УДК 553.98:550.812 (477.5)

РЕЗУЛЬТАТИ ПОШУКІВ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПАСТОК РЕЦИРКУЛЯЦІЙНОГО ТИПУ У "БЕЗПЕРСПЕКТИВНИХ" ОСАДОВИХ ТОВЩАХ ЗА ДОПОМОГОЮ ГЕОІНФОРМАЦІЙНОГО РОБОТА

А.В. Хтема[1], В.М. Хтема

[1]*ТОВ "Пром-енерго продукт", вул. Димитрова, 5, пов. 3, Київ 03150, Україна, e-mail: anna.khtema@gmail.com*

Під час перегляду геолого-геофізичних матеріалів з метою уточнення перспектив і масштабів нафтогазоносності осадового розрізу в межах раніше розбуреної площі виявлено п'ять аномалій типу поклад. У контурі аномалій розраховано і координатно прив'язано значення підрахункових параметрів, оцінено геологічні запаси вуглеводнів, схарактеризовано їх достовірність і структуру. Дві аномалії, які локалізовано з використанням геоінформаційного робота, просторово збігаються з уже відомими скупченнями нафти і газу. Існування ще трьох аномалій, зафіксованих на відносно невеликих глибинах, пояснюється наявністю трьох нафтогазоперспективних об'єктів, пропущених у процесі буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Отримані результати дають підстави позитивно оцінювати доцільність відновлення нафтогазопошукових робіт у межах дослідженої площі. Це зумовлює можливість верифікації інформації, яку здобуто за допомогою фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання з використанням цифрової геоінформаційної технології, створеної на їх основі.

Ключові слова: аномалія, вуглеводні, геоінформація, запаси, оцінка, параметри, категорія, моделювання, пастка, прогноз, скупчення, робот.

В усіх науках і мистецтвах
плодом є вірна практика.
Г. Сковорода

Наведені нижче результати отримано в результаті продовження міждисциплінарних досліджень, здійснюваних на засадах приватної ініціативи, метою яких є виокремлення в камеральних умовах аномалій типу вуглеводневий поклад (АТП) за допомогою фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання з використанням геоінформаційного робота (докладніше застосовані методологія та методи висвітлено у публікаціях [6–13]).

Особливістю геоінформаційного робота є те, що його створення і застосування пов'язані із сукупністю гіпотез, постулатів та припущень, які виходять за межі звичних геологічних уявлень. При цьому задіяні фізико-геологічні моделі, що побудовані за допомогою "багатоходових" математичних комбінацій, належать до неперевірених. Тому теоретичний базис і прикладні можливості геоінформаційного робота потребують об'єктивної оцінки. Це зумовлює необхідність проведення вирішального природничо-наукового експерименту, суть якого (за С. Вавіловим) полягає у чітко поставленому Природі запитанні, на яке потрібно отримати однозначну відповідь: "так" або "ні". Іншими словами, природничо-науковий експеримент слід здійснювати у такий спосіб, щоб гіпотетична конструкція, яка претендує на статус теоретично обґрунтованої концепції, однозначно була підтверджена або спростована. К. Поппер назвав таку процедуру "фальсифікацією": теоретично хибні посилання призводять до негативних практичних наслідків.

Ураховуючи думку Г. Спенсера про те, що *будь-яка наука є передбачення* (тут і надалі – курсив авторів), для фальсифікації гіпотетичних геологічних конструкцій достатньо скористатися можливостями прогнозу нафтогазоносності – теоретично та інформаційно обґрунтованого передбачення наявності раніше не відомих скупчень вуглеводнів, їх просторової локалізації, характеру насичення (газ (*г*), конденсат (*к*), нафта (*н*)), величини запасів. Подальше підтвердження прогнозу слугує неупередженим критерієм глибокості пізнання нафтогазоносних надр. Адже чим глибшим є інтелектуальне проникнення в об'єктивно існуючу реальність, тим більшою є передбачувальна здатність прогнозу. Ця важлива обставина у разі прийняття рішення про доцільність пошукового буріння дає змогу порівняно легко перейти із сфери умоглядних міркувань у практичну площину: якщо коефіцієнт успішності пошуків (КУ) дорівнюватиме нулю, то матимемо цілковиту хибність; при $0 < КУ \le 0{,}5$ – відносну хибність, $0{,}5 < КУ < 1$ – відносну істинність, $КУ = 1$ – цілковиту істинність прогнозу нафтогазоносності.

З огляду на викладене, а також на те, що головною причиною виникнення та існування скупчень вуглеводнів у межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу є відмінності у параметрах гідравлічно-безперервного руху природного розчину, завдання цього етапу досліджень полягало у конкретизації можливостей геоінформа-

© *А.В. Хтема, В.М. Хтема*

ційного робота щодо виявлення та картування нафтогазоперспективних об'єктів, пропущених під час проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Упущені через недосконаліть існуючої нафтогазопошукової парадигми; неадекватність відображення об'єктивної реальності фізично беззмістовними традиційними геологічними моделями; невисоку якість первинного і вторинного розкриття пластів та відносну істинність результатів геофізичної інтерпретації каротажних діаграм.

Пошук АТП, необхідних для теоретичного та інформаційного обгрунтування прогнозу нафтогазоносності, було здійснено у осадовому розрізі, розкритому свердловинами на Н-ській площі Дніпровсько-Донецької западини[1]. У межах цієї площі знаходиться дрібне за видобувними запасами нафтове родовище [1], яке через виснаження ресурсної бази на цей час практично вичерпало свій інвестиційний потенціал, а його інфраструктура внаслідок зменшення обсягів видобутку функціонує у режимі обмеженого використання. Родовище розвідано за часів СРСР[2], коли головним критерієм ефективності господарської діяльності геологорозвідувальних підприємств було *освоєння кошторисних фінансових ресурсів у заздалегідь запланований проміжок часу* [5].

