МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

МЕЛЬНИЧУК ПЕТРО МИКОЛАЙОВИЧ

(043)
55(477,7)+553,98(477,7)+553,98:551,76
М48

УДК 551.24:553.98.041(477)

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

04.00.17 – Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:
Маєвський Борис Йосипович
доктор геолого-мінералогічних
наук, професор

Івано-Франківськ-2005

268

ЗМІСТ

	с.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ	3
ВСТУП	4
1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ НИЖНЬОЇ КРЕЙДИ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ	10
2. ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РЕГІОНУ	19
2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика осадового чохла	20
2.2 Особливості геотектонічного розвитку	24
2.3 Структурно-тектонічне районування	29
2.4 Нафтогазоносність і нафтогазогеологічне районування	35
3. ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ФОРМУВАННЯ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ	45
4. КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ	72
5. ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	108
5.1 Прогнозні ресурси нафти і газу	111
5.2 Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об’єктів	121
5.3 Основні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ	127
ВИСНОВКИ	138
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	141

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ

СЄП – Східно-Європейська платформа

УКЩ – Український кристалічний щит

СП – Скіфська плита

НГП – нафтогазоносна провінція

НГО – нафтогазоносна область

ГО – газоносна область

АЧНГБ – Азово-Чорноморський нафтогазоносний басейн

АЧа – Азово-Чорноморська акваторія

МГА – мегаантиклінорій

У.п. – умовне паливо

ВВ – вуглеводні

МСГТ – метод спільної глибинної точки

МВХ – метод відбитих хвиль

ГСЗ – глибинне сейсмічне зондування

3Д – тривимірна сейсміка

АТП – аномалія типу поклад

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

НР – нафтове родовище

ГР – газове родовище

ОР – органічна речовина

ВСТУП

Актуальність 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 обгрунтуванням 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 обгрунтування 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; обгрунтування 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 фондові матеріали, а також дані дослідження кернового 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 підошви нижньокрейдових відкладів;

– виділено типи літофацій та побудовано схематичні карти їх просторового поширення;

– науково обгрунтовано 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 сейсморозвідувальних 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, Гордієвича 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 підошви; проведено літолого-фаціальні дослідження нижньокрейдових відкладів за результатами яких побудовано карти поширення літофацій і розвитку порід-колекторів; обгрунтовано наявність у

нижньокрейдових відкладах різноманітних (тектонічно-екранованих, літолого-стратиграфічних, комбінованих) пасток; обгрунтовано 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 обгрунтувано 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-ій 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-ій 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 розглядались 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 158 сторінках друкованого тексту, ілюстрований 25 рисунками, 9 таблицями; бібліографія містить 111 назв використаних джерел на 16 сторінках.

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

Автор висловлює щиру 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".

РОЗДІЛ 1
СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ НИЖНЬОЇ КРЕЙДИ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

Історія розвитку Чорного моря починається з океану Тетіс (30-40 млн.років тому), з якого утворювалися солоні Сарматське й Меотичне та прісне Понтичне моря. Сучасних рис Чорного і Азовського морів набув Давньоевксинський басейн 400-500 тис. років тому. Зв'язок із Середземним морем виник 100-150 тис. років тому (Карангатське море), припинився 18-20 тис. років тому (Новоевксинське опрісніле море), відновився за 7-5 тис. років до н.е. та існує донині.

У глибоководному басейні Чорного моря з крутими схилами виділяється шельф, континентальний схил та абісальне ложе дна улоговини. Континентальне підніжжя існує не скрізь.

Шельф України розташований в трьох геоморфологічних районах: I – Північно-Західному, II – Кримському, III – Керченсько-Таманському. В північно-західному районі глибина зовнішнього краю шельфу змінюється від 100 до 160 м. Від мису Каліакра до меридіану 29°49² вона становить від 100 до 115 м, далі на схід до 31° сх.д. глибина його змінюється до 150 м, далі знову зменшується до 100-115 м і, нарешті, біля Євпаторійської затоки збільшується до 150-160 м. Ширина шельфу в цьому районі досягає 200 км.

Сучасна поверхня шельфу до глибини 100-115 м утворилась внаслідок абразійно-акумулятивного вирівнювання в четвертинний час (головним чином в пізньому плейстоцені та голоцені).

Зовнішня бровка шельфу і материковий схил північної частини Чорного моря прорізані численними долинами і каньйонами. Материковий схил північно-західного шельфу – це різнорідний схил з наявністю складних і крутих ділянок, уступів і поверхонь вирівнювання.

Абісальна рівнина Чорного моря має численні пологі вали, що

чергуються з великими долиноподібними пониженнями, які мають меридіональне простягання.

Дослідження північно-західного шельфу Чорного моря розпочалось в 1959 р. з відпрацювання профілів ГСЗ. З 1960 р. тут розпочались сейсмічні дослідження методами МВХ.

У 1960 роках після відкриття газових родовищ у Рівнинному Криму та Присивашші, увагу дослідників привернули перспективи нафтогазоносності надр у акваторіях Чорного та Азовського морів. Основні перспективи газоносності акваторій пов'язувались з палеоценовими і майкопськими відкладами [67].

Починаючи з 1960-х років, розпочалось систематичне вивчання акваторій українського сектора Чорного і Азовського морів сейсморозвідкою, яке виконувалось організаціями різного галузевого підпорядкування. Таким чином, на момент здобуття Україною державної незалежності у неї не було організації, яка б займалась виконанням морських сейсморозвідувальних робіт.

Негативним наслідком є також те, що протягом тривалого часу сейсмічними дослідженнями українського сектора акваторії Чорного моря займалась організація, яка розташована в Росії (м. Геленджик). Українські геофізики та геологи не мали змоги провести повторну обробку і переінтерпретацію первинних геофізичних матеріалів виконаних сейсмопрофілів, проведених Росією, з використанням сучасних методик та обчислювальних комплексів.

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. вдалось вивчати розріз до глибин 4,0-5,0 км. З 1984 р. глибина запису досягла 8,0 км, що дозволило лише частково прослідкувати відбиваючі горизонти від порід фундаменту.

За 1967-1999 рр. на північно-західному шельфі Чорного моря виконано до 100 тис. погонних кілометрів (пог. км.) сейсмопрофілів.

Нажаль, практика геологорозвідувальних робіт свідчить, що результати

обробки та інтерпретації всіх раніше виконаних сейсморозвідувальних робіт дозволяють досить достовірно судити 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 в західній частині північно-західного шельфу Чорного моря, а також завдання детального розчленування розрізу ярусів, світ, пачок. Таким чином, і сьогодні гостро стоїть проблема переозброєння української морської сейсморозвідки сучасними технічними засобами, що дозволить перейти до виконання якісно нового четвертого етапу сейсморозвідувальних робіт. Можна вважати, що роботи регіональної стадії етапу на сучасному технологічному рівні в акваторії Чорного моря вже виконані силами фірми "Вестерн Джеофізикал" (м. Х'юстон), яка у 1994 р. відпрацювала більше 17 000 пог. км. регіональних профілів (рис. 1.1).

Щодо морського глибокого пошуково-розвідувального буріння, то на акваторії Чорного моря воно розпочалось у вересні 1971 р., коли трест "Кримнафтогазрозвідка" заклав першу свердловину на Голіцинській структурі. У лютому 1975 р. з св. 7-Голіцинська був отриманий перший промисловий прилив газу на північно-західному шельфі.

До 2005 р. на північно-західному шельфі Чорного моря за увесь час пробурено близько 180,0 тис. м (75 свердловин). Якщо на північно-західному шельфі Чорного моря і акваторії Азовського моря в українському секторі пробурено разом 95 свердловин при площі в 133,7 тис. кв. км, то на кожну свердловину припадає 1,6 тис. кв. км, що є вражаюче низьким показником розвіданості Азово-Чорноморського нафтогазоносного басейну. Досить сказати, що сумарний метраж пошуково-розвідувального буріння в морських акваторіях складає приблизно 1 % від сумарного метражу всіх пошуково-розвідувальних свердловин, що пробурені в Україні.

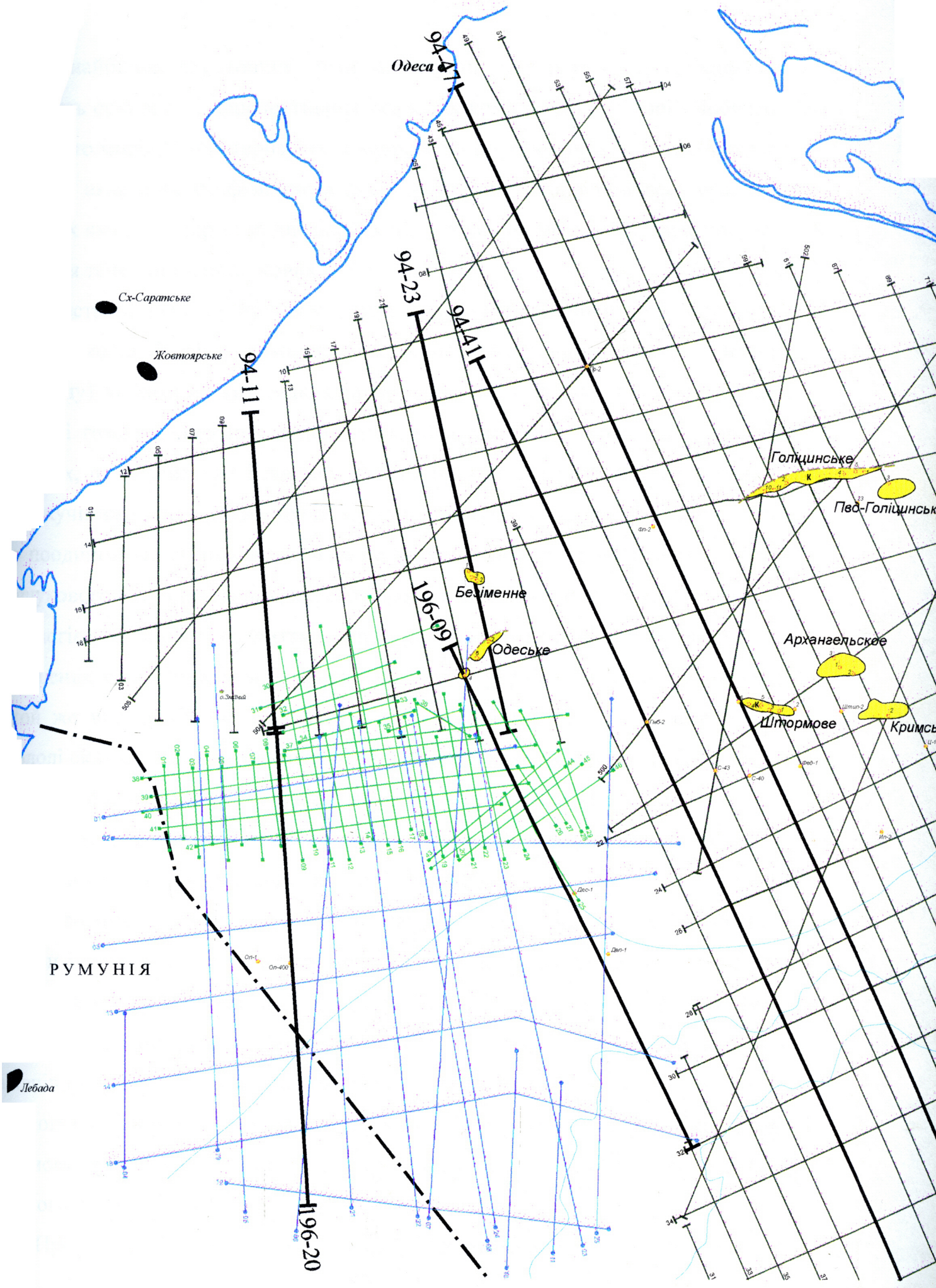
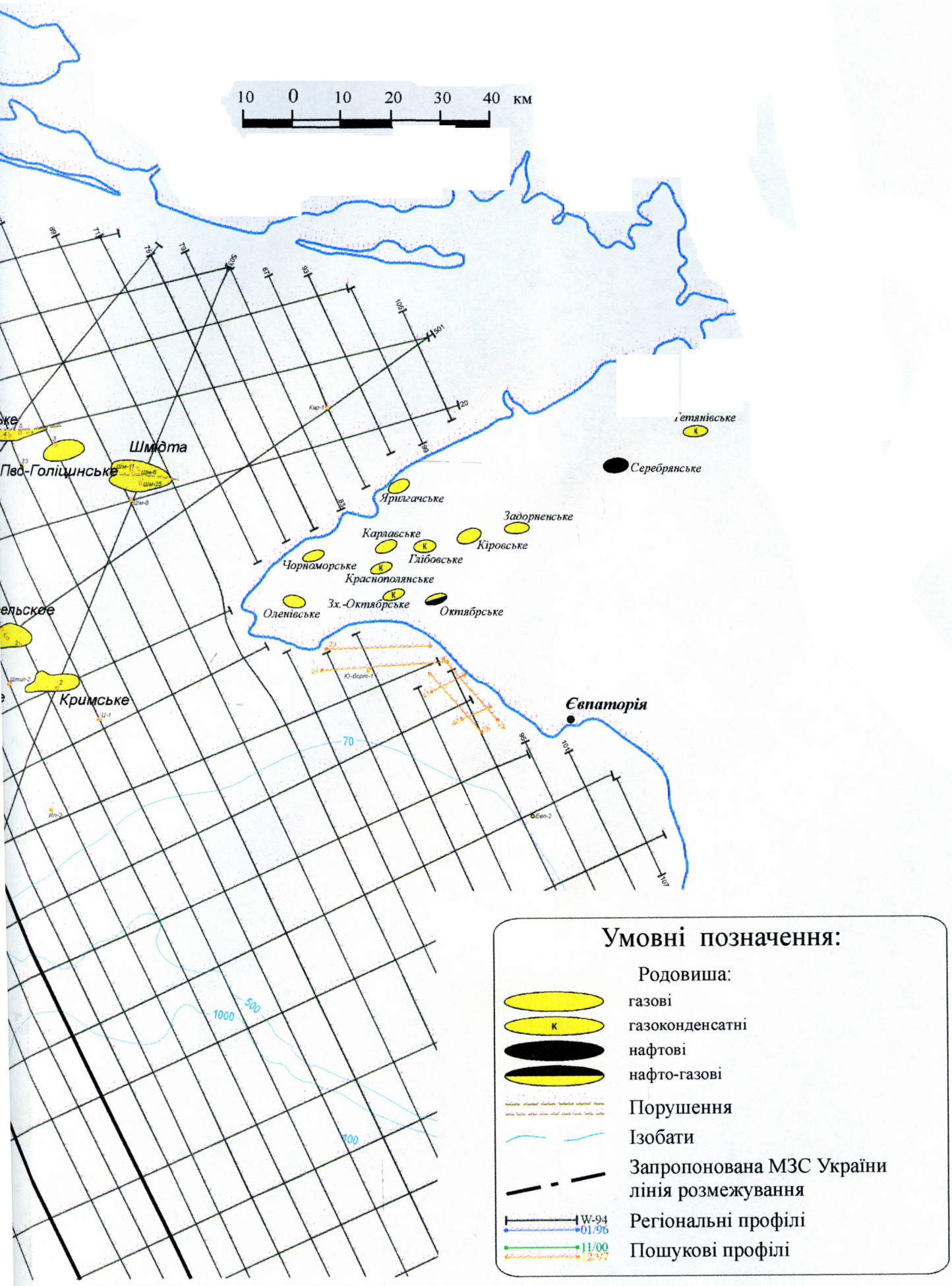


Рис. 1.1. Оглядова карта північно-західно
2004 рік



но-західного шельфуЧорного моря
04 рік

У найбільш грунтовній праці за останні десятиліття [2] вказано, що вивченість основних і перспективних осадових комплексів акваторій Чорного і Азовського морів "характеризується невисокою достовірністю". І хоча у межах морських акваторій геофізичними дослідженнями "охоплений весь осадовий чохол", їх якість у старих модифікаціях підготовки не може бути гарантованою базою для теперішніх пошукових робіт.

В останні два десятиріччя у відношенні до перспектив нафтогазоносності акваторій морів України склалися, на жаль, певні тенденції: вивчення тільки (в основному) кайнозойських відкладів (і відкриття в зв'язку з цим невеликих газових і газоконденсатних родовищ); слабка вивченість крейдових, юрсько-тріасових, палеозойських і докембрійських порід сейсмічними дослідженнями (не кажучи вже про глибоке буріння); переважання принципу пошуків нафти і газу поодинокими свердловинами , а не проведенням детальної сейсморозвідки і пошукового буріння в зонах, які складаються з різних типів пасток; неякісною технологією буріння, розкриття, випробування перспективних горизонтів і в завершення крихітні обсяги буріння в акваторіях української економічної зони. У той же час необхідно відзначити, що потенційні ресурси вуглеводнів на суходолі складають лише приблизно 15 % від потенційних ресурсів Південного регіону, а близько 85 % припадає на морські акваторії. Нерозвідані ресурси Азово-Чорноморської акваторії значною мірою міститься в пластах-колекторах на технічно доступних для буріння глибинах (3-5 км).

Освоєння ВВ ресурсів акваторії має важливе значення для Української держави і для стабілізації нафтогазопостачання її південних регіонів зокрема. Це відображено в Національній програмі "Нафта і газ України до 2010 р." [48]. На протязі кількох років дисертантом разом з колективом провідних вчених і фахівців була підготовлена узагальнююча наукова праця під загальною назвою "Нафтогазоносний потенціал акваторії Чорного і Азовського морів", складовою частиною якої був окремий том "Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря" [47].

Проте, необхідно було зосередити в найближчі роки зусилля на

найперспективніших об'єктах на нафту і газ. Враховуючи цей факт, на виконання доручень Президента і Кабінету Міністрів України, Колегія Держнафтогазпрому прийняла рішення про розробку програми "Освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів", у розробці та науковому обгрунтуванні якої також приймав участь здобувач.

В останні роки здійснені рішучі дії з оцінки промислової нафтогазоносності акваторій Чорного і Азовського морів, переоцінки їх нафтогазового потенціалу і з перетворення цього регіону в один з найбільших нафтогазодобувних в Україні, в яких безпосередньо активну участь приймає дисертант, працюючи на посаді головного геолога ДАТ "Чорноморнафтогаз".

За увесь період освоєння ресурсів морських акваторій України відкрито до 2004 року 14 родовищ ВВ, у тому числі 11 газових і 3 газоконденсатних, з початковими розвіданими запасами природного газу – 64,6 млрд. куб. м. і конденсату (видобувними) – 1,5 млн. т. З 14 родовищ – 8 (6 газових і 2 газоконденсатних) розташовані на північно-західному шельфі Чорного моря (Архангельське, Голіцинське, Кримське, Одеське, Південноголіцинське, Безіменне, Шмідтівське, Штормове). Стан видобутку ВВ на 01.01.2005 р. на північно-західному шельфі Чорного моря ілюструється таблицею 1.1.

Підвищений геологічний інтерес до нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря пов'язаний з тим, що найбільші локальні підняття у відкладах палеоцену і вищезалягаючих комплексах уже опошуковані, а також з тим, що нижньокрейдові відклади за даними УкрДГРІ містять 238,0 млн. т умовного палива (31,6 % від усіх ресурсів).

За даними О.Т. Богаєць, В.В. Глушка, Б.І. Денеги та ін. [72]; М.І. Євдощука [15] нижньокрейдові відклади розглядаються як один з основних об'єктів пошуків покладів ВВ у межах півдня України і прилеглих акваторій, оскільки їх продуктивність вже доведена бурінням у Рівнинному Криму і північно-західному Передкавказзі.

Таблиця 1.1.

Обсяги видобутку газу і газового конденсату по родовищах північно-західного шельфу Чорного моря станом на 01.01.05 р.

№ п/п	Назва родовища	Початкові запаси (кат C_1)	Видобуток на 1.01.05 р.	Відсоток відбору запасів
1.	Голіцинське			
	газ (млн.м^3)	11896	8582	72,2
	конденсат (тис.т)	330	218	66,3
2.	Штормове			
	газ (млн.м^3)	20661	6082	29,5
	конденсат (тис.т)	1457	645	44,3
3.	Архангельське			
	газ (млн.м^3)	5363	366	6,8
	Усього			
	газ (млн.м^3)	**38010**	**15030**	**39,5**
	конденсат (тис.т)	**1787**	**863**	**48,3**

Нафтогазоносність нижньокрейдових утворень встановлена на трьох дрібних родовищах північного Криму: нафтовому Октябрському та газоконденсатних Західнооктябрському і Тетянівському. Значні нафтогазопрояви спостерігалися на Північносеребрянській, Серебрянській, Борисівській та інших площах.

Проте, до 1994 р. відклади нижньої крейди в районі північно-західного шельфу Чорного моря були вивчені недостатньо в зв'язку з тим, що сейсморозвідувальні дослідження не давали достовірної інформації про їх геологічну будову [41]. Відбиття від сейсмічних границь нижньої частини розрізу прослідковується на часових розрізах із значними переривами, а їх кореляція часто неоднозначна [84, 85]. Назагал технологія робіт була налаштована на картування верхньої частини розрізу (неоген, палеоцен, частково верхня крейда).

За результатами буріння і випробування пошукових свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря встановлена промислова газоносність відкладів неогену, майкопу, еоцену, палеоцену, верхньої крейди [2], а

перспективні породи нижньої крейди вивчені фрагментарно через те, що свердловини розкрили їх в неоптимальних умовах, або ці відклади були зовсім відсутні.

При оцінці перспектив нафтогазоносності північно-західного шельфу Чорного моря слід взяти до уваги і результати робіт, що виконані на сусідньому з Україною румунському шельфі Чорного моря. Сейсморозвідувальні роботи тут розпочались у 1965 р. і на сьогоднішній день сумарна довжина відпрацьованих профілів складає близько 80 тис. погонних кілометрів. З цього обсягу приблизно 29 тис. пог. км становлять профілі, виконані за методикою тривимірної сейсміки (3Д) з метою прогнозу скупчень вуглеводнів на локальних підняттях. Перша глибока свердловина (1-Овідіу) на румунському шельфі закладена в 1976 р. Розвідувальне буріння проводилось на 19 з 27 виявлених структур. Всього на румунському шельфі пробурено 68 розвідувальних свердловин. Принагідно відмітимо, що це рівно стільки ж свердловин, скільки пробурено в українському секторі шельфу Чорного моря, проте площа румунського шельфу значна менша (24,4 тис. км^2). Вивченість румунського шельфу розвідувальними свердловинами становить 0,4 тис. км^2/св. Цей показник більше, ніж у 4 рази перевищує аналогічний для українського сектора акваторій Чорного і Азовського морів. Перше нафтове родовище (Східна Лебада) було відкрите в 1979 р., після чого виявлені ще 2 нафтові родовища (Західна Лебада та Сіноє). Нафтові покладки усіх трьох родовищ пов'язані з нижньокрейдовими пісковиками. Сумарні початкові видобувні запаси нафти румунських родовищ складають, за приблизними оцінками, до 20 млн. т. Розробка альбських відкладів родовища Східна Лебада розпочалась у 1987 році і до 2004 року вже було видобуто понад 60 % його видобувних запасів. У 1993 р. розпочато розробку родовища Західна Лебада. Початковий дебіт свердловини досягав 150 т/добу.

Після 1995 р. у зв'язку з виконанням на українському секторі північно-західного шельфу Чорного моря регіональних, пошукових і детальних сейсморозвідувальних робіт на новому методичному рівні з використанням сучасних систем обробки отриманої інформації та їх інтерпретації, а також

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ НАУКОВО-ТЕХНІЧНА БІБЛІОТЕКА ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
268

сейсмостратиграфічних, літолого-фаціальних, геохімічних, гідрогеологічних та інших досліджень стало можливим вперше більш достовірно уточнити особливості геологічної будови порід нижньої крейди та перспективи їх нафтогазоносності. Останнє і стало предметом досліджень даної дисертаційної роботи.

Результати досліджень з геологічної будови нижньокрейдових відкладів, обрання пріоритетних напрямів пошуково-розвідувальних робіт і виділення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на основі рейтингової оцінки, знайшли своє відображення в численних публікаціях дисертанта [6, 41, 42, 43, 58, 60, 68, 77 та ін.].

Висновки:

1. Породи нижньої крейди північно-західного шельфу Чорного моря вивчені фрагментарно і з невисокою достовірністю, що унеможливлювало цілеспрямовано проводити в них пошуки покладів нафти і газу.

2. Якість геофізичних (сейсмічних) досліджень у старих модифікаціях не могла бути гарантованою базою для обгрунтування нафтогазопошукових робіт у нижніх частинах осадового чохла, в тому числі і нижньокрейдових відкладах.

3. Лише на підставі комплексу сучасних сейсморозвідувальних, сеисмостратиграфічних, літолого-фаціальних, геохімічних, гідрогеологічних та інших досліджень можна більш впевнено уточнити геологічну будову нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря та перспектив їх нафтогазоносності.

РОЗДІЛ 2
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. [1], Балавадзе Б.К. [22, 89], Богаєць О.Т. [10, 72], Бойчук Г.В. [52, 73], Бондаренко В.Г. [66], Бондарчук Г.К. [10, 26, 54, 76, 111], Бялюк Б.О. [47], Гарецький Р.Г. [88], Гаркаленко І.О. [86, 89], Герасимов М.Є. [11, 54, 110, 111], Гладун В.В. [58, 79], Глушко В.В. [72, 88], Гнідець В.П. [12, 53], Гожик П.Ф. [38, 45], Денега Б.І. [2, 72, 97], Довжок Є.М. [47, 48], Доленко Г.Н. [49], Дякович П.І. [39, 95], Захарчук С.М. [2, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 39], Євдощук М.І. [15, 50, 51, 79, 84, 93], Єсипович С.М. [14, 23], Казанцев Ю.В. [24], Карпенко І.В. [25, 33, 75], Клочко В.П. [28, 47, 48, 50, 51, 58, 60, 90], Колодій В.В. [30, 31], Колодій І.В. [30, 31, 32], Коморний А.Ф. [33, 34, 75], Краснощок А.Я. [36, 59 81], Краюшкін В.О. [7, 60, 79, 86], Крупський Б.Л. [47, 58, 68, 75, 107], Ладиженський Ю.М. [28, 37], Лукін О.Ю. [40], Маєвський Б.Й. [36, 42, 43, 74, 108], Мороз С.А. [45], Муратов М.В. [46], Окуловський С.М. [47, 56, 78], Орлов О.О. [57], Павлюк М.І. [5, 10, 26, 49, 62, 63, 64, 65], Палінський Р.В. [67], Плахотний Л.Г. [26, 66, 67, 92], Полухтович Б.М. [6, 18, 20, 21, 39, 69, 70, 71, 84], Порфір'єв В.Б. [7, 86], Пустильніков М.Р. [86], Савчак О.З. [65, 80], Самарська О.В. [69], Самсонов А.І. [59, 81], Самсонов В.Й. [23, 36, 94], Сеньковський Ю.М. [53], Скорик А.М. [26, 66, 82], Соллогуб В.Б. [83, 86], Старостенко В.І. [85], Ступка О.С. [87], Федишин В.О. [2, 19, 44, 97], Чебаненко І.І. [47, 60, 78, 79, 90, 93, 99, 100, 101, 102], Чекунов А.В. [83, 86, 103], Шпак П.Ф. [21, 47, 48, 60, 78, 104, 105, 106, 107], Юдін В.В. [109, 110, 111] та ін.

Здобувачем досліджені опубліковані праці фахівців з геологічної будови і

нафтогазоносності відкладів нижньої крейди незалежно від їх поглядів на походження нафти і газу, від поділу на прихильників чи противників плитової тектоніки, чи геосинклінальної теорії тощо.

2.1. Літолого-стратиграфічна характеристика осадового чохла

Основою (фундаментом) осадового чохла північно-західного шельфу Чорного моря в українському секторі слугують різні кристалічні, метаморфічні, дислоковані породи (рис. 2.1).

Під поняттям "фундамент" ми розуміємо будь-які консолідовані (дислоковані, метаморфізовані, інтрудовані) утворення, які сформувались внаслідок доальпійських геосинклінальних циклів розвитку і які перекриті осадовим чохлом.

До фундаменту в даному регіоні віднесені:

- в межах Східноєвропейської платформи (СЄП) – дорифейський кристалічний субстрат;
- в складі Скіфської плити (СП) – байкальські, палеозойські і тріасові (частково нижньоюрські) утворення.

Терміни "кристалічний цоколь (субстрат)", "складчаста основа", "складчасті товщі", відзеркалюють лише різні ступені перетворень структурних поверхів.

До тріасового фундаменту включені вулканогенно-теригенні товщі Західного Передкавказзя і Азовського моря, таврійська серія Криму і північно-західного шельфу Чорного моря.

Докембрійський кристалічний фундамент північної частини регіону представлений геосинклінальними утвореннями архей-протерозойського віку. Складчасто-блокова структура фундаменту субмеридіонального простягання, ускладнена серією глибинних розломів.

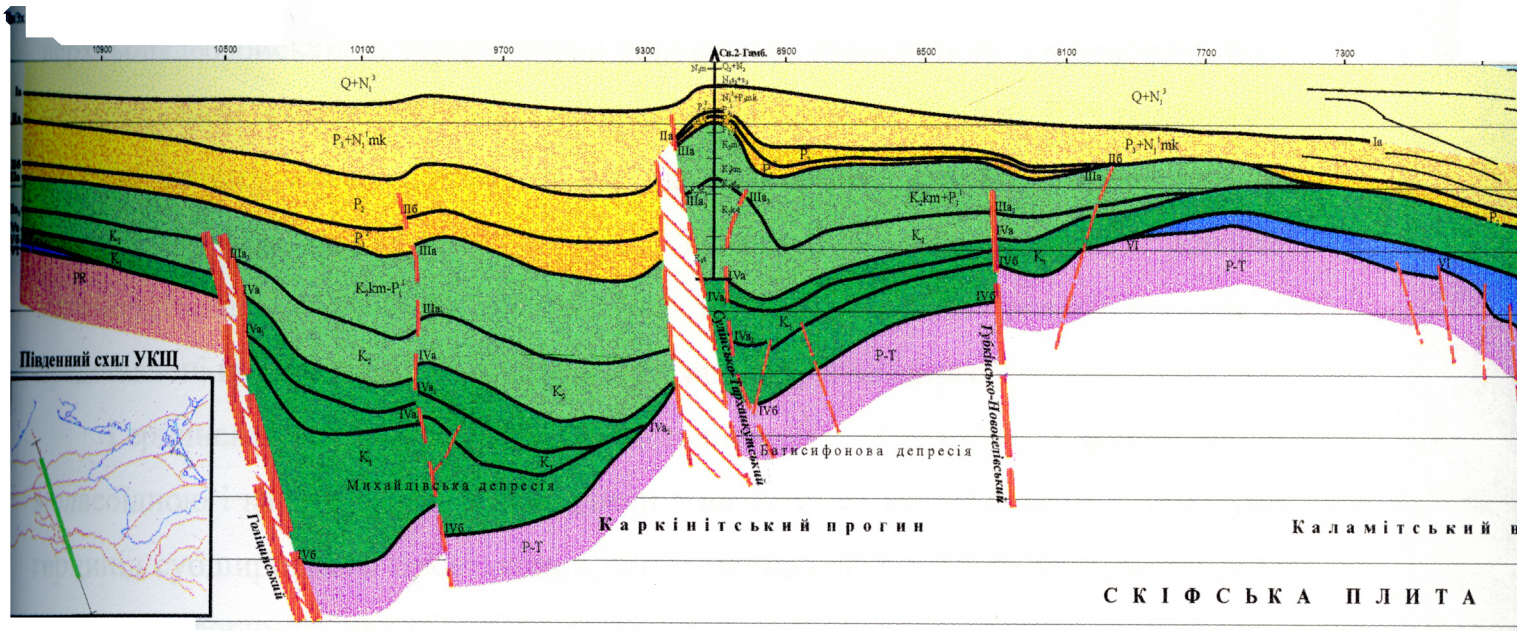
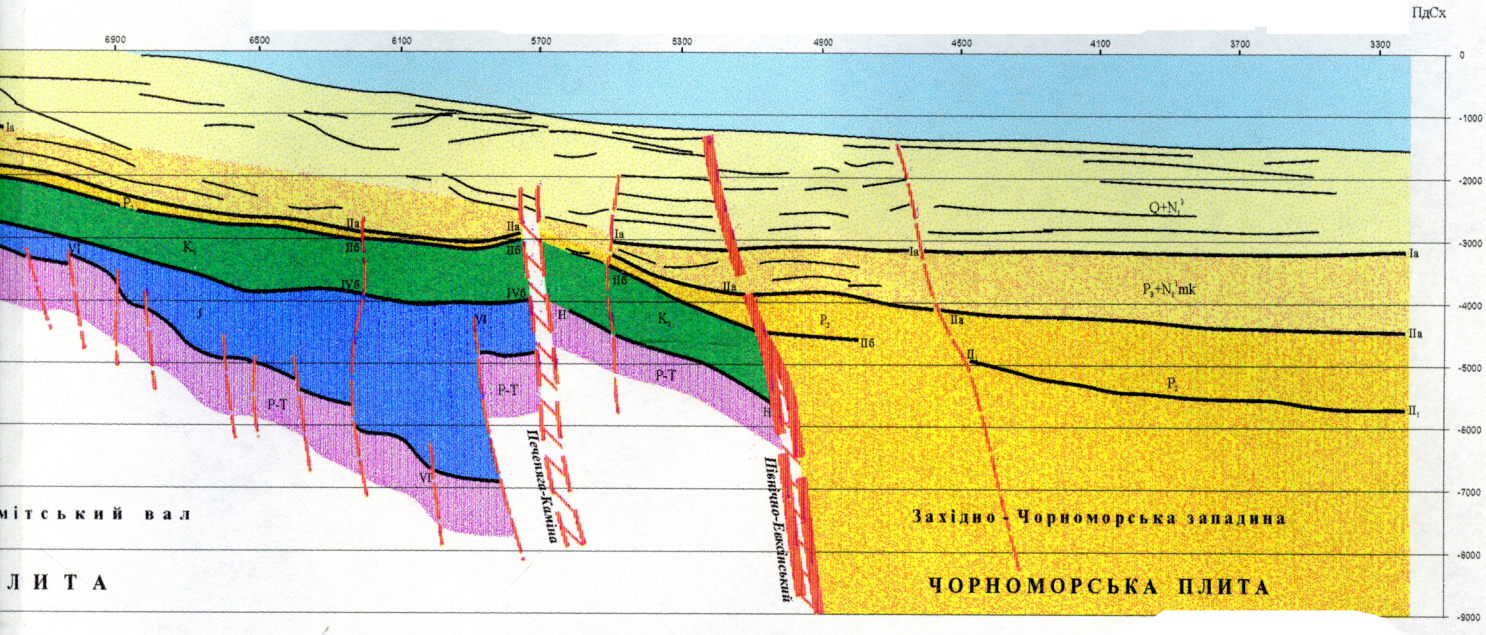


Рис. 2.1 Північно-західний шел
Геологічний розріз по лінії сейс
Склав: П.М. Мель
з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтог
2004р.

2 0 2 4 6 8 км



хідний шельф Чорного моря
о лінії сейсмопрофілю 9441
І.М. Мельничук
морнафтогаз" та компанії "Вестерн Джеофізика"
2004р.

0 2 4 6 8 км

Фундамент СП, розвинутий південніше, складений породами байкальського, герцинського і ранньокімерійського складчастих комплексів.

Байкальський комплекс розвинутий на північно-західному шельфі Чорного моря і в Криму, де представлений зеленокам'яною і гранітоїдною формаціями.

Герцинський фундамент представлений середньо- і верхньопалеозойськими теригенними товщами з інтенсивною дислокованістю і метаморфізмом. Розкритий в Передкавказзі і Рівнинному Криму. В останньому – це різні сланці, окременілі вапняки, шари діабазів, кварцові порфірити. В західному Передкавказзі – це вуглисто-серицит-глинисті сланці, метаморфізовані пісковики. Інтрузивні породи широко розповсюджені і представлені гранітоїдами (зони субширотного простягання).

Герцинський комплекс представлений аспідною, флішоїдною, моласоїдною і карбонатною формаціями з незначним магматизмом. Структури герцинід субширотного простягання, що успадковані від давнього простягання байкалід, утворюють ряд антиклінальних зон.

Складчастий фундамент характеризується високим ступенем метаморфізму і високими щільностями порід (2600–2900 кг/м^3), сильною дислокованістю і роздрібленістю [86].

Утворення тріасу-юри (нижньої і, частково, середньої) віднесені до складчастого фундаменту. Представлені вони на СП аргілітами, сланцями з окварцованими алевролітами і пісковиками. Шари нахилені до вертикального положення.

В осадовому комплексі СЄП виділені такі структурні комплекси: байкальський (верхній протерозой), каледонський (кембрій – нижній девон), герцинський (середній девон – нижній тріас), кімерійський (середній тріас – середня юра) і альпійський (верхня юра - антропоген). Осадовий чохол СП складений альпійським комплексом порід.

У районі досліджень складчасті комплекси основи осадового чохла і кристалічні породи фундаменту перекриваються платформним чохлом від

крейди і молодшими за віком товщами [9].

У складі альпійського структурно-формаційного комплексу виділяються такі 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 (рис. 2.1).

Таким чином, альпійські структурно-формаційні утворення незгідно перекривають гетерогенну складчасту основу СЄП і молодої СП, утворюючи ортоплатформний чохол. Нижня частина альпійського розрізу, починаючи з нижньої крейди до нижнього міоцену, представлена досить помірно дислокованими осадками, які розкриті майже у всіх свердловинах північно-західного шельфу Чорного моря і мають різну формаційну приналежність у північній і південній частинах западини. На південь від шовної підкидо-насувної зони зчленування давньої докембрійської платформи із СП (Голіцинський розлом) потужності крейдових відкладів досягають 2500-3000 м.

Двома незгідностями (передолігоценовою і післямайкопською) альпійський комплекс ділиться на три структурні яруси: нижній ярус (барем-альб-еоцен) представлений кременисто-вулканогенно-теригенними, карбонатними і теригенно-карбонатними утвореннями. Середній (олігоцен-нижній міоцен) – представлений переважно глинистими відкладами із шарами алевролітів, пісків і пісковиків. Верхній (верхній міоцен – антропоген), складений практично недислокованими породами різної генетичної приналежності: морськими і континентальними. Породи звичайно строкато забарвлені, швидко фаціально змінюються по розрізу і латералі; потужність їх назагал поступово зростає у бік внутрішньої частини Чорного моря.

Численними геологічними і геофізичними дослідженнями північно-західної частини Чорного моря встановлена блокова структура регіону, обумовлена розвитком меридіональних, широтних і діагональних розривних

порушень. Розміри тектонічних блоків переважно відповідають розмірам складчастих структур, у тому числі нафтогазоносних і перспективно нафтогазоносних. Блокова структура регіону простежується на великому часовому діапазоні та зумовлює загальний вигляд структурно-фаціальної зональності мезозой-кайнозойських відкладів і закономірності формування складчастих структур. Широкий розвиток розривних деформацій сприяв утворенню зон найновішої тріщинуватості, які можуть служити сприятливими колекторами порово-тріщинного типу в літолого-стратиграфічних комплексах мезо-кайнозою.

Наявність великих потужностей (понад 9 км) осадових порід у межах западини Чорного моря має важливе значення не тільки для розуміння її природи та механізму утворення, а й для оцінки потенціалу її нафтогазоносності, який, як це відомо з прикладів інших осадових басейнів світу, тим більший, чим значніша потужність осадових комплексів [4, 74]. З цих позицій басейн Чорного моря логічно стає в один ряд з іншими осадовими басейнами Альпійсько-Гімалайського складчастого поясу, такими, як басейни Ірану, Іраку, Саудівської Аравії, Азербайджану, Ставропольського краю Росії, що розміщується на схід від Чорного моря, та нафтогазоносних басейнів Румунії, Болгарії, Югославії, Австрії, Італії, що входять до складу Карпатсько-Дінарідо-Альпійського орогенного поясу.

Вже на підставі цієї загальної геотектонічної характеристики басейну Чорного моря можна стверджувати, що в його осадових комплексах мають бути захоронені значні запаси вуглеводнів.

2.2. Особливості геотектонічного розвитку

Сучасні басейни Чорного і Азовського морів, якщо їх геотектонічне положення розглядати в широкому плані, входять до складу великого Альпійського орогенного поясу. Вони є північно-східним сегментом Середземноморської рухливої зони. На півночі ці дві западини межують з

південною окраїною Східноєвропейської платформи (СЄП); на сході – з зоною Таманських купольних структур, що є західним продовженням Кавказького орогену; на півдні – з Анатолійськими складчастими структурами; на заході - зі структурами Мізійської плити та гірських споруд Добруджі.

Північно-західна частина акваторії Чорного моря являє собою тектонічну депресію (западину) Північного Причорномор'я, що виникла у пізньомайкопський час між Добруджею на заході і Кримським півостровом на сході. На півдні западина відкривається у бік обширної Чорноморської котловини, а на півночі глибоко врізається у межі СЄП платформи.

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 [52, 55]. Інші (М.В. Муратов, І.І. Чебаненко) відносять басейн Чорного моря до категорії звичайних міжгірських западин, тільки з тією різницею, що на сучасному етапі розвитку вона значно занурилася і покрилася водою [46, 99, 102]. Треті дослідники, особливо геофізики (А.В. Чекунов), як і В.Г. Бондарчук [52, 55, 83, 90, 93, 103] 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. В останні роки ця гіпотеза розриву і розповзання сіалічної кори на площі Чорного моря вже спростовується самими геофізиками, які приходять до висновку, що потужність осадових порід у цьому регіоні досягає 15 км (рис. 2.1).

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 визначну роль масштабів вертикальних тектонічних рухів у складкоутворенні пов'язані з такими дослідниками, як М.В. Муратов [46], В.В. Глушко [72, 88], П.Ф. Шпак [104, 105, 106], О.Т. Богаєць [72], І.І. Чебаненко та ін. [99, 102]. Разом з цим з'явились окремі

відомості про значний вплив горизонтальних рухів на формування локальної складчастості та генезису антиклінальних структур в осадовому чохлі Азово-Чорноморського регіону (Ю.В. Казанцев [24], В.В. Юдін і М.Є. Герасимов [11, 54, 109, 110, 111], О.С. Ступка [87], Б.М. Полухтович [2, 69], М.І. Павлюк [62, 63], С.М. Захарчук [2] та ін.).

Певна систематика щодо впливу горизонтальних тектонічних зусиль на структуру Чорноморсько-Азовського регіону наведена М.І. Павлюком [62], згідно поглядів якого на формування локальної і регіональної складчастості вирішальний вплив мали тангенціальні напруги стиску, що сприяли горизонтальним переміщенням в осадовому покриві, виникненню тут шар'яжів, насувів, ретронасувів, лістричних розривів, обернено-ступінчатої зональності. Таким чином характер складок Азово-Чорноморського регіону (АЧР) свідчить не лише про вертикальні рухи, про зміну і чергування опускань та піднять, а й про значний вплив тангенціальних напруг. Уздовж фронтальних насувів формувалися лінійні зони локальних антиклінальних складок – потенційні пастки для ВВ [64, 65, 80].

Завдяки сейсмічним дослідженням та глибокому розвідувальному бурінню в АЧР простежується пологе занурення на південь поверхні фундаменту та горизонтів осадового покриву. Структура ускладнена субширотною смугою гравітаційних мінімумів та сили тяжіння (Західнокаркінітський, Каркінітський, Сиваський, Північноазовський), до яких приурочені Каркінітсько-Північнокримський та Північноазовський прогини. У цій же смузі виявлено аномалію глибинного теплового потоку, а в низах консолідованої літосфери – потужну коро-мантійну суміш з аномально низькою сейсмічною швидкістю. Вказані ознаки дозволяють виділити тут рифт ("Половецький" за В.В. Глушком, 1975; "Одесько-Джанкойський" за В.Б. Соллогубом та ін., 1982; "Чорноморсько-Кавказький" за О.О. Орловим та ін., 1991) [63].

Для з'ясування особливостей глибинної будови земної кори і верхньої мантії Азово-Чорноморського шельфу Г.Ю. Бойком і М.І. Павлюком (1996)

проведено математичне моделювання щільності літосфери північно-західної частини шельфу Чорного моря в межах Каркінітсько-Північнокримського рифту [5]. У результаті моделювання виявлено, що в напрямку на північ різко зростає товщина літосфери АЧР і, особливо, "базальтової" верстви. Характерними особливостями літосфери шельфу Чорного моря є чітке горизонтальне розташування верств, причому в "базальтовій" верстві регіонально простежується чітка поверхня горизонтального розділу, що зумовлює її поділ на дві смуги "базальт-I" і "базальт-II". Цей факт та виявлення у верхах літосфери похилих границь між блоками з різними значеннями щільності свідчить про вплив не лише вертикальних, а й горизонтальних тектонічних зусиль в еволюції структури літосфери.

