

УДК. 551.83:550.81

DOI: 10.18524/2303–9914.2021.1(38).234716

О. В. Чепіжко¹, д-р геол. наук, проф.
В. В. Янко¹, д-р геол.-мін. наук, проф.
В. М. Кадурін¹, канд. геол.-мін. наук, проф.
І. М. Наумко², д-р геол. наук, проф.
С. М. Шаталін¹, ст. викладач

¹ Одеський національний університет імені І. І. Мечникова,
вул. Дворянська, 2, Одеса, 65082, Україна
vl.kadurin@onu.edu.ua

² Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів
вул. Наукова, 3-а, м. Львів, 79060, Україна
naumko@ukr.net

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ЕКСПЕРТНОГО АНАЛІЗУ ТА РАНГОВОЇ КОРЕЛЯЦІЇ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГЕОЛОГО- ПРОГНОЗНИХ РОБІТ НА ВУГЛЕВОДНІ (НА ПРИКЛАДІ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ)

Метод експертного аналізу з ранговою кореляцією запропоновано при порівнянні інформаційних складно формалізованих баз. Його основу складає принцип спрямованого (векторного) ранжирування, що забезпечує високу достовірність комплексної інтерпретації даних. Наведено приклад використання методу для конкретного об'єкта, зокрема шельфу Чорного моря, що сприятиме оптимізації геолого-прогнозних робіт на вуглеводні у регіоні.

Ключові слова: експертний аналіз, ранжирування, вуглеводні, ресурси, інформація, шельф, Чорне море.

ВСТУП

Багаторічні дослідження шельфу Чорного моря з метою виявлення в його межах родовищ вуглеводнів привели до колосального накопичення даних, зібраних у фондових матеріалах та опублікованих наукових працях. Ефективність використання всієї накопиченої інформації істотно зросла при впровадженні інформаційних комп'ютерних технологій в 2000 рр., що склало передумови для відкриття кількох родовищ вуглеводнів (нафти, газу і конденсату). Нині в Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції відкрито 43 родовища вуглеводнів (14 – в акваторії Чорного і Азовського морів) із загальними видобувними запасами понад 53 млрд куб. м. Фонд експлуатаційних свердловин, що діють, досягає 70, з них 15 нафтових і 55 газових (Михайлов В. А. та ін. 2014; Нефтегазовый бюлетьень, 2017).

На баланс ДАТ «Чорноморнафтогаз» тепер перебуває 17 родовищ, з яких 11 газових, 4 газоконденсатних і 2 нафтових. Сумарні запаси всіх родовищ сьо-

годні становлять: по природному газу – 58,56 млрд куб. м, по газовому конденсату – 1231 тис тонн, по нафті – 2530 тис тонн. 100% акцій «Чорноморнафтогазу» належить управлінню НАК «Нафтогаз України» (Нефтегазовый бюлетень, 2017).

За великих обсягів геофізичних досліджень пошукові бурові роботи виконувалися в основному з суден з істотними технічними обмеженнями. Зрештою на шельфі більшість глибоких свердловин розкрили лише юрські відклади. Виняток становлять свердловини євпаторійського «куща», вибій яких знаходиться у тріасових відкладах, та свердловина «Одеська 4», де відклади крейди залягають на породах протерозою. Палеозойський розріз ще не вивчено. Крім того, наявну геолого-геофізичну інформацію погано формалізовано, тому її використовують розрізнено, що знижує ефект геологорозвідувальних робіт.

Останніми роками геологорозвідувальні роботи активізувалися в таких прибережних країнах як Румунія, Болгарія і Туреччина. При цьому і Румунія, і Болгарія видобувають вуглеводні на суміжних ділянках шельфу Чорного моря. Особливої уваги в цьому аспекті заслуговує повідомлення Президента Туреччини Реджепа Тайіп Ердогана про те, що на структурі Тунець-1 в глибоководній частині Чорного моря (глибина 2100 м) відкрито родовище природного газу обсягом 320 млрд куб м.

Постановка проблеми. Хоча в геології певна частина інформації має якісний характер і не піддається порівняльній кількісній оцінці, на сучасному етапі розвитку геологічного виробництва на початку 2000-років забезпечення широкого використання інформаційних технологій, особливо в обробці даних геофізичних досліджень, дало змогу значною мірою розширити можливості використання геологічної інформації як результат геолого-розвідувальних робіт. Розвиток процесу обробки геологічної інформації проходив у кілька етапів. Перший етап – формалізація інформації – передбачав забезпечення апроксимованих характеристик, які могли бути оцінені кількісно. Але залишалася частина слабо формалізованої інформації. Другий етап пов'язаний з оцінкою інформації, яка не формалізується, і тому, відповідно, має оцінюватися при виконанні експертизи кваліфікованими спеціалістами – експертний аналіз. Також беремо до уваги, що існує велика група факторів, які можуть вплинути на реалізацію рішення в майбутньому, але їх неможливо зараз точно спрогнозувати.

Суть експертного аналізу полягає у виборі з інформаційного простору параметрів, що, з одного боку, визначає пріоритетні параметри, спрямовані на досягнення мети, з іншого – забезпечує наявність експертів по кожному з них. Науково-практичний підсумок полягає в тому, щоб на основі експертних оцінок і наступного аналізу побудувати адекватну модель розвитку і освоєння об'єкта, який досліджується.

В межах проведення оцінювання достовірності використовуваної інформації має бути виконане визначення вагомості вибраних параметрів для важли-

вості вивчення нафтогазоносності, підвищення точності параметрів та їхній збіг і взаємоузгодженість.

Мета дослідження – використання експертного аналізу та рангової кореляції при проведенні геолого-прогнозних і пошукових робіт на вуглеводні у межах шельфу Чорного моря.

