

УДК 551.351:(550.831 553.981)

DOI: 10.18524/2303-9914.2020.2(37).216578

Чепіжко О.В.¹, д-р геол. наук, проф.**Янко В.В.²**, д-р геол.-мін. наук, проф., завідувач**Наумко І.М.³**, д-р геол. наук, проф.**Кадурін В.М.⁴**, канд. геол.-мін. наук, проф.**Шаталін С.М.⁵**, ст. викладач**Шураєв І.М.⁶**, канд. геол. наук, вчений секретар

1, 2, 4, 5 Одеський національний університет імені І. І. Мечникова

1,2,4 Кафедра загальної і морської геології та палеонтології

Шампанський провулок 2, Одеса, 65056, Україна

² valyan@onu.edu.ua⁴ vl.kadurin@onu.edu.ua³ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України

вул. Наукова, 3-а, Львів, 79060, Україна

naumko@ukr.net

⁵ Кафедра інженерної геології та гідрогеології

Шампанський провулок 2, Одеса, 65056, Україна

shatalin@onu.edu.ua

⁶ Державна наукова установа “Центр проблем морської геології,

геоекології та осадового рудоутворення НАН України”

вул. Олеся Гончара 55б, 01054, Київ, Україна

shuraev@nas.gov.ua

КОМПЛЕКСНЕ ТЛУМАЧЕННЯ ЧИННИКІВ І ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СТРУКТУР

Роботу орієнтовано на створення керівної предметно-орієнтованої структурної моделі пошукових робіт на родовища вуглеводнів на шельфі. Така модель включає два взаємопов'язані між собою інформаційні блоки: 1. Структура знань у предметній області інформації; 2. Структура досліджень та отримання інформації. Підготовано матеріал для застосування моделі на Придніпровській структурі зовнішнього шельфу Чорного моря.

Ключові слова: флюїдопотоки, поклади вуглеводнів, ранжування, геоінформаційна система

ВСТУП

Актуальним і важливим є впровадження довгочасних кількісних прогнозів, стандартних і нестандартних підходів дослідження фізичних та хімічних параметрів середовища з метою створення комплексної системи прогнозних прецизійних критеріїв і пошукових ознак покладів (родовищ) вуглеводнів в осадовому чохла Чорного моря. Ці критерії мають різну чутливість до об'єкта

покладів вуглеводнів і тому мають бути рангованими (розподіленими по рівнях) методом ранжування, тобто розміщенням величин у певному порядку за ступенем важливості, значущості.

Ефективність прогнозних і пошукових робіт може бути збільшено за рахунок застосування методики направлено-рангової інтерпретації різнобічної геологічної інформації. На відміну від традиційного способу комплексування направлено-рангова методика не лише дає змогу використовувати різноманітну геологічну інформацію (часто кількісно неперівнювану), але і визначати послідовність застосування інформаційних параметрів за їхньою чутливістю (адекватністю) до пошукового об'єкта. Другою особливістю методики є те, що в основу покладено положення теорії глобального флюїдогенезу і всі вибрані параметри форматовані в рамках цієї теорії.

Головні чинники міграції, трансформації, диференціації та акумуляції флюїдів стосовно процесів утворення покладів вуглеводнів в осадовому чохла Чорного моря можуть бути з'ясовані у рамках моделі еволюції глибинних флюїдів [12, 14]. Саме такий напрям пошуків вуглеводнів у північно-західній частині шельфу Чорного моря має ставати першорядним, бо він безпосередньо пов'язаний з пріоритетною територією Південного нафтогазоносного регіону [1] для проведення геолого-розвідувальних робіт з перспективою нарощування вуглеводневого потенціалу України.

Мета. Визначення прогнозних критеріїв, рангованих за ступенем чутливості до геологічного об'єкта, для прогнозування покладів вуглеводнів в осадовому чохла морів (на прикладі Чорного моря) на флюїдогенетичних засадах шляхом поєднання та інтегрування прямих пошукових ознак.

Завдання: 1) формулювання модельних факторів і параметрів прогнозних критеріїв і пошукових ознак; 2) встановлення системного упорядкування елементів дослідження геологічного об'єкта – ІТ-технологія; 3) обґрунтування вагомості кожного з виділених параметрів, які максимально достеменно описують геологічний об'єкт на основі методики ранжування; 4) визначення кореляції в часі і просторі між покладами заповнюваного типу та зонами дегазації регіону з перспективою виділення на поверхні дна моря труб дегазації; 5) створення моделі управління пошуково-розвідувальних робіт із застосуванням методу направлено-рангової кореляції інформації.

Практична значимість дослідження визначається можливістю реалізації даних вирішення означених завдань при проведенні геолого-пошукових робіт на шельфі моря

Стан проблеми, огляд попередніх розробок. Дегазація Землі є глобальним процесом, що визначає геологічний і біологічний розвиток планети, підтвердженням значною кількістю геологічних, геохімічних, геофізичних та інших даних. На тепер ученими розроблено концепцію флюїдного літогенезу, пов'язаного з кон- і постседиментаційним вторгненням (супер)глибинних флюїдів на різних стадіях їхньої геодинамічної еволюції, що має ключове

значення для сучасної літології, осадового рудо- і нафтидогенезу, встановлення основних особливостей локалізації скопчень вуглеводнів і визначення їхніх пошукових критеріїв та пошуково-розвідувальних ознак [7-12, 17, 18, 24, 25].

Виходячи з одночасного існування концептуально відмінних поглядів на генезис природних вуглеводнів, наприклад, з одного боку, обґрунтованої і доведеної теорії їхнього органічного осадово-міграційного виникнення, з іншого, різних варіантів неорганічних теорій походження, саме у відкритті покладів і родовищ, формування яких пов'язане з глибинними флюїдопотоками, вбачається позитивна перспектива регіону як відновлювального джерела поповнення запасів вуглеводнів.

Отримання несуперечливих інтерпретацій структурно-тектонічної будови є одним з головних завдань у практиці пошуково-розвідувальних робіт. Саме геологічна інтерпретація складнобудованих об'єктів достатньо суб'єктивна навіть за умов наявності різнопланових якісних даних. Відповідно, для підвищення достовірності результатів пошукових робіт рекомендовано максимально залучати до аналізу всі наявні геологічні, геофізичні, геохімічні, мінералогічні, геоморфологічні і палеонтологічні дані.

Ефективність проведення пошуково-розвідувальних робіт, спрямованих на пошуки вуглеводневих покладів у морських басейнів, може бути забезпечена шляхом застосування сучасних технологій геолого-геофізичних досліджень, залучення повного спектру наявних геологічних даних та новими способами їхньої комплексної інтерпретації.

Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми. Зазвичай, в геології певна частина інформації має якісний характер і не піддається кількісній оцінці, однак може оцінюватися при виконанні експертного аналізу – експертизи кваліфікованими спеціалістами. Водночас враховуємо існування великої групи факторів, які можуть вплинути на реалізацію рішення в майбутньому, але їх неможливо точно спрогнозувати.

Забезпечення широкого використання ІТ-технологій, особливо в обробці даних геофізичних досліджень, на сучасному етапі розвитку геологічного виробництва на початку 2000-х років дозволило значною мірою розширити можливості використання геологічної інформації при проведенні ГРР. Встановлення стадійності обробки геологічної інформації, яку отримали в процесі геологічного вивчення та обробки первинних даних, проходило в кілька етапів. Перший етап – формалізація інформації – передбачав забезпечення апроксимованих характеристик, які могли бути оцінені кількісно. Але залишалася частина інформації, що слабо узагальнювалася / формалізувалася. Другий етап пов'язаний з оцінкою інформації, яка не формалізується і, відповідно, має оцінюватися при виконанні експертизи кваліфікованими спеціалістами – експертний аналіз [2, 3, 6].

