

ОЦІНКА СУЧАСНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО ПОТЕНЦІАЛУ ГІДРОДИНАМІЧНОЇ ПАСТКИ РЕЦИРКУЛЯЦІЙНОГО ТИПУ ЗА ДОПОМОГОЮ ГЕОІНФОРМАЦІЙНОГО РОБОТА

А.В. Хтема¹, В.М. Хтема

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

За допомогою фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм, структурно-числового моделювання та геоінформаційної технології у камеральних умовах автоматизованим способом здійснено просторову локалізацію аномалій типу “вуглеводневий поклад” та отримано геоінформацію про місцезнаходження скупчень вуглеводнів, характер насичення, величину, структуру та достовірність їх запасів. На фоні обмеженого впливу структурного фактора на нафтогазоносність надр продемонстровано особливості процесу самоорганізації скупчень вуглеводнів. Сформовано геоінформаційний базис, потрібний для реконструкцій швидкості та прискорення процесу утворення скупчень вуглеводнів, оцінки динаміки величини запасів та уточнення можливостей використання фактора часу для досягнення значень коефіцієнта вилучення вуглеводнів понад одиницю. Створено геоінформаційний робот, який доцільно застосовувати у межах раніше розбурених ділянок для пошуків пропущених скупчень вуглеводнів, а також для визначення найвірогіднішого діапазону запасів вуглеводнів, підрахованих за різних варіантів кореляції каротажних діаграм.

Ключові слова: вуглеводні, геоінформація, запаси, підрахунок, параметри, категорія, моделювання, пастка, процес, скупчення, робот.

“...автоматизація способу життя потрібна людям творчим саме для того, щоб мати можливість присвячувати максимум власної енергії справам, які їх головним чином цікавлять, а не витратити її на те, що можна врегулювати і отримати ціною мінімального напруження”.

Т. Котарбинський

Завданням геологорозвідувальних робіт на нафту і газ є отримання геоінформації про місцезнаходження скупчень вуглеводнів, характер насичення та їх запаси. Висвітлення цієї геоінформації, здобутої за допомогою геоінформаційного робота*¹, є метою публікації.

У викладеному контексті доцільно окреслити деякі особливості існуючої процедури підрахунку запасів вуглеводнів – поєднання гіпотетичних уявлень, теоретичних знань і наявних відомостей способами, що детально висвітлені, зокрема, роботами [2, 7, 15] та регламентовані інструкцією [10]. Необхідну кількість підрахункових параметрів геолог-інтерпретатор обґрунтовує, використовуючи значний за обсягами масив геоінформації різного формату і детальності, отриманої у різний час із різних джерел: сейсморозвідки, промислово-геофізичних досліджень, лабораторних аналізів спорадично відібраних проб флюїдів, зразків керна тощо. Об’єктивність і достовірність цієї геоінформації, отриманої колективними та індивідуальними зусиллями вузькопрофільних спеціалістів із фахово обмеженим геологічним кругозором, є відносними. Якщо визнати слух-

ною думку Ф. Ніцше про те, що “*факти не існують – є тільки інтерпретації*” (тут і надалі курсив авторів), то внаслідок існуючого розподілу інтелектуальної праці геолог-інтерпретатор певною мірою інтерпретує не ним проінтерпретоване – нонсенс із точки зору пізнання ним об’єктивної реальності. Тим часом недостатньо інформаційно висвітленим залишається позасвердловинний простір².

Для того щоб обмежити інтерпретаційні фантазії, геолог-інтерпретатор під час створення геологічних моделей вимушений послугоуватись свого роду корпоративними хитрощами (елементарними спрощеннями на кшталт лінійних принципів інтерполяції та екстраполяції незначної кількості дискретних даних, виклинювання або заміщення порід посередині між свердловинами, екранувальних порушень, герметичних покришок, непроникних порід) та іншими правдоподібними умовностями. Внаслідок використання елементарних спрощень уявлення про морфологію скупчень вуглеводнів є елементарно простими, а підрахунок запасів – грубо наближеним. На достовірність відображення об’єктивної реальності впливають і техногенні чинники – якість первинного та вторинного розкриття пластів, технічний стан і способи отримання припливу вуглеводнів, результати геофізичних досліджень свердловин тощо. Через це створення не геологічної, а техногенно-геологічної моделі та підрахунок запасів вуглеводнів, підпорядкований саме

* Авторські коментарі 1–14 див. у кінці статті.

цій моделі, потребують скоординованих і довготривалих зусиль багатьох спеціалістів. Ці висококваліфіковані спеціалісти задіяні для творчого осмислення і неформалізованої селекції наявної геоінформації на достовірну та недостовірну, здійснення за допомогою вольових актів кореляції³ розрізів пробурених свердловин та умовно-класифікаційної упорядкованості геоданих⁴, написання у лапідарному стилі багатотомного звіту із графічно аргументованим описом одного із можливих варіантів свого бачення глибинної будови та нафтогазоносності надр. Тому, враховуючи те, що як проміжні, так і кінцеві результати підрахунку, разом із оцінкою достовірності запасів, є суто авторськими здобутками, виникає потреба у додатковій експертизі. Під час її проведення експерти-корифеї, витрачаючи частину власного фахового ресурсу на суб'єктивний контроль за суб'єктивними чинниками⁵, значну увагу приділяють техніко-економічному обґрунтуванню коефіцієнта вилучення вуглеводнів (відношення видобувних запасів до геологічних), максимальне значення якого, як прийнято вважати, не може перевищувати одиницю⁶.

В результаті раніших досліджень (див. докладніше у статтях [23–31]) у процесі виокремлення в камеральних умовах аномалій типу “поклад” (АТП) за допомогою геологічної, а точніше фізико-геологічної, інтерпретації каротажних діаграм та структурно-числового моделювання⁷, автори отримали додаткові обсяги геоінформації, що характеризує поточний фізичний стан геологічного середовища і параметри сучасного руху⁸ природного розчину водонафтогазоносною товщі xt-13/16 (унікальний номер), яка в межах N-ської площі⁹ представлена перешаруванням водо- та нафтогазонасичених осадових порід загальною потужністю від 156 до 280 м. Аналіз та узагальнення цієї невідомої раніше геоінформації (табл. 1) дали змогу ввести в процес багатofакторної геологічної інтерпретації нові, раніше не спостережувані та не вимірювані фізичні властивості. Стало зрозу-

мілим, що гідродинамічна пастка рециркуляційного типу (далі по тексту – пастка), з існуванням якої пов'язують нафтогазові скупчення, це темпоральний процес.

Тому невід'ємною властивістю пастки має бути не тільки просторова, а й часова мінливість підрахункових геопараметрів та запасів вуглеводнів¹⁰. Таким чином, уявлення про скупчення вуглеводнів як стаціонарний об'єкт змінилися розумінням важливості впливу еволюційної складової на запаси та видобуток вуглеводнів. У свою чергу, сприйняття запасів вуглеводнів як динамічно змінного ресурсу, з огляду на оцінку сучасної швидкості руху природного розчину [31], дало підстави припустити, що, використовуючи відповідним чином структуризовану геоінформацію та фактор часу, можна досягти коефіцієнтів вилучення вуглеводнів, значення яких можуть бути істотно більшими за одиницю. Проте через відсутність потрібного для цього геохронометра поки що не вдалося ідентифікувати пастку як не-стаціонарний (описується рухомою точкою на вісі часу, тому залежність від часу є принципово важливою) або квазістаціонарний фізико-геологічний процес (масштаб еволюційних змін набагато більший, ніж проміжок часу, який нас цікавить).

Спираючись на міркування про те, що “... нафтогазонакопичення – всього лише незначний побічний процес на фоні набагато масштабнішого (в багато тисяч разів) процесу глибинної вуглеводневої дегазації Землі, під час якого через розріз літосфери проходить велетенська кількість вуглеводнів на шляху в гідросферу і атмосферу” [3], пастку, як і будь-який інший темпоральний процес, можна умовно розподілити на етапи: появи (П, момент часу t_0), розвитку (Р), стагнації (С), деградації (Д) та зникнення (З, момент часу t_k). Кожен з цих етапів характеризується різною мінливістю значень вуглеводневого потенціалу – Q_{BB} , регенераційного ресурсу – R_{BB} , міграційних – MQ_{BB} і еміграційних – EQ_{BB} складових запасів та їх сумарних величин (ΣMQ_{BB} , ΣEQ_{BB}). При цьому

Таблиця 1. Площа N. Товща xt-13/16. Фізичні характеристики геологічного середовища (фрагменти, за матеріалами [24–31])

ВТ	Інтервал товщі	${}^p h_{i+1}^i$	${}^p m_{i+1}^i$	${}^p k_{i+1}^i$	${}^p mtr_{i+1}^i$	КА ${}^p P_{i+1}^i$	${}^v \text{grad} {}^p P_{i+1}^i$	${}^p g_{i+1}^i$	${}^p \gamma sk_{i+1}^i$	${}^p \gamma_{i+1}^i$	${}^p \gamma_{i+1}^i$	${}^p \mu_{i+1}^i$	${}^p \nu_{i+1}^i$	${}^p \nu_{i+1}^i$	${}^p MT_{i+1}^i$	${}^p Re_{i+1}^i$
12 41	$t - 45/46$	1,017	0,011	0,030	0,0006	1,083	0,010	1,003	2,672	2,643	2,654	0,080	0,080	0,006	0,260	13 204
	$t - 210/211$	1,012	0,011	0,030	0,0010	1,080	0,011	1,015	2,671	2,642	2,653	0,080	0,070	0,007	0,150	15 062
27 26	$t - 45/46$	0,328	0,033	0,800	0,0005	1,079	-0,066	0,738	2,662	2,573	2,598	40,520	54,900	0,001	0,240	7
	$t - 210/211$	0,809	0,010	0,030	0,0004	1,088	0,001	1,024	2,671	2,644	2,654	0,480	0,470	0,005	0,510	2528

Примітки. Тут і в табл. 2: ВТ – вузлова точка; 12|41 – ВТ, розташована поблизу непродуктивної свердловини; 27|26 – ВТ, розташована поблизу продуктивної свердловини; $t - 45/46$ – продуктивний інтервал; $t - 210/211$ – непродуктивний інтервал; ${}^p h_{i+1}^i$ – потужність інтервалу ($i \div i + 1$) на момент спостережень (p), м; ${}^p m_{i+1}^i$ – коефіцієнт загальної пористості; ${}^p k_{i+1}^i$ – коефіцієнт проникності, 10^{-6} см²; ${}^p mtr_{i+1}^i$ – коефіцієнт порожнистості тріщин; КА ${}^p P_{i+1}^i$ – коефіцієнт аномальності пластового тиску; ${}^v \text{grad} {}^p P_{i+1}^i$ – вертикальний градієнт пластового тиску, МПа/м; ${}^p g_{i+1}^i$ – питома густина природного розчину, т/м³; ${}^p \gamma sk_{i+1}^i$ – питома густина мінерального скелета, т/м³; ${}^p \gamma_{i+1}^i$ – питома густина “сухих” осадових утворень, т/м³; ${}^p \gamma_{i+1}^i$ – питома густина флюїдонасичених осадових утворень, т/м³; ${}^p \mu_{i+1}^i$ – динамічна в'язкість природного розчину, мПа·с; ${}^p \nu_{i+1}^i$ – кінематична в'язкість природного розчину, 10^{-6} см²/с; ${}^p \nu_{i+1}^i$ – модуль вектора швидкості руху природного розчину, х·см/с; ${}^p MT_{i+1}^i$ – показник мікротурбулентності; ${}^p Re_{i+1}^i$ – число Рейнольдса.

