

ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ ОСАДОВОГО ЧОХЛА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

¹О.П. Петровський, ²Т.О. Федченко, ²Б.Б. Габльовський

¹ Науково-технічна фірма «БШЕКС л.т.д.», 76000, м. Івано-Франківськ, вул. К. Данила, офіс 1, тел.(0342) 501041, e-mail: alexbip@optima.com.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15, тел. (03422) 42098, e-mail: geobip@optima.com.ua

На основі створеної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі північно-західної частини шельфу Чорного моря проведено аналіз розподілу геогустинних властивостей в межах основних сейсмостратиграфічних горизонтів, виділено зони з покращеними колекторськими властивостями та визначено першочергові напрямки проведення геолого-розвідувальних робіт у межах акваторії північно-західного шельфу Чорного моря.

Ключові слова: північно-західний шельф Чорного моря, просторова інтегральна геолого-геофізична модель, колектор, рейтингова оцінка, першочергові напрямки проведення геологорозвідувальних робіт.

На основе созданной пространственной интегральной геолого-геофизической модели северо-западной части шельфа Черного моря проведен анализ распределения геоплотностных свойств в пределах основных сейсмостратиграфических горизонтов, выделены зоны с улучшенными коллекторскими свойствами и определены первоочередные направления проведения геолого-разведочных работ в пределах акватории северо-западного шельфа Черного моря.

Ключевые слова: северо-западный шельф Черного моря, пространственная интегральная геолого-геофизическая модель, коллектор, рейтинговая оценка, первоочередные направления проведения геологоразведочных работ.

The analysis of geo-density properties distribution within the main seismo-stratigraphic horizons has been done on the basis of established spatial integral geological and geophysical model of north-western part of the Black Sea shelf; zones with enhanced reservoir characteristics have been singled out and a priority directions for further geological exploration within the offshore area of north-western part of the Black Sea shelf have been specified.

Keywords: north-western shelf of the Black Sea, spatial integral geological and geophysical model, reservoir, ranking score, priority areas for geological exploration.

Одним із шляхів розвитку економіки та забезпечення енергетичної незалежності України є нарощування власного видобутку вуглеводневої сировини. Значні перспективи в цьому напрямку пов'язують з освоєнням вуглеводневих ресурсів Чорного та Азовського морів, де за даними УкрДГРІ станом на 01.01.2006 сумарні початкові видобувні ресурси складають близько 30% від всіх початкових видобувних ресурсів вуглеводнів України [1]. Низький ступінь освоєння початкових ресурсів вуглеводнів, високі перспективи та світовий досвід відкриття крупних родовищ нафти і газу в межах морських акваторій спонукали до збільшення обсягу геолого-розвідувальних робіт в Українському секторі акваторій Чорного та Азовського морів.

Геофізичні дослідження північно-західного шельфу розпочалися у 50-х роках минулого століття, а в 60-х роках, після відкриття газових родовищ у Рівнинному Криму та Присивашші, дослідження стають систематичними – активно проводяться гравіметричні, сейсмічні, електро-розвідувальні та ін. роботи. У 1971 р. на структурі Голіцина розпочато глибоке пошуково-розвідувальне буріння [2] і вже в 1975 р. зі св. № 7 Голіцинська отримано фонтан газу [3]. На даний час в межах північно-західного

шельфу Чорного моря відкрито 8 родовищ, а всього відомо понад 100 локальних підняття, виявлених сейсморозвідкою.

У результаті проведення великої кількості геолого-геофізичних робіт сьогодні існує багато загальнених матеріалів, що висвітлюють тектоніку, літологію, стратиграфію, нафтогазонасність регіону та формують певні уявлення про глибинну будову північно-західної частини шельфу Чорного моря. Проте низькі показники розбуреності акваторії (1,6 тис. км²/св.) [4] та невисока достовірність вивченості основних і перспективних осадових комплексів акваторій Чорного і Азовського морів залишають відкритими низку питань щодо тектоніки та нафтогазоперспективності акваторії північно-західного шельфу Чорного моря.

Одним із ефективних способів вилучення корисної інформації з результатів геофізичних досліджень та отримання уявлень щодо просторового розподілу геофізичних параметрів є побудова тривимірної інтегральної геолого-геофізичної моделі північно-західного шельфу Чорного моря методом комп'ютерної обробки геолого-геофізичних даних з використанням «Технології інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних і геолого-геофізичних да-

Таблиця 1 – Зіставлення результатів випробовування свердловин з прогнозом розвитку колекторів на прикладі відкладів майкопу

Свердловина	Пласт	Дебіт				Зона, до якої належить свердловина	Співпадіння зон з результатами випробовування
		Нафти, м ³ /добу	Газу, тис. м ³ /добу	Конденсату, м ³ /добу	Води, м ³ /добу		
Гол-1	(P ₃ +N ₁)mk		1		0.4	Перспективна	+
Гол-10	(P ₃ +N ₁)mk		74			Перспективна	+
Шм-8	(P ₃ +N ₁)mk		7.9		1.9	Перспективна	+
Шм-26	(P ₃ +N ₁)mk		78.3			Перспективна	+
Кр-1	(P ₃ +N ₁)mk		20.9			Потенційно перспективна	-
Ар-1	(P ₃ +N ₁)mk		181.5			Перспективна	+
Ар-2	(P ₃ +N ₁)mk		11.3			Перспективна	+

них для оцінки перспектив нафтогазоносності» [5, 6].

