

УДК 550.8.053:004.93'14

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.96.14>М. Попов, д-р техн. наук, проф., член-кор. НАН України,
E-mail: mpopov@casre.kiev.ua;М. Топольницький, д-р техн. наук,
E-mail: topolnytskyi.m@gmail.com;О. Титаренко, канд. техн. наук, пров. наук. співроб.,
E-mail: olgatitarenko@casre.kiev.ua;С. Станкевич, д-р техн. наук, проф.,
E-mail: st@casre.kiev.ua;Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України,
вул. О. Гончара, 55-б, м. Київ, 01054, Україна

МЕТОД ФОРМУВАННЯ ПРОГНОЗНИХ ОЦІНОК НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДІЛЯНОК НАДР ШЛЯХОМ КОМБІНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ, НАЗЕМНОЇ ПАРАМЕТРИЧНОЇ ТА СУПУТНИКОВОЇ ІНФОРМАЦІЇ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром фіз.-мат. наук, проф. Б.П. Масловим)

Присвячено пошуку і розвідці покладів вуглеводнів, що є важливим і складним геологічним завданням, вирішення якого потребує великих обсягів первинних даних і значних інтелектуальних зусиль експертів-геологів. У зв'язку з цим актуальною є задача полегшити умови праці експертів і підвищити точність прогнозування нафтогазового потенціалу ділянок надр шляхом застосування сучасних цифрових методів інтегрування та інтерпретації гетерогенних даних.

Запропоновано новий метод формування прогнозних оцінок нафтогазоносності ділянок надр шляхом комбінування геологічної, наземної параметричної й супутникової інформації. Як математична основа методу використовується інструментарій теорії свідчень Демпстера–Шейфера, який дозволяє досить просто комбінувати дані з різних джерел, оперувати з неповними і неточними даними та ін. Велика частина процедур, що складають тіло методу, представлена у формі алгоритмів, що суттєво спрощує його технологізацію. Кінцевим інформаційним продуктом методу є карта з розподілом імовірнісних оцінок нафтогазоносності ділянок надр у межах заданої території дослідження. Розроблений метод реалізований програмно і пройшов тестування на території Східнокавказького нафтового родовища. Результати тестування свідчать про його досить високу ефективність.

Ключові слова: поклад вуглеводнів; геологічна, параметрична і супутникова інформація; інтегрування гетерогенних даних; нафтогазоносність ділянок надр; теорія свідчень Демпстера–Шейфера.

Вступ. Розвиток промисловості і сільського господарства неможливий без наявності потужної енергетичної бази. Тому економічно розвинені країни постійно приділяють увагу нарощуванню своїх енергетичних ресурсів, зокрема через геологічні роботи з виявлення нових родовищ вуглеводнів (Gaci et al., 2017).

Пошук родовищ вуглеводнів традиційно передбачає проведення комплексу геолого-геофізичних, геоморфологічних і геохімічних досліджень (Трофимов та ін., 2012). В останні два десятиліття до переліку пошукових робіт все частіше включаються аерокосмічні дослідження, перевагами яких є оперативність, здатність дистанційного обстеження важкодоступних територій, можливість охоплення великих площ (Трофимов та ін., 2012; Al Makki Mohamed et al., 2021; Лялько та ін., 2012).

У цілому такі дослідження, проведені з використанням сучасних методик і засобів, дають можливість здобути великі об'єми інформації щодо території досліджень, однак її інтерпретація геологом – це завжди складний когнітивний процес з елементами невизначеності. У зв'язку з цим актуальною є проблема створення Комп'ютерного асистента геолога (КомпАсГео), представлена в (Попов та ін., 2018). КомпАсГео, як передбачається, дозволить значно полегшити умови праці експертів-геологів і підвищити точність прогнозування нафтогазового потенціалу ділянок надр за рахунок використання сучасних цифрових методів інтегрування даних, інтерпретації інформації та прийняття рішень.

У статті розглянуто новий метод оцінювання нафтогазового потенціалу ділянок надр, який є модульною складовою методичного забезпечення КомпАсГео, що розробляється в Науковому центрі аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук Національної академії наук України. За методом, прогнозне оцінювання нафтогазоносності ділянок здійснюється шляхом комбінування гетерогенної (різномірної) інформації за допомогою

математичних засобів теорії свідчень Демпстера–Шейфера (ТСДШ). Процедура оцінювання враховує суб'єктивні уявлення експерта-геолога щодо пріоритетності тих чи інших доступних йому первинних даних.

Постановка завдання. Прогнозне оцінювання нафтогазоносності ділянок надр базується на залученні низки критеріїв, серед яких зустрічаються структурні, тектонічні, літологічні, геохімічні, геотермічні та ін. Процедура оцінювання ділянки організується зазвичай таким чином, що спочатку за кожним окремим критерієм формують ізольовані оцінки можливої нафтогазоносності ділянки, далі оцінки комбінуються і формується фінальна оцінка.

Необхідно зазначити, що на цьому шляху експерт-геолог стикається із серйозними труднощами. По-перше, більша частина критеріїв нафтогазоносності має вербальну форму, через що результати їх застосування можуть іноді трактуватись неоднозначно. По-друге, критерії мають відбиратись з урахуванням особливостей території досліджень. По-третє, внаслідок необхідності опрацювання експертом-геологом великих обсягів різномірної інформації зазвичай суттєвим є рівень когнітивних помилок.

У зв'язку з цим на допомогу експертам розробляються проблемно-орієнтовані комп'ютерні методи. Як математичну основу таких методів використовують баєсів аналіз (Porwal et al., 2008), суб'єктивну логіку (Popov et al., 2020), багатокомпонентний статистичний аналіз (Shaheen et al., 2011), ТСДШ (Yager and Liu, 2008). Проведений авторами цього дослідження аналіз показує, що найбільші можливості забезпечує інструментарій ТСДШ, оскільки він дозволяє достатньо просто комбінувати дані від різних джерел, працювати з неточними і неповними даними, оперувати на кількісному рівні з невизначеностями та ін.

Колективом голландських дослідників (Carranza et al., 2008) математичний інструментарій ТСДШ був використаний для виявлення генетичних асоціацій між

родовищами корисних копалин певного типу і просторовими геологічними атрибутами (літологія, щільність розломів, інтенсивність гідротермальних змін). Про ефективність інструментарію ТСДШ при картуванні площ на корисні копалини в умовах браку геологічних даних свідчать результати досліджень, наведених у (Carranza, 2015; Moon and Chung, 1991). У роботі (Попов та ін., 2015) запропоновано підхід до інтеграції геолого-геофізичних і супутникових даних на основі ТСДШ, який був реалізований у задачах виявлення позитивних на вуглеводні структур на ділянках прикерженського шельфу Чорного моря та в акваторії Азовського моря. У роботі (Попов та ін., 2017) засоби ТСДШ використані для інтеграції геолого-геофізичних і дистанційних даних при виявленні колекторів і покришок на території Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища.

Як вже було зазначено, при вирішенні завдання пошуку нафтогазоносних ділянок експерт-геолог намагається залучити всю доступну інформацію про територію дослідження і керується багатьма різними критеріями. Але доволі часто багатокритеріальний аналіз різних наборів даних призводить до протилежних висновків щодо нафтогазового потенціалу геологічних структур. У таких випадках виникає проблема досягнення консенсусу. Подібні ситуації можуть бути промодельовані і вирішені за допомогою математичних засобів ТСДШ.