під вуглеводневим потенціалом розуміємо масу (запаси) вуглеводнів, що міститься у певний момент часу в межах пастки. Під регенераційним ресурсом, услід за Б. Куделіним [13], який дослідив процеси природного поновлення підземних вод, розуміємо безрозмірний показник, що характеризує здатність пастки, як відкритої системи, до поновлення запасів унаслідок їх міграції та еміграції за допомогою субгоризонтальних і субвертикальних водонафтогазових потоків (див.: [25, рис. 7]):

$$R_{BB} = (MQ_{BB} - EQ_{BB}) / Q_{BB}.$$

Згідно із гіпотетичним сценарієм, зображеним на рис. 1, при $R_{BB} > 0$ Q_{BB} зростає (період формування скупчення вуглеводнів), при $R_{BB} < 0$ – зменшується (період розформування скупчення вуглеводнів). Якщо величина R_{BB} змінює знак ($R_{BB} = 0$), Q_{BB} досягає максимальних значень.

З урахуванням того, що величина міграційно-еміграційного балансу $MQ_{BB} - EQ_{BB}$ є похідною від Q_{BB} , прагматичний інтерес становить мінливість у часі величини Q_{BB} , ключовою характеристикою якої є сучасне значення вуглеводневого потенціалу – ${}^m Q_{BB}$. Проте для того щоб встановити із достатньою для практичних потреб точністю нелінійний характер функціональної залежності Q_{BB} від t , необхідно мати змогу визначати швидкість та прискорення процесу утворення скупчень вуглеводнів станом на різні моменти геологічного часу. Для цього, за умови мінімальної тривалості часових інтервалів ($\Delta t \rightarrow 0$ – непосильна для сучасної стратиграфії задача¹¹), потрібно володіти відповідними технологічними можливостями, щоб ціною мінімального напруження практично миттєво здійснити тисячі стандартизованих підрахунків запасів. Таким чином, постало неординарне завдання – формування геоінформаційного базису автоматизованим способом.

Для вирішення цього завдання було створено геоінформаційний робот¹², вхідною інформацією для якого слугують відомості, що кількісно характеризують на момент спостережень фізичні характеристики геологічного середовища (табл. 1).

За допомогою відповідних розрахунків отримано числові значення окремих підрахункових параметрів (фрагментарно наведені у табл. 2), які були використані для створення їх картографічних моделей, окремі із яких зображені на рис. 2. На основі цих моделей у межах кожного із 224 локалізованих інтервалів товщі $xt-13/16$ (за наявності значень ${}^m k_{hz_{t+1}} > 0,5$) оцінено поточні геологічні запаси вуглеводнів, зокрема газу та рідких вуглеводнів, об'ємним методом без урахування видобутку та інших техногенних чинників (табл. 3).

Враховуючи те, що на достовірність (Д) картографічних моделей впливають відстань від сверд-

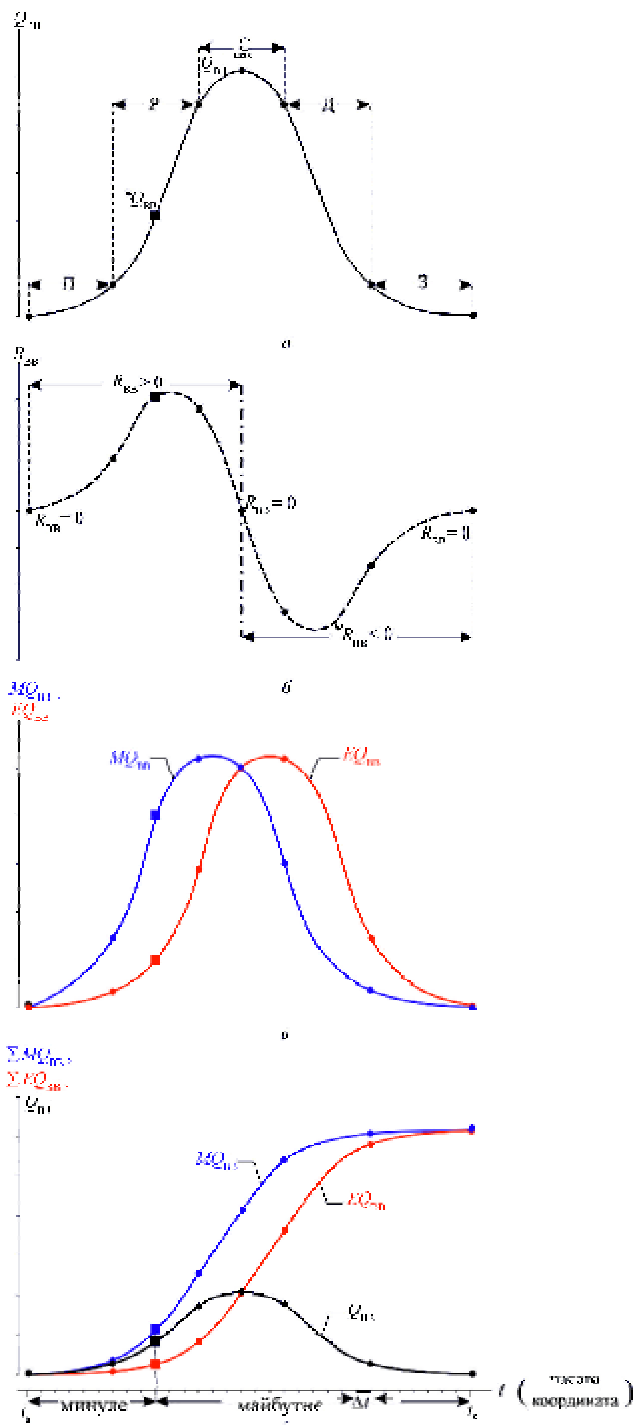


Рис. 1. Еволюція запасів вуглеводнів у часі. Пояснення див. у тексті

ловин та їх кількість [27], запаси вуглеводнів умовно віднесено до категорії Д1 (запаси із високою достовірністю, підраховані у радіусі до 500 м від свердловини), категорії Д2 (запаси із помірною достовірністю, підраховані у радіусі від 500 до 1000 м) та категорії Д3 (запаси із невисокою достовірністю, підраховані за межами радіуса 1000 м).

Пам'ятаючи застереження: *розумні використовують комп'ютер, аби не гаяти час, інші – щоб згаяти час*, потрібно визнати, що через наявність проблем адекватного відображення геологічної

Таблиця 2. Площа N. Товща xt-13/16. Підрахункові параметри (фрагменти),

ВТ	Інтервал товщі	${}^p k n z_{i+1}^i$			${}^p g n z_{i+1}^i$	у тому числі		${}^p L Q n z_{i+1}^i$	у тому числі		Характер насичення	${}^p g \theta_{i+1}^i$
		${}^p k n_{i+1}^i$	${}^p k z_{i+1}^i$			${}^p g n_{i+1}^i$	${}^p g z_{i+1}^i$		${}^p L Q n_{i+1}^i$	${}^p L Q z_{i+1}^i$		
12 41	$t - 45 / 46$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ϵ	1,119
	$t - 210 / 211$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ϵ	1,124
27 26	$t - 45 / 46$	0,877	0,642	0,235	0,698	0,873	0,202	0,0066	0,0061	0,0005	$H+\epsilon+\epsilon$	1,057
	$t - 210 / 211$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ϵ	1,126

Примітки: параметри осереднені у межах ділянок розмірами 100×100 м; n – нафта + конденсат, z – газ – вільний + розчинений, ϵ – вода; ${}^p k n z_{i+1}^i$ – коефіцієнт нафтогазонасиченості (${}^p k n z_{i+1}^i = {}^p k n_{i+1}^i + {}^p k z_{i+1}^i$) – відношення об'єму пустот, заповнених вуглеводнями (нафта + конденсат + газ), до об'єму пустот, заповнених природним розчином; ${}^p k n_{i+1}^i$ – коефіцієнт нафтонасиченості; ${}^p k z_{i+1}^i$ – коефіцієнт газонасиченості; ${}^p g n z_{i+1}^i$ – питома густина вуглеводнів, т/м³; ${}^p g n_{i+1}^i$ – питома густина рідких вуглеводнів, т/м³; ${}^p g z_{i+1}^i$ – питома густина газу, т/м³; ${}^p L Q n z_{i+1}^i$ – лінійні запаси вуглеводнів, т/м²; ${}^p L Q n_{i+1}^i$ – лінійні запаси рідких вуглеводнів, т/м²; ${}^p L Q z_{i+1}^i$ – лінійні запаси газу, т/м²; ${}^p g \theta_{i+1}^i$ – питома густина водного розчину (без вуглеводнів), т/м³.

