дозвільні документи.

Лабораторією створено більше 10 нормативних актів, якими користуються всі організації, що працюють у галузі екологічної безпеки.

Напрями роботи лабораторії:

1. Розробка нормативних документів у галузі охорони довкілля під час спорудження пошуково-розвідувальних свердловин на нафту й газ.
2. Оцінка впливу на навколишнє середовище об'єктів нафтогазо-промислового комплексу.
3. Визначення складу, властивостей і класу небезпеки відходів під час спорудження та експлуатації нафтогазових свердловин.
4. Надання науково-технічних послуг під час реалізації маловідходних технологій спорудження нафтогазових



свердловин з метою зменшення напрацювання рідинних відходів буріння.

5. Моніторинг місць утворення, зберігання, перероблення та захоронення відходів нафтогазопромислового комплексу.

6. Дослідження екологічного стану ґрунтів і вод у районі спорудження нафтогазових свердловин. Розробка паспорта земельної ділянки, на якій планується виконувати (виконані) бурові роботи на нафту й газ.

7. Нові технології збирання, очищення, утилізації та нейтралізації відходів буріння нафтогазових свердловин:

- облаштування систем збору, зберігання відходів буріння, зокрема в екологічно уразливих місцях;
- очищення бурових стічних вод до параметрів, що дають змогу використовувати очищені води в цілях іригації або для технологічних потреб бурової установки;
- нейтралізація бурових шламів, відпрацьованих промивальних рідин залежно від складу та вмісту в них токсичних речовин із використанням органічних і мінеральних домішок.



ПОЛТАВСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ УкрдГРІ ЛАБОРАТОРІЇ ДЕФЕКТОСКОПІЇ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Лабораторія дефектоскопії нафтогазового обладнання займається розробкою технологій і технічних засобів неруйнівного контролю труб нафтогазового сортаменту, бурильного інструменту, бурового й нафтогазового обладнання.

Виготовляє та впроваджує комплексні дефектоскопічні лабораторії, портативні дефектоскопічні установки, прилади неруйнівного контролю, ультразвукові пошукові пристрої, допоміжне приладдя.

Уперше розроблена система комплексного моніторингу технічного стану бурильних колон під час спорудження вертикальних, похилоспрямованих і горизонтальних свердловин.

Переваги:

- періодичне визначення технічного стану кожної бурильної труби;
- використання всього масиву вимірів неруйнівного контролю;
- виявлення аномалій структури, стеження за розвитком дефектів і пошкоджень докритичних розмірів;
- визначення напружено-деформованого стану бурильних труб;
- більш раннє попередження пов'язаних з цим поломок труб;
- прогнозування ресурсу подальшої експлуатації бурильних труб;
- підвищення достовірності неруйнівного контролю на 34 %, зменшення ймовірності виникнення аварійних ситуацій на 60 %.

Розроблена новітня ефективна інформаційна технологія ультразвукового контролю “ДЕФЕКТОСКОП-АЛГОРИТМ-ПРОГРАМА” для контролю труб нафтогазового сортаменту.

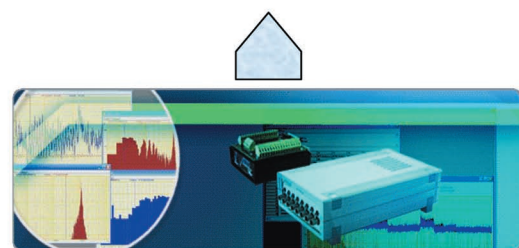
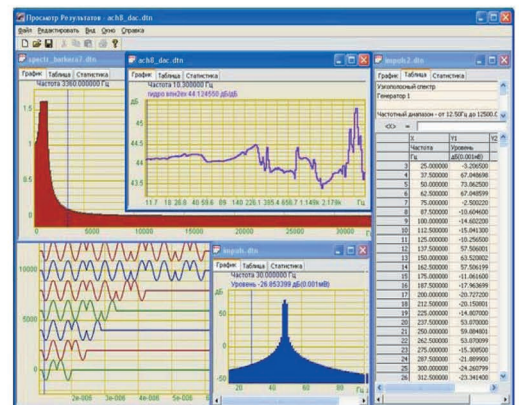
Переваги технології:

- автоматизація процесу контролю;
- підвищення достовірності контролю;
- підвищення продуктивності контролю;
- виключення суб'єктивного чинника;
- формування результатів контролю у вигляді дефектограм;
- ведення протоколу результатів контролю.

Розроблені та виготовлені лабораторією спеціальні ультразвукові пошукові пристрої забезпечують надійний і достовірний контроль труб нафтогазового сортаменту і бурового обладнання.

Лабораторія має можливість здійснювати сервісні роботи з неруйнівного контролю труб нафтогазового сортаменту та бурового обладнання. У процесі контролю виявляються металургійні та експлуатаційні дефекти різної конфігурації та орієнтації.

