

УДК (553.981:548.562):620.91

О. В. ЧЕПІЖКО, д-р геол. наук, професор (Одеський національний університет імені І. І. Мечникова), Україна, avchep@i.ua,
В. М. КАДУРІН, канд. геол.-мінерал. наук, професор (Одеський національний університет імені І. І. Мечникова), Україна, vl.kadurin@gmail.com,
С. В. КАДУРІН, канд. геол. наук (ГЕОДАР Інвестментс), Віндгук, Намібія, kadurins@gmail.com,
С. Д. КАКАРАНЗА, канд. геол. наук (ГЕОДАР Інвестментс), Віндгук, Намібія, s.kakaranza@gmail.com,
Л. Ю. ЛОСЕВА, інженер (Одеський національний університет імені І. І. Мечникова), Україна, eremina_l@ukr.net

ОКРЕСЛЕННЯ ПЕРСПЕКТИВ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОГІДРАТІВ У ЧОРНОМУ МОРІ ЯК КРИТЕРІЙ ПОШУКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

У роботі досліджено перспективи виявлення газогідратних покладів у межах Чорного моря. Описано райони, в яких встановлено флюїдогенні структури, з якими пов'язують метаногідратні поклади. Обґрунтовано прогнозні перспективні райони розшуків газогідратів у межах Чорного моря. Розглянуто теорію їхнього утворення та існування за певних термодинамічних умов. Звернуто увагу на район, що розміщений на континентальному схилі у північно-західній частині Чорного моря. Зроблено припущення, що зв'язок мулових вулканів і газогідратів з термальним діапіром має парагенетичний характер.

Ключові слова: газогідрати, тепловий потік, тектонічні рухи, родовища нафти й газу, Чорне море.

O. V. Chepizhko, Odesa National University, Odesa, Ukraine, avchep@i.ua, **V. M. Kadurin**, Odesa National University, Odesa, Ukraine, vl.kadurin@gmail.com, **S. V. Kadurin**, HEODAR Investments, Windhoek, Namibia, kadurins@gmail.com, **S. D. Kakaranza**, HEODAR Investments, Windhoek, Namibia, s.kakaranza@gmail.com, **L. Yu. Loseva**, Odesa National University, Odesa, Ukraine, eremina_l@ukr.net

SETTING PROSPECTS FOR RESEARCH AND EXTRACTION OF GAS HYDRATES IN THE BLACK SEA

The prospects of identification of gas hydrate deposits within the Black Sea are considered in the work. The areas are described that contain gene-fluids structures which are associated the methane-hydrated deposits. The promising areas for the searches for gas-hydrates deposits within the Black Sea are grounded. We consider the theory of their formation and existence under certain thermodynamic conditions. Attention is drawn to the area located on the continental slope in the north-western Black Sea. It is suggested that the relationship of mud volcanoes and gas hydrates with thermal diapir has paragenetic nature, and their relationship with the thermal diapir is genetic.

Keywords: gas hydrates, heat flow, tectonic movements, field oil and gas, Black Sea.

Вступ. Проблема енергозабезпечення регіону Північного Причорномор'я власними вуглеводневими ресурсами відчувається особливо гостро, хоча в цьому регіоні існує спосіб її розв'язання, оскільки маємо вагомні геологічні передумови й потенційні можливості відкриття тут промислових родовищ вуглеводнів (ВВ) – газогідратних покладів Чорного моря.

Досить великі вуглеводневі ресурси встановлено на континентальному схилі й глибоководній западині Чорного моря [1, 2, 5, 10, 12]. Пошукові роботи на нафту й газ проводять і нині, проте з меншою активністю й переважно на шельфі. Але це не применшує ролі науково-дослідних робіт з вивчення природних газогідратів на глибинних об'єктах – цих, безумовно, перспективних покладів.

Актуальність. У дослідженнях гідратів окреслено три взаємозалежні періоди – 1) академічний – 1778–1934 рр., 2) індустріальний – 1934–1965 рр. і, починаючи з 1965 р., – 3) енергетико-екологічний. Протягом першого періоду за 156 років у світі опубліковано всього 55 робіт. З 1934 по 1965 рік вийшла з друку 151 праця. З відкриттям природних газогідратів інтерес до них різко зріс. Проте родовища газогідратів у морських та океанічних відкладах досі залишаються найменш вивченими мінеральними ресурсами Світового океану. Причин цьому безліч, але головними є дві: велика глибина та відсутність технічних засобів дешевого промислового добування.