В історії геологічного розвитку акваторій Чорного і Азовського морів беруть участь доальпійські структурно-формаційні комплекси (архей-протерозойський, байкальський, герцинський, кімерійський) та альпійський (осадовий), який починається з відкладів нижньої крейди, а в окремих ділянках – з юрських та тріасових. Сучасна будова осадового чохла акваторій Чорного та Азовського морів сформувалась шляхом накладання субширотної тектонічної зональності, яка переважала в пізньокрейдовий-неогеновий час, на складнопобудований структурний план ранньокрейдового етапу, що відображав будову поверхні фундаменту.

Локальні підняття альпійського структурного комплексу Чорного та Азовського морів морфологічно являють собою брахіантикліналі, зрідка куполоподібні складки. Зустрічаються поодинокі видовжені антикліналі типу Голіцинської, Ювілейної, Севастопольської, Олімпійської, Ударної, Обручева тощо. Підняття часто ускладнені скидами, іноді підкидами, із скороченими потужностями літолого-стратиграфічних комплексів, особливо нижньої крейди, у склепіннях, що свідчить про їх тривалий конседиментаційний розвиток. Судячи з матеріалів сейсморозвідки, більшість виявлених на акваторіях структур почали формуватись не пізніше пізньокрейдової епохи, і їх ріст продовжувався майже до міоцену.

На початку ранньокрейдової епохи значна частина акваторій являла собою сушу, на якій виділялись окремі депресійні зони, що збереглись з пізньої юри (Преддобрудзький прогин) з карбонатними та глинистими відкладами. У готеривський і ранньоаптський час акваторії опускались. В альбському віці опускання збільшились. Вони супроводжувались складко- та розривоутвореннями.

У ранньокрейдовий час утворилась низка структурних елементів субширотного, північно-східного та північно-західного напрямків (найбільший – Каркінітсько-Північнокримський). У турон-коньякський час розпочалось інтенсивне прогинання північно-західного шельфу Чорного моря. Максимальне прогинання на акваторії Чорного моря відбулось в районі Рівнинного Криму до Одеського розлому. На південь від субширотного Каркінітсько-Північнокримського прогину утворилось Каламітське підняття. В Азовському морі розвивався Азовський вал. На Керченському п-ві розмістилась центрикліналь геосинклінального прогину.

У сантон-кампані збереглась обстановка і характер седиментації. В цілому турон-маастрихтські відклади тісно пов'язані і складають єдиний комплекс циклу карбонатного осадконагромадження.

Палеоценова та еоценова епохи характеризуються деяким загальним підняттям і формуванням позитивних структур.

В олігоцені-ранньому міоцені відбулись істотні зміни. Посилилось прогинання переважної частини території регіону і домінуючою стала субширотна зональність. Формується Індоло-Кубанський прогин. У межах Азовського валу складки вверх по розрізу виположуються (до втрати контуру в неогенових відкладах).

У прикерченському шельфі Чорного і в південній акваторії Азовського моря зустрічаються складки, у формуванні яких в олігоцен-міоцені провідна роль належить глиняному діапіризму. Голіцинське підняття існувало ще в ранньокрейдову епоху, росло аж до четвертинного періоду, що підтверджує конседиментаційний ріст. Прискореними утворенням структур

характеризувались: альбський, кампанський, маастрихський віки, пізній еоцен, олігоцен.

Акваторії Чорного і Азовського морів у альпійському тектоорогенічному плані являють собою серію субпаралельних піднять і прогинів, набір, послідовність і швидкість накопичення формацій альпійського структурного поверху яких відповідають міогеосинклінальним комплексам, і розділені передолігоценовою і ранньонеогеновою незгідностями на 3 частини, що відповідають трьом стадіям геосинклінального розвитку. Для нижнього ярусу характерні складні плікативні дислокації, для середнього – більш прості форми, верхнього – відзначено лише покоробленість.

2.3. Структурно-тектонічне районування

Узагальнення нових геолого-геофізичних досліджень і матеріалів глибокого буріння північно-західного шельфу Чорного моря разом з аналізом попередніх робіт дозволили здобувачеві разлм з О.Т. Москальським (2004) уточнити структурно-тектонічне районування регіону досліджень.

У структурі осадового чохла Азово-Чорноморського регіону в межах СЄП (рис. 2.2) виділяються Південноукраїнська монокліналь, Криловський прогин, Кілійсько-Зміїна зона піднять, Чінгульська сідловина і Північноазовський прогин; на Скіфській плиті – Каркінітсько-Північнокримський прогин, Центральноазовське підняття і Каламітсько-Центрально-Кримська зона піднять, Нижньогірська сідловина, Крайова ступінь і Індоло-Кубанський прогин. Південніше Скіфської плити виділяються мегантиклінорій Гірського Криму, Керченсько-Таманський міжперикліналь прогин, північно-західна частина мегантиклінорію Кавказу, западина Сорокіна .

ВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

менти:

ЙСЬКА ПЛИТА:

цита:

клиналь

ПЛИТА:

кий прогин:

ське мегапідняття:

прогин

а

борт

адини)

КА ПЛИТА

а:

фт

:

ина

Розломи:

1 Придунайський
2 Дністровський
3 Голіцинський
3′ Головний Азовський
4 Азовський
5 Південно-Бердянський
6 Сулінсько-Тарханкутський
7 Губкінсько-Новоселівський
8 Печеняга-Камена
9 Північно-Кримський
10 Південно-Кримський
10′ Правдинський
11 Північно-Евксинський
12 Північно-Чорноморський
13 Центрально-Чорноморський
14 Мізійський



ПЕРЕЛІК СТРУКТУР:

Південно-Українська монокліналь:
М-1 - М-6
М-7 Криловська
М-8
М-11 Алібейська
М-12, М-14
М-15 Погранична
М-16 Розломна
М-17 - М-19
М-20 З'їздівська
М-24, М-25
М-26 Якірна
М-27
М-28 Каркінітська
М-29, М-30
М-31 Молодіжна

Кілійсько-Зміїне підняття:
КЗ-1 Сейсмічна
КЗ-2 Медуза
КЗ-4
КЗ-6 Шатського
КЗ-7 Лебедина
КЗ-8 Геофізична
КЗ-9 Сундучна
КЗ-10 Зміїна
КЗ-11 Янтарна
КЗ-12
КЗ-14 Безіменна
КЗ-15

Каркінітський прогин:
КП-2 Углова
КП-4, КП-5
КП-8 Партизанська
КП-9 Кулісна
КП-13,КП-14
КП-15 Природзломна-
КП-18 Сільського
КП-21 Голіцина
КП-27
КП-29 Архангельськ
КП-30
КП-32 Прибійна
КП-33
КП-36 Центральна
КП-40 З.-Крейдяна
КП-42,КП-43
КП-46 Рифтова-1

Крайова ступінь:
КС-1 Губкіна
КС-2 Зональна
Н-7 Десантна
Н-13 Комсомольська
Н-20 Крайова
Н-22 Олімпійська

Азовський вал:
В-1 Морське-1
В-2 Морська-2
В-3 Центральна
В-4 Центральна-1
В-5 Безіменна-4
В-6 Безіменна-3
В-7 Октябрська
В-8 Південна
В-9 Електророзвідувальна
В-10 Обручева

Западина Сорокина:
ВС-1,ВС-2

Вал Шатського:
ВШ-1Ялтинська
ВШ-3Тетяєва-1
ВШ-4Тетяєва-2
ВШ-8Півн.-Чорноморська

Вал Андрусова:
ВА-3
ВА-4 Лазурна
ВА-6 Андрусова

Сх.-Чорноморська западина:
ВЧ-1
ВЧ-3-ВЧ-6

Приазовська мо
А-1 Степан
А-2 Фрунзе

Чінгульська сі
С-1 Центр
С-2 Обіточ
С-3 Обіточ
С-4 Низов

Півн.-Азовськи
П-1 Олімпі
П-2 Ударн
П-3 Білоса
П-4 Матро
П-5 Півд.-Б
П-6 Геофіз
П-7 Бар'єр

си умовного відбиваючого горизонту:

під.), км

д.), км

верхня крейдового? (а) і тріасового (б) фундаментів

підняття тріасового (а) і девонського (б) віків

виходу на поверхню морського дна тріасових (а)
ньодевонських (б) відкладів

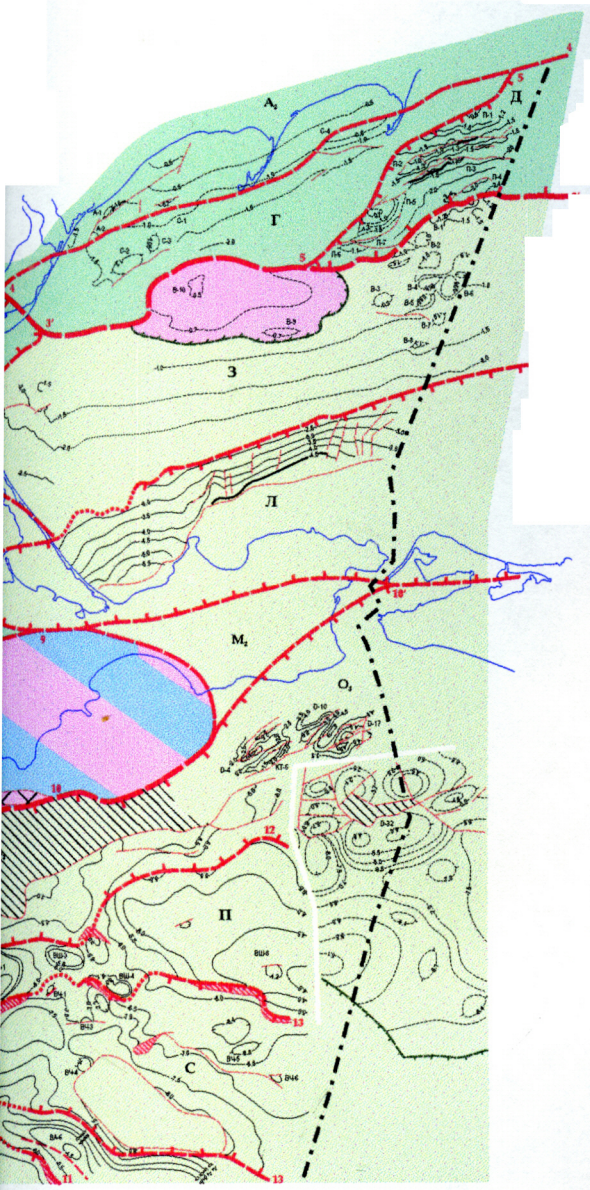
погіршення сейсмічного матеріалу

підошви осадового чохлищі:

з використання

ю-тектонічних елементів - впевнені (а), невпевнені (б)

их блоків - впевнені (а), невпевнені (б)



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Структурні елементи:

СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКА ПЛИТА:

- **А** Південний схил Українського щита:
  - A_1 Південно-Українська моноклиналь
  - A_2 Приазовська моноклиналь
- **Б** Криловський прогин
- **В** Кілійсько-Зміїне підняття:
  - B_1 Безіменний блок
  - B_2 Кілійський блок
  - B_3 Зміїний блок
- **Г** Чінгульська сідловина
- **Д** Північно-Азовський прогин

СКІФСЬКА ПЛИТА:

- **Е** Вал Губкіна
- **Ж** Каркінітсько-Північно-Кримський прогин:
  - $Ж_1$ Михайлівська западина
  - $Ж_2$ Батісіфонова западина
- **З** Азовський вал
- **І** Каламітсько-Центрально-Кримське мегапідняття:
  - I_1 Євпаторійський триасовий прогин
  - I_2 Іллічівська юрська западина
  - I_3 Крайова ступінь
  - I_4 Крайовий схил (північний борт Західно-Чорноморської западини)
- **К** Нижньогірська сідловина
- **Л** Індоло-Кубанський прогин
- **М** Гірський Крим:
  - M_1 Підняття Ломоносова
  - M_2 Керченський перекліноріл

ЧОРНОМОРСЬКА ПЛИТА

- **Н** Західно-Чорноморська западина:
  - H_1 Західно-Чорноморський рифт
- **О** Керченсько-Таманський прогин:
  - O_1 Південно-Ялтинська западина
  - O_2 Сорокинська западина
  - O_3 Прикерченська западина
- **П** Вал Шатського
- **Р** Вал Андрусова
- **С** Східно-Чорноморська западина

Розломи:

1. Придунайський
2. Дністровський
3. Голіцинський
3′ Головний Азовський
4. Азовський
5. Південно-Бердянський
6. Сулінсько-Тарханкутський
7. Губкінсько-Новоселівський
8. Печеняга-Камена
9. Північно-Кримський
10. Південно-Кримський
10′ Правдинський
11. Північно-Евксинський
12. Північно-Чорноморський
13. Центрально-Чорноморський
14. Мізійський

Порушення:

- скид
- підкид
- неопізнаної морфології

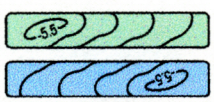
Зіяння горизонту в зоні скиду

Лінія виклинювання (налягання) горизонту

Лінія стратиграфічного зрізання

Державний кордон

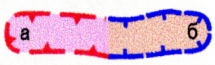
Ізогіпси умовного відбиваючого горизонту:



IV б (K_1 під.), км

VI (J під.), км

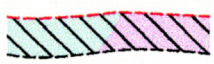
Н, поверхня крейдового? (а) і тріасового (б) фундаментів



Палеопідняття тріасового (а) і девонського (б) віків

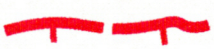


Зона виходу на поверхню морського дна тріасових (а) і нижньодевонських (б) відкладів



Зона погіршення сейсмічного матеріалу

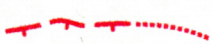
Границі:



плит



структурно-тектонічних елементів - впевнені (а), невпевнені (б



тектонічних блоків - впевнені (а), невпевнені (б)

карта
оморської плит економічної зони України
кальський
компанії “Вестерн Джеофізика”

В основу структурно-тектонічного районування регіону покладено принцип, що застосовувався при районуванні нафтогазоносних басейнів (провінцій) згідно з уявленнями П.Ф.Шпака [104]. Крупні структурні елементи виділені відповідно до віку завершальної головної фази складчастості, яка фіксується за максимальною деформованістю гірських порід, що складають фундамент. За цим принципом у межах даного регіону виділяються: Східноєвропейська платформа (СЄП), завершальна складчастість якої відбулася в дорифейський час; молода Скіфська плита (СП) із завершальною складчастістю в кімерійський час, а також альпійські гірські споруди Криму та Кавказу з оточуючими їх прогинами. Інший принцип районування, який також нами використано, полягає у врахуванні структурного положення осадового чохла та його потужності, що дозволяє виділити позитивні і негативні структурні елементи. Границі між ними проведені по розломах.

Північно-західний шельф Чорного моря представлений Східноєвропейською платформою та Скіфською плитою. Перша складається тут з двох елементів: Південноукраїнської моноклінали і Переддобрудзького прогину.

Південноукраїнська монокліналь виповнена крейдовими, палеогеновими і неоген-четвертинними відкладами. У зануреній південній її частині відмічені дві депресії: Західнотендрівська і Північноголіцинська [95], в будові яких можуть брати участь (на заході) більш давні відклади осадового чохла. Буріння свердловини Прадніпровська-2 не могло дати відповіді на це питання відносно всієї зануреної частини Південноукраїнської моноклінали.

Переддобрузький прогин в даному регіоні складається з виступу Зміїного (Кілійсько-Зміїне підняття) та Нижньодністровської западини (Криловський прогин). На суші Переддобрудзький прогин складений теригенними верхньопротерозойськими і кембрійськими відкладами (до 1500 м), на яких незгідно залягають силурійсько-кам'яновугільні породи (карбонатні і алевритопіщані), потужністю до 5000 м, які частково розкриті свердловиною на острові Зміїний. З девонського комплексу одержані припливи вуглеводнів на

Саратській, Жовтоярській та Білоліській площах. Пермсько-нижньотріасовий комплекс на острові Зміїному відсутній. З різкою кутовою незгідністю мезозойсько-кайнозойські відклади залягають на палеозойських.

По південній границі виступу Зміїного проходить межа СЄП і СП. На північ від цієї межі простежені палеозойські платформні відклади (на шельфі), які є аналогом палеозойських товщ Переддобрудзького прогину (на суші). На південь, на валі Губкіна, інтервал часових розрізів МСГТ, який відповідає докрейдовим відкладам, різко відмінний від аналогічного інтервалу в розрізі Кілійсько-Зміїного підняття (виступу Зміїного) [95].

На північно-західному шельфі Чорного моря, у його північній частині в межах південного схилу Українського щита (УЩ) і Криловського грабеноподібного прогину, за даними граві-магнітних досліджень, виділяється великий субширотний палеозойський прогин, що є акваторіальним продовженням Переддобрудзького прогину. Архей-протерозойський фундамент залягає тут, імовірно, на глибинах від 1,0 до 4,0 км. Відклади крейди і кайнозою моноклінально з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на палеозойських і за геофізичними даними мають потужність від 700 до 3500 м.

Кілійсько-Зміїна зона піднять являє собою район піднятого залягання довендського фундаменту. У будові підняття беруть участь палеозойські і мезозой-кайнозойські комплекси. У склепінній частині підняття (о. Зміїний) мезозой-кайнозойські відклади відсутні. Сулинсько-Тарханкутський розлом відділяє Кілійсько-Зміїне підняття від Губкінського валу. Південний (Губкінський) блок гіпсометрично вищий від північного (Кілійсько-Зміїного). Малюнок сейсмічного запису у докрейдовому інтервалі Губкінського блоку значно складніший, що інтерпретується як наслідок більшої деформованості. Основну частину осадового чохла Кілійсько-Зміїного підняття займають палеозойські відклади, а в Губкінському блоці – неоген-антропогенові.

У межах валу Губкіна інтервал часових розрізів МСГТ, який відповідає докрейдовим відкладам, різко відрізняється від аналогічного інтервалу в

розрізах Кілійсько-Зміїного підняття (виступу Зміїного) [95]. Північніше валу Губкіна розвинуті платформні палеозойські відклади, аналогічні відкладам Переддобрудзького прогину на суші, що дозволяє віднести Кілійсько-Зміїну зону піднять до Східноєвропейської платформи. В основі платформного чохла валу Губкіна за В.Б. Соллогубом та ін. [87] залягають дислоковані комплекси тріасу-середньої юри. В основі чохла склепіння валу Губкіна залягають породи верхньої юри в занурених ділянках тріас-середньоюрського дислокованого комплексу. Як перші, так і другі перекриті відкладами неогену і антропогену (0,5-1,0 км). На південь збільшуються потужності чохла і з'являються відклади палеогену, верхньої і нижньої крейди. На сході вал Губкіна обмежений Одеським розломом з амплітудою 3-4 км.

Крайова ступінь, як і Кілійсько-Зміїна зона піднять, має широтне простягання. Межа з валом Губкіна проходить по Георгіївсько-Кримському (Губкінсько-Донузлавському) розлому. Від склепіння валу Губкіна на південь через всю Крайову ступінь відзначається відносно рівномірне занурення підошви чохла. Проте у проміжку глибин між 3 і 4 км зафіксована терасоподібна широтна зона, що дозволяє всю область вважати структурною ступінню.

На півдні Крайова ступінь обмежена Північноевксинським, а на сході – Одеським розломами. Розміщення Крайової ступені на межі з Західночорноморською западиною, що активно прогинається в кайнозої, підвищує перспективи нафтогазоносності ступені в цілому. Тут, за аналогією з нафтовим родовищем Лебада, розміщеним у румунській частині акваторії, передбачається відкриття (середніх і великих) нафтових родовищ. У межах Крайової ступені підготовлено під глибоке буріння 4 локальних структури (Зональна, Олімпійська, Крайова, Комсомольська).

На думку В.Б. Соллогуба та інших [83], дуже важливе місце в структурі північно-західного шельфу Чорного моря посідає Одесько-Джанкойський рифтогенний прогин, який охоплює (рис. 2.2) на заході – частково Нижньодністровську депресію (Криловський прогин), частково південно-східну

частину Кілійсько-Зміїного підняття (виступу Зміїного), на півночі - занурену частину Південноукраїнської моноклінали СЄП разом з Західнотендрівською і Північноголіцинською депресіями, а на півдні – Каркінітсько-Північнокримський прогин.

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 Каркінітської-Північнокримського прогину в порівнянні з північним є більш вузьким і пологим. Осадовий чохол прогину представлений крейдовими і кайнозойськими відкладами, загальна потужність яких перевищує 9 км. Характерною особливістю будови є його зміщення осі по палеогенових відкладах на північ відносно найбільш прогнутої зони по підошві крейдових відкладів. Намічається загальна закономірність будови, яка проявляється у переважаючій широтній орієнтації дрібних структурних елементів, включаючи зони локальних структур, і у орієнтації розривних порушень.

Південніше Каркінітсько-Північнокримського прогину розташоване Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття, на південь від якого по Північноевксинському розлому простежується глибоководна Західночорноморська западина. Найбільш занурена відбиваюча поверхня, за даними Д.О. Туголєсова та ін. (1985), інтерпретується як підошва ортоплатформного чохла. Максимальні відмітки досягають 15 км від поверхні моря [91]. Потужності палеоценового, майкопського, пліоценового і четвертинного комплексів у Західночорноморській западині більше, ніж у Східночорноморській.

Каламітсько-Центральнокримська зона піднять розміщена в центральній

частині Рівнинного Криму, що продовжується на південний захід у акваторію Каламітської затоки і далі на захід на північно-західний шельф Чорного моря.

На сьогодні уточнена північна границя Каламітсько-центральнокримського підняття (рис. 2.2). До нього пропонується віднести структури Сельського, Федорівську, Центральну, перспективні (прогнозні) підняття: Кефальне, Бортові, Агат, Східнофедорівське, Центральне-П, Прибрежне, Західнотарханкутське і, можливо, К-56 та Тарханкутське.

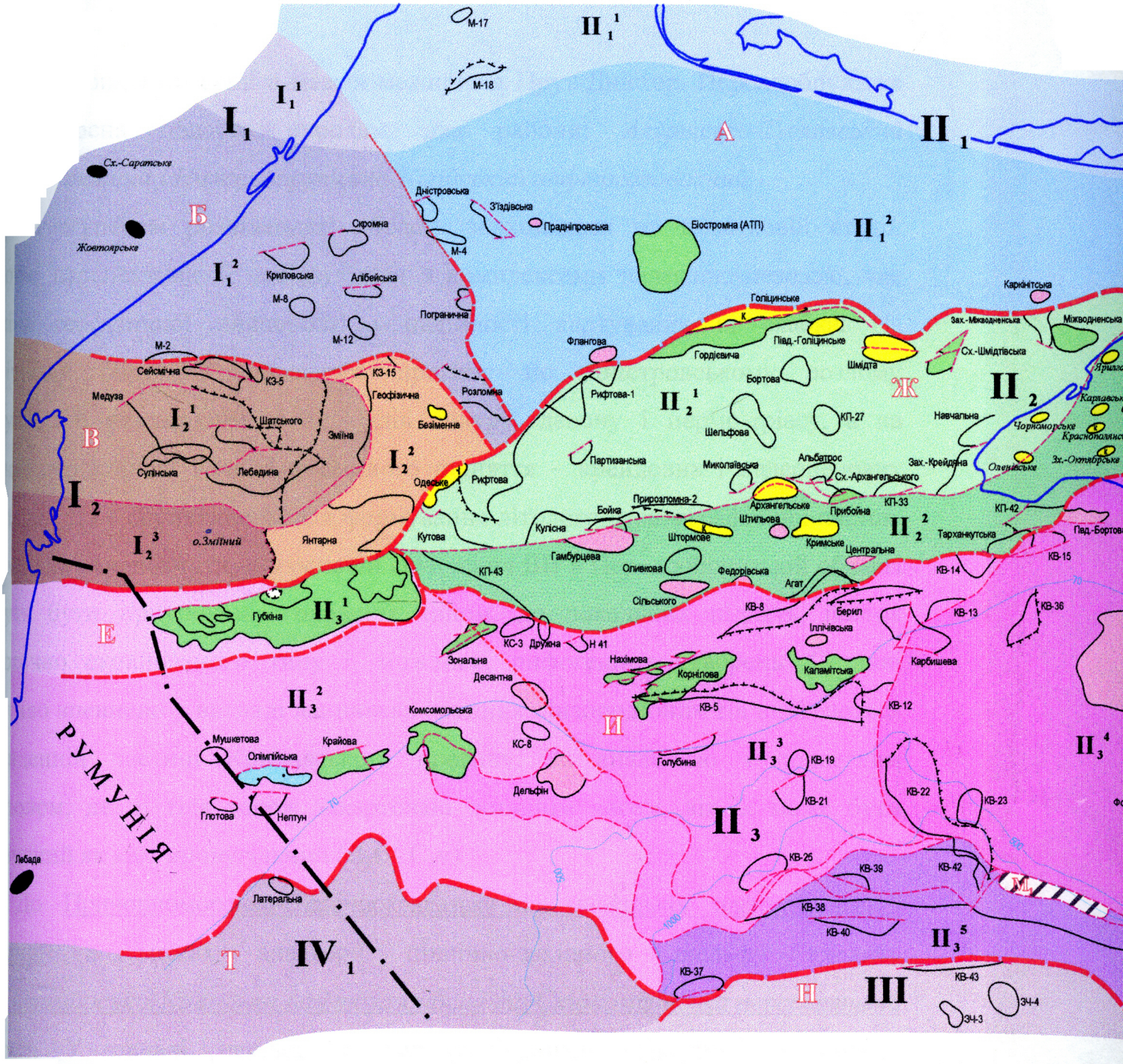
2.4. Нафтогазоносність і нафтогазогеологічне районування

до літолого-стратиграфічних комплексів, в яких встановлена промислова нафтогазоносність, в межах північно-західного шельфу Чорного моря належать: верхньокрейдовий, палеоцен-еоценовий, олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський), неогеновий та перспективний – нижньокрейдовий [2, 42, 43, 51].

Акваторія північно-західного шельфу Чорного моря з прилеглими територіями Рівнинного Криму, Північного і Західного Причорномор'я входять до складу двох нафтогазоносних провінцій: Балтійсько-Переддобрудзької та Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької (рис. 2.3).

В основу нафтогазогеологічного районування півдня і акваторій України покладені сучасна структура осадового чохла, розташування по площі і розрізу родовища вуглеводнів та фактори, які зумовили нафтогазоносність. Виходячи з цього принципу виділено нафтогазоносні провінції (НГП), нафтогазоносні області (НГО), нафтогазоносні райони (НГР) та зони нафтогазонакопичення [2].

До складу Балтійсько-Переддобрудзької нафтогазоносної провінції в межах Західного Причорномор'я входить Переддобрудзька нафтогазоносна область, яка включає два структурно-тектонічних елементи – Криловський прогин і Кілійсько-Зміїне підняття на акваторії шельфу, та Переддобрудзький



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Родовища:

- газові
- К — газоконденсатні
- нафтові
- нафто-газові

Структури:

- що перебувають у бурінні
- підготовлені
- виявлені
- пробурені з від'ємними результатами

Область невизначених перспектив

Границ

- платформ і плит
- структурно-тектоні
- умовні
- Порушення
- 100 Ізобати
- Запропонована МЗС лінія розмежування

Рис. 2.3 Карта фонду структур і нафтогазогеологічного районування північно-західного шельфу Чор
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський з використанням матеріалів
ДАТ "Чорноморнафтогаз", компанії "Вестерн Джеофізика" та інших.

2004 рік

5 0 5 10 20 км



Границі:

платформ і плит

структурно-тектонічних елементів

умовні

Порушення

Ізобати

Запропонована МЗС України
лінія розмежування

ахідного шельфу Чорного моря
ям матеріалів
" та інших.

ТЕКТОНІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ

СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКА ПЛИТА:

А Південний схил Українського щита

Б Криловський прогин

В Кілійсько-Зміїне підняття

СКІФСЬКА ПЛИТА:

Е Вал Губкіна

Ж Каркінітський прогин

И Каламітське підняття

М Гірський Крим:

$М_1$ Підняття Ломоносова

ЧОРНОМОРСЬКА ПЛИТА :

Н Західно-Чорноморська западина:

ЗАХІДНО-ЄВКСИНСЬКА ПЛИТА:

Т Нижньо-Дунайський прогин

НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ

БАЛТІЙСЬКО-ПЕРЕДДОБРУДЗЬКА НАФТОГАЗОНОСНА ПРОВІНЦІЯ:

I Переддобрудзька нафтогазоносна область:

I_1 Алуатсько-Тузловський нафтогазоносний район:

I_1^1 Придністровська зона невизначених перспектив

I_1^2 Саратсько-Криловська нафтогазоносна зона

I_2 Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район:

I_2^1 Кілійська зона прогнозованого газонакопичення

I_2^2 Безіменна зона газонакопичення

I_2^3 Зміїна зона прогнозованого газонакопичення

ПРИЧОРНОМОРСЬКА-ПІВНІЧНО-КАВКАЗЬКО-МАНГИШЛАКСЬКА ПРОВІНЦІЯ:

II Причорноморсько-Кримська газонафтоносна область:

II_1 Таврійський перспективний район:

II_1^1 Більшоклинівська зона прогнозованого газонакопичення

II_1^2 Берегова зона прогнозованого газонакопичення

II_2 Каркінітський газонафтоносний район:

II_2^1 Голіцинська газонафтоносна зона

II_2^2 Гамбурцевсько-Джанкойська газонафтоносна зона

II_3 Каламітський газонафтоносний район:

II_3^1 Губкінська зона прогнозованого газонакопичення

II_3^2 Крайова зона прогнозованого газонакопичення

II_3^3 Іллічівська зона прогнозованого газонакопичення

II_3^4 Євпаторійська зона прогнозованого газонакопичення

II_3^5 Схилова зона прогнозованого газонакопичення

II_3^6 Центрально-Кримська зона прогнозованого газонакопичення

ЧОРНОМОРСЬКА ПЕРСПЕКТИВНА ПРОВІНЦІЯ:

III Західно-Чорноморська перспективна область

ПЕРЕДКАРПАТСЬКО-БАЛКАНСЬКА НАФТОГАЗОНОСНА ПРОВІНЦІЯ:

IV Східно-Мізійська нафтогазоносна область:

IV_1 Нижньо-Дунайський газонафтоносний район

прогин на прилеглій суші в межах межиріччя Прут-Дністер. Переддобрудзька нафтогазоносна область охоплює два райони: *Алуатсько-Тузловський нафтогазоносний і Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний.*

За ступенем розвіданості область знаходиться на початковій стадії. Основні перспективи її пов'язуються з комплексами палеозою-мезозою, але ступінь геофізичної вивченості і надійності картування їх слабка. На північному борту Криловського прогину по Дністровському розлому відбувається виклинювання відкладів силуру, девону і пермо-тріасу, а на східній перикліналі Кілійсько-Зміїного підняття – крейдових і палеоценових відкладів, що є сприятливим для формування літолого-стратиграфічних пасток. Але можна передбачити, що основні скупчення ВВ в Переддобрудзькій області можуть бути приурочені, головним чином, до локальних піднять, пасток тектонічно екранованого типу і, можливо, рифогенних утворень. Останні особливо впевнено у вигляді ланцюжка крупних лінзоподібних тіл виділяються в південній частині Криловського прогину. За аналогією з прилеглим суходолом, де ці тіла також закартовані останнім часом, вік їх може бути визначений як кам'яновугільний ($C_1t - C_1v$).

До Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької нафтогазоносної провінції в межах акваторії північно-західного шельфу входить *Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна та Східномізійська перспективна області*. У складі першої за геоструктурними ознаками та зонами нафтогазонакопичення виділено нафтогазоносні райони: *Таврійський, Каркінітський, Каламітський.* Кожний з них ділиться на зони нафтогазонакопичення, що об'єднують ряд суміжних і схожих за геологічною будовою, тобто генетично пов'язаних між собою пасток структурного, літолого-стратиграфічного або рифогенного типу.

Таврійський перспективний газоносний район займає північну частину НГП і в структурно-тектонічному плані відповідає південній частині південного схилу УЩ. У процесі пошуків, що проводилися тільки в межах Більшоклинівської перспективної зони газонакопичення на суходолі, були

одержані припливи пластової води з розчиненим горючим газом з відкладів крейди-палеоцену. З цими ж відкладами пов'язані перспективи Берегової перспективної зони в акваторії північно-західного шельфу Чорного моря, де найбільший інтерес являють собою рифогенні утворення, що виділяються за результатами пошукових сейсмічних робіт у центральній частині зони. Промислова газоносність встановлена на Приазовському родовищі в неогенових відкладах. Нафтогазопрояви, а звідси і перспективи, пов'язані з палеогеновими, крейдовими, пермсько-тріасовими і докембрійськими породами. В останніх встановлена промислова газоносність на Азовському родовищі Ростовського виступу УЩ (Росія).

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 прилеглого суходолу Рівнинного Криму відкрито два нафтових і одинадцять дрібних газових і газоконденсатних родовищ. Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності району змінюється від нижньокрейдових до палеоценових відкладів. У межах Каркінітського району можна виділити дві нафтогазоносні зони: Голіцинську і Гамбурцевсько-Джанкойську.

Гамбурцевсько-Джанкойська зона газонафтонакопичення в структурному відношені відповідає південному борту Каркінітського прогину. У цій зоні на сьогоднішній день 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.

Поклади даних родовищ є, переважно, пластовими склепінними, іноді тектонічно екранованими, в карбонатних відкладах – масивними і комбінованими пластово-склепінними, літологічно екранованими у вулканічних породах нижньої крейди.

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), майкопу (Голіцинське, Південноголіцинське, Шмідтівське). Більшість покладів виявлених родовищ є пластово-склепінними, іноді тектонічно екранованими, у вапняках -масивними. Локальні підняття зони, переважно, є наскрізними по кількох перспективних комплексах. Вниз по розрізу збільшується їхня амплітуда, розміри, ступінь порушеності. У фундаменті підняттям відповідають виступи і блоки. Перспективи щодо наявності покладів газу і газоконденсату у верхніх комплексах зони майже вичерпані і пов'язуються, переважно, з комплексами крейди.

У безпосередній близькості від цієї зони на Борисівській, Бакальській, Північносеребрянській та інших площах на прилеглому суходолі одержані припливи газу з нижньокрейдових відкладів, а на Тетянівській площі в цьому ж комплексі відкрито газоконденсатне родовище. Невелике нафтове родовище Серебрянське, пов'язане з верхньокрейдовими відкладами, нині знаходиться в розробці. Потужність осадового чохла в цій зоні досягає 4500 м, при потужності нижньокрейдових відкладів 200-700 м. Геоморфологічна вираженість антиклінальних піднять тут, так як і в Михайлівській зоні газонафтонакопичення, найбільш рельєфно проявляється в нижній частині осадового чохла, тобто в крейдових відкладах, які є основним перспективним об'єктом.

З наведеного вище видно, що у Каркінітсько-Північнокримському

прогині і Південноукраїнській моноклінали виділяються перспективний нижньокрейдовий і верхньокрейдово-палеоценовий та майкопський нафтогазоносні комплекси.

Нижньокрейдовий нафтогазоносний комплекс найкраще вивчений у північно-західних районах Криму, де на території Рівнинного Криму, як вище зазначалось, відкрито три невеликих родовища із сумарними геологічними запасами 18,6 млн.т умовного палива, а також отримані різної величини припливи газу з конденсатом в окремих свердловинах на Серебрянській, Північносеребрянській і Карлівській площах. Тут нижньокрейдовий комплекс представлений переважно теригенно-глинистими відкладами, які містять кілька пачок порід-колекторів, складених пісковиками, алевролітами, туфами і туфітами.

На території північно-західного шельфу Чорного моря нижньокрейдовий комплекс вивчений слабо. Тут він розкритий окремими свердловинами на Голіцинській, Шмідтівській, Іллічівській, Карканітській, Прадніпровській та Євпаторійській площах. Проте, даний комплекс багатьма дослідниками відноситься до одного із основних об'єктів щодо пошуків нових вуглеводневих покладів. З урахуванням рифтогенної природи Каркінітсько-Північнокримського прогину та сприятливих літолого-фаціальних та термобаричних умов можна прогнозувати високі перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря.

Верхній крейдово-палеоценовий нафтогазоносний комплекс переважно карбонатний і глинисто-карбонатний. Колектори – тріщинно-порового і каверново-тріщинно-порового типу, за виключенням глинистих різновидів (покришок). Але серед вапняків верхньої крейди є тріщинуваті різновиди. На Південноукраїнській моноклінали 70 % випробуваних об'єктів – "сухі", або дали незначні припливи флюїдів (води до 1 $м^3$ і газу – 1-2 тис.$м^3$ на добу), що свідчить про розвиток проникних порід-неколекторів (псевдопокришок). У карбонатних породах верхньої крейди колектори в сеномані і турон-сантоні

характеризуються підвищеною тріщинуватістю. У кампані і маастрихті колектори зустрічаються рідше. Тут вапняки менш тріщинуваті. Породи-колектори в палеоцені приурочені до нижнього палеоцену. Це – карбонатні, зрідка піщано-алевритові відклади, з пористістю 5,6-35,8 %, проникністю (0,1-1005)·10^{-15} $м^2$ (Рівнинний Крим, Присивашшя). В інших районах карбонатні колектори тріщинно-порового типу. Підвищеними фільтраційно-ємнісними параметрами характеризуються органогенно-детритові і органогенно-пелітоморфні вапняки (Генічеськ, Північне Причорномор'я). Відкрита пористість 1,0-47,8 % (10-20 %). Міжзернова проникність вапняків низька (1·10^{-15} $м^2$). За рахунок відкритих тріщин проникність збільшується до 2180·10^{-15} $м^2$. Тріщинно-порові колектори нижнього палеоцену мають покришку з нижньоеоценових глин (20-150 м).

Майкопський нафтогазоносний комплекс у межах Каркініcько-Північнокримського прогину і Південноукраїнської моноклінали складений переважно глинами, що мають властивості порід-покришок. Пласти пісковиків, алевролітів групуються в пачки і приурочені до низів розрізу, а також до верхньокерлеутського горизонту середнього майкопу. Відкрита пористість становить 11,7-39,0 %, а проникність – (8,2-3370,1)·10^{-15} $м^2$. Поряд з піщано-алевритовими породами-колекторами зустрічаються алевритові глини. Відкрита пористість яких 4,0-35,5 %, проникність (1,4-176,5)·10^{-15} $м^2$.

Родовища вуглеводнів Каркінітсько-Північнокримського прогину пов'язані переважно зі склепінними пастками, що розташовані в Тарханкутсько-Михайлівській і Серебрянській депресіях поблизу крупних розломів і мають яскраво виражену субширотну зональність [17, 62 та ін.]. Закономірності розміщення виявлених родовищ (покладів) визначаються, крім низки інших факторів нафтидогенезу – нафтогазонакопичення, особливостями розповсюдження пасток, порід-колекторів і покришок, розривних порушень і поверхонь стратиграфічних незгідностей, – також стадійністю альпійського тектонічного циклу.

Найбільші за величиною запасів поклади газу і газоконденсату

приурочені до домінуючого нафтогазоносного палеоцен-еоценового комплексу порід. Розвиток продуктивних пасток різних типів покладів вуглеводнів у карбонатній товщі верхньої крейди, палеоцен-еоценових утворень пов'язується в першу чергу з локальними підняттями і ділянками поширення тріщинуватих або порово-стиліто-кавернозних вапняків у межах Північнокримської і Південнокаркінітської тектонічних зон. У майкопській товщі газові поклади приурочені до теригенних колекторів порового і трищинно-порового типів, які розвинуті у складі піщано-алевритових пачок у низах майкопу і переважно у карлеутському горизонті [17].

Каламітський газонафтоносний район охоплює вал Губкіна, Крайову ступінь, Каламітське та Іллічівське підняття. Нафтогазоносність району встановлена поки що тільки в нижньокрейдових відкладах західної частини Крайової ступіні на межі з Бабадагським прогином у межах румунського шельфу, де відкрито три (за іншими даними – чотири) нафтових родовища. За даними буріння на Іллічівській і Десантній площах відклади нижньої крейди мають потужність 200-400 м та представлені середнім і верхнім альбом. Відклади палеоцену в розрізі пробурених свердловин і, ймовірно, на припіднятих ділянках відсутні, а на Іллічівській структурі з розрізу випадають і еоценові породи. В південній частині Крайової ступіні у зв'язку з передпліоценовим розмивом відбувається послідовне випадання з розрізу відкладів від еоцену до верхньої і, частково, нижньої крейди при відповідному зростанні неогенових відкладів. На валу Губкіна потужність осадового чохла скорочується до 400-600 м. Умовно тут виділяються відклади юри, нижньої крейди, еоцену і неогену. В районі західного занурення мегантиклінорію Гірського Криму потужність осадового чохла змінюється від 500 до 4000 м, збільшуючись у західному напрямку. При цьому тут очікується, по-перше, більш повний розріз найбільш перспективного нижньокрейдового комплексу і, по-друге, розвиток глинистих екрануючих горизонтів потужністю до 50 м у верхньокрейдових відкладах, встановлений за даними буріння у св. № 1-Миколаївській на південно-західному узбережжі Криму.

Очікувані родовища вуглеводнів прогнозуються, переважно, в антиклінальних пастках і різних піщаних утвореннях (вали, бари, банки) акумулятивного генезису в неогенових відкладах південної частини району, а на схилах Каламітського валу і на Крайовій ступіні можливе утворення літологічних покладів, пов'язаних із зонами виклинювання окремих пачок порід-колекторів, наприклад, в нижньокрейдовій і майкопській частинах розрізу.

У складі *Східномізійської нафтогазоперспективної області* виділяється *Нижньодунайський газонафтоносний район*, розміщений більшою своєю частиною в територіальних водах Румунії. В межах економічної зони України знаходиться невелика північно-східна ділянка, з виявленими тут у відкладах неогену кількома високоамплітудними куполоподібними складками. Розріз осадового чохла складений неогеновими відкладами потужністю від 4400 до 7200 м. У зв'язку з низьким ступенем геолого-геофізичної вивченості, перспективи району залишаються невизначеними.

Західночорноморська перспективна область розміщена на південь від Каламітсько-Центральнокримського підняття, західніше мегантиклінорію Гірського Криму. Перспективи цього району не визначені. Тут терміново потрібно виконати регіональні геологорозвідувальні дослідження.

Висновки:

1. Нижня частина альпійського розрізу північно-західного шельфу Чорного моря, починаючи з відкладів нижньої крейди до нижнього міоцену, представлена досить помірно дислокованими осадками, які мають різну формаційну приналежність у північній і південній частинах западини.

2. Численними геологічними і геофізичними дослідженнями північно-західної частини Чорного моря встановлена блокова структура регіону, зумовлена розвитком меридіональних, широтних і діагональних розривних порушень.

3. Виявлені у верхах літосфери шельфу Чорного моря похилі границі між блоками з різними значеннями щільності свідчать про вплив не лише

вертикальних, а й горизонтальних тектонічних зусиль в еволюції регіону. Уздовж фронтальних насувів формувалися лінійні зони локальних антиклінальних складок, що є потенційними пастками для ВВ.

4. Уточнена північна границя Каламітсько-Центральнокримського підняття, до складу якого пропонується віднести структури Сельського, Федорівську, Центральну, а також прогнозні підняття: Кефальне, Бортові, Агат, Східнофедорівське, Центральне-II, Прибережне, Західнотарханкутське і, можливо, К-56 та Тархакутське.

5. До літолого-стратиграфічних комплексів, у яких встановлена промислова нафтогазоносність у межах північно-західного шельфу Чорного моря належать: верхньокрейдовий, палеоцен-еоценовий, олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський), неогеновий та нафтогазоперспективний – нижньокрейдовий. Найбільші за величиною запасів поклади газу і газоконденсату приурочені до палеоцен-еоценового комплексу порід.

6. Родовища вуглеводнів Каркінітсько-Північнокримського прогину пов'язані переважно зі склепінними пастками, розташованими поблизу крупних розломів і мають яскраво виражену субширотну зональність.