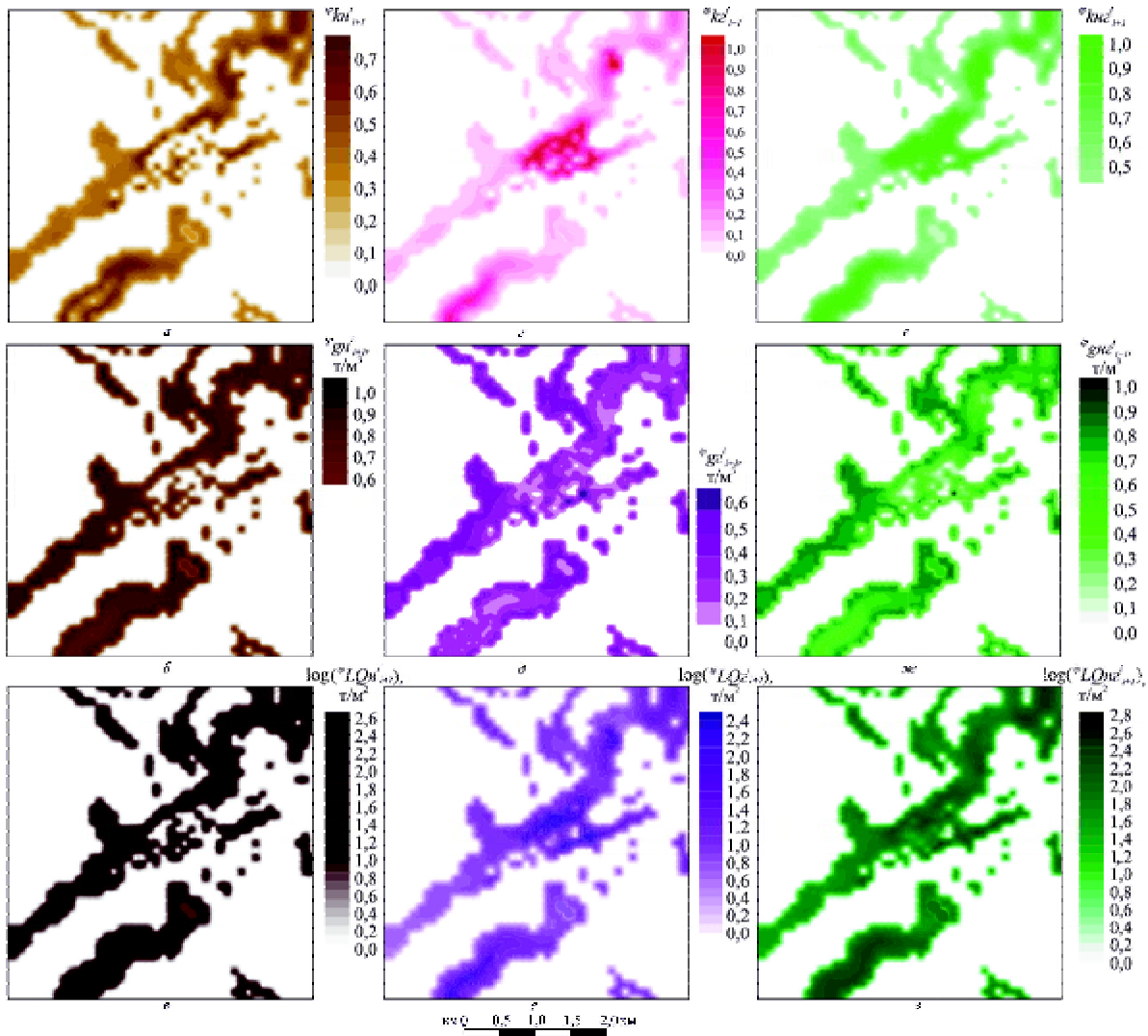


Рис. 2. Площа N. Товща xt-13/16. Інтервал $t - 45/46$. Картографічні моделі підрахункових параметрів (${}^p k n_{i+1}^i$, ${}^p k z_{i+1}^i$, ${}^p k n z_{i+1}^i$, ${}^p g n_{i+1}^i$, ${}^p g z_{i+1}^i$, ${}^p g n z_{i+1}^i$) та лінійних запасів вуглеводнів (${}^p L Q n_{i+1}^i$, ${}^p L Q z_{i+1}^i$, ${}^p L Q n z_{i+1}^i$): а-в – рідких; г-е – газоподібних; є-з – рідких + газоподібних

Таблиця 3. Площа N. Товща xt-13/16. Результати оцінки поточних геологічних запасів вуглеводнів (без урахування видобутку, фрагменти)

Номер інтервалу підрахунку	Унікальна назва інтервалу	Запаси, тис.т	${}^p k_{n\pm 1}^i > 0,5$				${}^p k_{n\pm 1}^i > 0,75$			
			Д1+Д2+Д3	Д1	Д2	Д3	Д1+Д2+Д3	Д1	Д2	Д3
45	t – 45/46	n+k+z	66,8	25,7	10,9	30,2	32,8	12,9	3,4	16,5
		n+k	54,0	18,6	9,2	26,2	24,7	7,8	2,7	14,2
		z	12,8	7,1	1,7	4,0	8,1	5,1	0,7	2,3
210	t – 210/211	n+k+z	1,2	0,6	0,2	0,4	0	0	0	0
		n+k	1,0	0,5	0,1	0,4	0	0	0	0
		z	0,2	0,1	0,1	0	0	0	0	0
xt-13/16		n+k+z	6363,8	2773,6	1260,3	2329,9	1780,4	1036,8	183,5	560,1
		n+k	5312,2	2305,6	1011,8	1994,8	1416,9	805,3	135,9	475,7
		z	1051,6	468,0	248,5	335,1	363,5	231,5	47,6	84,4

реальності та неоднозначності кореляції відомості, які здобуті за допомогою геоінформаційного робота, не є істиною в останній інстанції, це лише наближений до неї, тою чи іншою мірою один із множини варіант кількісної геологічної інтерпретації каротажних діаграм. При цьому ми спиралися на віру у правильність власного бачення та розуміння процесу утворення скупчень вуглеводнів, а також використаних гіпотез, постулатів і припущень, оцінити достовірність яких тільки теоретичними засобами неможливо. Крім того, віртуальні підрахункові параметри, породжені “грою розуму на комп’ютері”, не допускають їх перевірки об’єктивними методами контролю. Мало того, не можна повністю виключити і дезорієнтуючий вплив фактора часу та багаторічного видобутку на параметри, строго кажучи, різновікових каротажних діаграм, а таким чином, і на підрахункові моделі, що створені на їх основі. Через відсутність достовірних знань про істинну величину запасів, невідомою є і точність їх оцінки за допомогою геоінформаційного робота.

Отже, перебуваючи у ситуації вкрай обмеженого відання про реальний стан речей, можна ненароком породити теоретико-інформаційний фантом та неусвідомлено послугоуватись ілюзіями, здатними тривалий час продукувати із позірною точністю псевдонаукові симулякри (копії, що не мають оригіналу). Внаслідок цього теоретико-інформаційний фантом набуває чіткої діагностичної ознаки – велика праця за вкрай убогих практичних результатів. На щастя, застосування геоінформаційного робота дає змогу отримати принципово різну характеристику насичення осадових утворень (вуглеводні або вода) і тим самим – результат, верифікація якого дає лише два варіанти відповіді – істиною або хибно. Тому, враховуючи і те, що *достоїнством науки як системи є те, що вона може і виявляє свої помилки, а псевдонаука цього не робить* (С. Гулд), для того щоб оцінити за допомогою професійно-логічних критеріїв достовірність фізико-геологічних підрахункових моделей, створених за допомогою геоінформаційного робота, потрібно застосувати їх безпосередньо як АТП під час пошуків скупчень

вуглеводнів, пропущених з різних причин. Іншими словами, за допомогою процедури оцінки запасів, якою зазвичай закінчується геологорозвідувальний етап, слід зробити спробу обґрунтувати доцільність його відновлення в межах уже розбурених ділянок (отримані у цій царині результати маємо надію продемонструвати у наступній публікації). І хоча для надрокористувача прийнятним результатом буде відкриття принаймні одного, “невидимого” раніше скупчення вуглеводнів, тільки підтвердження нафтогазоносності розкритого свердловинами “безперспективного” розрізу (при значеннях ${}^p m_{i+1}^i > 0,075$ та ${}^p k_{n\pm 1}^i > 0,75$) не менше ніж у 5 із 10 випадків у контурі оцінки запасів із найвищою достовірністю (Д1), 3 із 10 – у контурі Д2 та 2 із 10 – у контурі Д3 неупереджено свідчитиме, що структурно-числові моделі адекватно відображують об’єктивну реальність. Це побічно вказуватиме і на те, що здійснена на їх основі кількісна оцінка запасів вуглеводнів характеризується точністю, яка достатня для вирішення практичних завдань.

Разом з тим реалізований підхід, який має значні резерви подальшого вдосконалення, порівняно з існуючою процедурою оцінки запасів вуглеводнів має принаймні три очевидні переваги. По-перше, він дає змогу детальніше зафіксувати особливості процесу самоорганізації скупчень вуглеводнів. Наприклад, нетривіальний результат одержано зіставленням контурів нафтогазоносності із структурними картами, побудованими методом інтегральних тенденцій [27], який засвідчив, що скупчення вуглеводнів приурочені не тільки до антиклінальних або неантиклінальних форм, а й до структурних елементів перехідного типу (рис. 3, 4). Це дає змогу висловити здогад про обмеженість впливу структурного чинника на нафтогазоносність надр. Крім того, згусткоподібно-плямиста морфологія вуглеводневих скупчень (рис. 5) сприяє ситуації, коли свердловина, пробурена у безпосередній близькості від продуктивної, може виявитися непродуктивною, або навпаки, коли свердловина, пробурена у безпосередній близькості від непродуктивної, може виявитися продуктивною. Це вже значно цікавіше, враховуючи те, що

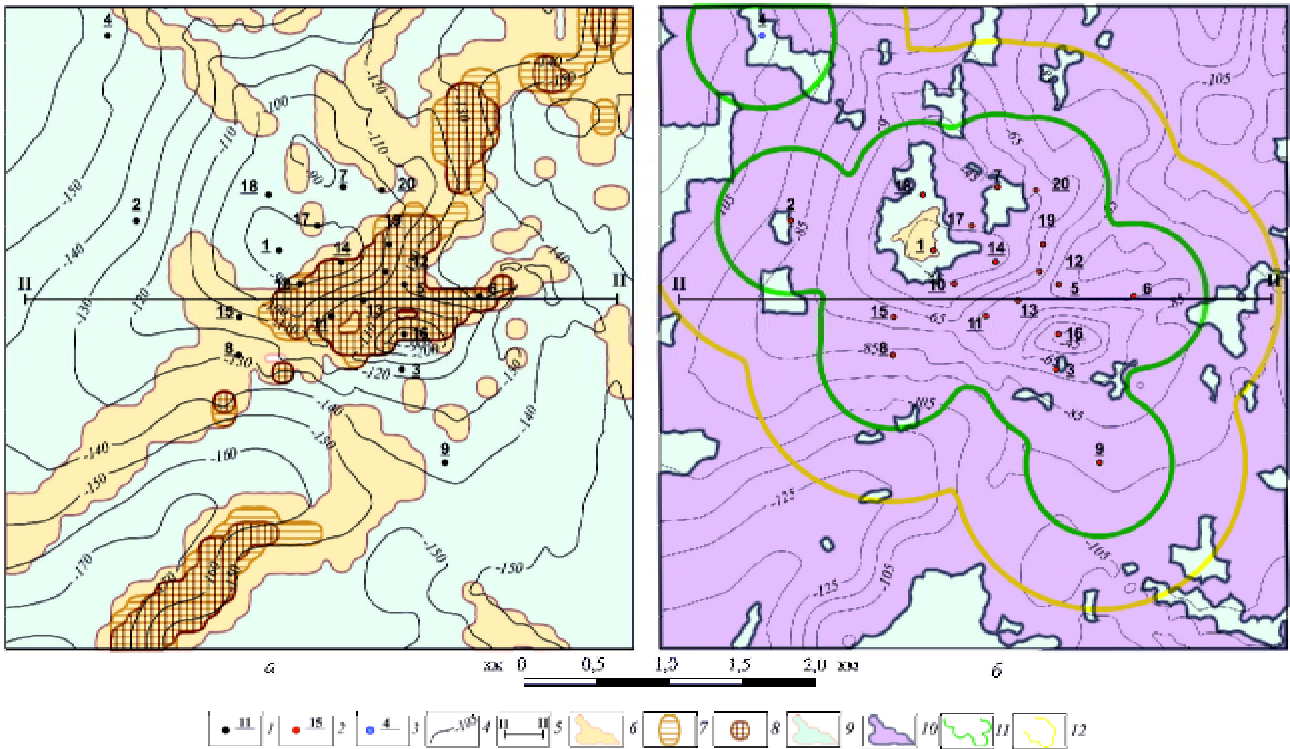


Рис. 3. Площа N. Товща xt-13/16. Інтервал 45/46. Зіставлення нафтогазоносних ділянок зі структурною основою (а – товща xt-13/16, інтервал 45/46; б – товща xt-13/16). Свердловини: 1 – пробурені, 2 – продуктивні, 3 – непродуктивні; 4 – ізогіпси покривлі в умовних абсолютних відмітках, м; 5 – профіль по лінії II–II; нафтогазоносні ділянки: 6 – $^{np}kz_{i+1}^j > 0,5$, 7 – $^{np}kz_{i+1}^j > 0,75$, 8 – $^{np}kz_{i+1}^j = 1$; 9 – непродуктивні ділянки; 10 – площа максимально нафтогазоносності; контури достовірності: 11 – Д1; 12 – Д2