Газогідрати встановлено у Світовому океані інструментальними методами: сейсмозвідкою й бурінням. Для окремих районів проведено розрахунок запасів нетрадицій-

ної вуглеводневої сировини [1–3, 8, 9, 12–15, 19]. Відповідно до окреслених перспектив деякі країни розпочали втілювати свої проекти й програми щодо освоєння цих ресурсів. Пріоритетним є опрацювання методик пошуків і розвідки родовищ газогідратів та розробка технологій їхнього добування. Сучасні методики дають змогу виявляти газогідратні поклади способом сейсмічного зондування, гравіметричним методом, вимірюванням теплового й дифузійного потоків над покладом, вивченням динаміки електромагнітного поля в досліджуваному регіоні.

Газовий гідрат – це кристалічне з'єднання-клатрат, в якому молекули газу укладені в порожнини, що містяться всередині так званих “каркасів”; утворених молекулами води та з'єднаних між собою міцними водневими зв'язками. Клатрати – кристалічні хімічні сполуки, що утворюються внаслідок вкраплення молекул однієї речовини в порожнини кристалів іншої речовини в процесі її кристалізації; тобто є одним з видів сполук укралення. До клатратів належать, наприклад, гідрати метану, інертних газів, хлору [4, 9, 7, 11, 15].

За стандартних умов температура/тиск 1 м³ гідрату газу складається з 0,8 м³ води й 164 м³ газу [15]. У більшості геологічних умов це потребує великого припливу рідини для того, щоб надати потрібну кількість порових флюїдів по адвекції. Зі зміною тиску та/або температури газові розгідрати можуть дисоціювати й тим самим підживлювати газові розсипи на дні моря, що в підсумку призводить до дестабілізації осадів [6, 7].

Газогідрати утворюються на глибинах понад 500 м у морському середовищі в низьких і середніх широтах та більш як 150–200 м – у високих широтах. Також вони можуть утворюватися на глибині від десятка до сотень метрів під морсь-

ким дном. Товщина зони стабільності коливається залежно від температури, тиску, складу гідратоформувального газу, геологічних умов (поруватість, щільність породи, яка містить гідрати), глибини та інших чинників. Потрібно зазначити, що невеликі концентрації в метані інших газів, наприклад 5 % пропану, знижують тиск, за якого утворюються газогідрати, у 2 рази [3, 7, 9, 12, 16]. Це надзвичайно цікавий факт, який має враховувати при дальшому вивченні газових гідратів.

Для визначення ефективності комерційного освоєння газогідратних покладів потрібно знати не тільки потенційні ресурси, а й величину добувних запасів у конкретних умовах цього регіону. Запаси гідратованого газу залежать від безлічі чинників, найважливішими з яких можна назвати: глибину й розмір зони утворення гідратів; питомий уміст гідрату в розрізі порід; товщину продуктивних пластів; розмір і ступінь переохолодження покладу; сумарні запаси газу в покладі; ефективність застосовуваної технології розробки [3, 4, 8, 11, 13].

Мета цієї статті полягає в з'ясуванні перспектив виявлення газогідратних покладів у межах Чорного моря та визначенні їх як пошукової ознаки скупчень вільного природного газу в підгазогідратних покладах.

Завдання.

1. Розглянути можливі та обговорювані на цей час альтернативні варіанти, які можна задекларувати як найперспективніші джерела енергії для України, а саме: освоєння родовищ вуглеводнів (газогідратів) у Чорному морі.

2. Визначити можливості використання покладів газогідратів у морських басейнах як критерій пошуку вільного газу в підгазогідратних покладах.

3. Сформувані моделі варіативних родовищ вільного газу під газогідратними шарами.

Методика досліджень. Методика та методи пошуку й розвідки газогідратних покладів потребують удосконалення щодо всіх напрямів. Без знань властивостей гідратів газів не можна створити засоби їхніх пошуків і розвідки, підрахувати запаси, розробити технологію добування. Нині визначено умови утворення й розкладання гідратів у поруватих колекторах, базові властивості гідратованих порід у кернах. Ці властивості газогідратів дали змогу створити геофізичні методи виявлення й розвідки гідратованих пластів і визначення питомої концентрації гідрату в породі [2, 4, 5, 8, 12, 13].