Відтоді десятки, а можливо, навіть сотні дослідників виконали величезну роботу. У рамках існуючої наукової парадигми за допомогою інтерпретації значного за обсягами масиву сейсмічних, геолого-промислових і геохімічних даних було ретельно досліджено розрізи всіх пробурених пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, визначено просторове розміщення окремих покладів, характер насичення (нафта, газ) та величини їх запасів, а також детально вивчено глибинну будову як родовища, так і площі в цілому. Цінність результатів цієї розумово нелегкої праці, яка дала змогу з'ясувати немало геологічно важливих обставин, є беззаперечною, за винятком, на наш погляд, узагальнюючого песимістичного висновку про те, що перспективи подальшої нафтогазопошукової діяльності у межах Н-ської площі відсутні.

У процесі досліджень, здійснених авторами з опорою на попередньо створену геоінформаційну технологію [13], за якою, зокрема, неповно визначений свердловинами геологічний простір можна трансформувати в умовно повно визначене геоінформаційне середовище, у межах розкритого осадового розрізу Н-ської площі було виокремлено 95 товщ, усереднені потужності яких орієнтовно становлять від 20 до 200 м. Товщі 95–79 локалізовані у діапазоні глибин з установленою нафтогазоносністю (II). Товщі 78–1 приурочені до діапазону глибин з невстановленою нафтогазоносністю (I). У кожній з цих товщ виділено по 100 інтервалів, сумарна кількість яких дорівнює 9500. У межах кожного інтервалу із використанням відповідних геохарактеристик, визначених за допомогою фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм, розрахунковим способом отримано підрахункові параметри та оцінено маси вуглеводнів (геологічних запасів) об'ємним методом [4] (без урахування видобутку та інших техногенних чинників).

Запаси вуглеводнів, наявність яких розглядали як АТП, геоінформаційний робот зафіксував у межах 75 товщ (79 % загальної кількості). У діапазоні II запаси вуглеводнів виявлені у 17 товщах

---

[1] Враховуючи те, що отримана авторами геоінформація здатна вплинути на оцінку геологічних активів і наслідки виробничо-комерційної діяльності конкретного надрокористувача, висвітлені відомості не містять назви площі, глибин залягання нафтогазоперспективних об'єктів та інших ідентифікувальних ознак.

[2] На ту пору геологічна спільнота, керуючись уявленнями XIX ст. про пастку як про об'єкт, що містить структуру, покришку і колектор – атрибути скупчень вуглеводнів, "анульованими" сланцевою революцією у XXI ст. – логомахією (грец. Λόγος – слово і μάχη – бій, битва), завзято вирішувала дилему, пов'язану з органічним або неорганічним походженням вуглеводнів. Вторинність цієї дилеми стає очевидною, якщо задатися світоглядно визначальним запитанням: органічним чи неорганічним є походження планети Земля, як форми і способу існування життя та розуму? Інакше кажучи, Земля – це плід божественних або не божественних дій? Цілком очевидно, що у людини, яка вірить, що створена за образом Творця і його подобою, та у людини, яка вірить, що є похідною від мавпи, відповіді на це запитання будуть діаметрально протилежними.

У цьому контексті потрібно зауважити, що з результатів фізико-геологічної інтерпретації, на перший погляд порівняно простих інформаційних сигналів (каротажні криві), випливає, що гідродинамічна пастка рециркуляційного типу – невід'ємна частина надр Землі, є відкритою системою, через яку безперервно проходять потоки речовини та енергії. Ця складно побудована система об'єднує окремі взаємозалежні та взаємодіючі частини, що утворюють структурно-функціональну єдність. При цьому кожна частина виконує певні функції, тому в межах пастки відбуваються не тільки процеси обміну й взаємоперетворення речовини та енергії, а й накопичення, обробка та зберігання інформації. Використовуючи цю інформацію, у процесі історичного розвитку пастка свободою "волі" та "розумними" змінами, зокрема, хімічного складу природного розчину, його об'єму та маси, успішно може адаптуватися до мінливих умов навколишнього середовища, включно із самовідтворенням. Разом узяті властивості пастки подібні до основних властивостей живого організму, відомих із біології, які характеризують особливий спосіб руху матерії – життя.

Враховуючи також відсутність граней між "живою" та "неживою" матерією і закон – *подібне породжує подібне*, логічно спадаємо на гіпотезу, відому під назвою Геї, яку запропонував у 1970-х роках британський еколог Д. Лавлок, котрий розглядав планету Земля як суперорганізм. Попередник Д. Лавлока геолог Д. Хаттон ще у 1785 р. висловив припущення, що Земля – це живий надорганізм, який має власні системи обміну речовин і дихання [3]. Тому цілком правомірною є думка, що геологія має справу не лише з велетенським за формою та глибоким за змістом різновидом Життя, а й аналогічним різновидом Розуму.

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

(100 %), у діапазоні I – у 58 товщах (74 %). Сумарні геологічні запаси поінтервально локалізованих скупчень вуглеводнів із достовірністю $Д_1 + Д_2 + Д_3$ оцінено в 98,46 млн т (нафта + конденсат + газ), у тому числі у діапазоні II – 27,56, у діапазоні I – 70,90 млн т. Кількість запасів вуглеводнів із достовірністю $Д_1$ (запаси підраховані у радіусі до 500 м від пробурених свердловин) становить 77,21 млн т (78 %), із достовірністю $Д_2$ (запаси підраховані у радіусі від 500 до 1000 м) – 18,22 млн т (19 %), із достовірністю $Д_3$ (запаси підраховані у радіусі понад 1000 м) – 3,03 млн т (3 %, табл. 1). Отже, широкомасштабний процес просторово-часової експансії вуглеводнів, візуалізований за допомогою рис. 1, *а*, підтвердив справедливість думки, сформульованої Б. Валяєвим: *"... нафтогазонакопичення – всього лише незначний побічний процес на фоні набагато масштабнішого (в багато тисяч разів) процесу глибинної ВВ-дегазації Землі, за якого через розріз літосфери проходить* ***велетенська кількість*** *ВВ на шляху в гідросферу і атмосферу"* [2, с. 31].

Рис. 1, *б* демонструє особливості поділу запасів на запаси рідких і газоподібних вуглеводнів.