Також беремо до уваги, що існує значна група факторів, які можуть вплинути на реалізацію рішення в майбутньому, але їх неможливо точно спрогнозувати.

На нашу думку, підвищення ефективності можливе за рахунок формування рангової моделі накопиченої інформації в геоінформаційній системі (ГІС) з цілеспрямованим використанням бази даних (БД) при виконанні аналізу інформації, адаптованої до вирішення означених завдань [2, 3, 6].

Північно-західний шельф Чорного моря належить не лише до перспективної на вуглеводневу сировину території, але є ділянкою, в межах якої знайдені і активно розробляються родовища газу, нафти і газоконденсату усіма приморськими країнами. Щоправда, всі ці родовища були розвідані на основі органічної гіпотези їхнього формування, і можливості накопичення вуглеводнів за рахунок розвантаження глибинних флюїдів тільки починають вивчатися. При цьому слід враховувати, що й дані з термодинамічного режиму, обмеженого обсягу біомаси в осадовій оболонці Чорного моря, приуроченості газових виходів до розломів консолідованої кори і верхньої мантії регіону тощо свідчать на користь абіогенної (глибинної) концепції нафтидогенезу [26]. Власне до перспективних, але ще не достатньо вивчених об'єктів означеного типу може бути віднесено перехідну зону між шельфовою окраїною Східноєвропейської платформи і бриловими структурами зовнішнього шельфу Чорного моря.

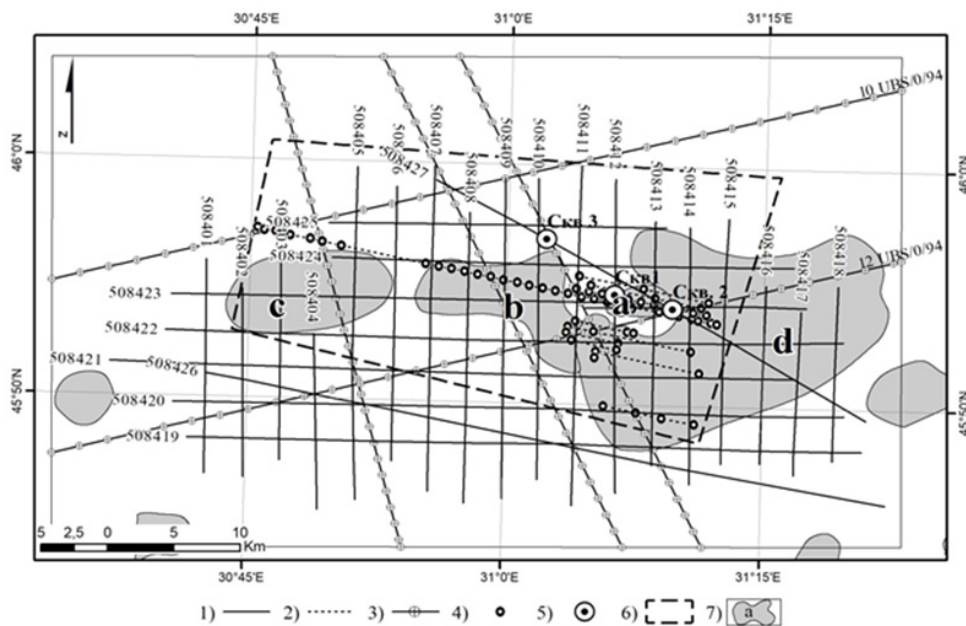
МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Вивченню геологічної будови, структури і тектоніки Азово-Чорноморського басейну та прилеглих континентальних районів присвячені десятки монографій і сотні статей, які ґрунтуються на матеріалах, зібраних за понад півстолітню історію різнопланових морських геологічних і геофізичних досліджень [8, 16, 19-22, 25].

Уявлення про глибинні структури Чорноморської мегазападини – західної та східної западин – базуються на аналізі потенційних геофізичних полів: магнітних, гравітаційних, геотермічних, а також матеріалів сейсмічних і сейсмотомографічних досліджень (сейсморозвідка МЗГТ). Основна фактологічна база вивчення глибинної будови Чорного моря – матеріали регіональних сейсмічних досліджень [4, 5, 7, 9, 11, 16, 19, 23]. Водночас перебіг історії формування Чорноморської мегавадини до сих пір залишається дискусійним.

У новітній тектоніці північно-західного шельфу Чорного моря чітко проявлена блокова будова фундаменту, а не плікативних структур осадового чохла. Основою утворення найбільших форм рельєфу морського дна є крупні, обмежені розломами блокові структури складчастої підоснови. Серед розломів фундаменту виділяють лише ті розломи, рухи по яких відбувалися в пізньому плейстоцені і голоцені. Ці структури в новітньому плані характеризуються диференційованими латеральними негативними рухами різної інтенсивності. На цьому фоні виділяються ділянки відносних піднятів в областях опускань [4, 8, 9, 19, 23]. У світлі сучасних даних про будову літосфери північно-західного шельфу та, зокрема, про наявність тут потужних зон розуцільнення в широкому

діапазоні глибин (рис. 1) особливого інтересу набувають дані зі встановлення газопрояву / газопроникнення на окреслених, перспективних на газові поклади структурах (Флангова, Безіменна, Одеська, Прадніпровська, Голіцина та ін.).



1) Зйомка ГРДП; 2) Опробування "Іскатель" 2017-18 рр; 3) Профілі Western Geophysical; 4) Проби ГНДП-3; 5) Свердловини; 6) Ділянка досліджень Прадніпровська; 7) Структурні утворення (а - Прадніпровська, b - Гіздівська, c - Дністровська, d - Геохімічна).

Рис. 1. Карта геолого-геофізичного вивчення ділянки дослідження північно-західного шельфу Чорного моря

Досліджені породні комплекси складені перешаруванням глинистих порід, алевролітів, вапняків і пісковиків. Для нижньоеоценової товщі характерне нерівномірне перешарування верств аргілітів, мергелів, глинистих вапняків та вапняків, алевролітів, пісковиків. Палеогенові, верхньо-нижньокрейдові, верхньоюрські утворення титонського ярусу представлено темно-сірими алевритисто-піщанистими оолітовими, органічно-детритовими та глинистими, неоднорідними, щільними, міцними вапняками.

Виділені породи утворюють пласти завтовшки від 1–2 до 50 м і є основною газонасиченою частиною масивно-пластових покладів у більшості з них, утворенню яких сприяють фаціальна мінливість відкладів, наявність численних порушень та взаємних контактів піщано-алевритових, піщаних, карбонатних пластів за площею і розрізом родовищ, що забезпечує газодинамічний зв'язок між ними.

На сучасному етапі за фізичну основу моделі формування геологічного середовища може бути прийняте уявлення про напружено-деформований стан

земної кори. Від новітньої активності структурно-тектонічних зон (незалежно від ходу їхнього геологічного розвитку і типу) безпосередньо залежить геодинамічна деформація і руйнування масиву гірських порід. Для кожного масиву гірської породи при даному всебічному тиску існують напруження, при яких виникає наскрізна тріщина (руйнівне напруження або границя стійкості), і напруження, при яких починається пластична текучість (границя плинності). Для опису поширення поздовжніх хвиль у геологічних середовищах, а саме при дослідженні похибки розв'язання сейсмоакустичної задачі використовують положення теорії акустики шаруватих середовищ. Побудова системи геологічного моніторингу можлива на підставі геодинамічної моделі об'єкта, теорії про напружено-деформований стан земної кори з урахуванням особливостей поширення сейсмоакустичних хвиль у геологічному середовищі.

