

35(444.7)
M48

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

МЕЛЬНИЧУК ПЕТРО МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 551.24:553.98.041(477)

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ПЕРСПЕКТИВИ
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

04.00.17 – Геологія нафти і газу



АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ - 2005

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник:

– доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Маєвський Борис Йосипович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України, завідувач кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ.

Офіційні опоненти:

– доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Павлюк Мирослав Іванович**, Інститут геології та геохімії горючих копалин НАН України, директор;
– кандидат геологічних наук **Колодій Іванна Володимирівна**, Львівське відділення УкрДІРІ, старший науковий співробітник.

Провідна установа:

Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ.

Захист дисертації відбудеться “ 09 ” грудня 2005 р. о 11⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15).

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківськ 76019, м. Івано-

Франківськ

2005 р.

Вчений спеціальний кандидат

ученко



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

теми. У морських акваторіях прогнозується на початок 2005 р. близько 30 % нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (ВВ) від неосвоєних ресурсів України. Недостатній обсяг виконаних геологорозвідувальних робіт призвів до того, що на сьогоднішній день в акваторії Чорного моря відкрито лише 8 газових і газоконденсатних родовищ, а в акваторії Азовського моря (український сектор) – 6 газових родовищ (одне з яких розташоване частково на суші). Як поточні розвідані запаси, так і видобуток газу на морських родовищах України ледь перевищують 3 % від загальноукраїнських показників.

Підвищений нафтогазогеологічний інтерес до нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря пов'язаний ще й з тим, що найбільші локальні підняття у відкладах палеоцену і осадових комплексах, що залягають вище, уже виявлені. При цьому значні можливості нарощування сировинної бази і видобутку не лише природного газу, але й нафти підтверджуються відкриттям на відстані 60-70 км від межі українського сектора Чорного моря у румунських водах трьох родовищ з сумарними запасами нафти понад 20 млн. т, які пов'язані з відкладами нижньої крейди.

Освоєння вуглеводневих ресурсів нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря може внести значний вклад у паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема досліджень безпосередньо пов'язана з багаторічними геологорозвідувальними роботами і науковим обґрунтуванням перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря, виконаних автором під час роботи у ДАТ “Чорноморнафтогаз”, в геологічній службі якого здобувач працює понад 25 років.

Результати наукових досліджень, в яких здобувач брав участь, використані в Національній програмі “Нафта і газ України до 2010 року”, Комплексній програмі виконання геологорозвідувальних робіт на шельфі Чорного і Азовського морів, п'ятирічних і щорічних планах регіональних і пошуково-розвідувальних робіт Держнафтогазпрому України і НАК “Нафтогаз України”, ДАТ “Чорноморнафтогаз”. Крім цього, дисертаційні дослідження є складовою частиною бюджетної теми “Нафтогазогеологічні дослідження надр України”, що виконується на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ).

Мета і завдання досліджень. Основною метою є наукове обґрунтування геологічної будови та перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря і визначення основних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Основними завданнями досліджень для досягнення поставленої мети є: уточнення геологічної будови нижньокрейдових відкладів; проведення типізації

літофацій нижньокрейдових відкладів та з'ясування їх просторового розвитку; критерійна оцінка перспектив нафтогазоносності порід нижньої крейди; оцінка ресурсів вуглеводнів перспективних об'єктів; виділення пріоритетних нафтогазоперспективних об'єктів шляхом їх рейтингової оцінки; обґрунтування основних напрямів геологорозвідувальних робіт для прискореного освоєння вуглеводневих ресурсів нижньокрейдових відкладів.

Об'єкт дослідження. Нижньокрейдові відклади північно-західного шельфу Чорного моря.

Предмет дослідження. Геологічна будова нижньокрейдових відкладів, критерії перспектив їх нафтогазоносності та основні напрями геологорозвідувальних робіт.

Методи дослідження. Структурно-тектонічний та літолого-фаціальний аналізи, порівняльних аналогій, рейтингової оцінки і комплексування та систематизації геологічної та геофізичної інформації.

Фактичним матеріалом дисертації слугували конкретні геологічні та геофізичні дані, одержані та проаналізовані автором під час багаторічних досліджень в процесі обґрунтування і проведення геологорозвідувальних робіт на шельфі Чорного моря та результати власних досліджень. Дисертантом використано та проаналізовано численні опубліковані та фондкові матеріали, а також дані дослідження керна матеріалу із свердловин глибокого буріння.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у наступному:

- уточнено геологічну будову нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря;
- вперше побудовано структурні карти покрівлі та підосви нижньокрейдових відкладів;
- виділено типи літофацій та побудовано схематичні карти їх просторового поширення;
- науково обґрунтовано перспективи нафтогазоносності відкладів нижньої крейди на основі структурно-тектонічних, літолого-фаціальних, гідрогеологічних та інших досліджень;
- виявлено нові нафтогазоперспективні об'єкти в нижньокрейдових відкладах;
- проведено оцінку ресурсів нових об'єктів нижньокрейдових відкладів і визначено їх рейтинг з метою вибору першочергових напрямів геологорозвідувальних робіт;
- вперше побудовано карти перспектив нафтогазоносності готерів-верхньоаптських (базальних) і альбських відкладів нижньокрейдового комплексу.

Основні положення, що захищаються:

1. Уточнена геологічна будова нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря за даними сучасних сейсмозвідувальних і літолого-фаціальних досліджень та результатів буріння.

2. Районування території поширення нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря за ступенем їх перспективності на підставі критерійних ознак нафтогазоносності та щільності початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів.

3. Пріоритетність нафтогазоперспективних об'єктів за їхньою рейтинговою оцінкою; першочерговою територією для постановки комплексу пошукових і детальних геофізичних досліджень та буріння параметричних і пошукових свердловин на нижньокрейдові відклади є район з установленою газоносністю у вищезалеглих товщах, у межах якого виявлено ряд перспективних локальних структур: Кутова, Рифтова, Осетрова, Янтарна, Штормова, Олімпійська, Крайова, Губкіна, Гордієвичка тощо.

Практичне значення одержаних результатів полягає у визначенні першочергових нафтогазоперспективних напрямків і об'єктів, розробці рекомендацій на проведення сейсморозвідувальних робіт та глибокого буріння з метою пошуків нових покладів нафти і газу в нижньокрейдових відкладах північно-західного шельфу Чорного моря. Літолого-фаціальні дослідження нижньокрейдових відкладів дали змогу визначити просторовий розвиток потенційних порід-колекторів у нижньокрейдових відкладах, що суттєво впливає на стратегію пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Отримані здобувачем результати досліджень з геологічної будови нижньокрейдових відкладів та їх нафтогазоносності впроваджено як практичні рекомендації в програмі “Освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів”.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем особисто проаналізовано й узагальнено як нові, так і більш ранні геолого-геофізичні матеріали і результати глибокого буріння в межах північно-західного шельфу Чорного моря і прилеглого суходолу станом на початок 2004 р., на підставі яких уточнено геологічну будову нижньокрейдових відкладів і складено структурні карти їх покрівлі та підосви; проведено літолого-фаціальні дослідження нижньокрейдових відкладів за результатами яких побудовано карти поширення літофацій і розвитку порід-колекторів; обґрунтовано наявність у нижньокрейдових відкладах різноманітних (тектонічно-екранованих, літолого-стратиграфічних, комбінованих) пасток; обґрунтовано перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів на підставі критерійних ознак; встановлено нові нафтогазоперспективні об'єкти у відкладах нижньої крейди; оцінено ресурси вуглеводнів у перспективних об'єктах та обґрунтовано пріоритетні напрями геологорозвідувальних робіт на нафту і газ; побудовано карти перспектив нафтогазоносності готерів-верхньоаптських (базальних) і альбських відкладів нижньокрейдового комплексу.