У цій роботі вирішується завдання розроблення методу оцінювання нафтогазоносності ділянок надр шляхом комбінування гетерогенної (різнорідної) інформації на основі математичних засобів ТСДШ. При цьому метод дозволяє врахувати суб'єктивні уявлення експерта-геолога щодо відносної важливості (пріоритетності) наявних первинних даних.

Зупинимось на математичних основах розробленого методу.

Звід положень теорії свідчень Демпстера-Шейфера. Базове поняття в ТСДШ – "основа аналізу" (Frame of Discernment або FoD). Основа аналізу визначається як множина з N взаємно незалежних елементів, що разом складають вичерпну групу (тобто завжди принаймні один із цих елементів реалізується).

Залежно від предметної галузі прикладного застосування ТСДШ, як складові елементи FoD можуть розглядатися стани деякого досліджуваного процесу, відповіді на запитання, гіпотези щодо деякого об'єкта тощо.

У нашій роботі як елементи FoD будемо розглядати гіпотези і записувати множину FoD як

$$\theta = \{H_1, \dots, H_k, \dots, H_K\}, \quad (1)$$

де H_k – k -та гіпотеза.

З елементів множини (1) шляхом комбінування можна побудувати іншу, більш численну множину, яка вміщує в собі всі можливі гіпотези щодо стану об'єкта, всі їх об'єднання у формі диз'юнкцій по два, по три елементи і т. д., а також саму множину θ . Побудована таким чином множина має назву "показова множина" (Power Set) і позначається як 2^θ .

Показова множина нараховує у своєму складі 2^θ елементів:

$$2^\theta = \{\emptyset, H_1, \dots, H_k, \dots, H_K, H_1 \cup H_2, H_1 \cup H_3, \dots, H_1 \cup H_2 \cup H_3, \dots, \theta\}, \quad (2)$$

де $\emptyset$ – пуста множина.

З кожним окремим елементом A показової множини 2^θ пов'язують число $m(A)$, таке, що задовольняє умови:

$$\begin{cases} \sum_{A \in 2^\theta} m(A) = 1; \\ m(\emptyset) = 0. \end{cases} \quad (3)$$

Число $m(A)$ називається масою довіри (Belief Mass) елемента A . Елементи показової множини 2^θ з ненульовою масою довіри ($m(A) > 0$) називаються *фокальними*.

Сукупність мас довіри всіх елементів множини 2^θ утворює розподіл мас довіри (Basic Belief Assignment або BBA). На основі розподілу BBA обчислюються дві важливі функції: довіри і правдоподібності.

Функція довіри (Belief Function) має вигляд

$$Bel(A) = \sum_{B \subseteq A} m(B). \quad (4)$$

Функція правдоподібності (Plausibility Function) має вигляд

$$Pl(A) = \sum_{B \cap A = \emptyset} m(B). \quad (5)$$

У ТСДШ існує таке правило. Положимо, є два взаємно незалежні розподіли BBA; позначимо їх як m_1 та m_2 . Ці два розподіли можна об'єднати в один, користуючись комбінаційною формулою Демпстера:

$$m_1 \oplus m_2 = \frac{1}{1 - K_D} \sum_{B \cap C = A} m_1(B) \cdot m_2(C), \quad (6)$$

де позначка $\oplus$ означає пряму суму;

$$K_D = \sum_{B \cap C = \emptyset} m_1(B) \cdot m_2(C), \quad B, C \in 2^\theta, \quad A \neq \emptyset. \quad (7)$$

Показник K_D має область значень $[0, 1]$, причому чим більше два розподіли BBA відрізняються між собою (конфліктують), тим ближче до 1 величина K_D . Тому показник K_D називається *ступенем конфліктності*.

Звернемо увагу на те, що комбінаційне правило Демпстера (6) має той недолік, що воно ігнорує інформацію, отриману при комбінуванні "жорстко" конфліктуючих свідчень ($B \cap C = \emptyset$), що, у свою чергу, може призводити до некоректних результатів комбінування.

У математичному інструментарію ТСДШ є ще одна важлива формула, яка дозволяє переходити від мас довіри розподілу BBA до ймовірностей. Ймовірність будь-якого елемента BBA можна обчислити за допомогою формули

$$BetP(A) = \sum_{\substack{A \in B \\ B \in 2^\theta}} \frac{1}{|B|} m(B), \quad (8)$$

де $|B|$ – кардинальне число множини B .

Величина, що обчислюється за формулою (8), має назву пігністичної ймовірності (Pignistic Probability) (Smets, 2005).

Метод. Метод, що пропонується, призначений для використання експертом при геологічному вивченні визначеної території, метою якого є виявити нафтогазоперспективні ділянки. Кінцевим інформаційним продуктом застосування методу є карта з розподілом ймовірнісних оцінок нафтогазоносності ділянок надр у межах заданої території дослідження.

Метод складається з десяти кроків.

Крок 1: Збір даних. Під час збирання даних на території дослідження слід, оскільки не існує сталого загальноприйнятої системи критеріїв нафтогазоносності, уважно проглядати всю доступну інформацію щодо її геологічних, геопросторових, фізико-хімічних та інших властивостей. Релевантна інформація міститься в сейсмічних профілях і структурних формах, спектрограмах, геологічних картах, матеріалах електро- і магніторозвідки тощо.

Одна з важливих умов – наявність аеро- або супутникового знімку (кількох знімків) території дослідження. Загальні вимоги до знімку такі: максимальна багатоспектральність (якомога більше зображень у різних

зонах електромагнітного спектра), просторова розрізненість – середня, наявність геоприв'язки.

Потрібні відомості отримують через геологічні фонди, у різноманітних базах геоданих і репозитаріях, національних і міжнародних архівах матеріалів аеро- та космічної зйомки, в електронних бібліотеках спектральних сигнатур природних об'єктів та утворень тощо. За наявності фізичного доступу до визначеної території зібрані набори даних та відомості можуть бути актуалізовані, поповнені або деталізовані шляхом проведення наземних вимірювально-спостережних робіт.

Приймаючи рішення про подальший розгляд тих чи інших зібраних даних або відомостей, необхідно приділити належну увагу таким показникам, як надійність джерел їх постачання (формування) та їхня якість.

Крок 2: Попередня обробка зібраних даних. Практично завжди дані, зібрані на задану територію, мають різне походження, формувались неоднаковими методами і вимірювались різними технічними засобами. Тому вони можуть відрізнитись між собою форматом подання (вектор, растр), періодичністю вимірювань у часі-просторі, застосованою системою координат геоприв'язки тощо. Окрім того, для частки ділянок первинні дані можуть бути недовизначеними, з "прогалинами".

Тому на кроці 2 здійснюються заходи щодо забезпечення інтероперабельності зібраних наборів даних, а саме:

1) всі наявні вхідні дані перетворюються у растровий формат;

2) всі вхідні дані приводяться до єдиної системи координат;

3) вісь набір кількісних (фізичних) даних масштабується таким чином, щоб значення з цього набору були визначені для кожної ділянки на території дослідження.

Крок 3: Формування тематичних шарів. Площа ділянки земної поверхні, яка ізолювано (незалежно від суміжних ділянок) оцінюється щодо її нафтогазового потенціалу, дорівнює проєкції на земну поверхню площі одного растрового елемента (піксельної комірки) залученого аеро- чи супутникового зображення території дослідження. Такий вибір розміру ділянки зумовлений, зокрема, тим, що дозволяє "прив'язувати" до піксельних комірок зібрані набори даних про геологічні, геофізичні, геохімічні та інші властивості (ознаки) ділянок надр.

