

550.839  
Г12  
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ГАБЛЬОВСЬКИЙ БОГДАН БОГДАНОВИЧ

УДК 550.839

Г12  
553.98(477.7)(043)

ПРОСТОРОВА ІНТЕГРАЛЬНА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ  
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ ДЛЯ  
УТОЧНЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА  
ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

04.00.22 – Геофізика

**АВТОРЕФЕРАТ**

дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ - 2012

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України

Науковий керівник – доктор фізико-математичних наук,  
старший науковий співробітник  
**Петровський Олександр Павлович,**  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу,  
завідувач кафедри польової нафтогазової геофізики.

Офіційні опоненти: доктор геологічних наук,  
**Довбніч Михайло Михайлович,**  
Державний вищий навчальний заклад «Національний  
гірничий університет»,  
завідувач кафедри геофізичних методів розвідки;

кандидат геол.-мін. наук,  
**Старостін Віктор Андрійович,**  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу,  
доцент кафедри геофізичних досліджень свердловин.

Захист дисертації відбудеться «12» жовтня 2012 р. о 11<sup>30</sup> год. на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий «31» 08 2012 р.

Вчений секретар  
спеціалізованої вченої ради К 20.052.01  
кандидат геолого-мінералогічних наук,  
доцент



Г.О. Жученко

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДИСЕРТАЦІЇ

**Актуальність теми.** Існуюча потреба в забезпеченні України власними вуглеводневими ресурсами та значний рівень освоєності Східного та Західного нафтогазоносних регіонів обумовлюють необхідність нарощування ресурсної бази вуглеводнів шляхом залучення нових та ефективного використання вже відомих ресурсів Південного нафтогазоносного регіону, зокрема акваторії Чорного моря, де нещодавно відкрито значне за запасами нафтове родовище Суботіна.

На даний час найбільш вивченим геолого-геофізичними дослідженнями є північно-західний шельф, у межах якого відкрито вісім родовищ газу та газоконденсату, що переважно приурочені до відкладів палеоген-неогенового комплексу. Загальна щільність вивчення цієї території бурінням не перевищує однієї свердловини на 250 км<sup>2</sup>.

Враховуючи значні матеріальні витрати на буріння свердловин в умовах морського шельфу, вибір положення для розташування кожної нової свердловини потребує ретельного наукового і геолого-геофізичного обґрунтування, що може бути здійснено лише на основі залучення сучасних наукомістких технологій, які б передбачали інтеграцію та узгодження всіх наявних геолого-геофізичних даних у межах єдиної просторової геолого-геофізичної моделі середовища.

Вирішенню саме цієї актуальної проблеми – створенню просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря, узгодженої з наявним комплексом геолого-геофізичних даних, - присвячена дана дисертаційна робота.

Результати створення такої просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі повинні стати основою для обґрунтованого і ефективного планування та проведення геологорозвідувальних робіт у межах північно-західної частини шельфу Чорного моря.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Матеріали, висвітлені в дисертаційній роботі, пов'язані із держбюджетними дослідженнями за темою «Нафтогазова геофізика – ефективні методи і технології польових досліджень, обробки та інтерпретації», що виконуються на кафедрі польової нафтогазової геофізики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, та з виконанням науково-дослідних робіт згідно договорів № 117-2007 (Причорноморське державне регіональне геологічне підприємство), № 4/1 (НАК «Нафтогаз України»).

**Мета і завдання досліджень** – створення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря як основи для уточнення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності. Для досягнення зазначеної мети в межах північно-західного шельфу Чорного моря необхідно було вирішити такі задачі:

*an 2289 - an 2290*

- провести аналіз та узагальнення даних щодо стану геолого-геофізичної вивченості території досліджень та результатів нафтогазопошукових робіт;
- дослідити ефективність застосування гравітаційного поля у комплексі з іншими геолого-геофізичними даними для вивчення глибинної будови та визначення перспектив нафтогазоносності північно-західного шельфу Чорного моря;
- інтегрувати наявні геолого-геофізичні дані у рамках узгодженої просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі;
- дослідити особливості відображення в параметрах просторової інтегральної геогустинної моделі основних тектонічних структур та виділити в межах осадового комплексу ділянки розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями;
- з урахуванням виконаного прогнозу розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями уточнити рейтингову оцінку виявлених та підготовлених об'єктів, а також виділити нові нафтогазоперспективні території та визначити першочергові напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

**Об'єкт досліджень** – територія північно-західної частини шельфу Чорного моря з позицій глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності.

**Предмет досліджень** - просторова інтегральна геолого-геофізична модель глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря, якісно і кількісно узгоджена з наявними геолого-геофізичними та промисловими даними.

**Методи досліджень:**

- аналіз і систематизація геолого-геофізичної інформації;
- методи математичного опису складнобудованих моделей геологічного середовища;
- математичні методи чисельного розв'язку прямих та обернених задач гравірозвідки, в тому числі у тривимірному варіанті;
- методи інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ.

**Положення, що виносяться на захист:**

- відображення в гравітаційному полі нафтогазоперспективних об'єктів північно-західного шельфу Чорного моря;
- просторова інтегральна геолого-геофізична модель глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря, узгоджена з комплексом геофізичних і геологічних даних та сучасними геодинамічними уявленнями;
- відображення у параметрах просторової інтегральної геогустинної моделі основних елементів геодинаміки, які визначають глибинну будову північно-західного шельфу Чорного моря;
- особливості відображення у параметрах просторової інтегральної геогустинної

моделі розташування зон розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями, приурочених до осадового комплексу порід.

### **Наукова новизна отриманих результатів.**

В дисертаційній роботі вперше для території північно-західного шельфу Чорного моря:

- визначено вплив вуглеводневого насичення порового простору порід колекторів Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області на поведінку гравітаційного поля;
- створено просторову інтегральну геолого-геофізичну (геогустинну) модель, кількісно і якісно узгоджену з комплексом геодинамічних, сейсмічних, петрофізичних даних та гравітаційним полем;
- уточнено поведінку границі Мохоровічича (Мохо) та положення:
  - 1) північної границі Передскіфійського (Бондарчук Г.К., Герасімов М.Є. та ін.) крайового прогину;
  - 2) північної границі Качинського блоку;
  - 3) Південнокримської сутури;
- для різновікових нафтогазоперспективних відкладів осадового чохла:
  - 1) визначено закономірності розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями;
  - 2) уточнено рейтингову оцінку виявлених та підготовлених структур;
  - 3) виділено нові, ще не опішуквані нафтогазоперспективні ділянки;
  - 4) визначено першочергові напрямки нафтогазопішуккових робіт.

