

# РОЗВІДУВАЛЬНА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА

УДК 550.830

## ПРИНЦИПИ СТВОРЕННЯ ПРОСТОРОВОЇ ГЕОГУСТИННОЇ МОДЕЛІ ГЛИБИННОЇ БУДОВИ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

<sup>1</sup>О.П. Петровський, <sup>2</sup>О.Ю. Зейкан, <sup>1</sup>Н.С. Ганженко<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 501041,  
e-mail: geobip@optima.com.ua<sup>2</sup>НАК «Нафтогаз України», 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6, тел. (0344) 5863537,  
e-mail: ngu@naftogaz.com

На території ДДз на сучасному етапі розвитку геологорозвідувальних робіт основні перспективи приросту промислових запасів вуглеводнів пов'язуються з різноманітними неантіклинальними і комбінованими пастками різного генезису. Звідси очевидна актуальність проведення цілеспрямованих пошуків нафти і газу в межах центральної частини ДДз, де можуть бути відкриті нові, в т.ч. і значні за запасами їх поклади. Ефективним шляхом визначення першочергових напрямків майбутніх пошуково-розвідувальних робіт, враховуючи значний обсяг проведених тут раніше різних геолого-геофізичних досліджень, є створення просторової фізико-геологічної моделі площі, узгодженої з усією наявною інформацією. Наведено принципи аналізу та вибору комплексу геолого-геофізичних матеріалів, способи їх формалізації відповідно до вимог «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних при пошуках і розвідці нафтових і газових родовищ» та комп'ютеризованої системи GCIS. Важливою особливістю даної системи є можливість інтеграції різноманітної інформації в рамках єдиної тривимірної геолого-геофізичної моделі площі. Наведено приклади конкретних матеріалів, на підставі яких створено апріорну просторову цифрову модель території досліджень. Дана модель є основою для вирішення оберненої просторової задачі гравіметрії, в результаті якої буде надалі отримано просторовий розподіл геогустинних властивостей гірських порід у межах різних стратиграфічних рівнів площі досліджень та проведена їх геологічна інтерпретація з метою пошуку пасток вуглеводнів різного морфологічного типу.

Ключові слова: густина породи, Дніпровсько-Донецька западина, пористість породи, геолого-геофізична модель

На территории ДДв на современном этапе развития геологоразведывательных работ основные перспективы прироста промышленных запасов углеводородов связываются с разнообразными неантиклинальными и комбинированными ловушками различного генезиса. Отсюда очевидна актуальность проведения целенаправленных поисков нефти и газа в пределах центральной части ДДв, где могут быть открыты новые, в т.ч. и значительные по запасам, их залежи. Эффективным путем определения первоочередных направлений будущих поисково-разведочных работ, учитывая значительный объем проведенных тут ранее различных геолого-геофизических исследований, является создание пространственной физико-геологической модели площади, согласованной со всей имеющейся информацией. Приведены принципы анализа и выбора комплекса геолого-геофизических материалов, способы их формализации в соответствии с требованиями «Технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений» и компьютеризированной системы GCIS. Важной особенностью данной системы является возможность интеграции разнотипной информации в рамках единой трехмерной геолого-геофизической модели площади. Приведены примеры конкретных материалов, на базе которых создана априорная пространственная цифровая модель территории исследований. Данная модель является основой для решения обратной пространственной задачи гравиметрии, в результате чего в дальнейшем возможно получение пространственного распределения геоплотностных свойств горных пород в пределах различных стратиграфических уровней площади исследований и проведение их геологической интерпретации с целью поиска ловушек углеводородов различного морфологического типа.

Ключевые слова: плотность породы, Днепровско-Донецкая впадина, пористость породы, геолого-геофизическая модель

*On the territory of DDD at the present stage of development of geological survey works the main prospects of commercial hydrocarbon reserves growth are associated with non-anticline traps of different types and combine traps of different origin. Hence it is evident the relevance of the targeted oil and gas exploration within the central part of DDD where the new deposits of substantial reserves can be discovered. The efficient way of defining the top priority directions of future prospecting taking into account significant amount of previously carried out geological and geophysical investigations is creation spatial physical and geological model of the area agreed with all available information. Given are the principles of analysis and selection of geological and geophysical data package, the ways of their formalizing them in accordance with requirements of "Technology of geological and geophysical data integrated interpretation for exploration and prospecting oil and gas deposits" and computerized systems GCIS. An important feature of this system is the ability of different type information integration within the unique 3-dimensional geological and geophysical model of the area. The samples of specific materials on the basis of which a priori spatial digital model of the area under the investigation was created. This model is the basis for solving the inverse spatial problem of gravimetry, in the result of which the spatial distribution of geodensity properties of rocks within the different stratigraphic levels of the investigated area will be obtained and geological interpretation aimed at searching for hydrocarbon traps of different morphological types will be conducted.*