Будемо далі вважати, що цифрове зображення має розмір $L \times M$ піксельних комірок. Розподіл по комірках значень якоїсь однієї фізичної ознаки будемо називати *тематичним шаром* і позначати як $u(i, j); i = 1, 2, \dots, L; j = 1, 2, \dots, M$. Як фізичні ознаки можуть розглядатись напруженість електричного поля, спектральна яскравість, температура тощо. Усього на кроці 3 формується K тематичних шарів (за числом зібраних на попередньому кроці і задіяних для подальшого розгляду фізичних ознак).

Крок 4: Формування ізолюваних суб'єктивних імовірностей нафтогазоносності ділянок. Багато дослідників відзначають існування причинно-наслідкових зв'язків між оптичними, геохімічними та іншими властивостями ділянки надр та її нафтогазовим потенціалом (див., наприклад, (Трофимов та ін., 2012; Al Makki Mohamed et al., 2021; Shaheen et al., 2011)). Цей факт дозволяє стверджувати, що, маючи реалізацію (значення) u деякого фізичного параметра u , вимірюваного в межах ділянки, можна надати, з певною ймовірністю, прогнозу оцінку її нафтогазоносності.

Нехай $\dot{u}_k(i, j)$ – відоме значення фізичного параметра в (i, j) -ій комірці K -го тематичного шару. Задача, яку

розв'язує експерт-геолог на кроці 4, полягає в тому, щоб на підставі значення $\dot{u}_k(i, j)$ оцінити епістемну (суб'єктивну) ймовірність нафтогазоносності $p_k(i, j)$ однойменної

ділянки, тобто побудувати перетворення: $\dot{u}_k \Rightarrow p_k = [0, 1]$. Така задача послідовно розв'язується

для всіх $L \times M$ ділянок визначеної території, спочатку за даними (значеннями фізичних параметрів) одного тематичного шару, потім за даними другого шару і т. д., аж до K -го шару включно.

У підсумку кожний тематичний шар доповнюється відповідним розподілом імовірностей нафтогазоносності $p_k(i, j)$

ділянок; $i = 1, 2, \dots, L; j = 1, 2, \dots, M; k = 1, 2, \dots, K$. Це надає можливість охарактеризувати нафтогазоносність будь-якої (i, j) -ої ділянки сукупністю з K визначених експертом-геологом оцінок імовірностей:

$$\left(p_{1(i,j)}, \dots, p_{k(i,j)}, \dots, p_{K(i,j)} \right).$$

Крок 5: Формування розподілів ВВА тематичних шарів. Під час вивчення кожної ділянки розглядають дві гіпотези: H_1 – ділянка має позитивний вуглеводневий потенціал; H_2 – вуглеводневий потенціал у ділянки відсутній. Логічно вважати ділянку нафтогазоперспективною, якщо для неї оцінка ймовірності p лежить в області значень $R^+ = (0.5; 1.0]$. В інших випадках ($p \in R^- = [0; 0.5]$) ділянку вважають неперспективною.

Гіпотези H_1 та H_2 є взаємно незалежними і утворюють вичерпну групу, а тому, в термінології ТСДШ, вони разом становлять основу аналізу FoD:

$$\Theta = \{H_1, H_2\}. \quad (9)$$

Показова множина для основи аналізу (1) буде такою:

$$2^\Theta = \{\emptyset, H_1, H_2, H_3\}, \quad (10)$$

де $H_3 = H_1 \cup H_2$.

Але оскільки елемент $\emptyset$ за визначенням (2) не належить до фокальних елементів, то далі реальний інтерес в (10) мають тільки три гіпотези з відповідними масами довіри. Наприклад, для (i, j) -ої комірки k -го тематичного шару маємо

$$\left\{ \left\langle H_1, m_{1(i,j)} \right\rangle, \left\langle H_2, m_{2(i,j)} \right\rangle, \left\langle H_3, m_{3(i,j)} \right\rangle \right\},$$

при цьому $\sum_{q=1}^3 m_{q(i,j)} = 1$.

$$\underbrace{m_{1(i,j)} \oplus \dots \oplus m_{k(i,j)} \oplus \dots \oplus m_{K(i,j)}}_{K-1} \quad (11)$$

Розподіл ВВА для будь-якої (i, j) -ої комірки k -го тематичного шару можна записати як вектор

$$m_k(i, j) = \left(m_{1(i,j)}, m_{2(i,j)}, m_{3(i,j)} \right), \quad k = 1, 2, \dots, K. \quad (12)$$

Всі три складові елементи вектора $m_k(i, j)$ є функцією ймовірності нафтогазоносності $p_k(i, j)$. Визначити вид цієї

функції дозволяє метод, запропонований J. Sudano

(Sudano, 2002). Застосування методу приводить до такого результату:

$$m_{(i,j)}^k = \begin{cases} \left(2 \cdot p_{(i,j)}^k - 1; 0; 2 - 2 \cdot p_{(i,j)}^k \right) & \text{якщо } p_{(i,j)}^k \in R^+; \\ \left(0; 1 - 2 \cdot p_{(i,j)}^k; 2 \cdot p_{(i,j)}^k \right) & \text{якщо } p_{(i,j)}^k \in R^-. \end{cases} \quad (13)$$

Базуючись на (13), для кожної комірки (i, j) отримують свій комплект з K розподілів BBA (за числом тематичних шарів):

$$\left(m_{(i,j)}^1, \dots, m_{(i,j)}^k, \dots, m_{(i,j)}^K \right), \quad i = 1, 2, \dots, L, \quad j = 1, 2, \dots, M. \quad (14)$$

Далі ці розподіли необхідно об'єднати, але проблема в тому, що деякі розподіли BBA можуть сильно відрізнятися (конфліктувати) між собою. Основною причиною неузгодженості між розподілами BBA є суттєві розбіжності між оцінками ймовірності нафтогазового потенціалу, які отримано для однієї й тієї ж ділянки надр у двох різних тематичних шарах.

Як відзначалося вище, комбінування неузгоджених (конфліктних) розподілів BBA за звичайним правилом Демпстера (6) може призводити до некоректних результатів. Враховуючи цей факт, виконують наступний крок.

Крок 6: Коригування взаємної неузгодженості розподілів BBA. Для коригування взаємної неузгодженості розподілів BBA для кожної окремої ділянки користуємось підходом, наведеним в (Zhang et al., 2012). Розглянемо порядок коригування згідно з цим підходом на прикладі розподілів BBA (14).