Через незначну кількість "точкових" геохарактеристик, обмежену пробуреними свердловинами, проаналізовано характер розподілу найдостовірніших запасів ($Д_1$), для яких частка газоподібних вуглеводнів змінюється в діапазоні від 0,23 до 0,38 за загальної тенденції до її зменшення із збільшенням глибини (рис. 1, *в*).

Згідно із структурою запасів вуглеводнів, які приурочені до осадових утворень із різними ємнісними параметрами, основні запаси характеризуються значеннями коефіцієнта загальної пористості (m) від 0,075 до 0,10 – 37,67 млн т (49 %), а найменші – 0,03 млн т (0,04 %) – відповідають значенням $m < 0{,}025$ (табл. 2, рис. 1, *г*).

За статистичними даними, переважна кількість АТП – 48 (64 %), має незначні запаси – від 0,1 до 1,0 млн т, тоді як запаси вуглеводнів понад 5,0 млн т сконцентровані в межах тільки однієї товщі за площі нафтогазоносності до 5,0 км^2 (діапазон II, основна за запасами та обсягами видобутку нафти товща *Т-79*, табл. 3).

У цілому ключовими для розуміння ситуації виявилися значення коефіцієнта нафтогазонасиченості пустотного простору ($K_{нг}$). Величина запасів недоконсолідованих вуглеводнів (умовно $0{,}50 \le K_{нг} < 0{,}75$) становить 65,12 млн т (84 %), квазіконсолідованих вуглеводнів (умовно $0{,}75 \le K_{нг} < 1$) разом із консолідованими ($K_{нг} = 1$) – 12,09 млн т (16 %, див. табл. 2, рис. 1, *д*).

Завдяки застосуванню калібрувального фільтра ($K_{нг} \ge 0{,}75$) проявилися 5 найбільших АТП (рис. 1, *е*). До діапазону II приурочені АТП-V та АТП-IV, які збігаються з основними за запасами та обсягами видобутку об'єктами (товщі *Т-83* і *Т-79*). АТП-III, II, I локалізовані у межах "безперспективного" діапазону I (відповідно *Т-36*, *Т-33* і *Т-19*). Результати оцінки їх запасів наведено у табл. 4.

В окремих нафтогазонасичених інтервалах зафіксовано наявність газових "бульбашок"($Q_г/Q_{н+к+г} = 1$, див. рис. 2).

Морфологічні особливості АТП аструктурного типу демонструють моделі, що зображені на рис. 3, 4. На рис. 4 також виокремлені незначні за розмірами ділянки із максимальним видобувним потенціалом ($m > 0{,}1$ та $K_{нг} = 1{,}0$, так звані *sweet spots*, англ. – солодкі плями), в контурах яких свердловини потенційно здатні дренувати якнайбільшу кількість вуглеводнів.

Відомості, що зафіксовані на рис. 5, засвідчили принципову подібність структури поінтервального розподілу запасів вуглеводнів ($K_{нг} \ge 0{,}75$) товщ *Т-79* (АТП-IV, діапазон II) та *Т-19* (АТП-I,

Таблиця 1. Площа Н. Товщі Т-1–Т-95. Оцінка запасів вуглеводнів, млн т

Діапазон (товщі)	Достовірність							
	$Д_1+Д_2+Д_3$			$Д_1$			$Д_2$	$Д_3$
	Н+К+Г	Н+К	Г	Н+К+Г	Н+К	Г	Н+К+Г	Н+К+Г
I (1–78)	70,90	54,55	16,35	56,63	43,68	12,95	12,29	1,98
II (79–95)	27,56	21,59	5,97	20,58	16,17	4,41	5,93	1,05
Усього	98,46	76,14	22,32	77,21	59,85	17,36	18,22	3,03

Примітка. Н – нафта, К – конденсат, Г – газ.

Таблиця 2. Площа Н. Товщі Т-1–Т-95. Структура запасів вуглеводнів

Діапазон (товщі)	Запаси вуглеводнів ($Д_1$), млн т	Розподіл запасів							
		за коефіцієнтом пористості (m)					за коефіцієнтом нафтогазонасиченості ($K_{нг}$)		
		$m \ge 0{,}10$	$0{,}075 \le m < 0{,}10$	$0{,}05 \le m < 0{,}075$	$0{,}025 \le m < 0{,}05$	$m < 0{,}025$	$K_{нг} = 1{,}0$	$0{,}75 \le K_{нг} < 1{,}0$	$0{,}50 \le K_{нг} < 0{,}75$
I (1–78)	56,63	11,16	30,07	14,67	0,71	0,02	2,10	5,12	48,71
II (79–95)	20,58	2,92	7,60	9,59	0,46	0,01	1,06	3,11	16,41
Усього	77,21	14,08	37,67	24,26	1,17	0,03	3,16	8,93	65,12