В основі розроблених методик та наявних технологій виявлення газогідратних покладів – використання властивостей гідрату й гідратонасичених порід. Такими властивостями є: висока акустична провідність кернів (R. Stol) [22], високий електроопір, знижена щільність, низька теплопровідність, низька проникність для газу й води.

До методів виявлення газогідратних покладів зараховують: “сейсмічне зондування, гравіметричний метод, вимірювання теплового й дифузного потоків над покладом, вивчення динаміки електромагнітного поля в досліджуваному регіоні та ін.” [7]. Удосконалюється методика використання прямого сейсмоелектромагнітного методу пошуку й розвідки покладів газогідратів. Комплексне застосування в морських пошукових роботах двох методів, газогеохімічного й гідроакустичного, дає змогу визначати наявність аномалій у розподілі нафтогазових покладів і газогідратних полів [1, 4, 13, 22].

Скупчення газогідратів. Загалом можна вважати, що теоретичні аспекти формування газогідратів у морських і океанічних відкладах уже розроблено. Складено термодинамічні діаграми стану [6, 13, 17 та ін.].

Міграція флюїдів здійснюється через тектонічні порушення в придонних осадових горизонтах, зони глибоких розламів і мулові діапіри способом дифузії розчиненого або вільного газу [16, 18] або у вигляді геоморфологічних сфокусованих потоків [20, 21]. Частково цей газ може бути газогідратним [15].

Узагальнюючи доступні твердження про гідратоутворення, можна припустити, що накопичення вільного газу відбувається під газогідратовміщувальними осадами. Цікаво, що про наявність вільного газу нижче межі BSR (*Bottom Simulating Reflectors*) локально свідчать сегменти відображень, які змінюють амплітуду, перетинаючи BSR [10, 16–18]. Цей газ з'являється, щоб зосередитися в конкретних відкладах, імовірно у зв'язку з їхньою вищою проникністю.

Історія вивчення газогідратів Чорного моря сягає понад 50 років. Уперше про виявлення у північно-західній частині Чорного моря скупчень газогідратів, а точніше межі BSR, повідомив Tomas Ludmann з колегами [16]. Для Чорного моря наведено генетичні типи, з'ясовано глибини, з яких газ перебуватиме в газогідратній формі [6, 7], визначено склад газів у газогідратах та окреслено ресурси [1–5, 10, 12, 16]. Але, на жаль, практичних досліджень україноцят мало, що робить теорію слабкопідтвердженою. Як поточні оцінки запасів газогідратів, так і поточні оцінки економічної ефективності газогідратних проектів потребують накопичення інформації й уточнень. Невизначеність посилюється у зв'язку з тривалим пошуком оптимальних технологій розробки газогідратних родовищ [1–3, 6, 10–12, 14–17].

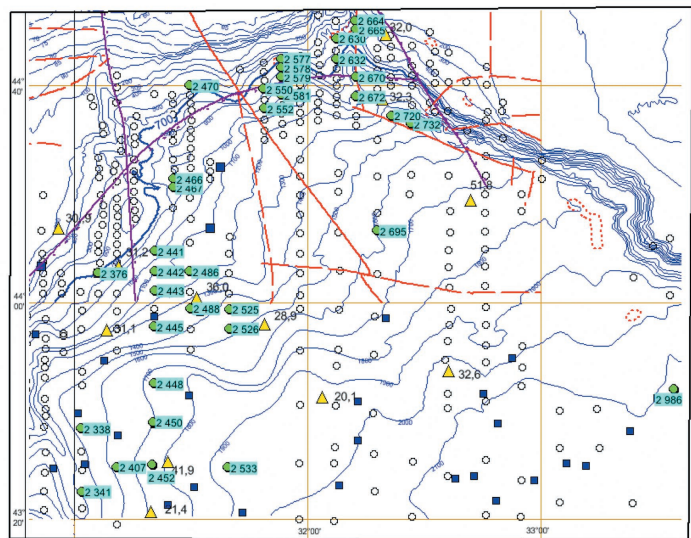
Для більшої частини виявлених розсіпів гранична глибина, яка більш-менш узгоджується із зоною стабільності для чистого гідрату метану за придонної температури 8,9 °C у північно-західній частині Чорного моря [19], становить 725 м. Вірогідно, що газові гідрати є буфером для висхідної міграції газів і тим самим запобігають просочуванню метану у товщу води [6, 10, 12, 16, 19, 20].