На підставі викладених принципів побудови геодинамічної моделі була запропонована тришарова пошарово-однорідна геодинамічна модель регіону, що включає північно-західну частину Скіфської плити, зону зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити, південну окраїну Східно-Європейської платформи. Формування геодинамічної моделі проведено на основі виділення допустимо однорідних модельних шарів. Ці шари відповідають структурно-тектонічним поверхам, які виділені в будові північно-західного шельфу Чорного моря. Основним елементом, що досліджується в обраній моделі, є зона зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити. Вибір зумовлений тим, що в структурно-динамічній зоні виразно виявляється напружений стан, властивий зоні розвантаження геодинамічної напруженості [22]. Представлена 3-D діаграма геодинамічної моделі (рис. 2) ґрунтується на даних про геологічну будову регіону, його геодинаміку розвитку, геофізичні і фізико-механічні параметри гірських порід.

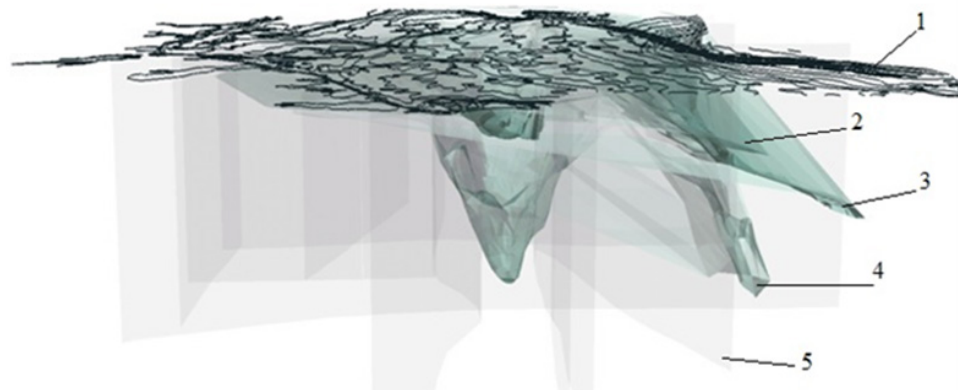


Рис. 2. 3-D діаграма геодинамічної моделі північно-західного шельфу Чорного моря: 1 – сучасна поверхня, 2 – майкопський горизонт, 3 – покрівля верхньокрейдових відкладень, 4 – покрівля докрейдових відкладень, 5 – глибинні розломи

До параметрів, що визначають фізичну характеристику шарів, відносять швидкість проходження хвиль, коефіцієнти затухання, поглинання і щільність порід. Встановлено модельні шари, максимально однорідні за своїми геологічними, геофізичними, геодинамічними та іншими параметрами.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Труби дегазації слід розглядати як парагенетичні просторово-часові системи пасток, які можуть включати в себе значні поклади вуглеводнів, приурочені до порід, що складають весь розріз, починаючи з пізнього протерозою (венд-едіакарій), розущільнення масивів порід кристалічного фундаменту і проміжного комплексу, чорносланцевої і рифогенно-карбонатних формацій палеозою [9-11], теригенно-карбонатних комплексів мезозою і карбонатно-теригенних порід кайнозою. Тому картування труб дегазації за комплексом геофізичних і геохімічних аномалій набуває особливого значення.

Досвід показує, що найбільш продуктивний синтез всіх індикаторів геологічного об'єкта досягається на основі виділеної геологічної системи за фаціальними умовами. Для оцінки перспектив нафтогазоносності великих об'єктів та окремих літолого-стратиграфічних комплексів, виходячи з сучасних поглядів нафтогазової геології, структурно-тектонічні і літолого-фаціальні критерії є одними з основних [9, 15, 18]. Практично вони визначають величину потенційних ресурсів вуглеводнів, фазовий стан вуглеводневих флюїдів і закономірності їхнього поширення. Важливим є також урахування особливостей геохімічних параметрів, зміни рельєфу дна моря, гідрогеологічних та інших факторів.

Виходячи з цього, авторами були оброблені дані, що створюють ознаковий простір, який може бути надалі використано для аналізу нафтогазоперспективності зони північно-західного шельфу Чорного моря на основі інтеграції даних. На першому етапі були проведені роботи з впорядкування всіх зібраних даних по території дослідження до єдиної БД. Оскільки наявні дані не перекривають повністю північно-західний шельф Чорного моря, для подальшої обробки був обраний полігон неправильної форми – ділянка Прадніпровська, на площу якого мають бути нанесені всі наявні дані. Авторами також планується проведення експедиційних робіт на означеній площі, що сприятиме отриманню оригінального матеріалу по визначених провідних параметрах середовища.

Геохімічні характеристики донних відкладів. Наявні геохімічні і ізотопні дані свідчать про існування імпульсно-функціонувальних на неотектонічному і сучасному тектонічному етапах наскрізьформаційних флюїдопровідних зон з широким фазово-хімічним діапазоном вуглеводнів: від різноманітних бітумів і важких нафт до легких нафт і конденсатів, від вуглеводневих систем критичного стану до метанових і метаново-сірководневих газів [1, 9, 10, 25].

Форми локалізації проявів вуглеводнів різні: поклади в антиклінальних, неантиклінальних і комбінованих пастках, струменеві і групові газові факели, скупчення газогідратів. Значний діапазон ізотопно-геохімічних показників на-

фтогазоносною складовою свідчить про надходження вуглеводнів з різних джерел.

Основи методики комплексних геолого-гідрогеохімічних досліджень ґрунтуються на виявленні мігрувальних зі скупчень нафти і газу в розрізі осадового чохла рідких і газоподібних вуглеводнів, які формують в пізньочетвертинних донних відкладах і придонному шарі морської води геохімічні аномалії. До досліджуваних компонентів входять лише ті, що безпосередньо присутні в покладах нафти і газу. Це газоподібні вуглеводні від метану до пентану включно, діоксид вуглецю, а також груповий склад рідких вуглеводнів з кількісним визначенням вмісту масел, нейтральних і окиснених смол, асфальтенів і парафінів. При обробці отриманих результатів ключовим питанням є розмежування епігенетичної та сингенетичної складової вуглеводнів донних відкладів, а також докази вертикальної (субвертикальної) міграції флюїдів різного фазового стану.

Результати комплексної геолого-газохімічної зйомки в межах ділянки Прадніпровська дають можливість оцінювати перспективи формування в даному районі родовищ вуглеводнів (табл. 1).

Визначений склад і вміст рідких вуглеводнів вказує на загальний тренд збільшення вмісту складових вуглеводнів в донних відкладах з глибиною пробовідбору.

Авторами виконано опрацювання результатів газогеохімічного картування придонної товщі шельфу з дослідженням вмісту і розподілу вуглеводнів в донних відкладах на деяких ділянках [20], яке підтвердило високий вміст рідких і газоподібних вуглеводнів як у товщі донних відкладів, так і в придонному шарі морської води.

Аналіз результатів (див. табл. 1) свідчить на користь неоднорідного розділу рідких ВВ нафтового ряду (загальний вміст масел+нейтральних смол), при цьому сума окислених смол і асфальтенів, які свідчать про елементи нафтового забруднення, має рівномірний розподіл по площині.