Для досягнення мети дослідження виконано завдання з окреслення провідних параметрів, із зазначенням умов реалізації конкретного проекту; обґрунтування і визначення умов вибору експертів та вимог до них при формуванні групи експертів; встановлення умов і послідовності використання експертного аналізу за методом спрямованої рангової кореляції при проведенні геологорозвідувальних робіт на вуглеводні.

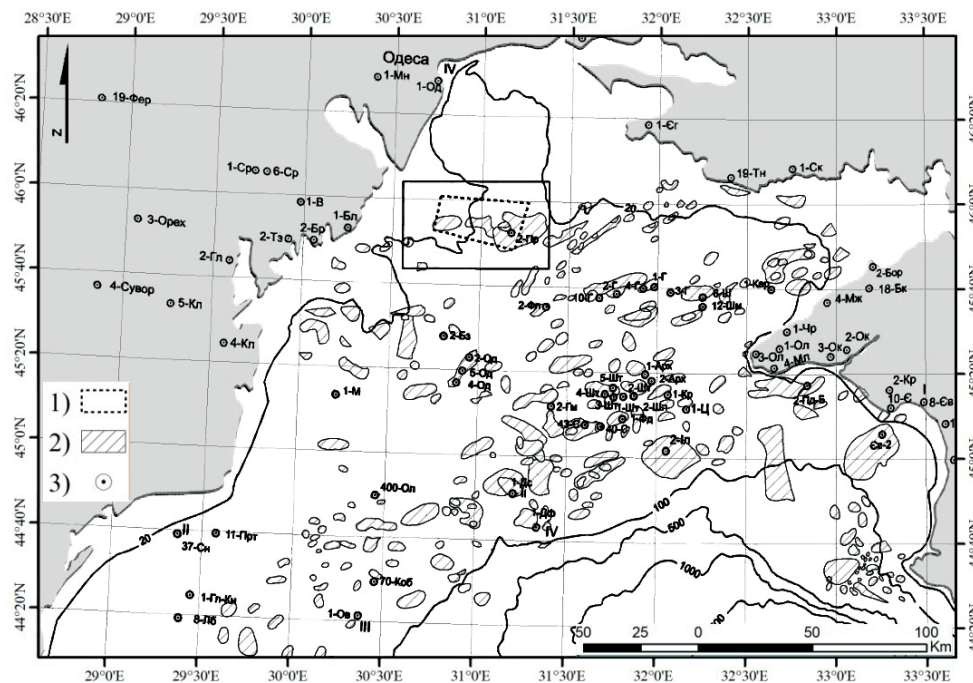
МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИ

Матеріали до геологічної будови дослідженої території. Геологічній будові (літології, стратиграфії та ін.) осадового чохла та фундаменту земної кори північно-західного шельфу Чорного моря присвячено значну кількість публікацій (Афанасенков та ін., 2007; Бородулин та ін., 1987; Геологическая история, 1980; Коболев, 2017; Туголесов та ін., 1985; Чепіжко та ін., 2016.; Шнюков и др., 1985; Шнюков & Нетребская, 2014; Starostenko V.I. et al., 2015). На рис. 1 зображено положення Прадніпровської ділянки у межах північно-західного шельфу.

В акваторії проведено глибоководне буріння з судна «*Glomar Challenger*» («*Гломар Челленджер*») (1975 р.) і виконано часткове геологічне донне випробування. Це змушує учених використовувати для своїх побудов, як багатий фактичний матеріал з геології берегового обрамлення, так і дані морської геофізики зазначених вище авторів. Було проведено регіональні геофізичні роботи за контрактом з ДГП «Одесморгеологія» в 1996 р.; отримані геолого-геофізичні розрізи по профілях «*Western Geophysics*» («*Вестерн Геофізика*»), що проходять через площу Прадніпровська (*часові розрізи* (Коморный, 2001), *геологічна інтерпретація авторів*).

Неоднозначність трактувань тих чи інших явищ, які спостерігаються як в геологічних структурах на суші, так і фіксуються при інтерпретації геофізичних аномалій в акваторії, призводить до відмінностей не лише в деталях, але і в основах поглядів на будову регіону.

Так, з огляду на концепцію плюм-тектонічного механізму формування западин внутрішніх морів на даний час розвивається думка (Гордиенко, 2003; Коболев, 2016; Лукин, 2005) про наявність «діапіра» під Чорноморською западиною, що контролює механізм новітнього структуроутворення в Азово-Чорноморському регіоні. Якщо раніше Чорноморській западині надавали статус винятковості, або її скромно називали задуговим басейном, а при цьому складчасті споруди Анатолійсько-Кавказько-Іранської складчастої області залишалися невизначеними в плані розвитку, то з нових геотектонічних по-



1) ділянка досліджень Прадніпровська; 2) локальні підняття, структури; 3) свердловини.

Рис. 1. Оглядова геологічна схема району досліджень (Коморний, 2001)

зицій її генезис, що визначається єдиним геодинамічним процесом у регіоні, може бути визначений значно коректніше. Першочерговим завданням є розшифрування сучасної глибинної структури акваторії, так само як її елементів, що сформувалися на стадії, яка передувала обваленню і утворенню осадового чохла кайнозойського віку. Визначальним чинником подальших досліджень геологічної еволюції Азово-Чорноморського регіону, безумовно, повинно стати залучення широкого спектра геолого-геофізичного матеріалу, який отримують зараз, так і необробленого раніше з причин неможливості узгодження зі стандартними схемами.

Чорноморська тектонічна западина виділена у межах континентальної окраїни і має кору меншої товщини (близько 25 км) в Західно-Чорноморській (ЗЧЗ) і в Східно-Чорноморській западинах (СЧЗ). Вона виникла як тектонічне новоутворення на завершальному етапі розвитку океану Тетіс. Згідно з дослідженнями попередніх років, спочатку утворилися ЗЧЗ- та СЧЗ з осадовим виповненням, товщина якого досягає 12 км. Комплекс осадових відкладів – мезозойсько-кайнозойський / кайнозойський, проте не виключається можливість присутності в нижній частині розрізу верхньокрейдових відкладів.