**Практичне значення отриманих результатів.** Уточнення границь відомих тектонічних елементів має важливе значення при нафтогазогеологічному районуванні території досліджень. Створена просторова інтегральна геолого-геофізична (геогустинна) модель та виділені на її основі перспективні об'єкти із покращеними колекторськими властивостями є надійною основою при плануванні та проведенні геологорозвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря.

**Особистий внесок здобувача.** Основні методичні та геолого-геофізичні результати, що виносяться на захист, отримані автором самостійно. Автоматизована обробка геолого-геофізичних даних виконана у співавторстві із кандидатом фізико-математичних наук Федченко Т.О.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати досліджень, що виносяться на захист, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях та семінарах: VI міжнародній конференції «Крым-2005», «Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона» (Симферополь, 2005), Міжнародній конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2008, 2009), Міжнародній конференції «Petroleum Geology & Hydrocarbon Potential of Caspian and Black Sea Regions» (Баку, Азербайджан,

2008), Міжнародному семінарі ім. Д.Г.Успенського "Теория и практика інтерпретації гравітаційних та магнітних аномалій" (Казань (Росія), 2009), Міжнародній конференції «Нафтогазова геофізика. Стан та перспективи» (Івано-Франківськ, 2009), Міжнародній конференції «Balancing Global Resources» (Амстердам (Нідерланди), 2009), Міжнародній конференції «Exploration in the Black Sea and Caspian Regions» (Київ, 2010), Міжнародному семінарі ім. Д.Г.Успенського "Вопросы теории и практики интерпретации геофизических полей" (Пермь (Росія), 2011), Міжнародній конференції «Нафтогазова геофізика – інноваційні технології» (Івано-Франківськ, 2011), Міжнародній науковій конференції «Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища» (Львів, 2011).

**Публікації.** Результати дисертації відображені у 15 публікаціях: 6 статей у провідних фахових журналах і 9 тез доповідей на конференціях.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Вона містить 191 сторінку, із них 123 сторінки основного тексту, 35 рисунків на окремих аркушах, 1 таблиця на чотирьох сторінках, список використаних джерел зі 107 найменувань на 14 сторінках і 2 додатки на 15 сторінках.

Роботу виконано під керівництвом доктора фізико-математичних наук, Петровського Олександра Павловича, якому автор висловлює щирю подяку за постановку актуальної задачі та допомогу, підтримку і цінні поради впродовж всього періоду її виконання.

Автор висловлює щирю подяку за постійну допомогу к.т.н. Н.С. Ганженко, к.ф.-м.н. Т.О. Федченко, к.г.-м.н. проф. В. П. Степанюку, В.М. Суятінову. За надання допомоги при аналізі характеру відображення особливостей геодинамічної будови північно-західного шельфу Чорного моря в параметрах інтегральної геогустинної моделі слова вдячності автор адресує д.г.-м.н. М. Є. Герасімову та к.г.н. С. В. Кольцову.

За ініціювання робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря, надані матеріали та консультації під час написання роботи автор висловлює подяку Чуприні І.С., Мельничуку П.М., Ошаріну С.Ю., Нетребській О.Я., Коморному А.Ф.

Окрема подяка працівникам НТФ «БІПЕКС лтд» та кафедри польової нафтогазової геофізики ІФНТУНГ за допомогу та підтримку при написанні роботи.

## **ОСНОВНИЙ ЗМІСТ ДИСЕРТАЦІЇ**

### **СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА БУДОВА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ**

Вивчення геологічної та тектонічної будови Південного нафтогазоносного регіону розпочалось ще в 70-ті роки XVIII ст. Дослідженням геологічної будови даного регіону займалися такі вчені, як Андрусов М.І., Архангельський А.Д., Богаєць О.Т., Бондарчук Г.К., Бялюк Б.О., Гаркаленко І.О., Герасімов М.Є.,

Гладун В.В., Гожик П.Ф., Денега Б.І., Довжок Є.М., Захарчук С.М., Євдошук М.І., Казанцев Ю.В., Карпенко І.В., Клочко В.П., Колодій В.В., Колодій І.В., Коморний А.Ф., Краснощок А.Я., Краюшкін В.О., Крупський Б.Л., Ладиженський Ю.М., Лукін О.Ю., Маєвський Б.Й., Максимчук П.Я., Мельничук П.М., Муратов М.В., Орлов О.О., Павлюк М.І., Плахотний Л.Г., Полухтович Б.М., Порфір'єв В.Б., Савчак О.З., Самсонов А.І., Самсонов В.Й., Скорик А.М., Соллогуб В.Б., Старостенко В.І., Чебаненко І.І., Чекунов А.В., Шпак П.Ф., Юдін В.В. та ін.

Аналіз літературних та фондових джерел засвідчив, що в результаті тривалого періоду досліджень Південного нафтогазоносного регіону України накопичено значну кількість геолого-геофізичних матеріалів, що характеризують тектоніку, літологію, стратиграфію, нафтогазоносність та формують певні уявлення про глибинну будову північно-західної частини шельфу Чорного моря.

Низькі показники розбуреності території знижують достовірність вивчення глибинної будови акваторії Чорного моря, що залишає невирішеними низку питань щодо границь певних елементів тектоніки та нафтогазоперспективності, включаючи акваторію північно-західного шельфу Чорного моря. На сьогоднішній день не вивчені бурінням такі крупні елементи тектоніки, як південний акваторіальний схил Східно-Європейської платформи, вал Губкіна, Кілійсько-Зміїне блокове підняття, Континентальний схил й Західно-Чорноморська западина, а низька розбуреність крейдових та докрейдових відкладів не дозволяє об'єктивно оцінювати їх склад та перспективи нафтогазоносності.

Зважаючи на складність геологічних умов та наявність матеріалів різного ступеня детальності, доцільним є застосування системного підходу до аналізу результатів виконаних геолого-геофізичних досліджень, який полягає в їх максимальній інтеграції та створенні єдиної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі, кількісно і якісно узгодженої з комплексом геодинамічних, сейсмічних, петрофізичних даних та гравітаційним полем, що і є предметом досліджень даної дисертаційної роботи.

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ГРАВІТАЦІЙНОГО ПОЛЯ У КОМПЛЕКСІ З ІНШИМИ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ В УМОВАХ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ**

Для оцінки принципової можливості вивчення нафтогазонасичених об'єктів за даними гравірозвідувальних досліджень у комплексі з іншими геолого-геофізичними даними на основі розв'язку прямої задачі гравірозвідки проведено математичне моделювання гравітаційного ефекту, який створюють нафтогазонасичені відклади у випадку насичення порового простору породи-колектора пластовою водою або вуглеводневим флюїдом.

Для забезпечення максимального охоплення вуглеводневих родовищ різного типу та розміщених у різних геологічних умовах, сформовано цифрові моделі та розраховано аномальну складову гравітаційного поля за профілями, які перетинають 21 нафтогазове родовище, розташоване в межах Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області.