Лабораторія має дозвіл на виконання робіт з неруйнівного контролю та технічної діагностики № 933.10.30-74.30.0 від 30.03.2010 року (діє до 30.03.2015 року). Працівники лабораторії мають сертифікати та посвідчення спеціалістів другого рівня кваліфікації з вказаних методів неруйнівного контролю.





СВЕТЛОЙ ПАМЯТИ О. Ф. МАКИВЧУКА

Геологическая общественность Украины понесла большую утрату – 9 марта 2012 года на семьдесят третьем году ушел из жизни Макивчук Олег Федорович.

Олег Федорович родился 28 октября в 1939 г. в г. Каменец-Подольский Хмельницкой области. После окончания в 1962 г. Киевского государственного университета им. Т. Шевченко работал инженером-геологом в Институте геофизики АН УССР, а с 1965 по 1968 гг. – геологом партии № 47 Кировской экспедиции. С 1968 г. аспирант, а затем младший научный сотрудник Института геохимии и физики минералов АН УССР. В 1973 г. Макивчук О. Ф. вернулся в партию № 47 Кировской экспедиции и работал на должностях геолога, старшего геолога и главного геолога. С его непосредственным участием и под его руководством были открыты, разведаны и переданы в промышленное использование месторождения урана в Кировоградском урановорудном районе.

С 1988 года Олег Федорович работал главным геологом КП “Кировгеология”. За это время, кроме

месторождений урана, при его непосредственном участии было открыто четыре месторождения золота, три редкометалльные месторождения, ряд перспективных рудопроявлений золота, редких металлов, редких земель. Разведаны и переданы в промышленную разработку несколько месторождений нерудных полезных ископаемых.

За большой вклад в изучение недр, открытие и освоение месторождений полезных ископаемых, многолетний добросовестный труд Макивчук Олег Федорович был награжден орденом Ленина, орденом Трудового Красного Знамени, орденом “За заслуги” 3-й степени, удостоен звания “Почетный разведчик недр”, награжден также почетными грамотами Верховного Совета Украины, Кабинета Министров и Министерства охраны природной окружающей среды, знаками Союза геологов Украины, медалями Л. И. Лутугина, В. И. Лучицкого и другими наградами.