Виходячи з концепції плюмтектонічного механізму формування западин внутрішніх морів, В. П. Коболевим (2017) запропоновано геодинамічну модель

Чорноморської мегазападини і виділено дві стадії її формування: прогресивну палеосклепінну, пов'язану з підйомом Східного і Західного мантійних діапирів, і регресивну – пов'язану з різким зануренням палеосклепін у внутрішні області діапирів, що супроводжувалася екстракцією магматичного матеріалу по зоні глибинного Ціркумчорноморського розлому.

У межах Чорноморської западини виділяють Центрально-Чорноморське підняття, розділене на Західно-Чорноморське і Східно-Чорноморське, до складу яких на півдні входить підняття Архангельського і кулісоподібно розташований вал Андрусова, що має субмеридіональне (південне підняття) і північно-західне простягання (північне підняття).

У межах Західно-Чорноморського підняття розташовані Мізійська плита, складчаста зона Східних Балканів і поєднані з ними прогини. Східно-Чорноморське підняття обмежується з півночі валом Шатського, а з півдня і південного сходу – похованою частиною континентального схилу.

Неотектонічний і сучасний етапи розвитку шельфу Чорного моря характеризуються тенденцією загального занурення (Афанасенков, Никишин, & Обухов, 2007), що розпочалося в неогені. Поглиблення та розширення шельфу і схилу, що продовжується й тепер, має блоковий характер. Відповідно до схеми сучасних (пізньочетвертинних) рухів континентальної тераси північно-західної частини Чорного моря (Моргунов, 1981; Чепіжко та ін., 2016; Шнюков, Нетребская, 2014), до області інтенсивного опускання віднесено частину дна його глибоководної западини, смугу шельфу, що прилягає до Західного Криму (особливо в південно-західній його частині). Області слабкого опускання з локальними великими ділянками відносних підняття охоплюють велику частину площі північно-західного шельфу моря.

Палеогенові і нижньонеогенові відкладення, що виповнюють ЗЧЗ і СЧЗ, розділені підняттями мезозойських порід – валом Андрусова і хребтом Архангельського. Горизонтально залягаючи середньоміоцен-четвертинні відкладення осадового виповнення Чорноморської западини перекривають вал Андрусова. Таким чином, в міоцені відбулося об'єднання ЗЧЗ і СЧЗ в єдину Чорноморську тектонічну западину. Надалі процес розширення і занурення Чорноморської тектонічної западини тривав із залученням в неї периферійних структур – вала Шатського і підняття Тетяєва, як підняття мезозойських порід.

У відкладах кайнозою осадового виповнення Чорноморської западини виділено чотири опорні горизонти: 1) відповідає підшві відкладів антропогену, 2) зіставляється з підшовою верхнього міоцену, 3) відповідає покрівлі відкладів олігоцен-нижнього міоцену (майкопській серії), 4) пов'язаний із покрівлею еоцену. В основі кайнозойської товщі майже по всій площі западини простежено поверхню, що місцями представляє собою покрівлю крейди, згідно перекриту палеогеном, та, переважно, денудовану поверхню мезозою. Відповідно, ці опорні горизонти поділяють кайнозойську осадову товщу западини на чотири ве-

ликі комплекси: 1) антропоген; 2) верхній міоцен-пліоцен; 3) олігоцен-нижній міоцен (майкопська серія); 4) палеоцен-еоцен.

Товщина палеоцен-еоценових відкладів в ЗЧЗ особливо значна, перевищуючи в найбільш прогнутих частинах 5 км. По схилах западини товщина відкладів палеоцен-еоцену поступово скорочується та виклинюється на контакті з поверхнею мезозою. Так само піднімається і виклинюється на контакті з поверхнею мезозою покрівля еоцену.

У СЧЗ товщина відкладів палеоцен-еоцену значно менша, дещо перевищуючи 3 км в осьовій її частині. При цьому рельєф поверхні мезозойської основи досить складний і, відповідно, значна латеральна мінливість товщин палеоцен-еоцену. На схилі зчленування СЧЗ з валом Шатського відклади палеоцен-еоцену виклинюються на 2 км нижче від бровки схилу, а на склепінні валу Шатського вони знову з'являються, але дуже невеликої товщини. Саме вивчення структури валу Шатського дало змогу дійти висновку про формування двох Чорноморських западин як величезних утворень, що тривалий час і при цьому конседиментаційно формувалися як флексури (Геологическое строение, 2007; Starostenko et al., 2015).

Товщини майкопських відкладів у Чорноморській западині, представлених в основному глинами, також великі і досягають 5–6 км. На відміну від майкопської глинистої товщі, міоцен-пліоценові відклади містять значно більше піщано-алевритового і карбонатного матеріалу. Ймовірно, тому товща осадового виповнення Чорноморської западини, що залягає вище від покрівлі майкопської серії, відрізняється численністю майже горизонтально залеглих поверхонь відбиття.

Наведені дані в черговий раз свідчать, що зібраний об'єктивний матеріал з геологічної будови Чорноморської западини підтверджує достатньо високий рівень розуміння і обґрунтування історії геологічного розвитку цього регіону. Водночас, інтерпретація геологічної інформації і встановлення та регуляція ознакового простору геологічних об'єктів виконується за допомогою експертного аналізу у кожному окремому випадку. Так, до початку 2000-х років домінувала осадово-міграційна гіпотеза походження вуглеводнів; розпочинаючи з 2000 р., на підставі виявлення непорушних фактів регенерації родовищ вуглеводнів було розроблено гіпотезу флюїдогенного походження покладів вуглеводнів (Наумко, 2006; Коболев, 2017; Лукин та ін., 2015). Ця гіпотеза передбачає переміщення вертикальних глибинних флюїдних потоків з вірогідним формуванням покладів за наявності сприятливих умов у пастках. Для сприйняття такого принципу утворення родовищ вуглеводнів потрібна зміна підходів до інтерпретації геологічної інформації з різних баз даних з урахуванням принципу спрямованого (векторного) ранжирування, оперуючи методом експертного аналізу. Останнє твердження можливо реалізувати за умови проведення експертного аналізу всієї бази даних, що задіяна в проекті.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЇХНІЙ АНАЛІЗ