Методика розрахунків базується на припущенні, що поровий простір гірської породи-колектора може бути заповнений пластовою водою або вуглеводневим флюїдом. Дефіцит густини, що виникає в межах нафто- і газонасичених пластів за рахунок різниці густини пластової води та вуглеводневого флюїду, обумовлює наявність у гравітаційному полі від'ємних аномалій.

Для розрахунку густини водонасичених порід-колекторів була використана відома петрофізична модель:

$$\sigma_n = \sigma_{\alpha}(1 - K_n) + K_n \sigma_w, \quad (1)$$

де  $\sigma_{\alpha}$  - густина скелету породи,  $K_n$  - коефіцієнт пористості, прийнятий за даними петрофізичних досліджень;  $\sigma_w$  - густина пластової води.

Відповідно для вуглеводневонасичених порід використано більш складну залежність:

$$\sigma_n = \sigma_{\alpha}(1 - K_n) + K_n(\sigma_{\phi} K_{nc} + \sigma_w(1 - K_{nc})), \quad (2)$$

де  $\sigma_{\phi}$  - густина відповідного вуглеводневого флюїду,  $K_{nc}$  - коефіцієнт нафтогазонасичення, в долях одиниці.

За результатами розрахунків встановлено, що значення різниці між густиною водонасичених та вуглеводневонасичених порід-колекторів ( $\Delta\sigma$ ) в залежності від їх петрофізичних характеристик коливається у межах від 24 кг/м<sup>3</sup> (Серебрянське нафтове родовище) до 191 кг/м<sup>3</sup> (Задорненське газове родовище), а середнє значення становить 95 кг/м<sup>3</sup>. Якщо ж брати до уваги тільки родовища північно-західного шельфу Чорного моря, то для них діапазон зміни величини  $\Delta\sigma$  - від 52 кг/м<sup>3</sup> (поклад у межах нижньопалеоценових відкладів Шмідтівського газового родовища) до 157 кг/м<sup>3</sup> (поклад у межах майкопських відкладів Архангельського газового родовища), а середнє значення становить 103 кг/м<sup>3</sup>.

В результаті розрахунку прямої лінійної задачі гравірозвідки для випадку водонасиченої та газонасиченої складових порового простору порід-колекторів отримано гравітаційні поля, які відображають особливості структурно-тектонічної будови родовищ Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області, та розраховано величини середньоквадратичного відхилення для кожного родовища.

Результати розрахунків свідчать про те, що загалом наявні розуцільнення вуглеводневонасичених порід-колекторів для газових та газоконденсатних родовищ північно-західного шельфу Чорного моря створюють аномалії гравітаційного поля від  $0,157 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$  до  $0,21 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ , а картування зон розуцільнень, пов'язаних із змінами петрофізичних властивостей порід-колекторів, можливе тільки на основі створення просторових інтегральних геолого-геофізичних моделей, узгоджених з



наявним комплексом геолого-геофізичних даних та гравітаційним полем.

## **ПРИНЦИПИ СТВОРЕННЯ ПРОСТОРОВИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ**

Вивчення глибинної будови Земної кори та прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів вимагає використання повного спектру наявних геолого-геофізичних даних та отримання просторового уявлення про морфологічні особливості і розподіл фізичних параметрів геологічних тіл. Враховуючи той факт, що застосування сейсморозвідки є найбільш результативним при вирішенні задач структурно-тектонічного характеру і недостатньо ефективним при локалізації ділянок геологічного розрізу з покращеними колекторськими властивостями, все частіше на практиці застосовується комплексування із несейсмічними методами розвідувальної геофізики, що дає змогу ефективно виділяти геологічну інформацію з результатів геолого-геофізичних досліджень.

Наведені у попередньому розділі відомості свідчать про те, що для акваторії північно-західного шельфу Чорного моря визначення глибинної будови та прогнозування перспектив підвищення ефективності пошуків та розвідки нових пасток вуглеводнів є практично неможливим без інтеграції всіх наявних геолого-геофізичних даних у рамках єдиної просторової фізико-геологічної моделі будови території досліджень.

Перелічені завдання вирішуватимуться на основі використання «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки родовищ нафти і газу», реалізованої на базі автоматизованої системи кількісної комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних GCIS (Петровський О.П., 2006). Дана технологія базується на засадах критеріального підходу до аналізу геофізичних матеріалів (Кобрунов О.І., 1974), що в результаті розв'язання обернених задач геофізики дозволяє отримати:

- 1) геологічно змістовні моделі середовища, що не суперечать наявним геолого-геофізичним відомостям;
- 2) кількісну оцінку якісних характеристик інформації, узагальненої в рамках інтегральної моделі об'єкта.

Описані у розділі принципи створення просторових інтегральних геолого-геофізичних моделей є основою для узгодження наявних геолого-геофізичних даних про північно-західну частину шельфу Чорного моря у межах інтегральної геолого-геофізичної моделі. У відповідності до вказаних принципів, у дисертаційній роботі висвітлено етапи визначення параметрів просторової інтегральної геогустинної моделі з використанням вказаної технології.

## **ПРОСТОРОВА ІНТЕГРАЛЬНА ГЕОГУСТИННА МОДЕЛЬ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ**

Першим етапом реалізації «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки родовищ нафти і газу» є

створення апріорної моделі, який включає формування структурної моделі та моделі неперервного розподілу фізичних властивостей.

Для формування структурної моделі використано дані батиметрії Чорного моря, дані про поведінку поверхні Мохоровичича та структурні побудови, що характеризують поведінку основних сейсмостратиграфічних горизонтів осадового комплексу (М 1:200000) (Коморний та ін., 2001):

- горизонт відбиття IV ( $K_1$  під.) в підшві нижньої крейди;
- горизонт відбиття IVa ( $K_1a_2$  покр.) в покрівлі середнього альбу;
- горизонт відбиття IIIг ( $K_2s_2$  під.) в підшві верхнього сеноману;
- горизонт відбиття IIIв ( $K_2sp-t$  покр.) в покрівлі коньяк-турона;
- горизонт відбиття IIIб ( $K_2st_2$  під.) в підшві верхнього сантону;
- горизонт відбиття IIIм-IIIк ( $K_2m(k)$  покр.) в поверхні карбонатів верхньої крейди;
- горизонт відбиття IIIа ( $P_1^1$  покр.) в покрівлі нижнього палеоцену;
- горизонт відбиття IIб ( $P_2^2$  покр.) в покрівлі карбонатів середнього еоцену;
- горизонт відбиття IIа ( $P_3mk$  під.) в підшві майкопу;
- горизонт відбиття Ia ( $N_1mk$  покр.) в покрівлі майкопу;

Для формування моделі просторового розподілу фізичних властивостей використано матеріали петрофізичних досліджень Південного регіону України (Кольцов С.В., Степанюк В.П., 2006; Старостенко В.І. та ін., 2003, 2005); карти середніх швидкостей, складені для рівнів 5000, 15000 і 25000 м від твердої поверхні за результатами досліджень ГСЗ (Белокуров В.С., 1971); довідникові дані про густину утворень верхньої мантії. Значення густини морської води прийнято на рівні  $1030 \text{ кг/м}^3$ .