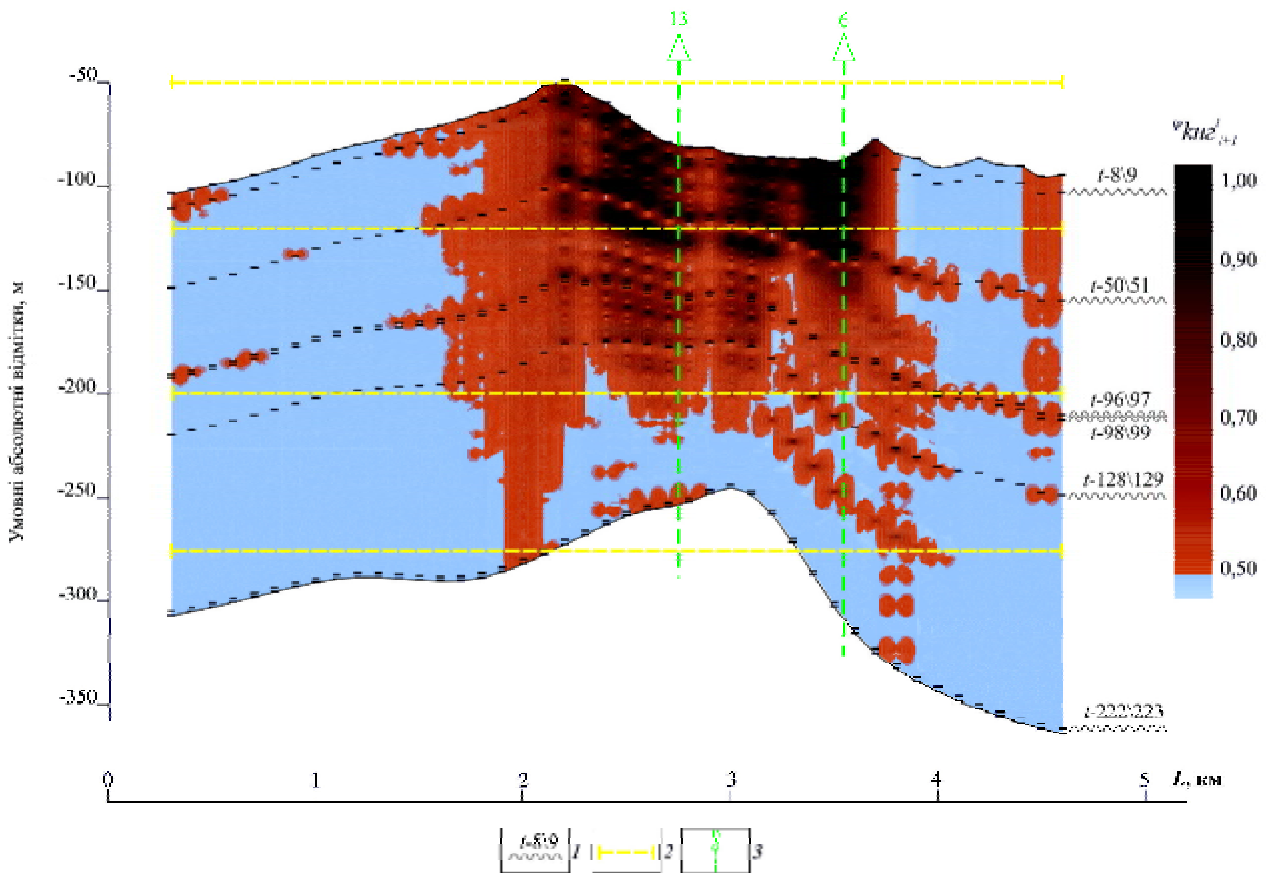


Рис. 4. Площа N. Товща xt-13/16. Параметр $^{np}kz_{i+1}^j$. Профіль по лінії II–II: 1 – стратиграфічні неузгодження; 2 – горизонтальні зрізи; 3 – осі свердловин

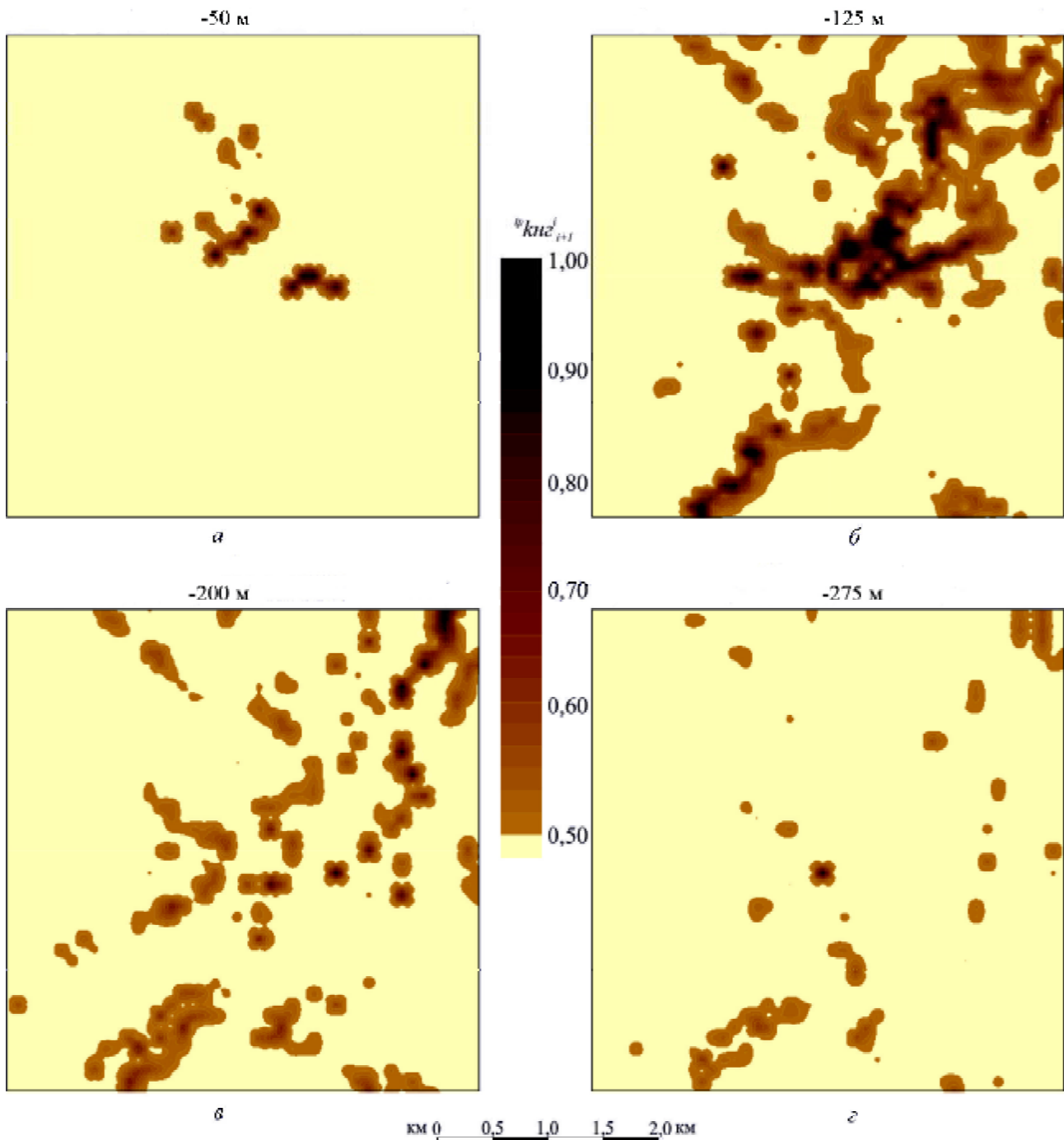


Рис. 5. Площа N. Товща xt-13/16. Параметр $^{\circ}knc_{i+1}^j$. Субгоризонтальні зрізи (див. рис. 4). Концентрація вуглеводнів: а – на “виході” з пастки, б, в – у межах пастки, г – на “вході” у пастку

переважна більшість пошукових свердловин, місцеположення яких визначали за допомогою структурних карт, у підсумку виявляються непродуктивними – симптоматичне “досягнення” багаторічної практики нафтогазопошукових робіт, яке слугує, разом із “квадратно-гніздовим” способом буріння свердловин (див.: [26, рис. 1]) та використанням елементарних спрощень, достеменною ознакою донаукового рівня розвитку нафтогазопошукової геології.

По-друге, запропонований підхід дає змогу наочно схарактеризувати структуру запасів вуглеводнів (рис. 6).

По-третє, він дає можливість уникнути зайвих втрат часу – природного ресурсу, найбільш значущого як для окремого індивіда, так і для соціуму в цілому.

Висновки.

Результати досліджень дали можливість автоматизованим способом кількісно оцінити сучасний вуглеводневий потенціал пастки, створити геоінформаційний робот, необхідний для визначення місця знаходження ймовірно пропущених скупчень вуглеводнів із диференційованою оцінкою характеру насичення, величини та достовірності їх запасів.