Головна маса газогідратів у Чорному морі попадає на територію, підпорядковану Україні та Румунії. Набагато менше доводиться на Туреччину, Болгарію й Росію. На дні Чорного моря є близько 15 родовищ газогідратів. Прогнозований обсяг запасів за різними джерелами – від 20 до 25 трлн м³ (можливо, не менше 100 трлн м³, за оцінками експедицій Мінгео АН СРСР і Мінвишу СРСР (1988–1989 рр.) унаслідок розбурювання й підйому зразків ґрунту морського дна більш ніж у 400 кернах).

Матеріали досліджень. Матеріалом для вивчення стали експедиційні дослідження, які виконало ПричорноморДГРП, та результати обробки наявного фактичного матеріалу щодо структурних утворень перспективних об'єктів континентального схилу Західночорноморської западини. Чимала її частина розміщується в субокеанічній області, де за даними глибинного сейсмічного зондування відсутній “гранітний” шар. Нижній з горизонтів відбиття, що зафіксовані методом сейсмічної розвідки, а саме поверхня мезозойських відкладів, залягає на глибинах 7–11 км (рис. 1).

З регіональними тектонічними процесами пов'язують формування регіональних морфоструктур континентального схилу. Насамперед до них зараховують регіональні диз'юнктивні та плікативні тектонічні структури, прояви процесів магматизму й вулканізму.

Провідна функція у створенні відповідних структур належить неотектонічним і сучасним геодинамічним процесам. Активною є роль неотектонічних етапів в історії тектоніч-



Умовні позначення:

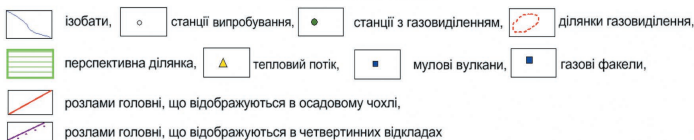
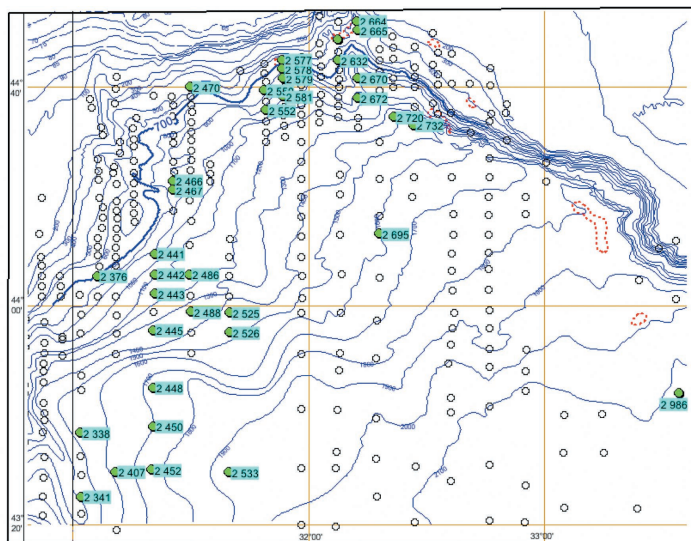


Рис. 1. Загальна структурно-тектонічна характеристика району робіт на північно-західному шельфі Чорного моря (1:100 000)

них рухів, з якими пов'язані прояви фаз складчастості, пошкваллення раніше закладених розламів, виникнення нових диз'юнктивних порушень, виражених у рельєфі й будові осадових товщ, прояв диференційованих у часі й просторі блокових вертикальних і горизонтальних рухів, а так само утворення локальних, зокрема і нафтогазоносійних плікативних структур (рис. 2).

Аналіз карт товщини й фацій четвертинних і голоценових відкладів свідчить про успадкований характер неотектонічних і сучасних рухів, а також про визначальну роль розламно-блокової структури шельфу, континентального схилу



Умовні позначення:



Рис. 2. Оглядова карта досліджуваної території під час геолого-геофізичного знімання (за матеріалами ПричорноморДРГП) за масштабом 1:1 000 000

й глибоководної западини в розподілі товщини шарів і фацій четвертинних відкладів як за площею, так і за віком.