Осадова товща прилеглого шельфу і континентального схилу розбита складною системою тектонічних розломів, що, ймовірно, й зумовлює присутність тут численних смолоскипів, бульбашкових виділень метану (холодних сипів) і утворення його кристалогідратів у донних відкладах.

Докази вертикальної (субвертикальної) міграції флюїдів отримано за даними вивчення включень флюїдів у мінеральних новоутвореннях [12]. Так, газво-рідкі включення у мінералах юрських вапняків Прадніпровської структури та кальцитах прожилків у них (середня частина розрізу) мають стабільно високий вміст вуглеводнів метанового ряду (понад 85 об. %), незначний вміст діоксиду вуглецю і мінімальні концентрації азоту (2–8 об. %). Відносна газонасиченість вапняків дуже висока і досягає 1,0 Па. На відміну від юрських вапняків, у крейдовому вапняку з тієї самої свердловини виявлено перевагу CO₂ (65 об. %) над метаном і його гомологами (22,6 об. %) та невисоку газонаси-

Таблиця 1

Статистичні параметри вмісту рідких вуглеводнів у донних відкладах

Інтервал випробування по колонці донних відкладів, м	Статистичний параметр	Вміст рідких вуглеводнів, мг/л	Склад визначених рідких ВВ, мг/л Профіль 14		Склад визначених рідких ВВ, мг/л Профіль 13	
			Σ масл+нейт. смол	Σ окисл. смол+асфальт	Σ масл+нейт. смол	Σ окисл. смол+асфальт
0,0-0,1; mHcm; Черепашник зеленкувато-сірий, детритовий, мідієвий	Середнє	0,059	2,381	0,433	1,884	0,261
	Стандартна помилка	0,011	0,497	0,034	0,418	0,036
	Медіана	0,027	1,974	0,435	2,405	0,181
	Мода	0,020	0,999	0,500	2,531	0,181
	Стандартне відхилення	0,094	1,724	0,118	1,387	0,118
	Дисперсія вибірки	0,008	2,972	0,014	1,924	0,014
	Інтервал	0,426	4,632	0,440	4,762	0,299
	Мінімум	0,004	0,369	0,180	0,240	0,177
	Максимум	0,431	5,002	0,620	5,002	0,476
	Рівень надійності (95,0%)	0,023	1,096	0,075	0,932	0,079
	Квадратичне відхилення	0,569	32,703	0,155	19,239	0,140
	Коефіцієнт варіації	157,710	0,724	0,274	0,736	0,454
	Кількість	65	12	12	11	11

ченість. Різка відмінність у вмісті метану і діоксиду вуглецю на межі юрських вапняків і крейдових алевро-пісковиків зумовлена переходом / зміною кисневого складу водневим, що м.б. пов'язано з нівелюванням поверхні вапняків.

Для порівняння вкажемо, що про можливість субвертикального підтоку флюїдів з глибинних горизонтів у регіоні свідчить також високий вміст метану і значна газонасиченість зразків у межах й інших перспективних площ, зокрема включення у діабазі з нерозчленованого докрейдового комплексу за розрізом св. 1-Десантна (пл. Десантна) містять 74,0 об. % CH₄, у слюдистому сланцю з св. 2-Каркінітська (пл. Каркінітська) – 41,9 об. % CH₄. що швидше за все пов'язане з екранувальною роллю фундаменту при глибинній міграції метану [13]. В породному комплексі площі Каркінітська у газах з вапняків, крім метану

(до 94,5 об. %), наявні його вищі гомологи. Показово також, що максимальний вміст метану і важких вуглеводнів у вивільнених газах (відповідно, до 81,6 і до 8,9 об. %) виявлено у нижньопалеоценовому вапняку з св. № 16 Штормового газоконденсатного родовища, який гіпсометрично паралелізується з відкритим промисловим покладом. Майже аналогічні дані отримано по вапняку крейди, що може вказувати на підток флюїду з глибини [12]. Отже, отримані фактичні дані можна інтерпретувати як важливий критерій вуглеводненасиченості надр і показник продуктивних на вуглеводні структур [13].

Сучасна геоінформаційна система (ГІС) – це не просто засіб візуалізації геопросторових даних, а один з найважливіших елементів управління виробництвом і процесом (природним і техногенним). Тепер функціями ГІС є не лише накопичення, збереження або надання даних іншим системам, але й аналітична обробка всього задіяного масиву інформації різних систем вивчення об'єкта. ГІС є засобом інтелектуального опрацювання просторових даних для забезпечення, розробки і підтримки прийняття наукових і управлінських рішень у зв'язку з необхідністю вирішення зумовлених проектом завдань. ГІС управляє візуалізацією об'єктів, дозволяючи працювати із тими з них, які цікавлять виконавця в даний момент. При цьому системний і рангові підходи використовують як концептуальну основу створення і застосування єдиної системи геолого-структурних моделей, як науковий метод розробки комп'ютерних технологій і як методологію дослідження.

Сучасні програмні комплекси дають можливість побудови цифрової моделі геологічної будови об'єкту на вибраних і формалізованих (оцифрованих) параметрах (геофізичному, мінералогічному та ін.). Системний зв'язок різномірної геологічної, геофізичної, геохімічної, як дистанційної та контактної отриманої (мінералогічної, палеонтологічної та ін.) інформації дозволяє найбільш повно проводити комплексну інтерпретацію даних, пошуки і ототожнення неочевидних природних зв'язків між системними елементами, що потребує нових рівнів вивчення об'єкту. Проте пошуки цих зв'язків вимагають і нових методологічних підходів.

В предметно-орієнтовану структуру (рис. 3) входять два блоки : 1) підсистема вивчення об'єкту – науково-практичні знання або дані дослідження об'єкта відносно проблемної чи практичної задачі; 2) підсистема отримання і систематизації інформації – теоретичні і методичні знання про процеси вивчення об'єкта в ході дослідження, які сприяють розв'язанню проблемної / практичної задачі.

До першого блоку відносять: а) сукупність знань, орієнтованих на вивчення об'єкта; б) систему моніторингу, спостереження, вивчення і структуризації інформації; в) методи і методики цільового дослідження для виявлення деталей структури предмета та об'єкта вивчення; г) алгоритм індукованих знань з БД; д) моделі об'єктів відповідно до процесу досягнення мети.



Рис. 3. Геоінформаційна система (ГІС) організації предметної області інформації

Другий блок включає: а) теорію вивчення; б) засоби дослідження; в) методи дослідження. Між підсистемами відбувається безперервний обмін інформацією, який здійснюється каналами прямого і зворотного зв'язку та формує систему управління ходом вивчення і аналізу даних. Об'єднанням для цих двох блоків є мета і методологія, як основа для проведення вивчення, дослідження, формування БД, їхньої систематизації відповідно до організації структури науково-дослідницької та практичної роботи за поставленими завданнями.

Функціонування ГІС спрямоване на отримання максимально доступної інформації, що характеризує досліджуваний об'єкт, накопичення спеціальним чином організованих даних в БД, з наступним цілеспрямованим використанням для вирішення окреслених задач. Одним із елементів ГІС є ранжування інформації за виділеними принципами. Для накопичення всієї доступної інформації формується контрольно-спостерігальна система, тобто система моніторингу (дослідження, спостереження, передача інформації, її накопичення, аналіз даних і прогнозування розвитку процесів з видачею рекомендації з управління і виконання завдання).