Keywords: density of rock, Dnieper-Donetsk Depression, porosity of rock, geological and geophysical model

Одним із шляхів нарощування ресурсної бази вуглеводнів в межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є вивчення її глибинної будови, особливо на рівні девонських відкладів і структур соляного тектогенезу, прогнозування колекторських властивостей глибокозалегаючих частин розрізу осадового чохла в межах крупних карбонатних масивів і кристалічних порід фундаменту. Виходячи із наявного світового досвіду, вирішення цієї проблеми неможливе без переосмислення загальногеологічної і геотектонічної будови осадового басейну з відповідним узгодженням усіх наявних геолого-геофізичних і промислових даних. На сьогоднішній день ефективним інструментом вирішення завдань такого масштабу є геолого-геофізичне моделювання, необхідним елементом якого є формування апріорної детальної тривимірної цифрової моделі геологічного середовища. Така модель є основою для детальної реконструкції її фізико-геологічних параметрів шляхом розв'язання обернених задач геофізики, аналіз та геологічна інтерпретація яких забезпечують отримання нової інформації про особливості глибинної будови досліджуваного середовища.

Для проведення наших досліджень ми обрали комп'ютеризовану систему GCIS, в якій реалізована «Технологія інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних при пошуках та розвідці нафтових та газових родовищ», основана на геогустинному моделюванні [1]. Ефективність застосування даної системи практично доведена її експлуатацією протягом останніх 10-ти років. Важливою для наших досліджень особливістю даної системи, з огляду на наявність значного об'єму геолого-геофізичних досліджень різної природи, обсягу, детальності та просторової приуроченості, характерних для території центральної частини ДДЗ, є можливість інтеграції різнотипної інформації в рамках єдиної тривимірної геолого-геофізичної моделі площі.

В даній статті наведено принципи аналізу та вибору комплексу геолого-геофізичних матеріалів, які використовуються для формування апріорної моделі центральної частини ДДЗ, способи їх формалізації згідно структури системи GCIS. Наведено приклади конкретних матеріалів, на підставі яких створено апріорну простору

цифрову модель території досліджень. Повнота та якість цієї моделі є найважливішою передумовою якості (достовірності) результатів обробки, оскільки на її основі шляхом рішення оберненої задачі гравіметрії буде в подальшому отриманий просторовий розподіл геогустинних властивостей в межах різних стратиграфічних рівнів площі робіт та проведена їх геологічна інтерпретація.

**Формування** даної моделі базувалося на системі взаємопов'язаних геологічно змістовних та формалізаційних принципів. Перші спираються на зміст та якість результатів проведених геолого-геофізичних досліджень – їх достовірність, об'єм, розмірність, геологічну результативність і т.п., на підставі яких обирається оптимальний комплекс методів, дані яких будуть інтегруватися у цифровій моделі. Для забезпечення цього виду інформації був виконаний збір та аналіз матеріалів численних геолого-геофізичних досліджень, проведених на території центральної частини ДДЗ у різні роки, за результатами якого був обраний такий комплекс вихідних даних:

результати гравіметричних зйомок масштабу 1:50 000 (рис. 1);

результати сейсмогеологічних спостережень по регіональних профілях, розташованих в межах площі досліджень (рис. 2);

дані аналізу та узагальнення матеріалів петрофізичних досліджень [2, 3].

**Формалізація** обраних матеріалів здійснювалася за одним із трьох основних способів синтезу апріорної моделі [4], реалізованих у системі GCIS.

Зміст першого з них полягає у формуванні 3D апріорної моделі на основі просторово низькоінформативних даних. При цьому залучаються 2D сейсмогеологічні побудови через мережу профілів, 1D свердловинна інформація, петрофізичні дані. Власне, процес формування моделі включає: побудову вздовж кожного з профілів геолого-геофізичних структурних моделей та моделей розподілу фізичних властивостей; інтерполяцію (екстраполяцію) фізичних властивостей з профілів у міжпрофільний простір. Якщо профілі ув'язані між собою, спершу проводиться побудова структурних поверхонь основних геолого-геофізичних горизонтів, і вже з врахуванням структурних особливостей мо-