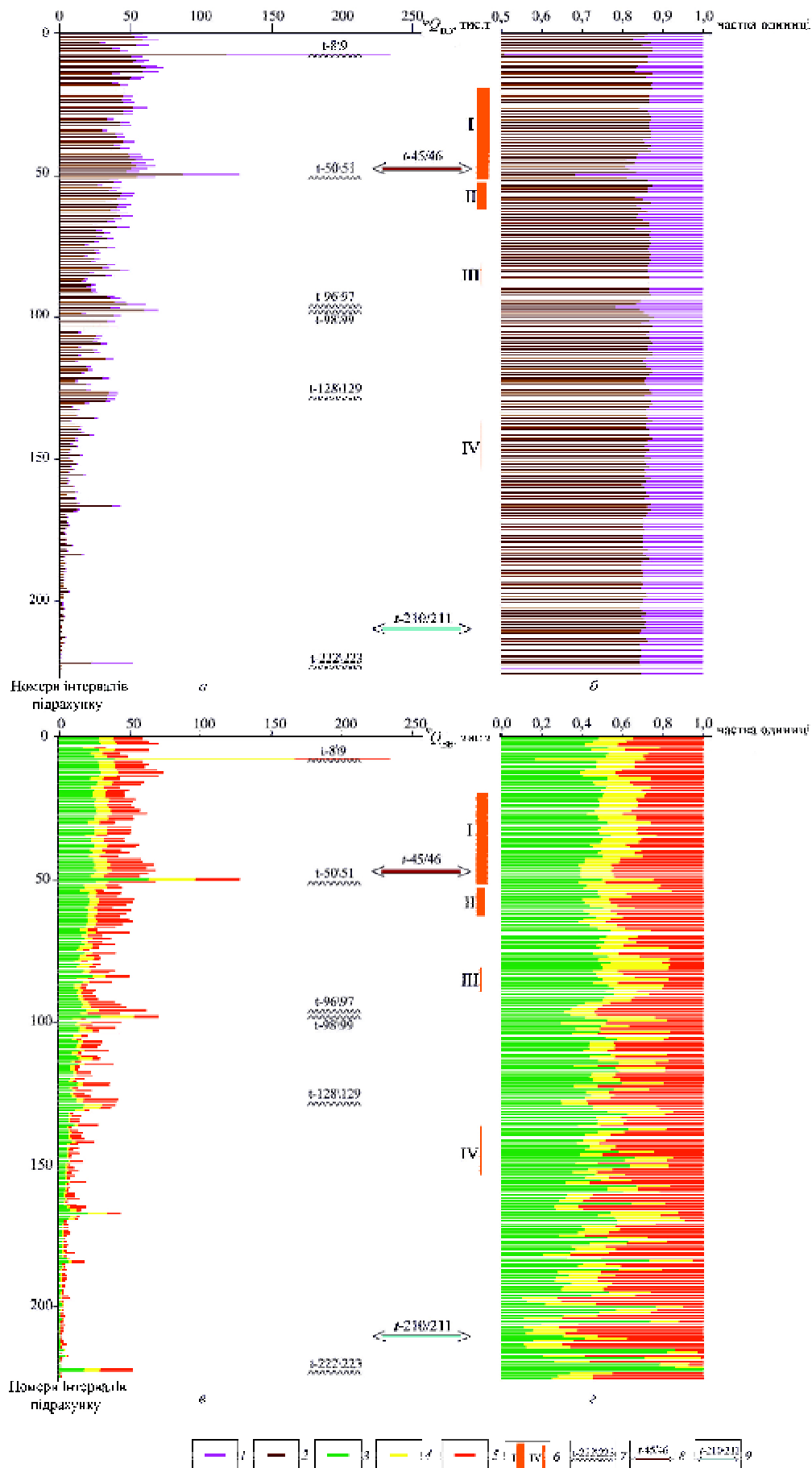


Рис. 6. Площа N. Товща xt-13/16. Структура запасів вуглеводнів: а, б – за характером насичення; в, г – за достовірністю; 1 – газ; 2 – рідкі вуглеводні (нафта+конденсат); достовірність запасів вуглеводнів: 3 – висока (Д1), 4 – помірна (Д2), 5 – невисока (Д3); 6 – нафтогазоносні інтервали (I–IV) за результатами геофізичної інтерпретації діаграм ГДС свердловини 13; 7 – стратиграфічні неузгодження; інтервали товщі: 8 – продуктивний, 9 – непродуктивний

Отже, у середовищі, сприятливому для існування спекулятивних ідей¹³, які характерні для наук про Землю, де неможливість прямої перевірки тих чи інших уявлень окремих суб'єктів є великою трудністю, що вважається мало не атрибутом цих наук [20], створено осередок необхідних і достатніх передумов для такого:

- пошуків об'єктів пізнішого виявлення, потрібних для проведення вирішального експерименту з метою уточнення, до якого саме класу¹⁴ належать створені та використані авторами теоретичні конструкції;
- верифікації матеріалів геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання через ефективність виявлення “невидимих” раніше скупчень вуглеводнів, підтвердження їх характеру насичення та масштабу нафтогазоносності.

Авторські коментарі

¹ Під геоінформаційним роботом (автоматом) розуміємо геоінформаційну технологію, що ґрунтується на сукупності математичних формул, об'єднаних з урахуванням фізико-геологічних взаємозв'язків у алгоритми, які в автоматичному режимі зчитують, систематизують, обробляють, аналізують, синтезують і генерують геоінформацію.

² У межах товщі *хт-13/16*, розкритою сіткою пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, частка позасвердловинного простору становить близько 99,999999 %, частка свердловинного простору – близько 0,000001 %. Їх співвідношення дорівнює 99 999 999. Так зримо проявила себе фундаментальна проблема нафтогазопошукової геології – адекватність сприйняття і відображення об'єктивної реальності у вигляді дискретних геологічних моделей середовища нелінійного типу. Через нікчемно малі обсяги “точкової” геоінформації цю проблему неможливо розв'язати за допомогою імпровізацій із використанням фізично беззмістовних елементарних спрощень, тому що йдеться про необхідність *аналізу процесу циркуляції* природного розчину. Іншими словами, у край несприятливих для емпіричних досліджень умовах, коли геолог-інтерпретатор вимушений досліджувати реальність, маючи можливість аналізувати всього лише 0,000001 % розвіданого геологічного простору (і це в кращому випадку, коли дослідження здійснюються у межах розбуреного родовища), йому потрібно успішно вирішити, за Р. Фейнманом, “питання, що давно, понад сто років тому, залишене наукою в стороні”, яке “жоден фізик ще не зміг математично бездоганно проаналізувати, незважаючи на його важливе значення для суміжних наук... Це – центральна проблема, яку в один чудовий день нам потрібно буде розв'язати, а ми цього не вміємо” [21, с.71].

³ Ще однією пізнавальною проблемою нафтогазопошукової геології є неоднозначність кореляції свердловинного простору за допомогою каротажних діаграм. Адже не розчленувавши правильно доступний для спостережень свердловинний простір, не маємо підстав розраховувати і на прийнятну достовірність відображення геологічної реальності у позасвердловинному просторі. Наявність цієї проблеми зумовлена природним розмаїттям геологічних ситуацій, якістю запису каротажних діаграм та інтуїтивно-візуальною, фактично індивідуально-органолептичною оцінкою подібності конфігурації геофізичних кривих. Ці контрпродуктивні чинники, особливо за відсутності реперних (опорних) пластів, породжують підозри стосовно коректності геологічних моделей, насамперед у міхрперному діапазоні, та залежного від них підрахунку запасів.

З огляду на те, що кореляція є швидше майстерністю, аніж наукою, як і на те, що нерідко існує декілька ймовірних варіантів кореляції, доцільно оцінювати запаси по-варіантним повторенням всієї процедури підрахунку за допомогою геоінформаційного робота для того, щоб визначити, як при цьому змінюються проміжні та кінцевий результати, окреслюючи тим самим найімовірніший діапазон запасів, а не абсолютизуючи одну, нерідко кон'юктурну, “істинну” величину запасів. І чим більше буде опрацьовано можливих варіантів кореляції (усвідомлено протиставляючи природному геологічному розмаїттю креативний індивідуалізм – *коли двоє роблять одне і те саме, це вже не одне і те саме* (Т. Публій, 195–159 рр. до н. е.), або стосовно даного випадку – *коли двоє однаково зіставляють розрзи, праця одного є марною*), тим достовірнішим буде узагальнюючий висновок.

Доки не створено метод, що дає змогу отримати “єдино правильний” варіант розчленування свердловинного простору та “абсолютно однозначно” визначити поведінку геопараметрів у позасвердловинному просторі, невизначеність є атрибутом оцінки запасів. Пам'ятаючи про співвідношення 99 999 999, для того щоб уникнути сізифової праці в геології, у якій, як відомо, “...добування остаточної істини в останній інстанції пов'язане тут із дуже великою працею, а результати її вкрай убогі” [6], необхідно також збагнути, що *ймовірнісні знання – межа людського розуміння* (М. Цицерон). З огляду на викладене, врахувавши попередження Х. Азіза про те, що *моделювання не є точною наукою. Всі моделі ґрунтуються на припущеннях і дають лише наближене розв'язання реальних задач* (п'яте із десятих “Золотих правил для інженерів”) і визнавши, що наше розуміння реальності недосконале, наші уявлення упереджені, а геологічні моделі дефектні, надзвичайно цікавим завданням для геолога-інтерпретатора є створення за допомогою обмеженої кількості малонадійних початкових даних цілісної геоінформаційної картини, яка викликає довіру.

⁴ Для прикладу, осадові утворення класифіковані як алевроліт – зцементована осадова порода, що складена більш ніж на 50 % часточками алевритової розмірності (0,01–0,1 мм) (В. Батурін, 1935 [1]). А чому, приміром, не 0,005–0,05 мм (В.Шванов, 1998 [19])?. Як практично виміряти ці класифікуючі величини у неоднорідному позасвердловинному та свердловинному просторі? Це відсотки від чого – від об'єму (природного чи порушеного), від ваги або від кількості часточок? Взагалі, що таке часточка? Яку за розмірами та масою пробу слід вважати репрезентативною? Де провести грань між зцементованими і незцементованими осадовими утвореннями? Як досліджувати геологічні об'єкти, межі між якими “намальовані олівцем” за допомогою довільного трактування різними суб'єктами результатів неоднозначних вимірів властивостей речовини? Більше того, якщо немає об'єкта без суб'єкта (А. Шопенгауер), то *в надрах, де немає суб'єкта, немає і об'єкта*. Тоді, що саме протягом майже століття фіксує сейсморозвідка? Якщо це справді науково обґрунтований метод досліджень результатів геологічних процесів (лат. *processus* – рух), то де їх визначальні характеристики – швидкість, прискорення, спрямованість та інтенсивність? Перелік запитань не претендує на повноту та завершеність (хоча завдяки їм стало ясно, що таке алевроліт, що таке геологічні об'єкти і що таке сейсморозвідка, яка картує фантомні геологічні об'єкти – неясно). Значущим є інше. Неіснуючі у природі складності – удаваності, породжені “грою розуму на папері”, є похідною фахового конвенціоналізму, що розглядає істину як результат домовленостей між окремими спеціалістами. При цьому об'єктивна реальність замінюється ситуативно-зручною конвенцією (від лат. *conventio* – договір, угода), яку усвідомлено або не усвідомлено використовують за тих чи інших обставин певний час у деякому середовищі.

⁵ У розвинених країнах проведення геологорозвідувальних робіт, підрахунок запасів, складання схем розробки,

обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і газу, обсягів видобутку вуглеводнів є суто внутрішньою справою нафтових і газових компаній. Державні регулятори не втручаються в ці сфери діяльності компаній, найважливішою складовою капіталізації яких є запаси вуглеводнів. Запаси, відносно величин яких діє принцип повідомлення регулятора, це можливість залучення інвесторів, вартість акцій, дивіденти акціонерів тощо. Одним словом – це гроші. Тому там жоден регулятор не вирішує делікатні питання про структуру, величину і категорію запасів, інакше він буде зобов'язаний відповідати за фінансові наслідки прийнятих ним рішень [14]. І навпаки, у країнах колишнього СРСР, де заводи належали нібито робітникам, а земля – нібито селянам, конституційне право на користування надрами, що належать нібито народу, надає державі необмежені права та можливості. Тому в цих країнах державні регулятори, які схильні за своєю природою шукати прості розв'язки складних проблем, безвідповідально втручаються у високоризикову господарську діяльність надкористувачів, яка, на їхню думку, не відповідає вимогам нормативних документів (оскільки вимоги формалізувати неможливо, тому не відповідати їм дуже легко). Надкористувачі, марно сподіваючись врятуватися від дамоклових мечів штрафних санкцій, спробували мінімізувати об'єктивно існуючу геологічну невизначеність оригінальним способом – перманентним комп'ютеризованим проектуванням [22], безуспішно адаптували практично необмежені можливості обчислювальної техніки та інформаційних технологій XXI ст. до морально застарілих геологічних моделей зразка XIX ст., що вичерпали свій пізнавальний ресурс. А не навпаки, як підказує здоровий глузд.