1. Розраховуються всі взаємні відстані між розподілами BBA від $m_{(i,j)}^1$ до $m_{(i,j)}^K$, при цьому відстань між розподілами $m_{(i,j)}^1$ і $m_{(i,j)}^2$ обчислюється за виразом

(Jousselme et al., 2001)

$$d\left(m_{(i,j)}^1, m_{(i,j)}^2\right) = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left(m_{(i,j)}^1 - m_{(i,j)}^2\right) \cdot D\left(m_{(i,j)}^1 - m_{(i,j)}^2\right)^T}, \quad (15)$$

де T – позначка транспонування; D – матриця розмірами $2^K \times 2^K$, елементи якої формуються за правилом

$$D(A, B) = \frac{|A \cap B|}{|A \cup B|}, \quad A, B \in 2^\Theta \text{ і належать векторам } m_{(i,j)}^1$$

$$\text{і } m_{(i,j)}^2.$$

2. Для кожного розподілу BBA $m_{(i,j)}^k$ обчислюється середня відстань

$$\bar{d}_{(i,j)}^k = \frac{1}{K-1} \sum_{q=1, q \neq k}^K d\left(m_{(i,j)}^k, m_{(i,j)}^q\right), \quad k = 1, 2, \dots, K. \quad (16)$$

3. Розраховується ступінь підтримки розподілу BBA $m_{(i,j)}^k$ з боку інших розподілів BBA за виразом

$$Sup_{m_{(i,j)}^k} = \frac{1}{\bar{d}_{(i,j)}^k}, \quad k = 1, 2, \dots, K. \quad (17)$$

4. Розраховується вага підтримки кожного розподілу BBA за формулою

$$\gamma_{(i,j)}^k = \frac{Sup_{m_{(i,j)}^k}}{\sum_{k=1}^K Sup_{m_{(i,j)}^k}}, \quad k = 1, 2, \dots, K. \quad (18)$$

5. Обчислюється зважений осереднений розподіл BBA за виразом

$$\bar{m}_{(i,j)}^k(A) = \sum_{k=1}^K m_{(i,j)}^k(A) \cdot \gamma_{(i,j)}^k, \quad A \in 2^\Theta. \quad (19)$$

Таким чином узгоджуються послідовно один з одним всі K розподіли BBA кожної однойменної комірки тематичних шарів.

Підкреслюємо, що всі розрахунки для будь-якої комірки тематичних шарів проводять за одним й тим же правилом.

Крок 7: Коригування розподілів BBA з урахуванням показника пріоритетності. До процедури формування оцінок нафтогазового потенціалу ділянок залучають дані всіх без винятку тематичних шарів, але необхідно розуміти, що вплив шарів на кінцевий результат є різним. Враховуючи цей факт, кожен тематичний шар може бути охарактеризований показником пріоритетності (Importance Factor), величину якого $\beta \in [0; 1]$ призначає експерт залежно від його суб'єктивних уявлень. При цьому величину $\beta = 1$ призначають тематичному шару, вплив якого на формування оцінки нафтогазового потенціалу найбільший, а величину $\beta = 0$ – шару з найменшим впливом.

Експерт призначає показник пріоритетності тематичним шарам за умови

$$\sum_{k=1}^K \beta_k = 1. \quad (20)$$

Після того як призначені показники пріоритетності для кожного k -го тематичного шару, розподіли BBA мають бути відповідно скориговані. Це здійснюють шляхом дисконтування за формулою

$$\beta_k \odot \bar{m}_{(i,j)}^k(A) = m_{(i,j)}^\beta(A) = \begin{cases} \beta_k \cdot \bar{m}_{(i,j)}^k(A), & \text{якщо } A \in 2^\Theta; \\ 1 - \beta_k, & \text{якщо } A \in \Omega, \end{cases} \quad (21)$$

де $\odot$ – операція дисконтування.

Дисконтування за формулою (21) призводить до того, що кількість розглядуваних у кожній комірці гіпотез збільшується з трьох (див. вираз (11)) до чотирьох:

$$(H_1, H_2, H_3, H_\Omega), \quad (22)$$

де H_Ω – фокальна гіпотеза для множини Θ .

При цьому отримуємо замість маси довіри $m(\cdot)$ інше визначення маси m^β , яке діє на розширеній множині $(2^\Theta \cup \Omega) = 2^{\Theta+}$. Така маса повинна задовольняти умови

$$\begin{cases} \sum_{A \in 2^{\Theta+}} m^\beta(A) = \sum_{A \in 2^\Theta} m^\beta(A) + m^\beta(\Omega) = 1; \\ m^\beta(\emptyset) = 0. \end{cases} \quad (23)$$

Сукупність мас довіри $\{m^\beta\}$ для всіх елементів множини $2^{\Theta+}$ складає скоригований з урахуванням пріоритетів розподіл мас довіри IBBA (Importance Basic Belief Assignment).

Після дисконтування отримуємо такі кориговані набори "гіпотеза+маса" по комірках кожного тематичного шару:

$$\begin{aligned} & \left\langle \left(H_1, m_{1,1}^{\beta_1} \right), \left(H_2, m_{2,1}^{\beta_1} \right), \left(H_3, m_{3,1}^{\beta_1} \right), \left(H_\Omega, m_{\Omega,1}^{\beta_1} \right) \right\rangle \\ & \vdots \\ & \left\langle \left(H_1, m_{1,k}^{\beta_k} \right), \left(H_2, m_{2,k}^{\beta_k} \right), \left(H_3, m_{3,k}^{\beta_k} \right), \left(H_\Omega, m_{\Omega,k}^{\beta_k} \right) \right\rangle | i = 1, 2, \dots, L, j = 1, 2, \dots, M, \\ & \vdots \\ & \left\langle \left(H_1, m_{1,K}^{\beta_K} \right), \left(H_2, m_{2,K}^{\beta_K} \right), \left(H_3, m_{3,K}^{\beta_K} \right), \left(H_\Omega, m_{\Omega,K}^{\beta_K} \right) \right\rangle \end{aligned} \quad (24)$$

Наступний крок потрібний, щоб об'єднати (скомбінувати) маси однойменних гіпотез, які вони мають у різних шарах, і, отже, для кожної групи однойменних гіпотез одержати одну масу.

Крок 8: Комбінування мас довіри гіпотез. Комбінування мас для кожної гіпотези виконують послідовно. Спочатку комбінують маси гіпотези, сформовані в одній комірці за даними першого ($k=1$) і другого ($k=2$) інформаційних шарів. Далі одержаний результат комбінують з масою гіпотези, сформованій у тій же комірці за даними третього ($k=3$) інформаційного шару і т. д. Комбінування маси гіпотези завершується після виконання ($K-1$) таких операцій.

Для комбінування мас використовують правило Демпстера в адаптації Жиао (*Jiao et al., 2016*). Припустимо, є два тематичні шари, показник пріоритетності одного шару β_1 , а рівень пріоритетності іншого шару – β_2 . Скоригований з урахуванням пріоритетності шарів розподіл мас довіри (IBVA) у комірці (i, j) для першого тематичного шару становить $m_{1,1}^{\beta_1}(\cdot)$, а для другого тематичного

шару – $m_{2,2}^{\beta_2}(\cdot)$. Тоді ці два розподіли комбінуються за

правилом Демпстера–Жиао таким чином:

$$m_{1,1}^{\beta_1} \oplus m_{2,2}^{\beta_2} = m_{12}^{D-J}(A) = \frac{1}{1 - K_{D,J}} \sum_{\substack{B, C \in 2^{\Theta^+} \\ B \cap C = A}} m_{1,1}^{\beta_1}(B) \cdot m_{2,2}^{\beta_2}(C), \quad (25)$$

$$\text{де } K_{D,J} = \sum_{\substack{B, C \in 2^{\Theta^+} \\ B \cap C = \emptyset}} m_{1,1}^{\beta_1}(B) \cdot m_{2,2}^{\beta_2}(C), \quad A \in 2^{\Theta^+}, \quad A \neq \emptyset.$$

За правилом Демпстера–Жиао послідовно комбінуються всі K , скориговані з урахуванням пріоритетності розподіли мас довіри IBVA, і після ($K-1$) застосувань цього правила всі однойменні комірки тематичних шарів одержують один єдиний для них розподіл IBVA, яким визначаються маси гіпотез для кожної досліджуваної ділянки надр:

$$\left\langle \left(H_1, m_{1,1}^{D-J} \right), \left(H_2, m_{2,2}^{D-J} \right), \left(H_3, m_{3,3}^{D-J} \right), \left(H_\Omega, m_{\Omega,\Omega}^{D-J} \right) \right\rangle | i = 1, 2, \dots, L, j = 1, 2, \dots, M. \quad (26)$$

Кожна пара у (26) відображає можливий варіант оцінки нафтогазового потенціалу ділянки. Залишається визначити ту гіпотезу, яка найбільш адекватно оцінює геологічну реальність. Однак для цього спочатку необхідно від розподілу IBVA (26) з його чотирма гіпотезами повернутись до розподілу BVA, в якому три гіпотези.