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

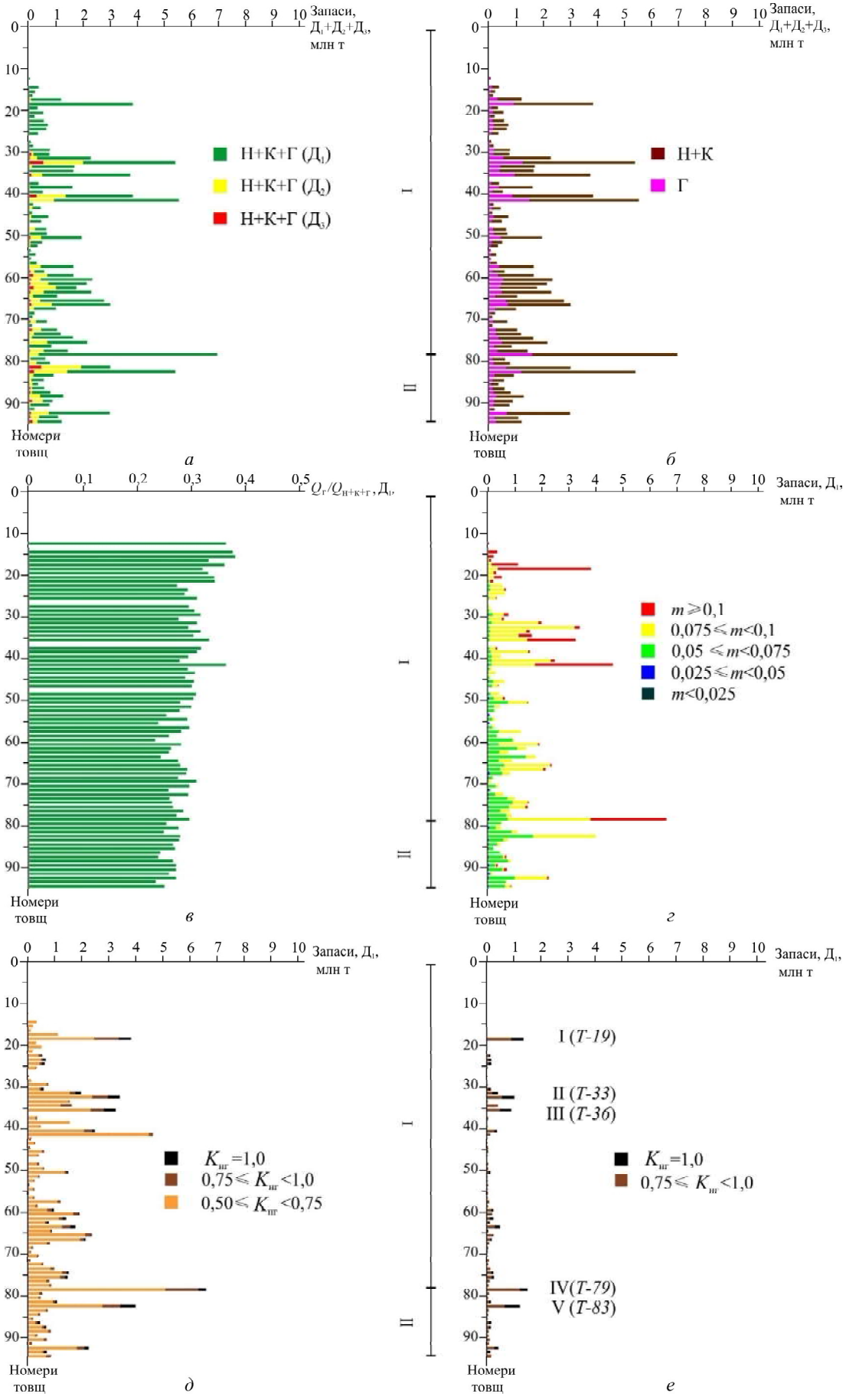

Рис. 1. Площа Н. Товщі *Т-1–Т-95.* Структура розподілу запасів вуглеводнів (Н+К+Г): *а* – за достовірністю (Д); *б* – характером насичення (газоподібні (Г) та рідкі (Н+К)); *в* – часткою газоподібних запасів ($Q_г/Q_{н+к+г}$); *г* – коефіцієнтом пористості (*m*); *д* – коефіцієнтом нафтогазонасиченості ($K_{нг}$); *е* – коефіцієнтом нафтогазонасиченості ($K_{нг} \geq 0{,}75$); *діапазони глибин нафтогазоносності*: I – невстановленої, II – встановленої

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

Таблиця 3. Площа Н. Товщі Т-1–Т-95. Загальна кількість аномалій типу "вуглеводневий поклад"

Розподіл АТП за запасами вуглеводнів				Розподіл АТП за площею нафтогазоносності			
Запаси вуглеводнів ($Д_1$), млн т	Діапазон (товщі) I (1—78)	Діапазон (товщі) II (79—95)	Разом	Площа, км^2	Діапазон (товщі) I (1—78)	Діапазон (товщі) II (79—95)	Разом
0,0 – 0,1	4	0	4	0,0 – 0,1	6	0	6
0,1 – 0,5	20	6	26	0,1 – 0,5	21	2	23
0,5 – 1,0	15	7	22	0,5 – 1,0	16	7	23
1,0 – 2,5	15	2	17	1,0 – 2,5	14	7	21
2,5 – 5,0	4	1	5	2,5 – 5,0	1	1	2
> 5,0	0	1	1	> 5,0	0	0	0
Усього	58	17	75	Усього	58	17	75

Таблиця 4. Площа Н. Оцінка запасів вуглеводнів найбільших АТП, млн т

АТП	Товща	$K_{нг} \geq 0,50$		$K_{нг} \geq 0,75$
		$Д_1+Д_2+Д_3$	$Д_1$	$Д_1$
I діапазон прогнозної нафтогазоносності				
I	*Т-19*	3,80	3,79	1,33
II	*Т-33*	5,37	3,38	0,99
III	*Т-36*	3,70	3,21	0,88
Разом		12,87	10,38	3,20
II діапазон установленої нафтогазоносності				
IV	*Т-79*	6,93	6,58	1,49
V	*Т-83*	5,38	3,96	1,20
Разом		12,31	10,54	2,69
Усього		25,18	20,92	5,89

діапазон I), які характеризуються максимальними значеннями.

Узагальнюючим підсумком пошуків АТП, здійснених за допомогою геоінформаційного робота, є констатація того факту, що у межах діапазону II локалізовано 2 АТП, які підтверджуються наявними геолого-геофізичними даними. У межах діапазону I виявлено ще 3 АТП, що не тільки не підтверджує існуючих уявлень, а й прямо їм суперечить. Отже, у межах "безперспективного" діапазону I порушується формально-логічний закон недопустимості суперечностей: одна й та сама частина матеріального світу характеризується протилежними ознаками. За результатами традиційної інтерпретації – це вода, за результатами інтерпретації на засадах one person think-tank – вуглеводні. І хоча отримані у межах діапазону I ознаки суперечать одна одній, проте вони є змістовними у практичному сенсі, тому що можуть бути фальсифіковані або верифіковані прямими спостереженнями під час випробування свердловин.