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень і положень доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, в тому числі на: Міжнародній конференції “Тектонічні і палеогеоморфологічні аспекти нафтогазоносності” (Київ, 1996); 6-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 2000); IV Міжнародній конференції “Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона” (Гурзуф, 2002); 8-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ

України-2004” (Судак, 2004), “Геодинаміка, сейсмічність і нафтогазоносність Чорноморсько-Каспійського регіону” (Гурзуф, 2005), а також на науково-технічних нарадах Держкомгеології України та на експертних нарадах НАК “Нафтогаз України”, де розглядалися напрями геологорозвідувальних робіт та освоєння нафтогазового потенціалу України.

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковані в 20 працях, що включають 5 статей у фахових виданнях, передбачених ВАК України (з них одна самостійна), одну колективну монографію, один препринт, десять тез доповідей і три статті в геологічних журналах і збірниках наукових праць.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, п’яти розділів, висновків і списку використаних джерел. Основний текст роботи викладено на 156 сторінках друкованого тексту, ілюстрований 25 рисунками, 9 таблицями; бібліографія містить 112 назв використаних джерел на 16 сторінках.

Роботу виконано під науковим керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора Бориса Йосиповича Масевського, якому автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

Автор висловлює щирю подяку за професійні поради і практичну допомогу під час виконання роботи колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, де здобувач закінчив аспірантуру заочної форми навчання, а також співробітникам Інституту геологічних наук НАН України, Українського державного геологорозвідувального інституту, НАК “Нафтогаз України”, ДГП “Укргеофізика” і ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ НИЖНЬОЇ КРЕЙДИ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

У 1960 рр. після відкриття газових родовищ у Рівнинному Криму та Присивашші, увагу дослідників привернули перспективи нафтогазоносності надр у акваторіях Чорного і Азовського морів. Основні перспективи газозносності акваторій пов’язувались з палеоценовими і майкопськими відкладами. Розпочалось систематичне вивчення акваторій сейсморозвідкою.

У проведенні сейсморозвідувальних робіт виділяють кілька етапів. З 1960 до 1972 рр. на основі МВХ досліджувалася будова осадового чохла до глибин 2,0-2,5 км. З 1973 до 1983 рр. вивчався осадовий розріз до глибин 4,0-5,0 км. З 1984 р. глибина запису досягла 8,0 км, що уможливило лише частково досліджувати відбиваючі горизонти від порід фундаменту. За 1967-1999 рр. на північно-західному шельфі Чорного моря виконано до 100 тис. потонних кілометрів сейсмопрофілів.

Практика геологорозвідувальних робіт свідчить, що результати обробки та інтерпретації всіх раніше виконаних сейсморозвідувальних робіт дають змогу досить достовірно міркувати про структурні форми відбивних границь тільки в палеогеновому і неогеновому комплексах.

Щодо крейдових відкладів, то їх геологічна будова відтворюється за результатами інтерпретації наявних матеріалів сейсморозвідки вкрай ненадійно. Практично не вирішувалася проблема картування палеозою, а також завдання детального розчленування розрізу.

Сьогодні першочерговою задачею є переозброєння української морської сейсморозвідки сучасними технічними засобами, що уможливить перехід до виконання якісно нового четвертого етапу сейсморозвідувальних робіт. Частина робіт регіональної стадії етапу на сучасному технологічному рівні в акваторії Чорного моря вже виконано фірмою “Вестерн Джеофізікал” (м. Х'юстон), яка у 1994 р. відпрацювала понад 17000 пог. км регіональних профілів.

Щодо морського глибокого пошуково-розвідувального буріння, то на акваторії Чорного моря воно розпочалось в 1971 р., коли було закладено першу свердловину на Голіщинській структурі. На початку 1975 р. із св. 7-Голіщинська отримано перший промисловий приплив газу на північно-західному шельфі. За весь період освоєння даного шельфу до 2004 року відкрито 8 родовищ (6 газових і 2 газоконденсатних).

До 2005 р. на північно-західному шельфі Чорного моря пробурено близько 180,0 тис. м (75 свердловин). Сумарний метраж пошуково-розвідувального буріння в акваторіях Чорного та Азовського морів складає приблизно 1% від сумарного метражу свердловин, пробурених в Україні, що є дуже низьким показником їх розвіданості.

За результатами буріння і випробування пошукових свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря встановлено промислово газоносність відкладів неогену, майкому, еоцену, палеоцену, верхньої крейди, а перспективні породи нижньої крейди вивчено фрагментарно через те, що свердловини розкрили їх в неоптимальних умовах, або ці відклади були зовсім відсутні.

Підвищений інтерес до нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря пов'язаний з тим, що найбільші локальні підняття у відкладах палеоцену і залеглих вище осадових комплексах уже опішуквані, а відклади нижньої крейди за даними УкрДПРІ містять 238,0 млн. т умовного палива (31,6% від усіх ресурсів).

За даними О.Т. Богаєць та ін. (1981), М.І. Євдошук (1998) нижньокрейдові відклади розглядаються як один з основних об'єктів пошуків вуглеводнів у межах півдня України і прилеглих акваторій. Їх продуктивність вже доведена бурінням у Рівнинному Криму, північно-західному Передкавказзі та на сусідньому з Україною румунському шельфі Чорного моря.

Лише після 1995 р. за результатами регіональних, пошукових і детальних сейсморозвідувальних робіт на новому методичному рівні з використанням сучасних систем обробки отриманої інформації та їх інтерпретації, а також сеймостратиграфічних, літолого-фаціальних, геохімічних, гідрогеологічних та інших досліджень стало вперше можливим більш достовірно уточнити особливості геологічної будови нижньокрейдових відкладів і перспективи їх нафтогазонності, що і виконано в даній роботі.

ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РЕГІОНУ

Вивченню геологічної будови, історії розвитку, структурно-тектонічному районуванню і нафтогазоносності Азово-Чорноморського регіону (АЧР), в тому числі території дослідження, присвятили свої праці багато дослідників, серед яких: Архангельський А.Д., Балавадзе Б.К., Богасць О.Т., Бойчук Г.В., Бондаренко В.Г., Бондарчук Г.К., Бялюк Б.О., Гарецький Р.Г., Гаркаленко І.О., Герасимов М.Є., Гладун В.В., Глушко В.В., Гнідець В.П., Гожик П.Ф., Денега Б.І., Довжок Є.М., Доленко Г.Н., Дякович П.І., Захарчук С.М., Євдошук М.І., Єсіпович С.М., 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., Мороз С.А., Муратов М.В., Окуловський С.М., Орлов О.О., Павлюк М.І., Палінський Р.В., Плахотний Л.Г., Полухтович Б.М., Порфір'єв В.Б., Пустильников М.Р., Савчак О.З., Самарська О.В., Самсонов А.І., Самсонов В.Й., Сеньковський Ю.М., Скорик А.М., Соллогуб В.Б., Старостенко В.І., Ступка О.С., Федішин В.О., Чебаненко І.І., Чекунов А.В., Шпак П.Ф., Юдін В.В. та ін.

Літолого-стратиграфічна характеристика осадового чохла. Геологічна будова українського сектору північно-західного шельфу Чорного моря складна і пов'язана зі Східноєвропейською платформою (СЄП), Скіфською плитою (СП) і гірськими спорудами Криму та їх занурення.