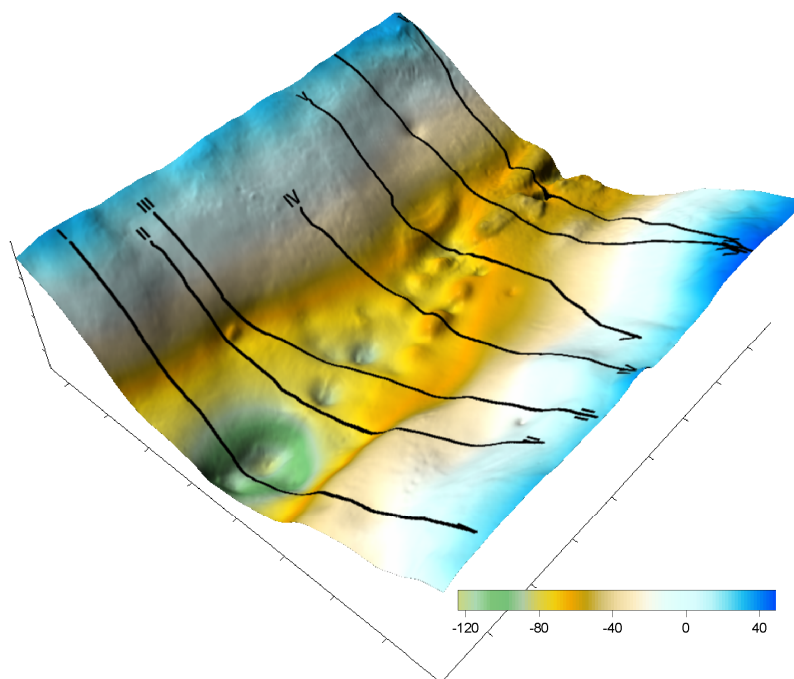


Рисунок 1 – Вихідне гравітаційне поле

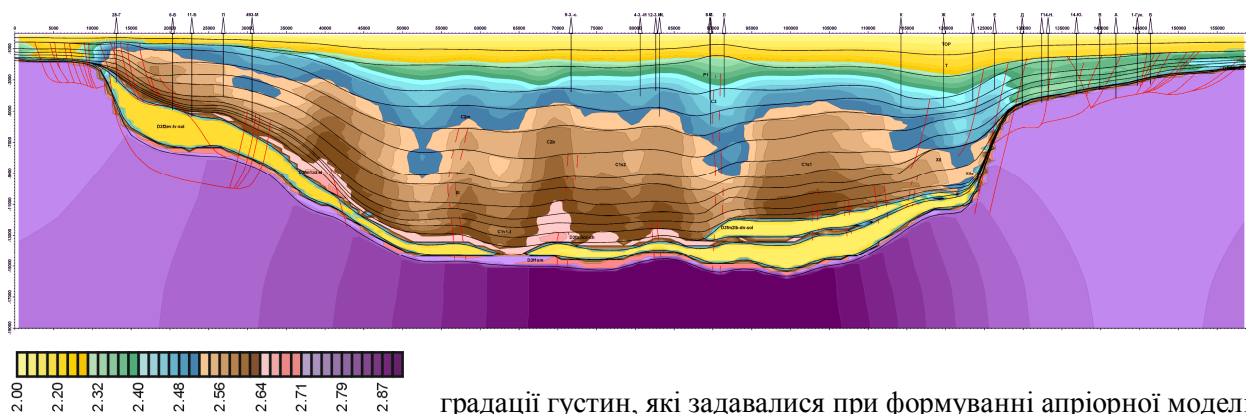


Рисунок 2 – Сейсмогеологічний розріз по профілю Богатійка-Мерефа

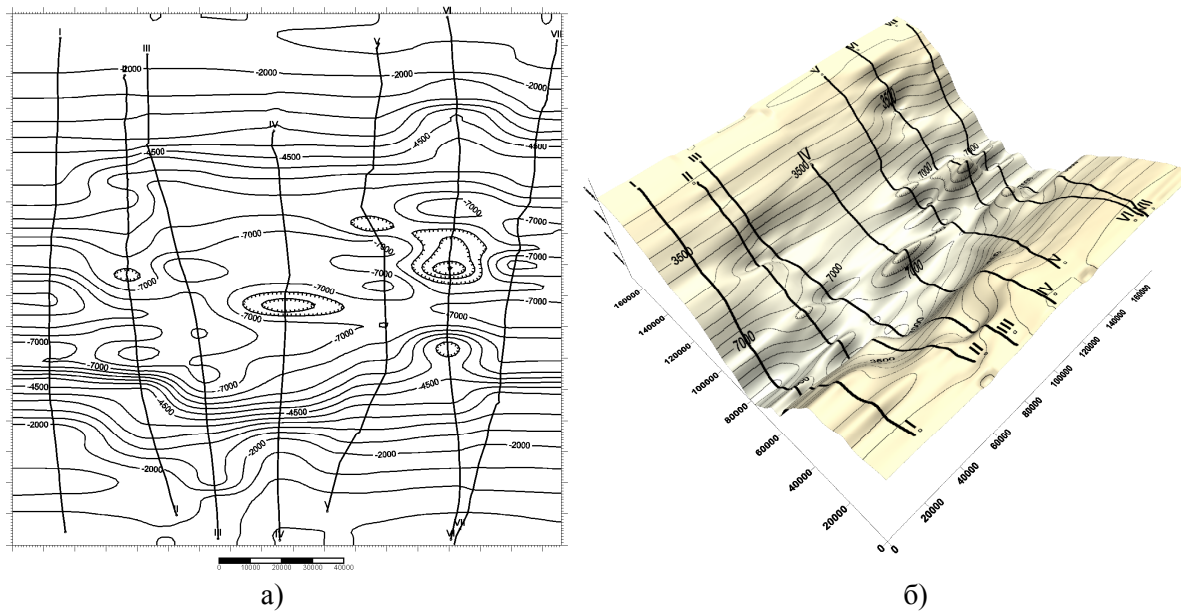
делі здійснюється визначення просторового розподілу геолого-геофізичних властивостей.

Другий спосіб – це формування 3D апріорної моделі на основі просторово інформативних даних, яке виконується із залученням 2D сейсмогеологічних побудов через мережу профілів, 3D структурних побудов у межах одного або кількох опорних горизонтів, 1D свердловинної інформації, петрофізичних даних. Процес створення апріорної моделі містить: побудову вздовж кожного з профілів геолого-геофізичних структурних моделей та моделей розподілу фізичних властивостей, в т.ч. потужностей пластів; побудову цифрових структурних карт опорних горизонтів; побудову площинних карт потужностей в т.ч. з врахуванням свердловинних даних; побудову додаткових структурних карт горизонтів, розташованих між опорними границями або поза їх межами; просторову інтерполяцію (екстраполяцію) фізичних властивостей з врахуванням геометрії опорних і додаткових структурних поверхонь.

Третій спосіб – формування 3D апріорної моделі на основі просторово високоінформативних даних. Побудова апріорної моделі за цим алгоритмом відбувається із залученням 3D структурних побудов у межах основних сейсмогеологічних горизонтів, 1D свердловинної інформації, петрофізичних даних. Просторова інтерполяція (екстраполяція) фізичних властивостей здійснюється з врахуванням геометрії основних, а за необхідності – і додаткових структурних поверхонь.

Створення просторової інтегральної геогустинної моделі центральної частини ДДз виконувалося за другим алгоритмом – 2D сейсмогеологічні побудови по мережі регіональних сейсмічних профілів та 3D структурні побудови по одному опорному горизонту; при формуванні геогустинних характеристик моделі використовувалися петрофізичні дані.