Наявність суперечностей та правило аналогії – відповідні фізико-геологічні умови мають породжувати і відповідні фізико-геологічні процеси, в тому числі ті, що приводять до формування скупчень вуглеводнів, – дають підстави припустити, що під час проведення геологорозвідувальних робіт та експлуатаційного буріння у межах діапазону I на порівняно невеликих глибинах було пропущено щонайменше 3 нафтогазоперспективні об'єкти. Підкреслимо, що сумарні запаси вуглеводнів (при $K_{нг} \geq 0,75$) 3 прогнозно-нафтогазоносних об'єктів (3,20 млн т) перевищують сумарні запаси вуглеводнів 2 об'єктів, що локалізовані

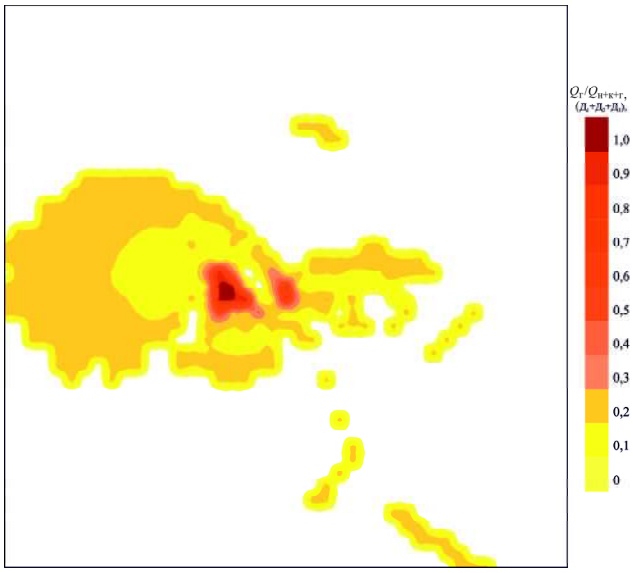

Рис. 2. Площа Н. Товща *Т-33*. Інтервал *t-1*. Картографічна модель співвідношень $Q_г/Q_{н+к+г}$

© *А.В. Хтема, В.М. Хтема*

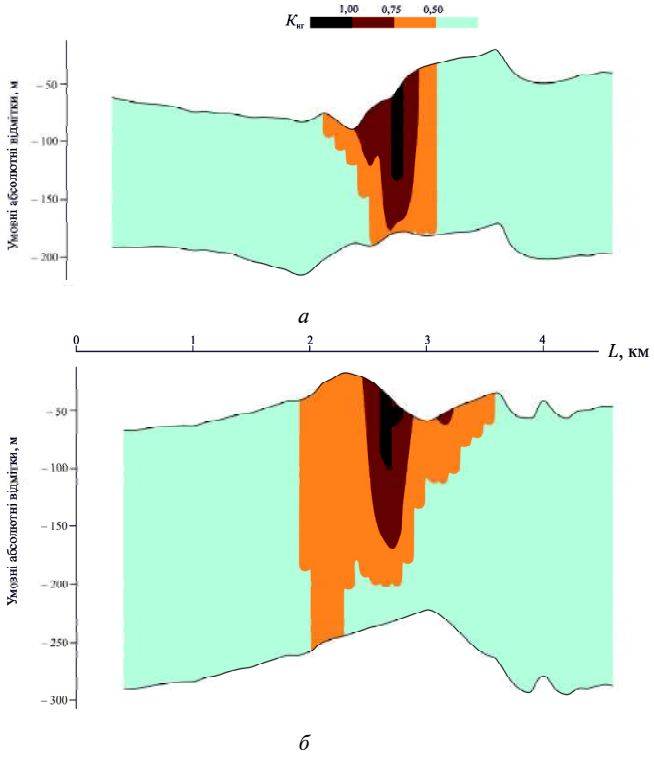

Рис. 3. Площа Н. Профіль по лінії I–I (див. рис. 4). Параметр $K_{нг}$: *а* – товща *Т-19*; *б* – товща *Т-79*