⁶ Для досягнення якнайбільших коефіцієнтів вилучення вуглеводнів крім заводнення застосовують інші методи інтенсифікації, у тому числі широкомасштабний гідророзрив земних надр для розширення і поглиблення природних тріщин та майже миттєвого утворення розгалуженої системи штучних тріщин. Технологія гідравлічного розриву відома ще з 40-х років XX ст. Нині, як зазначив Г. Грімальді – технічний директор компанії “Шеврон Юкрейн Б.В.”, її застосовують у понад мільйоні свердловин у США (sic!) і так чи інакше використовують у 90 % випадків під час видобутку нафти і газу (за матеріалами “Інтерфакс-Україна”). При цьому різко знижується фільтраційний опір, що створює природний характер фільтраційних потоків [26].

Інтенсивний відбір вуглеводнів призводить до суттєвого зменшення пластового (депресійні воронки) та, відповідно, збільшення ефективного тисків. Це виводить саморегулюючу систему із динамічно нестійкої рівноваги, що, у свою чергу, активізує процеси деформації пористо-тріщинуватої мінеральної матриці (конуси просідання), стрибкоподібний характер яких (техногенні землетруси) у часі та просторі неприродним чином змінює її фільтраційно-ємнісні властивості. Короткочасні, проте потужні гідродинамічні імпульси, які виникають при цьому, спричинюють руйнування нуль-поверхонь, що зумовлює фізичне знищення фільтраційних бар'єрів – сутнісної складової пастки [11]. Більше того, відомо, що цілісна система існує лише тоді, коли енергія зв'язків між окремими її елементами є більшою за енергію дії, спрямованої на їх руйнування. Інакше система неминує гини. Тому якщо техногенний чинник перевищує адапційні можливості пастки, вона починає поступово зникати, перетворюючись при цьому на простіший гідродинамічний процес, що продовжує спочатку водонафтогазовий, а потім “забруднений” вуглеводнями водний розчин, енергетично стабільніший у нових умовах. У повній відповідності до правила ступінчастих переходів С. Дігонського–В. Тена, згідно з яким, якщо між початковим і кінцевим станами системи існує ряд проміжних відносно стійких станів, вони послідовно змінюватимуть один одного в порядку зменшення енергії.

Таким чином, при традиційному видобутку, коли відбувається активне втручання розробника, недостатньо

глибоко проінформованого геологом, у процесі природного функціонування пастки, сукупна дія техногенно породжених факторів створює умови для передчасного, порівняно швидкого перетворення процесу утворення скупчень вуглеводнів у свою протилежність, що супроводжується розубожуванням їх запасів. Через те для пастки характерний взаємозв'язок – чим інтенсивніший відбір вуглеводнів, тим менша їх видобута частка, і навпаки, чим менш інтенсивніший відбір, тим більшою може бути видобута частка.

Для обґрунтування подальшого процитуємо таке: “...порівняльний аналіз не дає змоги виділити чіткі відмінності живого від неживого, знайти бездоганні специфічні риси систем живої природи... Між ними більше подібності, ніж відмінностей, особливо на функціональному рівні...” [32, с. 5]. “Енергетичні характеристики і зумовлені ними властивості неживих природних систем виявляють принципову їх подібність до законів енергетики живих систем. За аналогією із законами для живого це дає змогу розробити необхідні людям розуміння, прогноз і методи управління неживою природою” [16, с. 190].

Враховуючи наведене, цілком правомірним є порівняння процесу вилучення вуглеводнів із надр із процесом вилучення крові від людини-донора (темпоральний мініатюрний різновид гідродинамічної пастки). Одномоментний відбір усього лише декількох літрів крові неминує призводити до загибелі донора, а розтягнутий у часі багаторазовий відбір відносно невеликих порцій дає змогу отримати від однієї здорової людини десятки літрів крові, що на порядок перевищує ємність кровеносної системи рециркуляційного типу. Наприклад, за ємності кровеносної системи 6 л та багаторічного сумарного відбору 60 л коефіцієнт вилучення “крові з тіла” досягає 10.

Використана аналогія також є інформативною з інших точок зору. Наприклад, із позицій ноетики – етичного напряму, орієнтованого на сталий розвиток людства [9], вперті дії недостатньо обізнаного та недалекоголюдного “ескулапа” (котрий, керуючись благими намірами, використовує високотехнологічні засоби, в тому числі заводнення та широкомасштабний гідророзрив “кровеносної системи”, для якнайшвидшого та повнішого вилучення “крові з тіла”) можна діагностувати як професійний, даруйте, крестинізм – оцінка дійсності тільки через призму професійного сприйняття, коли часткова істина сприймається як абсолютна, тим самим перетворюючись в оману [8].

Ситуація, коли сьогоденний локальний вииграш у майбутньому перетворюється на глобальну загрозу, слугує промовистим прикладом того, як технократичний прогрес випереджає духовний. Адже у світоглядному аспекті інтенсивне вилучення вуглеводнів із надр (тільки у 2011 р. світовий видобуток нафти становив близько 5 км³, газу – 3000 км³ за стандартних умов) – це негативний фактор, який спричинює системну дестабілізацію напружено-деформованого стану земної кори, атрибутом якої є природна мікро- та мегатріщинуватість [24]. На щастя, планета Земля (або термоводневий постійно діючий вибухонебезпечний реактор із розтрісканою тонкостінною оболонкою, відповідно до концепції, науково обґрунтованої геологом В. Ларінім, або шатл із тріщинками в теплоізоляційній обшивці, з погляду пересічної homo sapiens, яка із жахом усвідомила, що завдяки телебаченню стала свідком можливого сценарію рукотворного апокаліпсису) є досить інерціальним космічним тілом, яке в умовах значних, змінних у часі аеродинамічних навантажень чинить, принаймні поки що, активний опір неусвідомленим спробам 7 млрд космонавтів змінити швидкість і траєкторію свого руху. Словосполучення “поки що” у цьому контексті є визначальним. Адже супротив планети Земля (дія породжує протидію у вигляді агресивної реакції “донора” на недолугі вчинки “ескулапа”) через синенергетичну взаємодію сукупності, на перший погляд несуттєвих, техногенних і природних чинників унаслідок втручання антропоцентрично налаштованої і технічно потужно озброєної людини (якій властиво помилятися) у всесвітні процеси енергомасоперенесення та енергомасоперетворень неочікувано

швидко призводить до зростання рівня сейсмічної активності, появи інших небезпечних геодинамічних та нерозривно поєднаних із ними глобальних кліматичних процесів.

У зв'язку із наведеним стає зрозумілим, що у нафтогазопозуковому сенсі, за постійного зростання обсягів споживання вуглеводнів, перехід до “донорської” технології видобутку, за умови не тільки збереження, а й примноження дохідної частини бюджетів окремих надрокористувачів, інвесторів і суспільства в цілому, диктує необхідність якнайшвидшого вирішення амбітного геологічного завдання – обмеженими матеріальними, фінансовими та людськими ресурсами суттєво збільшити, не менше ніж на порядок, кількість виявлених скупчень вуглеводнів. (*Де панує дух науки, там твориться велике і малими засобами.* М. Пирогов.) Зокрема, і на теренах України, де майже вичерпані можливості здійснення високорентабельної нафтогазопозукової діяльності на основі елементарно простих уявлень геолога та концептуально подібних до них методів, які використовує геофізик. Щоб упевнитись у цьому, достатньо поглянути на карту довготривалої вивченості території Дніпровсько-Донецької западини (найбільшого нафтогазоносного регіону) панівним геофізичним методом – сейсморозвідкою.

Існуючий стан, у гумористичному ракурсі, нагадує випадок, описаний І. Ільфом та Є. Петровим, з двома молодшими братами та “золотими” гириями, які важко нести і жаль кинути: “Що таке! – промовив раптом Балаганов, переставши працювати. – Три години вже пиляю, а воно все ще не золоте. – Паніковський не відповів. Він уже все зрозумів і останні півгодини водив ножівкою про людське око. – Ну, пилятимемо ще! – бадьоро сказав рудоволосий Шура. – Звичайно, треба пиляти, – відповів Паніковський, прагнучи відтягнути страшний час розплати”.

⁷ Геологічну інтерпретацію каротажних діаграм та структурно-числове моделювання здійснено на засадах *one person think-tank* (англ. – аналітичний центр, який складається із однієї людини). Використання лише одного інформаційного джерела дає змогу персоніфікувати носія істинних (або хибних) уявлень.

⁸ Те, що всі без винятку матеріальні явища і процеси, із яких складається реальність, є передусім певним видом руху, стало незаперечним положенням сучасної науки. Якщо не брати до уваги досягнення античних мислителів, то ще за часів К. Гельвеція (XVIII ст.) у русі знову побачили універсальну причину. Тому рух у кількісних характеристиках є засадою природничо-наукового пояснення об'єктивної реальності. Таким чином, якщо *рух це спосіб існування матерії* (П. Гольбах), то справедливим є таке: *у часі та просторі будь-який різновид руху (або вид матерії) здатний і вимушений, за певних для кожного конкретного випадку обставин, перетворюватися, прямо або побічно, в інший вид руху (або різновид матерії)*. Отже, із механістичної точки зору, головна причина існування пастки – це пульсуючо-змінні швидкість, прискорення, спрямованість та інтенсивність руху гідравлічно безперервного природного розчину. А всі явища, які при цьому відбуваються, є всього лише закономірно поєднані між собою аспекти цього руху. Це дає змогу, використовуючи лише поточно змінні фізичні характеристики руху природного розчину, визначати поточно змінні підрахункові параметри, які потрібні для оцінки поточно змінної величини запасів вуглеводнів.

⁹ У межах площі, розташованій у Дніпровсько-Донецькій западині, виявлено та розвідано багатопластове нафтове родовище, яке на цей час заходиться на стадії розробки. Початкові геологічні запаси нафти підраховані та взяті на Держбаланс у кількості близько 6 млн т категорії С₁ та 0,2 млн т категорії С₂. Основна частка запасів сконцентрована у верхній частині товщі *xt-13/16* – 95 %. До її середньої частини приурочено 2 % запасів, у нижній час-

тині товщі, за наявності ознак нафтогазоносності, поклади нафти не встановлені.

¹⁰ “... кожне нафтове і газове родовище не є щось раз і назавжди створене, а являє собою тіло, яке безперервно протягом геологічного часу суттєво змінюється ... за весь час існування родовища йде боротьба між процесами, що приводять до зростання родовища, і процесами, що знищують його. У перебігу цієї діалектичної боротьби протилежних процесів кожне родовище видозмінюється, змінюється його хімічний склад, змінюється геохімічний характер як самого покладу, так і вмінних порід і підземних вод, нарешті, *безперервно змінюється і кількість самої корисної копалини*” [12]. “Однією з головних проблем нафтової геології є визначення масштабів природної генерації нафти. *Різниця між кількістю сучасного техногенного вилучення і природним відновленням дасть змогу обґрунтувати допустимі кількості видобутку нафти і газу для кожного регіону без шкоди для стану їх запасів (та життєдіяльності людей – авт.)*” [18]. Ця, інтуїтивно зрозуміла мислителем геологічна справжність, яку неможливо візуалізувати традиційними засобами роботи із геоінформацією, наочно проявила себе завдяки фізико-геологічній інтерпретації каротажних діаграм та структурно-числовому моделюванню.