Крок 9: Трансформування IBVA у BVA. Трансформування IBVA у BVA здійснюється шляхом перерозподілу маси довіри, що штучно була відведена для множини Ω на кроці 7 між іншими гіпотезами пропорційно їх масам довіри:

$$\left. \begin{aligned} m_{(i,j)}(H_1) &= \frac{m_{1,1}^{D-J}}{1 - m_{\Omega,\Omega}^{D-J}} \\ m_{(i,j)}(H_2) &= \frac{m_{2,2}^{D-J}}{1 - m_{\Omega,\Omega}^{D-J}} \\ m_{(i,j)}(H_3) &= \frac{m_{3,3}^{D-J}}{1 - m_{\Omega,\Omega}^{D-J}} \end{aligned} \right\} | i = 1, 2, \dots, L, j = 1, 2, \dots, M. \quad (27)$$

За формулами (27) розраховують розподіли BVA гіпотез для кожної з $L \times M$ піксельних комірок i , таким чином, для проекційно зв'язаних з ними ділянок надр. Залишається перейти від мас гіпотез у розподілах BVA до ймовірностей цих гіпотез і обрати для кожної окремої ділянки надр найбільш імовірну гіпотезу щодо її нафтогазоносності. Тобто зробити вибір між гіпотезами H_1 та H_2 .

Крок 10: Формування прогностичних оцінок нафтогазоносності ділянок надр. При відомому розподілі мас (27) прогностичні оцінки ймовірностей гіпотез H_1 та H_2 розраховують за допомогою формули пігністичної ймовірності (8). Отже, маємо:

$$BetP_{(i,j)}(H_1) = m_{(i,j)}(H_1) + 0.5 \cdot m_{(i,j)}(H_3), \quad i = 1, 2, \dots, L, j = 1, 2, \dots, M, \quad (28)$$

$$BetP_{(i,j)}(H_2) = m_{(i,j)}(H_2) + 0.5 \cdot m_{(i,j)}(H_3), \quad i = 1, 2, \dots, L, j = 1, 2, \dots, M. \quad (29)$$

Прогнозна оцінка нафтогазоносності (ПОН) будь-якої (i, j) -ої ділянки надр формується за правилом

$$ПОН_{(i,j)} = \max \{ BetP_{(i,j)}(H_1), BetP_{(i,j)}(H_2) \}. \quad (30)$$

Сукупність одержаних у такий спосіб ($L \times M$) прогностичних ймовірнісних оцінок дозволяє побудувати карту нафтогазоносності ділянок надр у межах території дослідження, а також вирізнити найперспективніші ділянки.

Апробація методу. Тестування запропонованого методу комбінування геологічної, наземної параметричної і супутникової інформації проводилося на території Східнорогінцівського нафтового родовища. Родовище розташоване в Роменському районі Сумської області на відстані 15 км від м. Ромни, в північній припортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Велікобугнівської групи структур.

Підняття було закартовано в 1958 р. сейсмічними дослідженнями по відбиваючих та умовних горизонтах мезозойських утворень. На площі пробурено чотири пошукові і розвідувальні свердловини, якими розкрито розріз осадових порід від четвертинних до девонських.

По покрівлі горизонту В-26, у нижньовізейських відкладах, структура є брахіантиклінально північно-західного простягання, порушеною скидом у західній частині. Розміри її в межах ізогіпси, що має довжину 3000 м, – 4,0х1,7 км

(рис. 1). У межах підняття встановлено промислові поклади нафти в горизонтах Vb-17, Vb-19, Vb-21, Vb-26 візейського ярусу нижнього карбону. Поклади нафти – пластові, склепінні, інколи тектонічно екрановані та літологічно обмежені.