Інтеграція вказаної геолого-геофізичної інформації дала змогу створити чотирикомпонентну (верхня мантія, докрейдова основа, осадовий чохол, товща морської води) апріорну просторову інтегральну геогустинну модель.

Як контролюючу функцію використано гравітаційне поле в редукції Буге масштабу 1:500 000.

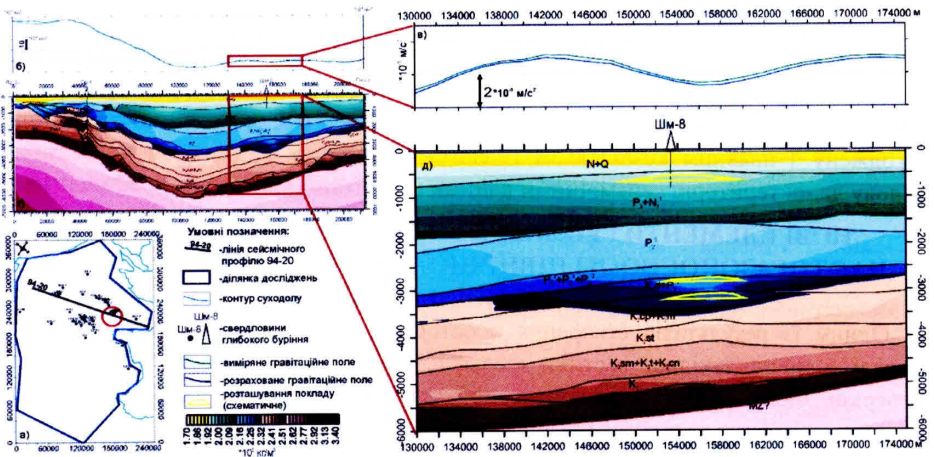
Середньоквадратичне відхилення між розрахованим та вимірним гравітаційними полями, отримане в результаті розрахунку прямої задачі гравірозвідки, для створеної апріорної моделі склало  $96 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ , що свідчить про низьку відповідність параметрів створеної апріорної моделі спостереженому гравітаційному полю.

Аналіз характеру просторової поведінки відхилення між розрахованим і спостереженим гравітаційними полями – наявність значних за площею поширення аномальних зон, став підґрунтям для припущення, що джерела цього відхилення знаходяться на рівні порід верхньої мантії, і можуть бути пов'язані з локальними змінами глибини залягання поверхні Мохо, яка побудована за рідкою мережею профілів ГСЗ, а також геогустинних властивостей верхньої мантії.

Виконане на основі розв'язку оберненої нелінійної (структурної) задачі гравірозвідки коригування глибин залягання поверхні Мохо, та уточнення геогустинних властивостей порід верхньої мантії дозволило в п'ять разів зменшити середньоквадратичне відхилення, яке на цьому етапі процесу уточнення параметрів моделі склало  $19 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ .

Отримана величина відхилення була визначена як прийнятна для подальшого її трактування з позицій особливостей геогустинної будови докрейдової основи та осадового чохла північно-західного шельфу Чорного моря.

В результаті розв'язку оберненої просторової лінійної задачі гравірозвідки спрогнозовано характер поведінки густинних властивостей як в породах докрейдового комплексу, умовно віднесеного до порід фундаменту, так і осадового чохла (рис. 1).



- положення сейсмічного профілю 94-20 на схемі ділянки робіт;
- графіки виміряного та розрахованого гравітаційного полів уздовж профілю 94-20;
- фрагменти графіків гравітаційних полів у межах родовища Шмідта;
- геогустинний розріз вздовж сейсмічного профілю 94-20;
- фрагмент геогустинного розрізу у межах родовища Шмідта

Рисунок 1 - Фрагмент геогустинного розрізу вздовж сейсмічного профілю 94-20 та характер поведінки виміряного і розрахованого гравітаційних полів у межах родовища Шмідта

Площинна поведінка відхилення між виміряним та розрахованим гравітаційними полями вказує на наявність двох ділянок (на північному заході та південному сході досліджуваної території), що характеризуються амплітудами  $\pm 5 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ . З геологічної точки зору, наявність цих ділянок може бути пов'язана з неповним врахуванням особливостей структурно-тектонічної будови у зв'язку з відсутністю

сейсмічних даних і впевнених структурних побудов. Отримана гістограма розподілу відхилень між гравітаційними полями за межами вказаних зон (рис. 2) показує, що вони розподілені за нормальним законом із величиною математичного очікування мінус  $0,074 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$  та дисперсією  $0,39 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ .

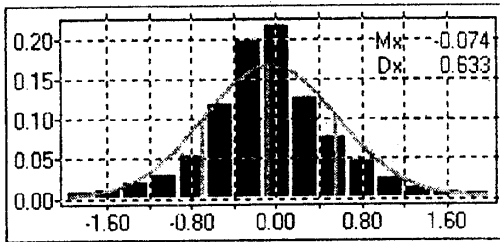


Рисунок 2 - Гістограма розподілу нев'язок

В результаті реалізації «Технології інтегральної інтерпретації геолого-геофізичних даних» для території північно-західного шельфу Чорного моря створено неоднорідну просторову інтегральну сейсмогравітаційну модель, узгоджену з наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей про глибинну будову даної території, сейсмічними даними і гравітаційним полем.

### **НОВІ ЕЛЕМЕНТИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ**

Одним із результатів створення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі північно-західної частини шельфу Чорного моря є уточнення поведінки поверхні Мохо. Загалом, виконані побудови відповідають вхідним даним про поведінку глибини залягання поверхні верхньої мантії, проте деякі елементи зазнали змін. Це стосується, в першу чергу, субмеридіальної позитивної структури, закартованої на території від Дніпровсько-Бузького лиману на північному сході досліджуваної ділянки до західного закінчення гірсько-кримської складчастонасупної споруди. За результатами розв'язання оберненої структурної задачі згаданий структурний елемент зберігся у межах Північнокримського рифту.

При зіставленні уточненої поверхні Мохо з каркасом «Тектонічної карти» (Бондарчук Г.К., Герасімов М.С., Юдін В.В. та ін., 2007р) простежується відповідність зон підняття границі Мохо з зонами розвитку Каркінітсько-Північнокримського та Західночорноморського задугових рифтогенних прогинів, що свідчить про приуроченість рифтогенних прогинів до зон збурення мантійних мас.