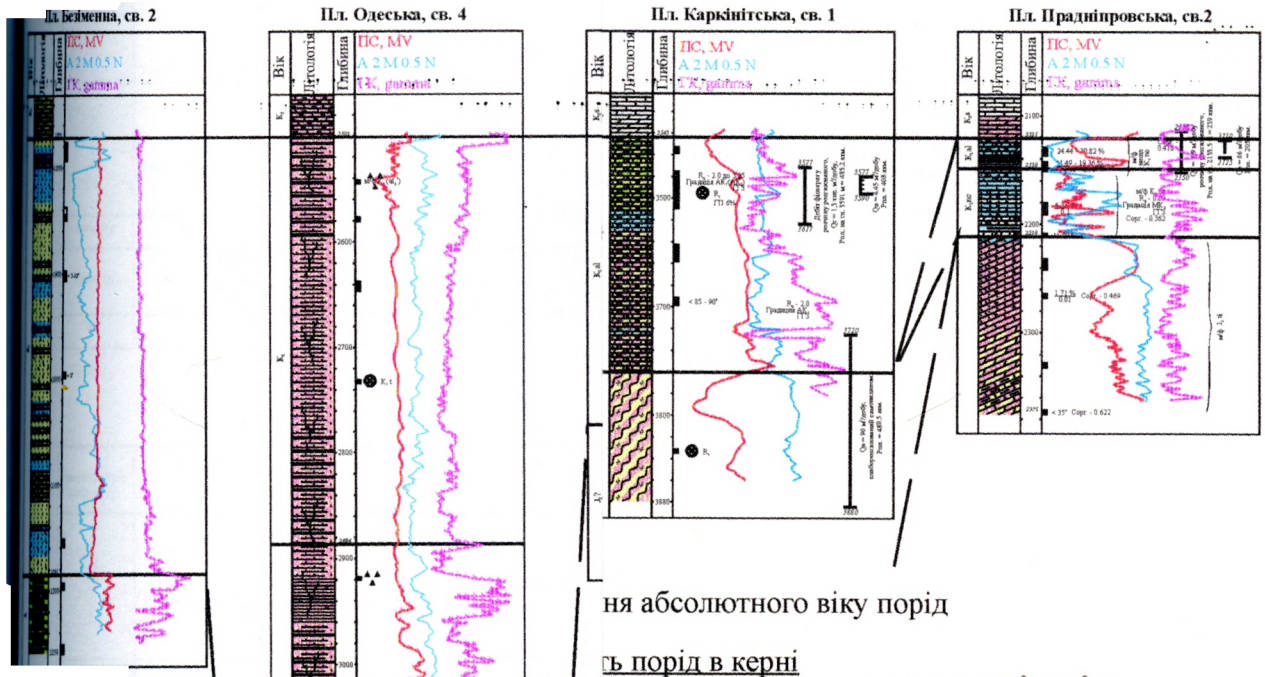
РОЗДІЛ 3
ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ФОРМУВАННЯ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Назагал відклади нижньої крейди північно-західного шельфу Чорного моря відносяться до недостатньо вивчених в зв'язку з тим, що раніше виконані сейсморозвідувальні дослідження із-за недосконалості їх технічних можливостей не давали достовірної інформації про їх геологічну будову. А базальні відклади нижньої крейди розкрито лише в п'яти свердловинах: Десантна-1, Іллічівська-2, Євпаторійська-2, Придніпровська-2 і Голіцина-2 (рис. 3.1 та 3.2). І тільки після 1994 р., у зв'язку з виконанням регіональних сейсморозвідувальних профілів, а також пошукових робіт на новому методичному рівні, з використанням сучасних систем обробки отриманої інформації та їх інтерпретації, стало можливим вперше більш достовірно вивчити особливості їх геологічної будови (рис. 3.3-3.6).

З врахуванням сучасних геолого-геофізичних матеріалів нами побудовано структурні карти підошви і покрівлі слабодислокованих нижньокрейдових відкладів (рис. 3.7 і 3.8).

Сейсмостратиграфічний аналіз разом з матеріалами з літології, петрографії та мінералогії дозволив нам з'ясувати основні риси осадконагромадження нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря і визначити регіональний характер розповсюдження сейсмофацій (літофацій).

Використання карти товщин нижньокрейдового комплексу дозволило в загальних рисах відмітити області розповсюдження виділених літофацій (рис. 3.9 і 3.10). Тому границі літофаціальних зон досить умовні, а прогнозні карти літофацій носять схематичний характер і постійно будуть уточнюватися після отримання нової геологічної інформації за результатами буріння.



ня абсолютного віку порід

ть порід в керні
сть порід на поверхні (1.01 * 10^{-3}мкм^2) /
их умовах (0.15 * 10^{-3}мкм^2)

аткової органічної речовини в % на породу

и визначення термокатагенетичної зміни порід
ючою здатністю вітриніту з визначенням
атагенеза РОР

и:

ання випробовувачем пластів

ання у відкритому стволі

ції об'єкту випробування

и розрізу, що відносяться за ГДС і складом порід:

орів

шок

покришок

ованих покришок

ованих псевдопокришок

колектори по ГДС:

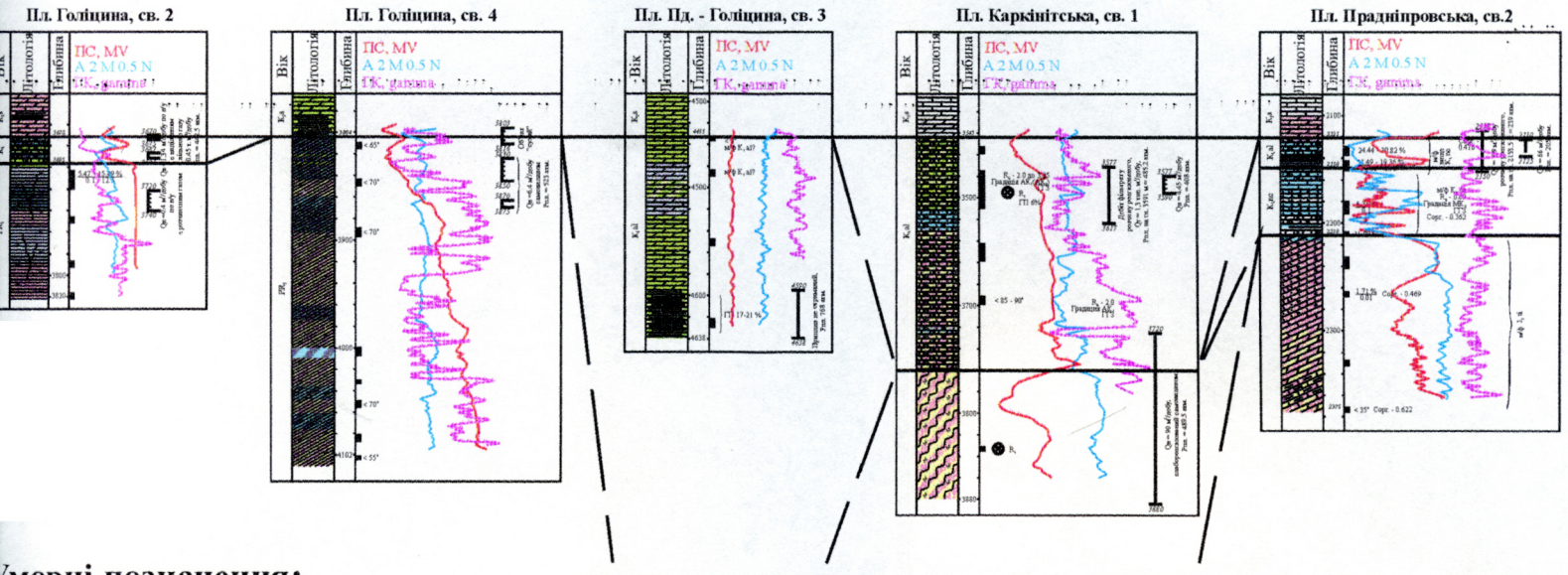
насичені

ені

еного насичення

тивні

Рис. 3.1 Схема кореляції нижньокре
північно-західного шельфу Чор
Безіменна - 2; Одеська - 4, 2; Ф
Каркінітська - 1; Пр
Склав: П.М. М
з використанням матеріалів Д
2004



Умовні позначення:

Вапняк

Вапняк глинистий

Мергель

Мергель глинистий

Піски и пісковики

Алевроліти

Глини

Андезитові и діабазові порфірити

Туфи

Сланці хлоритово-слюдисті

Гнейси пігматитові

Метаморфізовані породи

Тріщинуваті породи

Зони дроблення

⊗ Визначення абсолютного віку порід

5.47 - 15.99 % / 0.1 - 12.5 — Пористість порід в керні
Проникність порід на поверхні ($1.01 * 10^{-3}$мкм^2) /
в пластових умовах ($0.15 * 10^{-3}$мкм^2)

Сорг. - 0.362 — Вміст початкової органічної речовини в % на породу

R_0 - 2.0
Градация АК
ГГЗ — Результати визначення термокатагенетичної зміни порід за відбиваючою здатністю вітриніту з визначенням градації катагенеза РОР

Інтервали:

Випробування випробовувачем пластів

Випробування у відкритому стволі

Перфорації об'єкту випробування

Інтервали розрізу, що відносяться за ГДС і складом порід:

до колекторів

до покришок

до псевдопокришок

до розшарованих покришок

до розшарованих псевдопокришок

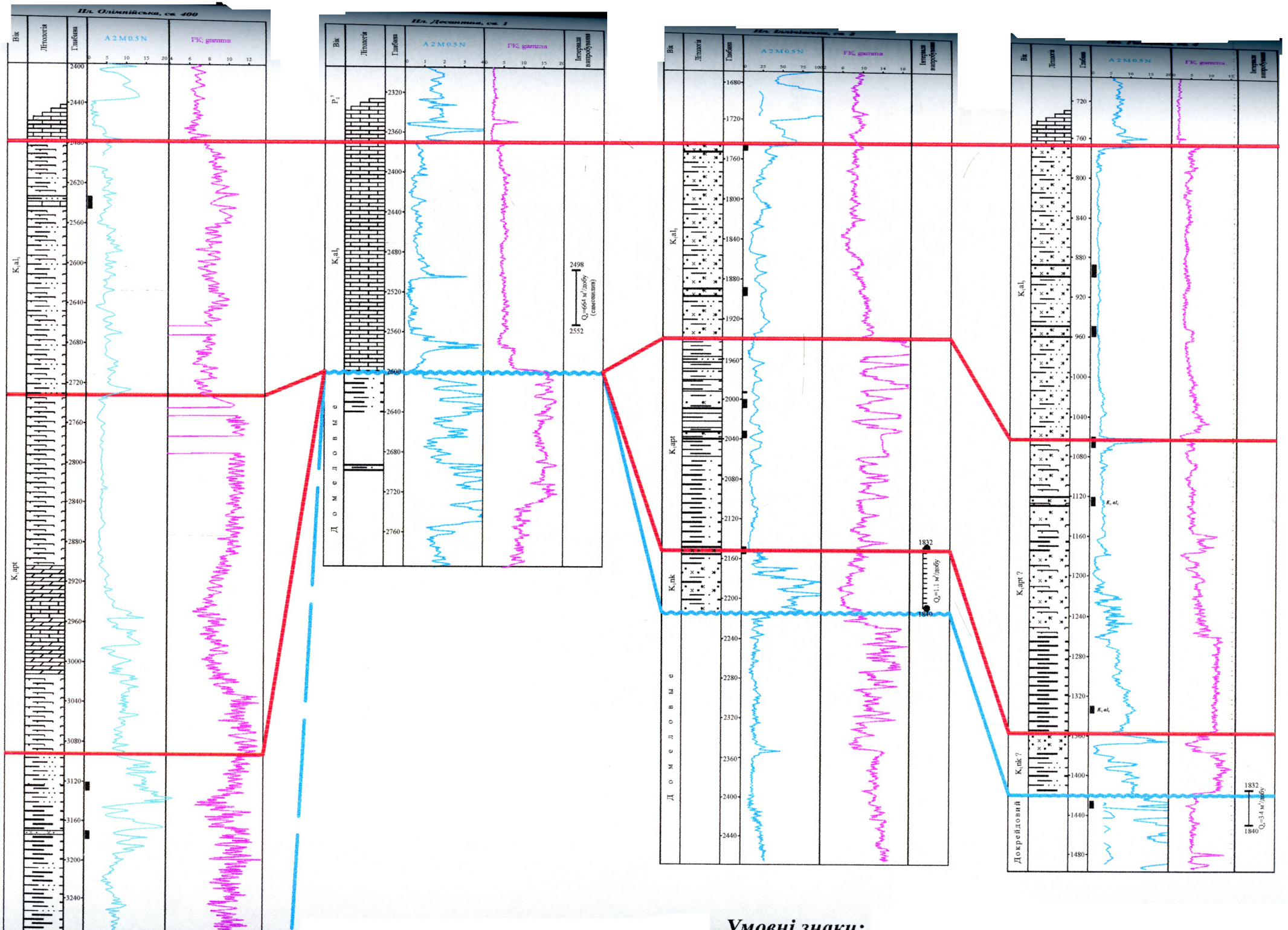
Пласти-колектори по ГДС:

Нафтогазонасичені

Водонасичені

Невизначеного насичення

Непродуктивні



Умовні знаки:

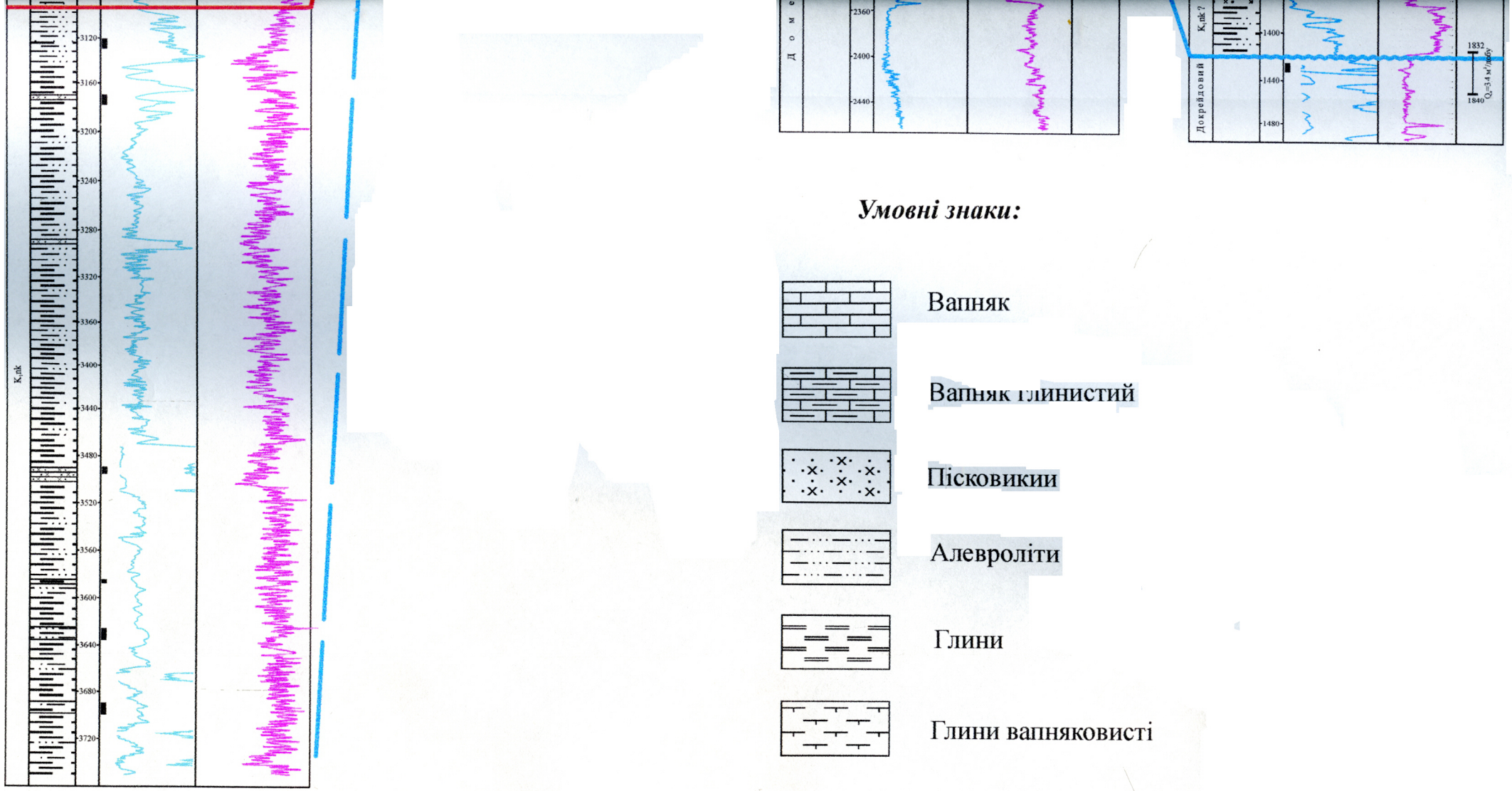


Рис. 3.2 Схема кореляції нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря по свердловинах:
Олімпійська - 400; Десантна - 1; Іллічівська - 2; Південнобортова - 2.
Склав: П.М. Мельничук з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз" 2004р.

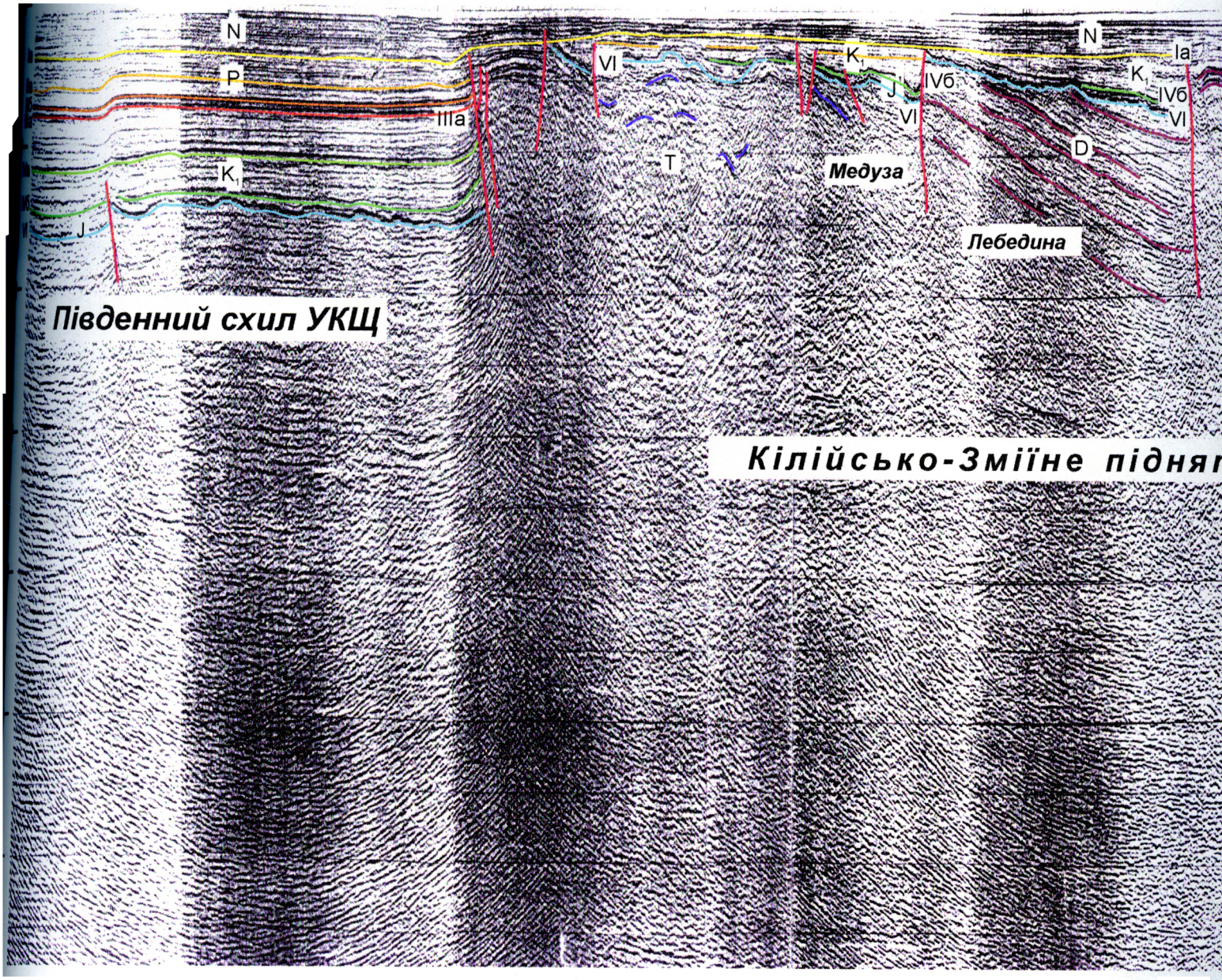
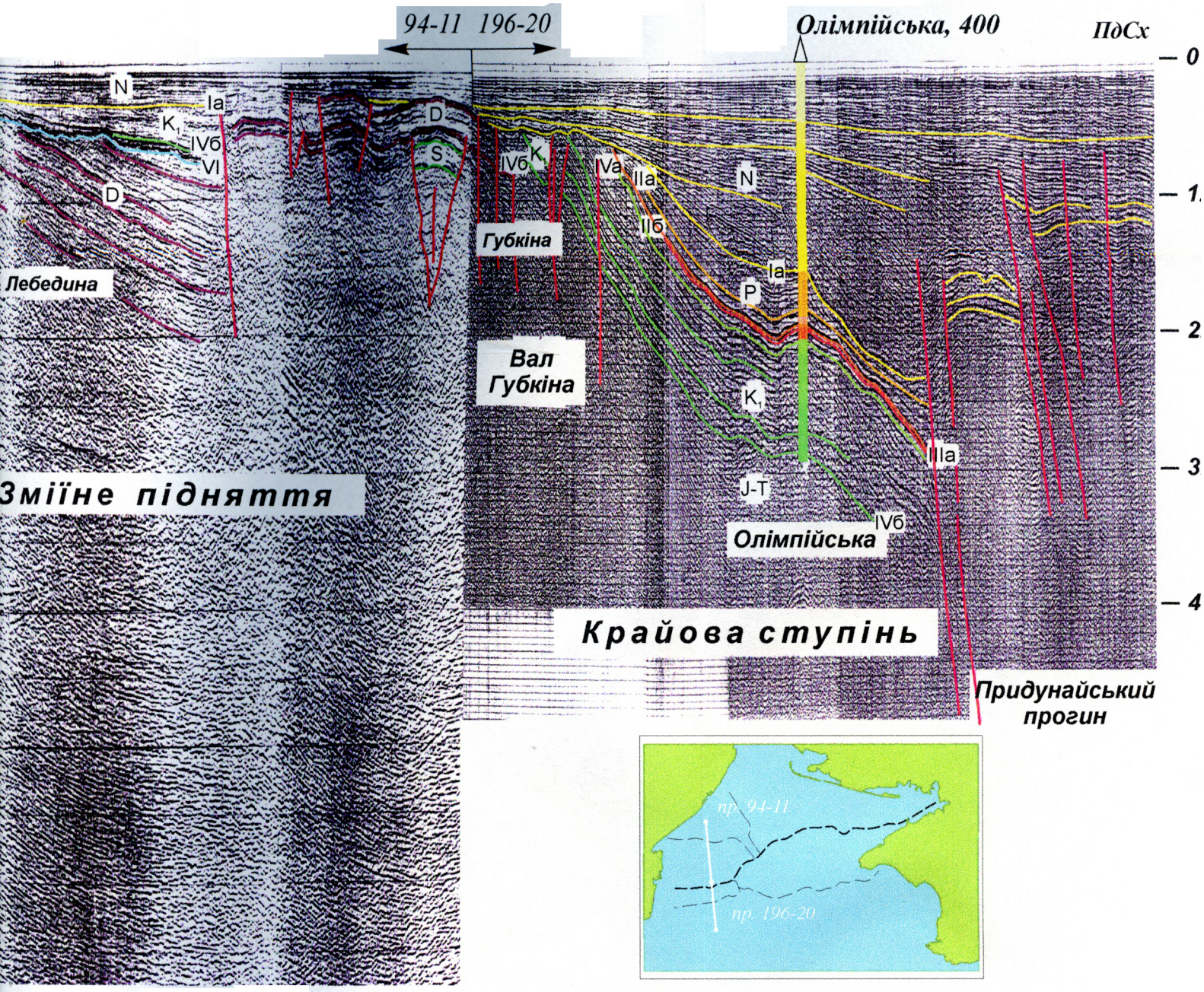


Рис. 3.3 Часовий розріз профілів 94-11 - 196-20 північно-за
Склав: П.М. Мельничук (2004р.) з використанням матеріалів



11 - 196-20 північно-західного шельфу Чорного моря
користанням матеріалів компанії "Вестерн Джеофізика"

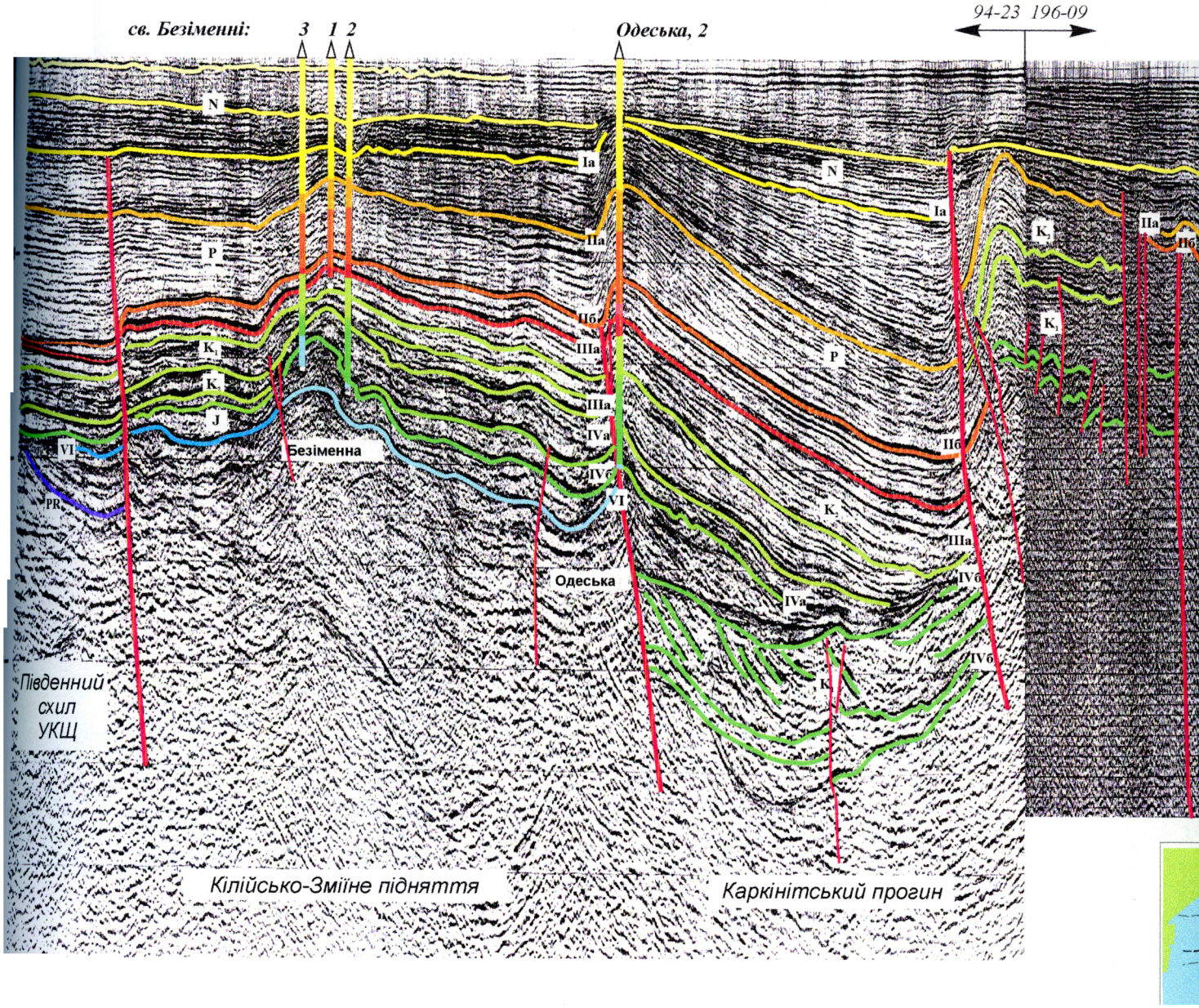
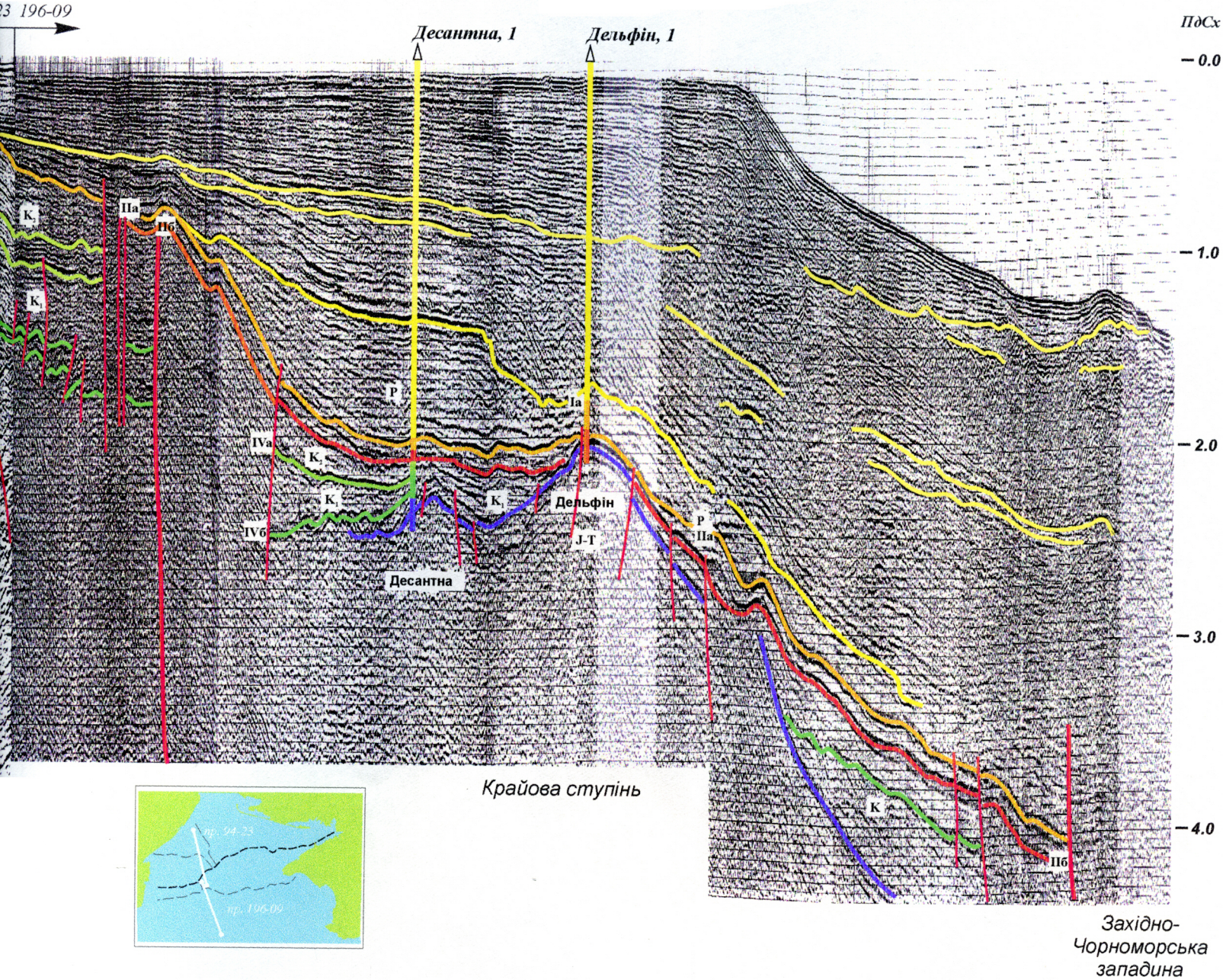


Рис 3.4 Часовий розріз профілів 94-23 - 196-09 північно-
Склав: П.М. Мельничук з використанням матеріалів ко
2004р.



96-09 північно-західного шельфу Чорного моря
ом матеріалів компанії "Вестерн Джеофізика"
2004р.

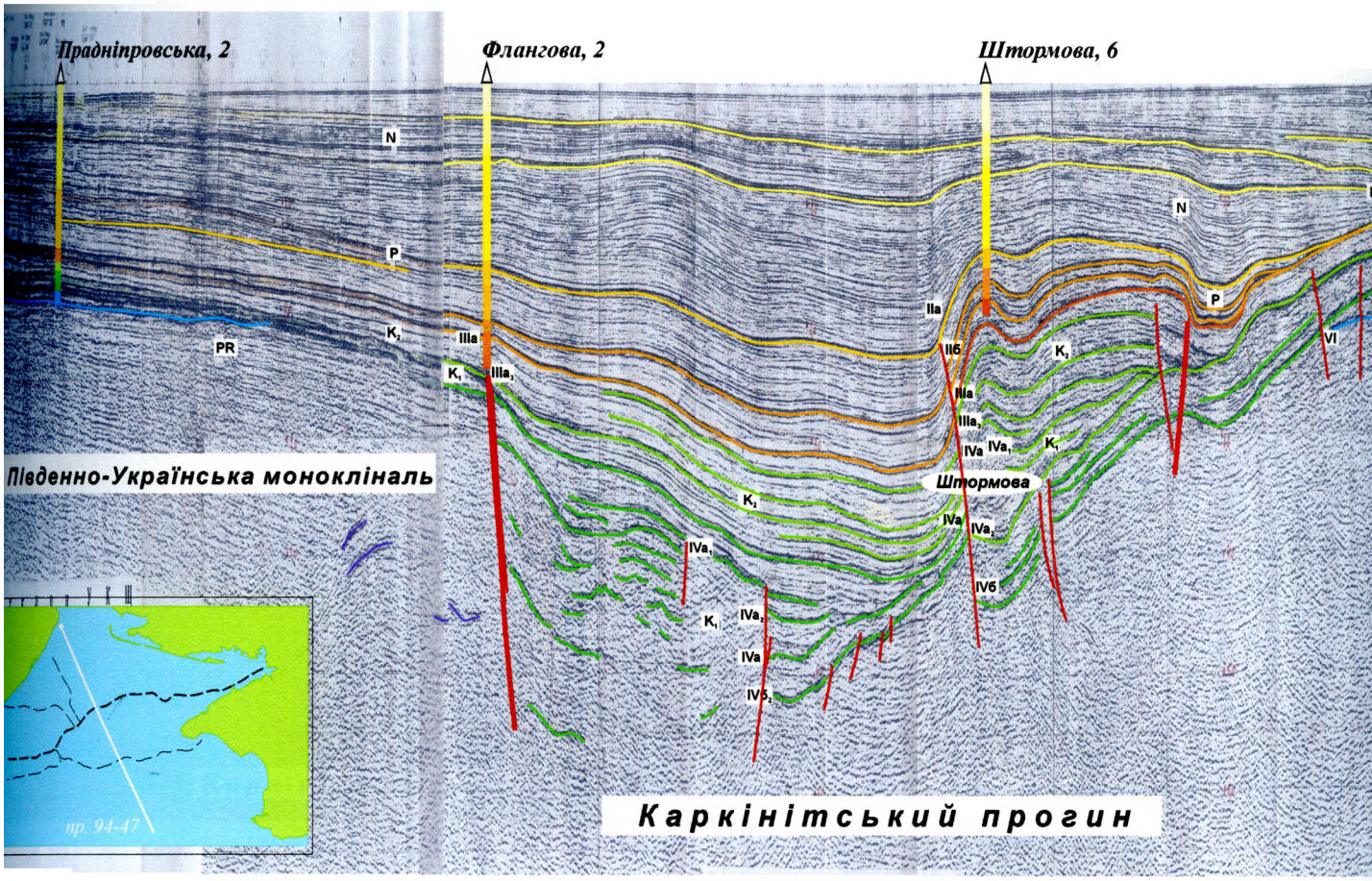
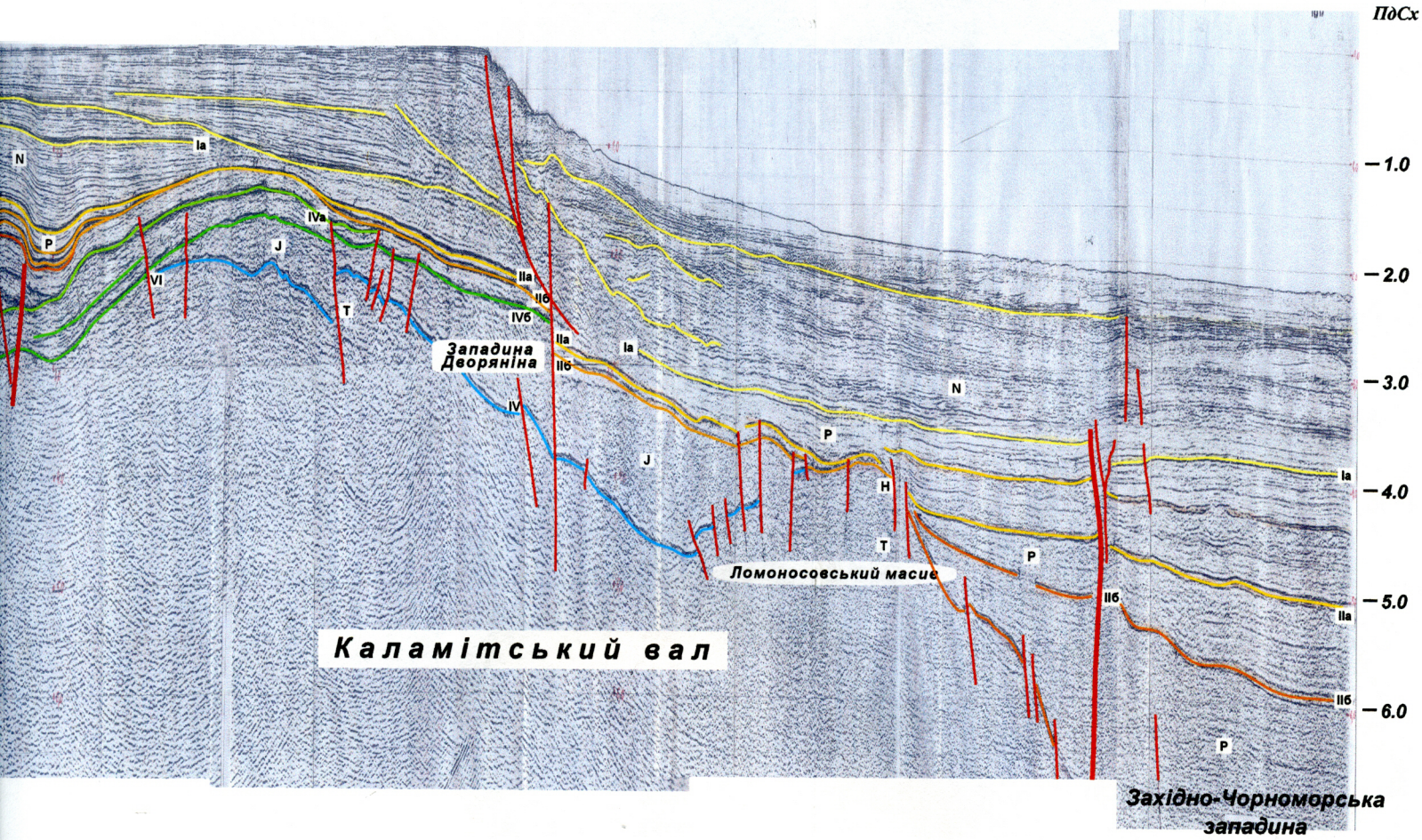


Рис. 3.5 Часовий розріз профілю 94-47 північно
Склав: П.М. Мельничук (2004р)з використанням мат



94-47 північно-західного шельфу Чорного моря
ристанням матеріалів компанії “Вестерн Джеофізика”

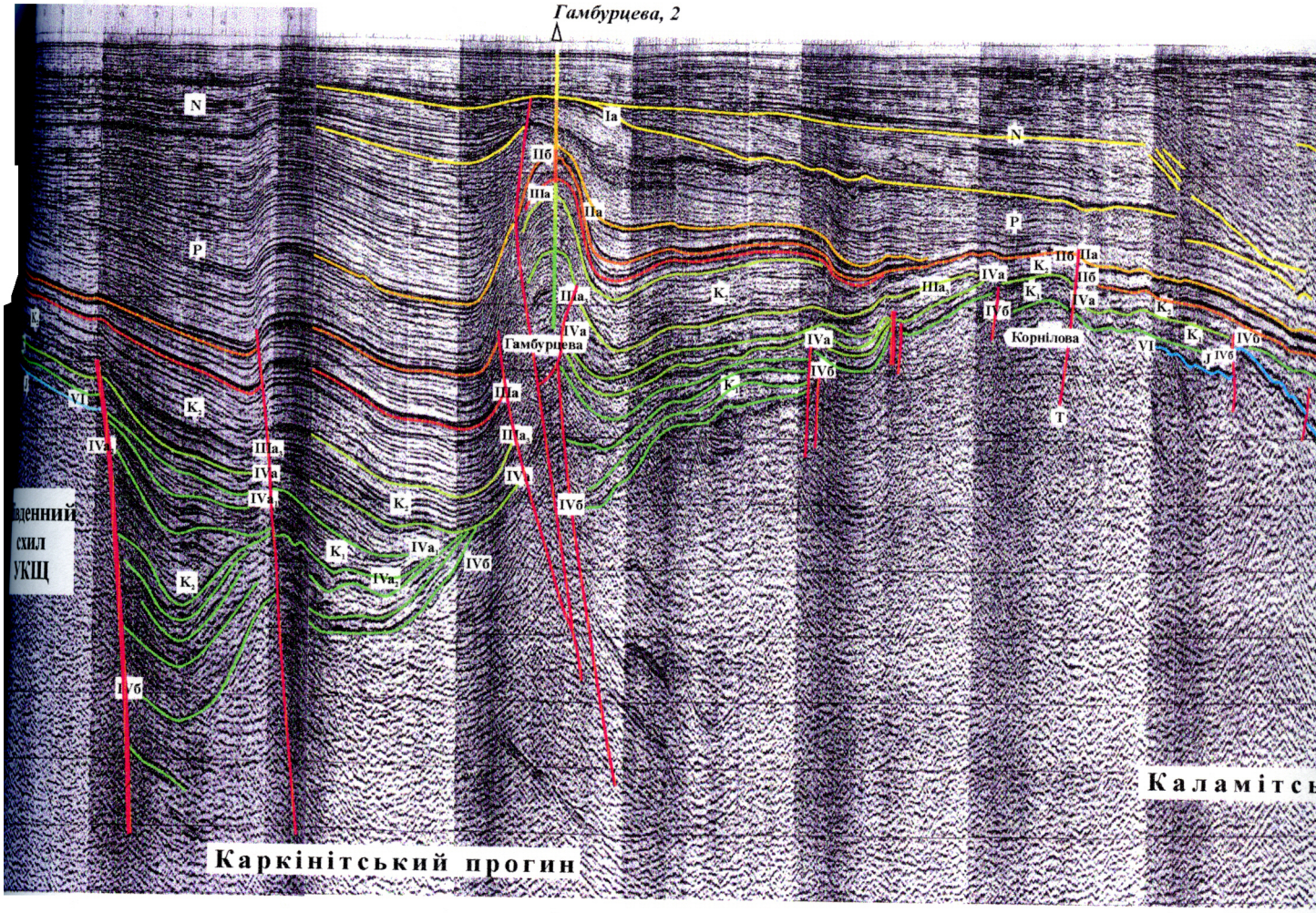
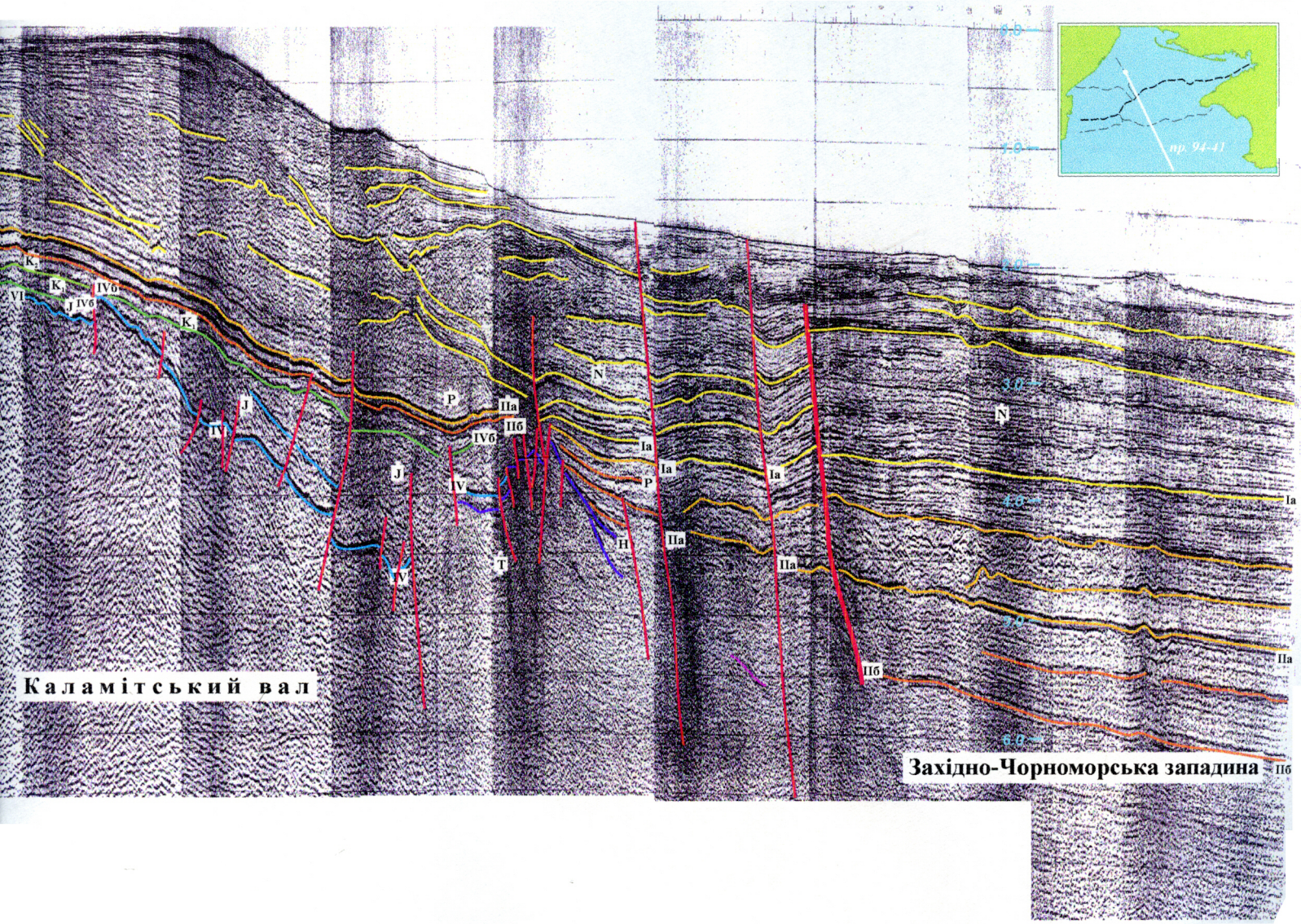


Рис.3.6 Часовий розріз профілю 94-41
Склав П.М. Мельничук (2004р.) з використанням
компанії "Вестерн Джеофізика"

ПдСх



профілю 94-41
використанням матеріалів
Джеофізика”

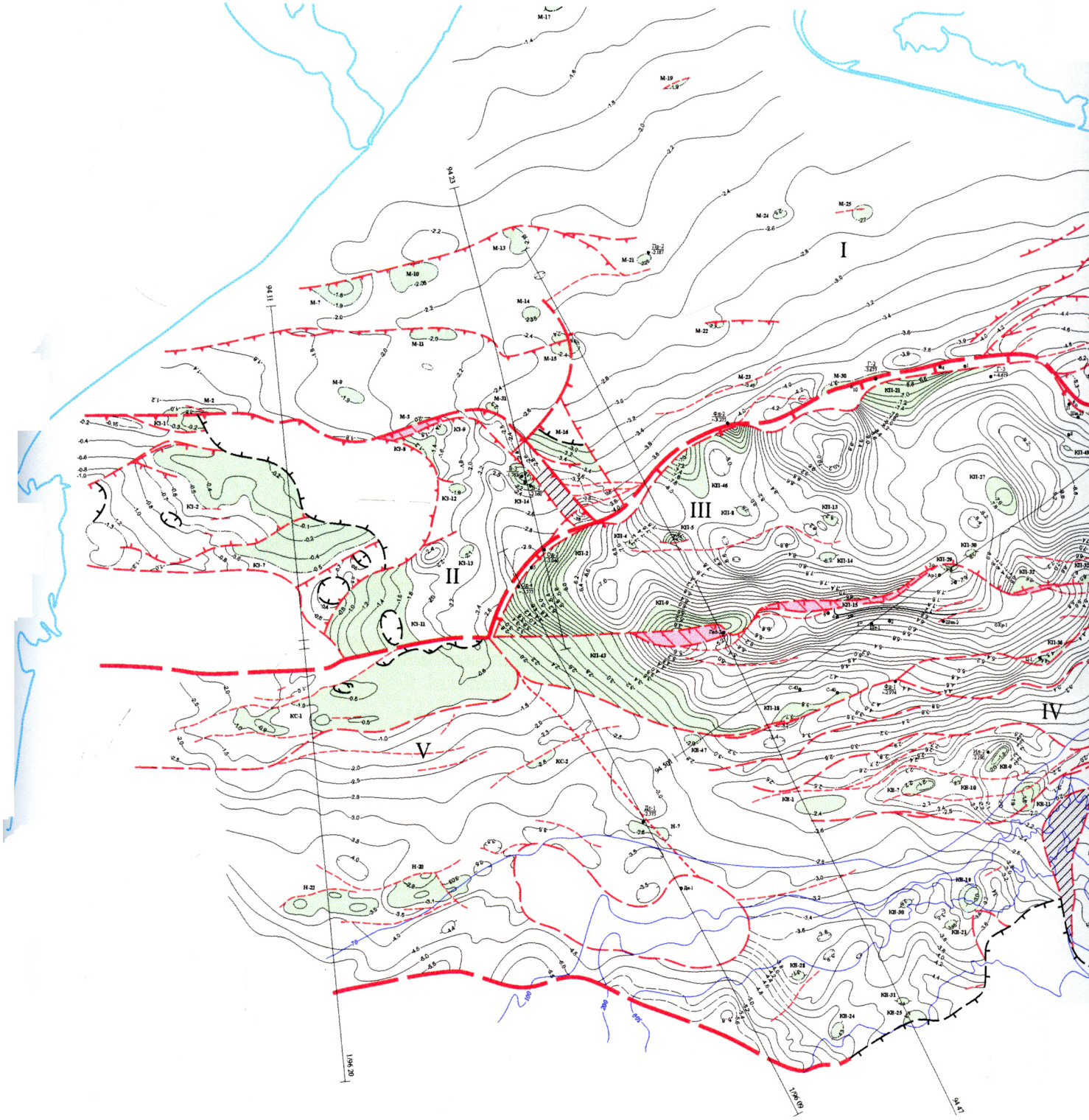


Рис. 3.7 Структурна карта горизонту відбиття IV б (К
Масштаб 1: 500 000
2004 рік

Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський
з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз" та компанії "



ту відбиття IV б ($К_1$ під.)
0 000

20 км

О.Т. Москальський
огаз" та компанії "Вестерн Джеофізика"

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Ізогіпси умовного відбиваючого горизонту IV б ($К_1$ під.)- підошви нижньої крейди

Лінія "виклинювання" (налягання) горизонту IV б ($К_1$ під.)