Основною метою досліджень є визначення напрямків проведення подальших геологорозвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря.

Для досягнення зазначеної мети необхідно було вирішити наступні задачі:

1) на основі створеної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі північно-західної частини шельфу Чорного моря (узгодженої з наявними геолого-геофізичними даними про будову досліджуваного регіону та гравітаційним полем) провести аналіз розподілу геогустинних властивостей в межах основних сейсмостратиграфічних горизонтів;

2) виділити нафтогазоперспективні зони, що володіють покращеними колекторськими властивостями та зіставити їх з результатами випробовування свердловин;

3) виділити об'єкти для першочергового вивчення сейсморозвідкою чи глибинним бурінням.

Просторову інтегральну геолого-геофізичну модель північно-західної частини шельфу Чорного моря отримано з використанням априорних даних [7], що характеризують геолого-геофізичну будову акваторії, в результаті розв'язання прямих і обернених задач гравірозвідки. В межах отриманої моделі проведено аналіз геогустинних характеристик з виділенням ослаблених ділянок, що характеризуються «дефіцитом» густини. З геологічної точки зору, саме такі зони є найсприятливішими для розповсюдження відкладів з покращеними колекторськими властивостями і за наявності сприятливих структурно-тектонічних умов можуть розглядатись як перспективні в плані пошуку родовищ нафти і газу.

Прогноз розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями виконано на основі аналізу попластових геогустинних зрізів, побудованих з врахуванням особливостей залягання осадових порід. Для кожного стратиграфічного горизонту виділено ділянки понижених значень густини з ранжуванням на «прогнозні зони розвитку колекторів (потенційно перспек-

тивні)» та «ділянки зосередження найбільш перспективних об'єктів (перспективні)».

Аналізуючи отриманий розподіл геогустинних властивостей з позицій промислових досліджень, проведено якісне зіставлення результатів випробовування свердловин з прогнозом розвитку колекторів. Для цього на карти прогнозу винесено точки свердловин із зазначенням типу флюїду, що був отриманий з даного горизонту. У графі (табл. 1) «співпадіння зон з результатами випробовування» символ «+» вказує на підтвердження прогнозу; «+ -» – невизначений характер; «-» – прогноз не підтверджується результатами випробовування.

Всього зіставлено 73 результати випробовування свердловин. З них 57 (78%) підтвердили прогноз, 12 (16%) не підтвердили прогноз і в чотирьох (6%) випадках підтвердженість (або непідтвердженість) не встановлена. Результати зіставлення підкреслили високу ступінь кореляції результатів випробовування свердловин з результатами сейсмогравітаційного просторового геогустинного моделювання (рис. 1), що свідчить про адекватність отриманих побудов та високу достовірність прогнозу нафтогазоперспективності відкладів, що складають розріз північно-західного шельфу Чорного моря.

За даними прогнозування в межах окремих стратиграфічних горизонтів побудовано зведену карту перспектив нафтогазоносності в межах північно-західного шельфу Чорного моря, внаслідок чого виділено кілька лінійних зон понижених значень густини, що контролюються глибинною тектонікою, в субширотному напрямку та ортогональноорієнтовані розущільнені зони, що простежуються в північній прибережній частині ділянки досліджень. Також проведено детальний аналіз перспективних у нафтогазовому відношенні ділянок для кожної з нафтогазоносних областей, які відносяться до акваторії північно-західного шельфу Чорного моря.

Слід наголосити на наявності спільних рис у розміщенні перспективних ділянок з результатами досліджень інших авторів [8], хоча в них мають місце і певні відмінності. Крім того, за результатами досліджень виділено нові зони