Наступний етап досліджень передбачав оцінювання адекватності отриманої моделі з точки зору сучасних уявлень про тектоніку регіону. Для цього в межах отриманої просторової інтегральної геогустинної моделі виконано горизонтальні

геоустинні зрізи та вертикальні геоустинні перетини, з якими в подальшому зіставлялись основні елементи тектоніки Чорноморського регіону (Бондарчук Г.К., Герасімов М.Є., Юдін В.В. та ін., 2007р).

Результати зіставлення вказали на високу ступінь приуроченості градієнтних зон зміни густини в межах створеної геоустинної 3D-моделі до зон тектонічних порушень, які прослідковуються як в межах докрейдової основи, так і осадової частини розрізу. В параметрах моделі досить впевнено простежуються такі тектонічні елементи як Дунайсько-Терська сутура, пасивна окраїна Лаврусії, Кримсько-Кавказська сутура, колізійний шов Печеняга-Камена, задуговий Північнокримський прогин, фрагменти мікроплит Мьозія та Кримія, Придунайсько-Кримське підняття, Чорноморська западина та ін. Принципова відповідність створеної моделі сучасним уявленням про тектоніку Південного нафтогазоносного регіону дала можливість уточнити просторове положення таких структурних елементів:

- північної границі Передскіфійського крайового прогину, що утворився внаслідок насування Скіфії на північ. Південною границею прогину є Дунайсько-Терська сутура, розташування якої відоме за раніше отриманими геолого-геофізичними даними. Місцеположення північної границі впевнено визначено на суходолі Західного та Північного Причорномор'я і досі було невідомим у межах північно-західного шельфу Чорного моря через неоднозначність результатів інтерпретації сейсморозвідувальних даних. За даними моделювання північну границю вдалося протрасувати за характерною зоною різкої зміни густини. В плані вона має субширотне простягання і простежується у північній частині ділянки досліджень;
- північної границі Качинського блоку (МЗ), існування якого доведено бурінням свердловини Євпаторійська 2. На геоустинних розрізах він виділяється як зона розвитку відносно низьких значень густини, обмежена градієнтними зонами у межах Каламітської затоки та південно-західної частини Криму;
- Південнокримської сутури, яка є південною межею Гірськокримського терейну і наявність якої доведено В.В. Юдіним за даними геологічної зйомки у Гірському Криму. Положення даної сутури було дискусійним через неоднозначність інтерпретації часових розрізів МСГТ, що пов'язана з технологічними причинами (неповна кратність на кінцях профілів, рідка мережа профілів). За даними моделювання її розташування у розрізі та на плані визначається впевнено.

Прогнозування розповсюдження зон розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями проведено на основі аналізу попластових геоустинних зрізів у межах основних сейсмостратиграфічних комплексів. За результатами аналізу у межах кожного сейсмостратиграфічного комплексу виділено

ділянки від'ємних аномальних значень густини (зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями), а в їх межах зони максимального розуцілення, які оцінюються як зони найбільш ймовірного розташування покладу. Крім густини, для остаточного висновку про перспективність виділених за результатами інтегрального геогустинного моделювання ділянок, враховувалась також інформація про їх просторове розміщення, приуроченість до тих чи інших тектонічних зон та нафтогазоперспективних комплексів.

Для аналізу отриманого розподілу геогустинних властивостей з позицій промислових досліджень проведено якісне зіставлення результатів випробовування свердловин з прогнозом розвитку колекторів. Для цього на карти прогнозу винесено положення свердловин із зазначенням типу флюїду, що був отриманий з даного комплексу. Всього для зіставлення використано 77 результатів випробовування свердловин, з яких 59 (77 %) підтвердили прогноз, 13 (17 %) - не підтвердили, а у п'яти (6 %) випадках підтвердити або спростувати прогноз не вдалося. Результати зіставлення вказали на високу ступінь кореляції результатів випробовування свердловин з результатами сейсмогравітаційного просторового геогустинного моделювання, що свідчить про адекватність отриманих побудов та високу достовірність виконаного прогнозу нафтогазоперспективності відкладів, що складають розріз північно-західного шельфу Чорного моря.

Зважаючи на те, що для виявлених перспективних об'єктів у межах північно-західного шельфу Чорного моря рейтингова оцінка черговості об'єктів для їх введення в буріння зроблена раніше за комплексом сейсмічних та геологічних показників (Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Євдошук М.І. та ін., 2007), з врахуванням отриманих нових відомостей про характер прогнозного розповсюдження порід з покращеними колекторськими властивостями виконано перерахунок цієї рейтингової оцінки.

Для коригування рейтингу черговості об'єктів введено додатковий ваговий коефіцієнт, визначений за ступенем приуроченості виявленого або підготовленого об'єкту до прогнозованої зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями:

$$K_v = K_{v0} \cdot K_{\Delta\delta}, \quad (3)$$

де  $K_v$  – скорегований коефіцієнт черговості;  $K_{v0}$  – початковий коефіцієнт черговості;  $K_{\Delta\delta}$  – коефіцієнт приуроченості до прогнозованої зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями, який набував таких значень:

- від 0,81 до 1,00 – структура (об'єкт) у межах ділянки розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями з можливим нафтогазонасиченням;
- від 0,51 до 0,80 – структура (об'єкт) у межах зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями, але менш перспективна з позицій нафтогазонасичення;

– 0,50 – структура (об'єкт) поза межами зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями.

Виконаний перерахунок рейтингової оцінки виявлених та підготовлених об'єктів з врахуванням результатів геогустинного моделювання та прогнозу розвитку колекторів дозволив:

- для виявлених об'єктів підтвердити перспективність структур Дипломна і Губкіна-Центральна та віднести до найбільш перспективних структуру Мирна;
- для підготовлених об'єктів підтвердити перспективність структур Штормова-глибинна, Мирна, Гордієвича, Крайова, Міжводненська.

Результати зіставлення карти перспектив нафтогазоносності базальних відкладів нижньокрейдового комплексу (Мельничук П.М. та ін., 2004) з прогнозними, за результатами інтегрального геогустинного моделювання, ділянками розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями у відкладах крейдового віку дозволили обгрунтувати ділянки, приурочені до високоперспективних та перспективних районів. Це, насамперед:

- ділянка, закартована у межах родовищ Шмідта, Голіцина та Західноголліцинського неструктурного об'єкта (північний борт Каркінітського прогину);
- ділянка, що охоплює структуру Гамбурцева і Штормове родовище (південний борт Каркінітського прогину);
- ділянка, приурочена до східного занурення Придунайського (Кілійсько-Зміїного) підняття («Безіменна» ділянка);
- ділянка розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями південніше структури Іллічівська («Уступова» ділянка).