Лінія "зрізання" горизонту IV б ($К_1$ під.)

Зона погіршення сейсмічного матеріалу

I Свердловини глибокого буріння, які розкрили товщу $К_1$ (*а*), які зупинині у $К_1$ (*б*)

Ізобати

Порушення:

скиди

підкиди

малоамплітудні

умовні

ПЕРЕЛІК СТРУКТУР:

I *Південно-Українська монокліналь*

М-2; М-3
М-7 Криловська
М-9
М-10 Скромна
М-11 Алібейська
М-13 Дністровська
М-14
М-15 Пограничная
М-16 Розломна
М-17; М-19
М-21 Прадніпровська
М-22; М-23;
М-24; М-25
М-26 Якірна
М-27
М-28 Каркінітська
М-29; М-30
М-31 Молодіжна

II *Кілійсько-Зміїне підняття*

КЗ-1 Сейсмічна
КЗ-2 Медуза
КЗ-7 Лебедина
КЗ-8 Геофізична
КЗ-9 Сундучна
КЗ-11 Янтарна
КЗ-12; КЗ-13
КЗ-13 Безіменна

III *Каркінітський прогин*

КП-2 Кутова
КП-4; КП-5
КП-8 Партизанська
КП-9 Кулісна
КП-13
КП-14 Южморгео
КП-15 Прирозломна-2
КП-18 Сільського
КП-21 Голіцина
КП-27
КП-29 Архангельського
КП-30
КП-32 Прибійна
КП-33
КП-36 Центральна
КП-40 Зах.-Крейдяна
КП-42
КП-43 Гайдука
КП-46 Рифтова-1
КП-49 Празднічна

IV *Каламітське підняття*

КВ-1 Корнілова
КВ-7
КВ-9 Іллічівська
КВ-10
КВ-11 Каламітська
КВ-13; КВ-15
КВ-16 Півд.-Бортова
КВ-17
КВ-18 Євпаторійськ
КВ-19; КВ-21;
КВ-23; КВ-24;
КВ-25; КВ-28;
КВ-30; КВ-31
КВ-33 Херсонська
КВ-34; КВ-35
КВ-47 Ушакова

V *Крайова ступінь*

КС-1 Губкіна
КС-2 Зональна
КС-7 Десантна
Н-20 Крайова
Н-22 Олімпійська

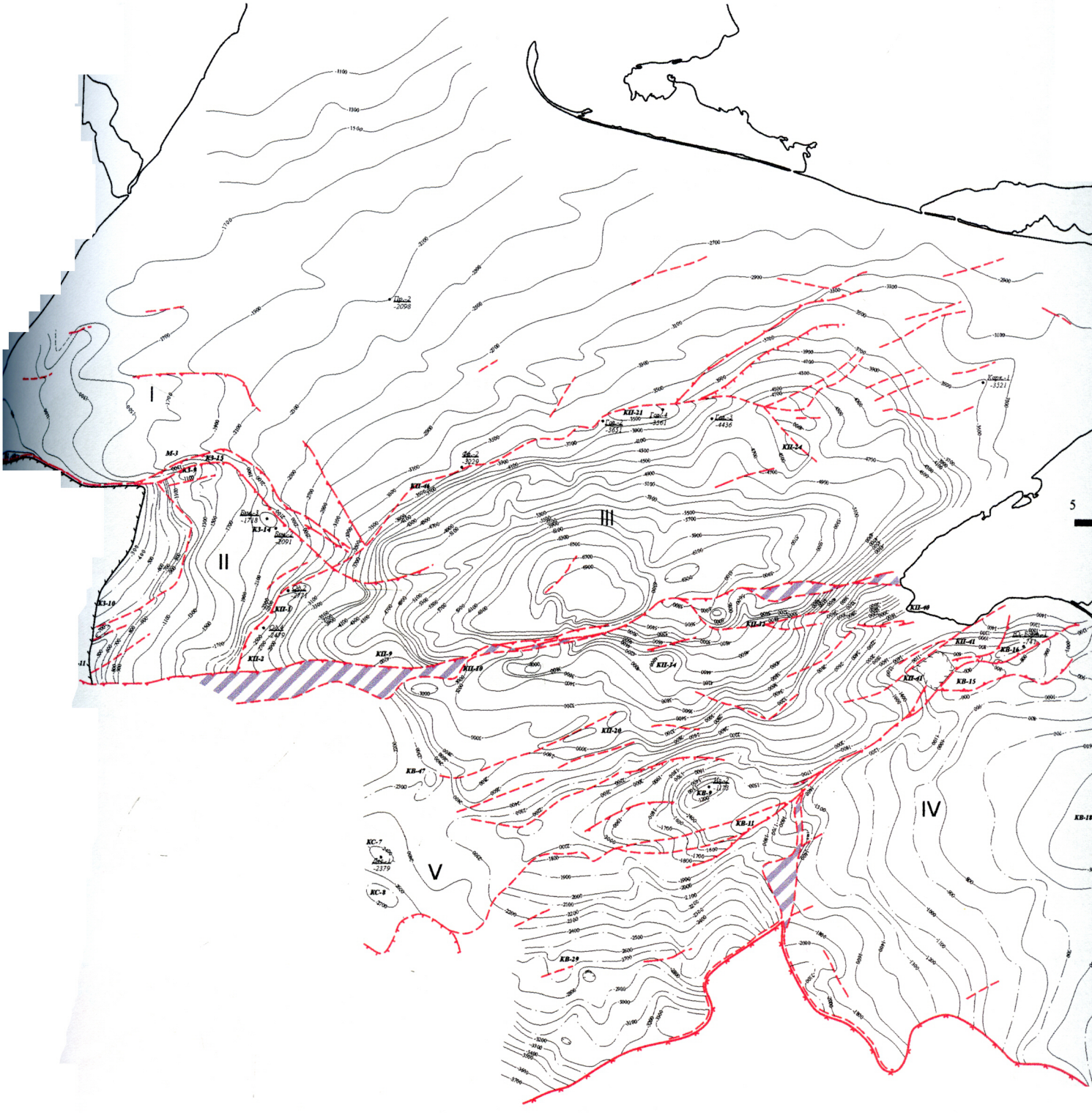
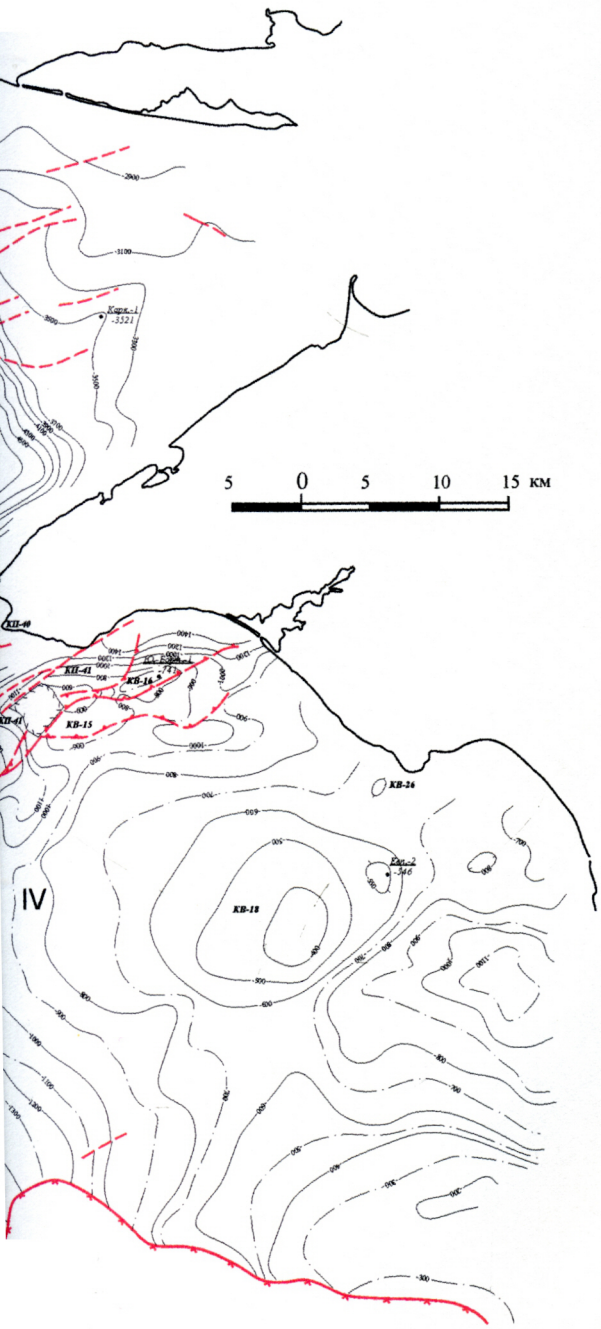


Рис. 3.8 Структурна карта за горизонтом відбиття IVa ($К_1$покр.)
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський
з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз" та компанії "Вестерн Джеофізика"
2004р.



Перелік структур:

I Південно-Українська монокліналь:
М-2
М-3

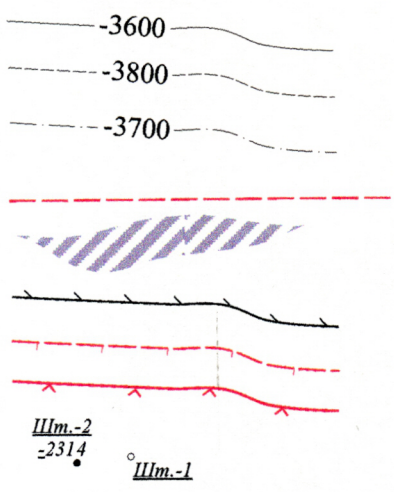
II Кілійсько-Зміїне підняття:
КЗ-9 Сундучна
КЗ-10 Зміїна
КЗ-11 Янтарна
КЗ-14 Безіменна
КЗ-15

III Каркінітський прогин:
КП-1 Одеська
КП-2 Кутова
КП-9 Кулісна
КП-10 Гамбурцева
КП-20 Федорівська
КП-21 Голіцина
КП-24 Шмідта
КП-32 Прибійна
КП-34 Штильова
КП-40 З.-Крейдяна
КП-41 Тарханкутська
КП-42
КП-46 Флангова

IV Каламітське підняття:
КВ-9 Іллічівська
КВ-11 Каламітська
КВ-15
КВ-16 Півд.-Бортова
КВ-18 Євпаторійська
КВ-26
КВ-29
КВ-47 Ушакова

V Крайова ступінь:
КС-7 Десантна
КС-8

Умовні позначення:



Ізогіпси умовного горизонту IVa ($К_1$покр.)

впевнені

невпевнені

проміжні

Порушення

Зона погіршення сейсмічного матеріалу

Лінія стратиграфічного зрізання горизонту IVa ($К_1$покр

Лінія виклинювання горизонту IVa

Границя розповсюдження нижньокрейдових відкладів

Пошуково-розвідувальні свердловини

.)

н Джеофізика”

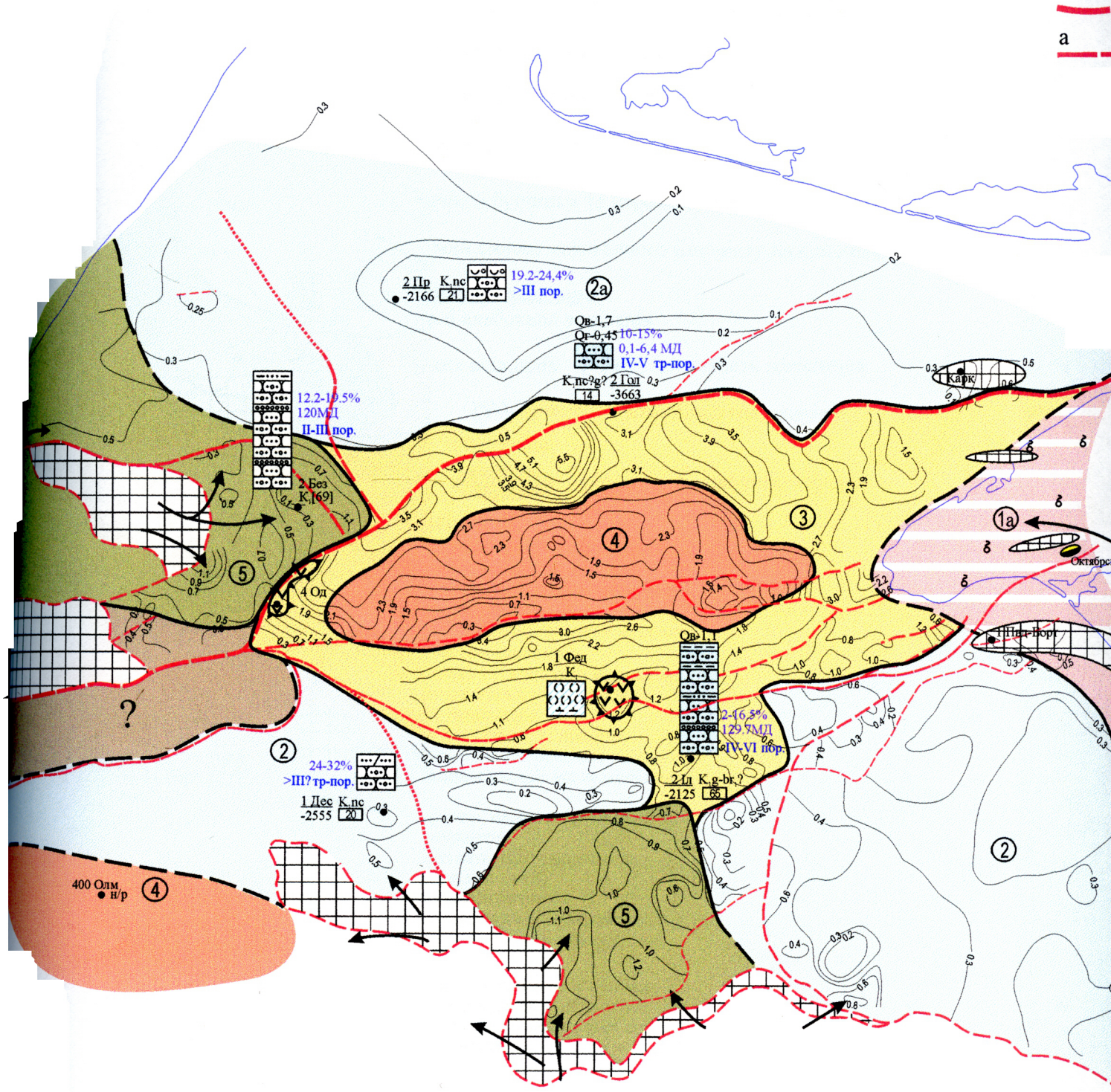


Рис. 3.9 Схематична карта розповсюдження літофацій і колекторів базальних відкладів нижньокрейдового комплексу північно-західного комплексу Чорного моря
Склали: П.М. Мельничук, Т.І. Мех з використанням матеріалів ДАТ “Чорноморнафтогаз

5 0 5 10 15 км

2004 р.

Умовні позначення:

Границі:

плит

а б структурно-тектонічних елементів; а) впевнені, б) невпевнені

а б тектонічних блоків інші, що знайшли відображення в будові комплексу

1.0 ізопахіти відкладів нижньої крейди, км

область відсутності базальних відкладів

розповсюдження літофацій

вулкани, розкриті бурінням та передбачувані

ймовірні напрямки виносу теригенного матеріалу палеотечіями

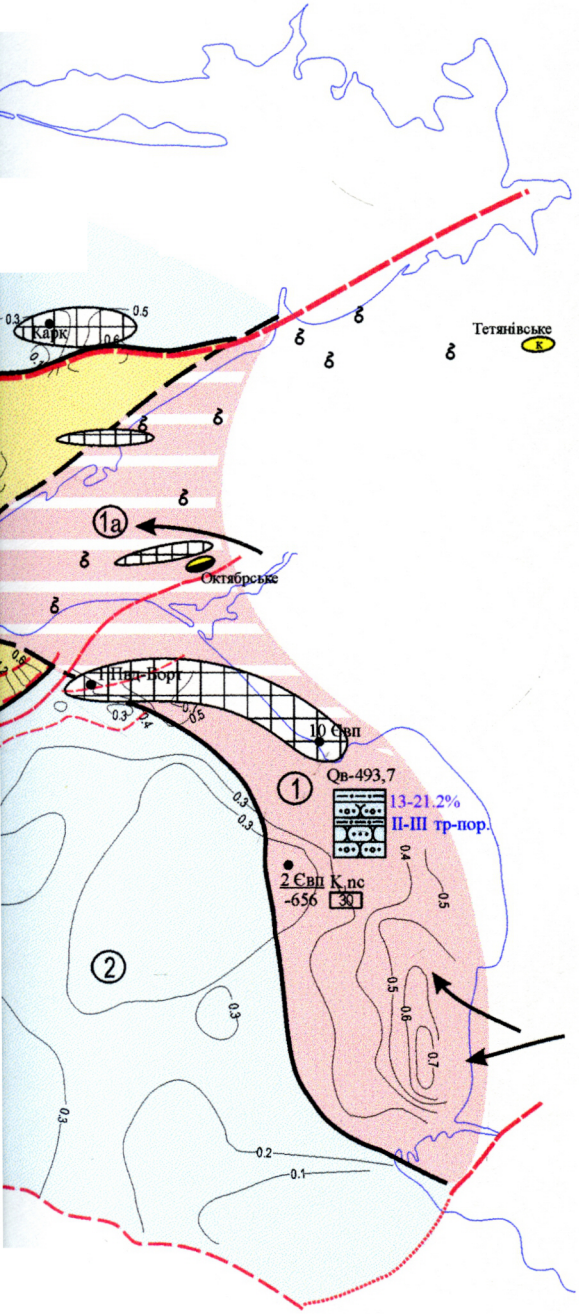
2 Іл / -1173 — Індекс і номер свердловини; абс.відм. покрівлі базальних відкладів

65 потужність базальних відкладів

20-32.6% пористість; 2,8-5,2МД проникність; K_1nc вік базальних відкладів; III пор. Клас і тип колекторів

Родовища:

к газоконденсатні; нафтові; нафтогазопрояви



...них відкладів
...ого моря
...оморнафтогаз”

Літофації:

1 Пісковики строкатобарвисті, рихлуваті, різнозернисті з включеннями гравійних зерен, з прошарками строкатобарвистих піщанистих глин (високоенергетичне гідродинамічне середовище, поблизу джерела зносу)

1а Подібна літофація, виділена на суходолі

2 Перешарування пісковиків різнозернистих, до гравійних, та мергелів (шельфові мілководні відклади в умовах активної гідродинаміки)

2а Ті ж самі пісковики з прошарками піскуватих органогенно-оолітових вапняків та (шельфові мілководні відклади в умовах активної гідродинаміки)

3 Пісковики масивні, погано зцементовані, олігоміктові середньо-крупнозернисті з прошарками глин, гравелітів та алевролітів (високоенергетичний режим течій, густинні потоки?)

4 Ймовірна зона розвитку більш глибоководних відкладів, представлених істотно глинистим складом (низькоенергетичний режим)

5 Зони розповсюдження відкладів нижньої крейди (нерозчленованої), представлені пісковиками різнозернистими, які місцями переходять в гравеліти. Вміщують слабоокатаний гравій та гальковий матеріал (дельта?, продельта?)

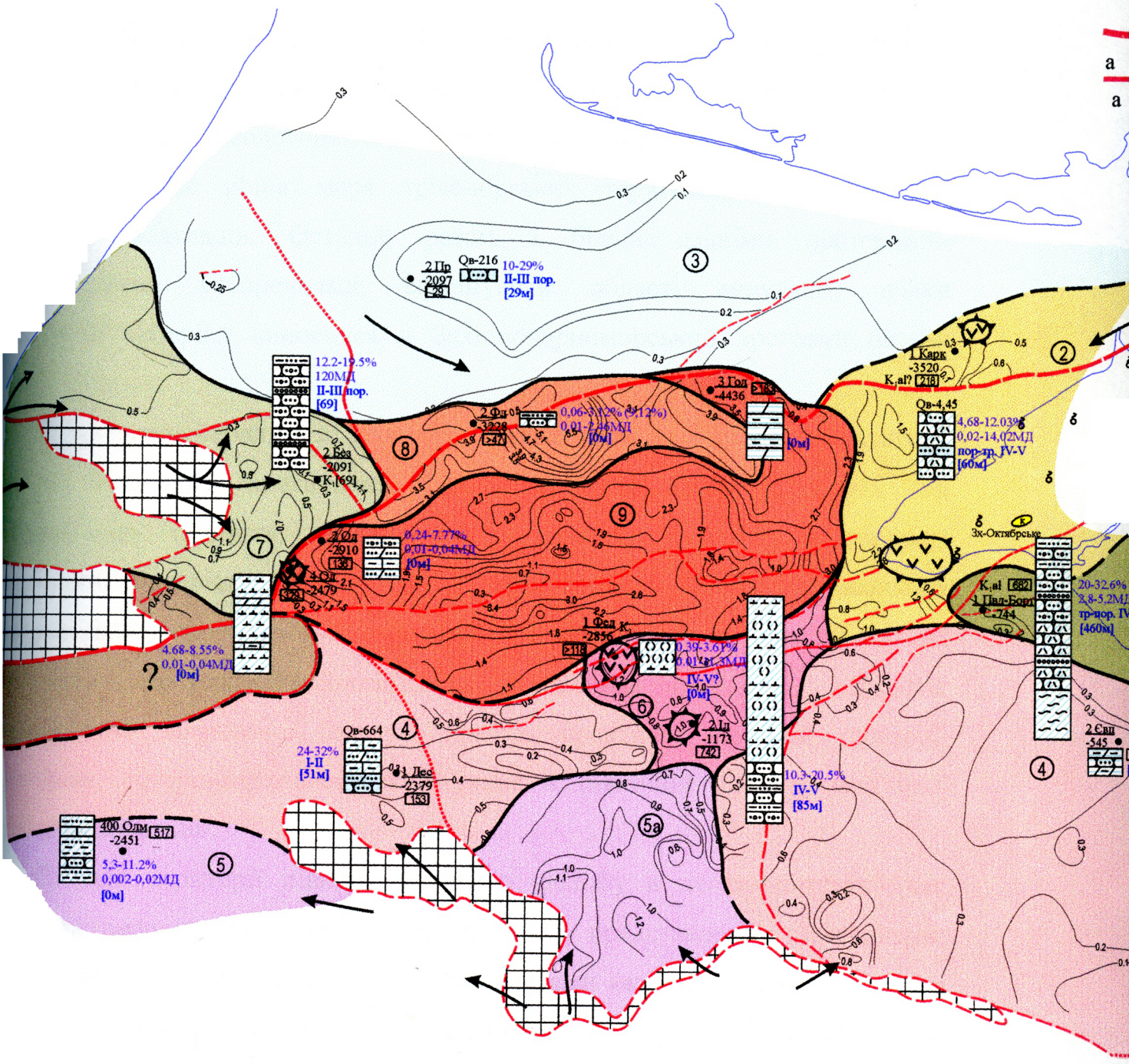


Рис. 3.10 Схематична карта літофацій альбських відкладів нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря

Склали: П.М. Мельничук, Т.І. Мех з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз" 2004 р.

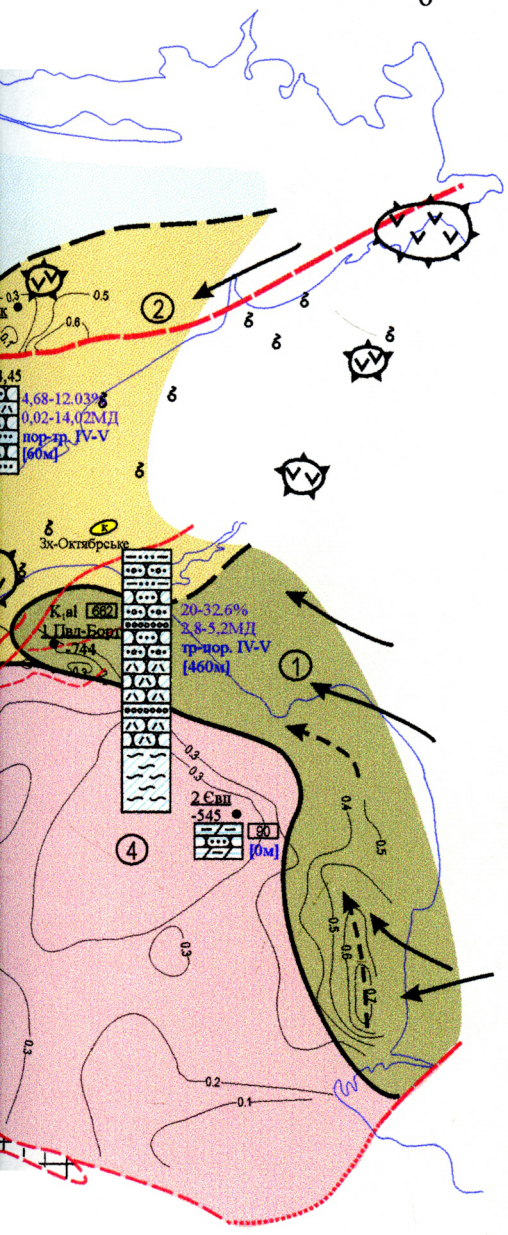
Умовні позначення:

Границі:

а б плит структурно-тектонічних елементів; а) впевнені, б) невпевнені

тектонічних блоків

інші, що знайшли відображення в будові комплексу



ізопахіти відкладів нижньої крейди, км

область відсутності базальних відкладів

розповсюдження літофацій

вулкани, розкриті бурінням та передбачувані

імовірні напрямки виносу теригенного матеріалу палеотечіями

2 Іл -1173 — Індекс і номер свердловини; абс.відм. покрівлі альбських відкладів

65 потужність альбських відкладів [63м] потужність колекторів

20-32.6% пористість; 2,8-5,2МД проникність; IV-V тр-пор. Клас і тип колекторів

Родовища:

к газоконденсатні; нафтові; нафтогазопрояви

Літофації:

1. Перешарування пісковиків різнозернистих з одиничним гравієм та прошарками гравеліту, аргіліту та алевроліту з туфопісковиками різнозернистими. Одиничні прошарки конгломерато-брекчій та андезито-дацитів. (Мілководні берегові дельтові? Високоенергетичні відклади).
2. Перешарування туфопісковика різнозернистого, пісковика тонкозернистого, алевроліта, аргіліта вапнистого, з прошарками гравеліта, мілкогалькового конгломерату та грубозернистого пісковика вапнистого. (Мілководний шельф. Умови від низько- до помірно-енергетичних з високоенергетичною ?штормовою активністю. Транспортування/перевідкладення уламків від вулканічного центру).
3. Пісковики середньо-мілкозернисті, нерівномірно вапнисті, з прошарками аргілітів та алевролітів. (Мілководні відклади в умовах активної гідродинаміки (активного хвилювання або сильних течій).
4. Мергелі і вапняки глинисті піщано-алевритові з прошарками пісковиків та алевролітів різнозернистих. (Морські низькоенергетичні умови. Нижня-середня зони шельфу).
5. Піщано-глинисті відклади, рідко з прошарками вапняків. (Низькоенергетична морська седиментація поблизу рівня дії хвиль. Кластичний матеріал транспортувався з зовнішньої платформи / шельфу ?штормовими/густинними потоками (дистальна частина конусу виносу, флювіо-дельтовий розріз).
5а. Проксимальна частина конусу виносу
6. Піщано-глинисті відклади і вулканогенні породи основного складу. (Морські шельфові умови,помірно енергетичні, в зоні дії штормових хвиль).
7. Нерозчленована товща нижньої крейди представлена пісковиками різнозернистими, які місцями переходять в гравеліти. Вміщує погано окатаний гравій та гальковий матеріал. (Дельта? продельта?)
8. Перешарування алевролітів, аргілітів, пісковиків різнозернистих, глин і мергелів. (Морський басейн; дистальний турбідит?).
9. Карбонатні відклади - мергелі та вапняки глинисті з прошарками глин. (Низькоенергетична седиментація. Морський басейн / пелагічна частина).

ового

рнафтогаз”

Тектонічний режим Азово-Чорноморського регіону в мезозойсько-неогеновий час зумовлював неодноразову зміну низхідних і висхідних рухів. Кімерійський етап геологічного розвитку завершився висхідними рухами з виведенням вище рівня моря тріас-юрських теригенних і карбонатно-теригенних відкладів. Останні, разом з більш давніми протерозой-палеозойськими утвореннями, сформували області денудації, звідки кластичний матеріал виносився в Західночорноморський троговий басейн океану Тетіс.

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 незгідністю на різновікових протерозой-кайнозойських утвореннях (рис. 3.1, 3.2). Вік трансгресивно залягаючої базальної пачки, практично на всій території досліджень, готерів-верхньоаптський, лише в північній частині, можливо, пізньоапт-альбський.

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 нами досліджень у межах базальних відкладів виділено п’ять літофаціальних зон (рис. 3.9), які характеризуються певним типом порід, генетичними особливостями, структурно-текстурними ознаками та умовами седиментації. Літофації, які утворюють базальні пласти, мають переважно олігоміктовий склад з різним типом цементного матеріалу [36].

Літофація 1 пов’язана з мілководним шельфом і розповсюджена в західній території вздовж Євпаторійського узбережжя, в тому числі Тарханкутського півострова.

Літофація 2 найбільш широко розповсюджена на території дослідження і виділяється у вигляді трьох ділянок на півночі і півдні акваторії. Для цієї шельфової мілководної фації характерний карбонатно-теригенний тип розрізу. В південній частині розріз літофації 2 висвітлений уламковим матеріалом з свердловини 1-Десантна, де він представлений перешаруванням слабозцементованих різнозернистих пісковиків і піскуватих мергелів – м'яких, мікропористих. Пісковики складені погано відсортованими неокатаними уламками кварцу, слюди, польового шпату, детриту. За аналогією з вищезалягаючими пісковиками альбу, ємнісні властивості пісковиків даної літофації оцінюються досить високо, не нижче III класу.

Передбачається, що ділянка, яка розташована на південному сході території дослідження, також є областю розвитку літофації 2. Ця зона характеризується незначними товщинами порід нижньої крейди, що є наслідком постійних умов осадконакопичення, а також закономірним положенням між прибереговою і більш глибоководною літофаціями 1 і 3. Формування літофації 2 проходило в басейні з нормальною солоністю, в умовах активної гідродинаміки в зоні мілководдя, про що свідчить температура змучування в мергелях, лінзовидно-шарувата текстура в пісковиках, оолітова структура вапняків.

Субформація 2а розповсюджена на більшій частині південного схилу УКЩ, у зоні зменшення товщини нижньої крейди. Свердловина Прадніпровська-2 розкрила відклади даної субформації, які складені перешаруванням пісковиків, піщаних і органогенно-оолітових вапняків. У межах Південноукраїнської моноклінали у складі субформації 2а можливе утворення акумулятивних тіл типу барів або карбонатних банок, що обумовлено наявністю в розрізі крупно- і грубозернистих пісковиків, органогенно-оолітових вапняків і мшанок.

Літофація 3 широко розвинута в центральній частині акваторії північно-західного шельфу Чорного моря. Тут нижньокрейдові відклади знаходяться на глибині 3,5-7,0 км і розкриті свердловиною Голіцинська-2 (інтервал 3670-3696 м).

Згідно з В.П. Чаіцьким (1987), розкриті пісковики відносяться до базальних горизонтів неокому [98]. За літологічними особливостями вони аналогічні пісковикам, які розкрито на Іллічівськїй площі.

Базальний горизонт неокому складений олігоміктовими пісковиками, різнозернистими, з гравієм і прошарками гравелітів, алевролітів з лінзами глин. Склад пісковиків: кварц (70-90 %), польовий шпат, одиничні уламки кременистих порід; цемент (10-15 %) полімінеральний, порового і контактово-порового типу.

Аналіз кернового матеріалу дозволяє об'єднати Голіцинську і Іллічівську зони в єдину літофаціальну зону, яка утворилась в перехідний період від шельфової мілководної до більш глибоководної зони. У межах цієї літофації найбільш перспективними є борти Каркінітського прогину, де можна очікувати розвиток колекторів з покращеними властивостями, за рахунок перемиву вздовж схиловими течіями.

Крім літологічних і структурних типів пасток, тут можна очікувати широкий розвиток стратиграфічних пасток, які характерні для тектонічно активних зон. Екраном можуть бути глинисті породи верхньоаптського віку, які являються зональною покришкою.

Літофація 4 передбачається в центральній частині Каркінітського прогину і складена більш глибоководними відкладами, переважно, глинистого складу. Зони розвитку літофації прогнозуються в південно-західному районі (площа Олімпійська). Базальні горизонти свердловинами тут не розкриті.

Літофація 5 виділяється на заході і півдні північно-західного шельфу Чорного моря. Західна зона розташована в межах північно-східної частини Кілійсько-Зміїного підняття, де виділено сімдесятиметрову пачку перешарувань пісковиків, пісків, алевролітів (свердловина 2-Безіменна). Пісковики сірі до чорних, олігоміктові, кварцові, польовошпатові, слабокарбонатні, різнозернисті. Зцементовані карбонатним і глинисто-карбонатним матеріалом. Пісковики інколи переходять в гравеліти.

Товща дуже слабо вивчена і визначити її вік, а також природу

походження цих пісковиків важко. Але наявність піщаних порід і їх літологічна характеристика передбачає можливий підводно-русловий характер розповсюдження цих відкладів. Можливо цей тип розрізу характерний для субфацій мілководдя, припіднятих ділянок, які знаходяться в межах літофацій підводноруслових відкладів. Для цієї субфації характерне локальне розповсюдження і пов'язане воно з внутрішньорусловими підняттями, де могло проходити карбонатонакопичення.

Друга ділянка прогнозованого розповсюдження літофації 5 виділена на півдні регіону і визначається областю підвищених товщин. Таке локальне збільшення потужностей можливо пов'язане з розвитком тут конуса виносу, язики якого проникли у внутрішню частину басейна, утворюючи в розрізі грубоуламкові прошарки.

Літофаційна зона 5 є перспективною для розвитку колекторів порового типу, так як вміщує значну кількість піщанистих різновидностей. У межах цієї зони можуть зустрічатись антиклінальні, літологічні і стратиграфічні пастки.

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.

Вал Губкіна, який межує на півдні з Кілійсько-Зміїною зоною, є областю нез'ясованих особливостей. За своїм структурно-фаціальним положенням вона може бути областю розвитку як прибережно-мілководних, так і дельтових відкладів.

Альбський вік характеризувався посиленням прогинань, що підтверджується майже повсюдним поширенням і зміною мілководних глинисто-алеврито-піщаних утворень більш глибоководними, переважно глинистими, або мергельними і вапнистими осадками. У результаті виконаних літологічних досліджень у межах північно-західного шельфу Чорного моря виділено дев'ять літофаціальних зон (рис. 3.10), що в значній мірі

підтверджується дослідженнями кернового або шламового матеріалів з пробурених свердловин [36].

У межах акваторії Чорного моря альбські відклади охарактеризовані 13 свердловинами. На підставі існуючої інформації по свердловинах побудована літофаціальна карта альбських відкладів, на якій показані основні фаціальні зони і типи розрізів (рис. 3.10).

Літофація 1 виділена південніше Тарханкутського півострова вздовж Євпаторійського узбережжя і охарактеризована на підставі кернового матеріалу з св. 1-Південнобортова. Свердловиною розкритий теригенний розріз, представлений перешаруванням пісковиків і туфопісоковиків з прошарками алевролітів, аргілітів і гравелітів. Нижня частина метаморфізована і представлена метаалевролітами (кварц-серицитові сланці).

У середній частині розрізу серед різнозернистих туфопісковиків зустрічаються прошарки конгломерато-брекчій, гравелітів, алевролітів і андезито-дацитів. Верхня пачка представлена кварц-польовошпатовими пісковиками і середньо-різнозернистим гравієм.

Літофація 2 виділена в межах Тарханкутського півострова і прилеглій акваторії Чорного моря за даними буріння свердловин: Каркінітська-1, Каркінітська-2 і свердловин, пробурених на суші.

У свердловині Каркінітська-1 розкрита товща складена перешаруванням туфопісковиків, пісковиків, алевролітів, в яких зустрічаються прошарки карбонатних порід, сланців, туфів, аргілітів, гравелітів і конгломератів.

Туфопісковики строкатобарвні дрібно-, середньо- і крупнозернисті (до гравеліта), грауваккові, які складені переважно кристалокластами андезиту з карбонатно- і цеоліт-хлоритовим цементом, з детритом і цілими раковинками пеліципод.

Літофація 3 виділена за результатами буріння свердловини Прадніпровська-2. Альбські відклади в свердловині представлені малою товщиною (29 м) рихлих пісковиків, які переходять в середньо- і

міцнозцементовані різновиди з прошарками алевролітів, що місцями заміщуються аргілітами.

У південній частині північно-західної акваторії Чорного моря можливе розповсюдження літофації 4, вивченої в свердловинах Євпаторійська-2 і Десантна-1.

Південно-східна ділянка характеризується керном св. Євпаторійська-2, який представлений мергелями глинистими, піщано-алевритистими, сірими, що містять значну кількість піриту. Породи слабозцементовані, рихлі.

За даними ГДС колектори не виділяються. Альбські відклади являються покришкою невисокого класу; ділянками ця товща віднесена до псевдопокришки. Для альбских відкладів цієї ділянки характерна обстановка мілководного шельфу.

Західна ділянка характеризується розрізом свердловини Десантна-1, де розкрито перешарування мергелів і вапняків глинистих, пов'язаних між собою поступовим переходом. Породи з домішками алевритового і піщаного матеріалу, з одиничними гравійними зернами. Склад уламків: кварц, слюда, рідко польовий шпат, невелика кількість глауконіту, значна кількість піриту.

Причиною отримання негативних щодо нафтогазоносності результатів є відсутність екранів.

Літофація 5 виділена за даними буріння свердловини Олімпійська-400. Вона складена глинистою товщею з прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, рідко вапняків і аргілітів. Глини алевритисті, вапнякові, щільні, тонкошароватості.

Літофація 6 виділена за даними буріння свердловин Іллічівська-2 і Федорівська-1 та об'єднує територію можливого розповсюдження вулканогенних утворень в межах розвитку піщано-глинистих відкладів шельфу.

Відклади, розкриті свердловиною Іллічівська-2 поділяються на нижню теригенну товщу і верхню, представлену вулканогенними породами.