Обґрунтування умов вибору експертів. Виходячи з завдань, що мають вирішуватися при виконанні проекту і, відповідно, експертизі, необхідно створити групу експертів із запрошенням власне самих експертів. Виявлення спеціалістів, що можуть брати участь в експертній оцінці, залежить від заключної мети проекту і завдань, які будуть вирішуватися при виконанні проекту. Точність та надійність прогнозів, розроблених на основі експертних оцінок, насамперед визначається складом експертної групи. При цьому запрошуються спеціалісти, які володіють глибокими знаннями з проблеми, що вирішується, високу кваліфікацію і широкий світогляд, ерудицію, бачення перспективи з наукових напрямків у певній галузі науки. Підбір експертів можливий на основі аналізу наукових публікацій з різних літературних джерел, інформації про участь претендентів в галузевих і міжнародних проектах, особливо з споріднених до проекту, який виконується (Гнатієнко, & Снитюк, 2008; Грабовецький, 2010).

При формуванні групи експертів необхідно визначити кількість членів експертної групи, яка мала б забезпечити високий рівень кваліфікації та відповідності експертної оцінки стану об'єкту, що вивчається, і вирішенню завдань для досягнення мети.

Фахівцями, які проводять експертизу, на підставі аналізу фондових і літературних даних, узагальнення і аналізу наявної інформації тощо визначається попередній перелік факторів, що вимагають ранжирування. При цьому чітке бачення чинників, що підлягають ранжируванню, є найважливішим завданням експертизи і передумовою її результативності.

Беручи до уваги широкий спектр параметрів, визначених авторами статті, для проведення аналізу мають бути залучені як мінімум 4 експерти. Вибір експертів обґрунтовано наявністю наукових публікацій в напрямках наукового простору та активна праця на даний час. Для цього проекту перший експерт є спеціалістом з геофізики і структурної геології, другий – з геохімії і мінералогії донних відкладів, третій – з мінералогії і термобарогеохімії, і четвертий – з палеонтології.

В нашому випадку проведенням ранжирування визначено наступні параметри, інтерпретаційна вагомість і послідовність використання кожного із яких в лінійці рангів розташована в послідовності: 1) *сейсмічні дані в межах об'єкту, отримані методом глибинного сейсмічного зондування та МВХ ЗГТ*; 2) *параметри тектоно-геодинамічних структур*; 3) *основні характеристики відкладів осадового чохла ложа моря*; 4) *геохімічні характеристики*; 5) *параметри мінеральних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях*; 6) *значення розподілу мейобентосу*.

Метод рангової кореляції ранжуванням. Водночас, на практиці часто зустрічаються з необхідністю вивчення зв'язку між ординальними (порядковими) змінними, вимірюваними в т. зв. порядковій шкалі. У цій шкалі можна встано-

вити лише порядок, в якому об'єкти шикуються по мірі прояву ознаки (наприклад, якість, тестові бали, оцінки ризиків тощо). Виявляється, що в таких випадках проблему оцінки тісноти зв'язку можна вирішити, якщо упорядкувати, або ранжирувати об'єкти аналізу за ступенем вираженості вимірюваних ознак. При цьому кожному об'єкту присвоюється певний номер, званий рангом. Наприклад, об'єкту з найменшим проявом (значенням) ознаки присвоюється ранг 1, наступного за ним – ранг 2 і т.д. Об'єкти можна розташовувати і в порядку убудування проявів (значень) ознаки.

У практиці статистичних досліджень зустрічаються випадки, коли сукупність об'єктів характеризується не двома, а кількома послідовностями рангів (ранжировками) і необхідно встановити статистичний зв'язок між кількома змінними. Такі завдання виникають, наприклад, при аналізі експертних оцінок, коли необхідно встановити міру їхньої узгодженості. Як такий показник, використовують коефіцієнт конкордації (узгодженості) рангів Кендалла W , що визначається за методикою статистичного аналізу (Грабовецький, 2010).

На викладених засадах проведено експертну оцінку визначених геолого-геофізичних параметрів обраного геологічного об'єкту – площі Прадніпровської за ступенем їхньої значимості для виконавців ГРР.

Число факторів $n = 6$; число експертів $m = 4$ (табл. 1).

Таблиця 1.

Матриця рангів

№	Параметри	Одиниця виміру	Експерти			
			1	2	3	4
1	Геофізичні (x_1)	мл/сек	5	6	3	4
2	Структурно-тектонічні (x_2)	–	3	4	5	4
3	Літологічні, петрографічні (x_3)	г/см ³	1	1	3	1
4	Геохімічні (x_4)	мл/см ³	4	3	1	3
5	Мінералогічні, ВВ включення (x_5)	–	6	5	6	6
6	Палеонтологічні (x_6)	–	2	2	2	2

Оскільки в матриці є пов'язані ранги (однаковий ранговий номер) в оцінках 3-го і 4-го експертів, виконаємо їхнє переформування. Переформування рангів проводять без зміни думки експерта, тобто між ранговими номерами повинні зберегтися відповідні співвідношення (більше, менше або дорівнює). Також не рекомендується ставити ранг, вищий від 1 і нижчий від значення, рівного кількості параметрів (в даному випадку $n = 6$).

Проведене переформування рангів наводиться в табл. 2, 3.