Базу даних впорядковують за процесами і факторами в просторі досліджуваного об'єкта, елементами системи, алгоритмами ранжування і моделювання. Цілеорієнтовальний характер критеріїв оцінювання (тренд-аналізу) структури

ГІС узгоджується з встановленими пріоритетами в лінійці ранжування факторів впливу, зумовлюючи формування моделі для вирішення поставлених задач на основі їхньої взаємозалежності. З огляду на це, вони мають відображати ті характеристики геологічного об'єкта та його складових, які б сприяли спрямуванню структурних трансформацій ГІС в напрямі формування структури, щоб забезпечити досягнення мети проекту.

Для підвищення якості комплексного аналізу структурних трансформацій ГІС для кожного типу дослідження доцільно визначити певний окремий набір проміжних критеріїв оцінки для вдосконалювання організації предметної області інформації. Для системи моніторингу такими критеріями можна вважати рівень об'єктивності результатів польових досліджень і пропонувані прогнози та відповідності рекомендацій вирішення задачі досягненню мети проекту; для модельного прогнозу – рівень розробленості програмного забезпечення відповідно до вимог ГІС, реалізація цілей структурного оновлення ГІС, рівень довіри до всіх пакетів інформації; для спеціальних досліджень – спроможність суб'єктів дослідження до узгодження і трансформації методів вивчення об'єкту як в рамках підсистеми, так і ГІС загалом.

Основа розвитку сучасної геології визначається багатофакторністю, найбільш значимі з них є мінеральні, а також паливно-енергетичні ресурси. Вирішення цієї задачі неможливе у відриві від глибоких досліджень на основі математичного моделювання та методів системного управління раціональним надрокористуванням. Рівень формально-логічної організації вихідних геологічних даних впливає на можливості їхньої обробки і достовірність отриманих результатів [2, 3, 6], а також на максимальне комплексування вирішення завдань пошуків вуглеводнів, при цьому використання інформації з різних областей геологічних знань дозволяє вважати такий прийом експертним аналізом. На основі переінтерпретації геолого-геофізичної, геохімічної та мінералогічної інформації можлива побудова генетичної моделі геологічного об'єкта утворення корисних копалин, використовуючи принципи ранжування величин – їхнє розташування у певному порядку за ступенем важливості / значущості.

Метод рангової кореляції ранжируванням. Експертне оцінювання є одним із способів отримання та використання знань фахівців про предметну область, в основу якого покладено ранжування. Ранжування – це процедура впорядкування будь-яких об'єктів за зростанням або спаданням деякої властивості. Системи експертного оцінювання (СЕО) призначені для апіорного ранжування експертами факторів впливу (чинників) на певне явище. При організації виробничих процесів СЕО можуть вирішувати такі задачі: визначати послідовність накопичення інформації залежно від структури знань в області дослідження; оцінювати тісноту зв'язків між змінними факторами в ГІС; вибирати фактори для включення у математичну модель; формувати задачі управління для досягнення мети проекту.

Розробку альтернативних варіантів виконання визначених завдань і вибір оптимального варіанту по кожному з них проводять із застосуванням експертних оцінок, зокрема й незалежних експертів. Спеціалістам пропонують провести ранжування всіх чинників, які включено в реєстр, за ступенем їхнього впливу на певний показник. Пріоритетні чинники вибирають, виходячи з можливостей забезпечення БД по основних напрямках дослідження геологічного об'єкта і виконання предметних завдань проекту.

Проведена направлено-рангова інтерпретація інформації на основі експертних оцінок дала змогу встановити причинно-наслідкові зв'язки між рангами визначених параметрів структури «Прадніпровська». Інтерпретаційна вагомість кожного рангу в лінійці рангів розташована в послідовності: 1) сейсмічні дані в межах об'єкту, отримані методом глибинного сейсмічного зондування, MBX ЗГТ; 2) параметри тектоно-геодинамічних структур; 3) основні характеристики відкладів осадового чохла і порід фундаменту ложа моря; 4) геохімічні характеристики; 5) параметри мінералогічних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях; 6) значення розподілу мейобентосу (рис. 4).



Рис. 4. Встановлення рангу факторів з визначенням інформативності параметрів

Перші три ранги можна віднести до прогностичних критеріїв, і вони визначають подальший вектор формування пошукових ознак, як наступних рангових складових експертного аналізу.

З огляду на виняткову цінність природних ресурсів шельфу Чорного моря, пошуки нафтогазових родовищ на північно-західному шельфі необхідно проводити за умови відновлення комплексних шельфових досліджень в цьому регіоні. Системний підхід в управлінні проектом пошуків і розвідки означає всебічне опрацювання прийнятих рішень, аналіз усіх можливих варіантів їхнього виконання, координацію зусиль на різних напрямках. Цей принцип передбачає тісне поєднання рішень геологічних, структурно-тектонічних, геохімічних та інформаційних задач у процесі розв'язання завдань проекту (рис. 5).

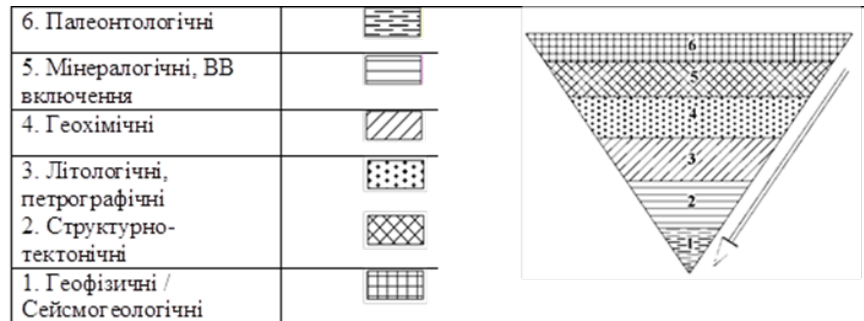


Рис. 5. Модель управління пошуково-розвідувальними роботами із застосуванням методу направлено-рангової кореляції інформації

Отримані дані і проведена направлено-рангова інтерпретація всієї доступної геологічної інформації показали, що виконання направленої рангової кореляції, а саме: збільшення ступеня чутливості до об'єкта (покладу), дозволить запровадити коригування точок закладення свердловин при глибинних проходженнях з тим, щоб мінімізувати ризики при експлуатаційно-розвідувальному бурінні на значні глибини.

ВИСНОВКИ

Узагальнення підходів до визначення теоретико-методологічних засад та практичного використання методичних основ комплексного аналізу інформації, структурної трансформації ГІС дозволяє дійти наступних висновків.

1. Структурна трансформація геоінформаційної системи вимагає застосування системного, комплексного, синергетичного підходів до її здійснення; проблема вдосконаленості інформаційного і методичного забезпечення цілеспрямованих структурних перетворень ГІС перебуває в площині двох інституційних засад: 1) структура знань в предметній області дослідження об'єктів; 2) структура дослідження і отримання інформації.

2. З огляду на довгостроковий характер цілеспрямованих структурних перетворень ГІС одним із основних критеріїв оцінки змін, що їх визначають, причому орієнтація останніх має бути на забезпечення обґрунтованої спрямованості діяльності суб'єктів дослідження через формування стабільних, сприятливих умов їхнього розвитку. Це виводить на перший план значимість проведення послідовної структурної політики вдосконалення, що має ґрунтуватися на результатах комплексного аналізу щодо визначення трендів розвитку її методичного забезпечення, впровадження нових методів оцінювання (метод рангової кореляції і експертне оцінювання), спрямовування напрямку структурної трансформації ГІС у русло досягнення мети, визначеної проектами дослідження об'єкту.