1990 року ПричорноморДРГП виконало роботи з дослідження глибоководної частини Чорного моря в зоні економічної відповідальності України. Випробувано й описано близько 1000 станцій на глибинах від 100 до 2085 м. При цьому відзначалися ті станції, які дегазували на поверхні при глибинах відбору понад 1000 м. Крім того, на 20 точках на цій площі було виміряно параметри теплового потоку. Усе це дало змогу авторам провести розрахунки товщини газогідратного шару в глибоководних осадах досліджуваної території Чорного моря, фактично – положення підшови зони гідратуутворення BSR.

Методика розрахунку. Розподіл теплових потоків тісно пов'язаний з особливостями геологічного розвитку регіонів та їхньою тектонікою. Використання аналізу регіональних особливостей теплового поля, пов'язаних з глибинними тектономагматичними процесами, дає можливість визначити особливості глибинних структур. При складному багатопластовому розрізі порід створюються аномальні розподіли природного теплового поля. Над склепінням антиклінальних структур спостерігається підвищення, а над синклінальними згинами – зниження теплового потоку. Значення гущини теплового потоку обчислюється за формулою

$$q=[(-1)+(D^{1/2})]/0,02 \text{ (мВт/м}^2\text{)}.$$

Дискримінант вираховують таким способом:

$$D=1-(4 \cdot 0,01 \cdot k),$$

де вільний коефіцієнт глибини

$$k=33,93-(\lg P/0,0417), \text{ а } P - \text{ тиск на глибині (МПа).}$$

Залучення до аналізу геолого-геофізичної інформації сучасних методів обробки, інтерпретації геофізичних даних і детальний аналіз локальних аномалій теплового поля, обумовлених будовою структурних елементів, визначають положення BSR.

Обрахунки показали, що загалом товщина шару газогідратів зростає з глибиною й добре корелює з контурами циркумчорноморського розламу Чорного моря, що контролює формування континентального схилу. Положення BSR як границі можливого гідратуутворення в абісальній частині зростає від 50 до 120 м. Неабияк змінює картину неоднорідний тепловий потік, особливо в місцях так званих термальних діапирів. На досліджуваній території виділяється один найбільший діапир у північно-західній частині Чорного моря (рис. 3).

Зв'язок мулових вулканів і газогідратів з термальним діапиром (*diapir*) можна вважати довготривалим каналом надходження в осадові породи верхніх структурних поверхів вуглеводневих флюїдів. Аналіз карти (див. рис. 3) засвідчує, що на крилах термального діапіру зосереджена велика кількість точок пробовідбору, в яких візуально спостерігався розклад газогідратів і виділення газу.

На цій же ділянці відзначається неабияка кількість мулових вулканів. Є. Ф. Шнюков [12] оцінює тиск у камері мулового вулкану до 400 атм. і обсяги одноразового викиду газу – до перших сотень мільйонів кубічних метрів. Це дає змогу припускати, що зв'язок мулових вулканів і газогідратів з термальним діапиром має парагенетичний характер.

Висновки. Ураховуючи складність промислового добування газогідратів і відсутність дешевих технологій добування, вважаємо за доцільне змістити акценти з вивчення газогідратів на з'ясування можливості їхнього використання як пошукової ознаки на вільний газ підгазогідратних покладів.

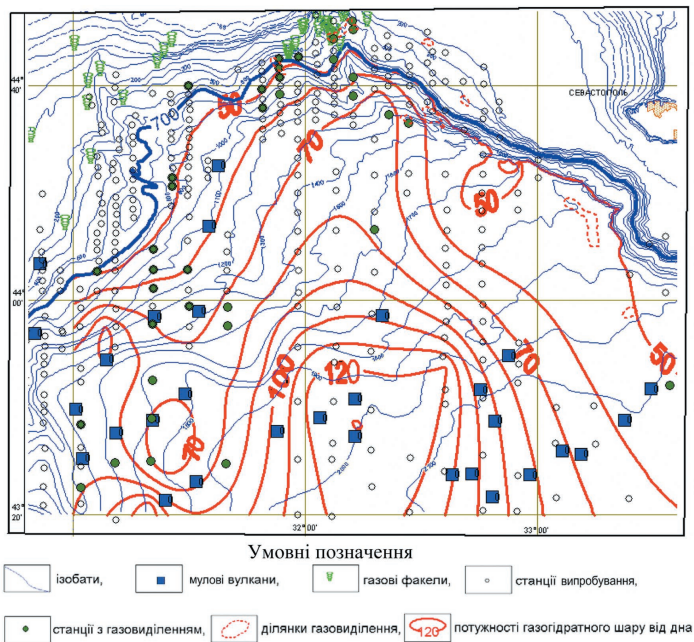


Рис. 3. Розрахунок BSR – межі стійкості газозидратів у глибині осадів

Пошуки газозидратних і підзидратних покладів вуглеводнів, пов'язаних з ділянками локального гіпсометрично піднятого положення підосви зони гідратоутворення BSR, набагато спрощуються. Головне завдання – детальне картування BSR і літолого-фаціальних змін підзидратної товщі.