Основою (фундаментом) осадового чохла слугують різні кристалічні, метаморфічні, дислоковані породи. До фундаменту в даному регіоні віднесені: у межах СЄП – дорифейський кристалічний субстрат; у межах СП – байкальський складчастий комплекс, представлений зеленокам'яною і гранітоїдною формаціями та палеозойські і тріасові (частково нижньоюрські) утворення.

Альпійські структурно-формаційні утворення неузгоджено перекривають гетерогенну складчасту основу СЄП і молоді СП, утворюючи ортоплатформний чохол. У складі альпійського структурно-формаційного комплексу виділяють структурні поверхи, що представлені різними формаціями порід: нижньокрейдовий – базальною прибережно-континентальною і трансгресивно-теригенною формацією; верхньокрейдовий-еоценовий – карбонатною; олігоцен-нижньоміоценовий – теригенно-глинистою майкопською; середньоміоценовий-антропогеновий – строкатою теригенно-карбонатною. Нижня частина альпійського розрізу, починаючи з нижньої крейди до нижнього міоцену, представлена досить помірно дислокованими осадами, що мають різну формаційну приналежність у північній і південній частинах регіону досліджень.

Численними геологічними і геофізичними дослідженнями північно-західної частини Чорного моря встановлено його блокову структуру, яка зумовлена розвитком меридіональних, широтних і діагональних розривних порушень.

Особливості геотектонічного розвитку. Сучасні басейни Чорного і Азовського морів входять до складу великого Альпійського орогенного поясу. Про природу і

механізм утворення западини Чорного моря у сучасних дослідників немає єдиної думки. Одні (В.Г. Бондарчук) вважають, що Чорне море є залишком дуже давньої (ще докембрійської) океанічної кори, яка не встигла покритися сіалічною (гранітоїдною) земною корою. Інші (М.В. Муратов, І.І. Чебаненко) відносять басейн Чорного моря до категорії звичайних міжгірських западин, тільки з тією різницею, що на сучасному етапі вона значно занурилась і покрилася водою. Треті дослідники, особливо геофізики (А.В. Чекунов), як і В.Г. Бондарчук, твердять, що улоговина басейну Чорного моря розміщується на ділянці, на якій відсутній сіалічний (гранітний) шар, але пояснюють механізм її утворення не як залишок океанічної (базальтоїдної) земної кори, а навпаки – як розрив гранітної кори і розкриття океанічної.

Що стосується геологічної будови фундаменту і нижніх горизонтів осадового чохла, уявлення про їх структуру і формування, то вони є різними і дискусійними. Традиційні думки про велику роль масштабів вертикальних тектонічних рухів у складкоутворенні висловлювали такі дослідники, як М.В. Муратов, В.В. Глушко, П.Ф. Шпак, О.Т. Богаєць, І.І. Чебаненко та ін. Разом з цим появились відомості про значний вплив горизонтальних рухів на формування локальної складчастості та генезу антиклінальних структур в осадовому чохлі Азово-Чорноморського регіону (Ю.В. Казанцев, В.В. Юдін, М.Є. Герасимов, Б.М. Полухтович, М.І. Павлюк, С.М. Захарчук та ін.). Певну систематику впливу горизонтальних тектонічних зусиль на структуру Чорноморсько-Азовського регіону наведено М.І. Павлюком (1997). Уздовж фронтальних насувів формувалися лінійні зони локальних антиклінальних складок, що є потенційними пастками вуглеводнів.

За результатами сейсмічних досліджень та глибокого буріння в АЧР простежується пологє занурення на південь поверхні фундаменту та горизонтів осадового покриву. Структура ускладнена субширотною смугою гравітаційних мінімумів (Західнокаркінітський, Каркінітський, Сиваський, Північноазовський), до яких приурочені Каркінітсько-Північнокримський та Північноазовський прогини.

Сучасна будова осадового чохла акваторій Чорного та Азовського морів сформувалась шляхом накладання порід субширотної тектонічної зональності, яка переважала в пізньокрейдвий-неогеновий час, на складнобудований план ранньокрейдвого стану, що відобразив будову поверхні фундаменту.

Новітні геолого-геофізичні дослідження в комплексі з даними глибокого буріння і матеріалами попередніх робіт дали змогу здобувачеві разом з О.Т. Москальським (2004) уточнити структурно-тектонічне районування регіону досліджень з виділенням нафтогазоперспективних зон. Північно-західний шельф Чорного моря представлений ССП і СП. Перша складається тут з двох елементів: Південноукраїнської монокліналі і Переддобрудзького прогину. У зануреній південній частині Південноукраїнської монокліналі відмічено дві депресії: Західнотендрівську і Північноголіцинську, в будові яких можуть брати участь (на

заході) давніші відклади осадового чохла. Переддобрудзький прогин в даному регіоні складається з виступу Зміїного (Кілійсько-Зміїне підняття) та Нижньодністровської западини (Криловський прогин). За даними граві-магнітних досліджень у північній частині північно-західного шельфу Чорного моря виділяється субширотний палеозойський прогин, що є акваторіальним продовженням Переддобрудзького прогину.

По південній границі виступу Зміїного проходить межа СЄП і СП. На території останньої виділяють такі значні структурні елементи як вал Губкіна, Каркінітсько-Північнокримський прогин і Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття. Каркінітсько-Північнокримський прогин обмежений на півночі Голіцинською системою розломів, на півдні-Георгіївсько-Кримським (Губкінсько-Донузлавським) розломом; на заході він частково заходить за Одеський розлом у межі Кілійсько-Зміїного підняття, тобто спостерігається накладання мезозойських відкладів на палеозойські платформні товщі Переддобрудзького прогину. Найбільш давні породи осадового чохла Каркінітсько-Північнокримського прогину – базальні шари нижньої крейди (IV сейсмогоризонт). Південний борт прогину в порівнянні з північним є більш вузьким і пологим. Осадовий чохол прогину представлений крейдовими і кайнозойськими відкладами, загальна потужність яких перевищує 9 км.

Південніше Каркінітсько-Північнокримського прогину розташоване Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття, на південь від якого по Північнокримському розломі простежується глибоководна Західночорноморська западина. На сьогодні уточнено північну границю Каламітсько-Центральнокримського підняття. До нього пропонується віднести структури Сельського, Федорівського, Центральної, перспективні (прогнози) підняття: Кефальне, Бортові, Агат, Східнофедорівське, Західнотарханкутське і, можливо, К-56 та Тарханкутське.

Нафтогазоносність і нафтогазогеологічне районування. Акваторія північно-західного шельфу Чорного моря з прилеглими територіями Рівнинного Криму, Північного і Західного Причорномор'я входять до складу двох нафтогазоносних провінцій (НПІ): Балтійсько-Переддобрудзької та Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької.

До складу Балтійсько-Переддобрудзької НПІ у межах Західного Причорномор'я входить Переддобрудзька нафтогазоносна область (НГО), яка охоплює два нафтогазоносні райони (НГР): Алуатсько-Тузовський і Нижньопрутсько-Кілійський. За ступенем розвіданості вказана область знаходиться на початковій стадії. Основні перспективи її пов'язують з осадовими комплексами палеозою-мезозою.

До Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької НПІ у межах акваторії північно-західного шельфу входить Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна та Східномізіійська перспективна області. У складі першої за геоструктурними ознаками та зонами нафтогазонакопичення виділено НГР: Таврійський, Каркінітський, Каламітський. Кожен з них ділиться на зони нафтогазонакопичення.