Послідовність створення апріорної просторової моделі включала такі основні етапи.



а) схема, б) аксонометричне зображення  
**Рисунок 3 – Структурні побудови по покрівлі відкладів C<sub>1s2</sub>**

**Таблиця 1 – Границі стратиграфічних комплексів просторової моделі площі досліджень**

№ з/п	Вік горизонту	Індекс
1	тріасовий	T
2	нижньопермський	P <sub>1</sub>
3	верхньокам'яновугільний	C <sub>3</sub>
4	середньокам'яновугільний	C <sub>2m</sub>
5	середньокам'яновугільний	C <sub>2b</sub>
6	верхньосерпухівський	C <sub>1s2</sub>
7	середньосерпухівський	C <sub>1s1</sub>
8	верхньовізейсько-серпухівський	XI
9	верхньовізейський-	XII
10	верхньовізейський	XIIa
11	турнейсько-нижньовізейський	C <sub>1v1-t</sub>
12	верхньофаменський надсольовий	D <sub>3fm3oz-ch</sub>
13	верхньофаменський сольовий	D <sub>3fm2lb-dn-sol</sub>
14	нижньофаменський	D <sub>3fm1zd-el</sub>
15	верхньофранський сольовий	D <sub>3f2ev-lv-sol</sub>
16	верхньофранський	D <sub>3f2vr</sub>
17	середньофранський сольовий	D <sub>3f2al-sol</sub>
18	середньофранський	D <sub>3f1sm</sub>
19	покрівля фундаменту	PE
20	поверхня Мохоровичича	M

**Етап 1.** Формування структурної моделі території дослідження. В якості 2D сейсмогеологічних побудов використані результати інтерпретації даних, виконані по регіональних профілях, по яких були проведені сейсморозвідувальні дослідження методом спільної глибинної точки (рис. 3): сейсмогеологічні розрізи по профілях Гупалівка-Гути, Перещепино-Валки, Богатойка-Мерефа, Лозова-Старопокрівка, Мечєбілово-Бригадирівка, Близнюки-Північна Голубівка; дані сеймостратиграфічного аналі-

зу, за якими в розрізах профілів були виділені прогностні зони покращених колекторських властивостей, пов'язані, на думку авторів (С.Б. Ларін, О.Ю. Лукін), з вузловими піщаними тілами (ВПАТ), які розглядаються як можливі акумуляторі вуглеводнів.