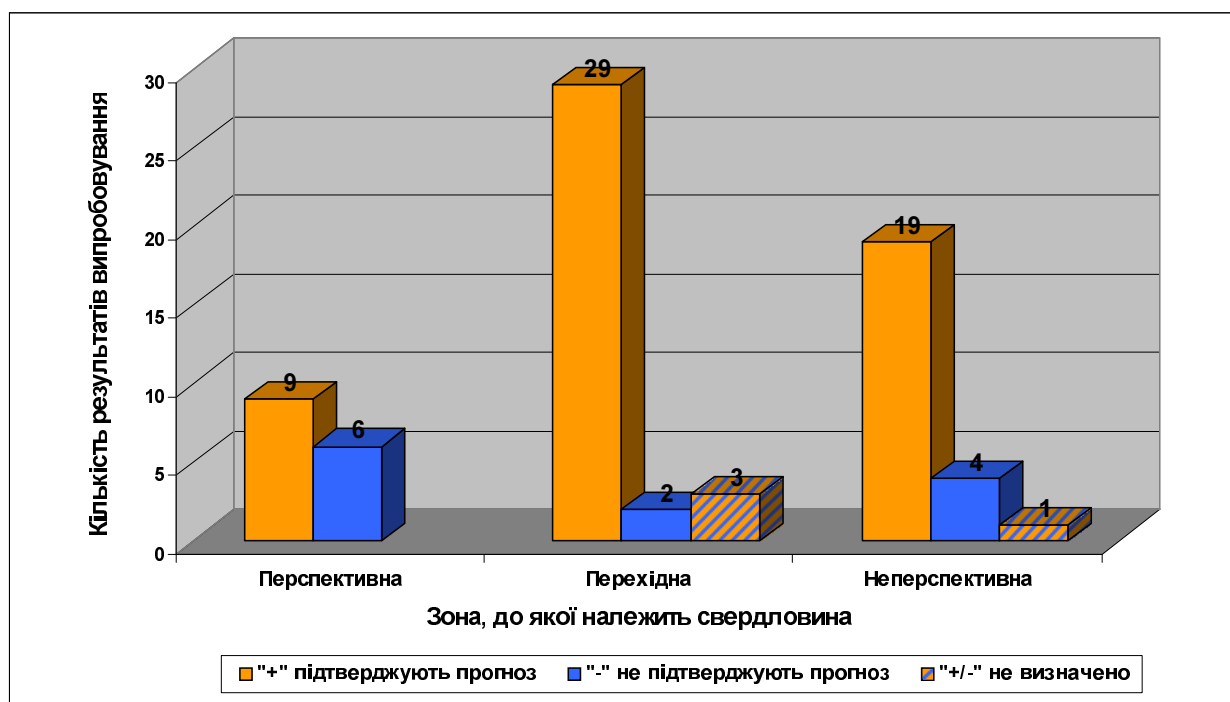


Рисунок 1 – Зіставлення результатів випробування свердловин з результатами прогнозування перспектив нафтогазоносності

розвитку перспективних у нафтогазовому відношенні відкладів.

Більша частина ділянки побудови простої інтегральної геолого-геофізичної моделі розташована в межах Причорноморсько-Північнокавказько-Каспійської нафтогазогеологічної провінції, і тільки південно-західна частина ділянки міститься на акваторії, яка згідно з нафтогазогеологічним районуванням віднесена до Чорноморсько-Закавказько-Південнокаспійської нафтогазогеологічної провінції [9] (рис. 2). До складу **Причорноморсько-Північнокавказько-Каспійської нафтогазогеологічної провінції** відносять Причорноморсько-Кримську та Індоло-Кубанську нафтогазоносні області. Причорноморсько-Кримська газонафтоносна область, в свою чергу, поділяється на п'ять нафтогазоносних районів, чотири з яких (Придобруджський, Каркінітсько-Північнокримський з Голіцинською і Тарханкутсько-Джанкойською зоною накопичення, Таврійський, Іллічівсько-Сімферопольський) більшою чи меншою мірою охоплюють ділянку досліджень.

Основні перспективи пошуків вуглеводневої сировини в межах *Придобруджського нафтогазоносного району* пов'язують з докрейдовими утвореннями палеозою та мезозою. За даними геогустинного моделювання найбільш перспективними з позиції наявності колекторів є відклади в межах структур Шатського та Пн. Шатського. Інтенсивними аномаліями понижених значень густини в межах докрейдових відкладів відзначаються підняття Зміїне і Західно-Зміїне.

Каркінітсько-Північнокримський газонафтоносний район приурочений до Північнокримського рифту і складається з двох газонафтоносних зон (Тарханкутсько-Джанкойської та

Голіцинської), границя між якими проходить вздовж центральної осьової лінії Північнокримського рифту.

На території району відкрито 2 нафтових та 18 газових і газоконденсатних родовищ. Промислова газонасність доведена для майкопських, еоценових, палеоценових та нижньокрейдових відкладів. За даними моделювання до перспективних слід віднести структуру Мирна. Виділена в її межах розуцільнена зона є лінійновитягнутою і трасується вздовж Голіцинського розлому на північний схід в район структури Гордіевича та Південно-Східно-Голіцинської. Ділянки розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями простежуються в межах структур Західно-Крейдяної та Гамбурцева. В межах відкладів кампан-маастрихту, підтвердженням, адекватності створеної геогустинної моделі є приуроченість відомих покладів Штормового та Штильового родовищ до ділянок локального зменшення густинних властивостей. Аналогічна приуроченість відомих покладів родовищ Голіцинське, Штормове, Штильове, Безіменне до найбільш розуцільнених ділянок розрізу спостерігається у розподілі геогустинних характеристик у відкладах палеоцену. При цьому поклад Одеського родовища проявляється у розподілі густинних характеристик слабоконтрасно.