Теригенна товща складається перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин. Для неї ділянками характерна коса шаруватість під кутом 45^0. Пісковики

дрібнозернисті, ділянками з гравійним матеріалом, олігомиктові (слюдисто-мусконіто-польовошпато-кварцеві). Уламковий матеріал погано відсортований, різної окатаності. Алевроліти піщанисті, аналогічні за складом до пісковиків.

У цілому розкриту товщу можна характеризувати як розшаровану псевдопокришку.

Літофація 7 є нерозчленованою товщею нижньої крейди, що розкрита свердловиною Безіменна-2 і відноситься до дельтових (?), при дельтових (?) фацій. Можливо, що фаціальні умови існували на протязі всієї ранньої крейди і літофації, які виділені в альбі і базальній пачці є ідентичними. Характеристика цієї літофації приведена при розгляді базальної пачки.

Літофація 8 виділена на північному борті Каркінітського прогину і охарактеризована на підставі досліджень кернового матеріалу зі свердловини Флангова-2, яка розкрила карбонатно-теригенну товщу. Вона представлена перешаруванням алевролітів, аргілітів і пісковиків, які заміщуються перешаруванням мергелів глинистих і піщано-алевритистих.

Алевроліти дрібнозернисті карбонатні (25-30%). У верхній частині спостерігається перешарування глинистими сланцями.

Пісковики аркозові, середньо- і дрібнозернисті, з домішками грубозернистих, з карбонатним цементом.

Мергелі глинисті, пелітоморфні, алевролітисті, збагачені органікою.

Пластів-колекторів за даними ГДС не виділено.

У зоні розвитку літофації 9 пробурені свердловини Голіцина-3 і Одеська-2, 4, яка представлена глибоководними відкладами на дослідженій території.

Свердловиною Голіцина-3 розкриті мергелі темно-сірі, глинисті, міцні, з прошарками аргілітів темно-сірих, міцних , слабовапнистих.

Свердловиною Одеська-4 розкриті осадово-вулканогенні, а свердловиною Одеська-2 –карбонатні відклади. Найбільша частина розрізу представлена андезитовими порфіритами тріщинуватими, місцями роздробленими до щебеню.

Осадово-вулканогенна товща в св. Одеська-4 представлена ефузивними відкладами середнього складу (андезито-дацит, андезитовий порфірит) з прошарками осадових порід – мергелю, вапняка, пісковика.

У свердловині Одеська-2 карбонатна товща представлена мергелями і вапняками з прошарками в нижній частині глин і пісковиків строкатобарвних.

Мергелі сірі, міцні, складені політоморфною речовиною. Рідко зустрічається глауконіт і пірит. Порода нерівномірно просочена бітумом.

Розріз верхнього альба в св. Одеська-2 більше збагачений теригенним матеріалом, ніж в св. Голіцина-3. Ця зона може бути перспективною для розвитку колекторів та утворення літологічних і структурних пасток.

У межах Михайлівської депресії розпочалося формування глибоководної зони, в яку зносився тонкодисперсний глинистий матеріал. Тут формуються переважно глинисті і карбонатні відклади – мергелі та вапняки глинисті з прошарками глин (літофації 8, 9). Причорноморська частина Північночорноморського шельфу характеризувалась невеликими глибинами і нагромадженням теригенних і теригенно-глинистих утворень, представлених пісками, алевритами та аргілітами (літофація 3).

У середньому-верхньому альбі формуються вулканогенні породи потужністю від 800 до 1000 м. Виявлені за різними даними (буріння, сейсморозвідка, магніторозвідка) палеовулкани розповсюджені переважно вздовж осьової частини Каркінітсько-Північнокримського прогину і утворюють дві субпаралельні лінії (рис. 3.10) субширотного простягання. У зв'язку з відносно високою щільністю розташування палеовулканів дев'ять було розкрито свердловинами глибокого буріння. Глибина залягання вулканічних забудов становить від 2000 до 4000 м. В основі палеовулканів, як правило, залягає товща осадових порід апт-нижньоальбського віку [27].

Структурні карти підошви і покрівлі нижньокрейдових відкладів, які покладені в основу структурно-тектонічного районування регіону досліджень, свідчать, що важлива роль в будові і розвитку регіону належить розломам, які визначають контури основних тектонічних елементів і обумовлюють деяку

автономність їх розвитку. Це відповідно впливало і на характер нагромадження нижньокрейдових осадків, їх літолого-фаціальні особливості та потужності. Загальні інтенсивні прогинання в альбський час супроводжувались посиленням розривоутворень.

За результатами виконаних досліджень на північно-західному шельфі Чорного моря знайшли своє підтвердження раніше виділені Голіцинський, Придунайський, Сулинсько-Тарханкутський, Губкінсько-Донузлавський, Печеняга-Камена розломи, які обмежують південний схил Українського кристалічного щита, Кілійсько-Зміїне підняття, Каркінітський прогин, вал Губкіна, Каламітський вал.

Південний схил Українського кристалічного щита (УКЩ), розташований у північній частині акваторії Чорного моря, характеризується моноклінальним заляганням горизонтів осадового чохла, що занурюються на південь-південний схід. Осадовий чохол протерозойського віку розкритий однією свердловиною 4-Каркінітська, який перекритий відкладами крейди, палеогену і неогену. Свердловина 1-Прадніпровська розкрила недислоковані юрські відклади, на яких безпосередньо залягають базальні відклади нижньої крейди.

Горизонти IVб ($К_1$ під.) і IVа ($К_1$ покр.) приурочені до підошви й покрівлі нижньокрейдових відкладів розвинені по всьому південному схилі УКЩ (рис. 3.7, 3.8). Складна хвильова картина над Голіцинським розломом не дозволяє однозначно пояснити відсутність нижньокрейдових відкладів у розрізі свердловини 4-Голіцинська. Можливо, ця свердловина пробурена в зоні зіяння Голіцинського скиду, хоча не виключається варіант розкриття піднятого блоку протерозойского фундаменту.

Абсолютні відмітки підошви нижньокрейдових відкладів змінюються від -1000 м на заході й півночі до –4200 м на Голіцинській площі і –5300 м на сході південного схилу УКЩ. Абсолютні відмітки покрівлі нижньокрейдових відкладів змінюються від –900 м на півночі і –700 м на заході до –3500 м на Голіцинській площі та –4900 м на площі Шмідта.

По нижньокрейдових відкладах, північніше Кілійсько-Зміїного підняття, картуються підкиди південної дивергенції. На сході схилу УКЩ переважають підкиди північної дивергенції та скиди з опущеним південним крилом. Амплітуда розривних порушень рідко досягає 100 м, в основному, порушення безамплітудні та малоамплітудні. Мінімальні товщини нижньокрейдових відкладів (100 м) відзначаються на Прадніпровській площі і на схід від неї, і збільшується до 300 м на півночі та до 500-600 м уздовж Придунайського і Голіцинського розломів.

Всі структури, які виділені по відкладах нижньої крейди збігаються із структурами або структурними носами по юрських відкладах і, у переважній більшості випадків, не знаходять свого відбиття у вищезалягаючих верхньокрейдових-неогенових відкладах. Підошва осадового чохла в Каркінітському прогині не розкрита. Найбільш глибока свердловина 3-Голіцинська пройшла по нижній крейді 183 м і при вибої 4638 м не вийшла з неї. На місці Каркінітського прогину в юрський час, найімовірніше, існувало палеопідняття північно-західного простягання, на схилах якого відкладалися осадки недислокованої юри, про що свідчить південна межа поширення юрських відкладів на схилі УКЩ і північна – на Каламітському валі. Виходячи з цього, у розрізі Каркінітського прогину юрських відкладів не очікується, передбачається, що відклади нижньої крейди безпосередньо залягають на доюрському фундаменті.

В осьовій частині Каркінітського прогину закартовано Сулинсько-Тарханкутський розлом, що ділить його на більш широку північну Михайлівську й південну асиметричну Батисифонову западини. Північними границями западин служать лістричні розломи, які в неогеновий час ускладнились насувами південної дивергенції. Південні схили западин пологі. У західній частині Михайлівської западини між Голіцинським і Сулинсько-Тарханкутським розломами картується порушення, динамічні параметри якого вище Голіцинського розлому. На схід від профілю 9445 амплітуда цього порушення зменшується, і основне розвантаження тектонічних напруг

переміщається на Голіцинський розлом. Для Каркінітського прогину побудовані структурні карти по горизонтах крейди, палеогену й неогену.

Горизонти IVб ($К_1$ під.), IVa_2 ($К_1$ низ), IVa_1 ($К_1$ верх) і IVa ($К_1$ покр.) приурочені до підошви, середньої частини й покрівлі нижньокрейдових відкладів.

У нижньокрейдових відкладах виділяється комплекс IVб-IVa_2, обмежений відбивними горизонтами, що відбивають, IVб ($К_1$ під.) і IVa_2 ($К_1$ низ) і характеризуються інтенсивною, паралельнослоїстою сейсмотекстурою, особливо в Батисифоновій западині. За аналогією із сушею, вік цього комплексу, імовірно, неокомський. Під час утворення лістричних розломів в апт-альбский час у результаті підворота комплекс IVб-IVa_2 інтенсивно занурився південніше Голіцинського й Сулинсько-Тарханкутського розломів і різко піднявся північніше Сулинсько-Тарханкутського розлому, де зазнав ерозійного розмиву. На території, яка прилягає до Голіцинського розлому у комплексі IVб-IVa_2 регулярність запису знижується, очевидно, через складну тектонічну будову. Не виключено, що в нижньокрейдових відкладах розвинуті палеовулкани, продукти яких значно екранують і розсіюють відбиті хвилі від підошовної частини нижньої крейди, що також приводить до погіршення якості простежування горизонтів IVб ($К_1$ під.), IVa_2 ($К_1$ низ). У Батисифоновій западині в сейсмічному полі відображаються Федорівський, Штильовий, Іллічівський нижньокрейдові палеовулканы локальним збільшенням товщин нижньої крейди і хаотичним записом. Товщина комплексу IVб-IVa_2 зростає в північному й північно-західному напрямках в Михайлівській і Батисифоновій западинах прогину й досягає 2000-2500 м. Глибини залягання підошви нижньокрейдових відкладів у локальних синкліналях Михайлівської западини Каркінітського прогину досягають 9000-10000 м; уздовж Голіцинського розлому змінюються від 4000 м на сході до 6500-8200 м на Голіцинській і Фланговій площах і до 3000 м на Одеській площі. Північніше Сулинсько-Тарханкутського розлому глибина залягання підошви нижньокрейдових

відкладів становить 5000-7000 м. У Батисифоновій западині горизонт IVб ($К_1$ під.) найбільш занурений уздовж Сулинсько-Тарханкутського розлому (5600-8000 м), здіймаючись в західному й південному напрямках до 3000м, а в південно-східному до – 1500 м (площа Тарханкутська). Глибини горизонту IVa_2 ($К_1$ низ) у локальних западинах приосьової частини Михайлівської западини досягають 6500-7900 м, на заході (Одеська площа) становлять 2800 м, на сході (південніше Каркінітської площі) – 3600 м. Північніше Сулинсько-Тарханкутського розлому в західній частині западини горизонт IVa_2 зазнав ерозійного зрізу. У Батисифоновій западині найбільше занурені ділянки горизонту IVa_2 ($К_1$ низ) розташовані уздовж Сулинсько-Тарханкутського розлому на Штормовій (до –5600 м) і Архангельській (до –6500 м) площах. Горизонт здіймається на південь до –3000 м і південний схід до –800 м (Тарханкутська площа).

Вище по розрізу виділяється нижньоальбский клиноподібний комплекс IVa_2-IVa_1 зі слабо інтенсивним переривчастим записом. Товщини комплексу зменшуються ближче до півдня в обох западинах прогину. У південній частині Михайлівської западини горизонт IVa_1 виклинюється (налягає на горизонт IVa_2). Глибини залягання горизонту IVa_1 ($К_1$ верх) у Михайлівській западині змінюється від 3200 м (Одеська площа), 4000 м (Голіцинська площа) до 6800-7100 м у приосьовій частині западини. У Батисифоновій западині горизонт IVa_1 ($К_1$ верх) розвинений повсюдно і залягає на глибинах від 5900 м на Архангельській площі до 2600 м на південному заході і 1000 м на південному сході западини.

Середньо-верхньоальбський комплекс IVa_1-IVa, який залягає вище, відображається паралельношаруватим, середньої інтенсивності, записом. Його товщина збільшується в межах западин у північно-західному напрямку від 200-300 м до 800 м південніше Сулинсько-Тарханкутського розлому до 1100 м поблизу Голіцинського розлому, що свідчить про більш глибоководні умови осадконакопичень поблизу лістричних розломів. Покрівля средньо-

верхнеальбского комплексу – горизонт IVa (K_1 покр.) – у Михайлівській западині являє собою велику синкліналь із пологими західним, північним і східним крилами, яка з півдня обмежена Сулинсько-Тарханкутським скидом. У найбільше прогнутій частині (північніше Штормової площі) глибини покрівлі нижньокрейдових відкладів досягають 6900 м, зменшуючись до 3600 м на Голіцинській і південніше Каркінітської площі і до 2500 м на Одеській площі. У Батисифоновій западині покрівля нижньокрейдових відкладів знаходиться на глибинах 5800 м поблизу Сулинсько-Тарханкутського розлому (на Архангельській площі) і піднімається в західному (до 2000 м), південному (до 2400 м) і східному (до 600 м) напрямках. Нижньокрейдові відклади перекриваються відкладами верхньої крейди, палеоцену, эоцену, майкопу та неогену.

Каламітський вал є морським продовженням Центрально-Кримського підняття. У межах вала картується ланцюг структур (Євпаторійська, Іллічівськая, Каламітська, Нахімова, Корнілова), дві з яких розбурені. Свердловина 2-Євпаторійська під відкладами крейди розкрила потужні (>1284м) товщі нижньо-середньотріасових відкладів, а свердловина 2-Іллічівська – відклади нижньої та середньої юри. Границя поширення тріасових і юрських осадових відкладів являє собою сильнодислоковану зону, що відокремлює Евпаторійський блок від Іллічівського. Північна границя Євпаторійського блоку проходить по Губкінсько-Донузлавському розлому, південна – по розлому Печеняга-Кам'яна, що обмежує з півночі палеопідняття на південному схилі Каламітського валу. У північній частині Євпаторійського блоку пробурена свердловина 1-Південнобортова, яка розкрила кайнозой-мезозойські осадові комплекси, як і свердловина 2-Євпаторійська, в тому числі малопотужні нижньопалеоценовий і маастріхтський комплекси. В основі осадового чохла Південно-Бортової площі зустрічаються граніти, порфірити товщиною 570 м верхньокам'яновугільно-пермского віку (за визначенням абсолютного віку), які перекривають сланці невизначеного віку.

Найімовірніше, що свердловина 1-Південнобортова пройшла інтрузивний масив, пов'язаний з Губкінсько-Донузлавським розломом і не несе інформації про вік осадової основи.

На Євпаторійському блоці глибини залягання підошви нижньокрейдових відкладів змінюються від 250 м на Севастопольській площі до 2600 м в південно-західній частині залягання блоку. Глибини залягання покрівлі нижнькрейдових відкладів у цих же місцях зменшуються відповідно до 150, 1100 і 2000 м. Товщини нижнькрейдових відкладів на Євпаторійському блоці становлять, в основному, 100-300 м, дещо зменшуючись на Євпаторійській і Севастопольській структурах, і збільшуючись до 600-700 м в південно-західній частині блоку Альмінської западини. Глибини залягання верхньокрейдових відкладів становлять 200-2100 м, товщина до 300 м.

Глибина залягання покрівлі нижньокрейдових відкладів (горизонт IVa) на Євпаторійському блоці змінюється від 200-400 м, на Севастопольській і Євпаторійській площах до 2100 м – на південному заході блоку. У межах Іллічівського блоку горизонт IVa у склепінні Іллічівської структури залягає на глибинах 1200 м і поринає в південно-західному напрямку до 3700 м, а в східному і північному – до 2400 м.

На Кілійсько-Зміїному піднятті (на острові Зміїному) пробурена свердловина, яка розкрила 315 м відкладів нижнього девону, і на глибині 524 м зупинена в силурійських відкладах. Стратиграфічна прив'язка закартованих на піднятті горизонтів виконана умовно; горизонт VI (J під.) тут виділено по динаміці хвильового поля. На часових розрізах нижче горизонту VI (J під.) з різким кутовим неузгодженням простежуються відбиття від горизонтів тріасу і палеозою, але взаємоув'язати їх і побудувати структурні карти не можливо, тому що відстань між профілями перевищує розміри окремих блоків.

На Кілійсько-Зміїному піднятті розвинені відклади юри, крейди, палеоцену, еоцену, майкопу.

Горизонт vI (J під.) виклинюється в південно-західній і центральній частинах підняття, розбивається серією порушень скидового та підкидового типу. Глибини залягання горизонту від 300 до 1400 м на заході, від 200 до 600 м в центральній частині, і від 1000 до 3000 м на сході. Товщина юрських відкладів змінюється від 0 до 400 м.

Горизонт IVб (K_1 під.) ототожнюється з підошвою нижньої крейди. У центральній частині Кілійсько-Зміїного підняття горизонт IVб виклинюється. У південно-західному напрямку він занурюється до –1200 м, а в південно-східному – до –2900 м.

Горизонт IVа (K_1 покр.) на Кілійсько-Зміїному піднятті картується тільки у східній частині, занурюється в східному напрямку по абсолютних відмітках від -300 до –2900 м, у центральній частині Кілійсько-Зміїного підняття в районі палеопідняття зазнав впливу ерозійного зрізу. Товщини відкладів нижньої крейди змінюються від 0 до 1300 м.

Висновки:

1. Новітні сейсморозвідувальні і сейсмостратиграфічні матеріали разом з даними буріння, літологічних та петрографічних досліджень дозволили дисертанту уточнити геологічну будову нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря і виявити регіональний характер розповсюдження літофацій, що відображено на відповідних схематичних картах і є основою диференціації території за перспективністю на нафту і газ.

2. Характерною ознакою базальних відкладів, у межах поширення яких виділено п’ять літофаціальних зон, є широкий розвиток мілководних, прибережноморських і континентальних (річкових) грубозернистих теригенних (в тому числі алювіально-дельтових), інколи глинисто-карбонатних утворень.

3. Альбський час, відклади якого поділяються на дев’ять літофаціальних зон, характеризується посиленням прогинань Північночорноморського шельфу та розривоутворень і формуванням переважно морських (мілководних і глибоководних) глинистих осадків, активізацією карбонато- і

ченагромадження і проявів вулканічної діяльності центрального типу.

4. З врахуванням сучасних геолого-геофізичних матеріалів побудовано ктурні карти підошви і покрівлі нижньокрейдових відкладів, які слугували вою структурно-тектонічного районування регіону досліджень. Знайшли ше підтвердження раніше виділені Голіцинський, Придунайський, Сулинсько-рханкутський, Губкінсько-Донузлавський, Печеняга-Камена розломи, які межують південний схил УКЩ, Кілійсько-Зміїне підняття, Каркінітський тин, вал Губкіна і Каламітський вал.

РОЗДІЛ 4
КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Перспективи нафтогазоносності надр обґрунтовуються певним комплексом критеріїв (ознак), серед яких виділяють структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні, геотермічні, нафтогазопрояви тощо [7, 23, 74, 78, 79, 107 та ін.]. Наведені критерії чи ознаки є основою обґрунтування перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Певна систематика та обґрунтування даних критеріїв наведена у праці [74].

Серед критеріїв нафтогазоносності важливе місце належить *структурно-тектонічному*, на підставі якого оцінюють перспективи нафтогазоносності певних територій з погляду сучасної геологічної будови досліджуваного об'єкта та характеру тектонічних процесів, що впливали на розвиток і просторове розміщення стратиграфічних комплексів (нафтогазоносних і перспективних), складність їх геологічної будови, розвиток тектонічних порушень, загальний розвиток порід-колекторів і порід-покришок, формування шляхів і екранів щодо латеральної і вертикальної міграції вуглеводнів і відповідно на просторове розташування їх покладів.

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, зумовлену тектонічними формами. Така особливість регіональної структури Чорноморського шельфу, зокрема лінійне та субширотне простягання всіх структурно-тектонічних елементів, що контрольоване розривними порушеннями, вплинули на будову переважної більшості локальних складок. Саме тектонічний фактор має вирішальний вплив, як на формування локальних структур, так і на утворення вуглеводневих покладів, їх міграцію та акумуляцію [17, 18, 28, 62, 64, 65, 80, 94,

, 100, 101, 107 та ін.]. Оскільки структуроформним елементом альпійської тоніки виступають субширотні розломи, які контролюють простягання і етичний тип локальних складок, то пошуково-розвідувальні роботи слід ентувати на детальніше геолого-геофізичне вивчення морфології розривів та простягання у шельфових ділянках. Це і враховано нами при складанні гнозних карт нафтогазоносності базальних і альбських відкладів нижньої йди північно-західного шельфу Чорного моря.

Сейсморозвідувальними роботами по відкладах нижньої крейди на логодні закартовано низку структур (рис. 4.1). Загальна характеристика даних руктур наведена в таблиці 4.1, серед яких нові, раніше невідомі (Криловська, ромна, Алібейська, Розломна, Зміїна, Геофізична, Янтарна, ходноміжводненська, Прирозломна-2, Рифтова, Рифтова-1, Гордієвича, улісна, КП-27, КП-43, Агат, Губкіна, КС-8, Голубина). Одинадцять структур готовлено до пошукового буріння.

Враховуючи те, що всі структури, виділені у відкладах нижньої крейди бігаються зі структурами або структурними носами по юрських відкладах і, у ереважній більшості випадків, не знаходять свого відображення у щезалягаючих верхньокрейдово-неогенових породах, можна припустити, що новна фаза складчастості на південному схилі УКЩ припадає на ньокрейдовий період. На етапі стиску регіону в неогеновий час, ймовірно, се розвантаження напруг відбувалося по Придністровському та Голіцинському розломах, що були буферною зоною і лише частково напруги передавалися на хилі УКЩ по порушеннях, які закартовані у верхньокрейдових відкладах.

Нафтогазопошукові роботи на нижньокрейдові відклади, які проводились Рівнинному Криму і Причорномор'ї, орієнтувались переважно на пастки нтиклінального типу. У той же час тут широко розвинуті літологічні, тратиграфічні і, особливо, тектонічно екрановані пастки, які практично не ивчались. Проте, багато із них могли акумулювати вуглеводні і тим самим

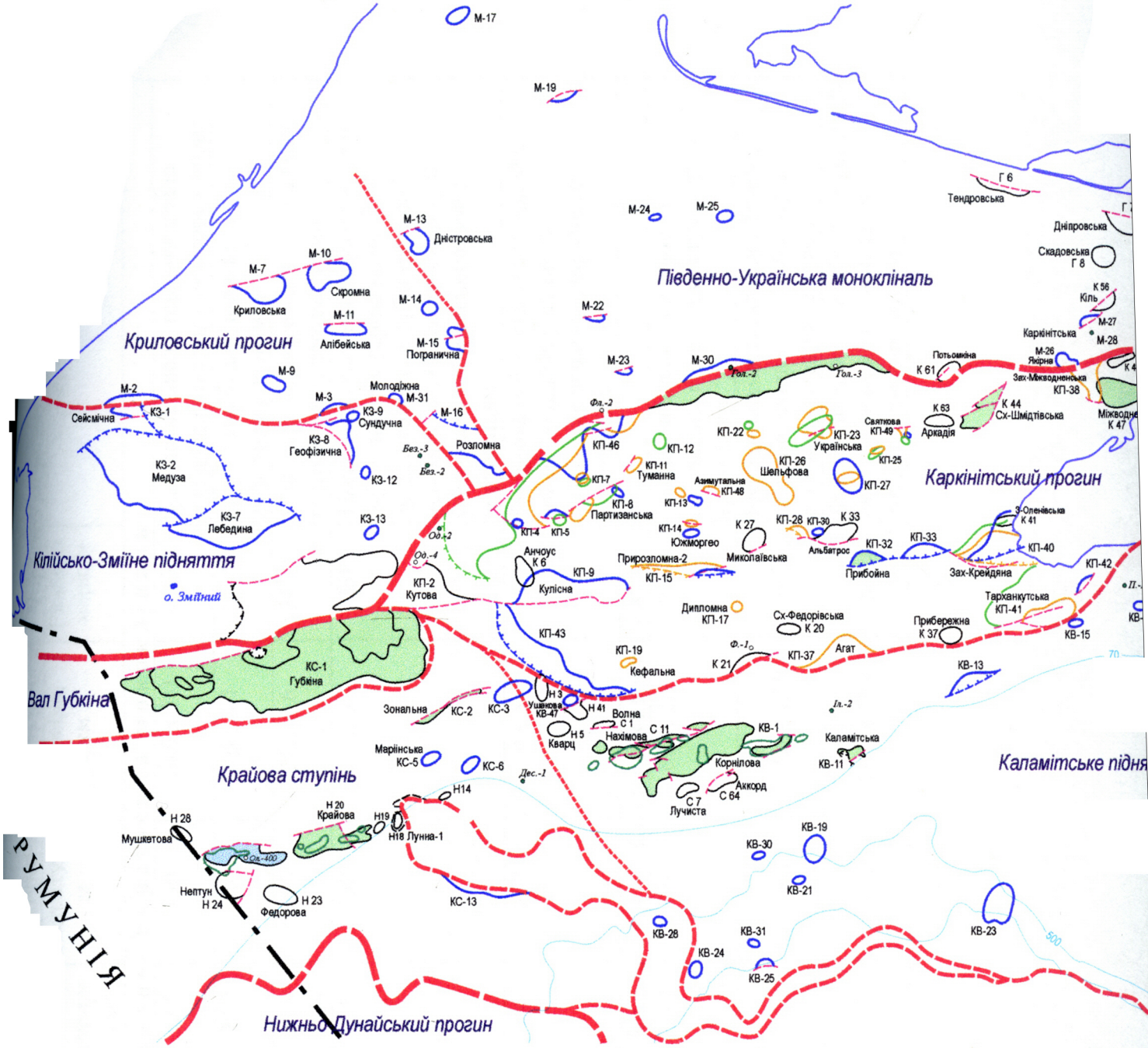


Рис. 4.1 Карта фонду структур відкладів нижньої крейди північно-зах
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський з використанням матеріа
2004р.

5 0 5 10 20 км



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Од.-2 ● Свердловини, які розкрили товщу нижньої крейди

Фл.-6 ○ Свердловини, які зупинині у нижній крейді

Структури:

що перебувають у бурінні

підготовлені

виявлені

виявлені роботами WESTERN-94:
а) по відб. горизонту IVa_1 (K_1 верх)
б) по відб. горизонту IVa_2 (K_1 низ)
в) по відб. горизонту IV б (K_1 під.)

структури, закартовані ВГГД (ЧНГ)

Границі:

платформ і плит

структурно-тектонічних елементів

умовні, структурно-тектонічних елементів

Порушення

Лінія виклинювання (а) або зрізання (б) горизонтів

Ізобати

рейди північно-західного шельфу Чорного моря
ористанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз"
р.

30 км

Нафтогазоперспективні об'єкти північно-західного шельфу Чорного моря по відкладах нижної крейди

Таблиця 4.1.

Індекс і назва структури	Гори-зонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
Південно–Українська монокліналь							
М-7 Криловська	$К_{1під.}$	1.9	37.5	150	10.0 x 5.0	18-23	Брахіантикліналь, північне крило ускладнене тектонічним порушенням.
М-10 Скромна	$К_{1під.}$	2.05	27.7	40	9.0 x 4.1	17-25	Брахіантикліналь, витягнута в широтному напрямку.
М-16 Разломна	$К_{1під.}$	3.6	81.9	600	18.2 x 6	34-42	Монокліналь, обмежена з трьох боків тектонічними порушеннями.
К-55 З-Бакальська	$К_1$	4.0	32	250	7 x 6	20	Закартована частина структури являє собою західну перикліналь брахіантикліналі субширотного простягання. На заході структура ускладнена субмеридіональним порушенням.
К-57 Бакальська	$К_1$	3.9	34	250	9 x 5	20	Закартована частина структури являє собою західну перикліналь брахіантикліналі субширотного простягання .
Кілійсько–Зміїне підняття							
КЗ-1 Сейсмічна	$К_{1під}$	0.3	14.4	>100	6.8 x 2.8	19-24	Брахіантикліналь, тектоничні порушення обмежують структуру з трьох боків.
КЗ-2 Медуза	$К_{1під}$	0.7	317.9	>500	32.6 x 13.0	19-28	Брахіантикліналь складної форми, північно-східне крило обмежене різнонаправленими скидами.
КЗ-7 Лебедина	$К_{1під}$	0.5	217	400	26.8 x 10.8	28-34	Брахіантикліналь, витягнута із заходу на схід, північне крило ускладнене тектонічним порушенням.

Продовження табл. 4.1.

Індекс і назва структури	Горизонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
КЗ-8 Геофізична	$К_{1під}$	1.4	27	>200	10.0 х 3.6	23-30	Брахіантикліналь витягнута в північно-західному напрямку, з двох боків обмеженана тектонічними порушеннями.
КЗ-10 Зміїна	$К_{1покр.}$	0.9	225	650	10 х 30	23-36	Брахіантикліналь, витягнута в субмеридіональному напрямку, обмежена тектонічними порушеннями.
КЗ-11 Янтарна	$К_{1покр.}$	0.7	52	400	20.5 х 3.4	36-44	Брахіантикліналь північно-східного простягання.
	$К_{1під.}$	1,8	315	1000	49,4 х 8,5		Брахіантикліналь складної будови, північно-східного простягання, на півночі і півдні обмежена порушеннями.
КЗ-15	$К_{1покр.}$	1.7	19.2	550	16 х 1.6	22-36	Вузький моноклінальний блок, обмежений тектонічними порушеннями.
Каркінітський прогин							
КП-3 Рифтова	$К_{1верх}$	4.6	213.6	1500	16 х 17.8	42-48	Структура північно-східного простягання, з трьох боків обмежена тектонічними порушеннями.
КП-9 Кулісна	$К_{1покр.}$	4.1	11.1	100	7.4 х 2	51-52	Брахіантикліналь субширотного простягання, південне крило обмежене тектонічним порушенням.
	$К_{1під.}$	6.0	72	1400	24 х 4.0		
КП-23 Українська	$К_{1верх}$	5.5	23.4	~50	10.4 х 3.0	34-38	Брахіантикліналь північно-східного простягання.
	$К_{1низ}$	6.4	26.5	>200	6.4 х 7.2		Антикліналь ізометричної форми з трьома куполами.
КП-26 Шельфова	$К_{1низ}$	6.3	41.6	320	14.6 х 3.8	42-46	Антикліналь, витягнута з північного заходу на південний схід, з трьома куполами.

Продовження табл. 4.1.

Індекс і назва структури	Горизонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
КП-27	$К_{1під.}$	7.8	28.3	300	8.2 х 4.6	40-46	Брахіантикліналь, витягнута з північного заходу на південний схід.
КП-37 Агат	$К_{1низ}$	3.4	36	~100	16.0 х 3.0	56-59	Брахіантикліналь північно-східного простягання. Південне крило обмежене тектонічним порушенням.
КП-40 З-Крейдяна	$К_{1покр.}$	2.8	56	1500	15 х 5	40-51	Брахіантикліналь північно-східного простягання. Південна частина обмежена тектонічними порушеннями.
	$К_{1верх}$	3.8	75	2100	9.6 х 10.4		Закартована західна частина структури являє собою монокліналь, яка заглиблюється в північно-західному напрямку, з півночі і півдня обмежену тектонічними порушеннями.
	$К_{1під.}$	6.0	72.0	1500	12.0х 8.0		
КП-41 Тарханкутська	$К_{1покр.}$	1.4	47	350	17 х 3.7	45-57	Брахіантикліналь південно-західного простягання. В склепінні та на південно-східному крилі ускладнена тектонічним порушенням.
	$К_{1верх}$	2.0	74.4	1100	12.4 х 8.0		Закартована частина структури являє собою склепіння і південно-західну перикліналь, південне крило обмежене тектонічним порушенням.
	$К_{1низ}$	1.2	37.6	500	11.4 х 4.4		Брахіантикліналь північно-східного простягання, південне крило обмежене порушенням.
КП-42	$К_{1покр.}$	1.2	41	700	11 х 5.0	22-53	Моноклінальний блок, обмежений порушеннями, заглиблюється на північ.

Продовження табл. 4.1.

Індекс і назва структури	Горизонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
КП-43	$К_{1під.}$	3.8	72	700	30 х 3.2	52-57	Структура лінійно-витягнута в північно-західному напрямку, з південного сходу обмежена порушенням.
КП-46 Рифтова-1	$К_1$	5.6	86	1200	23 х 5	43-48	Моноклінальний блок південно-східного занурення, з трьох сторін обмежений порушеннями.
	$К_1$	7.8	77	1200	19 х 5.4		Двосклепінна брахіантикліналь північно-східного простягння. Північно-західне крило обмежене порушенням.
КП-50 Гордієвича	$К_1а_1$	4,75	184	800	42 х 6	30-45	Структура лінійно-витягнута в північно-східному напрямку, з півночі вона обмежена тектонічним порушенням.
	$К_1а_2$	4,95	158	800	50,7 х 6,2		
	$К_1а_3$	5,65	144	900	32,6 х 7,2		
	$К_1а_{3а}$	5,35	21	200	11,4 х 3,8		Структура південно-східного простягання , склепіння ускладнене тектонічним порушенням.
	$К_1а_4$	6,0	107	650	28,7 х 6,4		Структура лінійно-витягнута в північно-східному напрямку, з півночі вона обмежена тектонічним порушенням.
К-33 Альбатрос	$К_1$	7.2	29	250	7 х 4.6	50	Брахіантикліналь північно-східного простягання. Південна частина структури ускладнена порушенням.
К-44 С.-Шмідтівська	$К_{1покр.}$	4.9	35	200	8.5 х 5	30	Природзломна двосклепінна брахіантикліналь північно-східного простягання.
	$К_1$	5.35	36	250	12 х 4		Багатосклепінна антикліналь північно-східного простягання, розбита порушеннями.

Продовження табл. 4.1.

Індекс і назва структури	Горизонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
К-47 Міжводненська	$К_1$	4.45	52.8	400	12.8 х 5.5	20	Брахіантикліналь північно-західного простягання.
	$К_1$	4.8	39.6	700	8.8 х 6		Брахіатикліналь північно-західного простягання.
Крайова ступінь							
КС-1 Губкіна	$К_{1покр.}$	1,3	800	950	63 х 15	36-52	Брахіантикліналь субширотного простягання, тектонічно і стратиграфічно екранована.
	$К_{1під.}$	1,4	800	1000	64,5 х 14,8		Брахіантикліналь субширотного простягання, північне крило ускладнене порушенням.
КС-2 Зональна	$К_{1під.}$	2.5	69	550	23 х 4	58-60	Брахіантикліналь північно-східного простягання, з північного заходу обмежена порушенням.
Н-13 Комсомольська	$К_1$al	2.95	17	200	9 х 2.5	72-82	Брахіантикліналь північно-східного простягання.
	$К_{1під.}$	3.55	107	550	16 х 9		Крупна □агато склепінна□а □агато склепінна брахіантикліналь. Південно-східна і західна перикліналі структури ускладнені радіальними розривними порушеннями.
Н-20 Крайова	$К_1$	3.1(зах) 3.05(східн)	49 9.5	300 100	11 х 5 5 х 2	60-70	Брахіантикліналь, північне крило якої ускладнене скидом. Другий скид північно-східного орієнтування ділить структуру на два блоки (східний опущений).

Продовження табл. 4.1.

Індекс і назва структури	Горизонт	Остання замкнута ізогіпса, км	Площа стр-ри, км^2	Амплітуда, м	Розміри, км	Глибина моря, м	Характеристика структури
Н-22 Олімпійська	$К_1$	3.2	64	150	17.5 х 4	60	Брахіантикліналь трисклепінна субширотного простягання. Північне крило ускладнене субширотним порушенням. Південна перикліналь ускладнена численими флексурно-розривними порушеннями різного орієнтування.
Н-24 Нептун	$К_1$	3.4	45	300	6 х 8	65	Ізометрична складка, обмежена з півночі і сходу розломами.
Н-28 Мушкетова	$К_1$	3.25	11	50	3 х 5	55	Куполовидна антикліналь.
Каламітський вал							
КВ-11Каламітська	$К_{1покр.}$	1.3	32.4	50	10.8 х 4	57-130	Антикліналь північно-східного простягання, з південного сходу обмежена вскидом.
	$К_1$	1.9	17	150	4 х 5,8		Антикліналь ізометричної форми ,ускладнена порушеннями.
КВ 15	$К_{1покр.}$	0.8	46.8	250	13 х 4.8	53-65	Антикліналь північно-східного простягання, обмежена з трьох боків вскидами.
КВ-23	$К_1$	1.6	32	100	8 х 5.4	505-855	Брахіантикліналь субмеридіонального простягання.
С-11 Нахімова	$К_1$	2.4	25.6	50	12.2 х 2.8	58	Брахіантикліналь північно-східного простягання
С-18 Карбишева	$К_{1покр}$	1.45	41	25	10 х 5	25	Брахіантикліналь, субмеридіонального простягання.
С-26 Вікторія	$К_1$	0.75	20	60	7 х 4	120-140	Брахіантикліналь двосклепінна, північно-східного простягання, південно-східне крило обмежене порушенням.
С-38 Форум	$К_1$	0.825	23	50	9 х 4	120-140	Брахіантикліналь субмеридіонального простягання. Східне крило ускладнене порушенням.

призупинити їх подальшу міграцію до склепінних частин антиклінальних складок, зумовлюючи таким чином невеликі розміри, приурочених до них покладів нафти і газу [17, 18, 70, 72 та ін.].

Літолого-фаціальні критерії дають змогу оцінювати перспективи нафтогазоносності з погляду на літологічний склад і фаціальну належність порід розрізу, умов їхнього формування, а також на характер їх неоднорідності і фільтраційно-ємнісними властивостями, тобто наявність порід-колекторів і порід-флюїдоупорів [74].

Порівняльний аналіз геологічних умов розміщення регіональних нафтогазоносних територій і зон нафтогазонагромадження показав, що формування і просторове розташування їх у розрізі літосфери тісно пов'язане як з тектогенезом, так і з літогенезом, і відповідно з певними формаціями і фаціальними умовами їх утворення та поширення [40, 74].

Літолого-фаціальні особливості продуктивних чи нафтогазоперспективних товщ Чорноморського басейну та умови їх утворення розглянуті в роботах [12, 33, 34, 36, 38, 39, 53, 66, 71, 73, 82 та ін.].

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.

Значні довго живучі 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 Кілійсько-Зміїного та Каламітського піднять тощо).

Високі перспективи пошуків покладів ВВ у зонах виклинювання гранулярних колекторів прогнозується на бортах і центрикліналі Каркінітсько-Північнокримського прогину.

До початку верхньоальбського осадконакопичення докрейдовий рельєф всього північно-західного шельфу мав досить розчленований

воротньоступінчастий вигляд системи виведених попередніми інверсними рухами в континентальні умови односторонніх грабенів. У готерів-середньоальбський час відбувалося опускання території, яке починаючи з верхньоальбського часу перевело її в підводноморський режим осадконакопичення. Оскільки для другої половин Австрійської Т-фази (верхній альб – сеноман) характерний відносно пасивний режим поглиблення басейну та активного підйому його бортів (Української моноклінали), то осадконакопичення в голіцинській прирозломній зоні відбувалося переважно в мілководних умовах, але при надходженні великої кількості уламкового матеріалу. Швидкості осадконакопичення перевищували швидкості прогину дна басейну, утворювалися акумулятивні тіла, які за схемою самоврегулювання виповнювали утворені попереднім акумулятивним тілом негативні ділянки рельєфу на периферії тіла [25].

Найбільш перспективними на погляд В.А. Бабадагли та ін. (1998) є трансгресивний комплекс верхнього барему – нижнього апту, який утворює зворотні клиноформи в тих депресійних ділянках ранньокрейдового палеорельєфу, де просторовий консерватизм осадконагромадження співпадав із стабільним виносом ріками піщаного матеріалу в крайові частини морського басейну. Передбачається, що в пізньому баремі – ранньому апті подібні умови існували в північно-західній частині Михайлівської западини, а саме в районі структури Осетрова, а також в районі структур Олімпійська, Крайова (східна центрикліналь Бабадагської западини). На думку вказаних авторів у перечислених районах необхідно виконати переінтерпретацію геолого-геофізичних матеріалів [3].

З метою об'єктивної оцінки вуглеводневого потенціалу Крайової ступіні в 2001-2002 рр. на найбільшій Олімпійській антиклінальній складці були пробурені перші в українському секторі акваторії глибокі свердловини параметрична № 400 і пошукова № 1. Їх вибої відповідно 3760 м і 2405 м знаходяться в дорифтових породах низів верхнього барему та в карбонатних відкладах кампану. Розкритий розріз осадового чохла на загал за даними

І. Дяковича та ін. (2002) зіставляється із розрізами свердловин, пробурених ніше на Десантній, Одеській і Безіменній площах, ділянці Лебада (Румунія), а кож на суходолі Західного Причорномор'я. Виявлено, що із ижньокрейдового розрізу на Олімпійській площі випадає нижній альб. Проте, ходячи із кореляції розрізу свердловини № 400 із відкладами, що розкриті на лянці Левада, на Олімпійській площі нижче можна прогнозувати наявність зальних утворень беріасу – нижнього барему та юри, з якими можна в'язувати перспективи нафтогазоносності. На захід від структури товщини і атиграфічна повнота розрізу, очевидно будуть збільшуватись [39].

Перспективним щодо виявлення неантиклінальних пасток є район івнічного узбережжя Тарханкутського півострова і прилеглої до нього кваторії Каркінітської затоки. Тут при загальному здійманні поверхні окрейдових відкладів і нижніх горизонтів нижньої крейди до узбережжя токи і далі на північ спостерігається розвиток переважно теригенних фацій та иклинювання окремих теригенних пачок у низах крейдового розрізу. Аналіз озповсюдження і склад уламкового матеріалу нижньокрейдових пісковиків озволяє окремим дослідникам прогнозувати локалізацію ранньокрейдового ідняття в районі Каркінітської затоки. Воно складено переважно породами ріас-юрського (?) віку і в значній мірі визначало розподіл теригенних відкладів ижньої крейди у цьому районі. Під рівень моря палеосуша занурилась в кінці льбу і була перекрита глинисто-мергельною товщею, які надійно екранують тратиграфічні пастки на схилах підняття [72].

Палеоструктурні та палеогеографічні реконструкції дали Л.Г. Плахотному та ін. [26] достатні підстави припускати, що встановлена в північній частині Криму смуга 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 Килійського палеопідняття в межі Східновилківськоі палеодепресії. Дві,

овірно, піщані пачки у відкладах верхнього альбу чітко картуються тут ісморозвідкою за даними Г.С. Старченко і С.В. Кольцова на детально ченій площі Гордієвича. Вони виділяються між відбиваючими горизонтами IVa_2-IVa_2^1 та IVa_2-IVa_1. З півдня ця смуга піщаних відкладів обмежується ькою (5-10 км) зоною палеопіднять, пов'язаних здебільшого з леовулканами, що ускладнювали будову західної частини Каркінітсько-нічнокримського рифту (Бортовий, Західнобортовий, Празнічний вулкани).

Генетично Карпінсько-Сиваське палеопідняття тісно пов'язане з олюцією Каркінітсько-Північнокримського або Одесько-Джанкойського фту, являючи собою його північне плече. Просторове положення леопідняття збігається із зоною крупних гравітаційних мінімумів, мовлених наявністю гранітоїдних плутонів рифей-вендського віку. У межах леопідняття слід очікувати присутність колекторів з хорошими фільтраційно-нісними властивостями.

Мілководні і, можливо, субконтинентальні (алювіально-руслові) фації рхньоальбських відкладів поширені, мабуть, і в межах Південнотендрівської абен-синкліналі, яка ускладнювала будову Каркінітсько-Сиваського леопідняття. Потужність верхньоальбських відкладів уздовж простягання цієї пресії збільшується в західному напрямку; ймовірно, що теригенний матеріал нсформувався по цій депресії в бік площі Гордієвича і розвантажувався тут ільш глибоку Південноголіцинську грабен-синкліналь [26].

Розвиток пасток також зумовлено проявами ранньокрейового вулканізму пов'язаними з ними лінзовидними тілами піщаників, туфів і туфітів, які міщають з віддаленням від вулканів прижерлові фації андезитових рфіритів. Як можливі резервуари можуть розглядатися і крайові тріщинуваті они лавових потоків, що характеризуються задовільними колекторськими астивостями.

У результаті інтерпретації часових розрізів сейсморозвідки (ЗГТ) вперше ід ефузивами верхнього альбу на багатьох профілях через родовище Штормове впевнено прослідковується нижньокрейдові осадова товща, товщина

ні між відбивними горизонтами IVa (підошва верхнього альбу) і IV окрейдяний фундамент) у середньому становить 700 м [34].