За цими даними в розрізі площі досліджень було виділено 19 стратиграфічних горизонтів – границь відкладів з різними геогустинними характеристиками (табл. 1). Як опорний горизонт використано структурні побудови за даними

Таблиця 2 – Зведений геолого-геофізичний розріз площі досліджень

Відбивальні горизонти	Стратиграфія пласт	Стратиграфічні межі сейсмокомплексів	Колекторські властивості	Густина, $10^3 \times \text{кг/м}^3$		
				сер.	мін.	макс.
N+Q+P	N+Q+P		-	2.01	2.00	2.02
J	J		-	2.09-2.10	2.00	2.10
IIIк	T	до підшви тріасових відкладів	-	2.19-2.20	2.10	2.25
IVб	C <sub>3</sub>	до підшви тріасових відкладів	-	2.33–2.34	2.20	2.36
Vб <sub>1-к</sub>	C <sub>2m</sub>	до покрівлі відкладів московського ярусу середнього карбону	-	2.36-2.37	2.32	2.45
Vб <sub>1-п</sub>	C <sub>2в</sub>	до підшви відкладів московського ярусу середнього карбону	-	2.40- 2.42	2.32	2.50
Vб <sub>2-п</sub>	C <sub>1s2</sub>	до підшви відкладів башкірського ярусу середнього карбону (до підшви світи C <sub>21</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.43-2.44	2.32	2.50
Vв <sub>12</sub>	C <sub>1s1</sub>	до підшви відкладів верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону (до підшви світи C <sub>14</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.46-2.47	2.35	2.55
Vв <sub>1-п</sub>	C <sub>1v2</sub>	до підшви відкладів нижньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону (до підшви світи C <sub>13</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.52-2.54	2.40	2.60
Vв <sub>2-п</sub>	C <sub>1v1</sub>	до підшви відкладів верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (до підшви світи C <sub>12</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.56–2.58	2.42	2.62
Vв <sub>3-п</sub>	C <sub>1t</sub>	до підшви відкладів нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону (до підшви світи C <sub>11</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.60 -2.62	2.5	2.65
Vв <sub>4-п</sub>	D <sub>3fm</sub>	до підшви відкладів турнейського ярусу під'ярусу нижнього карбону	+	2.64-2.65	2.6	2.7
VI <sub>32</sub>	D <sub>3fr</sub>	до нижньої частини відкладів фаменського ярусу верхнього девону	-	2.66-2.67	2.6	2.72
VI <sub>52</sub>	D <sub>3</sub>	до підсольових теригенних відкладів франського ярусу верхнього девону	-	2.69-2.70	2.60	2.75
VI-п	PC	до підшви девонських відкладів	-	2.70–2.75	2.65	2.80
кора		нижче покрівлі фундаменту	+	2.75– .78	2.65	2.80

сейсмічних досліджень минулих років – структурна карта відбивального горизонту по покрівлі C<sub>1s2</sub> (рис. 3) як така, що найбільш повно охоплює площу досліджень.