Щодо відкладів верхньокрейдового та палеоценового віку, новими найбільш перспективними об'єктами є об'єкти, що картуються в межах структурного носу між структурами Флангова та Безіменна, в районі структури Мирна, від якої розуцільнена ділянка поширюється в напрямку прогнозованого Західногліцинського об'єкта. На обох прогнозних ділянках за даними сейсмозвідки закартовані неструк-

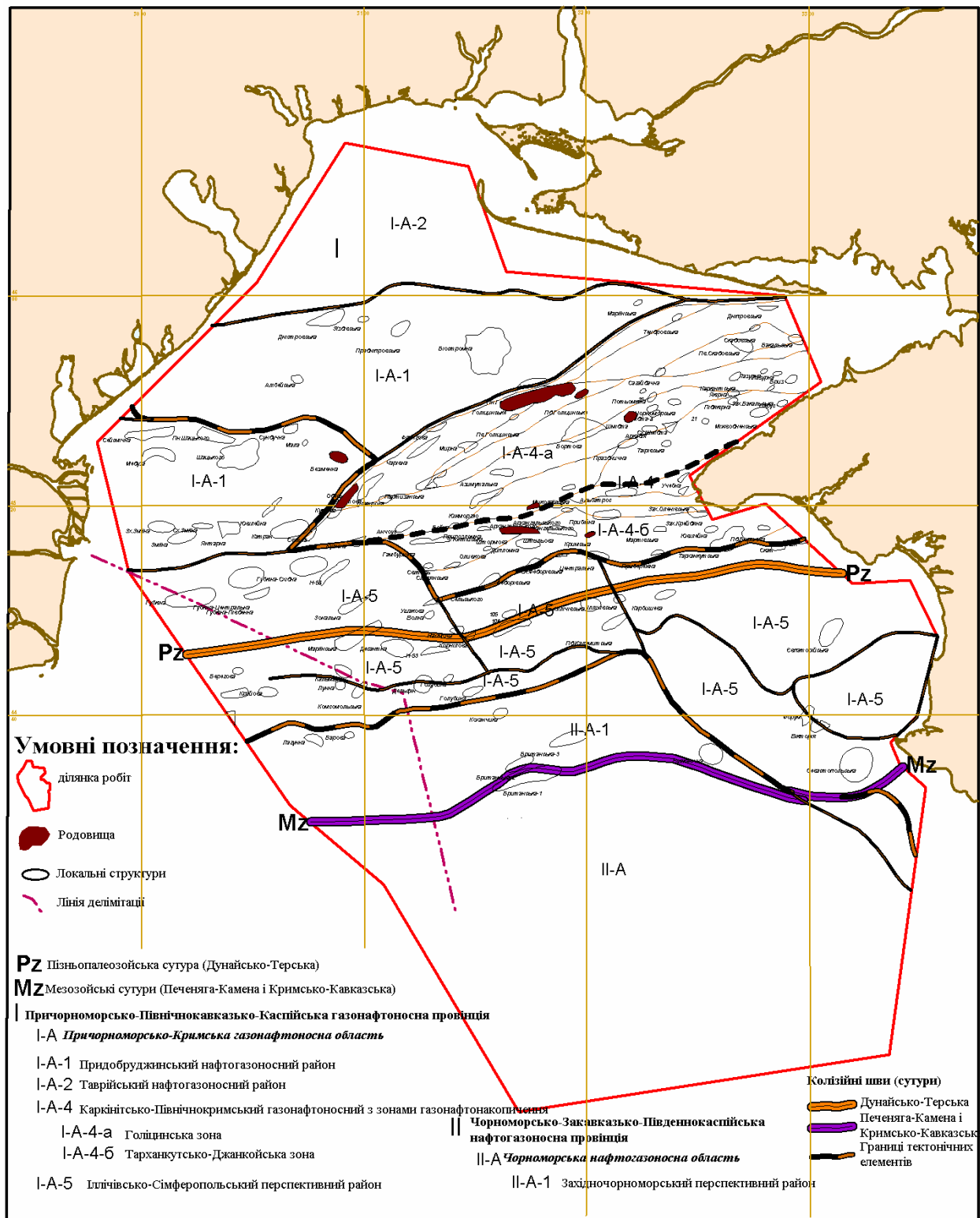


Рисунок 2 – Схема нафтогазогеологічного районування (за матеріалами Г. Бондарчука, М. Герасімова та ін., 2009)

турні пастки. Крім того, розушільнена ділянка приурочена до родовища Шмідта, яка має своє продовження на північний схід, що дає підстави також припустити наявність у межах вказаної ділянки пасток неантиклінального типу у відкладах верхньої крейди, деякі з яких зареєстровані сейсмозвідкою. Перспективна зона пониження густинних властивостей картується