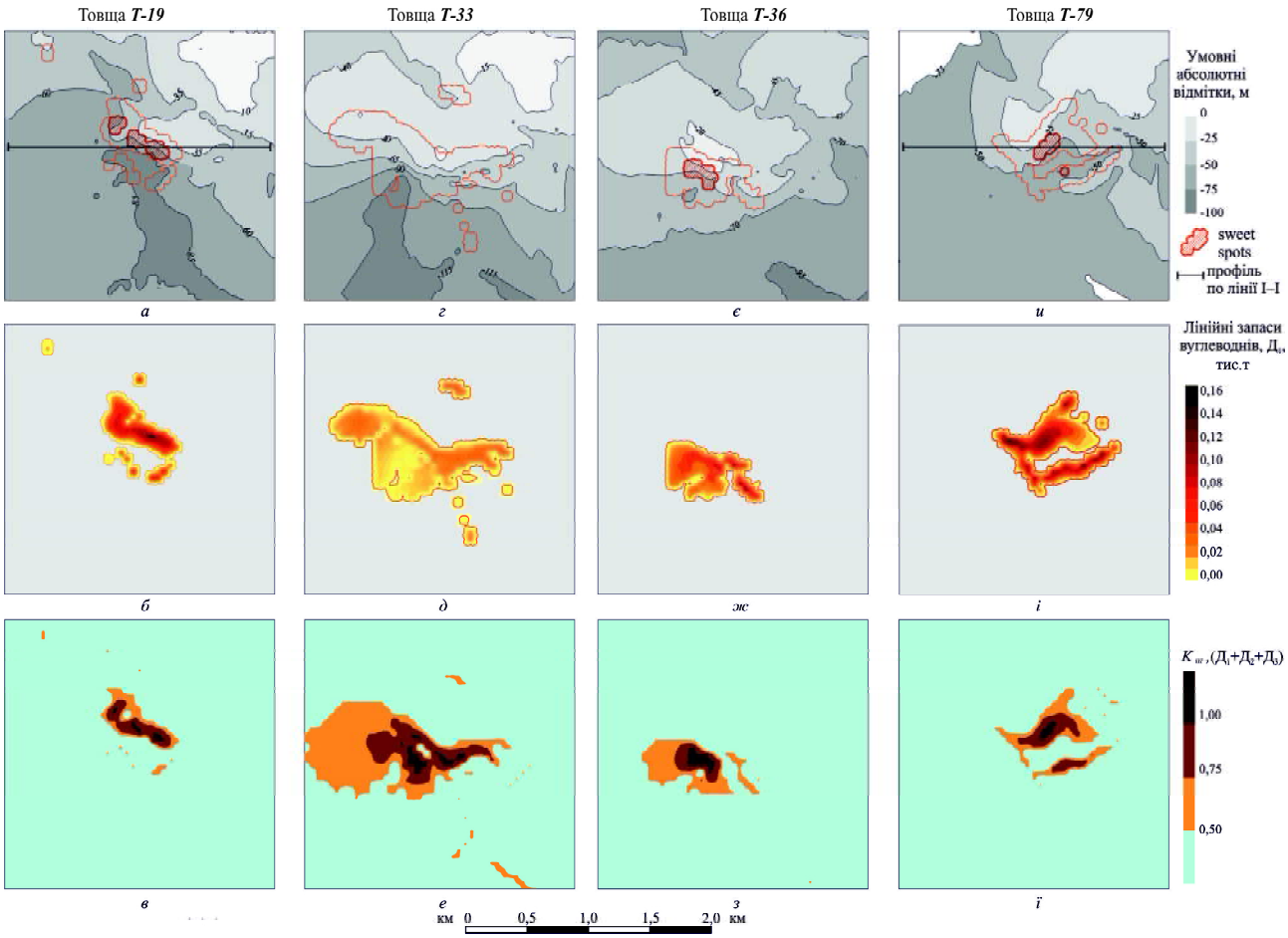

Рис. 4. Площа Н. Картографічні моделі товщ із максимальними запасами вуглеводнів ($K_{нг} \geq 0{,}75$): *а*, *г*, *є*, *и* – поверхні покрівлі; *б*, *д*, *ж*, *і* – лінійні запаси вуглеводнів; *значення* $K_{нг}$: *в* – інтервал *t-4* (*Т-19*), *е* – інтервал *t-10* (*Т-33*), *з* – інтервал *t-1* (*Т-36*), *ї* – інтервал *t-5* (*Т-79*)

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

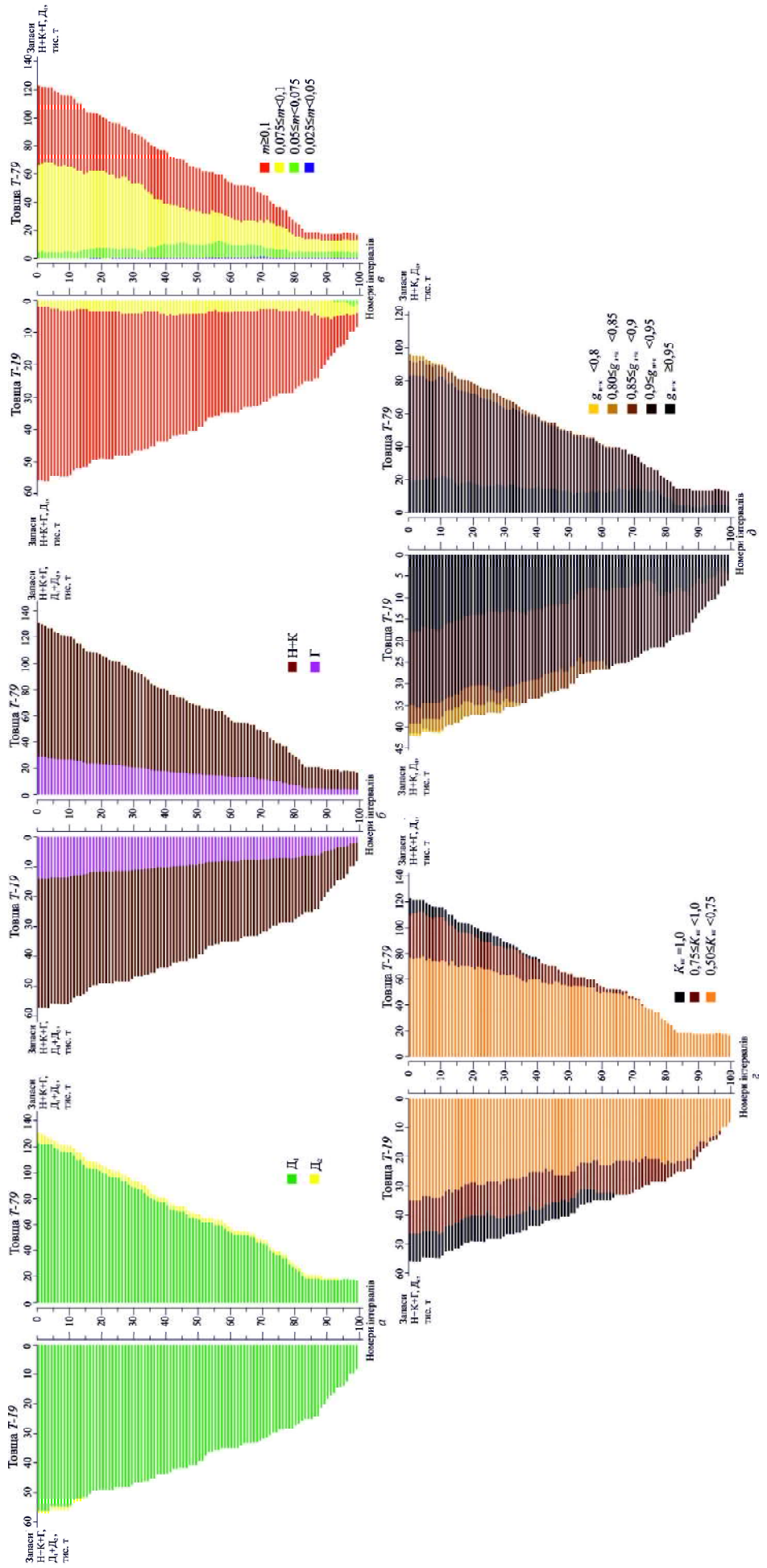

Рис. 5. Площа Н. Товщі *T-19* і *T-79*. Структура розподілу запасів вуглеводнів: *а* – за достовірністю (Д); *б* – характером насичення (газоподібні – Г та рідкі – Н+К вуглеводні); *в* – коефіцієнтом пористості (*m*); *г* – коефіцієнтом нафтогазонасиченості ($K_{нг}$); *д* – питомою густиною рідких вуглеводнів ($g_{н+к}$, т/м³)

геоінформаційним роботом у діапазоні встановленої нафтогазоносності (2,69 млн т, табл. 4).