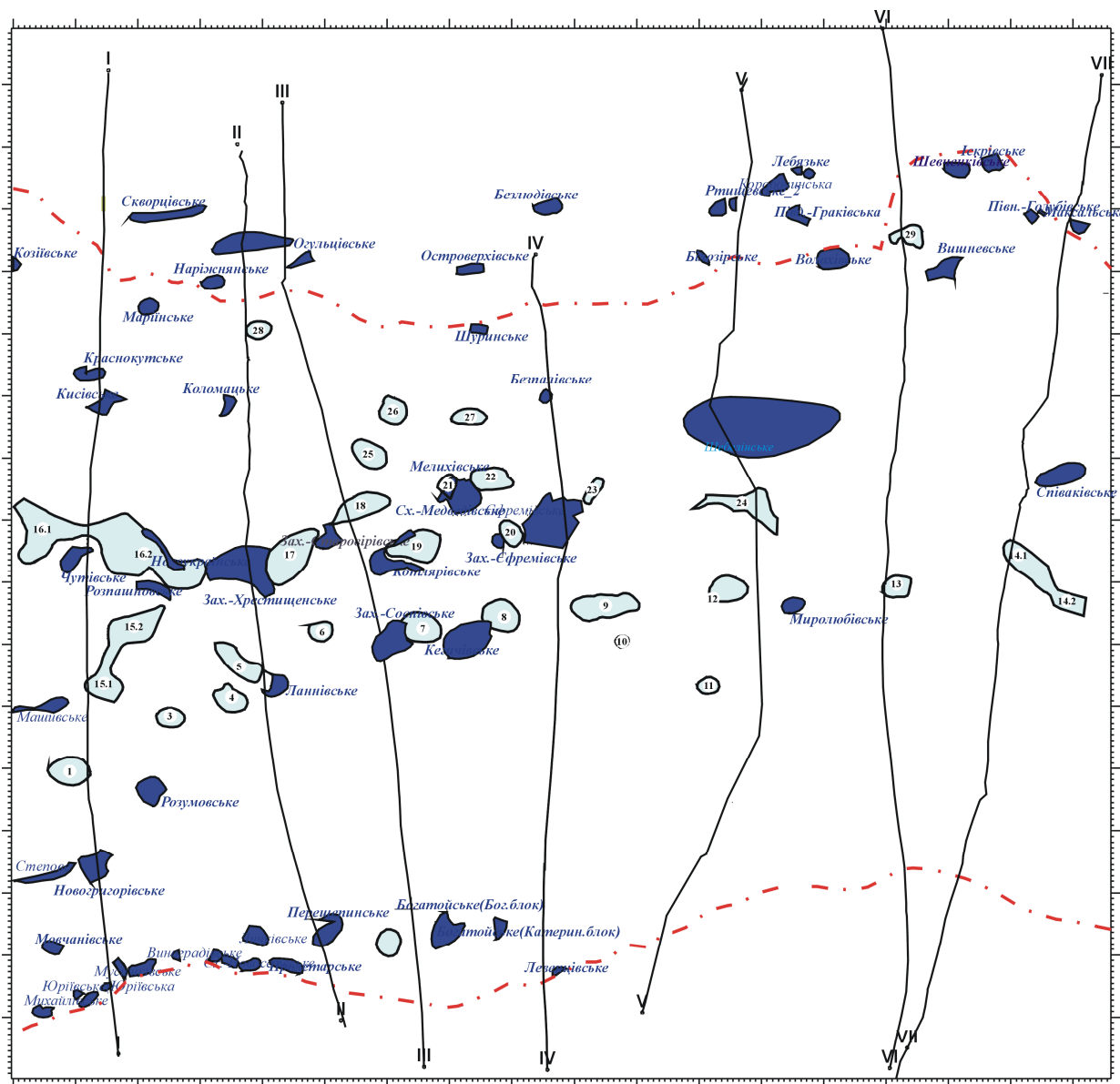
З огляду на регіональний характер сформульованої геологічної задачі розглядалася просторова модель території, складена з осадової товщі та консолідованої кори. При формуванні структури консолідованої кори приймається, що горизонт PC слугує її покрівлею, а поверхня Мохоровичича – підшовою [5].

Практична реалізація формування структурної моделі складалася з наступних кроків:

– побудова цифрових структурних карт по всіх стратиграфічних горизонтах у вигляді GRD файлів формату системи картопобудов Surfer 8.0 шляхом розрахунку рівномірних сіток значень глибини залягання горизонтів;

– створення в системі GCIS блоку геометрії просторової геогустинної моделі на основі імпортування цифрових структурних карт по всіх стратиграфічних горизонтах.

З метою більш детального опису особливостей глибинної будови території в апріорну модель осадової товщі були включені такі елементи: ВПАТ, соляні штоки, області розташування



Умовні позначення

- границі бортів грабену
- контури та номери соляних тіл
- положення відомих родовищ нафти і газу
- лінії регіональних сейсмічних профілів
- I-I - Гуляївка-Гути
- II-II - Перещепино-Валки
- III-III - Богатойка-Мерефа
- V-V - Лівенцівка-Безлюдівка
- IV-IV - Лозова-Староокрівка
- VI-VI - Мечобілово-Бригадирівка
- VII-VII - Близнюки-Північна Голубівка