в межах Каркінітської затоки на схід від свердловини Каркінітська-1, яка за результатами вивчення палеоген-крейдових відкладів виявилась водоносною. Найбільш перспективна в нафтогазовому відношенні ділянка знаходиться східніше, в зоні розвитку неструктурної пастки у відкладах палеоцену (структурно зареєстрована за сейсмічними даними). Необхідно

вказати на перспективність південного та південно-західного узбережжя Тарханкутського півострова. Зокрема, структуру Західно-Крейдяна, в межах якої спостерігаються розуцілення найбільшої інтенсивності як у відкладах крейди, так і палеогену, можемо віднести до першочергових для проведення геологорозвідувальних робіт. Перспективна ділянка картується також у південно-західній частині Каркінітсько-Північнокримського НГР, в зоні виклинювання та розмиву палеоцен-еоценових відкладів, в районі структур Кулісна, Світязь, Гамбурцева.

У відкладах майкопу можемо відмітити приуроченість розуцілених зон до відомих покладів родовищ Голіцина, Шмідта та Архангельського. Перспективи майкопу частково корелюють з прогнозними ділянками нижчезалегаючих горизонтів.

До *Таврійського нафтогазоносного району* відноситься Південноукраїнська монокліналь, складена відкладами крейди і кайнозою. Територія району залишається слабковивченою, а основні перспективи пов'язують з карбонатами палеозою, органогенними утвореннями ранньої і пізньої крейди, а також з літолого-стратиграфічними пастками палеогену та неогену. В межах району, за сейсмічними даними закартовано декілька пасток неантиклінального типу, проте за результатами моделювання ці пастки в переважній більшості тільки незначною мірою потрапляють до виділених нафтогазоперспективних об'єктів. Біостромна та Дністрівська структури знаходяться на периферії виділених розуцілених ділянок. Натомість у межах палеоген-крейдових відкладів картується ряд перспективних лінійноорієнтованих у Пн-ПнЗх напрямку об'єктів, що пов'язуються з розвитком палеодолин річок і представляють інтерес з точки зору пошуку скупчень вуглеводнів у неструктурних пастках руслового чи дельтового типу.

Іллічівсько-Сімферопольський перспективний район розташований південніше Каркінітсько-Північнокримського газонафтоносного району. До його складу входить Іллічівське (Каламітське) та Сімферопольське залишкові підняття, рештки Передм'язійського крайового прогину і піднасувну зону Гірськокримської складчасто-насувної споруди (ГКСНС).

В межах Каламітського підняття перспективи нафтогазонасності пов'язують з юрськими – палеогеновими відкладами.

Згідно з виконаними побудовами перспективи докрейдових відкладів пов'язані з Євпаторійською структурою, де закартована ділянка покращення колекторських властивостей. Причому найбільш перспективна зона є зміщеною відносно свердловини Євп-2 на захід. Як перспективна характеризується також структура Севастопольська. Крім того, ослаблені зони відносно розуцілених порід картуються в районі структур Нахімова, 105, Іллічівська, Голубина, південно-західніше структури Карбишева.

В межах підняття Губкіна до найбільш перспективних у відкладах докрейдового віку можна віднести структуру Губкіна-Східна. Крім того, певні перспективи нафтогазонасності пов'язані зі структурою Губкіна та Губкіна-центральна. Хоча виділені в їх межах зони розуцілення є менш інтенсивними, то ж з точки зору першочерговості проведення геологорозвідувальних робіт вони оцінюються як другорядні. Підняття Губкіна характеризується і розмивом і виклинюванням крейдових відкладів. За результатами геогустинного моделювання до ділянок стратиграфічних незгідностей приурочена потенційно перспективна ділянка, що картується в межах структури Н-58 у нижньої та верхньокрейдових відкладах.

Щодо відкладів крейди, найбільш перспективною є західна перикліналь Євпаторійської структури. Перспективний об'єкт закартований на південний захід від Іллічівської структури, приурочений до зони виклинювання відкладів маастрихтського віку, де розвиток неструктурних пасток прогнозується за сейсмічними даними. Ще дві ділянки покращення колекторських властивостей простежуються на схід від структури Іллічівська в напрямку Євпаторійської структури. Водночас перспективний об'єкт картується в прибережній частині на північний схід від Севастопольської структури і може представляти значний пошуковий інтерес. За результатами прогнозування розвитку колекторів структури Форум та Вікторія вважаємо малоперспективними.

У межах бровки Качинського блоку у відкладах крейдового та докрейдового віку в розподілі геогустинних властивостей картується ряд перспективних об'єктів. Зокрема найбільш перспективний об'єкт на захід від Севастопольської структури характеризується максимальним розуціленням та може бути приуроченим до тектонічно екранованої пастки. Ділянки локального зменшення густини також відмічаються на захід від структур Форум, Вікторія. Тут прогнозується неструктурна пастка у верхньокрейдових відкладах (за даними сейсморозвідки).