За результатами робіт незалежно встановлено, що до найбільш перспективних належить Західно-Голліцинський неструктурний об'єкт, який підготовлений до глибокого буріння групою І.В. Карпенка (УкрДГРІ).

Як нова ділянка для сейсмічних досліджень пропонується виділена зона розвитку колекторів на захід від структури Безіменна. Ділянка приурочена до зони виклиновання відкладів палеогену та майкопу. Враховуючи нетрадиційний тип пасток (Коморний А.Ф. та ін., 2001) в межах площі рекомендується постановка детальних сейсмічних і високоточних гравіметричних досліджень з їх подальшою інтегральною інтерпретацією та виділенням і обгрунтуванням локальних об'єктів під пошукове буріння. Аналогічні роботи пропонується провести на «Таврійській» ділянці, що виділяється нами у північній частині площі досліджень у межах Таврійського, і частково, Придобруджського нафтогазоносного районів, а також на ділянці з умовною назвою «Уступова», яка виділяється в центральній частині Іллічівської зони (рис. 3).

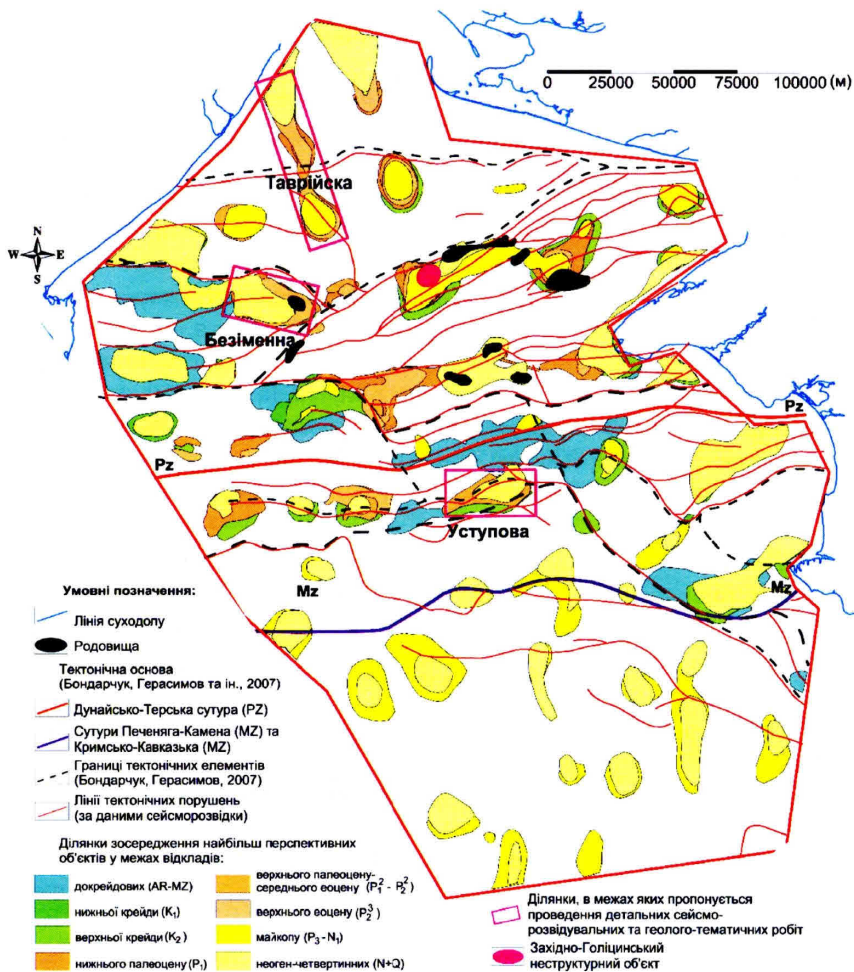


Рисунок 3 - Рекомендації щодо першочергових об'єктів для опитування детальними роботами та бурінням (Б.Б. Габльовський, О.П. Петровський, Т.О. Федченко)

## ВИСНОВКИ

За результатами виконаних досліджень у межах північно-західної частини шельфу Чорного моря:

- проаналізовано стан геолого-геофізичної вивченості та нафтогазоносності;



- досліджено ефективність застосування гравітаційного поля у комплексі з іншими геолого-геофізичними даними для вивчення глибинної будови та визначення перспектив нафтогазоносності;
- на основі застосування «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуку і розвідки нафтових і газових родовищ» створено просторову інтегральну геолого-геофізичну модель, узгоджену з наявним комплексом геолого-геофізичних, промислових даних та гравітаційним полем;
- за результатами зіставлення горизонтальних зрізів і вертикальних розрізів зі схемою тектоніки Азово-Чорноморського регіону, побудованою з позиції тектоніки плит виявлено приуроченість градієнтних зон зміни густини в межах створеної геогустинної 3D-моделі до зон тектонічних порушень, що дало можливість уточнити просторове положення північної границі Передскіфійського крайового прогину, північної границі Качинського блоку, Південнокримської сутури;
- в межах осадового комплексу виділено перспективні ділянки розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями, що дозволило уточнити рейтингову оцінку виявлених та підготовлених структур. Встановлено, що серед виявлених об'єктів першочерговими для проведення подальших нафтогазопозукових робіт є:
  - 1) Дипломна (детальна сейсморозвідка);
  - 2) Губкіна-Центральна (детальна сейсморозвідка)
  - 3) Мирна (параметричне буріння).

Серед підготовлених об'єктів першочерговими для проведення детальних сейсморозвідувальних робіт МСГТ та параметричного буріння є структури Штормова-глибинна, Мирна, Гордієвича, Крайова, Міжводненська.

- підтверджено перспективність неструктурного об'єкта у межах Західно-Голіцинської площі, а також виявлено три нові перспективні ділянки - «Безіменна», «Уступова» і «Таврійська», на яких пропонується постановка детальних сейсмічних, гравіметричних та геолого-тематичних досліджень для виділення локальних об'єктів і їх підготовки до глибокого буріння.

Результати дисертаційних досліджень сформували надійну основу для підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в межах північно-західного шельфу Чорного моря.

## **ПЕРЕЛІК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ**

- 1 Петровский А.П. О сходимости итерационных процессов при решении обратных задач геофизики в критериальной постановке / А.П. Петровский, Т.А. Федленко, В.Н. Суятинов, Б.Б. Габлевский // Геофиз. журн. – 2008. - №3. – С.66-74. (особистий внесок - участь у проведенні чисельних експериментів, аналіз

результатів ефективності алгоритмів, 10%).