Перспективи пошуків ВВ, пов'язаних з виявленням зон залягання лканокластичних порід, підтверджується відкриттям газоконденсатного кладу, що приурочений до вулканокластичних порід альбського ярусу (пачка 9) на площі Західнооктябрська. Колектор тріщинно-порового типу (відкрита ристість до 9,36%) представлений перешаруванням туфів, туфітів, фопісковиків, туфоаргілітів і аргілітів на глибині 2600-3600 м.

Вулканопластичні породи, з якими пов'язані газоконденсатні поклади на ходнооктябрському родовищі, характеризуються складним зональним зповсюдженням. Найбільш широко вони розвинуті в межах південного борту ркінітського прогину та на Каламітському піднятті.

На південному схилі Каламітського підняття підготовлена до буріння труктура Корнілова, яка є складнопобудованою пасткою, що утворилася за ними А.Ф. Коморного та ін. (1998) за рахунок ущільнення палеодельтових ідкладів неоком – середньоальбського віку [33].

На північному схилі і західному зануренні Каламітського підняття рогнозується розвиток стратиграфічно екранованих пасток. З наближенням до клепіння підняття спостерігається зменшення товщини нижньокрейдового розрізу за рахунок нижньої його частини. Відклади, які виклинюються, носяться до трансгресивного базального комплексу нижньої крейди і редставлені переважно піщаниками та алевролітами, що утворилися в лководних умовах [72].

У теригенних відкладах нижньої крейди неструктурні пастки також иділені на Крайовій ступіні [33].

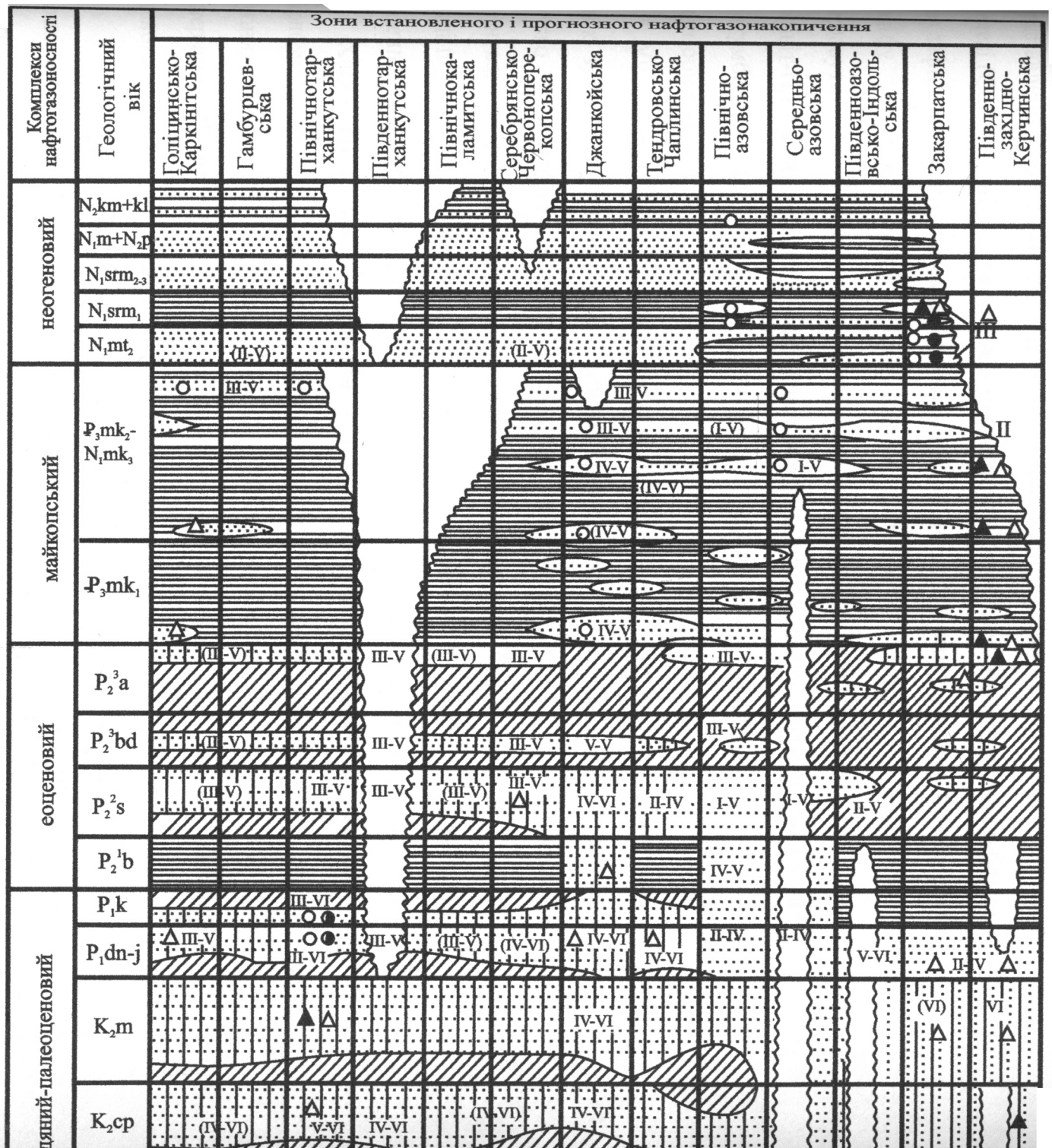
Район прогнозного поширення неантиклінальних пасток у ижньокрейдових відкладах приурочений до південного схилу і східного ануренння Кілійсько-Зміїного підняття. Характер зміни літофацій осадового охла підняття дозволяє прогнозувати розвиток на його схилах і східному ануренні стратиграфічно екранованих пасток, які формувались в результаті

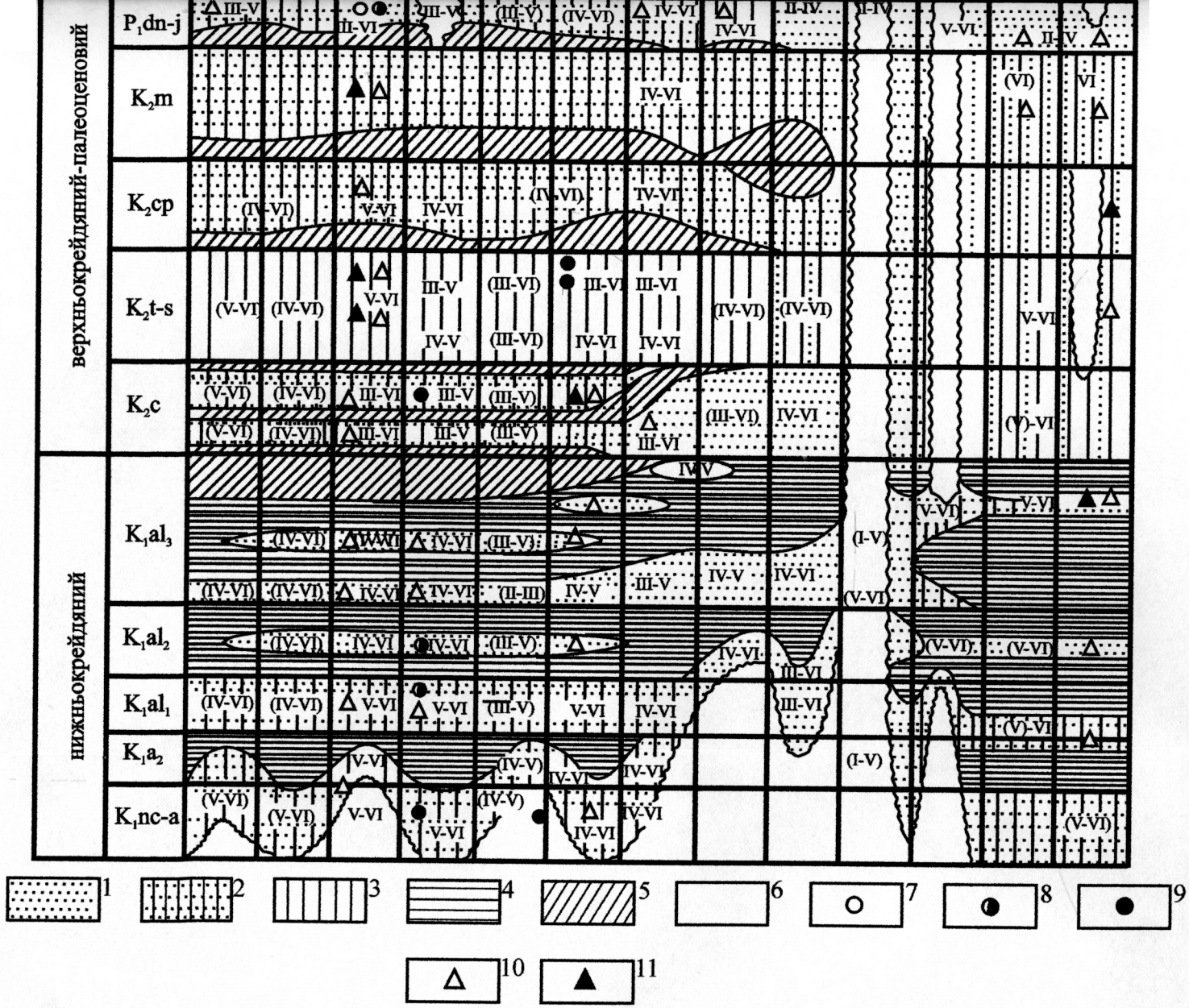
иклинювання мезозойських і кайнозойських відкладів, що мають широкий озвиток у межах Каркінітсько-Північнокримського прогину і в районах озташованих південніше і східніше Кілійсько-Зміїного підняття. Таке ипущення базується на результатах сейсмічних робіт, якими прослідковано кілька зон виклинювання відбивних горизонтів у товщі порід мезозойського і алеогенового віків [72].

Привертають до себе увагу тектонічно екрановані пастки, що примикають півночі до Придунайського розлому (М-2, М-3). Перспективними тут є уктури Розломна, Криловська, Скромна.

Аналіз і узагальнення петрофізичних і промислово-геофізичних атеріалів з врахуванням результатів освоєння свердловин дозволили .Т. Багайцю, Б.І. Дейнезі, А.Е. Каменецькому та ін. (1981) в розрізі ижньокрейдових відкладів Криму і Причорномор'я виділити декілька пачок орід-колекторів, представлених переважно піщаниками, алевролітами, туфами туфітами [72]. Найбільшої уваги серед них заслуговують теригенні породи азальних шарів нижньої крейди, а також пачки алевролітів, піщаників, туфів і уфітів, приурочених до нижньоальбського і низів верхньоальбського підярусу. Вони розповсюдженні дуже широко, в зв'язку з чим класифікується як убрегіональні. Крім цього, в розрізі середнього і верхнього альбу виділені дві пачки колекторів зонального і декілька пачок локального розповсюдження (рис. 4.2).

Ці породи-колектори розділені між собою і від вищезалягаючих утворень ерхньокрейдового віку достатньо потужними екрануючими товщами глин, ргілітів і глинистих мергелів. Серед них найбільше значення мають покришки, що приурочені до середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського ідярусу (потужністю 50-500 м), які розповсюджені майже по всій осліджуваній території і класифікуються як субрегіональні нафтогазоупори. линисті утворення верхньоапського віку представляють собою зональну покришку і мають менш широкий розвиток.


Комплекси нафтогазоносності
Геологічний вік
Зони встановленого і прогнозного нафтогазонакопичення
Голіцинсько-Каркінітська
Гамбурцевська
Північнотарханкутська
Південнотарханкутська
Північнокаламитська
Серебрянсько-Червоноперекопська
Джанкойська
Тендровсько-Чаплинська
Північноазовська
Середньоазовська
Південноазовсько-Індольська
Закарпатська
Південно-західно-Керчинська
неогеновий
майкопський
еоценовий
дяний-палеоценовий
N2km+kl
N1m+N2p
N1srm2-3
N1srm1
N1mt2
P3mk2-N1mk3
P3mk1
P2 3a
P2 3bd
P2 2s
P2 1b
P1k
P1dn-j
K2m
K2cp
(II-V)
III-V
(I-V)
IV-V
(IV-V)
(III-V)
V-V
IV-VI
II-IV
I-V
II-V
III-VI
II-VI
(IV-VI)
V-VI
(VI)
VI
III
II



Типи колекторів: 1 - поровий, 2 - тріщинно-поровий і порово-тріщинний, 3 - порово-каверно-стилоліто-тріщинний; тип покришки: 4 - глинистий, 5 - глинисто-карбонатний; 6 - випадання пірід із розрізу; поклади: 7 - газу, 8 - газоконденсатні, 9 - нафтові; прояви: 10 - газу, 11 - нафти.

Рис.4.2 Схема поширення колекторів, покришок, покладів вуглеводнів і нафтогазопроявів у розрізі крейдяних-неогенових відкладів півдня України і прилеглих акваторій. Склали: А.Т. Богаєць і Б.І. Дейнега 1981р. [72].

Потужність покришки верхньоаптського віку змінюється від нуля до м. Відсутність верхньоаптських відкладів зафіксовано на більшій частині нічного Причорномор'я і на деяких ділянках центральних районів инного Криму (А.Т. Богаец и др., 1972), північно-західного шельфу рного моря (підняття Голіцина). Середньоальбська нафтогазова покришка едставлена переважно аргілітами і глинами, що зрідка переходять у глинисті ргелі ($CaCO_3$ – від нуля до 34,8 %). Відсутність утворень середньоальбського у зафіксована на окремих ділянках Рівнинного Криму і північно-західного ельфу Чорного моря. Потужність змінюється від 0 до 300 м. родоутворюючі глинисті мінерали покришок представлені переважно олініт-гідрослюдистою і гідрослюдистозмішаною (типу іліт-монтморилоніт, т-гумбеліт) асоціаціями, інколи з домішками хлориту і частіше нтморилоніту [72].

Участь вулканічного попельного матеріалу у формуванні ряду глинистих чок зумовлює наявність у нижньокрейдовому комплексі порід-покришок ртєво монтморилонітового складу, з високими і дуже високими ранувальними властивостями. Зокрема, у складі верхньоальбської глинистої вщі поряд з породами-покришками 2-3-го класів установлено пласти глин із ченнями газопроникності й тиску прориву, що відповідають першому класу.

Характеристики колекторів і покришок нафтогазоносних комплексів орноморського нафтогазоносного регіону були детально вивчені укіним О.Ю., Полухтовичем Б.М., Мельничуком П.М. та ін. (1995) на атеріалах Рівнинного Криму і на вибіркових даних буріння на акваторії орного моря [41, 43 та ін.].

Нижньокрейдовий вулканогенно-теригенний поліфаціальний комплекс арактеризується дуже широким діапазоном фільтраційно-ємнісних ластивостей. Тіла різної фаціальної природи групуються у пачки і товщі колекторські горизонти). Грубоуламкові піщані тіла з найбільшими наченнями ФЄВ приурочені до нижньокрейдових колекторських горизонтів А-1 (базальна гравеліто-піщана пачка товщиною до 350 м), А-20, А-19 та А-18.

ички алевролітів, туфів і туфітів приурочені до нижньоальбського (горизонт -19) і низів верхньоальбського (горизонт А-18) підярусів. У межах Рівнинного риму з ними пов'язано понад 30 вуглеводневих скупчень (близько 20 з них риурочені до горизонту А-21). Ознаки нафтогазоносності нижньокрейдових ригенних колекторів встановлені також і на акваторії Чорного моря ївденноголіцинська, Десантна та ін. площі).

У керні відібраному з інтервалу 2129-2139 м із св. 2-Прадніпровська, ічувався запах нафти. При випробуванні альбських відкладів з інтервалу 110-2125 м був отриманий приплив розгазованої пластової води дебітом 16 м^3/добу. Причина негативних результатів – відсутність надійних екранів. ле альбські відклади можуть бути оцінені як колектори порового типу не ижче II-III класів. При цьому не виключено, що альбські пісковики разом із еокомськими представляють собою єдиний резервуар. Покришкою для них уде пачка сеноманських вапняків і мергелів пелітоморфних, щільних, міцних, і в зонах тріщинуватості є псевдопокришками.

Ймовірно, що розріз нижньої крейди, вивченої у свердловині радніпровська-2, буде характерним для усієї обширної території шельфу. міни можуть залежати від ступеня глинізації і від зміни товщини.

У межах цієї літофації пошуковий інтерес можуть мати акумулятивні тіла ипу барів і карбонатних тіл.

За результатами буріння свердловини Олімпійська-400 в альбі колектори е виявлені. Пласти-колектори виділені в антських відкладах і за даними ГДС они характеризуються як алевроліти з тонкими прошарками вапняків, ористістю 13-15%. Усі колектори водоносні, можуть бути віднесені до порово-іщинного типу IV-V класу.

Морфологія тіл теригенних колекторів контролюється насамперед їх раціальною природою, яка в межах Азово-Чорноморського регіону арактеризується закономірною палеогеоморфологічною зональністю. Із захід – івнічного-заходу на схід – південний схід (від Придністров'я до Криму) остежується послідова зміна алювіальних і наземно-дельтових відкладів

водно-дельтовими і морськими депресійними фаціями. Відповідно до цього лові та рукавоподібні піщані тіла змінюються гирловими барами і водними дельтами, контуритами і турбідитами. Це дозволяє сподіватися на рокий розвиток різних літолого-стратиграфічних і комбінованих пасток у ках регіону досліджень.

ФЄВ нижньокрейдових теригенних колекторів змінюються в широкому пазоні і відповідають 1-5-му класам. Відкрита пористість нижньокрейдових сковиків, гравелітів і алевролітів становить 1-30 %, здебільшого – 15-20 %. е ширшим є діапазон газопроникності – від $0,01x10^{-15}$ до $1000x10^{-15}$ м і ьше. Найвищі значення ФЄВ характерні для пухких пісковиків і гравелітів з оринним внутрішньопоровим каолінітовим цементом. Явно вторинний рактер досконалого триклінного каолініту та особливості морфології рового простору колекторів цього типу, приуроченість їх до широкого пазону катагенетичних перетворень, – все це свідчить про зв'язок їх рмування з накладеними процесами розущільнення. Щодо первинних лекторів, які дуже поширені в інтервалі стадій протокатагенезу і початку зокатагенезу, то їх роль у складі нижньокрейдового комплексу на акваторії ного моря має бути суттєво нижча, ніж у Рівнинному Криму.

Вагомим чинником, який зумовлює нафтогазоносність нижньокрейдового мплексу, крім тектонічних і літологічних умов та вертикальної міграції люїдів, є наявність на глибинах 4400-5000 м зони вторинної пористості та іщинуватості [17, 43, 108].

Вулканокластичні колектори зустрічаються у вигляді прошарків і пачок постійної потужності. Відкрита пористість їх не перевищує 4 %, проникність – ,01-17,7)$x10^{-5}$ $м^2$. Продуктивність порід альбського віку встановлена на ахіднооктябрському родовищі, де розкрито газоконденсатний поклад у лканокластичних утвореннях горизонту А-19. Дебіт газу (св. 9) склав ,8 тис.$м^3$/добу, конденсату – 34 $м^3$/добу. На Степовому блоці Тетянівського родовища розкрито газовий поклад у горизонті А-18 з дебітом газу 1 тис.$м^3$/добу, конденсату – 0,37 $м^3$/добу. Припливи газу з горизонту А-19

отримано також на Карлавській (св. 12 – 4,5 тис.м^3/добу) і Західнотетянівській (св. 1 – 0,14 тис.м^3/добу). З горизонту А-18 газ і нафту отримано на Срібрянській площі (св. 1 – газу 28,6 тис.м^3/добу, нафти – 2,0 м^3/добу) та деяких інших [30].

Вторинні процеси (цеолітизація, хлоритизація і каолінізація пірокластичного матеріалу з утворенням відкритих пор і каверн) мали велике значення для формування вулканогенних ефузивно-осадочних колекторів (туфограувакових, вулканоміктових, туфових, туфітових та ін.).

Через структурно-речовинну різноманітність нижньокрейдових теригенних і вулканокластичних порід граничні значення пористості та проникності колекторів є суттєво різними для різних інтервалів комплексу. Так, для регіонально витриманої базальної грубоуламкової піщаної пачки кондиційними колекторами порового типу вважаються пісковики з такими параметрами: пористість – понад 6%, проникність – понад 1x10^{-15} м^2, газонасиченість – понад 70%. Для кондиційних колекторів змішаного типу різних горизонтів комплексу ці граничні значення відповідно становлять: 4%; 0,1x10^{-15} м^2; 45 %.

Однією із основних причин низької ефективності нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на нижньокрейдові відклади у межах Каркінітсько-Північнокримського прогину є низькі ємнісні і фільтраційні властивості теригенних і вулканокластичних порід у районах глибокого їх залягання (понад 4-4,5км) де були і зосереджені основні обсяги пошукового буріння. Комплексний аналіз умов нафтогазоносності Північно-Західного Криму вказує [72] на більш високу перспективність нижньокрейдового комплексу в зонах порівняно неглибокого його залягання, а саме в південній смузі Каркінітсько-Північнокримського прогину, що безпосередньо прилягає до Новоселівського і Каламітського піднять. Розповсюджені тут у товщі нижньокрейдових відкладів піщано-алевритові і вулканокластичні породи представляють собою колектори порового і тріщинно-порового типів I-IV класів.

Великої уваги заслуговує також смуга шельфу, яка прилягає з півдня до рханкутськог півострова. У зв'язку з близькістю її до одного із основних рел теригенного матеріалу (М.Я. Апостолова и др., 1974), розріз нижньої йди характеризується тут підвищеною кількістю алеврито-піщаних порід. ловідно виявлені тут локальні підняття (Тарханкутське, Карбишева, ічівське) представляють інтерес для пошуків вуглеводнів у товщі ньокрейдових відкладів [72].

Особливої уваги заслуговує північна частина Каркінітської затоки. У цій узі із-за невеликих глибин моря легше проводити буріння із стаціонарних талічних споруд.

Із основних чинників, що визначають *геохімічні критерії* фтогазоносності, згідно поглядів органічного генезису нафти і газу, є ділення нафтогазопродукуючих комплексів у розрізі осадового басейну і значення їх потенційних можливостей генерації вуглеводнів на підставі слідження вмісту в них органічної речовини, її типу, геолого-геохімічних і ромобаричних умов її нагромадження та подальшого перетворення.

Вважається, що нижньокрейдові і майкопські породи є основними фтогазопродукуючими товщами в розрізі осадового чохла Причорноморсько-римської нафтогазоносної області. На сьогодні вважається (И.В. Высоцкий, А. Соколов, 1975), що промислово нафтоматеринською товща може бути льки тоді, коли на її 1 км^2 вміст розсіяної органічної речовини буде становити менше 1млн.т. Ці умови можуть бути виконані для порід нижньої крейди, де товщина перевищує 200 м з відповідною літологією [41].

Товщина нижньокрейдових відкладів у районі північно-західного шельфу рного моря на порядок перевищує вказану. Переважно глиниста товща порід ізньоаптського – пізньоальбського віку регіонально збагачена ОР, в якій вміст $C_{орг}$ становить 0,015-0,7% для пісковиків і алевролітів і 0,5-2,0 % для глин і ргілітів. Хлороформний бітумоїд розподіляється у цих же породах відповідно межах 0,001-0,07 і 0,01-0,2 %. Найбільші концентрації $C_{орг}$ і хлороформного ітумоїду, висока ступінь відновності і бітумінозності ОР приурочені до

носно занурених частин Каркінітсько-Північнокримського прогину, що рактеризуються сприятливими геохімічними умовами седиментогенезу в ижньокрейдовий час [13, 41, 71, 72].

Для оцінки ступеня метаморфізації розсіяної органічної речовини в роцесі катагенетичних змін був визначений показник відбиття вітриніта (R_0). йбільш надійні дані отримані на взірцях із св. 2-Прадніпровська і Іллічівська, в яких керн представлений прибережно-морськими відкладами з ивністю вуглефікованого рослинного детриту. Згідно з цими даними рмокатагенетична перетвореність ОР нижньокрейдових порід відповідає лації $МК_2$ для Прадніпровської площі і $МК_3$-$МК_4$ для Іллічівської площі.

Відклади нижньої крейди пройшли всі чотири стадії нафтогазоутворення. глибин 1,6 км виділяється верхня газова зона, від 1,6 до 3,7 км – зона ловної фази нафтогазоутворення (ГФН), в інтервалі від 3,7 до 4,5 км – зоконденсатна і більше 4.5 км в умовах жорсткого термобаричного режиму – жня газова зона [41, 56].

На сьогодні у відносно занурених частинах Каркінітсько-внічнокримського прогину ОР нижньої частини товщі (неокомські-жньоальбські відклади) досягла градації мезокатагенеза $МК_4$, яка відповідає ихуванню процесів нафтоутворення і початку головної фази газоутворення. ерхня частина товщі нижньої крейди (середній-верхній альб) завдяки значній потужності (до 2,5-3,0 км) на сьогоднішній час ще знаходиться в умовах ловної фази нафтогазоносності (ГФН).

За підрахунками І.В. Колодій (2003) тільки в межах Каркінітської-івнічнокримського рифтогену (20 тис.км^2) поховано близько $4x10^{14}$ т $C_{орг.}$ гідно експериментальних даних при 270-300 ºС 4 % цієї кількості витрачається утворення метану, що становить $16x10^{12}$ *нт*^{3}. За В. Корценштейном (1984) із явного у водонапірному басейні газу в родовищах концентрується не більше %. Для акваторії Північнопричорноморського водонапірного басейну це тановить $1,6x10^{12}$ *нм*^{3}, що перевищує розвідані до цього часу запаси у разів [32].

Виходячи з літофаціальних особливостей розповсюдження ньокрейдових відкладів та їх потенційних можливостей продукування глеводнів, до основних областей генерації та нафтогазонакопичення можна нести Каркінітський прогин і, можливо, Чорноморську западину.

У процесі міграції вуглеводнів у надрах, а також під час формування і рігання їх покладів велика роль належить *гідрогеологічним чинникам*. ецифічні геологічні умови, в яких знаходиться вода, що супроводжує клади нафти і газу, а також зміни в її складі, які зумовлені взаємодією з глеводнями, дають змогу використовувати деякі гідрогеологічні показники прогнозування нафтогазоносності як великих територій, так і окремих атиграфічних чи локальних об'єктів [75].

Гідрогеологічним дослідженням нижньокрейдових відкладів північно-дної акваторії Чорного моря присвячені роботи О.О. Орлова, А. Волкової, Г.О. Жученко (1991) [57], В.В. Колодія, М.В. Лебединець, Колодій (2000) [30, 31], І.В. Колодій (2003) [32], М.В. Лебединець (2003)] та інших. Проте необхідно зазначити, що гідрогеологічні особливості жньокрейдових відкладів вивчені недостатньо, так як інформація про умови ягання підземних вод, їх хімічного складу і розчинених у них газів на годні є тільки по шести свердловинах.

За хімічним складом і мінералізацією води нижньокрейдового комплексу номанітні. Так, наприклад, пластові води Євпаторійської площі відносяться гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 4,8 г/л. На інших сантна, Іллічівська) площах води відносяться до хлор-кальцієвого і хлор-нієвого типу з мінералізацією понад 16,0 г/л. Максимальне значення ералізації вод відмічено у свердловині 2-Прадніпровська (71,0 г/л).

Припливи води із цього комплексу коливаються в широких межах від иниць до сотень кубічних метрів за добу (від 3,4-8,4 до 264 $м^3$/добу).

Загальна картина по північно-західному шельфу Чорного моря годжується з гідрогеохімічною зональністю водоносного комплексу

инного Криму, яка характеризується збільшенням мінералізації при віддаленні області інфільтраційного живлення Гірського Криму в область акваторії.

Однією з найнадійніших прямих ознак нафтогазоносності надр є кількість склад розчинених у підземних водах газів. На сьогодні немає достатньої формації про газонасиченість підземних вод нижньокрейдового комплексу. ключення складають дослідження одиничних проб підземних вод: св. Голіцинська, в якій спостерігався вільний приплив газу з дебітом 35-0,45 тис.м^3/добу і св. 2-Іллічівська, де газонасиченість склала 154,2 см^3 на 00 см^3 об'єму пробовідбірника. Назагал виявлено [32], що середня онасиченість вод акваторії Північнопричорноморського басейну зростає з биною (табл. 4.2).

Таблиця 4.2

Середні газогеохімічні характеристики водоносних комплексів акваторії Північнопричорноморського басейну [32]

ВК	Глибина, м	CH_4, % об.	C_2H_6, % об.	CO_2+N_2	K_c	Г, см^3/л	Г·10^3 / Н	Г / $Г_{мін}$
N_1	570	97,1	0,03	2,9	3270	477	792	0,44
P_3+N_1	800	98,7	0,5	0,8	197	1018	1584	0,63
P_2	1500	96,3	1,3	2,4	74	936	269	–
P_1	2200	93,2	5,1	1,7	18	1749	924	0,59
K_2	2960	90,6	6,3	3,1	16	1243	496	0,52
K_1	3500	92,4	4,8	2,8	19	1855	346	–
PZ-PR	4000	92,4	4,8	2,8	19	2395	672	0,60

Примітка:

Г – газонасиченість вод; $Г_{мін}$ – максимальна газонасиченість вод при гідростатичному иску і мінімальній на даній глибині температурі; Н – глибина; ВК – водоносний комплекс; - коефіцієнт сухості газів.

Із даних таблиці видно, що між газонасиченістю вод, вмістом у дорозчинених газах гомологів метану, віком та глибиною залягання оносних комплексів наявні тісні прямі кореляційні зв'язки.

Щодо коефіцієнту пружності водорозчинених газів, то він відомий тільки двох свердловин (2-Прадніпровська – 0,78 і 2-Голіцинська – 0,94), що є остатнім для узагальнюючих висновків.

Відношення пластового тиску до умовного гідростатичного ($P_{уг}$) у родах базального горизонту нижньої крейди коливається від 0,98 до1,60. У жах басейну виділяються локальні п'єзоаномалії: "північний" п'єзомаксимум шельфі Чорного моря і західному узбережжі Тарханкутського півострова нтральна вісь максимальних тисків – від Голицинського підняття ($К_г$=1,40-3) до Борисівської площі ($К_г$=1,60); п'єзомінімум на південному узбережжі рханкутського півострова (з центром на Октябрському родовищі вуглеводнів – =0,98-1,01; "південний" п'єзомаксимум з центром на Новоселівській і расновській площах ($К_г$=1,16-1,21). Іншим площам досліджуваного району повідають значення ($К_г$) коефіцієнта гідростатичності 1,03-1,07 (рис. 4.3). устина підземних вод базального горизонту в лабораторних умовах ливається в межах від 1,005 до 1,0493 г/см^3, тобто перевищення пластових сків відносно умовних гідростатичних не в усіх випадках можна пояснити двищеною густиною мінералізованих вод відносно прісних навіть на фонових лянках, тим більше в межах п'єзоізомаксимумів [30].

Площі Мілова, Західнооктябрська, Октябрська, Криловська розташовані в ні п'єзомінімуму. Відношення $P_{пл}/P_{уг}$ практично не залежить від глибини в ервалі 1700-3700 м в утвореннях нижньої крейди.

Площі Євпаторійська, Новоселівська, Краснівська, Миколаївська зташовані в межах "південного" п'єзомаксимуму. Значення коефіцієнта дростатичності зменшується від глибин 650-700 до 1560 м від 1,10-1,21 до 97.

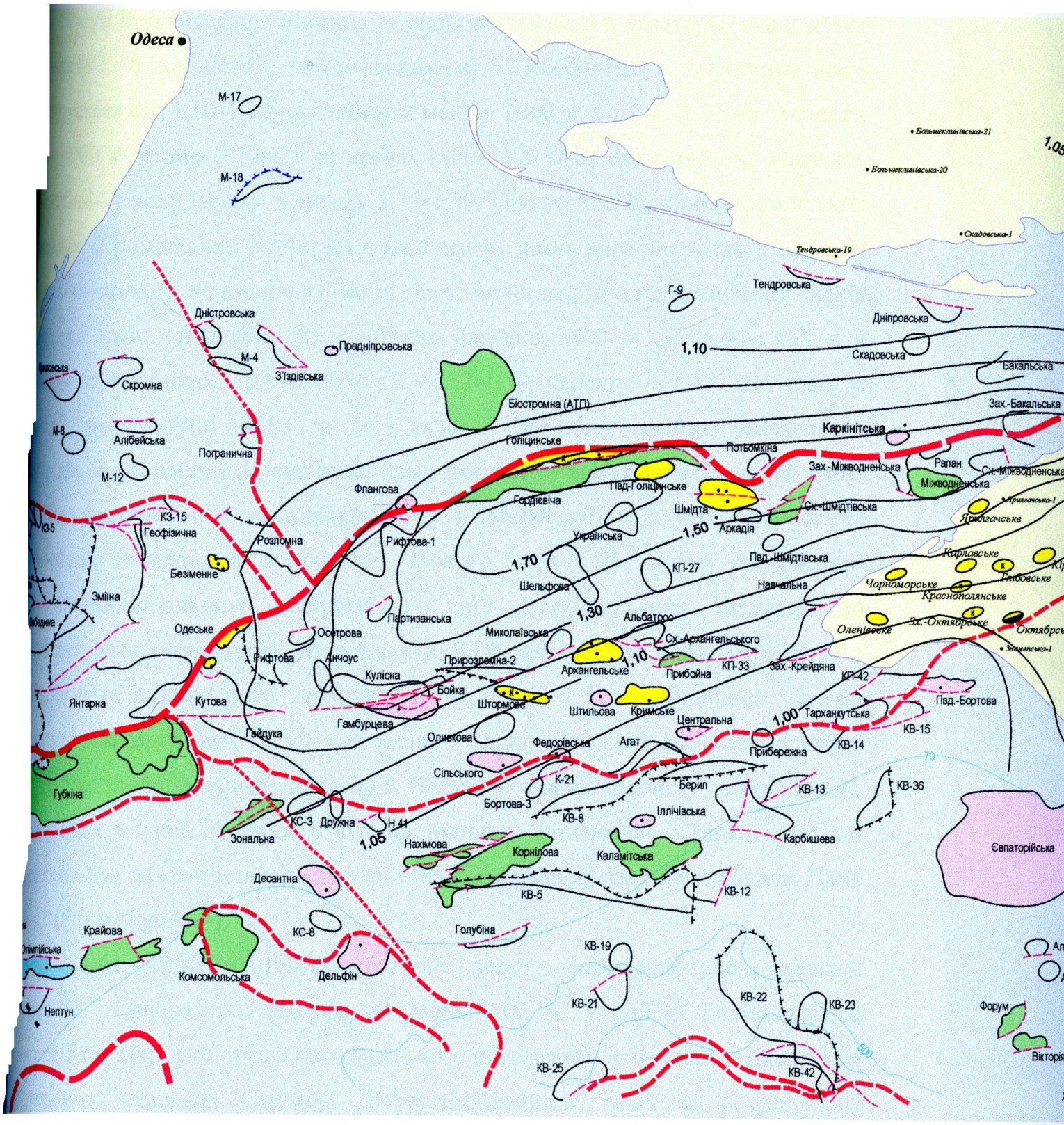
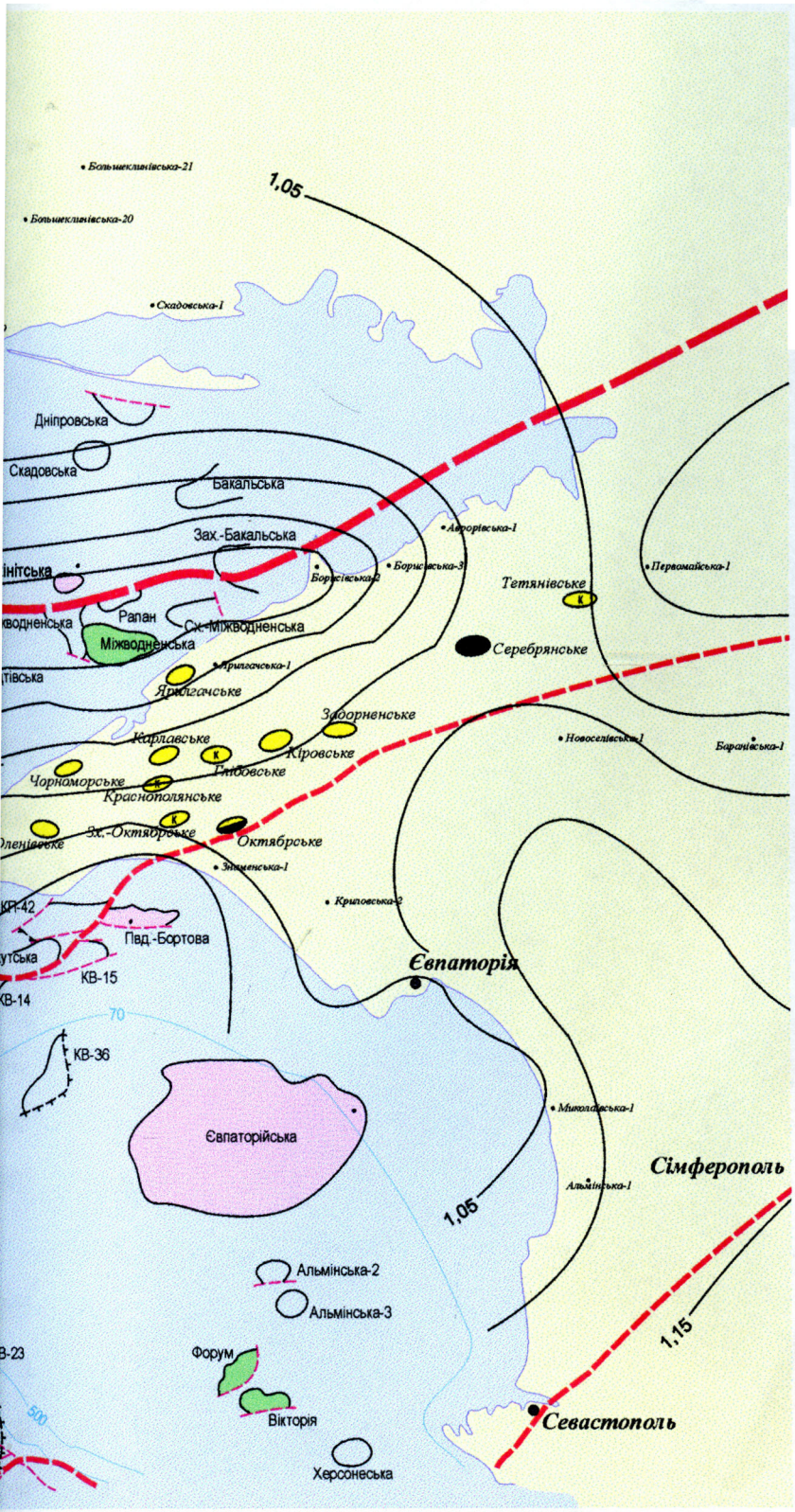


Рис. 4.3 Зміна коефіцієнту гідростатичності $К_Г$ у нижньокрейдовом
нафтогазоносному комплексі північно-західного шельфу Чорного мо
(за даними В.В. Колодій, М.В. Лебединець, І.В. Колодій, 2000[30]
накладених на карту фонду структур ДАТ "Чорноморнафтогаз")



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Родовища:
- газові
- газоконденсатні
- нафтові
- нафто-газові

Структури:
- що перебувають у бурінні
- підготовлені
- виявлені
- пробурені з від'ємними результатами

Границі:
- платформ і плит
- структурно-тектонічних елементів
- умовні, структурно-тектонічних елементів

Порушення

Ізобати

1.70 Ізолінії коефіцієнту гідростатичності

Запропонована МЗС України лінія розмежування

$C_Г$ у нижньокрейдовому
го шельфу Чорного моря
.В. Колодій, 2000[30],
"Чорноморнафтогаз")

Площі Борисівська, Голіцина та інші розташовані в акваторії, знаходяться межах "північного" п'єзомаксимуму. Коефіцієнт гідростатичності вищується від 1,10-1,24 на глибинах менше 1000 м; до 1,41-1,76 на глибинах над 4000 м. Разом з тим, в інтервалі 1800-3800 м $К_г$ практично не залежить глибини і коливається в межах 1,15-1,59. Цікаво, що $К_г$ в протерозойських кладах (Голіцинське підняття) є нижчим за деякі його значення в породах -палеоценового водоносного комплексу, хоч вимірювання пластових тисків ерших було проведено на глибинах близько 3800 м ($К_г$=1,40-1,43), а в ших – на глибинах 2100-2700 м ($К_г$=1,32-1,59, середнє – 1,45). На тому ж дняті на глибині 4380 м у відкладах нижньої крейди зафіксовано ксимальне для району перевищення пластового тиску над умовно гідростатичним.

За результатами досліджень [30] п'єзомаксимум в усіх водоносних мплексах знаходиться в акваторії Чорного моря і має форму витягненого алу меридіонального напрямку – від Голіцинського підняття до рханкутського півострова. Максимальні $К_г$ характерні для нижньокрейдового льбського) водоносного комплексу –1,76 і 1,52, відповідно. Значні ревищення пластових тисків над умовно гідростатичними зафіксовані також багатьох свердловинах акваторії Чорного моря, причому значення $К_г$ ижуються в усіх напрямках від осі підняття Голицина – Тарханкутський острів. Так само розташовані й температурні максимуми на глибинах 1000, 0 і 3000 м (рис. 4.4).

На зрізі –2000 м геотемпературне поле в загальних рисах нагадує опереднє: температурні максимуми понад 100 °С у районі Голіцинського ідняття і північного борта Тарханкутського півострова, найменші температури бортових частинах басейну. Диференційованість поля за розрахунком тановить 48 °С. Відмінною рисою є досить чітко позначений температурний аксимум з амплітудою 14 °С головним чином у межах Сімферопольсько-овоселівського підняття і Балашівського виступу. Найменші температури 55-3 °С, визначені в північно-східній і південно-західній частинах басейну (площі ніческа і Одеська).