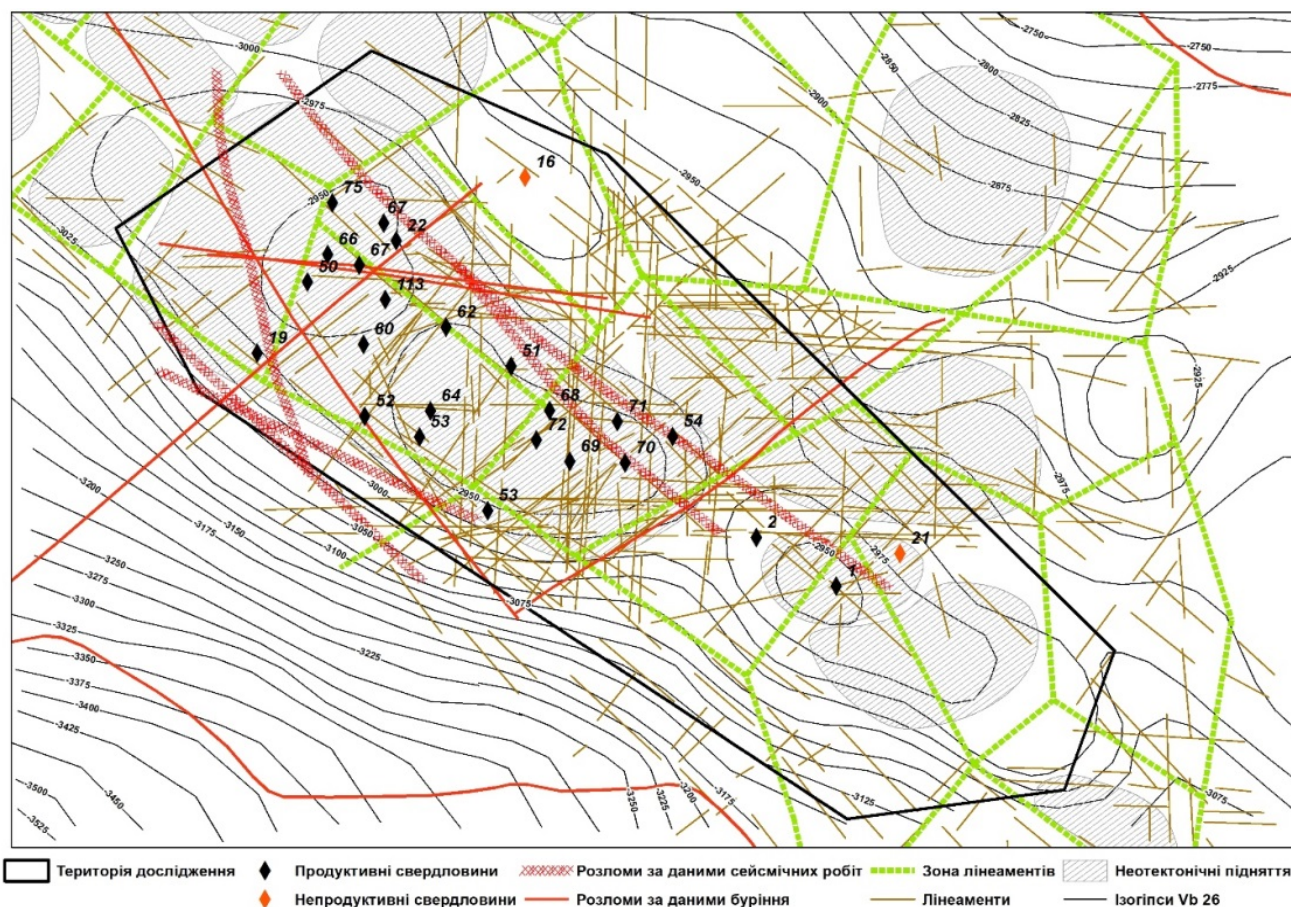


Рис. 1. Вхідні геолого-геофізичні та структурно-геоморфологічні дані на територію Східнорогінцівського родовища

Східнорогінцівська структура належить до типу надрозломних, глибокозанурених структур і є східним закінченням системи валоподібних підняттяв, до яких належать Погіриська, Сологубівська, Матлахівська, Скороходівська та інші структури аналогічного походження.

Рельєф Східнорогінцівської структури являє собою густо розчленоване ярами та балками лівобережжя р. Ромен у межах неогенової новохарківської тераси.

Вхідними даними для досліджень на Східнорогінцівському родовищі є просторові шари, наведені в табл. 1.

Таблица 1

Вхідні дані

№ з/п	Тематичний шар	Значення показника пріоритетності β
1	Структурна карта Vb 19	0,070
2	Структурна карта Vb 17	0,050
3	Структурна карта Vb 20	0,200
4	Структурна карта Vb 24	0,200
5	Карта базисної поверхні 2-го порядку	0,090
6	Карта базисної поверхні 3-го порядку	0,090
7	Карта базисної поверхні 4-5 порядків	0,090
8	Карта просторової щільності лінеаментів	0,075
9	Карта просторової щільності розломів	0,075
10	Карта вертикального розчленування рельєфу	0,040
11	Матеріали гравіметричної зйомки	0,020

Прогнозне оцінювання нафтогазоносності ділянок надр розробленим методом здійснювалось на основі наборів даних, які склали 11 тематичних шарів ($K=11$). Первинні дані формувались експертним шляхом; було залучено п'ять висококваліфікованих геологів, кожен з них працював незалежно і формував свої судження.

гіпотези з призначенням ним відповідних імовірностей. Розподіл прогнозних оцінок нафтогазоносності ділянок надр у межах території Східнорогінцівського родовища, одержаний шляхом комбінування геологічної і гравіметричної інформації на піксельній платформі супутникового знімку середнього просторового розрізнення,

закартований на рис. 2. На цю карту також нанесено інформацію про розроблені продуктивні і непродуктивні свердловини.

Побудована карта добре підтверджує блокову неоднорідність родовища, яка визначена проведеними на цій території багатьма геологічними дослідженнями. Також карта підтверджує існуюче розбиття території родовища на блоки, яке збігається з відомими структурно-геоморфологічними даними на території дослідження.

Аналіз карти показує, що непродуктивні свердловини № 16 та № 21 розташовані у відокремлених блоках з низьким нафтогазовим потенціалом, а всі 23 продуктивні свердловини розташовані на ділянках, які класифіковані розробленим методом як нафтогазоперспективні з імовірністю від 0,82.

Отримані авторами прогнози оцінки добре корелюють з даними структурно-геоморфологічних досліджень і оцінками, отриманими іншими дослідниками на території означеного родовища.

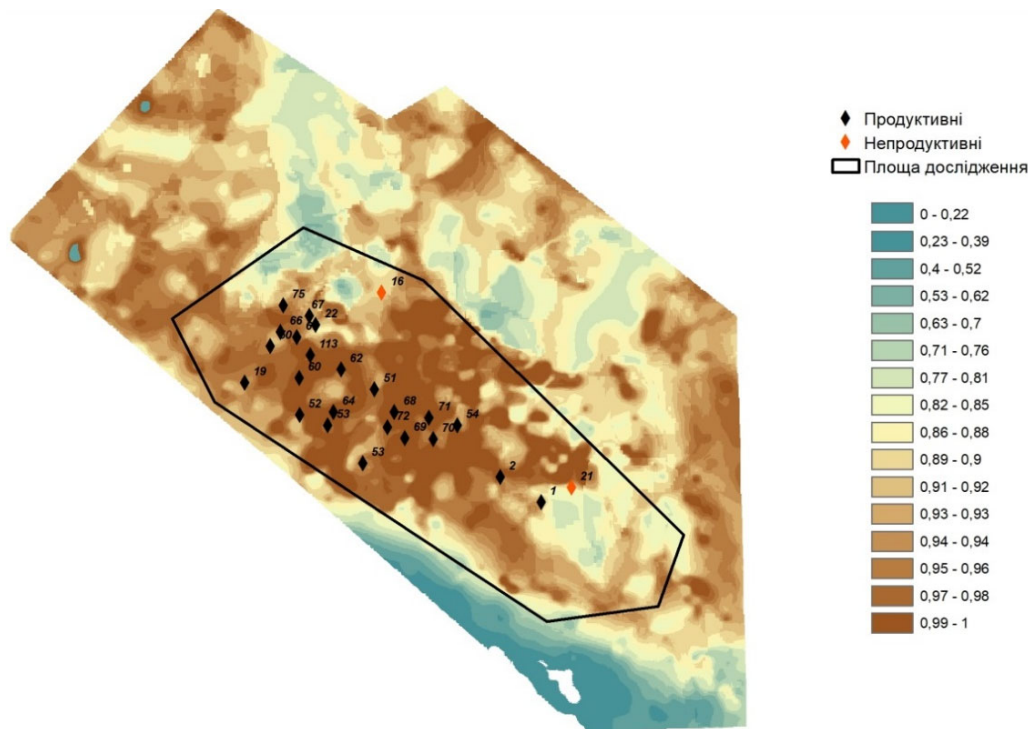


Рис. 2. Карта території Східнорогінцівського родовища з оцінками нафтогазоносності ділянок, одержаними за допомогою розробленого методу

Висновки. Пошук покладів вуглеводнів – одне з найбільш важливих і складних геологічних завдань, вирішення якого потребує великих обсягів первинних даних і значних інтелектуальних зусиль експертів-геологів. У зв'язку з цим актуальною є проблема полегшити умови праці експертів-геологів і підвищити точність прогнозування нафтогазового потенціалу ділянок надр за рахунок використання сучасних цифрових методів інтегрування даних, інтерпретації різномірної інформації та прийняття рішень.

У статті запропоновано новий метод формування прогнозних оцінок нафтогазоносності ділянок надр шляхом комбінування геологічної, наземної параметричної і супутникової інформації. Як математична основа методу використовується інструментарій ТСДШ, оскільки він дозволяє достатньо просто комбінувати дані від різних джерел, працювати з неповними і неточними даними, оперувати на кількісному рівні з невизначеностями та ін. Важливою особливістю методу є те, що в ньому передбачена можливість врахувати суб'єктивні уявлення експерта-геолога про відносну важливість (пріоритетність) тих чи інших наявних первинних даних.