Таблиця 2

Номери місць в упорядкованому ряду	1	2	3	4	5	6
Розташування факторів за оцінкою експерта	1(x ₃)	2(x ₆)	3(x ₂)	3(x ₄)	5(x ₁)	6(x ₅)
Нові ранги	1	2	3,5	3,5	5	6

Таблиця 3

Номери місць в упорядкованому ряду	1	2	3	4	5	6
Розташування факторів за оцінкою експерта	1(x ₄)	2(x ₆)	3(x ₃)	3(x ₁)	5(x ₂)	6(x ₅)
Нові ранги	1	2	3	4,5	4,5	6

На підставі переформування рангів побудовано нову матрицю рангів (табл. 4).

Таблиця 4

Матриця переформатованих рангів

Експерти/ Фактори	1	2	3	4	Сума рангів	Δ	Δ^2
x ₁	5	6	3,5	4,5	19	5	25
x ₂	3	4	5	4,5	16,5	2,5	6,25
x ₃	1	1	3,5	1	6,5	-7,5	56,25
x ₄	4	3	1	3	11	-3	9
x ₅	6	5	6	6	23	9	81
x ₆	2	2	2	2	8	-6	36
Σ	21	21	21	21	84	S = 213,5	

$$\Delta = \sum_{i=1}^{\infty} x_y - \frac{\sum_{i=1}^{\infty} \sum_{i=1}^{\infty} x_y}{n} \quad (1)$$

Перевірка правильності складання матриці на основі обчислення контрольної суми:

$$\sum_{j=1}^n x_y = \frac{(1+n) \cdot n}{2} - \frac{(1+6) \cdot 6}{2} = 21 \quad (2)$$

Сума по стовпчиках матриці дорівнюють одна одній і контрольній сумі, отже, матрицю складено вірно.

Аналіз значущості досліджуваних факторів враховує, що за значимістю чинники розподілилися наступним чином (табл. 5).

Таблиця 5

Розташування факторів за значимістю

Фактори	x_3	x_6	x_4	x_2	x_1	x_5
Сума рангів	6,5	8	11	16,5	19	23

Для наочності отриманих результатів оцінок чинників будемо гістограму і полігон розподілу сум рангів за ступенем їхньої значимості для користувачів (рис. 2), проводимо класифікацію факторів за сумою рангів.

Розташування факторів за значимістю

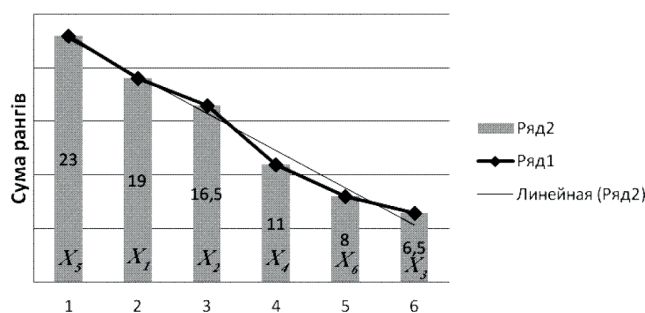


Рис. 2. Гістограма і полігон розподілу сум рангів.

Аналіз гістограми дає змогу дійти таких висновків щодо вагомості і порядку виконання робіт:

1) спрямування використання параметрів оцінювання/рангів встановлюється залежно від їхньої інформаційної ємності, які розраховані при спрямованій ранговій кореляції;

2) перша група включає фактори, що мають найбільше значення для виконавців: фактор x_1 (геофізичні параметри), фактор x_2 (структурно-тектонічні параметри), фактор x_3 (літологія, петрографія).

3) друга група за значимістю включає в себе один фактор x_4 (геохімія);

4) третя група включає в себе фактори x_5 (мінералогія, включення вуглеводів) та x_6 (палеонтологія).

Отже, найважливішими для користувачів є такі інформаційні параметри як x_1 , x_2 , x_3 . Також до важливих належить фактор x_4 .

Для оцінки середнього ступеня узгодженості думок всіх експертів застосуємо коефіцієнт конкордації для випадку, коли є пов'язані ранги (однакові значення рангів в оцінках одного експерта):

$$W = \frac{S}{\frac{1}{12}m^2(n^2 - n) - m \sum_{i=1}^m T_i}, \quad (3)$$

де:

$$T_i = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{L_i} (t_i^3 - t_i), \quad (4)$$

L_i – число зв'язок (видів повторюваних елементів) в оцінках i -го експерта, t_i – кількість елементів в i -й зв'язці для i -го експерта (кількість повторюваних елементів).

$S = 213,5$ (див. табл. 4), $n = 6$, $m = 4$,

$$T_3 = \frac{1}{12} \cdot (2^3 - 2) = 0,5, \quad (5)$$

(в оцінках 3-го експерта одна зв'язка, повторюється ранг «3,5» 2 рази),

$$T_4 = \frac{1}{12} \cdot (2^3 - 2) = 0,5, \quad (6)$$

(в оцінках 4-го експерта одна зв'язка, повторюється ранг «4,5» 2 рази),

$$\sum_{i=1}^m T_i = 0,5 + 0,5 = 1, \quad (7)$$

(якщо немає пов'язаних рангів, то T_i дорівнює нулю).

$$W = \frac{40,5}{\frac{1}{12} \cdot 4^2 \cdot (6^2 - 6) - 4 \cdot 1,0} = \frac{40,5}{276,0} = 0,774 \quad (8)$$

$W=0.774$ вказує на наявність високого ступеня узгодженості думок експертів. Про високу ступінь узгодженості думок експертів свідчить й полігон розподілу сум рангів (див. рис. 3), де ламана і пряма лінії близько розташовані одна до одної.

ВИСНОВКИ

В ході аналізу значного опублікованого геологічного матеріалу та матеріалів власних досліджень, як підґрунтя для виконання прогнозних і пошукових робіт на вуглеводні у межах північно-західного шельфу Чорного моря з урахуванням складнощів його впорядкування і формалізації для виконання експертної оцінки виділено провідні інформаційні поля / параметри: *сейсмічні дані в межах об'єкту; параметри тектоно-геодинамічних структур; літолого-петрографічні характеристики відкладів осадового чохла; геохімічні характеристики; параметри мінералогічних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях; розподілу мейобентосу.*

Запропонований метод експертного аналізу з наступною ранговою кореляцією в сучасних умовах наявності різнопланового геологічного матеріалу, який неможливо сформалізувати в єдину реляційну базу даних (модель), забезпечує високу достовірність комплексної інтерпретації даних.