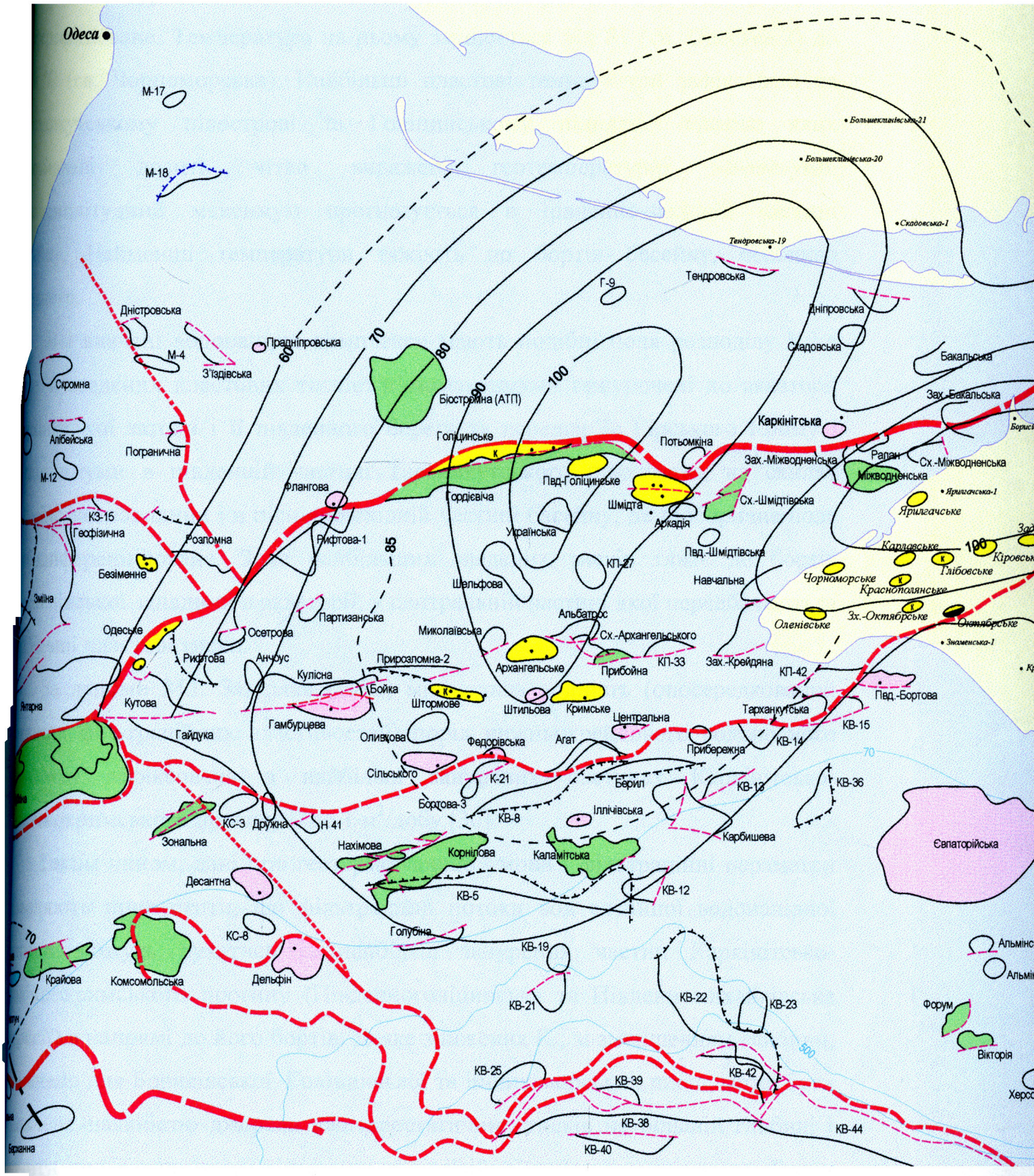
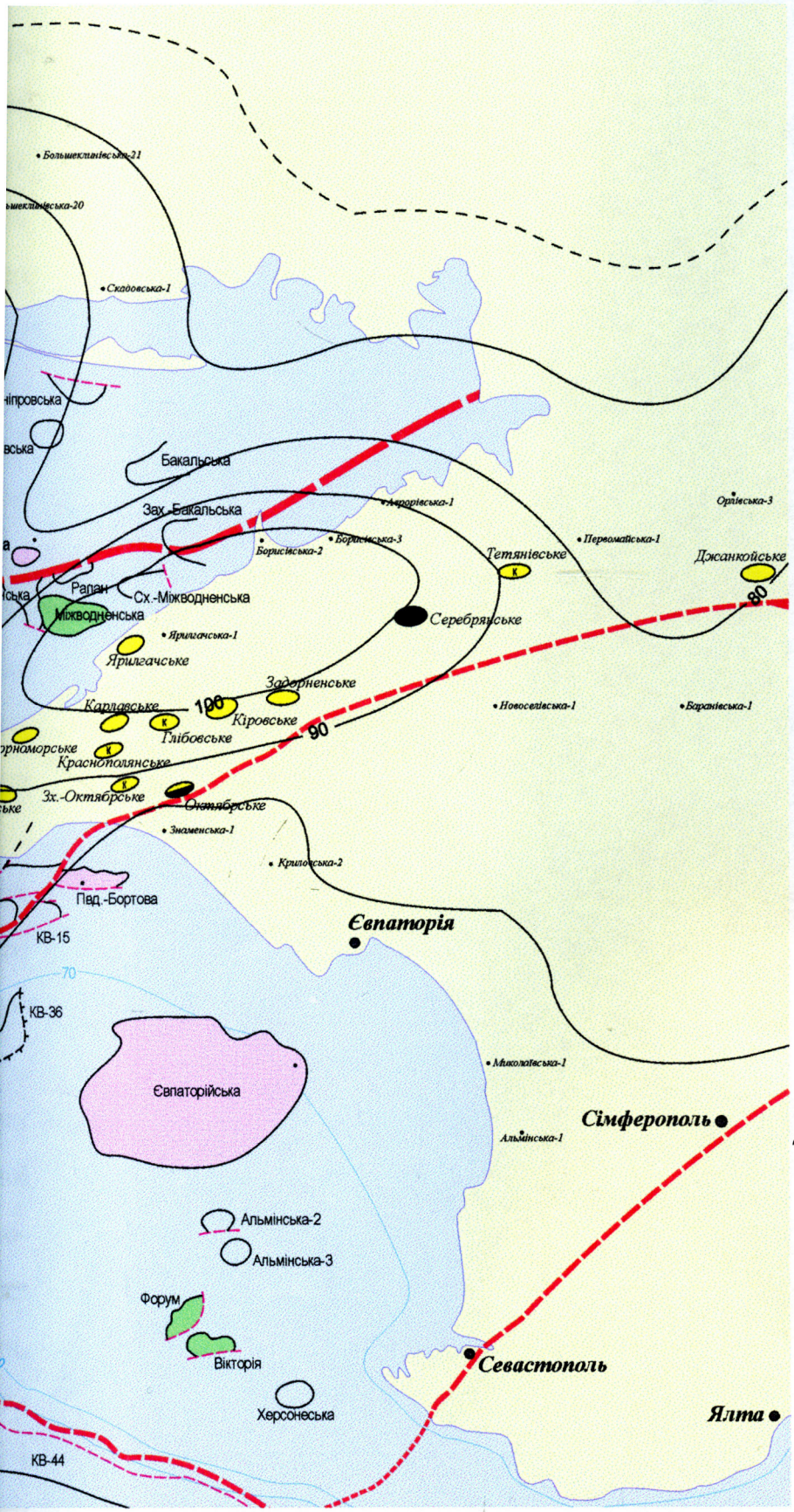


Рис. 4.4 Геотемпературні умови на глибині -2000 м північно-західного шельф
(за даними В.В. Колодій, М.В. Лебединець, І.В. Колодій, 2000[3
накладених на карту фонду структур ДАТ "Чорноморнафтогаз", з доповне



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Родовища:
- газові
- газоконденсатні
- нафтові
- нафто-газові

Структури:
- що перебувають у бурінні
- підготовлені
- виявлені
- пробурені з від'ємними результатами

Границі:
- платформ і плит
- структурно-тектонічних елементів
- умовні, структурно-тектонічних елементів
- Порушення
- Ізобати
- 70 Ізотерми
- Запропонована МЗС України лінія розмежування

ічно-західного шельфу Чорного моря
, І.В. Колодій, 2000[30],
рнафтогаз", з доповненями автора)

Температурне поле на зрізі –3000 м у межах басейну дуже ференційоване. Температура на ньому змінюється від 81 (св. Одеська-2) до °С (св. Чорноморська). Найбільші пластові температури зафіксовані на нкутському півострові та Голіцинському піднятті, навколо яких ювані досить чітко виражені геотемпературні максимуми. мплітудний максимум прогнозується в південно-західній частині ейну. Найменші температури тяжіють до бортів басейну, особливо ідного.

Всі вивчені водонапірні комплекси мають подібні поля розподілу $К_г$, а же, й зведених пластових тисків: п'єзомаксимуми приурочені до акваторії ркінітської затоки і її південного берега та передгір'їв Гірського Криму і зомінімуми в південній частині Тарханкутського півострова, на схилах мінської западини і в північно-східній частині басейну, де геобаричне поле ободиференційоване. Зона найбільших зведених тисків тяжіє до бортів хайлівської западини в акваторії, у центральній частині якої передбачаються йбільші пластові тиски.

За даними М.І. Зазуляка (1992) мінімальна водність (опосередкований казник фільтраційних властивостей) порід нижньокрейдового водоносного мплексу зафіксована в найбільш занурених частинах Каркінітсько-вічнокримського прогину – до 1 $м^3$/добу [30].

Таким чином, дані про геотермобаричні умови і фільтраційні параметри зволяють припустити, що фільтраційні потоки вод елізійної водонапірної стеми можуть рухатись із найбільш занурених частин Каркінітсько-вічнокримського прогину (Південноголіцинська та Південномихайлівська пресії) в напрямі до його бортів. Деяке зниження $К_г$, зі зменшенням глибини, дзначене для Борисівської, Голіцинської та інших морських площ, може бути мовлене наявністю джерела надгідростатичних тисків на більшій глибині і дчити про напрям руху підземних вод елізійної системи знизу вверх. Борти йзанурeніших ділянок депресій продуктивні в нафтогазоносному відношенні –

динське, Шмідтівське, Штормове, Кримське, Карлавське, та ін. довища [30].

Загалом підземні води усіх водоносних комплексів, у тому числі ньокрейдового, випробувані в акваторії, ближчі за складом до морської ди порівняно з водами тих самих водоносних комплексів суші. Це пов'язане з омішою часткою седиментогенних вод, значною тривалістю елізійних етапів торії їх розвитку і, відповідно, може свідчити про більшу перспективність криття родовищ нафти і газу на шельфі порівняно з суходолом. рогеохімічна обстановка, фазовий стан вуглеводнів різних тогазоводоносних комплексів, палеогідрогеологічні умовини регіону дають стави припустити, що формування скупчень вуглеводнів відбувалося, ірно, шляхом вертикальної міграції [30].

Зіставлення схем теплових потоків і розміщення нафтогазових родовищ у ідночорноморській западині показало, що останні локалізуються в зонах вищених теплових потоків і багаторазової тектонічної активізації. При ому газові родовища розміщуються в зонах з високим тепловим потоком, а тові – за їхньою периферією [29].

Важливою характеристикою газоносного водонапірного басейну є упінь газонасиченості підземних вод і склад вуглеводневих газів. На думку стини дослідників *утворення скупчень вуглеводневих газів* зумовлюється газацією підземних вод при їх латеральній міграції із зон газоутворення до сток, де сепарація водорозчинених газів зумовлює утворення покладів газу. кий спосіб міг би бути ефективним тільки за граничного насичення вод газом аступного різкого зменшення тиску в системі. У той же час насичення вод ом по розрізу і латералі свідчать згідно І.В. Колодій (2003) про те, що агачення вод розчиненим газом відбувається за рахунок його дифузії з кладів, а не навпаки. Пряма залежність між запасами газу та їх щільністю з ного боку та зв'язок з п'єзомаксимумами з іншого боку свідчить про оргнення газу у пастки під тиском, що в більшості випадків набагато еревищує гідростатичний. Збереження до цього часу водних

онденсатів(конденсаційних вод) газопарових сумішей у підошві углеводневих покладів свідчить про значну швидкість субвертикальної іграції останніх з високотемпературних джерел, однофазний (газовий) стан ігруючих вуглеводнів і геологічно недавній час міграції [32].

Про *високотемпературну генезу* газопарових систем свідчить і ізотопний клад газу горизонту П-XI Голіцинського родовища, що відповідає температурі творення метану між 270 і 330 °С (глибини 8-10 км). На цих глибинах, як вище було наведено, джерелами газу можуть бути породи нижньокрейдової ороносланцевої субформації. Згідно І.В. Колодій (2003) це вказує, що газові поклади утворилися шляхом акумуляції в пастках газопарових систем сумішей), які сформувалися у високотемпературних умовах з газів ермокаталітичної і мантійної генези і літогенних вод. Міграція газопарових истем проходила швидко у субвертикальному напрямі, а її шляхами були труби“ підвищеної проникності порід у дислокованих зонах [32]. Таким чином наведені гідрогеохімічні і геотермобаричні дані вказують, що айперспективнішими щодо наявності вуглеводневих покладів є нижньокрейдові відклади Каркінітського прогину та Каламітського і Кілійсько-Зміїного піднять, де в межах їх схилів і прогинів поблизу диз'юктивно ислокованих зон були сприятливі умови для їх утворення. Саме тут ідбувалося основне переміщення вуглеводнів, розчинених у пластових водах, і озвантаження вуглеводневовмісних газопарових сумішей, які при наявності пасток незалежно від їх типу, утворювали поклади.

За результатами літолого-фаціальних, геохімічних і гідрогеологічних досліджень складена карта основних критеріїв перспектив нафтогазоносності нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря (рис. 4.5).

Одним із *показників напрямку міграції газоподібних і рідких вуглеводнів* є міна їх складу. З цією метою використовується відношення C_2H_6+вищі/CH_4 коефіцієнт жирності газів), або коефіцієнт сухості – K_C=CH_4/C_2H_6+вищі [32, 72].

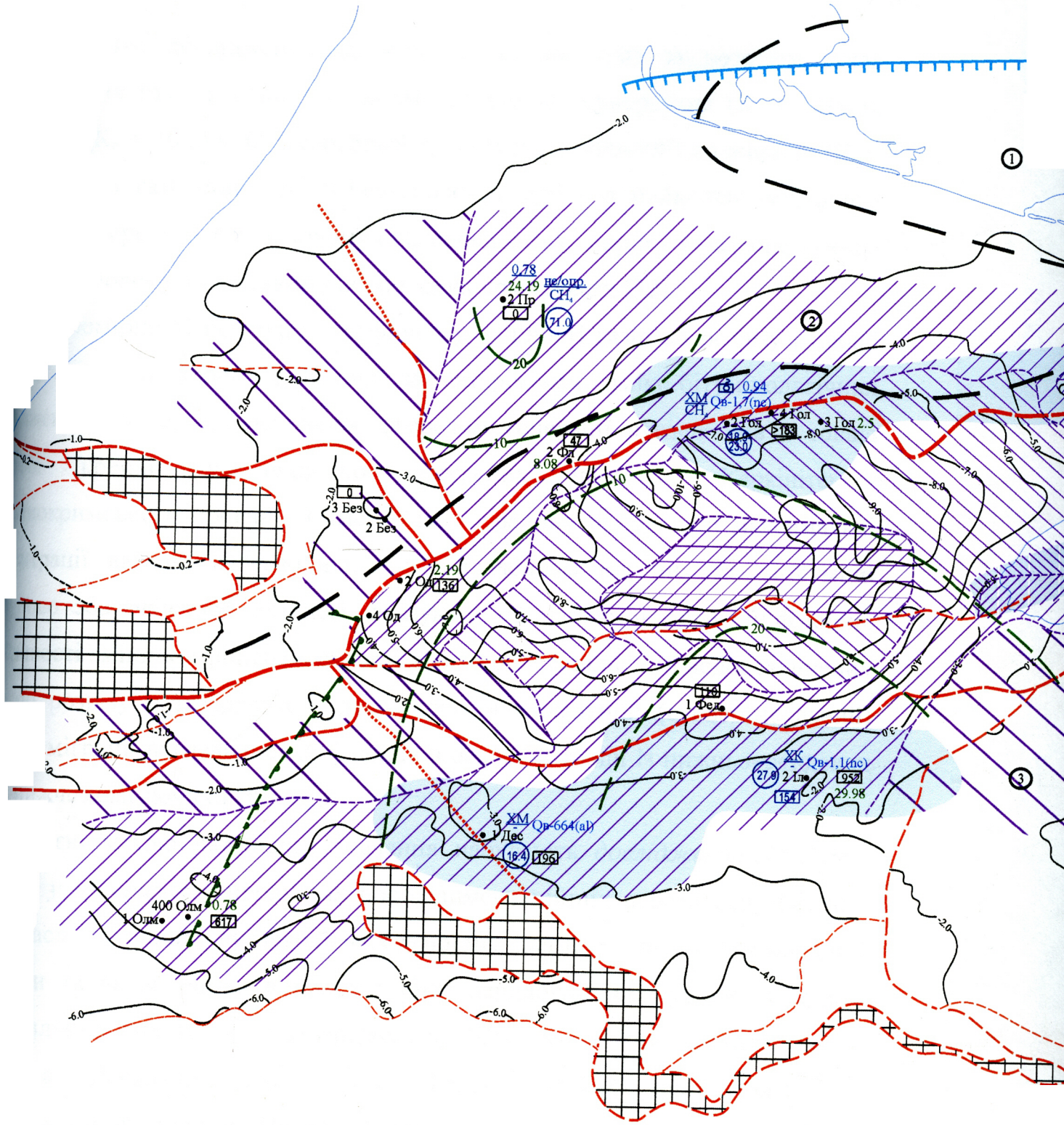
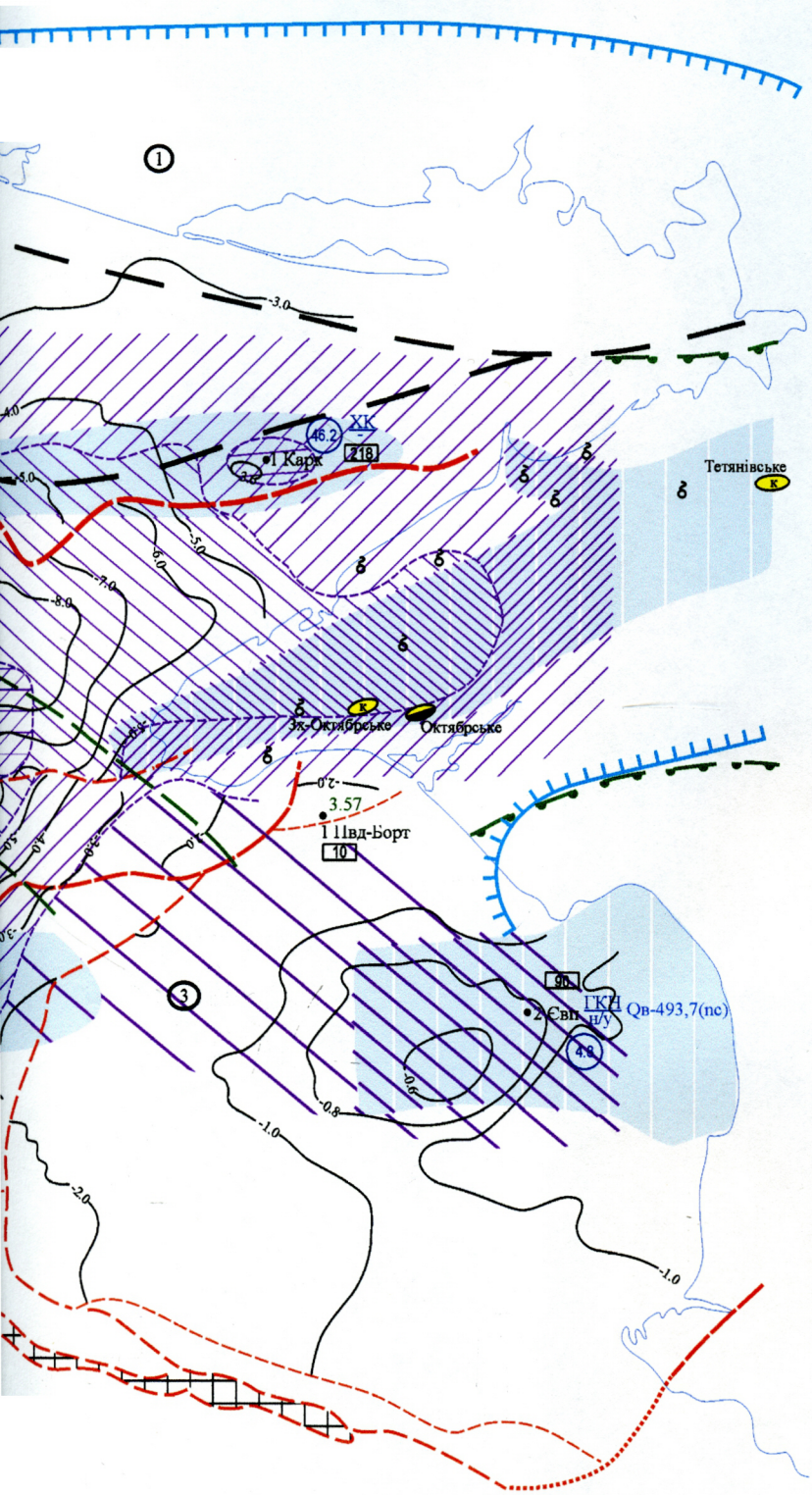


Рис.4.5 Карта основних критеріїв перспектив нафтогазоносності нижньокрейдового комплексу пі
Склали: П.М. Мельничук, Т.І. Мех з використанням матеріалів ДАТ "Чорном
2004р.



ового комплексу північно-західної частини Чорного моря
лів ДАТ "Чорноморнафтогаз"

Умовні позначення:

Границі:

- плит
- а б структурно-тектонічних елементів; а) впевнені, б) невпевнені
- а б тектонічних блоків
- інші, що знайшли відображення в будові комплексу
- -5.0 ізогіпси підошви комплексу, км
- область відсутності нижньокрейдових відкладів
- розповсюдження покришки

Область розповсюдження:

1. кондиційної глинистої покришки (K_1a-al_3)
2. псевдопокришки (K_2s)
3. розшарованої покришки або псевдопокришки (K_1a-al_3)

- в; а б • 2 Ил; г — Індекс і номер свердловини
- а - тип води
- б - склад газу: CH_4-метановий, н/в -невуглеводневий
- в - кількість розчиненого газу
- г - мінералізація вод
- слабкий приплив газу з дебітом 0,35-0,45 т. M^3/добу
- 0,78 Коефіцієнт пружності водорозчиненого газу
- 110 потужність псевдопокришки
- області з підвищеним коефіцієнтом пружності водорозчинних газів (>0,2)
- зона розвитку вод хлоркальцієвого (ХК) і хлормагнієвого (ХМ) типів
- зона розвитку вод гідрокарбонатно-натрієвого (ГКН) типу (на суходолі за даними Богайця О.Т.)
- 20 ймовірні ізогипси середньозваженого вмісту хлороформного бітуму
- області підвищеного середньозваженого вмісту Хлороформного бітуму в органічній речовині (>2%) (на суходолі за даними Богайця О.Т.)
- 2.5 середньозважений вміст хлороформного бітуму в органічній речовині

Ступінь зрілості порід на рівні покрівлі нижньої крейди (Simon Petroleum Technolagy Ltd)

- незрілий (VR <0,5%R_o)
- нафтова зрілість (VR 0,5 - 1,5%R_o)
- газова зрілість (VR>1,2%R_o)
- постгазова зрілість (VR>2,5%R_o)
- границі зрілості

Родовища:

- к газоконденсатні
- нафтові
- нафтогазопрояви

Результати досліджень вказують на те, що вниз за розрізом склад дорозчинних газів і вільних газів змінюється від суперсухих ($К_с$ > 10000), дез сухі ($К_с$ = 10000-400), середньої сухості ($К_с$ = 400-500) до жирних ($К_с$ <). Суперсухі гази поширені в неогеновому, сухі – в майкопському, рідше еновому, середні – в еоценовому і палеоценовому, жирні – в палеоценовому, ижньокрейдовому та юрському водоносних комплексах [32].

Закономірності розподілу коефіцієнту жирності газів по розрізу і площі дтверджують висновок, зроблений за матеріалами хіміко-бітумінологічних осліджень про те, що основним джерелом генерації вуглеводнів є товща ижньої крейди у відносно занурених частинах Каркінітсько-івнічнокримського прогину. Саме до цього району приурочені максимальні онцентрації важких вуглеводнів, а з віддаленням від них газові суміші оступово збагачуються метаном, вказуючи на напрямок міграції флюїдів. собливості зміни коефіцієнтів сухості або жирності вільних і водорозчинених зів по розрізу підтверджують думку про вертикальний (субвертикальний) арактер міграції вуглеводневих флюїдів в осадовій товщі із нижньокрейдових бо із нижчезалягаючих відкладів.

З цією метою важливого значення набувають *дослідження флюїдних ключень у мінералах* – продуктах постседиментаційних перетворень вмісних орід внаслідок впливу вуглеводневих флюїдів. Для цього вивчалися породи і рожилки та вкрапленики в них з керну свердловин, пробурених у межах озвідувальних площ з підтвердженою (Штормова) чи прогнозованою Штильова, Десянтна, Каркінітська, Прадніпровська) нафтогазоносністю івнічно-західного шельфу Чорного моря, а також близький за походженням рожилковий кварц Гірського Криму [5]. У результаті з'ясовано, що остседиментаційні процеси досліджених породних комплексів відбувались за ктивної участі відносно глибинних вуглеводневовмісних флюїдних потоків, асамперед у межах субвертикальних флюїдопровідних структур. Про їхній плив свідчать наявність метану підвищеної густини у включеннях в кальцитах викидів грязьових вулканів, високий вміст CH_4 (і в ряді випадків його

томологів) та значна газонасиченість зразків діабазу з докрейдового комплексу а слюдистого сланцю з фундаменту. Мінеральні перетворення окремих товщ дбувались за участю флюїдних потоків як в автохтонних утвореннях, так і в убвертикальних флюїдопровідних структурах різного порядку і в процесі дньої латеральної міграції переважно із покращенням колекторських ластивостей. Кількісні співвідношення індивідуальних газів і загальна азонасиченість в системі H_2O – (CH_4 + N_2 + CH_4) змінювались у широкому іапазоні залежно від літологічного складу порід, глибини і характеру атагенних змін, первісної концентрації органічної речовини, наявності дротермально-метасоматичної зміни порід під впливом глибинних флюїдних отоків та в результаті тектонічної перебудови регіону.

Наявність і зростання частки CH_4 у складі водно-метанових -вуглеводневих) флюїдів значно розширювала область гетерогенного стану одно-метанової (водно-вуглеводневої) системи. Це сприяло, на думку Наумка та ін. (2004), розділенню первинно гомогенної системи на односольову і вуглеводневу фази. Власне остання при міграції та агромадженні за сприятливих тектонічних і літологічних умов формувала оклади вуглеводнів у регіоні [5].

Згідно поглядів М.І. Павлюка та ін. [64] генерація, міграція і агромадження нафти і газу почалися тут, очевидно, наприкінці олігоцену – в іоцені, коли відбувалося становлення сучасної структури Кримсько-орноморської провінції. Тоді ж відбулося збудження астеносфери, яке ричинило перебіг процесу нафтогазоутворення з наступним ранспортуванням його продуктів по розломах у пастки осадового чохла, собливо у акваторіальні (шельфові) їх ділянки.

Таким чином, як з погляду осадово-міграційної гіпотези походження углеводнів, так і з позиції їх неорганічного синтезу, нижньокрейдові відклади перспективними щодо нафтогазоносності у межах північно-західного шельфу орного моря [36, 61].

На підставі викладеного вище матеріалу можна зробити наступні новки:

1. Розташування покладів вуглеводнів в акваторіальній частині ркінітсько-Північнокримського прогину підпорядковане субширотному остяганню регіональних розломів, які мають вирішальний вплив на рмування антиклінальних структур і пасток неструктурного типу.

2. Найперспективнішими зонами щодо виявлення як антиклінальних, так неантиклінальних пасток, з якими можуть бути пов'язані поклади нафти і газу нижньокрейдових відкладах північно-західного шельфу Чорного моря, є йони північного і південного бортів Каркінітського прогину схили аламітського і Кілійсько-Зміїного піднять.

3. Кращими і найбільш витриманими по площі колекторами в товщі ижньокрейдових відкладів є пісковики і алевроліти, що залягають в основі розрізу (базальні шари) і нижньої частини верхнього альбу. Для регіонально итриманої базальної грубоуламкової піщаної пачки кондиційними олекторами порового типу вважаються з такими параметрами: пористість – понад 6 %, проникність – понад $1x10^{-15}$ м^2, газонасиченість – понад 70 %. Для ндиційних колекторів змішаного типу ці граничні значення відповідно ановлять: 3 %; $0,1x10^{-15}$ м^2; 45 %.

4. Головними субрегіональними покришками нижньокрейдового омплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини ерхньоальбського підярусів. Глинисті відклади верхньоаптського віку редставляють собою зональну покришку і мають менш широкий розвиток.

5. Породи нижньокрейдової чорносланцевої субформації, які збагачені ОР (до 2 %), можуть бути джерелами формування нафтогазових покладів. До сновних областей генерації можна віднести Каркінітський прогин, і можливо, Чорноморську западину.

6. Наявність метану підвищеної густини у включеннях в кальцитах із икидів грязьових вулканів, високий вміст CH_4 (деколи його гомологів) і значна азонасиченість зразків діабазу з докрейдового комплексу та слюдистого

анцю з фундаменту може вказувати на те, що формування покладів нафти і зу в осадовому розрізі, в тому числі і нижньокрейдових відкладах північно-ходного шельфу Чорного моря, могло також відбуватись за активної участі либинних вуглеводневовмісних флюїдних потоків, насамперед у межах вертикальних флюїдопровідних структур.

7. Характер поширення п'єзо- і температурних максимумів вказує на те, о найбільш перспективними щодо нафтогазоносності є нижньокрейдові клади в районі розвитку вказаних аномалій (особливо в напрямку підняття оліцина – Тарханкутський півострів).

8. Встановлені особливості геологічної будови відкладів нижньої крейди сприятливі ознаки їх нафтогазоносності вказують на те, що вони здатні римувати значні вуглеводневі ресурси, а їх освоєння в найближчі роки може ттєво збільшити розвідані запаси і забезпечити стабільний видобуток газу і нденсату.

РОЗДІЛ 5
ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

За оцінками експертів (УкрДГРІ, ІГН НАН України) нижньокрейдові ідклади вміщують значні вуглеводневі ресурси. Проте, з питань ресурсної бази углеводнів морських акваторій України є багато різних думок, що знайшли ідображення на науково-практичній конференції "Нафта і газ України" в Харкові 14-16 травня 1996 р. та інших матеріалах [6, 37, 50, 60, 73, 76, 77, 96 та ін.].

Виконана Г.К. Бондарчуком, С.М. Захарчуком, Б.М. Полухтовичем, Г. Свириденком [76] переоцінка початкових сумарних ресурсів ВВ морських акваторій у межах економічної зони України, перспективна площа яких еревищує 100 тис.км^2, свідчить про те, що вони складають 1352 млн.т мовного палива (18,2% від сумарних ресурсів України). Освоєність низька %). На північно-західному шельфі сконцентровано близько 40% початкових умарних ресурсів. Основними нафтогазовими товщами автори вважають ередньоміоценові-пліоценові (19,7% від початкових сумарних ресурсів), ижньокрейдові (17,2%), палеоценові-еоценові (16,5%), майкопські (12,2%). За либинами залягання початкові сумарні ресурси вуглеводнів автори озподіляють таким чином: до 3 км – 54,9%, 3-5 км (30,4%); 5-7 (14,7%). ереважна частина ресурсів шельфу Чорного моря припадає на глибини моря о 100 м, у тому числі до 20 м – 29%, від 20 до 100 м – 32,6%; від 100 до 200 м – 4%; від 200 до 1000 м – 8,9%; понад 1000 м – 23,9%. Щільність 10-20 тис.т ВВ на 1 км^2 притаманна більшій частині північно-західного шельфу Чорного оря у межах Чорноморсько-Північнокримського та Губкінсько-Іллічівського айонів. У Чорноморській перспективній області щільність становить до

0 тис.т ВВ на 1 км^2.

За даними Б.П. Кабишева, С.М. Захарчука, М.М. Іванюти та ін. [73], станом на 01.01.1994 р., в морських акваторіях економічної зони України (на шельфі, континентальному схилі і суміжній частині глибоководної западини Чорного моря) початкові видобувні ресурси становлять 1207 млн.т вуглеводнів. Переважна їх частина припадає на глибини моря до 100 м. Найбільшою щільністю нерозвіданих ресурсів характеризується акваторіальна частина Причорноморського (Каркінітсько-Північнокримського) прогину та Крайового уступу (схил валу Губкіна і субширотна смуга вздовж бровки континентального схилу). Згідно з проведеними авторами розрахунками нафтогазоносний потенціал Чорного моря сконцентрований у 1570 покладах ВВ, що входять до складу 760 прогнозних, переважно газових і газоконденсатних родовищ. За даними цих же досліджень на акваторії прогнозується наявність 5 крупних (із запасами понад 30 млн.т), десяти середніх (10-30 млн.т) і понад 700 дрібних (переважно до 3 млн.т ВВ) родовищ. Кількість прогнозних покладів газу становить 764, газоконденсату 611 і нафти 195. У палеогенових відкладах передбачається наявність 295, крейдових – 285, неогенових – 135 скупчень газу, а також 40, 46 і 71 поклад нафти відповідно.

За даними Г.Л. Трофіменка [96] на Азово-Чорноморський регіон припадає 1660,2 млн.т (в тому числі на акваторіях 1427,9 млн.т) або 36% залишкових перспективних і прогнозних ресурсів держави. За більш оптимістичними оцінками на Азово-Чорноморський басейн (без суші) припадає 38% залишкових перспективних і прогнозних ресурсів України. Якщо ресурси акваторій прийняти за 100%, то частка північно-західного шельфу Чорного моря в них складає 29%, акваторії Азовського моря – 13% і континентального схилу – 58%.

Геологічні початкові сумарні ресурси ВВ північно-західного шельфу Чорного моря згідно М.І. Євдощука [15] на початок 1998 р. становили

тис.т ВВ на 1 км^2.

За даними Б.П. Кабишева, С.М. Захарчука, М.М. Іванюти та ін. [73], станом 01.01.1994 р., в морських акваторіях економічної зони України (на шельфі, нтинентальному схилі і суміжній частині глибоководної западини Чорного оря) початкові видобувні ресурси становлять 1207 млн.т вуглеводнів. ереважна їх частина припадає на глибини моря до 100 м. Найбільшою ільністю нерозвіданих ресурсів характеризується акваторіальна частина ичорноморського (Каркінітсько-Північнокримського) прогину та Крайового ступу (схил валу Губкіна і субширотна смуга вздовж бровки онтинентального схилу). Згідно з проведеними авторами розрахунками афтогазоносний потенціал Чорного моря сконцентрований у 1570 покладах ВВ, що входять до складу 760 прогнозних, переважно газових і азоконденсатних родовищ. За даними цих же досліджень на акваторії рогнозується наявність 5 крупних (із запасами понад 30 млн.т), десяти ередніх (10-30 млн.т) і понад 700 дрібних (переважно до 3 млн.т ВВ) родовищ. ількість прогнозних покладів газу становить 764, газоконденсату 611 і нафти 95. У палеогенових відкладах передбачається наявність 295, крейдових – 285, еогенових – 135 скупчень газу, а також 40, 46 і 71 поклад нафти відповідно.

За даними Г.Л. Трофіменка [96] на Азово-Чорноморський регіон припадає 1660,2 млн.т (в тому числі на акваторіях 1427,9 млн.т) або 36% алишкових перспективних і прогнозних ресурсів держави. За більш птимістичними оцінками на Азово-Чорноморський басейн (без суші) припадає 8% залишкових перспективних і прогнозних ресурсів України. Якщо ресурси ваторій прийняти за 100%, то частка північно-західного шельфу Чорного моря в х складає 29%, акваторії Азовського моря – 13% і континентального схилу – 58%.

Геологічні початкові сумарні ресурси ВВ північно-західного шельфу орного моря згідно М.І. Євдощука [15] на початок 1998 р. становили

4 млн.т у.п., а видобувні – 604,1 млн.т. у.п.

На початок 2000-го року за даними С.М. Захарчука, Б.М. Полухтовича і Ф. Шпака [21] з породами палеоцену-еоцену пов'язано 32,4% від початкових умарних видобувних ресурсів Каркінітської-Північнокримського прогину, а з ігоценом-нижнім міоценом – (23,3%), нижньої крейди (17,9%) і середнього іоцену-пліоцену (16,1%).

Таким чином, про нафтогазовий потенціал акваторій Чорного і зовського морів української економічної зони існує багато різних міркувань з гляду їх будови і нафтогазоносності. Тому дисертант дотримувався своєї терпретації сучасних геолого-геофізичних матеріалів і даних глибокого уріння, а також матеріалів державної програми 1995 року та даних її точнення в 2000 році, співавтором яких він був [47, 58].

За результатами розподілу перспективних ресурсів вільного газу, основні ерспективи приросту запасів на ближчі роки треба пов'язувати з освоєнням івнічно-західного шельфу Чорного моря. Проте дещо низька достовірність ейсмічних структурних побудов, різноваріантність при визначенні розмірів та амкнутості ряду локальних піднять у крейдових і більш давніх утвореннях ижує перспективи швидкого нарощування розвіданих запасів за рахунок цих атегорій ресурсів. Величини останніх будуть уточнюватись в процесі одальших пошукових і детальних сейсморозвідувальних робіт.

Так, порівняння прогнозних геологічних ресурсів вуглеводнів акваторій України, підрахованих на 01.01.1994 р., з затвердженими за станом на 1.01.1998 р. показує, що на шельфах по нафті вони збільшились на 36 млн.т,, о вільному газу збільшились на 349 млрд.м^3, по конденсату зменшились на 4 млн.т, по розчиненому газу – на 9 млрд.м^3.

Найвищою щільністю початкових сумарних ресурсів вуглеводнів на акваторіях України характеризуються силур-кам'яновугільний комплекс –

98 тис.т ВВ на 1 км^2; нижньокрейдовий – 7,71; палеоценово-еоценовий – 6,48; редньоміоценово-пліоценовий – 6,20; майкопський – 6,06; верхньокрейдовий – 5; пермсько-тріасовий – 2,45 та юрський – 2,27 тис.т ВВ на 1 км^2.

5.1. Прогнозні ресурси нафти і газу

Кількісна оцінка початкових сумарних прогнозних ресурсів ВВ структур ю єктів), пов'язаних з нижньокрейдовими відкладами північно-західного ельфу Чорного моря, виконувалась по районах і зонах нафтогазонакопичення. По кожній структурі виконана оцінка початкових сумарних прогнозних есурсів ВВ на підставі фактичних параметрів покладів відкритих родовищ, а акож прогнозних параметрів методом наближених аналогій прилеглих зон. Результати кількісної оцінки початкових сумарних прогнозних ресурсів ВВ наведені в таблиці 5.1. З наведених у таблиці даних видно, що розподіл ресурсів по зонах нерівномірний. Найбільш перспективні зони приурочені до Каркінітського і Каламітського газоносних районів, а менш перспективні – до Нижньопрутсько-Кілійського, Алуатсько-Тузловського газоносних районів і Таврійського перспективного району.

Характер розподілу щільностей початкових сумарних прогнозних есурсів у комплексі з даними критерійних ознак нафтогазоносності (літолого-аціальних, геохімічних, гідрогеологічних та інших) покладені в основну обудованих нами схематичних карт перспектив нафтогазоносності базальних і льбських відкладів нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря (рис. 5.1 і 5.2). На вказаних картах виділені райони, що арактеризуються різним ступенем перспективності щодо нафтогазоносності. Так, для високоперспективних районів щільність початкових прогнозних есурсів вуглеводнів на 1 км^2 становить 10-30 тис.т, для перспективних –

Таблиця 5.1.

Кількісна оцінка початкових сумарних прогнозних ресурсів вуглеводнів структур (об'єктів) північно-західного шельфу Чорного моря

Найменування структури (об'єкту)	Назва відкладів (горизонту), індекс	Середня глибина залягання об'єкту, м	Площа об'єкту, км^2	Середня нафтогазонасичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частки один.	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, частки один.	Пластовий тиск, МПа	Поправки		Ресурси вуглеводнів, млн.т. у.п.
								на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
I – Переддобрузька нафтогазоносна область: I_1 – Алуатсько-Тузловський нафтогазоносний район. I_1^1 – Придніпровська зона невизначених перспектив. I_1^2 – Саратсько-Криловська нафтогазоносна зона.										
Погранична	н.крейда (4б)	2370	11	20	0.16	0.5	23.7	1.08	0.8	5.8
	юра(5)	2470	13	10	0.15	0.5	27.2	1.08	0.8	4.0
Криловська	н. крейда (4б)	1890	27	20	0.16	0.65	19.0	1.15	0.87	6.4
Скромна	н. крейда (4б)	2030	26	20	0.16	0.65	22.2	1.1	0.85	6.0
Алібейська	н. крейда (4б)	2050	11	20	0.16	0.65	20.5	1.08	0.83	3.0
Розломна	н.крейда (4б)	3300	31	20	0.16	0.5	34.0	0.95	0.7	18.2
	Усього зона									43.4
	Усього район									43.4
	I_2 – Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район.									
	I_2^1 – Кілійська зона прогнозованого газонакопичення.									
Сейсмічна	н. крейда (4б)	250	13	20	0.18	0.6	2.5	1.29	0.99	7.4
Шатського	в. юра (J3)	200	42	20	0.24	0.5	2.0	1.29	0.99	1.3
Медуза	н. крейда (4б)	500	350	20	0.16	0.6	5.4	1.25	0.96	20.3
Зміїна	2б	600	360	15	0.2	0.6	6.0	1.22	0.94	36.0
	н. палеоц. (3а)	700	202	15	0.2	0.6	7.0	1.23	0.94	18.0
	н. крейда (5)	800	182	15	0.18	0.6	8.0	1.22	0.94	14.2
	Усього зона									97.2

Продовження таблиці 5.1

Наймену-вання структури (об'єкту)	Назва відкладів (горизонту), індекс	Середня глибина залягання об'єкту, м	Площа об'єкту, км^2	Середня нафтогазо-насичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частки один.	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, частки один.	Пластовий тиск, МПа	Поправки		Ресурси вуглеводнів, □олі.т. у.п.
								на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
	I_2^2 – Безіменна зона газонакопичення.									
Геофізична	н. Крейда (4б)	1250	20	20	0.13	0.6	15.0	1.145	0.87	2.3
Янтарна	2б	700	213	10	0.2	0.6	7.5	1.22	0.94	14.5
	н. Палеоцен (3а)	650	104	10	0.2	0.6	7.2	1.23	0.94	8.5
	Усього зона									44.6
	I_2^3 – Зміїна зона прогнозованого газонакопичення.									
	Усього район									141.8
II – Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область: II_1 – Таврійський перспективний район: II_1^1 – Більшоклинівська зона прогнозованого газонакопичення. II_1^2 – Берегова зона прогнозованого газонакопичення.										
Дністровська	н. Крейда (IV б)	2150	18	20	0.16	0.6	23.6	1.2	0.82	3.9
З'їздівська	Мезозой (Mz)	2175	44	20	0.15	0.5	21.7	1.06	0.79	6.0
Біостромна	в. крейда (I II г)	2400	34	15	0.15	0.6	26.4	1.05	0.76	4.8
Усього зона										14.7
Усього район										14.7
II_2 – Каркінітський газоносний район. II_2^1 – Голіцинська нафтогазоносна зона.										
Західно-крейдяна	н. Палеоцен (3а)	650	24	15	0.26	0.6	7.5	1.09	0.97	3.0
	н. Крейда (4а)	2300	33	15	0.14	0.64	29.9	1.05	0.78	8.6
	н. Крейда (4б)	5100	48	15	0.12	0.6	73.9	0.84	0.65	12.6

Продовження таблиці 5.1

Найменування структури (об'єкту)	Назва відкладів (горизонту), індекс	Середня глибина залягання об'єкту, м	Площа об'єкту, км^2	Середня нафтогазонасичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частки один.	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, частки один.	Пластовий тиск, МПа	Поправки		Ресурси вуглеводнів, млн.т. у.п.
								на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
Шельфова	н. крейда (4а)	3450	47	20	0.11	0.7	41.3	0.72	0.62	6.7
Міжводненська	н. крейда	4450	36	20	0.1	0.68	49.8	0.87	0.57	6.1
Східношмідтівська	н. крейда (4а)	5070	35	20	0.11	0.7	60.9	0.83	0.64	8.7
Західноміжводненська	н. крейда (4а)	3200	18	20	0.11	0.7	38.4	0.92	0.69	3.4
Углова	н. крейда (4а)	3800	180	10	0.15	0.6	45.6	0.93	0.69	28.4
	н. крейда (4б)	4700	204	20	0.15	0.6	56.4	0.87	0.65	70.3
Рифтова	н. крейда (4а)	3700	216	10	0.12	0.6	44.4	0.94	0.69	26.9
Рифтова-1	н. крейда (4а)	5200	82	15	0.16	0.6	72.8	0.84	0.65	28.6
	н. крейда (4б)	7300	24	15	0.15	0.6	102.2	0.62	0.68	7.2
Гордієвича	н. крейда (4а)	5200	144	20	0.08	0.7	82.4	0.85	0.64	43.4
Кулісна	н. палеоцен (3а)									
	н. крейда (4а)	5300	76	20	0.11	0.7	63.6	0.75	0.61	17.0
КП - 27	н. крейда (4а)	7600	24	20	0.11	0.7	91.5	0.69	0.59	6.9
	Усього зона									277.8

Продовження таблиці 5.1

Найменування структури (об'єкту)	Назва відкладів (горизонту), індекс	Середня глибина залягання об'єкту, м	Площа об'єкту, км^2	Середня нафтогазонасичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частки один.	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, частки один.	Пластовий тиск, МПа	Поправки		Ресурси вуглеводнів, млн.т. у.п.
								на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
	I_2^2 – Гамбурцевсько-Джанкойська нафтогазоносна зона.									
Тарханкутська	(2а)	270	45	15	0.3	0.4	2.8	1.18	0.89	1.6
	н. палеоцен (3а)	800	54	20	0.11	0.6	8.8	1.2	0.92	2.9
	н. крейда (4а)	1550	84	20	0.2	0.65	18.6	1.11	0.84	25.4
КП - 42	н. палеоцен (3а)	1050	35	15	0.26	0.6	12.6	1.17	0.9	8.4
КП - 43	н. палеоцен (3а)	1100	72	10	0.22	0.65	13.2	1.17	0.88	3.1
	н. крейда (4б)	3500	82	15	0.16	0.6	45.5	0.96	0.7	18.9
Агат	н. крейда (4а)	3350	37	15	0.12	0.64	46.9	0.72	0.72	8.7
	Усього зона									69.0
	Усього район									346.8
	II_3 – Каламітський газоносний район									
	II_3^1 – Губкінська зона прогнозованого газонакопичення									
Губкіна	н. крейда (4а)	850	800	15	0.15	0.6	10.0	1.2	0.92	46.0
	II_3^2 – Крайова зона прогнозованого газонакопичення									
Мушкетова	н. палеоцен (3а)	2075	50	20	0.14	0.60	13.2	1.06	0.8	3.1
	н. крейда (4а)	3250	50	20	0.20	0.61	24.0	0.98	0.72	4.6
Нептун	н. крейда (4а)	3400	34	20	0.2	0.64	40.8	0.97	0.71	12.3
Комсомольська	н. палеоцен (3а)	2600	22	10	0.15	0.6	2.7	1.02	0.75	11.3
	н. крейда (4б)	3500	26. 2	20	0.18	0.65	39.2	0.95	0.7	8.0