Принципово важливим є те, що завдяки цьому теоретично та інформаційно обгрунтованому прогнозу нафтогазоносності нарешті проявилася довгоочікувана альтернатива узвичаєній нафтогазопошуковій практиці, на багаторічну відносну хибність якої неупереджено вказує статистично значущий масив досягнутих значень КУ < 0,5.

Наявність альтернативи, зумовленої застосуванням геоінформаційного робота, дає шанс науково "чисто" фальсифікувати результати фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання способом виявлення "невидимих" раніше скупчень квазіконсолідованих та консолідованих вуглеводнів, підтвердження їх характеру насичення і масштабів нафтогазоносності.

Так, неотримання припливу вуглеводнів із осадових утворень у межах АТП-III, II, I, зафіксованих у діапазоні I, об'єктивно буде свідчити про хибність використаних авторами умоглядних фізико-геологічних конструкцій та ілюзорність віртуальної геоінформації, здобутої за допомогою "гри розуму на комп'ютері".

І навпаки, отримання припливу "невидимих" вуглеводнів із "безперспективного" розрізу означатиме дієвість задіяних гіпотез, постулатів і припущень, евристичний потенціал яких здатний допомогти переглянути існуючі базові уявлення та уточнити методологічні й методичні засади нафтогазопошукової геології, а також сприяти поглибленому розумінню геологічної дійсності на якісно новому рівні. Адже якщо справді існують "невидимі" квазіконсолідовані та консолідовані вуглеводні, то реальними є і "невидимі" недоконсолідовані та неконсолідовані ($K_{нг}$ < 0,50) вуглеводні. Їх ***велетенська кількість*** унаслідок широкомасштабного процесу просторово-часової експансії вуглеводнів за донорського підходу до видобутку нафти і газу із гідродинамічних пасток рециркуляційного типу – "підземних сховищ", безперервно заповнюваних Природою, дає змогу досягти коефіцієнтів вилучення, значно більших за одиницю.

Насамкінець підкреслимо, що отримані результати дають підстави не тільки оптимістично оцінювати доцільність відновлення високорентабельної нафтогазопошукової діяльності у межах Н-ської площі, а й сподіватись на вирішення в осяжній перспективі масштабнішого завдання – за допомогою геоінформаційних технологій інноваційного типу, які успішно випробувано в процесі природничо-наукового експерименту, суттєво збільшити кількість виявлених скупчень вуглеводнів, і не лише в межах Дніпровсько-Донецької западини.

Автори вдячні В.О. Лозинському та О.Є. Лозинському (Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу) за допомогу під час здійснення розрахунків.

1. *Атлас* родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Гол. ред. М.М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998.
2. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 30–37.
3. *Гіпотеза* Геї [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://uk.wikipedia.org/wiki/Гіпотеза_Геї (дата звернення: 17.02.2015).
4. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
5. *Рева А.Ф.* Нетрадиционный взгляд на совокупность некоторых вопросов по проблеме ресурсной базы и добычи нефти и газа в Украине // Геофиз. журн. – 2005. – Т. 27, № 5. – С. 701–707.
6. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин // Геоінформатика. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
7. *Хтема А.В.* В'язкість природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2012. – № 4. – С. 36–45.
8. *Хтема А.В.* Знаходження вертикальних фільтраційних бар'єрів відтворенням латентної структури енергетичного стану природного розчину / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2010. – № 4. – С. 52–63.
9. *Хтема А.В.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
10. *Хтема А.В.* Результати визначення питомої густини природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2011. – № 3. – С. 36–45.
11. *Хтема А.В.* Характер флуктуацій геогустинних властивостей водонафтогазоносних осадових утворень за результатами геологічної інтерпретації каротажних діаграм / А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2012. – № 2. – С. 15–26.
12. *Хтема А.В.* Характеристика поточного руху природного розчину в межах водонафтогазоносної осадової товщі /А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2013. – № 2. – С. 5–21.
13. *Хтема А.В.* Оцінка сучасного вуглеводневого потенціалу гідродинамічної пастки рециркуляційного типу за допомогою геоінформаційного робота /А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2015. – № 1. – С. 41–55.

Надійшла до редакції 04.03.2015 р.

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОИСКОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК РЕЦИРКУЛЯЦИОННОГО ТИПА В “БЕЗПЕРСПЕКТИВНЫХ” ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ С ПОМОЩЬЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННОГО РОБОТА

А.В. Хтема[1], В.М. Хтема

[1]ООО “Пром-энерго продукт”, ул. Димитрова, 5, эт. 3, Киев 03150, Украина, e-mail: anna.khtema@gmail.com

При пересмотре геолого-геофизических материалов с целью уточнения перспектив и масштабов нефтегазоносности осадочного разреза в пределах ранее разбуренной площади обнаружено пять аномалий типа залежь. В контуре аномалий рассчитаны и координатно привязаны значения расчетных параметров и оценены геологические запасы углеводородов, охарактеризованы их достоверность и структура. Две аномалии, локализованные с использованием геоинформационного робота, пространственно совпадают с уже известными скоплениями нефти и газа. Существование ещё трёх аномалий, зафиксированных на относительно небольших глубинах, объясняется наличием трёх нефтегазоперспективных объектов, пропущенных при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Результаты исследований дают основание положительно оценивать целесообразность возобновления нафтегазопоисковых работ в пределах изученной площади. Это обусловливает возможность верификации информации, полученной с помощью физико-геологической интерпретации каротажных диаграмм и структурно-числового моделирования с использованием созданной на их основе цифровой геоинформационной технологии.

Ключевые слова: аномалия, углеводороды, геоинформация, запасы, оценка, параметры, категория, моделирование, ловушка, прогноз, скопление, робот.