Таврійський перспективний газonosний район займає північну частину НГП і в структурно-тектонічному плані відповідає південній частині південного схилу Українського кристалічного щита (УКЩ). Перспективи газonosності пов'язані з відкладами крейди – палеоцену, серед яких найбільший інтерес являють собою рифогенні утворення Берегової перспективної зони в акваторії північно-західного шельфу Чорного моря.

Каркінітський газонафтоносний район розміщений у межах Каркінітсько-Північнокримського прогину. В акваторіальній його частині виявлено вісім дрібних і середніх за запасами газових і газоконденсатних родовищ, а на території прилеглому суходолу Рівнинного Криму відкрито два нафтових і одинадцять дрібних газових і газоконденсатних родовищ. Стратиграфічний діапазон нафтогазonosності району змінюється від нижньокрейдових до палеогенових відкладів.

У межах Каркінітського району можна виділити дві нафтогазonosні зони: Голіцинську і Гамбурцевсько-Джанкойську.

Гамбурцевсько-Джанкойська зона газонафтонакопичення в структурному відношенні відповідає південному борту Каркінітського прогину. У цій зоні відкрито у відкладах палеоцену Штормове газоконденсатне родовище, у відкладах майкопу Архангельське і Кримське газові родовища і один невеликий поклад газу в неогені на Архангельському родовищі. На прилеглому суходолі в цю зону входять нафтове Октябрське і газоконденсатне Західнооктябрське родовища, приурочені до нижньокрейдового комплексу. На Октябрському родовищі продуктивними є базальні пісковики нижньої крейди, а на Західнооктябрському колекторами служать вулканокластичні породи, що залягають у покрівлі аргілітів середньоальбського під'ярусу. Інтенсивні газопрояви на прилеглому суходолі з нижньокрейдового комплексу відзначались на Крейдяній, Родниківській, Карлавській, Глібовській, Північноновоселівській та інших площах.

Голіцинська зона газонафтонакопичення відповідає північному борту Каркінітського прогину. Середні і дрібні за запасами газові і газоконденсатні родовища тут пов'язані з відкладами палеоцену (Одеське, Голіцинське, Шмідтівське), маастрихту (Шмідтівське), майкону (Голіцинське, Південноголіцинське, Шмідтівське).

Каламітський газонафтоносний район охоплює вал Губкіна, Крайову ступінь, Каламітське та Іллічівське підняття. Нафтогазonosність району встановлена поки що тільки в нижньокрейдових відкладах західної частини Крайової ступіні на межі з Бабадагським прогином у межах румунського шельфу, де відкрито три нафтових родовища.

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ФОРМУВАННЯ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Відклади нижньої крейди північно-західного шельфу Чорного моря відносяться до недостатньо вивчених. Базальні відклади нижньої крейди розкриті лише в п'яти

свердловинах: Десантна-1, Іллічівська-2, Євпаторійська-2, Прадніпровська-2, Голіцина-3. Лише новітні сейсмозвільдувальні і сеймостратиграфічні матеріали разом з даними буріння, літологічних і петрографічних досліджень дозволили здобувачеві уточнити геологічну будову нижньокрейдових відкладів і виявити регіональний характер розповсюдження літофацій, що є основою подальшої диференціації території за перспективністю на нафту і газ. Межі літофаціальних зон досить умовні, а прогностичні карти літофацій, що побудовані здобувачем у співавторстві з Т.І. Мех (2004), носять схематичний характер і надалі будуть уточнюватися після отримання нової геологічної інформації за результатами буріння.

У ранньокрейдовий час територія півдня України і прилеглої акваторії зазнали незначного прогинання. Гірські споруди Криму, Добруджі та Каламітського підняття являли собою обширну область постачання теригенного матеріалу, що зумовило формування і залягання базальних відкладів нижньокрейдового комплексу з різкою кутовою неузгодженістю на різновікових протерозой-кайнозойських утвореннях. Вік трансгресивно залягаючої базальної пачки майже по всій території досліджень – готерів-верхньоаптський. На всій території північно-західного шельфу в неоком-аптський час нагромаджувались теригенні породи, які представлені пісковиками, алевролітами, глинами, гравелітами і прошарками карбонатних порід. Умови осадконакопичення – від літоралі до відносно глибоководних зон за участю річкових, схилових і донних течій.

У результаті проведених досліджень у межах базальних відкладів, нами виділено п'ять літофаціальних зон, які характеризуються певним типом порід, генетичними особливостями, структурно-текстурними ознаками та умовами седиментації.

Зонами відсутності базальних відкладів на даному етапі геологічного вивчення є Кілійсько-Зміїне підняття. У блоці, який розташований північніше, можна передбачити наявність пісків нижньої крейди, якщо вважати пісковики свердловини 2-Безіменна русловими. В'ял Губкіна, який межує на півдні з Кілійсько-Зміїною зоною, є областю нез'ясованого розвитку базальних відкладів. За своїм структурно-фаціальним положенням вона може бути областю розвитку як прибережно-мілководних, так і дельтових відкладів.

Альбський вік характеризувався посиленням прогинань, що підтверджується повсюдним поширенням і зміною мілководних глинисто-алеврито-піщаних утворень більш глибоководними, переважно глинистими або мергельними і вапнистими осадками. У результаті виконаних літологічних досліджень в межах північно-західного шельфу Чорного моря виділено дев'ять літофаціальних зон, що в значній мірі підтверджується дослідженнями ядерного або шламового матеріалів з пробурених 11 свердловин (П.М. Мельничук та ін., 2005).

У межах Михайлівської депресії в цей час розпочалося формування глибоководної зони, в яку зносився тонкодисперсний глинистий матеріал. Тут формуються переважно глинисті і карбонатні відклади – мергелі та вапняки

глинисті з прошарками глини. Причорноморська частина Північночорноморського шельфу характеризувалась невеликими глибинами і нагромадженням теригенних і теригенно-глинистих утворень, представлених пісками, алевритами та аргілітами.

У середньому-верхньому альбі формуються вулканогенні породи товщиною до 800-1000 м. Палеовулкани розповсюджені переважно вздовж осьової частини Каркінітсько-Північнокримського прогину і утворюють дві субпаралельні лінії субширотного простягання. Глибина залягання вулканічних забудов становить від 2000 до 4000 м. В основі палеовулканів, як правило, залягає товща осадових порід апт-нижньоальбського віку.

З врахуванням сучасних геолого-геофізичних матеріалів здобувачем (П.М. Мельничук, О.Т. Москальський, 2004) побудовано структурні карти підосви і покрівлі слабкодислокованих нижньокрейдових відкладів. Вони покладені в основу структурно-тектонічного районування регіону досліджень і свідчать, що важлива роль в будові і розвитку регіону належить розломам, які визначають контури основних тектонічних елементів і зумовлюють деяку автономність їх розвитку. Це відповідно впливало і на характер нагромадження нижньокрейдових осадків, їх літолого-фаціальні особливості та товщини. Загальні інтенсивні прогинання в альбський час супроводжувались посиленням розривоутворень.