3. Визначена кореляція в часі і просторі між покладами басейну заповнюваного типу і зонами дегазації регіону дозволить виділення на поверхні шельфу моря різних типів дегазаційних зон, на основі комплексної інтеграції різних видів даних. Отже, порівняльний аналіз розглянутих вище прогностичних критеріїв та інтегрування прямих пошукових ознак показує, що поряд зі структурно-тектонічними, геофізичними, геохімічними і гідрогеохімічними, важливе значення мають фактори формування мінералогічних особливостей вихідних порід та ступінь структурної упорядкованості первинних / вторинних мінералів, пов'язаний з успадкуванням у властивостях біоти впливу глибинних флюїдопотоків.

4. Застосування системи управління поліпшить виконання завдання раціонального надрокористування, удосконалив організацію в єдності її складових частин моделі управління – спрямування проведення робіт за методом направлено-рангової кореляції інформації з врахуванням інтерпретаційної вагомості кожного рангу в лінійці рангів параметрів об'єкту.

ПОДЯКА

Стаття підготовлена в рамках виконання науково-дослідної теми за бюджетним фінансуванням «Розробка прогностичних критеріїв пошуків покладів вуглеводнів в Чорному морі на засадах теорії флюїдогенезу» (№ держреєстрації НДР: ID 73802 2020-01-22 17:53:07 (2651-700)). Вона також є вагомим внеском у міжнародні проекти ЮНЕСКО-IUGS-IGCP 521, 610, INQUA 0501, EU HERMES, INQUA IFG 1709F SACC0M, керівником яких є один із співавторів статті – В. В. Янко.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. — Львів : Центр Європи, 1998. — ISBN 966-7022-04-8.
2. Белонин М. Д. Факторный анализ в геологии [Текст] / В.А. Голубева, Г.Т. Скублов. - М.: Недра, 1982. - 269 с.
3. Гнатієнко Г. М. Експертні технології прийняття рішень [Текст] / В.Є. Снитюк – Київ: Маклаут, 2008. – 444 с.
4. Гожик П. Ф. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря [Текст] / П. Ф. Чебаненко, М. І. Євдошук, Б. Л. Крупський, В. В. Гладун // НАН України. НАК "Нафтогаз України", Держ. геол. служба України. – К.; Л., Київ: 2007. – 232 с.
5. Гордиенко В. В. Глубинный процесс рифтогенеза на примере альпийского рифта Западно-Черноморской впадины [Текст] // Геофиз. журн. – 2003. – Т. 25, № 2. – С. 8–14.
6. Грабовецький Б. Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрями використання: монографія [Текст]. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 171 с.
7. Киссин И.Г. Флюиды в земной коре. Геофизические и тектонические аспекты [Текст]. – Москва: Наука: 2009. – 329 с.
8. Коболев В.П. Плом-тектонический аспект рифтогенеза и эволюции мегавпадины Черного моря [Текст]. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2016. – № 2. – С. 16–36.

9. *Коболев В.П.* Структурно-тектонические и флюидо-динамические аспекты глубинной дегазации мегавпадины Черного моря [Текст] // Розробка родовищ: Зб. наук. пр. – 2017. – Т. 11, вип. 1. – С. 31–49.
10. *Лукин А. Е.* О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах [Текст] // Геологический журнал. – 2004. – № 3. – С. 34–45.
11. *Лукин А. Е.* Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине [Текст] // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36, № 4. – С. 3–23.
12. *Наумко І. М.* Флюїдний режим мінералогенезу породно-рудних комплексів України (за включеннями у мінералах типових парагенезисів) [Текст] : Автореф. дис. ... д-ра геол. н. – Львів, 2006. – 52 с.
13. *Наумко І. М.* Мінералофлюїдологія і прогнозування вуглеводненасиченості надр [Текст] : // Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. – Київ: ДКЗ України, 2019. – Т. 1. – С. 416–421.
14. *Наумко І. М.* Мінералофлюїдологія та синтез і генезис природних вуглеводнів у надрах Землі [Текст] // Геофиз. журн. – 2020. – Т. 42, № 4. – С. 72–96. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzf.0203-3100.v.42i4.2020.210673>.
15. *Реввер В. Д.* До літології нижньоеоценових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря [Текст] // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2012. – № 1–2 (158–159). – С. 51–60.
16. *Самсонов В. И.* Приоритетные направления нефтегазопромысловых работ на черноморской акватории Украины с позиции тектоники литосферных плит [Текст] / С. С. Луцкий, А. В. Чепижко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 1. – С. 3–35.
17. *Соколов Б. А.* Флюидодинамическая концепция формирования месторождений полезных ископаемых (металлических и углеводородных) [Текст] / В. И. Старостин // Смирновский сборник. Основные проблемы рудообразования и металлогении. – Москва: МГУ, 1997. – С. 12–24.
18. *Соколов Б. А.* Флюидогенез и флюидодинамика осадочных бассейнов – новое направление в геологии [Текст] / В. Н. Холодов // Отечественная геология. – 1994. – № 7. – С. 79–81.
19. *Старостенко В.И.* Геофизические неоднородности мегавпадины литосферы Черного моря [Текст] / И. Б. Макаренко, О. М. Русаков, И. К. Пашкевич, Р. И. Кутас., О. В. Легостаева // Геофизический журнал. – 2010. – Т. 32, № 5. – С. 3–20.
20. *Сучков І. О.* Геолого-геохімічні дослідження при проведенні нафтогазопошукових робіт на північно-західному шельфі Чорного моря [Текст] / Л.П. Пономарьова, В. В. Бацко, В. С. Нагребельский, І. О. Гончарова, О. О. Ходикіна, Е. Я. Нетребська // Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України. – Т., № 11. – 2018. – С. 56–62.
21. *Чекунов А.В.* Рифтогенез и механизм формирования Черноморской впадины [Текст] // Докл. АН УССР. Сер. Б. – 1987. – № 2. – С. 25–28.
22. *Чепижко А. В.* Особенности геодинамики и тектоники акваториального обрамления Северочерноморской континентальной окраины // Геолого-мінерал. вісник. - 2002. - № 2 (8). – С. 61–66.
23. *Чепижко О. В.* Система моніторингу геодинамічних зон шельфу Чорного моря — теорія, методи, моделі: (04.00.10) [Текст] // НАН України, Ін-т геол. наук. – К., 2005. – 35 с. (http://www.ukrbook.net/litopys/avtoreferat/2006/La_1_06.pdf)
24. *Шестопалов В. М.* Очерки дегазации Земли [Текст] / А. Е. Лукин, В. А. Згонник, А. Н. Макаренко, Н. В. Ларин, А.С. Богуславскийю – К., 2018. – 632 с.
25. *Шнюков Е. Ф.* Перспективы геохимических поисков углеводородов на акваториях Черного и Азовского морей [Текст] / С. В. Гошовский, А. А. Пасынков. -Зб. наук. пр. Укр. держ. геологорозв. ін-ту. – Київ, 2007. – № 2. – С. 295-299.
26. *Шнюков Е.Ф.* Дорожная карта освоения черноморских газогидратов метана в Украине / В. П. Коболев, С. В. Гошовский // Геологія і корисні копалини Світового океану. – 2018. – Т. 14, № 3. – С. 5–21.