¹¹ Ключовою проблемою нафтогазопозукової геології є проблема виміру геологічного часу і синхронізації геологічних подій. Оскільки минуле та майбутнє містяться в сучасному, то нафтогазопозукова геологія має справу із процесами та явищами, які поєднані між собою не тільки у сьогоденному своєму існуванні, а й у часовій протяжності. І хоча параметри цих процесів та явищ постійно змінюються, однак геоінформація про їх минулий стан (реліктова, або енергоінформаційні сліди, за А. Поїсом), знання якої необхідне для розуміння і попередніх, і сучасного та майбутніх етапів функціонування пастки, не зникає безслідно (закон збереження маси, енергії та *інформації*). Тому завдяки зв'язкам між сучасним та майбутнім, які генетично тісно відповідають палеоумовам формування надр (минуле, що впливає, за Р. Фейманом), існує можливість розв'язання і оберненої геоінформаційної задачі – за сучасними значеннями підрахункових параметрів, використовуючи відповідні фізико-геологічні та математичні перетворення, розрахувати їх величини, оцінити запаси вуглеводнів та реконструювати їх динаміку в межах пастки у точно визначені моменти геологічного часу, тобто побудувати свого роду машину часу, яка здатна перенести нас в уже реалізоване минуле. Однак це тема окремих досліджень порівняно вищого рівня абстрагування та складності із застосуванням геохронометра, ідея можливості створення якого на основі уявлень космічного масштабу почерпнута нами із циклу робіт А. Кулінковича і М. Якимчука, опублікованих у журналі “Геоінформатика” протягом 2002–2012 рр. Проте на даному етапі фізико-геологічної інтерпретації каротажних діаграм отримання відомостей, які апіорі суперечитимуть узвичаєним стратиграфічним канонам, на нашу думку, є передчасним.

Принагідно все ж зазначимо, що сучасна стратиграфія (на відміну від тектоніки, де плюралізм уявлень призвів до теоретичного безладу, що дало підстави Ч. Лонгвеллу схарактеризувати її стан як “божевільня”), не маючи у своєму арсеналі головного – теорії виміру геологічного часу (категорія, яка дотепер не отримала загально визнаного трактування), для того щоб мінімізувати неминучу в цій ситуації інтелектуальну анархію, вимушена на початку XXI ст. датувати геологічні події на засадах “демократичного централізму” – прийняттям рішень *кваліфікованою більшістю голосів* [5, 17]. При цьому ігнорується, що наукова істина не визначається голосуванням, а історія розвитку науки (і не тільки, достатньо пригадати партійні з'їзди більшовиків та чим все це церемоніальне дійство закінчилося) упевнено засвідчує, що переконання більшості здебільше (можливо завжди) є помилковими.

З цього приводу нагадаємо, що М. Бердяєву, якого вважають одним з найвидатніших філософів ХХ ст., належить висловлювання: “Майже жакливо, як люди могли дійти до такого стану свідомості, що в думці і волі більшості побачили джерело і критерій правди та істини”.

Додамо, що в епоху інформаційного суспільства та бурхливого зростання обчислювальних можливостей неможливо уявити алгоритм, який використовує величини, числові значення яких змінюються за результатами підрахунку голосів “кваліфікованих більшовиків”. Тому існуюча практика визначення геологічного часу за допомогою довготривалих і бюрократизованих конвенційних процедур, через обмеженість прикладного застосування, не має майбутнього.

¹² Виходячи з того що найдієвішою інструкцією (скупність вказівок, правил, розпоряджень) є фізико-математичні формули (від лат. *formula* – форма, правило, розпорядження), які у найлаконічніший спосіб відображують закони функціонування об’єктивної реальності, визначальною властивістю геоінформаційного робота є його здатність за одних і тих самих вхідних даних досягати одного і того самого кінцевого результату. Іншими словами, внаслідок заміни словесних формулювань математичними символами, які дають змогу абстрагуватися від частковостей з переходом до узагальнень, на виході отримуємо результат, який за великим рахунком уже не залежить від розуму, психічного стану, прагнень, досвіду та кваліфікації конкретного геолога-інтерпретатора. Образно кажучи, геоінформаційний робот сам “пише” і сам “читає” звіт у цифровому форматі про місцезнаходження, характер насичення та запаси вуглеводнів. Тим самим певний сегмент творчої діяльності людини перетворюється у неіндивідуалізовану роботу, здійснення якої може бути поручено механізму із ознаками примітивного інтелекту.

Таким чином, завдяки осмисленому і цілеспрямованому “усуненню” геолога-інтерпретатора від необхідності “плодити стоси описової макулатури” та тягара перманентного вирішення низки утилітарних, технологічно шаблонних геоінформаційних завдань, які мають прикрий здатність до “приземлення” геологічного мислення, створюються передумови підвищення ефективності його фахової діяльності. На цьому інтерпретаційно більш строгому рівні переспрямування зусиль на посилення фізико-математичної складової геологічного мислення є необхідною (хоча недостатньою – без спорідненості все ніщо... Г. Сковорода) умовою здійснення діалогово-інформаційного контакту із піднесеною різновидністю життя – планетою ЗЕМЛЯ (темпоральний гігантський різновид гідродинамічної пастки рециркуляційного типу). І хто знає, якщо врахувати логічно аргументовану думку про те, що “розум – це найефективніша форма перетворення (в тому числі маси та інформації – авт.) і виділення максимуму енергії” [4], можливо, після того як геолог-інтерпретатор почне дієво використовувати фізико-геологічні закони та олюднену за їх допомогою геоінформацію з метою свідомого регулювання процесів енергомасоперетворень та енергомасоперенесення у надрах, людство навчиться усвідомлено керувати швидкістю і траєкторію руху планети, щоб цією вкрай вимушеною мірою в архікритичний момент (адже все має початок і кінець) продовжити обмежений час її благословенного існування. Цим футурологічно-оптимістичним судженням утворюється діалектична пара з більш очевидним песимістичним поглядом на homo habilis (людина уміла), яка загалом діє наче щедро змашений кам’яною оливою механізм (екстренної, або у задалегідь визначений Деміургом момент часу – T_k) самоліквідації планети.

¹³ Спекуляції (від лат. *speculor* – спостерігаю, споглядаю), за І. Кантом, – спосіб пізнання, за якого оперують поняттями, думками і судженнями, що не можуть бути використані під час проведення вирішального експерименту. До спекулятивних понять, зокрема, належить думка про те, що скупчення вуглеводнів морфологічно є “незліченно різноманітними”, а тому нафтогазопишукова геологія не в

зміє досягти стабільно успішних результатів. Проте універсальний механізм появи, функціонування та зникнення скупчень вуглеводнів дає змогу ставити на порядок денний питання про актуальність проведення вирішальних експериментів, стабільно успішні результати яких можуть сприяти перетворенню нафтогазопишукової діяльності, занадто довго балансує на межі між мистецтвом можливого та фортуною, у строго експериментальну науку. Завдяки унікальній конфігурації можливостей вона однаково приваблива як для геологів-романтиків, так і для інвесторів-прагматиків.

¹⁴ Здатність теоретичної конструкції передбачати невідоме вважають одним із головних критеріїв її істинності. За класифікацією О. Китайгородського, теорії першого класу успішно передбачають, другого – накладають заборони, третього – дають пояснення заднім числом.

1. *Алевролит* / Геологический словарь. Т. 1. – М.: Недра, 1973. – 486 с.
2. *Борисенко З.Г.* Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа / З.Г. Борисенко. – М.: Недра, 1980. – 207 с.
3. *Валеев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 30–37.
4. *Веллер М.* Все о жизни / М. Веллер. – М.: Изд-во АСТ, 2006. – 751 с.
5. *Геологическое время “постарело” на 50 млн лет* [Електронний ресурс]. Режим доступа: http://news.bbc.co.uk/1/hi/russian/sci/tech/newsid_3727000/3727075.stm (дата обращения: 01.06.2014).
6. *Енгельс Ф.* Анти-Дюринг / Ф. Энгельс. – М.: Политиздат, 1983. – 483 с.
7. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
8. *ЗАБЛУЖДЕНИЕ* [Електронний ресурс]. Режим доступа: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_philosophy/385/ЗАБЛУЖДЕНИЕ (дата обращения: 10.06.2014).
9. *Запорожан В.* Ноосферне мислення Вернадського // Дзеркало тижня. – 2013. – № 10(107). – С. 11.
10. *Інструкція* про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу // Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин 18.10.99 р. № 120. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.12.1999 р. за № 853/4146. [Електронний ресурс]. Режим доступа: http://www.dkz.gov.ua/index.php?option=com_sobi2&catid=5&Itemid=11&lang=uk (дата звернення: 10.06.2014).
11. *Кашик А.С.* О полноте нефтеизвлечения при добыче углеводородов / А.С. Кашик, Н.Н. Лисовский, С.И. Библин // Вестник ЦКР “Роснедра”. – 2009. – № 6. – С. 35–40.
12. *Козлов А.Л.* Подземное окисление углеводородов // Труды научно-геологического совещания по нефти, озокериту и горючим газам Украинской ССР / Под ред. В.Г. Бондарчука. – К.: Изд-во Академии наук УССР, 1949. – 400 с.
13. *Куделин Б.И.* Принципы региональной оценки естественных ресурсов подземных вод / И.Б. Куделин. – М.: Изд-во МГУ, 1960. – 344 с.
14. *Лимбергер Ю.* Расчеты и просчеты // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – № 3. – С. 8–15.

15. *Ованесов М.Г.* Спутник нефтегазопромыслового геолога / М.Г. Ованесов, Г.П. Ованесов, А.П. Калантаров. – М.: Недра, 1971. – 333 с.
16. *Оше А.И.* Поиск единства законов природы (инварианты в природе и их природа) // Энциклопедия русской мысли. Т.11. – М.: Общественная польза, 2010. – 292 с.
17. *Полетаев В.* Рішення Палеозойської комісії Національного стратиграфічного комітету України (2003–2005 рр.) / В. Полетаев, О. Берченко // Геологічний журнал. – 2006. – № 4. – С.119.
18. *Сейфуль-Мулюков Р.Б.* Нефтеносность и газоносность // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 90–95.
19. *Систематика* и классификации осадочных пород и их аналогов. Гл. 3. Семейство обломочные породы – кластолиты / В.Н. Шванов. – 1998 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://lithology.ru/node/96> (дата обращения: 01.06.2014).
20. *Уеда С.* Новый взгляд на Землю / С. Уеда. – М.: Мир, 1980. – 213 с.
21. *Фейман Р.* Феймановские лекции по физике (1, 2) / Р. Фейман, Р. Лейтон, М. Сэндс. – М.: Мир, 1977. – 439 с.
22. *Халимов Э.М.* Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы Центральной комиссии по разработке месторождений) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 6. – С. 79–83.
23. *Хтема А.В.* Виявлення похованих стратиграфічних неузгоджень за допомогою аналізу гіпсометрії ізохронних поверхонь / А.В. Хтема // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – К.: ДП “Наука-нафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2007. – Вип. 5. – С. 61–71.
24. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин // Геоінформатика. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
25. *Хтема А.В.* В’язкість природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2012. – № 4(44). – С. 36–45.
26. *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.
27. *Хтема В.М.* Оцінка точності карт гіпсометрії ізохронних поверхонь за зіставленням з даними буріння / В.М. Хтема, А.В. Хтема // Геоінформатика. – 2007. – № 4. – С. 40–47.
28. *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.
29. *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.
30. *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 (42). – С. 15–26.
31. *Хтема А.В.* Характеристика поточного руху природного розчину в межах водонафтогазоносної осадової товщі / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2013. – № 2 (46). – С. 5–21.
32. *Юшкин Н.П.* Сингенез, взаимодействие и коэволюция минерального и живого миров // Минералогия и жизнь: Тез. докл. семинара. – Сыктывкар, 1993. – С. 5–7.

ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЛОВУШКИ РЕЦИРКУЛЯЦИОННОГО ТИПА С ПОМОЩЬЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННОГО РОБОТА

А.В. Хтема¹, В.М. Хтема

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

С помощью физико-геологической интерпретации каротажных диаграмм, структурно-числового моделирования и геоинформационной технологии в камеральных условиях автоматизированным способом осуществлена пространственная локализация аномалий типа “углеводородная залежь” и получена геоинформация о местонахождении скоплений углеводородов, характере насыщения, величине, структуре и достоверности их запасов. На фоне ограниченного влияния структурного фактора на нефтегазоносность недр продемонстрированы особенности процесса самоорганизации скоплений углеводородов. Сформирован геоинформационный базис, необходимый для реконструкций скорости и ускорения процесса образования скоплений углеводородов, оценки динамики изменений величины запасов и уточнения возможностей использования фактора времени для достижения значений коэффициентов извлечения углеводородов больше единицы. Создан геоинформационный робот, который целесообразно применять в пределах ранее разбуренных участков для поисков пропущенных скоплений углеводородов, а также для определения наиболее достоверного диапазона запасов углеводородов, подсчитанных при различных вариантах корреляции каротажных диаграмм.

Ключевые слова: углеводороды, геоинформация, запасы, подсчет, параметры, категория, моделирование, ловушка, процесс, скопление, робот.

ESTIMATION OF THE CURRENT HYDROCARBON POTENTIAL OF HYDRODYNAMIC TRAP OF RECYCLING TYPE USING GEO-INFORMATION ROBOT

A.V. Khtema¹, V.M. Khtema

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

Purpose. The purpose of the article is to conduct spatial tracking of the trap type anomaly (deposit-type anomaly) by an automated data processing technique in office studies. To obtain digital and graphic information on the location of hydrocarbon accumulation, fluid content, quantity, structure and reliability of reserves.

Design/methodology/approach. Methods are used: physical and geological interpretation of well logs, structural and numerical modeling, digital geoinformational technology, which operates with new physical characteristics of geological environment, that were not observed and detected before. Also used are parameters of hydraulically continuous motion of natural fluid and estimation of geological reserves of hydrocarbons by volumetric method.

Findings. Within drilled out area, values of volumetric parameters were calculated and localized. As a result, we made hydrocarbon reserves estimation, including estimations of gas and fluid hydrocarbons separately. We defined reliability of estimated reserves and their structure (whether it is gas or fluid). We demonstrated a set of features of a self-organization process of hydrocarbon accumulation. A required data base was formed to reconstruct speed and accelerate petroleum accumulation, and to evaluate hydrocarbon reserves variations, as well as to ensure application of the time factor to get recovery factor values of over 1.0.

Practical value /implications. The geoinformation robot (geo-data robot) is recommended to use within drilled out areas with the purpose of searching and localizing oil-and-gas prospective objects which were missing. It is also useful for determining hydrocarbon reserves at various well logs correlations.

Keywords: hydrocarbons, geoinformation, hydrocarbon reserves, estimation, volumetric parameters, category, modelling, trap, process, accumulation, robot.

References:

1. Alevrolit / *Geologicheskii slovar'* [Geological dictionary]. Vol. 1. Moscow, Nedra, 1973, 486 p.
2. Borisenko Z.G. *Metodika geometrizatsii rezervuarov i zalezhey nefti i gaza* [The methodology of geometrization of reservoirs and oil-and-gas deposits]. Moscow, Nedra, 1980, 207 p.
3. 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.
4. Veller M. *Vse o zhizni* [All about life]. Moscow, Izdatel'stvo AST, 2006, 751 p.
5. *Geologicheskoe vremya "postarelo" na 50 mln. let* [Geological time "become old" on 50 million years]. Available at: http://news.bbc.co.uk/hi/russian/sci/tech/newsid_3727000/3727075.stm (accessed 01 June 2014).
6. Engel's F. *Anti-Dyuring* [Anti-Dühring]. Moscow, Politizdat, 1983, 483 p.
7. 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.
8. *ZABLUZHDENIE* [Misconception]. Available at: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_philosophy/385/ZABLUZHDENIE (accessed 10 June 2014).
9. Zaporozhan V. *Noosferne mislennya Vernads'kogo* [Vernadsky's noosphere thoughts]. *Dzerkalo tyzhnya*, 2013, no. 10 (107), pp. 11.
10. *Instruktsiia pro zmist, oformlennia ta poriadok podannia v DKZ Ukrainy materialiv heoloho-ekonomichnoi otsinky rodovyshch nafty i hazu* [The guide on content, design and the order of presentation of oil and gas fields' geological and economic estimation in Ukrainian State Commission of Reserves]. *Nakaz Derzhavnoi komisii Ukrainy po zapasakh korysnykh kopalyn 18.10.1999 no. 120. Zareiestrovano v Ministerstvi yustytii Ukrainy 10.12.1999 no. 853/4146*. Available at: http://www.dkz.gov.ua/index.php?option=com_sobi2&catid=5&Itemid=11&lang=uk (accessed 10 June 2014).
11. Kashik A.S., Lisovskiy N.N., Bilibin S.I. *O polnote nefteizvlecheniya pri dobyche uglevodorodov* [About the completeness of oil extraction in the process of production of hydrocarbons]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2009, no. 6, pp. 35-40.
12. Kozlov A.L. *Podzemnoe okislenie uglevodorodov* [Underground oxidation of the hydrocarbons]. *Trudy nauchno-geologicheskogo soveshchaniya po nefti, ozokeritu i goryuchim gazam Ukrainskoy SSR*. [Proceedings of the scientific geological meeting on the question of oil, ozokerit and combustible gases of Ukrainian SSR. Edited by V.G. Bondarchuk]. Kyiv, Izdatel'stvo Akademii nauk USSR, 1949, 400 p.
13. Kudelin B.I. *Printsipy regional'noy otsenki estestvennykh resursov podzemnykh vod* [The principles of regional estimation of natural underground water resources]. Moscow, MGU, 1960, 344 p.
14. Limberger Yu. *Raschety i proshchety* [Calculations and miscalculations]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2005, no. 3, pp. 8-15.
15. Ovanesov M.G., Ovanesov G.P., Kalantarov A.P. *Sputnik neftegazopromyslovogo geologa* [A petroleum geologist's guide]. Moscow, Nedra, 1971, 333 p.
16. Oshe A.I. *Poisk edinstva zakonov prirody (invarianty v prirode i ikh priroda)*. *Entsiklopediya russkoy mysli* [The search of unity of the law of nature (invariants in the nature and their essence). The Encyclopedia of the Russian thought] vol.11. Moscow, Obshchestvennaya pol'za, 2010, 292 p.

17. Polietaiev V., Berchenko O. *Rishennia Paleozoiskoi komisii Natsionalnoho stratygrafichnoho komitetu Ukrainy (2003-2005 rr.)* [The decision of Paleozoic commission of National stratigraphic committee of Ukraine (2003-2005)]. *Heolohichniy zhurnal* [Geological journal], 2006, no. 4, 119 p.
18. Seyful'-Mulyukov R.B. *Neftenosnost' i gazonosnost'* [The oil and gas-bearing capacity]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas geology], 2012, no. 2, pp. 90-95.
19. Shvanov V.N. *Sistematika i klassifikatsii osadochnykh porod i ikh analogov. Glava 3. Semeystvo oblomochnye porody - klastolity, 1998* [The systematics and the classification of the sedimentary rocks and their analogues. Chapter 3. The family of the conglomerate - klastolity]. Available at: <http://lithology.ru/node/96> (accessed 01 June 2014).
20. Ueda S. *Novyy vzglyad na Zemlyu* [A new look at the Earth]. Moscow, *Mir*, 1980, 213 p.
21. Feyman R., Leyton R., Sands M. *Feymanovskie leksii po fizike (1, 2)* [Feyman lectures on physics (vol.1, 2)]. Moscow, *Mir*, 1977, 439 p.
22. Khalimov E.M. *Detal'nye geologicheskie modeli i trekhmernoe modelirovanie (po opytu raboty Tsentral'noy komisii po razrobotke mestorozhdeniy)* [The detailed geological models and three-dimensional modeling (by experience of the Central Commission of the field development)]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas geology], 2012, no. 6, pp. 79-83.
23. Khtema A.V. *Vyavleniia pokhovanykh stratygrafichnykh neuzghodzhen za dopomohoiu analizu hipsometrii izokhronnykh poverkhon* [Identification of buried stratigraphic discordance unconformity through the analysis of hypsometry of isochronous surfaces]. *Problemy naftohazovoi promyslovosti* [The problems of Oil and Gas Industry]. Kyiv, DP "Naukanaftohaz" NAK "Naftohaz Ukrainy", 2007, issue 5, pp. 61-71.
24. Khtema A.V. *Vizualizatsiia trishchynuvatosti za rezultatamy heolohichnoi interpretatsii materialiv heofizychnykh doslidzhen sverдловyn* [Visualization of jointing on the results of geological interpretation of materials of well survey]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2010, no. 1, pp. 58-65.
25. Khtema A.V., Khtema V.M. *Viazkist pryrodnoho rozchynu v mezhakh hidrodinamichnoi pastky retsyrkuliatyinoho typu* [Viscosity of natural fluid within a hydrodynamic trap of recycling type]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2012, no. 4(44), pp. 36-45.
26. 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.
27. Khtema V.M., Khtema A.V. *Otsinka tochnosti kart hipsometrii izokhronnykh poverkhon za zistavlenniam z danymy burinnia* [An estimation of maps' accuracy of hypsometry of isochronous surfaces after comparison with information of the well drilling]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2007, no. 4, pp. 40-47.
28. 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.
29. Khtema A.V., Khtema V.M. *Rezultaty vyznachennia pytomoi hustyny pryrodnoho rozchynu v mezhakh hidrodinamichnoi pastky retsyrkuliatyinoho 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.
30. 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(42), pp. 15-26.
31. 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(46), pp. 5-21.
32. Yushkin N.P. *Singenez, vzaimodeystvie i koevolutsiya mineral'nogo i zhivogo mirov* [Syngeneses, interaction and coevolution of mineral and active worlds]. *Mineralogiya i zhizn'* [Mineralogy and life. Extended abstract of the seminar]. Syktyvkar, 1993, pp. 5-7.

Надійшла до редакції 31.10.2014 р.

Received 31/10/2014