2 Петровський О.П. Обґрунтування можливості картування нафтогазоперспективних об'єктів в умовах північно-західної частини шельфу Чорного моря на основі сейсмогравітаційного моделювання / О.П. Петровський, Б.Б. Габльовський, Н.С. Ганженко, Т.О. Федченко // Науковий вісник Івано-Франківського нац. тех. ун-ту нафти і газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – С. 26-33. (особистий внесок – створення цифрових моделей родовищ, розрахунок прямих гравітаційних ефектів, обробка, аналіз результатів, 40%)

3 Габльовський Б.Б. Априорна просторова сейсмогравітаційна модель глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря-перший крок до розуміння / Б.Б. Габльовський, Т.О. Федченко, О.П. Петровський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. - №2 (35) – С.9 – 16. (особистий внесок – аналіз та підготовка даних, створення априорної моделі, 40%)

4 Петровський О.П. Прогноз нафтогазоносності відкладів осадового чохла північно-західного шельфу Чорного моря / О.П. Петровський, Т.О. Федченко, Б.Б. Габльовський // Науковий вісник Івано-Франківського нац. тех. ун-ту нафти і газу. – 2010. - №4 (26) – С. 12-20. (особистий внесок – попластовий аналіз геогустинних зрізів, виділення нафтогазоперспективних зон, 30%)

5 Петровський О.П. Новий погляд на перспективи нафтогазоносності та геологічну будову північно-західного шельфу Чорного моря за результатами інтегрального сейсмогравітаційного 3D гео-моделювання / О.П. Петровський, Б.Л. Крупський, О.Ю. Зейкан, В.В. Гладун, П.М. Чепіль, П.М. Мельничук, Т.О. Федченко, Б.Б. Габльовський та ін. // Нафтова і газова промисловість. – Київ: 2011. - № 2. – С. 7-16. (особистий внесок – аналіз відображення в параметрах просторової геогустинної моделі та уточнення місцеположення елементів тектоніки 30%)

6 Габльовський Б.Б. Просторова інтегральна геолого-геофізична модель північно-західної частини шельфу Чорного моря для уточнення особливостей геологічної будови та перспектив нафтогазоносності / Б.Б. Габльовський, О.П. Петровський, Т.О. Федченко, В.М. Суятінов // Геодинаміка. – Львів: 2011. - № 2(11). – С. 52-54. (особистий внесок – створення моделі, визначення першочергових напрямків проведення геологорозвідувальних робіт, 30%)

7 Петровський О.П. Прогнозування перспектив нарощування ресурсної бази вуглеводнів в межах Голіцинської площі на основі створення інтегральної геолого-геофізичної моделі / О.П. Петровський, П.М. Чепіль, П.М. Мельничук, Г.О. Жученко, Н.С. Ганженко, Т.О. Федченко, Б.Б. Габльовський // Геодинаміка, сейсмичність і нафтогазоносність Черноморсько-Каспійського регіона : сб. тезисов докладов. – Симферополь, 2005. - С.135 - 138. (особистий внесок – підготовка даних, створення априорної моделі-20%)

8 Габльовський Б.Б. Априорна просторова сейсмогравітаційна модель

глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря / Б.Б. Габльовський, Т.О. Федченко, О.П. Петровський // Нафтогазова геофізика – стан та перспективи : матеріали міжнар. наук.-практ. конф. – Івано-Франківськ: Імста, 2009. – С.53 – 57. (особистий внесок – аналіз та підготовка даних, створення апріорної моделі, 40%)

9 Габлѐвский Б.Б. Региональная пространственная сейсмогравитационная модель глубинного строения северо-западного шельфа Черного моря в связи с перспективами его нефтегазоносности / Б.Б. Габлѐвский, Т.А. Федченко, Н.С. Ганженко, А.П. Петровский, С.В. Кольцов, И.С. Чуприна // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Международный семинар, Казань, 26-31 января 2009 г. : материалы 36-й сессии. - Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, - 2009. - С.89-92. (особистий внесок – створення моделі, визначення першочергових напрямків проведення геологорозвідувальних робіт, 20%)

10 Петровский А.П. Перспективы нефтегазоносности и геологическое строение северо-западного шельфа Черного моря по результатам интегрального 3D сейсмогравитационного моделирования / А.П. Петровский, Т.А. Федченко, Б.Б. Габлѐвский, В.Н. Суятинов // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Международный семинар, Пермь, 24-28 января 2011 г. : материалы XXXVIII-й сессии. - С.89-92. (особистий внесок – створення моделі, визначення першочергових напрямків проведення геологорозвідувальних робіт, 30%)

11 Габльовський Б.Б. Новый взгляд на геологичну будову та перспективи нафтогазоносності північно-західного шельфу Чорного моря за результатами інтегрального геолого-геофізичного моделювання / Б.Б. Габльовський, Т.О. Федченко, О.П. Петровський, М.С. Герасимов, С.В. Кольцов // Нафтогазова геофізика – інноваційні технології : матеріали міжнар. наук.-практ. конф. – Івано-Франківськ: 2011. – С.43 – 47. (особистий внесок – створення моделі, прогнозування зон розвитку колекторів, визначення першочергових напрямків проведення геологорозвідувальних робіт, 30%)

12 Petrovskyy O.P. An Integral Geological and Geophysical Modeling Gives an Impetus to Expand Exploration Activity Offshore Ukraine / O.P. Petrovskyy, N.S. Ganzhenko, T.O. Fedchenko, B.B. Gablevskyy, G.O. Zhuchenko, V.V. Gladun, P.M. Chepil, P.M. Melnichuk, O.A. Kitchka, O.G. Tsiokha, S.V. Koltsov // Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of Caspian and Black Sea Regions : Materials of Inter. Conf. - Baku (Azerbaijan), 6-8 October 2008. – Режим доступу до журн.: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=15892>. (особистий внесок – експериментальні дослідження, 20%)

13 Fedchenko T.O. An Integral 3D Geo-modeling Helps to Reveal New Exploration Trends – Case Study for the NW Black Sea Basin, Ukraine / T.O. Fedchenko, O.P. Petrovskyy, N.S. Ganzhenko, B.B. Gablevskyy, G.O. Zhuchenko, V.V. Gladun, P.M.