Спрямованість рангів – лінійка рангів – зумовлена чутливістю до вуглеводневих покладів і, відповідно, перші два (сейсмічний і геодинамічний ранги) відносять до необхідних умов (прогнозні ознаки та критерії), наступні чотири (літолого-петрографічний, геохімічний, мінералогічний і палеонтологічний ранги) – до достатніх умов (пошукові ознаки та критерії).

Це у підсумку сприятиме оптимізації геолого-прогнозних робіт на вуглеводні у межах шельфу Чорного моря.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М.: Научн. мир, 2007. 172 с.

Бородулин М. А., Бурьянов В. Б., Кутас Р. И., Пустильников М. Р., Рогоза О. И., Русаков О. М., Соллогуб В. Б., Соловьев В. Д., Сологуб Н. В., Старостенко В. И., Чекунов А. В., Шиманский А. А., Щербаков В. В. Геология шельфа УССР. Тектоника. Киев: Наук. думка, 1987. 152 с.

Геологическая история Черного моря по результатам глубоководного бурения. М.: Наука, 1980. 212 с.

Гнатієнко Г. М., Снитюк В. С. Експертні технології прийняття рішень. Маклаут, Київ, 2008. 444 с.

Гордиенко В. В. Глубинный процесс рифтогенеза на примере альпийского рифта Западно-Черноморской впадины. *Геофиз. журн.* 2003. 25, № 2. С. 8–14.

Грабовецький Б. Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрями використання: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 171 с.

Казьмин В. Г., Шрейдер А. А., Финетти И., Мелихов В. Р., Булычев А. А., Гиллод Д. А., Андреева О. И. Ранние стадии развития Черного моря по сейсмическим данным. *Геотектоника*. 2000. № 1. С. 45–60.

Коболев В. П. Плом-тектонический аспект рифтогенеза и эволюции мегавпадины Черного моря. *Геол. и полез. ископ. Мирового океана*. 2016. 44, № 2. С. 16–36.

Коболев В. П. Структурно-тектонические и флюидо-динамические аспекты глубинной дегазации мегавпадины Черного моря. *Розробка родовищ. Зб. наук. пр.* 2017. т. 11, вип. 1. С. 31–49.

Коморный А. Ф. Комплексная интерпретация материалов региональных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ северо-западного шельфа Черного моря. Отчет по объекту 2/96. Одесса, 2001. 213 с.

Лукин А. Е. Система «суперплюм глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов» – неисчерпаемый источник углеводородов. *Геол. журн.* 2015. № 2. С. 7–20.

Михайлов В. А., Куровець І. М., Сеньковський Ю. М., Вижва С. А., Григорчук К. Г., Загнітко В. М., Гнідець В. П., Карпенко О. М., Куровець С. С. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Монографія у 8 кн. Кн. 3. *Південний нафтогазоносний регіон*. Київ: ВГЦ Київ. університет, 2014. 217 с.

Моргунов Ю. Г., Калинин А. В., Куприн П. Н., Лимонов А. Ф., Пивоваров Б. П., Щербаков Ф. А. Тектоника и история развития северо-западного шельфа Черного моря. М.: Наука, 1981. 244 с.

Наумко І. М. Флюїдний режим мінералогенезу породно-рудних комплексів України (за включеннями у мінералах типових парагенезисів): Автореф. дис. ... д-ра геол. н. Львів, 2006. 52 с.

Нефтегазовый бюллетень. № 31 (181). 2017. 47 с. URL: <https://newfolk.com.ua/ru/proekty/neftegazovyy-bulleten>. (дата звернення 21.10.2020)

Туголесов Д. А., Горшков А. С., Мейснер Л. Б. и др. Тектоника Черноморской впадины. *Геотектоника*. 1985. № 6. С. 3–20.

Чепіжко О. В., Кадурін В. М., Кадурін С. В. та ін. Окреслення перспектив використання газогідратів у Чорному морі як критерій пошуку природного газу. *Мінер. ресурси України*. 2016. № 3. С. 29–33.

Шнюков Е. Ф., Мельник В. И., Иноземцев Ю. И., Маслаков Н. А. Геология шельфа УССР. Литология. Киев: Наук. думка, 1985. 192 с.

Шнюков Е. Ф., Нетребская Е. Я. Глубинное геологическое строение грязевых вулканов Черного моря. *Геол. и полез. ископ. Мирового океана*. 2014. № 2. С. 66–79.

Starostenko V. I., Rusakov O. M., Pashkevich I. K., Kutas R. I., Makarenko I. B., Legostaeva O. V., Lebed T. V., Savchenko A. S. Heterogeneous structure of the lithosphere in the Black Sea from a multidisciplinary analysis of geophysical fields. *Геофиз. журн.* 2015. 37, № 2. С. 3–28.