КРИТЕРІЙ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Перспективи нафтогазоносності надр обґрунтовуються певним відомим комплексом критеріїв (ознак). Серед них важливе місце належить *структурно-тектонічному*. Встановлено, що розподіл нафтогазоносності в акваторіальній частині Каркінітсько-Північнокримського прогину підпорядкований регіональному тектонічному плану. Поклади вуглеводнів приурочені до певних структурно-тектонічних зон і мають добре виражену субширотну зональність. Саме тектонічний фактор має вирішальний вплив, як на формування локальних структур, так і на міграцію ВВ і формування їх покладів (М.І. Павлюк, 1997; П.М. Мельничук, С.М. Захарчук, 2001; та ін.). На сьогодні сейсморозвідувальними роботами по підосві нижньокрейдових відкладів закартовано понад 20 структур, серед яких нові, раніше невідомі (Криловська, Скрамна, Алібейська, Розломна, Зміїна, Геофізична, Янтарна, Західноміжводненська, Прирозломна-2, Рифтова, Рифтова-1, Гордієвича, Кулісна, КП-27, КП-43, Агат, Губкіна, КС-8, Голубина), більшість з яких пов'язана з тектонічними порушеннями.

У той же час тут широко розвинуті літологічні, стратиграфічні і особливо тектонічно екрановані пастки, які до цього часу майже не вивчались, але з ними можуть бути пов'язані поклади нафти і газу. У зв'язку з цим особливе значення мають *літолого-фаціальні критерії* прогнозування нафтогазоносності. Саме вони

дали змогу нам оцінювати перспективи нафтогазоносності на підставі літолого-фаціальної неоднорідності та наявності порід-колекторів і порід-флюїдоупорів.

Важливий вплив на формування пасток неантиклінального типу мали періодичні посилення тектонічної активності, що супроводжувались утворенням розривних порушень і проявами вулканізму. Останні зумовлювали утворення літологічно екранованих пасток у районах виклинювання вулканічних порід. Найбільш широко вони розвинуті в межах південного борту Каркінітського прогину та на Каламітському піднятті.

Значні, довгоживучі розломи фундаменту зазвичай відображаються в чохлі у вигляді флексур і ступенів, на занурених частинах крил яких відбувалося нагромадження теригенного матеріалу і формування літологічно та стратиграфічно екранованих пасток (райони північного і південного бортів Каркінітського прогину, схили Каламітського та Кілійсько-Зміїного підняття тощо).

Перспективним щодо виявлення неантиклінальних пасток здобувачем також визначено район північного і південного узбережжя Тарханкутського півострова і прилеглої до нього акваторії Каркінітської затоки. Тут при загальному здійманні поверхні докрейдових відкладів і нижніх горизонтів нижньої крейди до узбережжя затоки і далі на північ спостерігаємо розвиток переважно теригенних фацій та виклинювання окремих теригенних пачок у низах крейдового розрізу.

Палеоструктурні та палеогеографічні реконструкції дали Л.Г. Плахотному та ін. (2004) достатні підстави припускати, що встановлена в північній частині Криму муга прибережно-мілководних, авандельтових і турбідітних піщаних фацій верхньоальбських відкладів має західне продовження в Чорному морі, простягаючись через площі Шмідта, Гордієвича, Флангову вздовж південного схилу Каркінітсько-Сиваського крайового рифтового палеопідняття і далі через площу Безіменну вздовж схилу Кілійського палеопідняття в межі Східновилківської палеодепресії.

Морфологія тіл теригенних колекторів контролюється насамперед їх фаціальною природою, яка в межах регіону досліджень характеризується закономірною палеогеоморфологічною зональністю. Із захід – північного-заходу на схід – південний схід (від Придністров'я до Криму) простежується послідовна зміна аловіальних і наземно-дельтових відкладів підводно-дельтовими і морськими депресійними фаціями. Відповідно до цього руслові та рукавоподібні піщані тіла змінюються гирловими барями і підводними дельтами, контуритами і турбідитами. Це дозволяє сподіватися на широкий розвиток тут різних літолого-стратиграфічних і комбінованих пасток.

Кращими і найбільш витриманими по площі *колекторами* в товщі нижньокрейдових відкладів є пісковики і алевроліти, що залягають в основі розрізу (базальні шари) і нижньої частини верхнього альбу. Основними субрегіональними *покришками* нижньокрейдового комплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського підярусів.

За даними *геохімічних* (О.В. Діденко, 2000; С.Н. Окуловский, 1996; П.М. Мельничук, 2003; та ін.) і *гідрогеологічних* досліджень (В.В. Колодій та ін., 2000; І.В. Колодій, 2003) встановлено, що формування покладів нафти і газу в осадовому розрізі відбувалось за активної участі відносно глибинних вуглеводневомісних флюїдних потоків у межах субвертикальних флюїдопровідних структур, джерелом генези яких могли бути породи нижньокрейдової чорносланцевої субформації або мінеральний синтез, пов'язаний з тектономангійними процесами. Назагал виявлено, що середня газонасиченість вод акваторії Північнопричорноморського басейну зростає з глибиною, досягаючи у нижньокрейдових відкладах до $1855 \text{ см}^3/\text{л}$, а в підстеляючих юрсько-палеозой-протерозойських водах до $2395 \text{ см}^3/\text{л}$. При цьому виявлено, що між газонасиченістю вод, вмістом у водорозчинених газах гомологів метану, віком та глибиною залягання водоносних комплексів наявні тісні прямі кореляційні зв'язки.

Особливості зміни коефіцієнтів сухості або жирності вільних і водорозчинених газів по розрізу підтверджують нашу думку про вертикальний (субвертикальний) характер міграції вуглеводневих флюїдів в осадовій товщі із нижньокрейдових або із нижчезалягаючих відкладів, чи мантії.

Зіставлення схем теплових потоків і розміщення нафтогазових родовищ у Західночорноморській западині показало (В.П. Коболев, 2002), що останні локалізуються в зонах підвищених теплових потоків і багаторазової тектонічної активізації.

З цією метою важливого значення набувають *дослідження флюїдних включень у мінералах* – продуктах постседиментаційних перетворень вмісних порід внаслідок впливу вуглеводневих флюїдів. У результаті з'ясовано (І.М. Наумко та ін., 2004), що постседиментаційні процеси досліджених породних комплексів відбувались за активної участі відносно глибинних вуглеводневомісних флюїдних потоків, насамперед у межах субвертикальних флюїдопровідних структур. Про їхній вплив свідчать наявність метану підвищеної густини у включеннях в кальцитах із викидів грязьових вулканів, високий вміст CH_4 (і в ряді випадків його гомологів) та значна газонасиченість зразків діабазу з докрейдового комплексу та слюдистого сланцю з фундаменту.

Таким чином, встановлені особливості геологічної будови відкладів нижньої крейди і сприятливі ознаки їх нафтогазоносності (П.М. Мельничук та ін., 2005) вказують на необхідність якнайшвидшого освоєння нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря.

ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

При визначенні перспектив подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, окрім встановлення геологічної будови і критерійного обґрунтування перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів велике значення мають

виявлення їх нафтогазового потенціалу, характеру розподілу щільності вуглеводневих ресурсів по території досліджень і проведення рейтингової оцінки нафтогазоперспективних об'єктів.

З питань ресурсної бази вуглеводнів морських акваторій України є багато різних думок, які відображені в працях Г.К. Бондарчука, С.М. Захарчука, Б.М. Полухтовича та інших. Величини прогнозних ресурсів постійно уточнюються в процесі пошукових і детальних сейсмозвідувальних робіт.

Прогнозні ресурси нафти і газу. Кількісна оцінка початкових сумарних прогнозних ресурсів ВВ структур (об'єктів), пов'язаних з нижньокрейдовими відкладами північно-західного шельфу Чорного моря, нами виконувалась по районах і зонах нафтогазонакопичення. По кожній структурі вони оцінені на підставі фактичних параметрів покладів відкритих родовищ, а також прогнозних параметрів методом наближених аналогій прилеглих зон. Встановлено, що найбільш перспективні зони приурочені до Каркінітського і Каламітського газоносних районів, а менш перспективні – до Нижньопрутсько-Кілійського, Алуатсько-Тузловського газоносних районів і Таврійського перспективного району.