Штоки: 1 – Андріївський, 3 – Федорівський, 4 – Басівський, 5 – Верхньоланнівський, 6 – Вербівський, 7 – Соснівський, 8 – Павлівський, 9 – Миронівський, 10 – Тимченківський, 11 – Краснопавлівський, 12 – Біляївський, 13 – Степківський, 14.1 – Берекський, 1.2 – Новодмитровський, 15.1 – Єлізаветінський-півд., 15.2 – Єлізаветінський-північн., 16.1 – Чутівський, 16.2 – Розпашновський, 17 – Хрещищенський, 18 – Старовірівський, 19 – Ведмедівський, 20 – Зах.-Єфремівський, 21 – Сх.-Ведмедівський, 22 – Парасковійський, 23 – Єфремівський, 24 – Олексіївський, 25 – Токарівський, 26 – Нововодолазький, 27 – Рябухінський, 28 – Валківський, 29 – Бригадирівський

Рисунок 4 – Схема розміщення родовищ ВВ та соляних штоків на території досліджень

відомих нафтогазових родовищ (рис. 4). Їх форма, просторове розміщення, дані про густинні характеристики визначені так: для ВПАТ – за даними сейсмостратиграфічного аналізу по регіональних профілях, для соляних штоків – за матеріалами [6], для нафтогазових родовищ – за

даними [7]. При цьому загальна кількість соляних штоків, розташованих на території досліджень і включених у глибинну модель, склала 31, родовищ – 70 (рис. 5); кількість ВПАТ – 86.

**Еман 2.** Формування густинної моделі, даними для якої слугували характеристики роз-

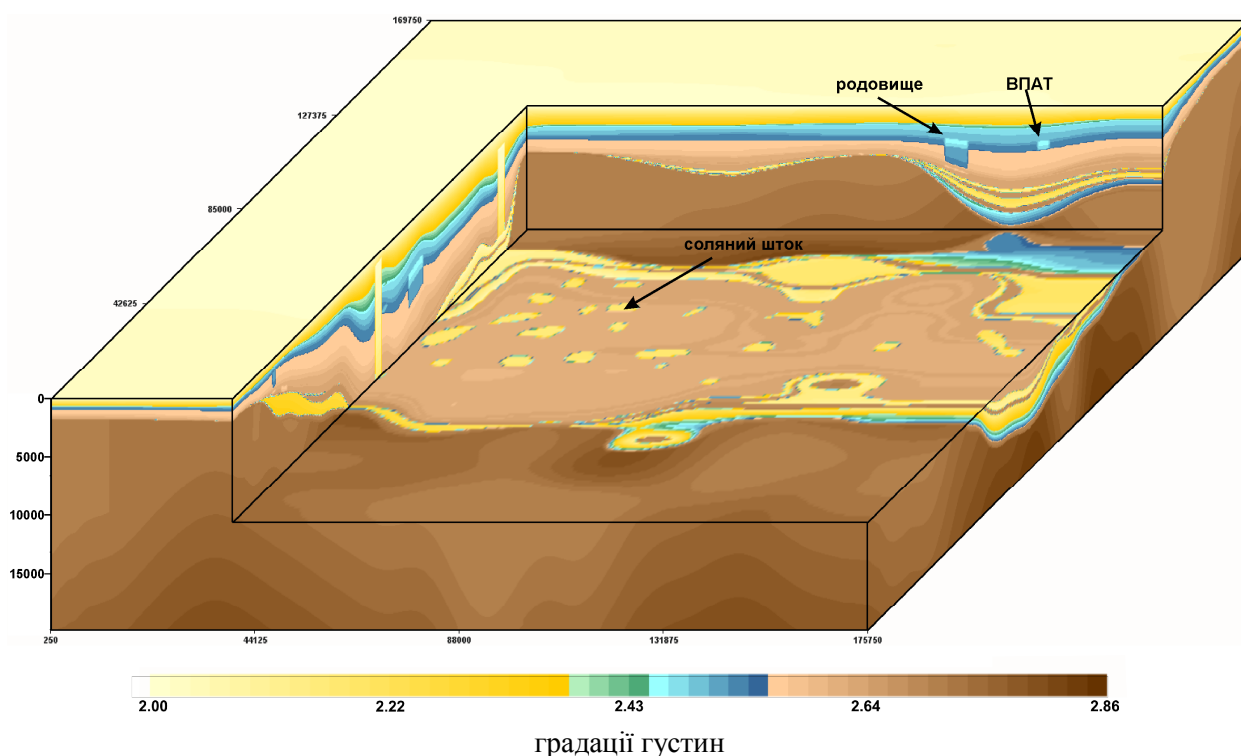


Рисунок 5 – Аксонометричне зображення апріорної просторової геогустинної моделі центральної частини ДЗ

Таблиця 3 – Геогустинні параметри локальних об'єктів, підготовлені для системи GCIS