Chepil, P.M. Melnichuk, A.A. Kitchka, O.G. Tsiokha, S.V. Koltsov // *Balancing Global Resources : Materials of 71th EAGE Conf. and Exhib. - Amsterdam (The Netherlands), 8-11 June 2009.* - Режим доступу до журн.: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=24301> (особистий внесок - експериментальні дослідження, 20%)

14 Petrovskyy O.P. *New Insight at Oil and Gas Prospects and Geological Structure of the NW Black Sea Shelf by Integral Seismic and Gravimetric 3D Geo-Modelling / O.P. Petrovskyy, B.L. Krupskyy, V.V. Gladun, P.M. Chepil, P.M. Melnichuk, B.B. Gablevskyy, O.A. Kitchka, O.G. Tsiokha, M.E. Gerasimov, S.V. Koltsov, I.S. Chupryna // Exploration in the Black Sea and Caspian Regions : AAPG European Region Annual Conf. - Kiev, 17-19 October 2010.* - Режим доступу до журн.: [http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2010/kiev/abstracts/ndx\\_Petrovskyy.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2010/kiev/abstracts/ndx_Petrovskyy.pdf) (особистий внесок - експериментальні дослідження, 20%)

15 Gablovskyy B. *Theoretical bases for mapping oil-&-gas fields within Black Sea North-Western shelf by means of seismic-and-gravity modeling / B.Gablovskyy, O. Petrovskyy, N. Gangenko, V. Sujatinov // Exploration in the Black Sea and Caspian Regions : AAPG European Region Annual Conf. Kiev, 17-19 October 2010.* Режим доступу до журн.: [http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2010/kiev/abstracts/ndx\\_Gablovskyy.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2010/kiev/abstracts/ndx_Gablovskyy.pdf) (особистий внесок – створення цифрових моделей родовищ, розрахунок прямих гравітаційних ефектів, обробка, аналіз результатів, 40%)

## АНОТАЦІЯ

**Габльовський Б.Б.** Просторова інтегральна геолого-геофізична модель північно-західної частини шельфу Чорного моря для уточнення геологічної будови та прогнозу нафтогазоносності. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.22 – «Геофізика». Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна, м. Івано-Франківськ, 79000.

Дисертація присвячена створенню просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови північно-західної частини шельфу Чорного моря як основи для уточнення геологічної будови, визначення перспектив нафтогазоносності та нових напрямків нафтогазопозукових робіт.

Проаналізовано сучасний стан геолого-геофізичної вивченості та нафтогазоносності північно-західної частини шельфу Чорного моря.

Визначено вплив вуглеводневого насичення порового простору пластів-колекторів родовищ Північно-Кримської нафтогазоносної області на гравітаційне поле.

Створено просторову інтегральну геолого-геофізичну модель північно-західної частини шельфу Чорного моря, узгоджену з наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей та гравітаційним полем.

Досліджено особливості відображення у параметрах створеної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі регіональних геотектонічних елементів, уточнено поведінку поверхні Мохоровічича та просторове положення північної границі Передскіфійського крайового прогину, північної границі Качинського блоку та Південнокримської сутури.

З врахуванням отриманих результатів скореговано рейтингову оцінку черговості виявлених та підготовлених об'єктів. Обґрунтовано пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та першочергові об'єкти для проведення геологорозвідувальних робіт.

**Ключові слова:** північно-західний шельф Чорного моря, гравірозвідка, інтегральна інтерпретація, геолого-геофізична модель, нафтогазоперспективні об'єкти, прогноз нафтогазоносності.

### АННОТАЦИЯ

**Габлѣвский Б.Б.** Пространственная интегральная геолого-геофизическая модель северо-западного шельфа Черного моря для уточнения геологического строения и прогноза нефтегазоносности. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.22 – «Геофизика». Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Украина, г. Ивано-Франковск, 79000.

Диссертация посвящена созданию пространственной интегральной геолого-геофизической модели глубинного строения северо-западного шельфа Черного моря как основания для уточнения геологического строения, определения перспектив нефтегазоносности и новых направлений нефтегазопоисковых работ.

Проанализировано современное состояние геолого-геофизической изучености и нефтегазоносности северо-западной части шельфа Черного моря. Сделаны выводы о том, что территория северо-западного шельфа Черного моря наиболее полно изучена сейсмическими и гравиметрическими методами, поэтому наиболее информативным для регионального изучения следует считать комплекс сейсмогравитационных данных.

Определено, что углеводородное насыщение порового пространства пород-коллекторов месторождений Северо-Крымской нефтегазоносной области приводит к их разуплотнению от  $24 \text{ кг/м}^3$  до  $191 \text{ кг/м}^3$ , а среднее значение составляет  $95 \text{ кг/м}^3$ . Результаты расчета прямой линейной задачи гравиразведки для случая водонасыщенной и газонасыщенной составляющей порового пространства свидетельствуют о том, что упомянутые разуплотнения создают аномалии гравитационного поля от 0,002 до  $0,316 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ .

Приведены принципы создания пространственных геолого-геофизических моделей, положенные в основу теоретической базы интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, разработанной А.П. Петровским. Исходя из этих принципов выделены этапы определения параметров неоднородной

интегральной геоплотностной модели северо-западного шельфа Черного моря.

Используя имеющиеся геолого-геофизические данные о геологическом строении и петрофизических свойствах пород, составляющих разрез северо-западного шельфа Черного моря, создана пространственная интегральная геолого-геофизическая модель северо-западной части шельфа Черного моря, отвечающая современным геодинамическим данным, сейсмической информации и согласованная с гравитационным полем.

Исследованы особенности отображения в параметрах созданной пространственной интегральной геолого-геофизической модели региональных геотектонических элементов, уточнено поведение поверхности Мохоровичича и пространственное положение северной границы Предскифийского краевого прогиба, северной границы Качинского блока и Южнокрымской сутуры.

Исследованы особенности пространственного размещения участков горных пород с улучшенными коллекторскими свойствами в пределах осадочного чехла и верхней части домелового основания.

С учетом полученных результатов скорректирована рейтинговая оценка очередности изучения детальными геофизическими работами и бурением выявленных и подготовленных объектов. Определены и обоснованы приоритетные направления геологоразведочных работ.

**Ключевые слова:** северо-западный шельф Черного моря, гравиразведка, интегральная интерпретация, геолого-геофизическая модель, нефтегазоперспективные объекты, прогноз нефтегазоносности.

### ABSTRACT

**Gablovskyy B.B.** Spatial integral geological and geophysical model of the North-Western part of the Black Sea shelf for the specification of geological structure and oil-and-gas content prediction. – Manuscript. PhD Thesis in Geologic Science in speciality 04.00.22 – «Geophysics». Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine, Ivano-Frankivsk, 79000.

The dissertation is devoted to creating a spatial integral geological and geophysical model of the deep geological structure within the North-Western part of the Black Sea shelf as a foundation for specification its geological structure, defining an oil-and-gas content perspectives and new directions for further exploration activities. A state-of-the-art in geological and geophysical exploration maturity and oil-and-gas bearing potential within the North-Western part of the Black Sea shelf have been analyzed.

The influence of hydrocarbon saturation of the reservoir porous space on gravity field for the fields of the North-Crimean oil-and-gas bearing region has been determined.

A spatial integral geological and geophysical model of the North-Western part of the Black Sea shelf has been created and adjusted in accordance with the complex of geological and geophysical information and gravity field.