REFERENCES

1. Atlas rodovishch nafti i gazu Ukraïni : u 6 t. ; Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 volumes], M. M. Ivanyuta, ed. Lviv : Tsentri Evropi, 1998. ISBN 966-7022-04-8.
2. Belonin, M.D., Golubeva, V.A., Skublov, G.T. (1982), *Faktornyy analiz v geologii [Factor analysis in geology]*. M.: Nedra. 269 p.
3. Gnatiuk, G.M., Snityuk, V.C. (2008). *Yekspertni tekhnologii priynyattya rishen [Expert decision-making technologies]*. Maklout, Kiïv. 444 p.
4. Gozhik, P. F. Chebanenko, I.I., Evdoshchuk, M.I., Krupskiy, B.L., Gladun, V.V. (2007), *Naftogazoperspektivni ob'ekti Ukraïni. Naukovi i praktichni osnovi poshukiv rodovishch vuglevodniv u pivnichno-zakhidnomu shelfi Chornogo morya [Oil and gas prospects of Ukraine. Scientific and practical bases of prospecting of hydrocarbon deposits in the north-western shelf of the Black Sea]*. NAN Ukraïni. NAK "Naftogaz Ukraïni", Derzh. geol. sluzhba Ukraïni. K.; L., Kiïv. 232 p.
5. Gordienko V.V. (2003), Glubinnyy protsess riftogeneza na primere alpiyskogo rifta Zapadno-Chernomorskoy vpadiny [Deep process of rifting on the example of the alpine rift of the Western Black Sea basin]. *Geofiz. zhurn.*, No 25, issue 2, pp. 8-14.
6. Grabovetskiy, B. E. (2010), *Metody ekspertnikh otsinok: teoriya, metodologiya, napryami vikoristannya: monografiya [Methods of expert assessments: theory, methodology, areas of use: monograph]*. Vinnitsya: VNTU. 171 p.
7. Kissin, I. G. (2009), *Flyuidy v zemnoy kore. Geofizicheskie i tektonicheskie aspekty [Fluids in the earth's crust. Geophysical and tectonic aspect]*. Moskva: Nauka. 329 p.
8. Kobolev, V. P. (2016), Plyum-tektonicheskiy aspekt riftogeneza i evolyutsii megavpadiny Chornogo morya [Plum-tectonic aspect of rifting and evolution of the Black Sea mega-depression]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, No 2, pp. 16-36.
9. Kobolev, V. P. (2017), Strukturno-tektonicheskie i flyuido-dinamicheskie aspekty glubinnoy degazatsii megavpadiny Chornogo morya. Rozrobka rodovishch. [Structural-tectonic and fluid-dynamic aspects of deep degassing of the Black Sea mega-depression/ Development of mineral fields]. *Zbirnyk naukovykh prats*, Vol. 11, Issue 1, pp. 31-49.
10. Lukin, A. Ye. (2004), O skvozformatsionnykh flyuidoprovodyashchikh sistemakh v neftegazonosnykh baseynakh [On cross-information fluid conducting systems in oil and gas basins]. *Geologichniy zhurnal*, No 3, pp. 34-45.
11. Lukin, A. Ye. (2014), Uglevodorodnyy potentsial bolshikh glubin i perspektivy ego osvoeniya v Ukraïni [Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine]. *Geofizicheskiy zhurnal*, Vol.. 36, No 4 pp. 3-23.
12. Naumko, I. M. (2006). Fluidnyi rezhym mineralogenezu porodno-rudnykh kompleksiv Ukrayiny (za vklyuchennyamy u mineralach tipovykh paragenезysiv) (Fluid regime of mineral genesis of the rock-ore complexes of Ukraine (based on inclusions in minerals of typical parageneses): *Thesis for a doctor's degree in geology*, Lviv, 52 p.
13. Naumko, I. M. (2019), Mineraloflyuidologiya i prognozuvannya vuglevodnenasichenosti nadr [Mineralofluidology and prediction of hydrocarbon unsaturation of the subsoil]. *Nadrokoristuvannya v Ukraïni. Perspektivi investuvannya*. Kiïv: DKZ Ukraïny, Vol. 1, pp. 416-421.
14. Naumko, I. M. (2020). Mineraloflyuidologiya ta sintez i genezis prirodnikh vuglevodniv u nadrakh Zemli [Mineralofluidology and synthesis and genesis of natural hydrocarbons in the bowels of the Earth]. *Geofizichnyi zhurnal*, Vol. 42, No 4, pp. 72-96. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzf.0203-3100.v.42i4.2020.210673>.
15. Rever, V. D. (2012), Do litologii nizhnoetsenovikh vidkladiv pivnichno-zakhidnogo shelfu chornogo morya [To the lithology of the Lower Eocene sediments of the northwestern shelf of the Black Sea] *Geologiya i geokhimiya goryuchikh kopalyn*, No 1-2 (158-159), pp.51-60.
16. Samsonov, V. I., Lutskev, S. S., Chepizhko, A. V. (2001), Prioritetnye napravleniya neftegazoposkovykh rabot na chernomorskoy akvatorii Ukrainy s pozitsii tektoniki litosfernykh plit [Priority areas of oil and gas exploration in the Black Sea area of Ukraine from the standpoint of lithosphere plate tectonics]. *Geologiya i geokhimiya goryuchikh kopalin*, No 1, pp. 30-35.

17. Sokolov, B. A., Starostin, V. I. (1997), Flyuidodinamicheskaya kontseptsiya formirovaniya mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh (metallicheskikh i uglevodorodnykh) [Fluidodynamic concept of formation of mineral deposits (metal and hydrocarbon)]. *Smirnovskiy sbornik. Osnovnye problemy rudoobrazovaniya i metallogenii*. Moskva, MGU, pp.12-24.
18. Sokolov, B. A., Kholodov, V. N. (1994), Flyuidogenez i flyuidodinamika osadochnykh basseyinov – novoe napravlenie v geologii [Fluidodynamic concept of formation of mineral deposits (metal and hydrocarbon)]. *Otechestvennaya geologiya*, No 7, pp. 79–81.
19. Starostenko, V. I., Makarenko, I. B., Rusakov, O. M., Pashkevich, I. K., Kutas, R. I., Legostaeva, O. V. (2010), Geofizicheskie neodnorodnosti megavpadiny litosfery Chernogo morya [Geophysical inhomogeneities of the mega-depression of the Black Sea lithosphere]. *Geofizicheskii zhurnal*, Vol. 32, No 5, pp. 3-20.
20. Suchkov, I. O., Ponomarova, L. P., Batsko, V.V., Nagrebetskiy, V. S., Goncharova, I. O., Khodkina, O. O., Netrebska, Ye. Ya. (2018), Geologo-geokhimichni doslidzhennya pri provedenni naftogazoposhukovykh robit na pivnichno-zakhidnomu shelfi Chornogo morya [Geological and geochemical studies during oil and gas exploration works on the north-western shelf of the Black Sea]. *Zbirnik naukovykh prats Institutu geologichnykh nauk NAN Ukrainy*, No 11, pp. 56-62.
21. Chekunov, A. V. (1987), Riftogenez i mekhanizm formirovaniya Chernomorskoy vpadiny [Riftogenesis and the mechanism of formation of the Black Sea basin]. *Dokl. AN USSR. Ser. B.*, No 2, pp. 25-28.
22. Chepizhko, A. V. (2002), Osobennosti geodinamiki i tektoniki akvatorialnogo obramleniya Severo-chernomorskoy kontinentalnoy okrainy [Features of geodynamics and tectonics of the water area of the North Black Sea continental margin]. *Geologo-mineralogichnyi visnyk*, No 2 (8), pp. 61-66.
23. Chepizhko O.V. (2005), *Sistema monitoringu geodinamichnykh zon shelfu Chornogo morya — teoriya, metodi, modeli: (04.00.10) [Monitoring system of geodynamic zones of the Black Sea shelf - theory, methods, models: (04.00.10)]*. NAN Ukraini, In-t geol. Nauk, No 35, pp. 28—32. (http://www.ukrbook.net/litopys/avtoreferat/2006/La_1_06.pdf)
24. Shestopalov, V. M., Lukin, A. Ye., Zgonnik, V. A., Makarenko, A. N., Larin, N. V., Boguslavskiy, A. S. (2018), *Ocherki degazatsii Zemli [Essays on Earth degassing]*. K., 632 p.
25. Shnyukov, E.F., Goshovskiy, S. V., Pasynkov, A.A. (2007), Perspektivy geokhimicheskikh poiskov uglevodorodov na akvatoriyakh Chernogo i Azovskogo morey [Prospects for geochemical exploration of hydrocarbons in the Black and Azov Seas]. *Zbirnik naukovykh prats Ukrainського derzhavnogo geologorozviduval'nogo institutu*, No 2, pp. 295-299.
26. Shnyukov Ye.F., Kobolev V.P., Goshovskiy S.V. (2018). Dorozhnaya karta osvoeniya chernomorskykh gazogidratov metana v Ukraine [Roadmap for the development of Black Sea methane gas hydrates in Ukraine]. *Geologiya i korisni kopaliny Svitovogo okeanu*. – Vol. 14, No 3, pp. 5–21.