Соляні штоки					
№ з/п	Вік	Густина, $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>			Критерій
		середня	мін.	мах.	
1	T	2.01	2.01	2.20	0.000
2	P <sub>1</sub>	2.03	2.01	2.24	0.091
3	C <sub>3</sub>	2.04	2.01	2.27	0.182
4	C <sub>2m</sub>	2.06	2.01	2.31	0.273
5	C <sub>2b</sub>	2.08	2.01	2.35	0.364
6	C <sub>1s2</sub>	2.10	2.01	2.38	0.455
7	C <sub>1s1</sub>	2.11	2.01	2.42	0.545
8	XI	2.13	2.01	2.45	0.636
9	XII	2.15	2.01	2.49	0.727
10	XIIa	2.17	2.01	2.53	0.818
11	C <sub>1v1-t</sub>	2.18	2.01	2.56	0.909
12	D <sub>3fm3oz-ch</sub>	2.20	2.01	2.60	1.000
Родовища*					
По всіх горизонтах		-0.04	-0.04	-0.04	0.001
ВПАТ*					
По всіх горизонтах		-0.04	-0.04	-0.04	1.0

\* – для даних типів об'єктів густини задаються відносно значень вміщуючих порід

різу, визначені за результатами попередніх досліджень (представлені у таблиці 2), а густина порід верхньої мантії –  $\sigma = 3.2 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup> – за довідниковими даними.

**Етап 3.** Створення в системі GCIS блоку параметрів апріорної просторової геогустинної

моделі, які описують кусково-неперервну поведінку геогустинних властивостей в межах окремих стратиграфічних горизонтів у відповідності з наявними апріорними відомостями про петрофізичні характеристики розрізу території досліджень.

**Етап 4.** Доформування параметрів апріорної 3D-геогустинної моделі середовища шляхом включення геогустинних параметрів окремих об'єктів, які описують ВПАТ, соляні штоки та родовища (табл. 3).

Доформування параметрів апріорної 3D-геогустинної моделі середовища шляхом включення у параметри геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних характеристик в окремих пластах і блоках та оцінки відносної ймовірності варіації геогустинних параметрів, що змінюється в діапазоні від 0 для порід неколекторів та 1 для порід з кращими колекторськими властивостями (табл. 2).

У результаті реалізації вказаних етапів у системі GCIS була створена апріорна просторова геогустинна модель території досліджень (рис. 5), яка характеризує глибинну будову центральної частини ДДз в рамках наявної геолого-геофізичної інформації.

**Висновок.** Наведені матеріали вказують, що принципи вибору та формалізації комплексу геолого-геофізичних матеріалів згідно з вимогами «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних при пошуках та розвідці нафтових та газових родовищ» та системи GCIS забезпечили можливість використання наявної на території центральної частини ДДз геолого-геофізичної інформації різної природи шляхом поєднання її в рамках єдиної апріорної просторової моделі. Створення даної моделі є першим етапом в процесі геогустинного моделювання в системі GCIS, на базі якого будуть визначені особливості просторового розподілу геолого-геофізичних властивостей з метою деталізації глибинної будови площі досліджень та пошуку пасток вуглеводнів різного морфологічного типу.

## Література

- 1 Петровский А.П. : дис. доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.
- 2 Голизра Г.Я. Плотностные модели осадочной толщи юго-восточной части ДДВ, западной и северной окраин Донбасса / Г.Я. Голизра, В.С. Попович // Геофиз. журн. – 1998. - 20, №6. - С.117 -123.
- 3 Ганженко Н.С. Особливості поведінки геогустинних властивостей різновікових відкладів центральної частини ДДз / Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейкан // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – 2010. – №4(26). – С. 21-26.
- 4 Федченко Т.А. Принципы создания геолого-геофизически согласованных пространственных моделей начального приближения // Геофизический журнал. – 2009. – № 3. – Т.31. – С. 77–86.
- 5 Атлас. Геологія і корисні копалини України. Нац.академія наук України. Мін-во екології та природних ресурсів України. – Київ, 2001. – 168 с.
- 6 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / [за заг. редакцією Іванюти М.М., Федішина В.О., Денегі Б.І та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998.
- Т.І – III: Східний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 1424 с.
- 7 Омельченко В.В. Результати тематичних робіт “Аналіз даних граві-магніто-електро-розвідки в межах південно-східної частини Дніпровського грабену з метою визначення крупних прогнозних перспективних об’єктів для першочергового вивчення” (2006-2007; договірні роботи з НАК “Нафтогаз України”) // В.В. Омельченко, В.Г. Шемет. – Дніпропетровськ, 2007. – 172 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
18.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Д.Д. Федоришиним*