Площі з просторовим збігом зон розвитку колекторів нижче підосви зони гідратоутворення й ділянок гіпсометрично піднятого положення підосви зони гідратоутворення можуть мати геологічні передумови для формування й розміщення нафтогазопроявів. Розрізняються структурно-тектонічні, стратиграфічні, літологічні, геохімічні, гідрогеологічні та ін. передумови, що є характерними для виявлення підзидратних покладів вуглеводнів. На абісальній території Чорного моря перспективною площею можна вважати ділянку розвитку термально-діапіру північно-західної частини західної видоліни.

ЛІТЕРАТУРА

1. Багрій І. Д., Войцицький З. Я., Маслун Н. В. та ін. Комплексні геолого-структурно-термо-атмогеохімічні дослідження – інструмент прогнозування та пошуків вуглеводнів і метаногідратів на континентальному схилі Чорного моря//Геологія і полезные ископаемые Мирового океана. – 2014. – № 4. – С. 24–47.
2. Василев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море//Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 672–684.
3. Воробьев А. Е., Молдабаева Г. Ж., Чекушина Е. В. Научный анализ мировых запасов аквальных залежей газогидратов//Геология и геофизика. – 2002. – № 7. – Т. 43. – С. 18–26.
4. Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Войцицький З. Я. та ін. Геолого-структурно-термо-атмо-геохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. – К.: Логос, 2010. – 419 с.
5. Зарубін Ю. О., Гунда М. В., Гришаненко В. П., Галко Т. М., Євдошчук М. І./Нафтогазоносність і основні принципи пошуку та розвідки родовищ нафти і газу в Азово-Чорноморській акваторії України//Геоінформатика. – 2013. – 1(45). – С. 17–24.
6. Коболев В. П., Верпаховская А. О. Скопления газовых гидратов в палеодельте Днепра как объект сейсмических исследований//Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2014. – № 1. – С. 81–93.
7. Коболев В. П., Русаков О. М., Богданов Ю. А., Козленко Ю. В. Геофизические исследования в 27-м рейсе НИС “Владимир Паршин” в Чёрном море//Геофиз. журнал. – 2007. – Т. 29. – № 2. – С. 167–178.

8. Макогон Ю. Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения//Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – № 2. – С. 5–21.

9. Макогон Ю. Ф. Гидраты природных газов. – М: Недра, 1974. – 237 с.

10. Трубенко О. М., Ровенко О. В. Щодо виявлення газозидратних покладів у Чорному морі//Геологія океанів і морів. – 2014. – С. 33–40.

11. Чепіжко О. В., Кадурін В. М., Самсонов А. І. Про необхідність організації видобутку вуглеводневої сировини в південно-західній частині Одеської області//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2015. – № 1. – С. 56–63.

12. Шнюков Е. Ф. Газогидраты метана в Чёрном море//Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2005. – № 2. – С. 41–52.

13. Deaton W. M. Gas hydrates and their relation to the operation of natural gas pipe lines/W. M. Deaton, E. M. Frost. – USA: “John Burrack”; 1964. – 232 p.

14. De Batist M., Klerkx J., van Rensbergen P., Vanneste M., Poort J., Golmshuok A., Kremlev A., Khlystov O. & P. Krinitsky Active Hydrate Destabilization in Lake Baikal, Siberia//Terra Nova. – 2002. – 14(6). – P. 436–442.

15. Havland, M. and Curzi, P. Gas seepage and assumed mud diapirism in the Italian Central Adriatic Sea//Marine and Petroleum Geology. – 1989. – Vol. 6. – P. 161–169.

16. Ludmann T., Wong H. K., Konerding P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E. Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea//Geo Mar. Lett. – 2004. – 24. – P. 182–193.

17. Mary E. MacKay, Richard D. Jarrard, Graham K. Westbrook, Roy D. Hyndman. Origin of bottom-simulating reflectors: Geophysical evidence from the Cascadia accretionary prism//Geology. – 1994. – V. 22. – P. 459–462.