На территории Украины открыто более 20 месторождений и 158 рудопроявлений

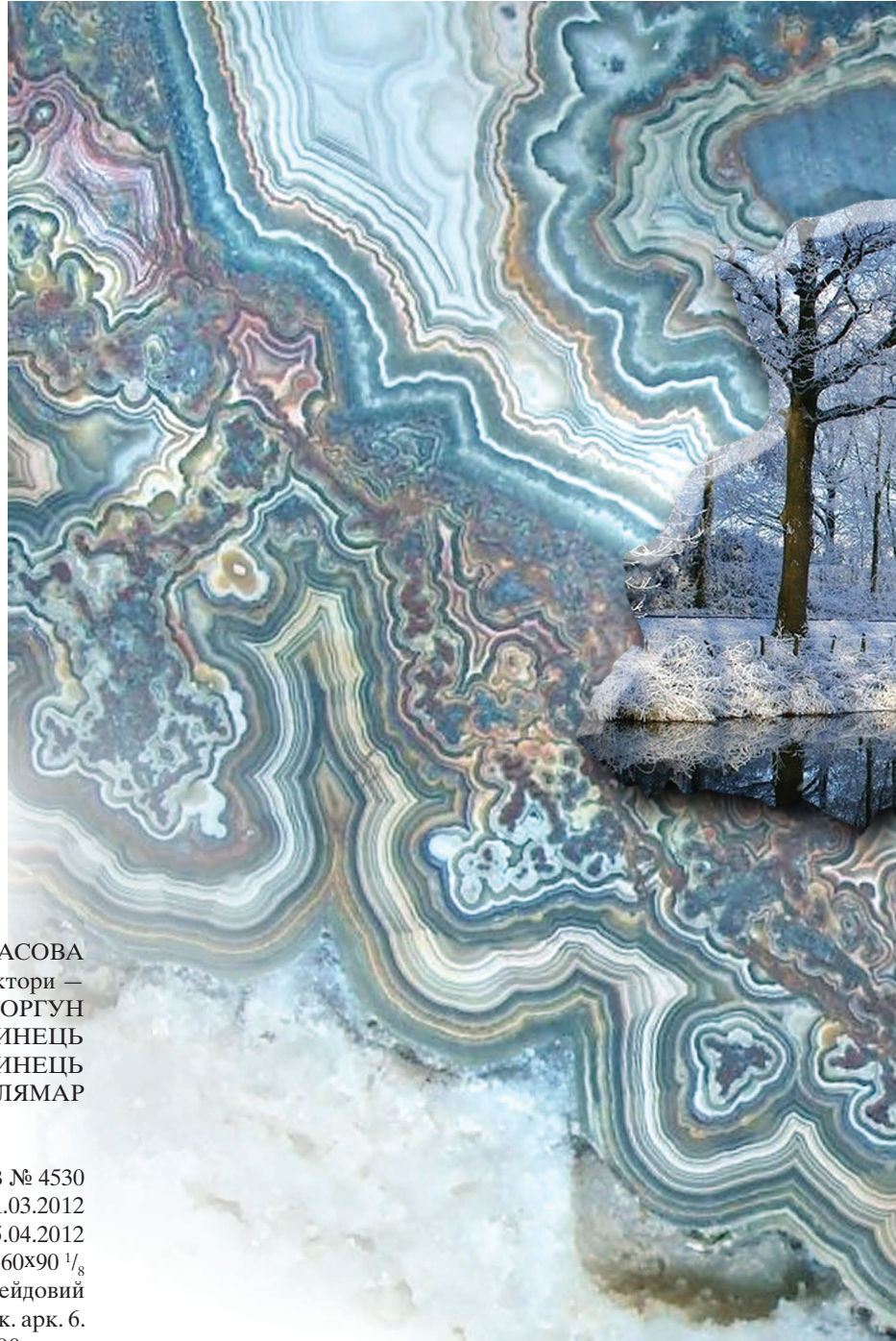
урана в породах фундамента, а также 12 месторождений и 38 рудопроявлений в породах угленосной формации палеогена осадочного чехла. Много лет назад выдающийся российский ученый М. В. Ломоносов сказал: “...в земных недрах пространство, и богато царствует натура... Металлы и минералы сами во двор не придут – требуют глаз и рук в своих поисках...” Эти слова и об Олеге Федоровиче, который был практическим геологом и действительно глазами и руками прощупывал все и не понаслышке знал, что цена созданной в Украине минерально-сырьевой базы урана – самоотверженный и энергичный труд коллективов геологов и геофизиков партий и экспедиций КП “Кировгеология”. В течение всей своей жизни тяжелым и напряженным трудом с вдохновением, присущим настоящему геологу-романтику, Олег Федорович вместе с коллегами **создавал материальное богатство державы**, а не разрушал его и никогда не ставил перед собой цель самообогатения. Созданная при его участии минерально-сырьевая база урана уже многие годы работает для нашего государства, для блага нашего народа и еще много лет будет мощным фундаментом атомной энергетики Украины.

В 1975 году О. Ф. Макивчук за открытие месторождения урана был награжден почетным званием “Перво-

открыватель месторождения”. В геологии нет более высокого звания. Первооткрыватель должен иметь талант, глубокие знания, упорно и настойчиво трудиться, быть уверенным в себе, еще иметь вдохновение. А это колоссальная концентрация умственных и физических сил, направленная на достижение поставленной цели – открытие объекта, имеющего практическую ценность и приносящего прибыль государству и пользу людям, а не себе лично...

Жизнь не стоит на месте. Происходят какие-то перемены, но Макивчук Олег Федорович навсегда останется для нас человеком, с которым посчастливилось не только работать, но и просто общаться. Мы всегда ценили и будем ценить Олега Федоровича не только как высокопрофессионального, верного своему делу геолога, но и как высокопорядочного человека, наделенного чувством юмора, оптимиста, который безо всякого сомнения в трудную минуту всегда был готов прийти на помощь, поддержать, дать дельный совет и научить всему тому, что он знал. Нам будет всегда не хватать его уникального опыта и житейской мудрости...

*Коллектив
КП “Кировгеология”
Сотрудники УкрГГРИ,
коллеги, друзья.*



Завідувач редакції — С. О. НЕКРАСОВА
Літературні редактори-коректори —
Р. В. КОРНІЄНКО, Л. Г. МОРГУН
Комп'ютерна верстка — Б. І. ВОЛИНЕЦЬ
Художній редактор — Б. І. ВОЛИНЕЦЬ
Фото — О. А. ПАЛЯМАР

Реєстраційне свідоцтво – серія КВ № 4530
Здано до набору 21.03.2012
Підписано до друку 5.04.2012
Формат 60x90 $\frac{1}{8}$
Папір крейдовий
Друк офсетний. Ум.-друк. арк. 6.
Обл.-вид. арк. 9,8. Тираж 500 прим.
Зам. № 03

Друк: ВПЦ "Експрес"; 01034, Київ-34, вул. Лисенка, 6
Адреса редакції: Київ-114, вул. Автозаводська, 78
Тел. редакції: 206-35-18, 206-35-20
E-mail: mru@ukrdgri.gov.ua