SEARCH RESULTS OF HYDRODYNAMIC TRAPS OF THE RECYCLING TYPE WITHIN “UNPRODUCTIVE” SEDIMENTARY FORMATIONS, USING THE GEO-INFORMATION ROBOT

A.V. Khtema[1], V.M. Khtema

[1]Limited Liability Company "Prom-energy product", 5 Dimitrova Str., Kyiv 03150, Ukraine, e-mail:anna.khtema@gmail.com

Purpose. The purpose of the research is to revise of geological and geophysical data within the drilled out areas to clarify the scale and oil-and-gas potential of the sediments; using the geoinformation robot (the geo-data robot), to make spatial localization of oil-and-gas prospective objects (deposit-type anomaly); also to get the digital data and graphical visualization of the known and prospective oil and gas objects, their fluid content, quantity, structure and reliability of these reserves.
Design/methodology/approach. We employed physical and geological interpretation of well logs, structural and numerical modeling, and digital geoinformational technology, which users the data on physical characteristics of geological environment and parameters of hydraulically continuous motion of natural fluid. Automatized estimation of geological reserves of hydrocarbons by volumetric method was also applied.
Findings. Five deposit-type anomalies were found in sedimentary layers within the drilled out area. The values of the estimation parameters were calculated and localized within these anomalies. We estimated hydrocarbon reserves and characterized their reliability and structure (whether it is gas or fluid). Two anomalies spatially aligned with the oil and gas accumulations which were already known. The existence of three other anomalies, which were detected at relatively shallow depths, is accounted for by the presence of three oil and gas objects that were missed while drilling prospecting, exploration and production wells.
Practical value/implications. The obtained results indicate that it would be useful and expedient to resume hydrocarbon exploration within the drilled out area (researched by the authors). This will give an opportunity to verify the evidence obtained from physical and geological interpretation of well logs and structural and numerical modeling.

Keywords: anomaly, hydrocarbons, geoinformation, reserves, estimation, parameters, modeling, trap, forecast, accumulation, robot.

References:

1. *Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy: V 6 t.* M.M. Ivaniuta (red.) [Atlas of oil and gas fields of Ukraine. In 6 volumes]. Lviv, *Tsentr Yevropy*, 1998.
2. Valyaev B.M. *Uglevodorodnaya degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy* [The hydrocarbon degassing of the Earth and the genesis of oil and gas fields]. *Geologiya nefti i gaza*, 1997, no. 9, pp. 30-37.
3. *Hipoteza Heyi* [The Gaia hypothesis]. Available at: http://uk.wikipedia.org/wiki/Гіпотеза_Геї (accessed 17 February 2015).
4. Zhdanov M.A. *Neftegazopromyslovaya geologiya i podschet zapasov nefti i gaza* [Petroleum geology and estimation of oil-and-gas reserves]. Moscow, *Nedra*, 1970, 488 p.
5. Reva A.F. *Netraditsionnyy vzglyad na sovokupnost’ nekotorykh voprosov po probleme resursnoy bazy i dobychi nefti i gaza v Ukraine* [Unconventional view upon the totality of problems on the raw material base and extraction of oil and gas in Ukraine]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2005, vol. 27, no. 5, pp. 701-707.

© А.В. Хтема, В.М. Хтема

6. Khtema A.V. *Vizualizatsiia trishchynuvatosti za rezultatamy heolohichnoi interpretatsii materialiv heofizychnykh doslidzhen sverdlovyn* [Visualization of jointing on the results of geological interpretation of materials of well survey]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2010, no. 1, pp. 58-65.
7. Khtema A.V., Khtema V.M. *Viazkist pryrodnoho rozchynu v mezhakh hidrodynamichnoi pastky retsyrkuliatsiinoho typu* [Viscosity of natural fluid within a hydrodynamic trap of recycling type]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2012, no. 4, pp. 36-45.
8. Khtema A.V., Khtema V.M. *Znakhodzhennia vertykalnykh filtratsiinykh barieriv vidtvorenniam latentnoi struktury enerhetychnoho stanu pryrodnoho rozchynu* [Vertical filtration barriers' detection by the reproduction of latent structure of natural solution's energy state]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2010, no. 4, pp. 52-63.
9. Khtema A.V., Khtema V.M. *Piznavalni aspekty vizualizatsii filtratsiino-yemnisnykh vlastyvostei vodonaftohazonosnykh nadr u mizhrepernomu prostori* [Cognitive aspects of visualization of filtration and capacitive properties of water-oil and gas saturation of the subsoil in between reference space]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2009, no. 4, pp. 64-79.
10. Khtema A.V., Khtema V.M. *Rezultaty vyznachennia pytomoi hustyny pryrodnoho rozchynu v mezhakh hidrodynamichnoi pastky retsyrkuliatsiinoho typu* [Results of determining the specific density of natural solution within a hydrodynamic trap of recycling type]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2011, no. 3, pp. 36-45.
11. Khtema A.V., Omelchenko V.H., Khtema V.M. *Kharakter fluktuatsii heohustynnykh vlastyvostei vodonaftohazonosnykh osadovykh utvoren za rezultatamy heolohichnoi interpretatsii karotazhnykh diahram* [The character of fluctuation of density properties of water-oil-and-gas bearing sedimentary formations on the results of well survey geological interpretation]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2012, no. 2, pp. 15-26.
12. Khtema A.V., Khtema V.M. *Kharakterystyka potochnoho rukhu pryrodnoho rozchynu v mezhakh vodonaftohazonosnoi osadovoi tovshchi* [Characteristics of modern movement of natural fluid within water-oil-and-gas sediment formation]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2013, no. 2, pp. 5-21.
13. Khtema A.V., Khtema V.M. *Otsinka suchasnoho vuhlevodnevoho potentsialu hidrodynamichnoi pastky retsyrkuliatsiinoho typu za dopomohoiu heoinformatsiinoho robota* [Estimation of the current hydrocarbon potential of hydrodynamic trap of recycling type using geo-information robot]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2015, no. 1, pp. 41-55.

Received 04/03/2015

© А.В. Хтема, В.М. Хтема