18. Moore J. C., Brown K. M., Horath F., Cochrane G., MacKay M., Moore G. Plumbing accretionary prisms. In: Tarney, J., Pickering, K. T., Knipe, R. J., Dewey, J. F. (Eds.), The Behavior and Influence of Fluids in Subduction Zones//The Royal Society. – London, 1991. – P. 49–62.

19. Nauds L., Greinert J., Artemov Yu., Staelens P., Poort J., Van Rensbergen P., De Tatist M. Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dniepr paleo-delta, northwestern Black Sea//Marine Geology. – 2006. – 227. – P. 177–199.

20. Orange D. L., Breen N. A. The effects of fluid escape on accretionary wedges: 2. Seepage force, slope failure, headless submarine canyons, and vents//J. Geophys. Res. 1992. – 97. – P. 9277–9295.

21. Orange D. L., Anderson R. S., Breen N. A. Regular canyon spacing in the submarine environment: the link between hydrology and geomorphology//GSA 1994. – Today 4. – P. 29–39.

22. Stol R. D., Bryan G. M. Physical properties of sediments containing gas hydrates//J. Geophys. Res. – 1979. – 84. – № B4. – P. 1629–1634.

REFERENCES

1. Bahrii I. D., Voitsytskyi Z. Ya., Maslun N. V. et al. Complex geological and structural-thermal-atmogeochimical studies - forecasting tool and search and methanohidrativ hydrocarbons on the continental slope of the Black Sea//Heolohiia i korysni kopalyny Svitovoho okeanu. – 2014. – № 4 – P. 24–47. (In Ukrainian).
2. Vasilev A. E., Dimitrov L. N. Evaluation of the spatial distribution and the reserves of gas hydrates in the Black Sea//Geologiya i geofizika. – 2002. – Vol. 43. – № 7. – P. 672–684. (In Russian).
3. Vorobev A. E., Moldabaeva G. Zh., Chekushina E. V. Scientific analysis of the world's reserves of gas hydrates deposits aquatic//Geologiya i geofizika. – 2002. – Vol. 43. – № 7. – P. 18–26. (In Russian).
4. Hozhyk P. F., Bahrii I. D., Voitsytskyi Z. Ya. et al. Geological-structural-thermal-atmogeochimical foundation oil and gas Azov-Black Sea waters. – Kyiv: Lohos, 2010. – 419 p. (In Ukrainian).
5. Zarubin Yu. O., Hunda M. V., Hryshanenko V. P., Halko T. M., Yevdoshchuk M. I. Oil-gas content and the basic principles of prospecting and exploration of oil and gas in the Azov-Blacksea waters Ukraine//Heoinformatyka. – 2013. – 1(45). – P. 17–24. (In Ukrainian).
6. Kobolev V. P., Verpahovskaja A. O. Accumulations of gas hydrates in paleodelte Dnieper as an object of seismic surveys//Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana. – 2014. – № 1. – P. 81–93. (In Russian).
7. Kobolev V. P., Rusakov O. M., Bogdanov Ju. A., Kozlenko Ju. V. Geophysical investigations in the 27th cruise of the “Vladimir Parshin”

in the Black Sea//Geofizicheskij zhurnal. – 2007. – Vol. 29. – № 2. – P. 167–178. (In Russian).

8. *Makogon Ju. F.* Gas hydrates. The history of exploration and development prospects//Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana. – 2010. – №2. – P. 5–21. (In Russian).

9. *Makogon Ju. F.* Hydrates of Natural Gases. – Moskva: Nedra, 1974. – 237 p. (In Russian).

10. *Trubenko O. M., Rovenko O. V.* As to identify gas hydrate deposits in the Black Sea//Heolohiia okeaniv i moriv. – 2014. – P. 33–40. (In Ukrainian).

11. *Chepizhko O. V., Kadurin V. M., Samsonov A. I.* About the need to organize production of hydrocarbons in the south-western part of Odessa region//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2015. – № 1. – P. 56–63. (In Ukrainian).

12. *Shnjukov E. F.* Gas hydrates methane in the Black Sea//Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana. – 2005. – № 2. – P. 41–52. (In Russian).

13. *Deaton W. M.* Gas hydrates and their relation to the operation of natural gas pipe lines//W. M. Deaton, E. M. Frost. – USA: “John Burrack”, 1964. – 232 p.