Більшу частину процедур, які складають тіло методу, представлено у формі алгоритмів, що спрощує його технологізацію та подальшу імплементацію до складу різних експертних систем, орієнтованих на вирішення геологопошукових завдань, зокрема КомпАСГео, з метою полегшити умови праці експертів-геологів і

підвищити точність прогнозування нафтогазового потенціалу ділянок надр.

Кінцевим інформаційним продуктом застосування методу є карта з розподілом імовірнісних оцінок нафтогазоносності ділянок надр у межах заданої території дослідження. Розроблений метод був реалізований програмно і пройшов тестування на території Східнорогінцівського нафтового родовища. Результати тестування свідчать про його достатньо високу ефективність.

Свої майбутні дослідження автори пов'язують із подальшими удосконаленням алгоритмічного і програмного забезпечення розробленого методу, а також його технологізацією.

Список використаних джерел

- Лялько, В.И., Попов, М.А. (Ред.). (2012). Спутниковые методы поиска полезных ископаемых. К.: Карбон-Лтд.
- Попов, М.А., Станкевич, С.А., Архипов, А.И., Титаренко, О.В. (2018). О возможности дистанционного поиска залежей углеводородов с использованием компьютерного ассистента геолога. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 16, 34–40.
- Попов, М.О., Станкевич, С.А., Топольницький, М.В., Седлерова, О.В. (2015). Підхід до інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних даних на основі теорії свідчень Демпстера-Шейфера. *Доповіді НАН України*, 4, 94–98. DOI:10.15407/dopovidi2015.04.094
- Попов, М.О., Станкевич, С.А., Топольницький, М.В., Титаренко, О.В. (2017). Інтеграція дистанційних та геолого-геофізичних даних при пошуках покладів нафти та газу на суходолі. *Зб. наук. праць "Екологічна безпека та природокористування"*, К.: НАН України, МОН України, № 1-2 (23), 36–43.

Трофимов, Д.М., Евдокименков, В.Н., Шуваева, М.К. (2012). Современные методы и алгоритмы обработки и анализа комплекса космической, геолого-геофизической и геохимической информации для прогноза углеводородного потенциала неизученных участков недр. М.: ФИЗМАТЛИТ.

Al Makki Mohamed, M.T., Al Naimi, L.Sh., Mgbaojedo, T.I., Agoha, Ch.Ch. (2021). Geological mapping and mineral prospectivity using remote sensing and GIS in parts of Hamissana, Northeast Sudan. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11, 1123–1138. DOI: 10.1007/s13202-021-01115-3

Carranza, E.J.M. (2015). Data-Driven Evidential Belief Modeling of Mineral Potential Using Few Prospects and Evidence with Missing Values. *Natural Resources Research*, 24, 3, 291–304. DOI: 10.1007/s11053-014-9250-z.

Carranza, E.J.M., van Ruitenbeek, F.J.A., Hecker, C., van der Meijde, M., van der Meer, F.D. (2008). Knowledge-guided data-driven evidential belief modeling of mineral prospectivity in Cabo de Gata, SE Spain. *Int. Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 10, 374–387.

Dubucq, D., Ebner, A. (2019). Remote sensing onshore hydrocarbon direct detection for exploration: why is it different? *Proc. SPIE 11156, Earth Resources and Environmental Remote Sensing. GIS Applications X*, 111560P (3 October 2019). DOI: 10.1117/12.2533192

Gaci, S., Hachay, O. (Eds.). (2017). *Oil and Gas Exploration: Methods and Application*. Wiley. DOI: 10.1002/9781119227519

Jiao, L., Pan, Q., Liang, Y. et al. (2016). Combining sources of evidence with reliability and importance for decision making. *Central European Journal of Operations Research*, 24, 87–106. DOI: 10.1007/s10100-013-0334-3

Jousselmé, A.L., Grenier, D., Bossé, É. (2001). A new distance between two bodies of evidence. *Information Fusion*, 2, 91–101. DOI: 10.1016/S1566-2535(01)00026-4

Moon, W.M., Chung, C.-I.F., An, P. (1991). Representation and Integration of Geological, Geophysical and Remote Sensing Data. *Geoinformatics*, 2, 2, 177–182.

Popov, M.O., Topolnytskyi, M.V., Titarenko, O.V., Stankevich, S.A., Andreiev, A.A. (2020). Forecasting Gas and Oil Potential of Subsoil Plots via Co-analysis of Satellite, Geological, Geophysical and Geochemical Information by Means of Subjective Logic. *WSEAS Transactions on Computer Research*, 8, 90–101. DOI: 10.37394/232018.2020.8.11

Porwal, A., Carranza, E.J.M. (2008). Classifiers for modelling of mineral potential. In: *Bayesian Networks: A Practical Guide to Applications*, O. Pourret, P. Naim, B. Marcot (Eds.). John Wiley & Sons, Chichester, 149–171.

Shaheen, M., Shahbaz, M., ur Rehman, Z. et al. (2011). Data mining applications in hydrocarbon exploration. *Artif. Intell. Rev.*, 35, 1–18. DOI: 10.1007/s10462-010-9180-z.

Smets, P. (2005). Decision Making in the TBM: the necessity of the pignistic transformation. *Int. Journal of Approximate Reasoning*, 38, 133–147.

Sudano, J.J. (2002). Inverse pignistic probability transforms. *Proceedings of the Fifth Int. Conf. on Information Fusion*, 2, 763–768.

Yager, R.R., Liu, L. (Eds.). (2008). *Classic Works of the Dempster-Shafer Theory of Belief Functions*. Berlin-Heidelberg: Springer-Verlag.

Zhang, H., Li, Y., Deng, Y. (2012). A New Method of Combining Conflict Evidences. *Journal of Computational Information Systems*, 8, 8, 3421–3427.

References

Al Makki Mohamed, M.T., Al Naimi, L.Sh., Mgbaojedo, T.I., Agoha, Ch.Ch. (2021). Geological mapping and mineral prospectivity using remote sensing and GIS in parts of Hamissana, Northeast Sudan. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11, 1123–1138. DOI: 10.1007/s13202-021-01115-3

M. Popov, Dr. Sci. (Tech.), Prof., Corresponding Member NAS of Ukraine, E-mail: mpopov@casre.kiev.ua;

M. Topolnytskyi, Dr. Sci. (Tech.), E-mail: topolnytskyi.m@gmail.com;

O. Titarenko, PhD (Tech.),

E-mail: olgatitarenko@casre.kiev.ua;

S. Stankevich, Dr. Sci. (Tech.), Prof.,

E-mail: st@casre.kiev.ua;

Scientific Centre for Aerospace Research of the Earth NAS of Ukraine,

55-B, Oles Gonchar Str., Kyiv, 01054, Ukraine

Carranza, E.J.M. (2015). Data-Driven Evidential Belief Modeling of Mineral Potential Using Few Prospects and Evidence with Missing Values. *Natural Resources Research*, 24, 3, 291–304. DOI: 10.1007/s11053-014-9250-z.