За глибинами залягання нижньокрейдових відкладів ресурси вуглеводнів розподіляються таким чином: на глибинах до 1 км зосереджено 87,9 млн. т. у.п. (17,4%); на глибинах від 1 до 3 км – 115,8 млн. т. у.п. (22,9%); на глибинах від 3 до 4 км – 107,7 млн. т. у.п. (21,4%); на глибинах від 4 до 5 км – 193,5 млн. т. у.п. (38,3%).

Характер розподілу щільностей початкових сумарних прогнозних ресурсів у комплексі з даними критерійних ознак нафтогазоносності покладені в основу побудованих здобувачем у співавторстві з Т.І. Мех (2004) схематичних карт перспектив нафтогазоносності базальних і альбських відкладів нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря. На вказаних картах виділено райони, що характеризуються різним ступенем перспективності щодо нафтогазоносності. Для високоперспективних районів щільність початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів на 1 км² становить 10-30 тис.т, для перспективних 5-10 тис.т і для малоперспективних – менше 5 тис.т.

Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів. Для рейтингової оцінки не бралися до уваги ті структури, які займають площу менше 10 км. кв. і знаходяться на глибинах води понад 80 м. З метою об'єктивної оцінки площ вибрано методику бальної системи в залежності від основних критеріїв. Основні критерії базуються на п'яти показниках (глибина моря, площа перспективної структури, глибина залягання перспективних горизонтів, ресурси ВВ і віддаль об'єкта від діючої інфраструктури – берегової лінії), у межах кожного із них додатково встановлена трьохвимірна шкала бальної оцінки.

За результатами рейтингової оцінки першочерговими є об'єкти, які приурочені до Голіцинської зони нафтогазоносності, загальні ресурси ВВ яких становлять

230,6 млн.т. у.п. Друге місце за рейтинговою оцінкою займають об'єкти Крайової зони прогнозного газонакопичення Каламітського газоносного району, загальні ресурси прогнозних ВВ яких сягають близько 50 млн.т. у.п. Наступне місце належить об'єктам Кілійської зони прогнозованого газонакопичення Нижньопрутьсько-Кілійського нафтогазоносного району з загальними прогнозними ресурсами близько 42 млн.т у.п.

Основні напрямки геологорозвідувальних робіт. Зрозуміло, що першочерговою територією для постановки геологорозвідувальних робіт на нижньокрейдові відклади є район відкритих газових родовищ (Одеське, Безіменне, Голіцинське і Штормове), де виявлено ряд перспективних структур Рифтова, Янтарна, Гордієвича, Кутова, Осетрова, Східношмідтівська, Західноміжводненська.

Заслуговує першочергової уваги район розташування перспективних структур Олімпійська, Крайова, Комсомольська, Зональна, Нахімова, Корнілова, Каламітська.

Вирішення проблеми нафтогазоносності крейдових відкладів на першому етапі рекомендується починати з проведення сейсморозвідувальних досліджень МСГТ у комплексі з бурінням чотирьох параметричних свердловин: Гордієвича-401 (проектна глибина 5700 м), Рифтової-406 (5300 м), Кутової-407 (5000 м) і Штормової глибинної-508 (5200 м).

У випадку отримання позитивних результатів параметричного буріння відкривається фронт для проведення детальних сейсмічних досліджень і пошукових робіт на нижньокрейдові відклади, приурочені до бортів Каркінітсько-Північнокримського прогину та його західної центрикліналі. Об'єктами пошукового буріння можуть бути Крайове та Міжводненське підняття.

На другому етапі вирішення проблеми передбачається проведення регіональних бурових робіт на глибинах моря до 200 м з метою уточнення перспектив нафтогазоносності крейдових і юрських осадових утворень Крайової ступіні, Каламітсько-Іллічівського виступу та валу Губкіна.

За результатами наукової обробки матеріалів буріння рекомендується продовжити пошуки на Олімпійській структурі, а також, після довивчення сейсморозвідкою, розглянути питання про закладання пошукових свердловин на підняттях Крайовому, Комсомольському, Мушкетова та Зональному. Пропонується вихід з параметричним бурінням в зону зчленування Крайової ступіні з валом Губкіна з метою вивчення розрізу крейдових і палеогенових відкладів на ділянці їх виклинювання.

Представляє інтерес ділянка північніше острова Зміїного, зокрема Сундучна структура, яка знаходиться в одній тектонічній зоні з Безіменним та Одеським газовими родовищами.

Особливої уваги заслуговує і підняття Штормове. Тут нами підтримується рекомендація (А.Ф. Коморний та ін., 2002) щодо параметричного буріння з метою оцінки продуктивності 700 м нижньокрейдового комплексу, наявність якого впевнено прослідковується за даними сейсморозвідки. Проектна глибина рекомендованої свердловини – 5200 м.

За результатами буріння параметричних і пошукових свердловин буде детальніше уточнено геологічну будову і ресурсну базу вуглеводнів та визначено пріоритетні напрями пошукового буріння в кожному структурно-тектонічному елементі.

Для успішного виконання параметричного і пошукового буріння рекомендуємо провести в середньому 3,0 тис. пог.км сейсмічних профілів. Паралельно з виконанням сейсморозвідувальних робіт необхідно забезпечити проведення досліджень акваторії іншими методами розвідувальної геофізики, в першу чергу: гравірознавкою, магніторозвідукою, електророзвідукою, аеромагніторозвідукою в сучасних модифікаціях.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обґрунтовано перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря, з врахуванням отриманих новітніх даних їх геологічної будови, пріоритетні напрямки нафтогазопошукових робіт і першочергові нафтогазоперспективні об'єкти та розроблено конкретні пропозиції щодо реалізації їх нафтогазового потенціалу.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть підвищенню ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, вирішенню проблеми пошуків і розвідки родовищ та покладів, приурочених до відкладів нижньої крейди північно-західного шельфу Чорного моря, що є вагомим внеском у виконання важливого державного завдання зі стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи наступні:

- уточнено геологічну будову нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря за даними комплексних сейсморозвідувальних і літолого-фаціальних досліджень та результатів буріння. Вперше побудовано структурні карти покрівлі та підшви нижньокрейдових відкладів;

- встановлено, що тектонічний розвиток південно-західного схилу Східноєвропейської платформи та Скіфського складчастого поясу зумовив неодноразове чергування низхідних та висхідних рухів і відповідну літолого-фаціальну мінливість нижньокрейдових відкладів та значну кількість розривних порушень, що сприяло широкому розвитку структурних і неструктурних (літологічних, тектонічно і стратиграфічно екранованих) пасток. Виявлено ряд нових, раніше невідомих об'єктів у відкладах нижньої крейди;

- з'ясовано типи літофацій, якими представлені нижньокрейдові відклади, і складено карти характеру їх регіонального розповсюдження. Характерною ознакою готерів-верхньоаптських базальних відкладів, у межах яких виділено п'ять літофаціальних зон, є широкий розвиток мілководних, прибережноморських і континентальних (річкових) грубозернистих теригенних (у тому числі алювіально-дельтових), інколи глинисто-карбонатних, утворень. Альбський час, відклади якого

поділено на дев'ять літофаціальних зон, характеризується посиленням прогинань Північчорноморського шельфу і формуванням переважно морських (мілководних і глибоководних) глинистих осадів, активізацією карбонато- і кремененагромадження та проявів вулканічної діяльності центрального типу;