REFERENCES

- Geologicheskoe stroenie i uglevodorodnyy potentsial Vostochno Chernomorskogo regiona (2007). (Geological structure and hydrocarbon potential of the East Black Sea region). M.: Nauchn. mir. 172 p. [in Russian].
- Borodulin, M.A., Buryanov, V.B., Kutas, R.I., Pustilnikov, M.R., Rogoza, O.I., Rusakov, O.M., Sollogub, V.B., Solovev, V.D., Sologub, N.V., Starostenko, V.I., Chekunov, A.V., Shimanskiy, A.A., & Shcherbakov, V.V. (1987). *Geologiya shelfa USSR. Tektonika. (Geology of the shelf of the Ukrainian SSR. Tectonic)*. Kyiv, Nauk. dumka. 152 p. [in Russian].
- Geologicheskaya istoriya Chernogo morya po rezul'tatam glubokovodnogo bureniya. (Geological history of the Black Sea based on the results of deep water drilling). (1980). M. Nauka, 212 p. [in Russian].
- Hnatiienko, H. M., & Snytiuk, V. Ye. (2008). *Ekspertni tekhnologii pryiniattia rishen. (Expert decision-making technologies)* Maklout, Kyiv. 444 p. [in Ukrainian]
- Gordienko, V.V. (2003). Glubinnyy protsess riftogeneza na primere alpiyskogo rifta Zapadno-Chernomorskoy vpadiny. (Deep Rifting Process on the Example of the Alpine Rift of the West Black Sea Basin). *Geophysical journal*. Kyiv. 2003. No25 issue2. 8–14 [in Russian].
- Hrabovetskyi, B. Ye. (2010). *Metody ekspertnykh otsinok: teoriia, metodolohiia, napriamy vykorystannia. (Methods of expert assessments: theory, methodology, areas of use)*. Vinnytsia: VNTU, 171 [in Ukrainian].
- Kazmin, V. G., Shreyder, A. A., Finetti, I., Melikhov, V. R., Bulychov, A. A., Gilod, D. A., & Andreeva, O.I. (2000). Rannie stadii razvitiya Chernogo morya po seysmicheskim dannym. (Early stages of the Black Sea development according to seismic data). *Geotectonic*. No 1. 45–60 [in Russian].
- Kobolev, V. P. (2016). Plyum-tektonicheskiy aspekt riftogeneza i evolyutsii megavpadiny Chernogo morya. (Plume-tectonic aspect of rifting and evolution of the Black Sea megadepression). *Geological and Mineral Resources of the World Ocean*. 44, No 2. 16–36. [in Russian].
- Kobolev, V. P. (2017). Strukturno-tektonicheskie i flyuido-dinamicheskie aspekty glubinnoy degazatsii megavpadiny Chernogo morya. (Structural-tectonic and fluid-dynamic aspects of deep degassing of the Black Sea megadepression). *Mining of Mineral. Deposits*, Vol. 11, Issue 1. 31–49. [in Russian].
- Komornyy, A. F. (2001). Kompleksnaya interpretatsiya materialov regionalnykh seysmorazvedochnykh rabot MOV OGT severo-zapadnogo shelfa Chernogo morya. (Integrated interpretation of materials from regional seismic surveys of MOV OGT of the north-western shelf of the Black Sea). *Otchet po obektu 2/96*. Odessa, 213 [in Russian].
- Lukin, A. Ye. (2015). Sistema «superplyum – glubokozalegayushchie segmenty neftegazonosnykh basseynov» – neisчерpaemyy istochnik uglevodorodov. (The system “superplume deep-seated segments of oil and gas basins” – an inexhaustible source of hydrocarbons). *Geophysical Journal*. Kyiv 2 Vol. 2. 7–20 [in Russian].
- Mykhailov, V.A., Kurovets, I.M., Senkovskiy, Yu.M., Vyzhva, S.A., Hryhorchuk, K.H., Zahnitko, V.M., Hnidets, V.P., Karpenko, O.M., & Kurovets, S.S. (2014). Netradytsiini dzherela vuhlevodniv Ukrainy. (Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine) *Book 3. South oil-gas-bearing region*. Kyiv: EPC “Kyiv University”. 217 [in Ukrainian].
- Morgunov, Yu. G., Kalinin, A. V., Kuprin, P.N., Limonov, A.F., Pivovarov, B.P., & Shcherbakov, F.A. (1981). *Tektonika i istoriya razvitiya severo-zapadnogo shelfa Chernogo morya. (Tectonics and history of the development of the northwestern shelf of the Black Sea)*. M. Nauka, 244 [in Russian].
- Naumko, I. M. (2006). *Fluidnyi rezhym mineralogenezu porodno-rudnykh kompleksiv Ukrayiny (za vkhlyuchennyamy u mineralach typovykh 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 [in Ukrainian].
- Neftegazovyyi biulleten. (2017). 31 (181). 47. Retrieved from <http://newfolk.com.ua/ru/proekty/neftegazovyj-byulleten> [in Ukrainian].
- Tugolesov, D. A., Gorshkov, A. S., & Meysner, L. B. (1985). Tektonika Chernomorskoy vpadiny. (Tectonics of the Black Sea Basin). *Geotektonika*. No 6. 3–20 [in Russian].
- Chepizhko, O.V., Kadurin, V.M., & Kadurin, S.V. (2016). Okreslennia perspektiv vykorystannia hazohidrativ u Chornomu mori yak kryterii poshuku pryrodnoho hazu. (Outlining the prospects for the use of gas hydrates in the Black Sea as a criterion for the search for natural gas). *Miner. resursy Ukrainy*. No 3. 29–33 [in Ukrainian].
- Shnyukov, Ye. F., Melnik, V. I., Inozemtsev, Yu.I., & Maslakov, N. A. (1985). *Geologiya shelfa UkSSR. Litologiya. (Geology of the USSR shelf. Lithology)*. Kiev: Nauk. dumka, 192 [in Russian].

Shnyukov, E. F., & Netrebskaya, E. Ya. (2014). Glubinnoe geologicheskoe stroenie gryazevykh vulkanov Chernogo morya. (Deep geological structure of the Black Sea mud volcanoes). *Geol. i polez. iskop. Mirovogo okeana*. No2. 66–79. [in Russian]

Starostenko, V. I., Rusakov, O. M., Pashkevich, I. K., Kutas, R. I., Makarenko, I. B., Legostaeva, O. V., Lebed, & T. V., Savchenko, A. S. (2015). Heterogeneous structure of the lithosphere in the Black Sea from a multidisciplinary analysis of geophysical fields. *Geofizichnyj zhurnal*. Kyiv. 37, 2. 3–28.

Надійшла 16.05.2021.