В західній частині району перспективними вважаються відклади крейди та еоцену. За результатами інтегральної інтерпретації найбільш перспективна зона простежується по лінії структур Крайова, Дельфін, Голубина і продовжується далі на схід. З перерахованих першочерговими вважаємо структури Крайову та Дельфін. Певні перспективи можуть бути пов'язані з розвитком пасток неструктурного типу, приурочених до ділянок розмиву та виклинювання відкладів крейди та палеогену. Зокрема дві окремі розуцілені ділянки картуються на захід від структури Зональна і екрануються стратиграфічним неузгодженням за підняттям порід.

До складу **Чорноморсько-Закавказько-Південнокаспійської провінції** відносять Чорноморську мегазападину, Закавказькі прогини та Південнокаспійську западину. На території України виділяється Чорноморська газонафто-

Таблиця 2 – Першочергові об'єкти для опощування детальними геолого-геофізичними роботами та глибоким бурінням

№ з/п	Об'єкт (ділянка)	Тип пасток	Перспективна товща	Глибина залягання покрівлі наймолодшої перспективної товщі, м	Глибина моря, м
1	Західно-Голіцинський	Літологічний	$P_1 - N_1$	1700	35-45
2	Мирна	Склепінний	K_{1-2}	3000-3400	35-46
3	Західно-Крейдяна	Комбінований	K_{1-2}	800	20-50
4	Шацького	Склепінний	Mz, Pz	400 м (K_1 під)	20
5	Н-58	Склепінний, стратиграфічний	K_{1-2}	600	45-50
6	Дельфін	Комбінований	$P - K$	2100-2300	70-80
7	Безіменна ділянка	Стратиграфічний	$P - K$	300-500	20-35
8	Таврійська ділянка	Неструктурний	$P - K$	500-1100	20-30
9	Уступова	Неструктурний	$P_2 - K_{1-2}$	1800-3000	75-400

носна високоперспективна область, що, в свою чергу, поділяється на Західночорноморський та Східночорноморський перспективні райони. Ділянка, в межах якої здійснювалось моделювання, охоплює північно-східну частину Західночорноморського перспективного району, який приурочений до північної частини Західночорноморського рифтогенного прогину з потужністю осадового чохла до 16 км.

На південний схід від структури Барової у відкладах майкопу картується перспективна зона південно-західного простягання, в межах якої локалізуються дві найбільш перспективні ділянки, що характеризуються максимальним розуцільненням. З огляду на те, що вони знаходяться в зоні розвитку потужної товщі палеоген-четвертинних відкладів-продуктів виносу кластичного матеріалу палео-Дунаєм, дані ділянки рекомендуються для першочергового вивчення.

Цікавим у нафтогазопощувальному відношенні є об'єкт у межах крейдових (?) – докрейдових відкладів Західно-Чорноморської западини, що простягається від ділянки, розташованої західніше Вулканічної структури на південний захід, східніше Британських структур у глибоководну частину Чорного моря, де закінчується «конусом виносу». За формою можна припустити наявність в даній області конуса виносу палеоріки. Зважаючи на високу перспективність подібних утворень, вважаємо, що даний об'єкт заслуговує на обов'язкове геолого-геофізичне вивчення.

Для обґрунтування першочергових напрямків нафтогазопощувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря проведено аналіз та узагальнення наведених вище даних про поширення потенційно перспективних зон розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями в межах окремих стратиграфічних горизонтів та їх приуроченість до виявлених чи підготовлених до глибокого буріння структур (об'єктів).

В результаті проведеного аналізу з числа структур, які відносяться до фонду виявлених,

були виділені об'єкти, розташовані у найбільш перспективних умовах, за яких по декількох стратиграфічних рівнях у межах ділянки картуються значимі за величиною і розміром зони розуцільнення. Крім того, з числа нових виділених найбільш перспективних об'єктів були відокремлені першочергові для постановки детальних геологорозвідувальних робіт та пошукового буріння (табл. 2).

З числа виявлених об'єктів найбільш перспективними слід вважати неструктурний об'єкт Західно-Голіцинський, а також структуру Мирна. Обидва об'єкти розташовані в межах закартованих перспективних зон по декількох стратиграфічних рівнях і, в першу чергу, по основному газоносному палеогеновому комплексу.

В межах вказаних ділянок пропонується провести детальні сейсмічні роботи МСГТ та подальшу комплексну переінтерпретацію всіх наявних геолого-геофізичних та промислових даних для підготовки до параметричного (пошукового) буріння.

Серед інших виявлених об'єктів для підготовки та введення у пошукове буріння рекомендуються структури Західно-Крейдяна, Н-58 та Дельфін.

Як нова ділянка для сейсмічних досліджень пропонується виділена зона розвитку колекторів на захід від структури Безіменна. Ділянка приурочена до зони виклинювання відкладів палеогену та майкопу. Незалежно від проведених досліджень наявність неструктурних пасток у основному газоносному палеогеновому комплексі прогнозується за результатами сейсмозвідувальних робіт. Враховуючи нетрадиційний тип пастки в межах площі рекомендується постановка детальних сейсмічних і високоточних гравіметричних досліджень з їх подальшою інтегральною інтерпретацією, виділенням і обґрунтуванням локального об'єкта під пошукове буріння.