– встановлено, що кращими і найвитриманішими за площею колекторами в товщі нижньокрейдових утворень є пісковики та алевроліти, які залягають в основі розрізу (базальні відклади) і нижньої частини верхнього альбу, а також туфи і туфіти різних частин альбського ярусу;

– проведено районування території поширення нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря за ступенем їх перспективності на підставі критерійних ознак нафтогазоносності та щільності початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів, за результатами яких побудовано схематичні карти перспектив нафтогазоносності базальних і альбських відкладів;

– обґрунтовано, на підставі рейтингової оцінки, пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та першочергові об'єкти для проведення параметричного і пошукового буріння та пошукових і детальних сейсморозвідувальних робіт. Виявлено, що найбільш нафтогазоперспективні зони приурочені до Каркінітського і Каламітського газоносних районів, загальні ресурси вуглеводнів, які відповідно для нижньокрейдових відкладів становлять 283,6 і 120,9 млн.т у.п. Менш перспективними є території Нижньопрутсько-Кілійського (57,2 млн.т у.п.), Алуатсько-Тузловського (39,4 млн.т у.п.) нафтогазоносних районів і Таврійського (3,9 млн.т у.п.) перспективного району. Буріння параметричних і пошукових свердловин в першу чергу пропонується провести на площах: Кутова, Рифтова, Осетрова, Штормова, Янтарна, Олімпійська, Крайова, Комсомольська, Зональна, Губкіна, Корнілова, Нахімова, Каламітська і Гордієвича;

– подано рекомендації щодо постановки інформативного комплексу пошукових і детальних геофізичних досліджень крейдових відкладів.

Практичне впровадження результатів проведених досліджень дають змогу наростити вуглеводневу ресурсну базу України за рахунок відкриття нових покладів, пов'язаних з відкладами нижньої крейди, і забезпечити стабільний видобуток газу і конденсату на території північно-західного шельфу Чорного моря.

ОСНОВНІ ОПУБЛІКОВАНІ ПРАЦІ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ:

1. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря / Е.М. Довжок, П.Ф. Шпак, Б.О. Бялюк, М.К. Ільницький, В.П. Ключко, І.І. Чебаненко, П.М. Мельничук, М.Й. Марухняк, Б.Л. Крупський, М.М. Іванюта, Е.М. Керусов, С.М. Окуловський, В.С. Токошенко, А.Л. Шипілов, В.Г. Свириденко, С.И. Пустовойт. Відп. редактори: Мельничук П.М., Шпак П.Ф., Ключко В.П. // Інститут геологічних наук НАН України. – Київ: Український нафтогазовий

інститут, 1995. – 250 с. (*Особистий внесок – дослідження геологічної будови і уточнення нафтогазового потенціалу північно-західного шельфу Чорного моря – 10 %*)

2. М.І. Евдошук, М.К. Ільницький, В.П. Клочко, **П.М. Мельничук** Нові родовища нафти і газу в акваторіях Чорного і Азовського морів // Вісник Національної Академії Наук України. – Київ. – 1999. – № 8. – С.21-22. (*Особистий внесок – систематизація матеріалів з геології та нафтогазоносності та висновки – 25 %*)

3. **Мельничук П.М.**, Маєвський Б.І. Перспективи освоєння нафтогазових ресурсів північно-західного шельфу Чорного моря // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, 1999. – Вип. 36 (Том 1). – С. 96-99. (*Особистий внесок – обґрунтування перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів і першочергових об'єктів – 90 %*)

4. М.І. Євдошук, М.К. Ільницький, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко Нові відкриття родовищ вуглеводів – реалізація потужного потенціалу нафтогазоносності акваторій Чорного і Азовського морей // Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 1. – С. 9-11. (*Особистий внесок – інтерпретація результатів та рекомендації – 35 %*)

5. Н.І. Евдошук, Н.К. Ільницький, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко Расширение потенциала нефтегазоносности акваторий Черного и Азовского морей // Геология нефти и газа, 2000. – № 2. – С. 2-5. (*Особистий внесок – визначення перспектив нафтогазоносності – 25 %*)

6. М.П. Держак, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, М.Й. Марухняк, П.Я. Максимчук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко Освоєння ресурсів газу і нафти українського сектора акваторії Чорного і Азовського морів // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. – № 1. – С. 3-20. (*Особистий внесок – обґрунтування структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування Азово-Чорноморського регіону та напрямків геологорозвідувальних робіт – 20 %*)

7. П.М. Держак, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, М.Й. Марухняк, П.Я. Максимчук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко Подальші пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ в акваторіях Чорного і Азовського морів (український сектор) // Нафт. і газова пром-сть, 2001. – № 4. – С. 6-9 (*Особистий внесок – дослідження геологічної будови і визначення подальших пошуково-розвідувальних робіт в акваторії Чорного моря – 20 %*)

8. **Мельничук П.М.** Особливості геологічної будови нижньокрейдових відкладів і перспективи їх освоєння в межах північно-західного шельфу Чорного моря // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2003. – № 3 (8). – С. 87-90. (*Односібне авторство*)

9. **П.М. Мельничук**, Б.Й. Маєвський, Т.І. Мех., В.Р. Хомин Критерійні ознаки перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря // Перспективи нафтогазоносності глибокостанурених

горизонтів осадсвих басейнів України. Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 160-168 (*Особистий внесок – обґрунтування перспектив нафтогазоносності на підставі критерійних ознак і літолого-фаціальних особливостей відкладів нижньої крейди – 75 %*)

10. П.Ф. Шпак, І.І. Чебаненко, В.П. Ключко, В.С. Токовенко, Л.М. Регуш, **П.М. Мельничук**, С.М. Окуловський, Б.М. Полухтович Розломно-блокова тектоніка акваторій України у зв'язку з нафтогазоносністю // Тези. Матеріали наук.-практ. конф. “Нафта і газ України”. (Київ, 17-19 травня 1994 р.). – Львів: УНГА, 1995. – Том 1. – С. 69-72. (*Особистий внесок – дослідження проблеми і систематизація результатів досліджень – 15 %*)

11. **П.М. Мельничук**, П.І. Дякович, А.Л. Шипілов, В.Й. Самсонов, В.П. Ключко, С.П. Пустовойт, В.С. Токовенко Тектоніка і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіону України // Тези доп. міжнар. конф. – Київ. 1996. – С. 90-91. (*Особистий внесок – аналіз взаємозв'язку між тектонікою і нафтогазоносністю, висновки – 20 %*)

12. Ладиженський Г.М., Лушней М.М., **Мельничук П.М.** Тектонічне положення та нафтогазовий потенціал українського сектора Чорного і Азовського морів / Нафта і газ України. Зб. наук. праць: Матеріали 5-ої міжнародної наук.-практ. конференції “Нафта і газ України-1998”. Полтава, 15-17 вересня 1998 р. – Полтава: УНГА, 1998. – Т.1. – С. 297-298. (*Особистий внесок – аналіз та визначення потенційних газових ресурсів – 40 %*)

13. Є.С. Дворянин, І.В. Карпенко, А.Ф. Коморний, Б.Л. Крупський, **П.М. Мельничук**, Б.М. Полухтович, С.М. Стівба, П.М. Чепіль Програма пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт в районі о. Зміїний // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов. Матер. I Межд. конф. (Гурзуф, 5-8.09.2000). – Симферополь. – 2000. – С. 67-69. (*Особистий внесок – дослідження геологічної будови і визначення напрямків пошуково-розвідувальних робіт – 20 %*)