Carranza, E.J.M., van Ruitenbeek, F.J.A., Hecker, C., van der Meijde, M., van der Meer, F.D. (2008). Knowledge-guided data-driven evidential belief modeling of mineral prospectivity in Cabo de Gata, SE Spain. *Int. Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 10, 374–387.

Dubucq, D., Ebner, A. (2019). Remote sensing onshore hydrocarbon direct detection for exploration: why is it different? *Proc. SPIE 11156, Earth Resources and Environmental Remote Sensing. GIS Applications X*, 111560P (3 October 2019). DOI: 10.1117/12.2533192

Gaci, S., Hachay, O. (Eds.). (2017). *Oil and Gas Exploration: Methods and Application*. Wiley. DOI: 10.1002/9781119227519

Jiao, L., Pan, Q., Liang, Y. et al. (2016). Combining sources of evidence with reliability and importance for decision making. *Central European Journal of Operations Research*, 24, 87–106. DOI: 10.1007/s10100-013-0334-3

Jousselmé, A.L., Grenier, D., Bossé, É. (2001). A new distance between two bodies of evidence. *Information Fusion*, 2, 91–101. DOI: 10.1016/S1566-2535(01)00026-4

Lyalko, V.I., Popov, M.A. (Eds.). (2012). *Satellite methods for minerals prospecting / Kiev: Carbon-Ltd.* [in Russian]

Moon, W.M., Chung, C.-I.F., An, P. (1991). Representation and Integration of Geological, Geophysical and Remote Sensing Data. *Geoinformatics*, 2, 2, 177–182.

Popov, M.A., Stankevich, S.A., Arkhipov, A.I., Titarenko, O.V. (2018). About possibility of hydrocarbon deposit remote detection using computer assistance. *Ukrainian Journal of Remote Sensing*, 16, 34–40. [in Russian]

Popov, M.O., Stankevich, S.A., Topolnytskyi, M.V., Titarenko, O.V. (2017). Integration of remote and geological/geophysical data in oil and gas deposits onshore prospecting. *Environmental Security and Natural Resources*, 1-2 (23), 36–43. [in Ukrainian]

Popov, M.O., Stankevich, S.A., Topolnytskyi, M.V., Sedlova, O.V. (2015). Approach to the integration of remote and geological/geophysical data based on the Dempster-Shafer theory of evidence. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 4, 94–98. DOI: 10.15407/Dopovid2015.04.094. [in Ukrainian]

Popov, M.O., Topolnytskyi, M.V., Titarenko, O.V., Stankevich, S.A., Andreiev, A.A. (2020). Forecasting Gas and Oil Potential of Subsoil Plots via Co-analysis of Satellite, Geological, Geophysical and Geochemical Information by Means of Subjective Logic. *WSEAS Transactions on Computer Research*, 8, 90–101. DOI: 10.37394/232018.2020.8.11

Porwal, A., Carranza, E.J.M. (2008). Classifiers for modelling of mineral potential. In: *Bayesian Networks: A Practical Guide to Applications*, O. Pourret, P. Naim, B. Marcot (Eds.). John Wiley & Sons, Chichester, 149–171.

Shaheen, M., Shahbaz, M., ur Rehman, Z. et al. (2011). Data mining applications in hydrocarbon exploration. *Artif. Intell. Rev.*, 35, 1–18. DOI: 10.1007/s10462-010-9180-z.

Smets, P. (2005). Decision Making in the TBM: the necessity of the pignistic transformation. *Int. Journal of Approximate Reasoning*, 38, 133–147.

Sudano, J.J. (2002). Inverse pignistic probability transforms. *Proceedings of the Fifth Int. Conf. on Information Fusion*, 2, 763–768.

Yager, R.R., Liu, L. (Eds.). (2008). *Classic Works of the Dempster-Shafer Theory of Belief Functions*. Berlin-Heidelberg: Springer-Verlag.

Zhang, H., Li, Y., Deng, Y. (2012). A New Method of Combining Conflict Evidences. *Journal of Computational Information Systems*, 8, 8, 3421–3427.

Надійшла до редколегії 03.09.21

METHOD FOR OIL AND GAS ESTIMATES OF EXPLORATION SITES VIA GEOLOGICAL, PARAMETRIC AND SATELLITE INFORMATION

The article is devoted to the search and exploration of hydrocarbons deposits, which is a crucial and complicated geological task and requires the large bulk of initial data and significant intellectual efforts of geologists. In this regard, the urgent problem is to ease the working conditions of experts and improve the accuracy of forecasting the oil and gas potential of subsoil areas through the use of novel digital methods of heterogeneous data integration and interpretation. The paper proposes a new method to form predictive estimates of the oil and gas content of subsoil areas via combining geological, ground-based parametric, and satellite information. As the mathematical basis of the method, the means of Dempster-Shafer's theory of evidence are used, which makes it possible to combine data from different sources, proceed with incomplete and inaccurate data, etc. Most of the procedures that make up the body of the method are presented in the form of algorithms, which simplifies its technologization. The final information product of the proposed method is a map with the distribution of probabilistic estimates of oil and gas prospects of subsoil areas within a given study area. The developed method is implemented in software and tested at the Vostochno-Rogintsovskoye oil field. The test results indicated its fairly high efficiency.

Keywords: hydrocarbon deposit; geological, parametric and satellite information; integration of heterogeneous data; oil and gas content of subsoil areas; theory of evidence of Dempster-Schafer.

М. Попов, д-р техн. наук, проф., член-корр. НАН України,

E-mail: mpopov@casre.kiev.ua;

М. Топольницький, д-р техн. наук,

E-mail: topolnytskyi.m@gmail.com;

О. Титаренко, канд. техн. наук, вед. научн. сотр.,

E-mail: olgatitarenko@casre.kiev.ua;

С. Станкевич, д-р техн. наук, проф.,

E-mail: st@casre.kiev.ua;

ГУ "Научный центр аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук НАН Украины",

ул. О. Гончара, 55-б, Киев, 01054, Украина

МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ОЦЕНОК НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УЧАСТКОВ НЕДР ПУТЕМ КОМБИНИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ, НАЗЕМНОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ И СПУТНИКОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

Посвящено поиску залежей углеводородов, что является важной и сложной геологической задачей, решение которой требует больших объемов первичных данных и значительных интеллектуальных усилий экспертов-геологов. В связи с этим является актуальной задача облегчить условия труда экспертов и повысить точность прогнозирования нефтегазового потенциала изучаемых участков недр за счет использования современных цифровых методов интегрирования и интерпретации гетерогенных данных.

Предложен новый метод формирования прогнозных оценок нефтегазоносности участков недр путем комбинирования геологической, наземной параметрической и спутниковой информации. В качестве математической основы метода используется инструмент теории свидетельства Демпстера–Шейфера, который позволяет достаточно просто комбинировать данные из разных источников, оперировать с неполными и неточными данными и др. Большая часть процедур, составляющих тело метода, представлена в форме алгоритмов, что упрощает его технологизацию. Конечным информационным продуктом метода является карта с распределением вероятностных оценок нефтегазоносности участков недр в пределах заданной территории исследования. Разработанный метод реализован программно и прошел тестирование на территории Восточно-Рогинцовского нефтяного месторождения. Результаты тестирования свидетельствуют о его достаточно высокой эффективности.

Ключевые слова: залежь углеводородов; геологическая, параметрическая и спутниковая информация; интегрирование гетерогенных данных; нефтегазоносность участков недр; теория свидетельств Демпстера–Шейфера.