14. *De Batist M., Klerkx J., van Rensbergen P., Vanneste M., Poort J., Golmshtok A., Kremlev A., Khlystov O. & P. Krinitsky* Active Hydrate Destabilization in Lake Baikal, Siberia//Terra Nova. – 2002. – 14(6). – P. 436–442.

15. *Havland M. and Curzi P.* Gas seepage and assumed mud diapirism in the Italian Central Adriatic Sea//Marine and Petroleum Geology. – 1989. – Vol. 6. – P. 161–169.

16. *Ludmann T., Wong H. K., Konerding P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E.* Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea//Geo Mar. Lett. 2004. – 24. – P. 182–193.

17. *Mary E. MacKay, Richard D. Jarrard, Graham K. Westbrook, Roy D. Hyndman* Origin of bottom-simulating reflectors: Geophysical evidence from the Cascadia accretionary prism//Geology. – 1994. – V. 22. – P. 459–462.

18. *Moore J. C., Brown K. M., Horath F., Cochran G., MacKay M., Moore G.* Plumbing accretionary prisms. In: Tarney J., Pickering K. T., Knipe R. J., Dewey J. F. (Eds.). The Behavior and Influence of Fluids in Subduction Zones//The Royal Society. – London, 1991. – P. 49–62.

19. *Nauds L., Greinert J., Artemov Yu., Staelens P., Poort J., Van Rensbergen P., De Datist M.* Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dniepr paleo+delta, northwestern Black Sea//Marine Geology. – 2006. – 227. – P. 177–199.

20. *Orange D. L., Breen N. A.* The effects of fluid escape on accretionary wedges: 2. Seepage force, slope failure, headless submarine canyons, and vents//J. Geophys. Res. – 1992. – 97. – P. 9277–9295.

21. *Orange D. L., Anderson R. S., Breen N. A.* Regular canyon spacing in the submarine environment: the link between hydrology and geomorphology//GSA 1994. – Today 4. – P. 29–39.

22. *Stol R. D., Bryan G. M.* Physical properties of sediments containing gas hydrates//J. Geophys. Res. – 1979. – 84. – № B4. – P. 1629–1634.

Рукопис отримано 25.04.2016.

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ

Редакція приймає оригінальні, раніше не опубліковані статті геологічної, геолого-мінералогічної та технічної тематик.

Статті слід надсилати в друкованому (два примірники) й електронному вигляді, бажано українською мовою. Електронний варіант приймається на компакт-диску чи електронною поштою.

Обсяг однієї наукової статті – до 12 стор. машинопису через 2 інтервали (разом з табл., фото, рис. та підписами до них, бібліографічним списком, анотацією), оглядової – 6–7 стор., інформаційного повідомлення – 3–4 стор.

До рукопису необхідно додати акт експертизи й такі відомості про автора/авторів: прізвище, ім'я та по батькові (повністю); учене звання й учений ступінь; посада чи професія; місце роботи (назва установи чи організації); адреса місця роботи, номер телефону; адреса місця проживання, номер телефону, електронна адреса.

До кожної статті обов'язково навести: індекс УДК, реферат (мовою оригіналу та англійською), бібліографічний список за алфавітом (оформлений відповідно до сучасних вимог), рисунки, таблиці та підписи до них (окремі файли).

Комп'ютерні макети рисунків приймаються в разі дотримання таких умов.

Р а с т р о в а графіка: чорно-біле зображення – *.tif чи *.psd (Adobe PhotoShop); повнокольорове зображення – *.tif, *.eps, *.psd-формат, розривлення 300 dpi. Кольорова модель СМΥК, чорний колір в одному каналі.

В е к т о р н а графіка: файли формату *.ai, *.eps (Adobe Illustrator) чи *.cdr (Corel Draw). Використані шрифти мають бути подані окремо або переведені в криві. Растрову графіку до векторного макета не заносити.

- Редколегія може не поділяти думки автора.

- Автори відповідають за точність викладених фактів, даних, цитат, бібліографічних довідок, написання географічних назв, власних імен, геологічних термінів тощо.

Рішення про публікацію статті в журналі приймається на основі незалежної експертизи, що організує редакція журналу.



НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ
**МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ
УКРАЇНИ**

Колектив журналу
нагадує авторам
і читачам, що продовжується
передплата на журнал
МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ
на 2017 р.

Передплатний індекс
за Каталогом
періодичних видань України –
48336