14. **Мельничук П.М.**, Маєвський Б.Й. Основні напрямки нафтогазопошукових робіт у Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції // Нафта і газ України. Зб. наук. праць: Матеріали 6-ої міжн. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000 р. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Т.1. – С. 220-221. (*Особистий внесок – проведення досліджень та рекомендації щодо подальших нафтогазопошукових робіт – 90 %*)

15. П.І. Дякович, **П.М. Мельничук**, Б.М. Полухтович, В.О. Федішин Газовий потенціал Азовського та Чорного морів: стан, проблеми, пріоритети/ // Тези допов. 2 Міжн. конф. – Крим. 5-8. вересня 2000 р. Сімферополь: “Таврія-Плюс”. – 2001. – С. 47-50. (*Особистий внесок – дослідження проблеми нафтогазоносності і*

визначення пріоритетів – 35 %

16. І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, М.І. Євдошук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко, В.В. Гладун, В.Я. Колос, П.Я. Максимчук, О.Г. Цьоха Розломно-блокова тектоніка в зв'язку з закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України // Геодинамика и нефтегазоносность структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф. Гурзуф, 9-14.02.2002. – Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 2002. – С. 253-254. (*Особистий внесок – обґрунтування та виділення зон концентрації родовищ акваторії Чорного моря – 10 %*))

17. **Мельничук П.**, Полухтович Б., Федішин В. Пріоритети геологорозвідувальних робіт в Чорному морі // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф., Гурзуф, 9-14.09.2002). – Симферополь. – 2002. – С. 131-133. (*Особистий внесок – обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт – 60 %*)

18. Захарчук С.М., **Мельничук П.М.**, Полухтович Б.М., Федішин В.О. Проблема нефтегазоносности нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря // Матеріали 8-ої Міжн. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2004” (Судак, 29 вересня – 1 жовтня 2004 р.). – Л.: Центр Європи, 2004. – Т. 1. – С. 108-109. (*Особистий внесок – визначення першочергових нефтегазоперспективних об'єктів – 35 %*)

19. **П.М. Мельничук**, Б.Й. Маєвський, Т.І. Мех., В.Р. Хомин. Оцінка перспектив нефтегазоносности нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря на підставі критерійних ознак // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона. (Тез.докл. на шестой Межд.конф., Крым, 12-16 сентября, 2005 г.) – Симферополь, 2005.- С. 51-53. (*Особистий внесок – обґрунтування перспектив нефтегазоносности відкладів нижньої крейди на підставі критерійних ознак – 75 %*)

20. Оценка нефтегазового потенціала подводных недр Чорного и Азовского морей с позиции разломно-блоковой тектоники / П.Ф. Шпак, В.В. Крот, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.А. Краюшкин, В.С. Токовенко, Е.В. Максимов, Г.К. Бондарчук, В.Н. Найденов, **П.Н. Мельничук**, С.П. Пустовойт, В.А. Перерва. – Киев, 1993. – 63 с. – (препринт. – Ин-т геол. наук; 93-6). (*Особистий внесок – оцінка нефтегазового потенціалу північно-західного шельфу Чорного моря – 10 %*)

АНОТАЦІЯ

Мельничук П.М. Особливості геологічної будови і перспективи нефтегазоносности нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – Геологія нафти і газу. – Івано-Франківський національний

технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України, м. Івано-Франківськ, 2005.

Роботу присвячено виявленню особливостей геологічної будови нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря і визначенню перспектив їх нафтогазоносності та пріоритетних напрямків подальших пошуково-розвідувальних робіт.

Побудовано структурно-тектонічні карти покрівлі та подошви нижньокрейдових відкладів. Виділено типи літофацій та побудовані карти їх просторового поширення і розвитку порід-колекторів. Проведено районування території поширення нижньокрейдових відкладів за ступенем їх перспективності на підставі критерійних ознак нафтогазоносності та щільності початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів, за результатами яких побудовано карти перспектив нафтогазоносності готерів-верхньоаптських і верхньоальбських відкладів. Обґрунтовано на підставі рейтингової оцінки пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та першочергові об'єкти для проведення параметричного і пошукового буріння та пошукових і детальних сейсмозвідувальних робіт.

Ключові слова: північно-західний шельф Чорного моря, нижньокрейдові відклади, літофації, критерії нафтогазоносності, нафтогазоперспективні об'єкти.

АННОТАЦІЯ

Мельничук П.М. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений северо-западного шельфа Черного моря. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – Геология нефти и газа. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа Министерства просвещения и науки Украины, г. Ивано-Франковск, 2005.

Работа посвящена изучению особенностей геологического строения нижнемеловых отложений северо-западного шельфа Черного моря, определению перспектив их нефтегазоносности и приоритетных направлений дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ. На основании современных геолого-геофизических материалов и данных глубокого бурения построены структурно-тектонические карты по кровле и подошве для отложений этого возраста. Выделены типы литофаций и построены карты их пространственного развития. Рассмотрены критерии перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений. Проведено районирование территории распространения нижнемеловых отложений за степенью их перспективности на основании критериев нефтегазоносности и плотности начальных прогнозных ресурсов углеводородов, по результатам которых построены карты перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений.

Обосновано на основании рейтинговой оценки приоритетные направления геологоразведочных работ на нефть и газ и первоочередные объекты для проведения параметрического и поискового бурения и поисковых и детальны́х сейсморазведочных работ.

Выявлено, что наиболее нефтегазоперспективные зоны приурочены к Каркинитскому и Каламитскому газоносным районам, общие ресурсы углеводородов которых соответственно для нижнемеловых отложений составляют 283,6 и 120,9 млн.т. у.т. Менее перспективными являются территории Нижнепрутско-Килийского (57,2 млн.т. у.т.), Алуатско-Тузловского (39,4 млн.т. у.т.) нефтегазоносных районов и Таврийского (3,9 млн.т. у.т.) перспективного района. Бурение параметрических и поисковых скважин в первую очередь рекомендуется проводить на площадях: Угловая, Рифтовая, Осетровая, Штормовая, Янтарная, Олимпийская, Краевая, Комсомольская, Зональная, Губкина, Корнилова, Нахимова, Каламитская и Гордиевича.

Ключевые слова: северо-западный шельф Черного моря, нижнемеловые отложения, литофации, критерии нефтегазоносности, нефтегазоперспективные объекты.

ANNOTATION

Melnichuk P.M. Features of geological structure and perspectives of oil and gas potential low cretaceous deposits of north-western shelf of the Black sea. – Manuscript.

The thesis for a candidate of geological sciences degree, speciality 04.00.17 – petroleum Geology. Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas of Department of education and science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2005.

The thesis is devoted to the exposure of geological structure features of low cretaceous deposits of the Black sea north-western shelf and determination of perspectives of their oil and gas bearing and priority directions of subsequent searching-reconnaissance works.

The structural-tectonic cards of roof and sole of low cretaceous deposits are built. The types of litofasciae are selected and cards of their spatial distribution and development of breeds-collectors are built. Districting of territory distribution of low cretaceous deposits is conducted after the degree of their perspectives on the basis of criterion signs of oil and gas bearing and closeness of initial prognosis resources of hydrocarbons as a result of which the cards of prospects of oil and gas bearing are built basal and upper albian deposits. On the basis of rating estimation priority directions of geological survey works on an oil and gas and primary objects for conducting of the parametric and searching drilling and detailed seismic reconnaissance works are defined.

Keywords: north-western shelf of the Black sea, low cretaceous deposits, litofasciae, criteria of oil and gas bearing, oil and gas perspective objects.