Чепижко О. В.¹, д-р геол. наук, проф.

Янко В. В.¹, д-р геол.-мин. наук, проф., заведующая

Кадурин В. Н.¹, канд. геол.-мин. наук, проф.

Наумко И. М.², д-р геол. наук, проф.

Шаталин С. Н.¹, ст. преподаватель

¹ Одесский национальный университет имени И. И. Мечникова,
ул. Дворянская, 2, Одесса, 65082, Украина.

² Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины, Львов
ул. Научная, 3-а, Львов, 79060, Украина.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭКСПЕРТНОГО АНАЛИЗА И РАНГОВОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-ПРОГНОЗНЫХ РАБОТ НА УГЛЕВОДОРОДЫ (НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ)

Резюме

Внедрение комплексного подхода к управлению природными ресурсами вызывает необходимость структурирования системного анализа имеющегося материала по изучению геологического строения, физико-химических свойств и возможностей накопления полезных ископаемых как основного источника обеспечения потребностей человека и общества. Рассмотрены особенности глобальных и взаимоувязанных проектов практического использования ресурсов. Проработаны научные программы изучения Мирового океана и его морей, обращая особое внимание на состояние проблем по этим вопросам в Украине как морском государстве. Сформировано общее понимание геологического (литологии, стратиграфии и др.) строения осадочного чехла и фундамента земной коры северо-западного шельфа Черного моря с выделением актуальных элементов ее эволюции. Проанализированы причины недостаточного использования потенциала геологической среды Черного моря, связанного с минерально-ресурсными объектами. Показано, что экспертный анализ разноплановой информации в рамках выбранных заданий является эффективным методом при сравнении информационных баз, сформированных на разных принципах, и которые сложно формализовать в единую систему. В основу такого анализа положен принцип направленного (векторного) ранжирования, где каждый ранг суживает площадь поисков и становится чувствительнее к углеводородной залежи. В статье приведен пример использования этого метода для конкретного объекта во всей его полноте, а именно: а) выбор информационных рангов (параметров); б) подбор экспертов; в) расчет ранговой матрицы; г) определение иерархических зависимостей рангов; г) проверка достоверности матрицы и д) расчет коэффициента конкордації. Полученные результаты указывают

на то, что предложенный метод экспертного анализа ранговой корреляцией в современных условиях, наличия разностороннего геологического материала, который невозможно формализовать в единую реляционную базу данных (модель), обеспечивает высокую достоверность комплексной интерпретации данных. Это будет способствовать оптимизации геолого-прогнозных работ на углеводороды в пределах шельфа Черного моря.

Ключевые слова: экспертный анализ, ранжирование, углеводороды, ресурсы, информация, шельф, Черное море

O. V. Chepizhko¹,

V. V. Yanko¹,

V. M. Kadurin¹,

I. M. Naumko²,

S. M. Shatalin¹

¹ Odessa I. I. Mechnikov National University,

2, Dvorianskaya St., Odessa. 65082, Ukraine.

² Institute of geology and geochemistry of combustible minerals of NAS of Ukraine

3a, Naukova St., Lviv, 79060, Ukraine.

EXPERIENCE IN APPLYING EXPERT ANALYSIS AND RANK CORRELATION DURING GEOLOGICAL AND FORECASTING WORK ON HYDROCARBONS

Abstract

Problem Statement and Purpose. The diverse and extensive geological materials and geophysical data used in forecasting and prospecting operations for oil and gas exploration within the Black Sea's northwestern shelf are usually interpreted in a complex manner. This complexity, however, is often spontaneous and fragmentary, with no new theoretical concepts taken into account. For example, the theory of global fluidogenesis represents an alternative hypothesis to the organogenic-sedimentary formation of hydrocarbon deposits but is commonly not considered. The authors of this article believe that the complexity should be replaced by a method of directed rank interpretation of geological information, in which ranking distinguishes the maximum information on one of the sections of geological work with regard to its completeness and consistency. The purpose of this study is to apply expert analysis and rank correlation of obtained information to geological and forecasting research on hydrocarbons. To achieve this goal, two basic principles, rank and direction, are considered. The data include seismic, tectonic-geodynamic, lithological, geochemical, mineralogical, and meiobenthic characteristics of the sea bottom scaled according to their sensitivity to the independent variable, i.e., hydrocarbons.

Study area, material, and methods. The Pradneprovskaya area has been chosen for analysis. It is a promising location for oil and gas exploration in the shallow part of the inner northwestern shelf of the Black Sea. Geologically, this is the area of junction for the South Ukrainian monocline with the system of blocks included in

the Predobrudzha-Crimean riftogenic trough. The area was studied by geophysical, geochemical (hydrocarbon gases, liquid hydrocarbons), mineralogical (X-ray diffraction of clay minerals, thermobarogeochemistry of inclusions in minerals), and paleontological (foraminifera, nematodes, ostracods) methods, along with the drilling of a deep (2352 m) parametric well (Pradneprovskaya-2).

Results. It is shown that expert analysis of the diverse information within the framework of selected tasks, which are poorly formalized into a single system, provides the basis for an effective method of comparing information databases formed on different principles. This analysis is founded on the principle of directed (vector) ranking, where each rank narrows the search area and becomes more sensitive to the hydrocarbon deposit. The article gives an example of how this method can be used for a specific objective in its entirety, namely: (a) selection of information ranks (parameters), (b) selection of experts, (c) calculation of the rank matrix, (d) determination of hierarchical dependencies of ranks, (e) verification of the matrix, and (e) calculation of the concordance coefficient. The obtained results indicate that the proposed method of expert analysis with rank correlation under modern conditions using diverse geological materials that are not formalized into a single database, provides high reliability in the comprehensive interpretation of data. The method will help optimize geological and forecasting research on hydrocarbons within the Black Sea shelf.

Keywords: expert analysis, ranking, hydrocarbons, resources, information, shelf, Black Sea.