Надійшла 01.11.2020 р.

Чепижко О.В.¹, д-р геол. наук, проф.

Янко В.В.², д-р геол.-мин. наук, проф., заведующая

Наумко И.М.³, д-р геол. наук, проф.

Кадурин В.Н.⁴, канд. геол.-мин. наук, проф.

Шаталин С.Н.⁵, ст. преподаватель

Шураев И.Н.⁶, канд. геол. наук, ученый секретарь

1, 2, 4, 5 Одесский национальный университет имени И. И. Мечникова

1,2,4 Кафедра общей и морской геологии и палеонтологии

Шампанский переулок 2, Одесса, 65056, Украина

²valyan@onu.edu.ua

⁴vl.kadurin@onu.edu.ua

³Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины

вул. Научная 3-а, Львов, 79060, Украина

naumko@ukr.net

⁵Кафедра инженерной геологии и гидрогеологии

Шампанский переулок 2, Одесса, 65056, Украина

shatalin@onu.edu.ua

⁶Государственное научное предприятие “Центр проблем морской геологии, геоэкологии и осадочного рудообразования НАН Украины”

ул. Олеся Гончара 55б, 01054, Киев, Украина

shuraev@nas.gov.ua

КОМПЛЕКСНОЕ ТОЛКОВАНИЕ ФАКТОРОВ И ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СТРУКТУР

Резюме

Работа направлена на создание управляющей структурной модели поисковыми работами на углеводороды на шельфах внутренних морей. Она посвящена сравнительному комплексному анализу различных типов прогнозирования месторождений углеводородов, используя разноплановые геологические, геофизические, геохимические, минералогические, геоморфологические и палеонтологические поисковые признаки, ранжированные по степени их чувствительности к искомому объекту (залежам углеводородов) в осадочном чехле Черного моря на основе теории флюидогенеза, которая предполагает постоянное пополнение их запасов. Такая ГИС модель состоит из двух самостоятельных, но взаимосвязанных между собой информационных блоков: 1. Структура знаний в предметной области информации, 2. Структура исследований и получения информации. Первый блок охватывает прогнозные критерии и поисковые признаки, переинтерпретированные на основе теории флюидогенеза, учитывающие качественный характер геологической информации, ранжированной на основе экспертного анализа. Второй блок включает приемы и методы получения конкретной информации, наполняющей модельные объекты рабочими признаками. Приведен материал по применению построения управляющей модели для одной из перспективных на нефть и газ площадей на внешнем шельфе Черного моря

(Праднепровская). На этой структуре проведены геофизические, геохимические, минералогические и микропалеонтологические работы, ранжированные по степени чувствительности к углеводородной залежи и пробурена глубокая (2250 м) параметрическая скважина.

Ключевые слова: флюидопотоки, залежи углеводородов, ранжирование, геоинформационная система

O. V. Chepizhko¹

V. V. Yanko²

I. M. Naumko³

V. N. Kadurin⁴

S. N. Shatalin⁵

I.M. Shuraev⁶

^{1, 2, 4, 5} Odessa I.I. Mechnikov National University

^{1, 2, 4} Department of Physical and Marine Geology and Palaeontology
Shampansky Lane 2, Odessa, 65058, Ukraine

² valyan@onu.edu.ua

⁴ vl.kadurin@onu.edu.ua

³ Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of National Academy of Sciences of Ukraine

Naukova Str., 3-a, Lviv, 79060, Ukraine

naumko@ukr.net

⁵ Department of Engineering Geology and Hydrogeology

Shampansky Lane 2, Odessa, 65058, Ukraine

shatalin@onu.edu.ua

⁶ State Scientific Institution "Center for Marine Geology, of Geoecology and Sedimentary Ore Formation of the National Academy of Sciences of Ukraine"

Olesya Gonchara Str., 56-b, Kyiv, 01054, Ukraine

shuraev@nas.gov.ua

COMPREHENSIVE INTERPRETATION OF FACTORS AND PARAMETERS OF PRODUCTIVE HYDROCARBON STRUCTURES

Abstract

Problem Statement and Purpose. Geophysical (seismic) criteria are most often used as indirect indicators in the search for hydrocarbon-containing deposits, especially within anticlinal structures that are revealed by geophysical methods buried beneath the sedimentary cover of marine basins. However, geophysical methods have their limitations, such as the inability to detect non-anticline-type traps (riphogenic, lithological, tectonically and stratigraphically shielded). Therefore, additional predictive and sufficiently sensitive criteria are needed. The main focus of the present paper is a

discussion of forecast criteria for locating hydrocarbon fields in the sedimentary cover of the Black Sea based on the principles of the fluidogenetic theory (which assumes constant replenishment of hydrocarbon reserves) and ranking them by their degree of sensitivity to the intended goal of hydrocarbon exploration.

Data & Methods. Regional seismic profiles obtained by the Common Depth Point method have been studied for their capacity to provide geophysical (magnetic, gravitational, geothermal) data promising for investigating hydrocarbon reservoirs as well as other geochemical, mineralogical, and meiobenthic methods. Obtained results were visualized in GIS and ranked on their degree of sensitivity to the hydrocarbon deposits and their ability to identify deep geological structures promising for oil-gas exploration and production.

Results & Discussion. The work focused on creating a guiding structural model of exploration for hydrocarbon deposits for the inland Eurasian seas using a comprehensive comparative analysis of various exploration approaches, including geological, geophysical, geochemical, mineralogical, geomorphological, and meiobenthic, then ranking these approaches according to their sensitivity to the goal of exploration on the basis of the theory of fluidogenesis.

This subject-oriented model includes two independent blocks of information that can mutually exchange information: (1) knowledge in the subject area, and (2) research methodology. The first block generates predictive hypotheses and potential search indicators based on the theory of fluidogenesis and ranked by expert analysis. The second block includes examples and methods of obtaining specific information, which allows you to test hypotheses and in so doing supplement the model of hydrocarbon exploration to guide the process of locating reservoirs.

Conclusions. Material has been prepared to demonstrate an application of the model for one location that shows promise for containing hydrocarbons: the Pradniprovska structure on the outer shelf of the Black Sea. Geophysical, geochemical, mineralogical, and micropaleontological studies have been carried out and ranked according to the degree of sensitivity to the occurrence of hydrocarbons within the depths reached during drilling in the area of a deep parametric well.

Keywords: fluids flows, deposits of hydrocarbons, ranking, geographic information system