Окрім вказаних перспективних об'єктів слід звернути увагу на структуру Шацького, підготовлену за сейсмічними даними по відкладах юри. Перспективність цієї структури

Таблиця 3 – Уточнення рейтингової оцінки [8] виявлених об'єктів у межах північно-західного шельфу Чорного моря за результатами геогустинного моделювання

№ з/п	Структура (об'єкт)	$K_{\text{ч0}}$	$K_{\Delta\delta}$	$K_{\text{ч}}$	Номер за рейтингом [0]	Номер за рейтингом скоригований	Рекомендації щодо вивчення [8]
1	Дипломна	0.50	1.00	0.50	2	1	Детальна сейсморозвідка
2	Губкіна-Центральна	0.56	0.80	0.45	1	2	Детальна сейсморозвідка
3	Мирна	0.44	1.00	0.44	7	3	Резерв для параметричного буріння
4	Янтарна	0.45	0.90	0.41	6	4	Паспортизація
5	Рифтова	0.45	0.85	0.38	4	5	Паспортизація
6	Бортова	0.49	0.75	0.37	3	6	Резерв для параметричного буріння
7	Кутова	0.45	0.80	0.36	5	7	Паспортизація
8	Сундучна	0.20	0.90	0.18	8	8	-

підтверджується наявністю двох нафтових родовищ на суходолі у відкладах палеозою – Східносаратське та Жовтоярське, – а також наявністю на території Румунії нафтових та газових покладів у відкладах юри і тріасу. Виходячи з цього та результатів прогнозування розвитку колекторів, вважаємо за доцільне постановку детальних сейсмічних робіт та підготовку до введення цієї структури у буріння. За наявності позитивного результату наступним подібним об'єктом є виступ Зміїний.

До числа другорядних перспективних об'єктів відносяться виділені комбінований тектонічно та стратиграфічно екранований об'єкт на схід від Янтарної структури, значну за площею ділянку прогнозованого розвитку неструктурних пасток у крейдових та палеогенових відкладах на південний захід від Каламітської структури (умовно названа як Уступова ділянка) та ін.

Що стосується території Придобруджинського нафтогазоносного району, то за даними проведеного геогустинного моделювання, в його межах простежуються інтенсивні від'ємні густинні аномалії. Враховуючи недостатню вивченість цього району вважаємо, що в його межах необхідна постановка тематичних та детальних сейсмічних робіт з метою вивчення глибинної будови та оцінки перспектив мезозойсько-палеозойського комплексу.

Іншим недостатньо вивченим є Таврійський газоносний район. Перспективність прогнозованої неструктурної пастки Біостромної за результатами даних робіт не підтверджується. Натомість виділено декілька ділянок потенційного розвитку неструктурних пасток, одна з яких (названа нами як Таврійська ділянка) на південний схід від структури Дністровська рекомендується як першочергова для постановки детальних геологорозвідувальних робіт.

Зважаючи на те, що для виявлених перспективних об'єктів у межах північно-західного шельфу Чорного моря рейтингова оцінка чер-

говості об'єктів для їх введення в буріння була виконана рядом авторів за комплексом сейсмічних та геологічних показників [8] з врахуванням отриманих нових відомостей про характер прогнозного розповсюдження порід колекторів було виконано перерахунок рейтингової оцінки. При цьому рейтинг черговості об'єктів був скоригований шляхом введення додаткового вагового коефіцієнта, визначеного за ступенем приуроченості виявленого (підготовленого) об'єкта до прогнозованої зони розуцільнення:

$$K_{\text{ч}} = K_{\text{ч0}} \cdot K_{\Delta\delta},$$

де: $K_{\text{ч}}$ – скоригований коефіцієнт черговості; $K_{\text{ч0}}$ – коефіцієнт черговості за даними [0]; $K_{\Delta\delta}$ – коефіцієнт приуроченості до прогнозованої зони розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями. Зважаючи на регіональність робіт, коефіцієнт приуроченості до зон розуцільнення $K_{\Delta\delta}$ визначався на основі зведеного прогнозу для розрізу загалом. При цьому як ваговий коефіцієнт були взяті такі величини:

$K_{\Delta\delta} = 1$ – структура (об'єкт) знаходиться в межах максимально розуцільненої ділянки, де прогнозується розвиток порід з покращеними колекторськими властивостями з можливістю нафтогазонасичення;

$K_{\Delta\delta} = 0.8$ – структура (об'єкт) розташована в межах перехідної зони, де прогнозується наявність колекторів, але яка є менш перспективною, ніж при $K_{\Delta\delta} = 1$;

$K_{\Delta\delta} = 0.5$ – структура (об'єкт) знаходяться в межах зон розвитку поганих колекторів або їх відсутності, які розцінюються як малоперспективні.

Результати отриманих розрахунків заведені до таблиць 3, 4.

В результаті перерахунку рейтингової оцінки виявлених структур першочерговими для опощування є структури Дипломна, Губкіна

Таблиця 4 – Уточнення рейтингової оцінки [8] підготовлених об’єктів у межах північно-західного шельфу Чорного моря за результатами геогустинного моделювання

№ з/п	Структура (об’єкт)	$K_{\gamma 0}$	$K_{\Delta \delta}$	K_{γ}	Номер за рейтингом [8]	Номер за рейтингом скоригований	Рекомендації щодо проектних робіт [8]
1	Штормова глибинна	0.46	1.00	0.46	1	1	Параметричне буріння
2	Мирна	0.45	1.00	0.45	3	2	Детальні МСГТ. Пошукове буріння
3	Гордієвича	0.45	1.00	0.45	7	3	Резерв для параметричного буріння
4	Крайова	0.41	1.00	0.41	5	4	Пошуково-детальні МСГТ
5	Міжводненська	0.37	1.00	0.37	2	5	Детальні МСГТ. Пошукове буріння
6	Сундучна	0.40	0.90	0.36	7	6	Пошуково-детальні МСГТ
7	Штильова	0.36	1.00	0.36	9	7	Пошуково-детальні МСГТ
8	Осетрова	0.41	0.85	0.35	6	8	Пошуково-детальні МСГТ
9	Каламітська	0.36	0.90	0.32	10	9	Пошуково-детальні МСГТ
10	Чарівна	0.40	0.80	0.32	8	10	Пошуково-детальні МСГТ
11	Східно-Шмідта	0.35	0.80	0.28	11	11	Детальні МСГТ. Пошукове буріння
12	Нахімівська	0.23	1.00	0.23	14	12	Пошуково-детальні МСГТ
13	Корнилівська	0.28	0.50	0.14	12	13	Пошуково-детальні МСГТ
14	Біостромна	0.25	0.50	0.13	13	14	Детальні МСГТ
15	Вікторія	0.17	0.50	0.09	15	15	Пошуково-детальні МСГТ
16	Форум	0.15	0.50	0.08	16	16	Пошуково-детальні МСГТ

та Мирна. Серед підготовлених об’єктів першочерговими є структури Штормова-глибинна, Мирна, Гордієвича, Крайова, Міжводненська.

Описані вище об’єкти і ділянки для постановки детальних досліджень вважаємо пріоритетними в межах території північно-західного шельфу Чорного моря. Рекомендовані для пошукового буріння об’єкти характеризуються оптимальним положенням відносно прогнозованих зон покращення колекторських властивостей розрізу. Рекомендації щодо першочергових об’єктів враховують необхідність підготовки та опощування об’єктів у палеоценеоценовому та майкопському комплексі як основних газонасних у межах північно-західного шельфу. Проведення запропонованих робіт у разі позитивного результату дасть змогу розширити фонд нафтогазоперспективних об’єктів в тому числі і за рахунок пасток неантиклинального типу. Крім того, за результатами

робіт, визначені першочергові об’єкти для опощування крейдяних та докрейдяних відкладів.

Література

1 Вакарчук С.Г. Особливості геологічної будови та оцінка перспектив нафтогазонасності відкладів середнього міоцену і верхнього олігоцену на родовищі Субботіна / [С.Г. Вакарчук, О.А. Шевченко, Т.Є. Довжок та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – №3(21). – С. 44- 50.

2 Атлас родовищ нафти і газу України / [редкол.: Федішин В.О. (голова) та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. – 222 с.

3 Геология шельфа УССР. Нефтегазонасность; под. ред. П.Ф.Шпака. – К.: Наук. думка, 1986. – 152 с.

4 Мельничук П.М. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря: дис. ... канд.геол.наук: 04.00.17 / Мельничук Петро Миколайович. – Івано-Франківськ, 2005. – 156 с.

5 Кобрунов А.И. Теория интерпретации данных гравиметрии для сложнопостроенных сред: учебное пособие / А.И. Кобрунов. – Киев: УМКВО, 1989. – 100 с.

6 Петровский А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазописковых задач): дис. ... доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.

7 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.

8 Гожик П.Ф. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря : монографія / [П.Ф.Гожик, І.І.Чебаненко, М.І.Євдошук та ін.]; за заг.ред. М.І.Євдошука. – К.: ЕКМО, 2007. – 232 с.

9 Нафтогазогеологічне районування Півдня України та оцінка перспектив нафтогазоносності осадових і осадовчно-вулканогенних відкладів: звіт про науково-дослідну роботу / [Г.К. Бондарчук, М.Є. Герасимов, В.В.Юдин та ін.] ; НАК “Нафтогаз України”, КП «Південнекогеоцентр». – Сімферополь : КП «Південнекогеоцентр», 2009. – 170 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
05.10.10

Рекомендована до друку професором
Д.Д.Федоришиним