Продовження таблиці 5.1

Наймену-вання структури (об'єкту)	Назва відкладів (горизонту), індекс	Середня глибина залягання об'єкту, м	Площа об'єкту, км^2	Середня нафтогазо-насичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частки один.	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, частки один.	Пластовий тиск, МПа	Поправки		Ресурси вуглеводнів, млн.т. у.п.
								на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
Зональна	н. крейда (4а)	1500	37	15	0.15	0.6	16.5	1.13	0.85	4.7
	н. крейда (4б)	2200	57	15	0.15	0.6	24.2	1.09	0.83	10.6
Крайова	(2б)	2130	29	10	0.11	0.68	22.6	1.06	0.78	3.2
	н. палеоцен (3а)	2280	29	10	0.15	0.68	26.7	1.06	0.78	5.2
	н. крейда (4б)	2630	29	10	0.25	0.7	30.8	1.03	0.75	8.4
КС-8	н. крейда (4а)	2680	19	20	0.16	0.6	29.5	1.02	0.75	5.2
	Усього зона									76.6
	II_3^3 – Іллічівська зона прогнозованого газонакопичення.									
Корнілова	н. крейда (4б)	2170	20	20	0.15	0.65	24.3	1.06	0.79	5.1
	юра (5)	2600	115	20	0.12	0.7	29.1	1.03	0.75	29.1
Нахімова	н. крейда (4а)	2370	24.5	20	0.15	0.65	26.5	1.04	0.77	6.6
	юра (5)	2650	22.5	20	0.12	0.7	29.7	1.03	0.75	5.8
Кала-мітська	н. крейда (4а)	1250	89	20	0.16	0.65	13.5	1.1	0.84	17.5
	н. крейда (4б)	1800	58	20	0.15	0.65	19.8	1.08	0.22	14.1
	Усього зона									78.2
	II_3^4 – Євпаторійська зона прогнозованого газонакопичення.									
Форум	н. крейда (4а)	800	19	12	0.15	0.65	8.9	1.18	0.92	1.1
Вікторія	н. крейда (4а)	725	21	12	0.15	0.65	8.1	1.19	0.94	1.1
	Усього зона									2.2
	Усього район									203.0

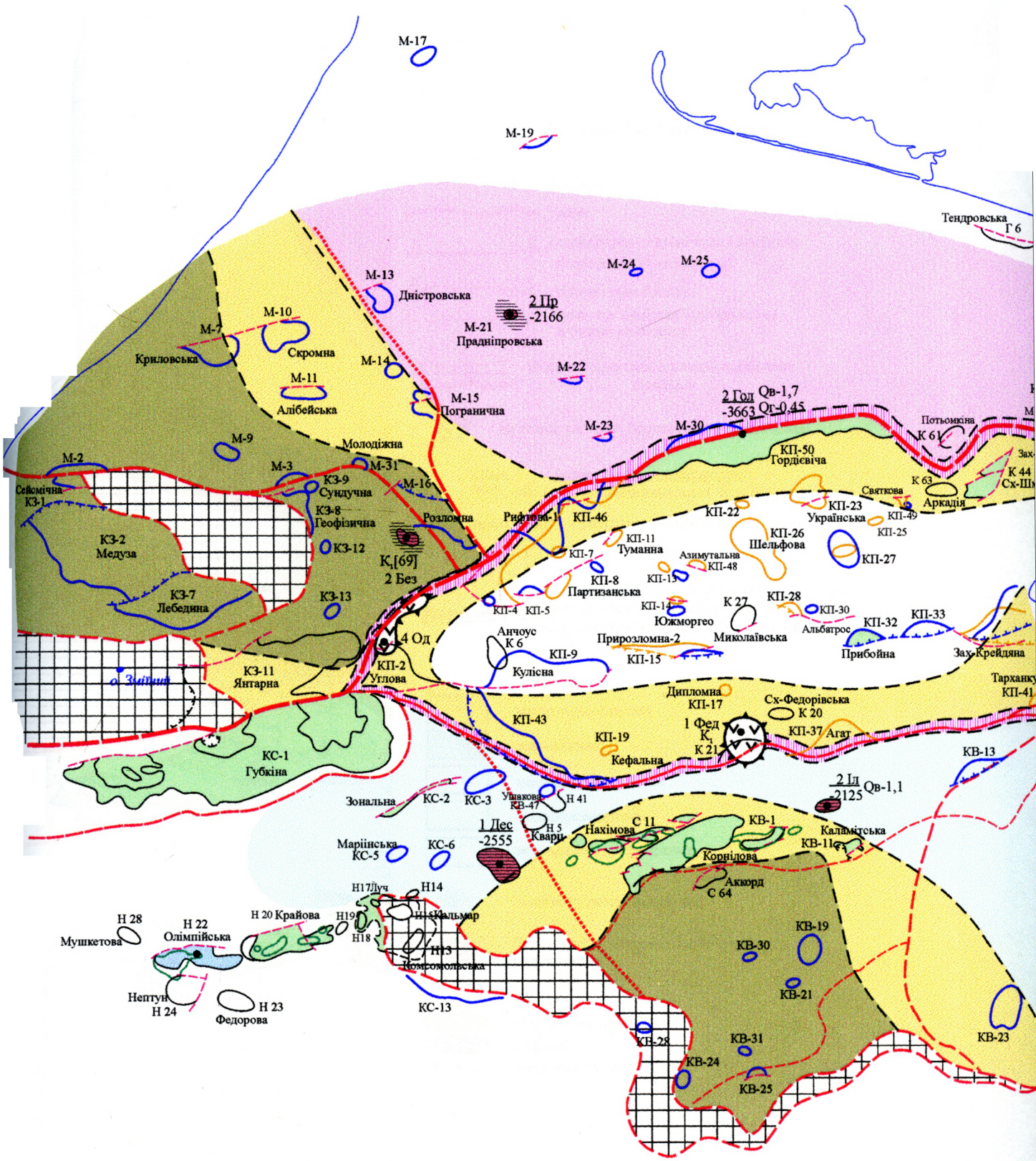
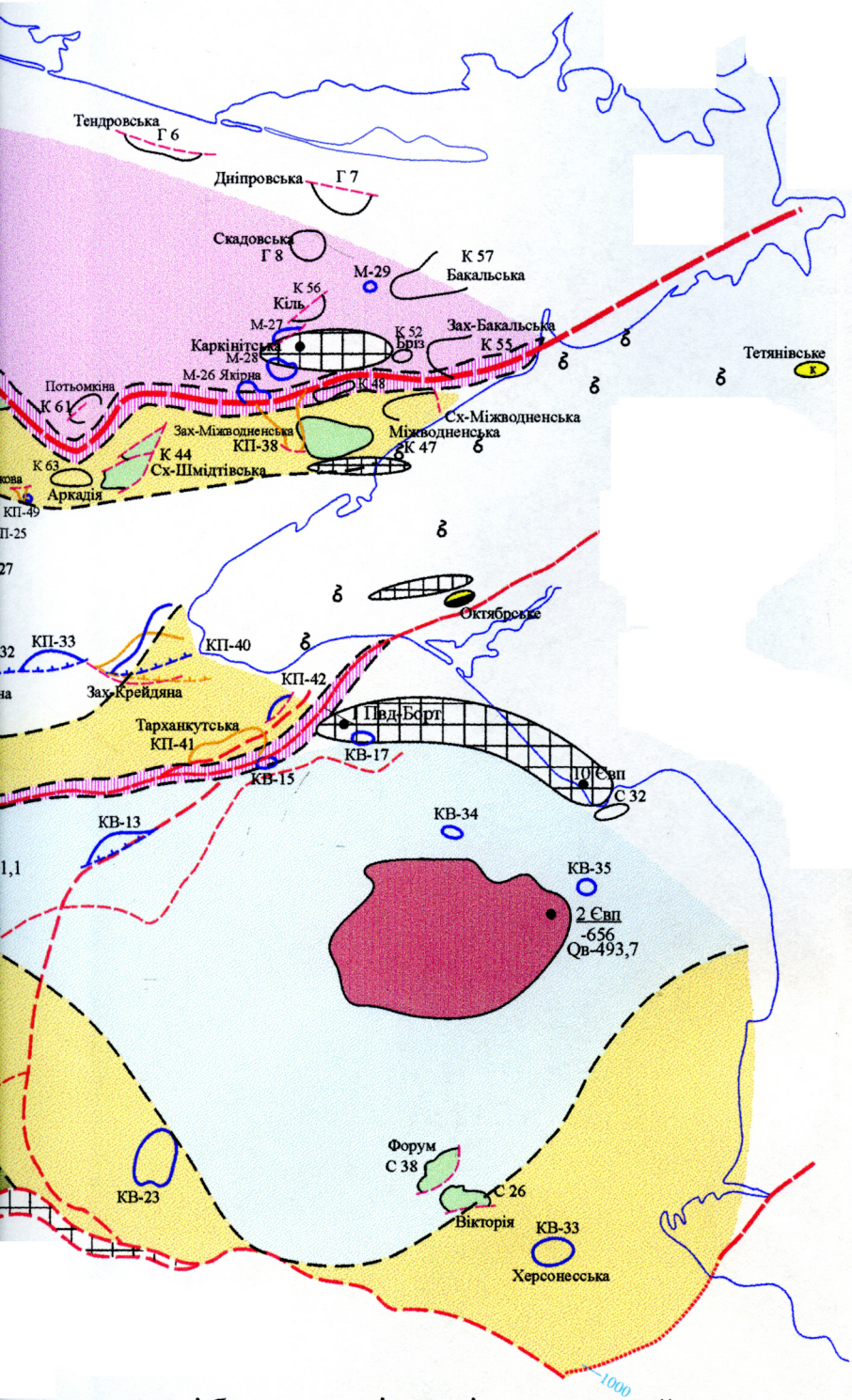


Рис. 5.1 Схематична карта перспектив нафтогазоносності
комплексу північно-західного шел
Склали: П.М. Мельничук, Т.І. Мех (2004р.) з використанн



Умовні позначення:

Границі:

плит

а б структурно-тектонічних елементів; а) впевнені, б) невпевнені

а б тектонічних блоків

інші, що знайшли відображення в будові комплексу

область відсутності базальних відкладів

Вулкани, розкриті бурінням та передбачувані

• 2 Іл / -2125 — Індекс і номер свердловини; абс.відм. покрівлі базальних відкладів

Qв-1,7 / Qг-0,45 - результати випробувань ($м^3$/доб. тис.$м^3$/доб.)

Ділянки, які прилягають до регіональних розломів, де можлива відсутність частин розрізу із за наявності зон тектонічного "зіяння" або проявів вулканізму

Райони:

високоперспективні

перспективні

знижених перспектив

малоперспективні

невизначених перспектив

Зони відсутності покришки

Структури, пробурені з від'ємними результатами

Родовища:

к газоконденсатні

нафтові

δ нафтогазопрояви

тогазоносності базальних відкладів нижньокрейдового
західного шельфу Чорного моря
з використанням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз"

0 10 20 30 км

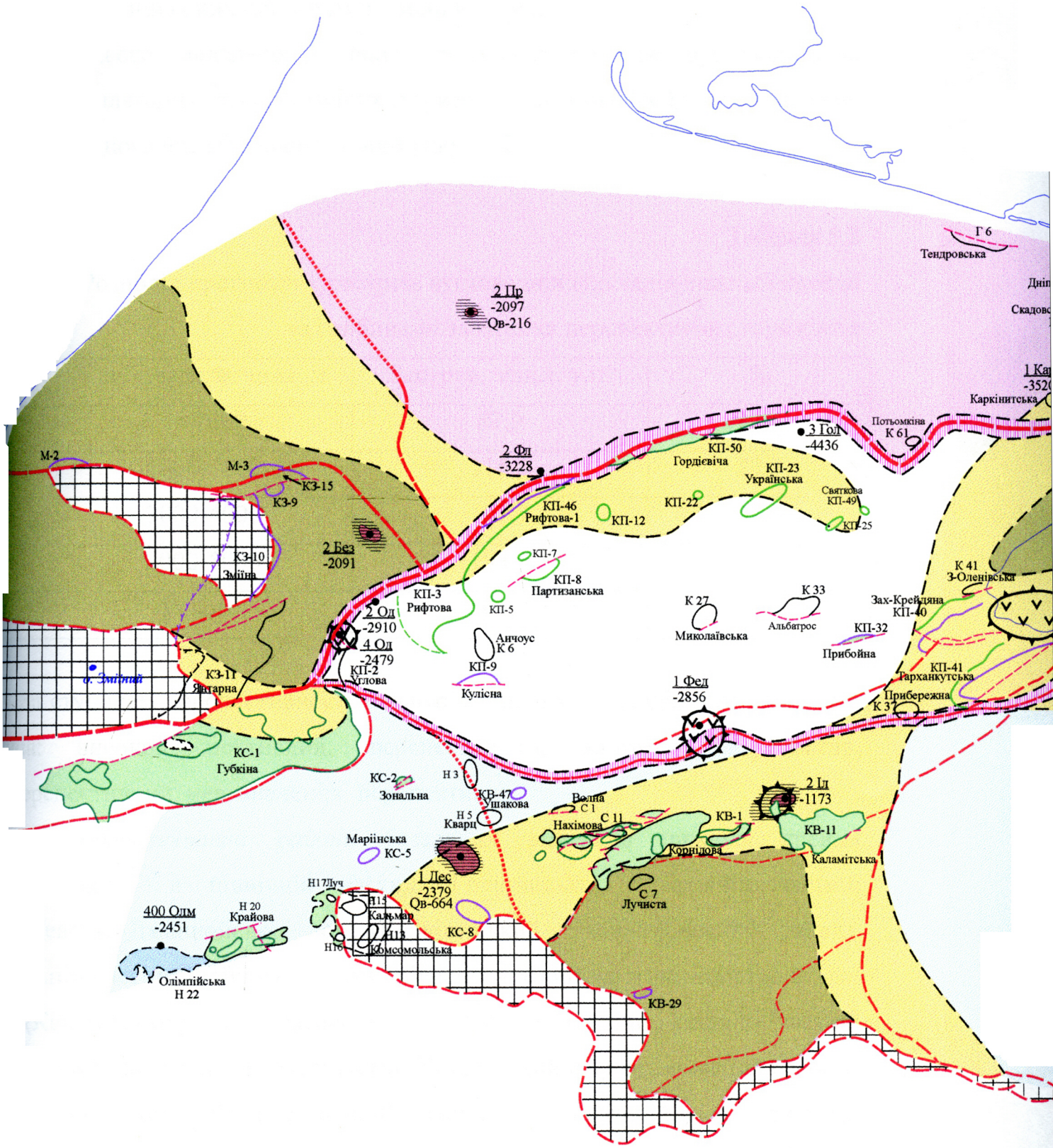
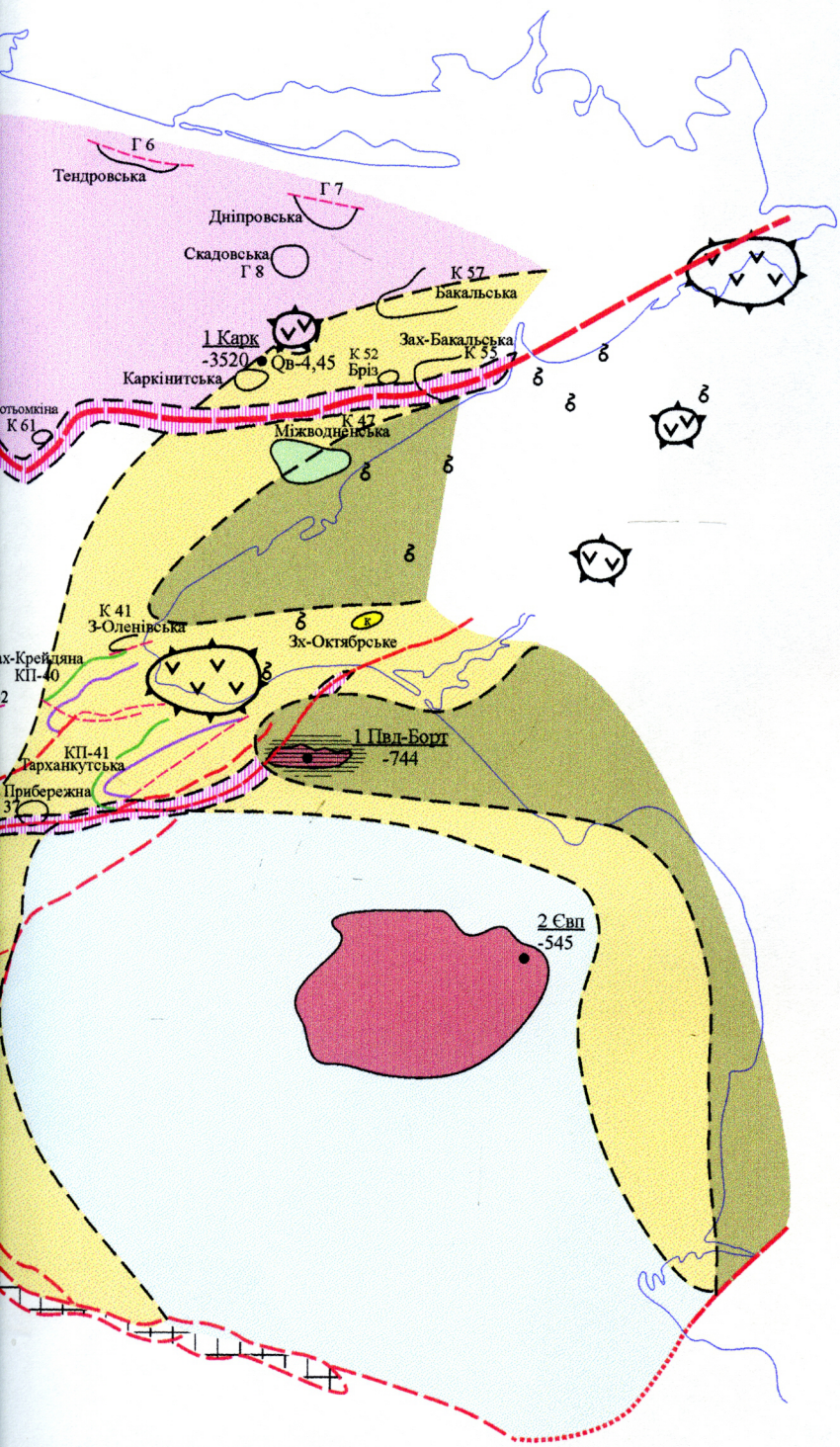


Рис. 5.2 Схематична карта перспектив нафтогазоносності альбських відк
комплексу північно-західного шельфу Чорного мо
Склали: П.М. Мельничук, Т.І. Мех (2004р.) з використанням матеріалів Д

2004 р.



Умовні позначення:

Границі:

плит

а б структурно-тектонічних елементів;
а) впевнені, б) невпевнені

а б тектонічних блоків

інші, що знайшли відображення в будові комплексу

Область відсутності нижньокрейдових відкладів

Вулкани, розкриті бурінням та передбачувані

1 Карк — Індекс і номер свердловини
-3520 абс.відм. покрівлі альбських відкладів

Qв-4,45 м³/доб. - результати випробувань

Ділянки, які прилягають до регіональних розломів, де можлива відсутність частин розрізу із за наявності зон тектонічноного "зіяння" або проявів вулканізму

Райони:

високоперспективні

перспективні

знижених перспектив

малоперспективні

невизначених перспектив

Зони відсутності покришки

Структури, пробурені з від'ємними результатами

Родовища:

к газоконденсатні

нафтові

нафтогазопрояви

...і альбських відкладів нижньокрейдового
...льфу Чорного моря
...ням матеріалів ДАТ "Чорноморнафтогаз"

30 км

10 тис.т і для знижених перспектив – менше 5 тис.т.

Крім цього, виявлено розподіл прогнозних ресурсів вуглеводнів за глибинами залягання перспективних горизонтів нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря (табл. 5.2).

Таблиця 5.2

Розподіл прогнозних ресурсів вуглеводнів відкладів нижньої крейди за глибинами залягання перспективних горизонтів

№ п/п	Глибина залягання, м	Ресурси, млн.т. у.п.	%
1	до 1000	87,9	17,4
2	1000-3000	115,8	22,9
3	3000-4000	107,7	21,4
4	4000-5000	193,5	38,3
	Усього:	504,9	

За ступенем перспективності нижньокрейдових відкладів виділено п'ять районів: високоперспективний, перспективний, знижених перспектив, малоперспективний, невизначених перспектив.

Високоперспективні райони базальних відкладів нижньої крейди прогнозуються в північній частині Голіцинської і західній частині Тамбурцевсько-Джанкойської зон (Каркінітський газонафтоносний район), центральній частині Іллічівської зони, південно-східній частині Євпаторійської зони (Каламітський газонафтоносний район) і північно-східній частині Саратсько-Криловської зони (Алаутсько-Тузловський нафтогазоносний район).

Каркінітський газонафтоносний район за критерійними ознаками визнаний першочерговим для виконання геологорозвідувальних робіт на високоперспективні відклади нижньої крейди.

Цей район знаходиться між регіональними субширотними розломами Голіцинським, Сулінсько-Тарханкутським і Губкінсько-Новоселівським, а тектонічний фактор, як відомо, має вирішальне значення для формування

кальних структур і неструктурних пасток, утворення вуглеводневих покладів, міграцію та акумуляцію.

Потужність порід нижньої крейди в цьому районі становить від 200 м до 00 м.

Літофації складені пісковиками масивними, олігоміктовими, седньо-рупнозернистими з прошарками гравелітів, алевролітів і глин, які є породами-лекторами, а покришки представлені глинистими товщами вищезалягаючих рід.

За геотермічними ознаками температурні максимуми понад 100 °С ділені саме у районі Голіцинської площі та північного борта Тарханкутського острова, найменші температури – в бортових частинах басейну. Саме цей йон характеризується наявністю газових і газоконденсатних родовищ у щезалягаючих комплексах: Голіцинське, Шмідта, Штормове, Одеське, зіменне, Архангельське, Кримське, Південноголіцинське.

Поряд з основними геологічними критеріями важливе значення займає лькісна оцінка початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів по конкретних б'єктах з метою визначення загальних ресурсів у цілому по зонах і районах.

Перспективні райони виділені на примикаючих територіях до исокоперспективних:

- в Нижньопрутсько-Кілійському нафтогазоносному районі Кілійська і Безіменна зони), де за сейсморозвідувальними матеріалами нують відклади нижньої крейди, а також вони розкриті свердловинами на лощі Безіменна;
- в Каламітському газонафтогазоносному районі (південна частина лічівської зони прогнозованого газонакопичення) виділена за результатами ейсморозвідувальних досліджень.

Райони знижених перспектив виділені в Таврійському перспективному азонафтоносному районі (Берегова зона) за результатами ейсморозвідувальних робіт, а також за даними буріння на площах радніпровська і Каркінітська.

У цих районах простежуються зменшені потужності нижньої крейди їх ноклінальне залягання і проблематична наявність вуглеводнів у пластах-лекторах.

Малоперспективні райони прогнозуються в межах Каламітського онафтоносного району (Євпаторійська зона прогнозованого онакопичення) на підставі сейсморозвідувальних робіт і результатів буріння Євпаторійській площі.

Райони невизначених перспектив виділені в центральній частині, в ркінітському нафтогазоносному районі, де за даними сейсморозвідувальних ліджень покрівля відкладів нижньої крейди залягає на глибинах 7,0 км і ни більше і не розкриті глибоким бурінням.

5.2. Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів

На північно-західному шельфі Чорного моря виділено 13 фтогазоперспективних зон пошуків, які об'єднуються в 5 районів (табл. 5.3).

Для рейтингової оцінки структур виконано відбраковку тих структур, які ймають площу менше 10 км. кв. і знаходяться на глибинах води більше 80 м.

З метою об'єктивної оцінки площ вибрана методика бальної системи в ежності від основних критеріїв (табл. 5.4).

Основні критерії базуються на п'яти показниках, у межах кожного із них датково встановлена трьохвимірна шкала бальної оцінки.

Характеристика критеріїв і показників наступна:

1. Глибина моря в районі проведення робіт. Цей показник відображає жливість постановки плавучої бурової установки, особливо проектних ротехнічних споруд на етапі розробки родовищ. Шкалою передбачена оцінка ежно від глибини води в межах: 10-30 м; 31-50 м; 51-70 м.

2. Площа перспективної структури. Згідно з трьохвимірною шкалою оща структури визначена такими показниками: 101-200 км кв.; 41-100 км кв.; 40 км кв.

Таблиця 5.3.

Рейтингова оцінка і районування нафтогазоперспективних об'єктів по відкладах нижньої крейди північно – західного шельфу Чорного моря

Назва району	Назва зони (структури)	Глибина моря, м	Площа структури (об'єкту), км^2	Глибина залягання, м	Ресурси вуглеводів, млн.т. у.п.	Віддаль від діючих об'єктів, км	Загальна кількість балів	Рейтингова оцінка
Алуатсько-Тузловський нафтогазоносний район – I_1	Саратсько-Криловська нафтогазоносна зона – I_1^2							4.1.
	Погранична	30/ 5	11/ 1	2370/ 5	5.8/ 1	55/ 2	14	4.1.2.
	Криловська	20/ 5	27/ 1	1890/ 5	6.4/ 1	15/ 3	15	4.1.1.
	Скромна	22/ 5	26/ 1	2030/ 5	6.0/ 1	25/ 3	15	4.1.1.
	Алібейська	30/ 5	11/ 1	2050/ 5	3.0/ 2	35/ 2	14	4.1.2.
	Розломна	40/ 3	31/ 1	3300/ 5	18.2/ 3	70/ 2	14	4.1.2.
	Усього зона						72	
	Усього район						72	
Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район – I_2	Кілійська зона прогнозованого газонакопичення – I_2^1							3.1
	Сейсмічна	20/ 5	13/ 1	250/ 5	7.4/ 1	15/ 3	15	3.1.3.
	Медуза	25/ 5	350/ 3	500/ 5	20.3/ 3	30/ 3	19	3.1.1.
	Зміїна	30/ 5	182/ 3	800/ 5	14.2/ 3	55/ 2	18	3.1.2.
	Усього зона						52	
	Безіменна зона газонакопичення – I_2^2							
	Геофізична	25/ 5	20/ 1	1250/ 5	2.3/ 1	45/ 2	14	3.2.2.
	Янтарна	40/ 3	202/ 3	1700/ 5	13.0/ 3	70/ 2	16	3.2.1.
	Усього зона						30	
	Усього район						82	

Продовження таблиці 5.3

Назва району	Назва зони (структури)	Глибина моря, м	Площа структури (об'єкту), км^2	Глибина залягання, м	Ресурси вуглеводів, млн.т. у.п.	Віддаль від діючих об'єктів, км	Загальна кількість балів	Рейтинг-гова оцінка
Таврійський перспективний район – II_1	Берегова зона прогнозованого газонакопичення – II_1^2							5.1.
	Дністровська	20/ 5	18/ 1	2150/ 5	3.9/ 1	30/ 3	15	5.1.1.
	Усього зона						15	
	Усього район						15	
Каркінітський газоносний район – II_2	Голіцинська газоносна зона – II_2^1							1.1
	Західнокрейдяна	45/ 3	48/ 2	5100/ 1	12.6/ 3	5/ 3	12	1.1.4.
	Шельфова	43/ 3	47/ 2	3450/ 3	6.7/ 1	50/ 2	11	1.1.5.
	Міжводненська	20/ 3	36/ 1	4450/ 3	6.1/ 1	10/ 3	11	1.1.5.
	Східношмідтівська	30/ 3	35/ 1	5070/ 1	8.7/ 1	20/ 3	9	1.1.6.
	Західноміжвод-ненська	28/ 5	18/ 1	3200/ 3	3.4/ 1	15/ 3	14	1.1.2.
	Углова	45/ 3	204/ 3	4700/ 3	70.3/ 5	80/ 1	15	1.1.1.
	Рифтова	45/ 3	216/ 3	3700/ 3	26.9/ 3	60/ 2	14	1.1.2.
	Рифтова-1	45/ 3	82/ 2	5200/ 1	28.6/ 5	50/ 2	13	1.1.3.
	Гордієвича	33/ 3	144/ 3	5200/ 1	43.4/ 5	5/ 3	15	1.1.1.
	Кулісна	51/ 1	76/ 2	5300/ 1	17.0/ 5	35/ 2	11	1.1.5.
	КП-27	43/ 3	24/ 1	7600/ 1	6.9/ 1	35/ 2	8	1.1.7.
Усього зона							133	

Продовження таблиці 5.3

Назва району	Назва зони (структури)	Глибина моря, м	Площа структури (об'єкту), км^2	Глибина залягання, м	Ресурси вуглеводів, млн.т. у.п.	Віддаль від діючих об'єктів, км	Загальна кількість балів	Рейтинг-гова оцінка
	Гамбурцевсько-Джанкойська нафтогазоносна зона – II_2^2							1.2.
	Тарханкутська	50/ 3	84/ 2	1550/ 5	25.4/ 5	10/ 3	18	1.2.1.
	КП-43	55/ 1	82/ 2	3500/ 3	18.9/ 3	65/ 2	11	1.2.2.
	Агат	57/ 1	37/ 1	3350/ 3	8.7/ 1	30/ 3	9	1.2.3.
	Усього зона						38	
	Усього район						171	
Каламітський газоносний район– II_3	Губкінська зона прогнозованого газонакопичення – II_3^1							2.3.
	Губкіна	45/ 3	800/ 3	850/ 5	46.0/ 5	80/ 1	17	2.3.1.
	Крайова зона прогнозованого газонакопичення – II_3^2							2.1.
	Мушкетова	55/ 1	50/ 2	3250/ 3	4.6/ 1	100/ 1	8	2.1.2.
	Нептун	65/ 1	34/ 1	3400/ 3	12.3/ 3	110/ 1	9	2.1.1.
	Комсомольська	70/ 1	26.2/ 1	3500/ 3	8.0/ 1	75/ 1	7	2.1.3.
	Зональна	60/ 1	57.0/ 2	2200/ 3	10.6/ 1	60/ 2	9	2.1.1.
	Крайова	65/ 1	29.1/ 1	2630/ 3	8.4/ 1	110/ 1	7	2.1.3.
	КС-8	65/ 1	19.1/ 1	2680/ 3	5.2/ 1	60/ 2	8	2.1.2.
	Усього зона						48	

Продовження таблиці 5.3

Назва району	Назва зони (структури)	Глибина моря, м	Площа структури (об'єкту), км^2	Глибина залягання, м	Ресурси вуглеводів, млн.т. у.п.	Віддаль від діючих об'єктів, км	Загальна кількість балів	Рейтин-гова оцінка
	Іллічівська зона прогнозованого газонакопичення – II_3^3							2.2
	Корнилова	60/ 1	20/ 1	2170/ 5	5.1/ 1	35/ 2	10	2.2.2.
	Нахімова	58/ 1	24/ 1	2370/ 5	6.6/ 1	40/ 2	10	2.2.2.
	Каламітська	70/ 1	58/ 2	1800/ 5	14.1/ 3	45/ 2	13	2.2.1.
	Усього зона						33	
	Усього район						98	

Таблиця 5.4

Шкала показників рейтингової оцінки структур нижньої крейди північно-західного шельфу Чорного моря

№ п/п	Назва показників	Одиниця виміру	Шкала виміру	Оцінка
1.	Глибина моря в межах структури (об'єкту)	м м м	10-30 31-50 51-70	5 3 1
2.	Площа перспективної структури	км кв. км кв. км кв.	101-200 41-100 10-40	3 2 1
3.	Глибина залягання перспективних горизонтів	м м м	500-3000 3001-5000 5001-6000	5 3 1
4.	Ресурси вуглеводнів	млн.т у.п.	21-60 11-20 2-10	5 3 1
5.	Віддаль об'єкту від діючої інфраструктури (берегової лінії)	км км км	10-30 31-70 71-120	3 2 1

3. Глибина залягання перспективних горизонтів. Цей показник егламентує майбутні витрати на буріння пошукових свердловин і ксплуатаційного буріння. За глибиною залягання значення такі: 500-3000 м; 001-5000 м; 5001-6000 м.

4. Ресурси вуглеводнів. Цей показник є основним із решти показників і ціновується так: 21-60 млн.т у.п.; 11-20 млн.т у.п.; 2-10 млн.т у.п.

5. Віддаль об'єкту від діючої інфраструктури (берегової лінії). Згідно з шкалою встановлено такі параметри: 10-30 км; 31-70 км; 71-120 км.

На підставі рейтингової оцінки об'єктів по відкладах нижньої крейди визначений наступний рейтинг районів і зон нафтогазонагромадження:

1. Каркінітський газоносний район.

– Голіцинська газоносна зона, загальні ресурси вуглеводнів 230,6 млн.т у.п. і з першочерговими об'єктами: Углова, Гордієвича, Західноміжводненська, Рифтова-1.

Гамбурцевсько-Джанкойська газоносна зона, загальні ресурси 3,0 млн.т у.п. і кількістю балів 38 з першочерговими об'єктами – Тарханкутська, КП-43.

2. Каламітський газоносний район.

– Губкінська, Крайова, Іллічівська зони прогнозованого газонакопичення сумарними ресурсами 120,9 млн.т у.п. кількістю балів 98 з першочерговими б'єктами: Нептун, КС-8, Крайова.

3. Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район.

– Кілійська зона прогнозованого газонакопичення і Безіменна зона азонакопичення з загальними прогнозними ресурсами 57,2 млн.т у.п., ількістю балів 82 та першочерговими об'єктами: Медуза, Зміїна, Сейсмічна.

4. Алуатсько-Тузловський нафтогазоносний район.

Сарматсько-Криловська нафтогазоносна зона з загальними рогнозними ресурсами 39,4 млн.т у.п., кількість балів 72 з першочерговими б'єктами: Криловська, Скоромна.

5. Таврійський перспективний район.

– Берегова зона прогнозованого газонакопичення з ресурсами ,9 млн.т. у.п., загальна кількість балів 15.

За результатами оцінки першим в рейтингу займає Каркінітський азонафтоносний район з Голіцинською зоною нафтогазоносності.

Другим за рейтинговою оцінкою визнаний Каламітський газоносний айон з Крайовою зоною прогнозованого газонакопичення і третім – Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район з Кілійською зоною рогнозованого газонакопичення.

5.3. Основні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

Виходячи з рейтингової оцінки перспектив нафтогазоносності районів і он, визначені основні напрямки геологорозвідувальних робіт у межах івнічно-західного шельфу Чорного моря.

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 (рис. 5.3), Янтарна (рис. 5.4), Гордієвича (рис. 5.5), Кутова (рис. 5.6), Осетрова, Східношмідтівська, Західноміжводненська [41].

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

Вирішення проблеми нафтогазоносності крейдових відкладів на першому етапі рекомендується з проведення сейсморозвідувальних досліджень МСГТ у комплексі з бурінням чотирьох параметричних свердловин: Гордієвича-401 (проектна глибина 5700 м), Рифтової-406 (5300 м), Кутової-407 (4000 м) і Штормової глибинної-508 (5200 м). Свердловини розташовані в різних тектонічних зонах і мають за мету розкрити нижньокрейдові відклади на повну потужність. У завдання свердловин входить вивчення літолого-фаціальної та формаційної характеристик нижньокрейдового розрізу, підтвердження рифтогенної природи Каркінітсько-Північнокримського прогину, вияснення швидкісної характеристики порід, уточнення стратиграфічної прив'язки відбиваючих горизонтів, підвищення достовірності інтерпретації сейсмічних матеріалів, вивчення прямих і побічних критеріїв нафтогазоносності, гідрогеологічних умов та уточнення оцінки вуглеводневого потенціалу нижньо-верхньокрейдових відкладів прогину [19, 20].

У випадку отримання позитивних результатів параметричного буріння відкривається фронт для проведення детальних сейсмічних досліджень і пошукових робіт у нижньокрейдових теригенних і верхньокрейдових карбонатних утвореннях бортів Каркінітсько-Північнокримського прогину та його західної центрикліналі. Об'єктами пошукового буріння можуть бути Крайове та Міжводненське підняття.

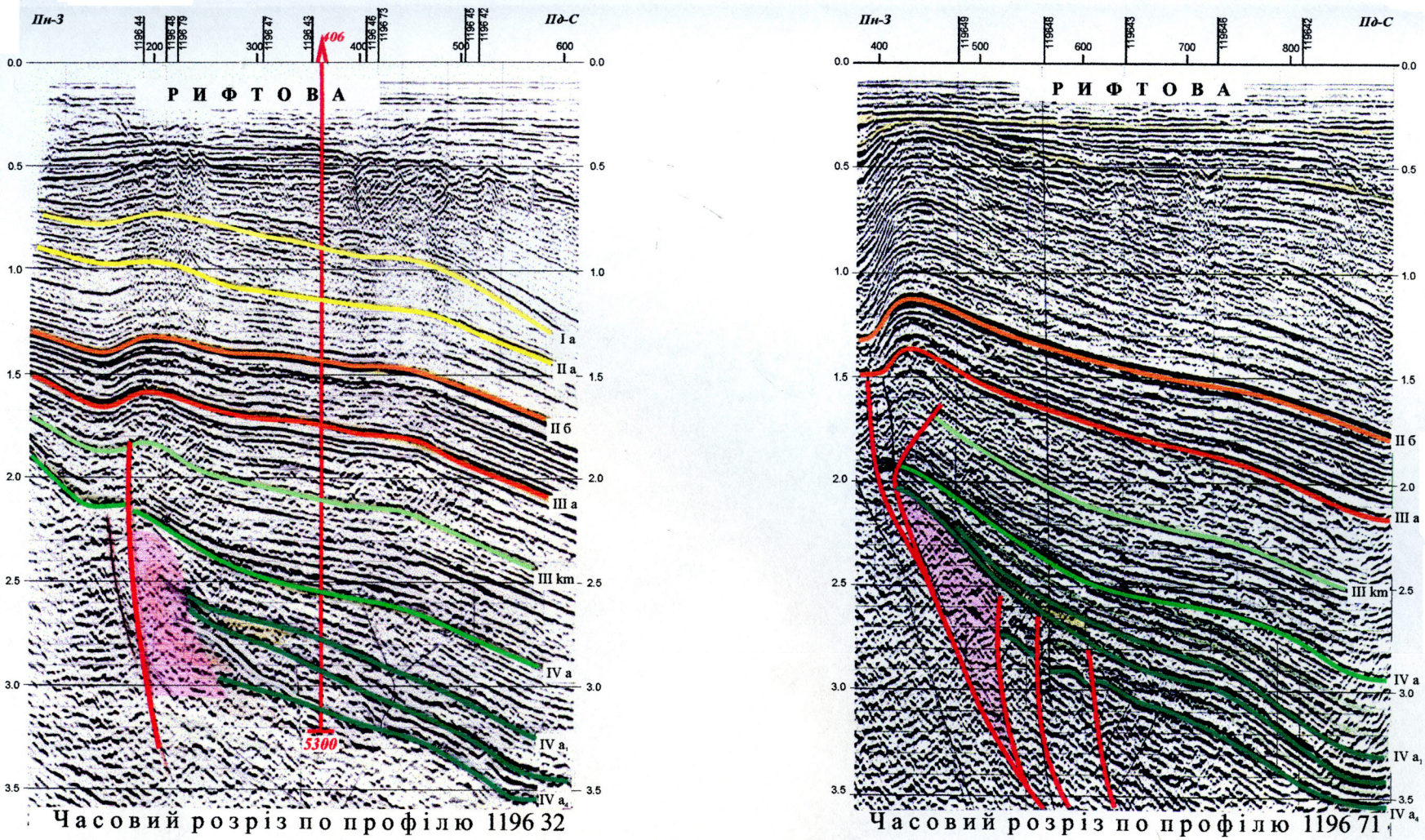
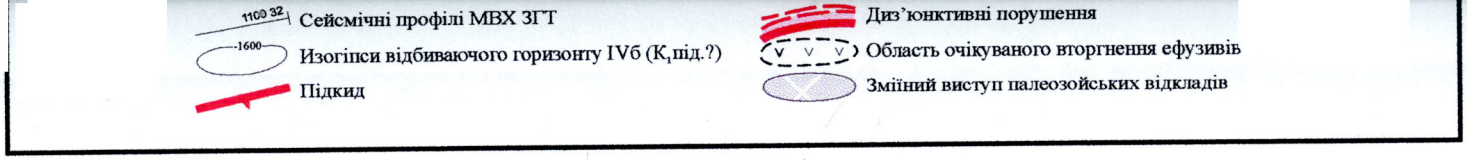


Рис. 5.3 Площа Рифтова
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський (2004р.)
з використанням матеріалів ФУТ "Севморнефтегеофизика", 2000р.



Фрагмент часового розрізу 11/00 32

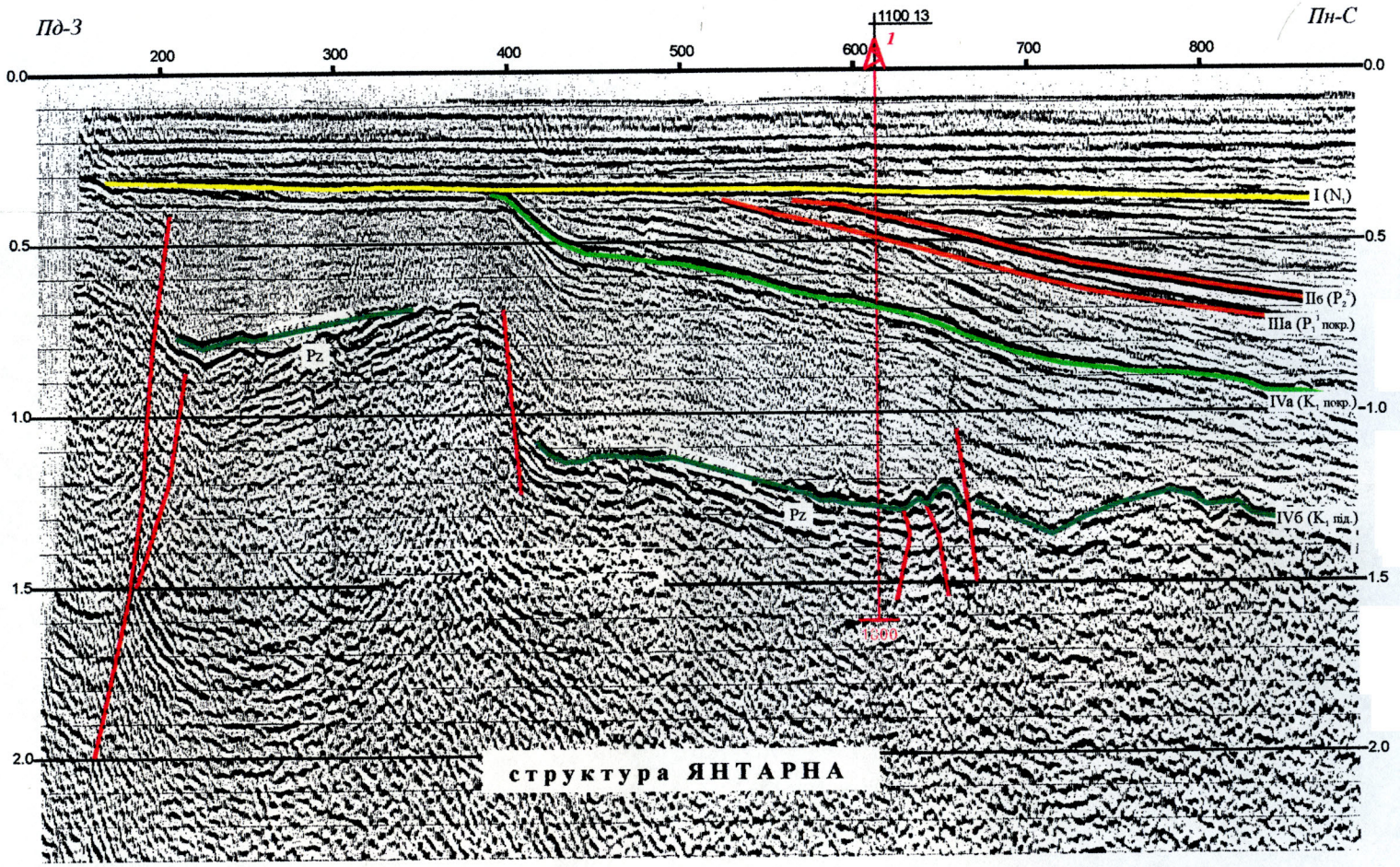
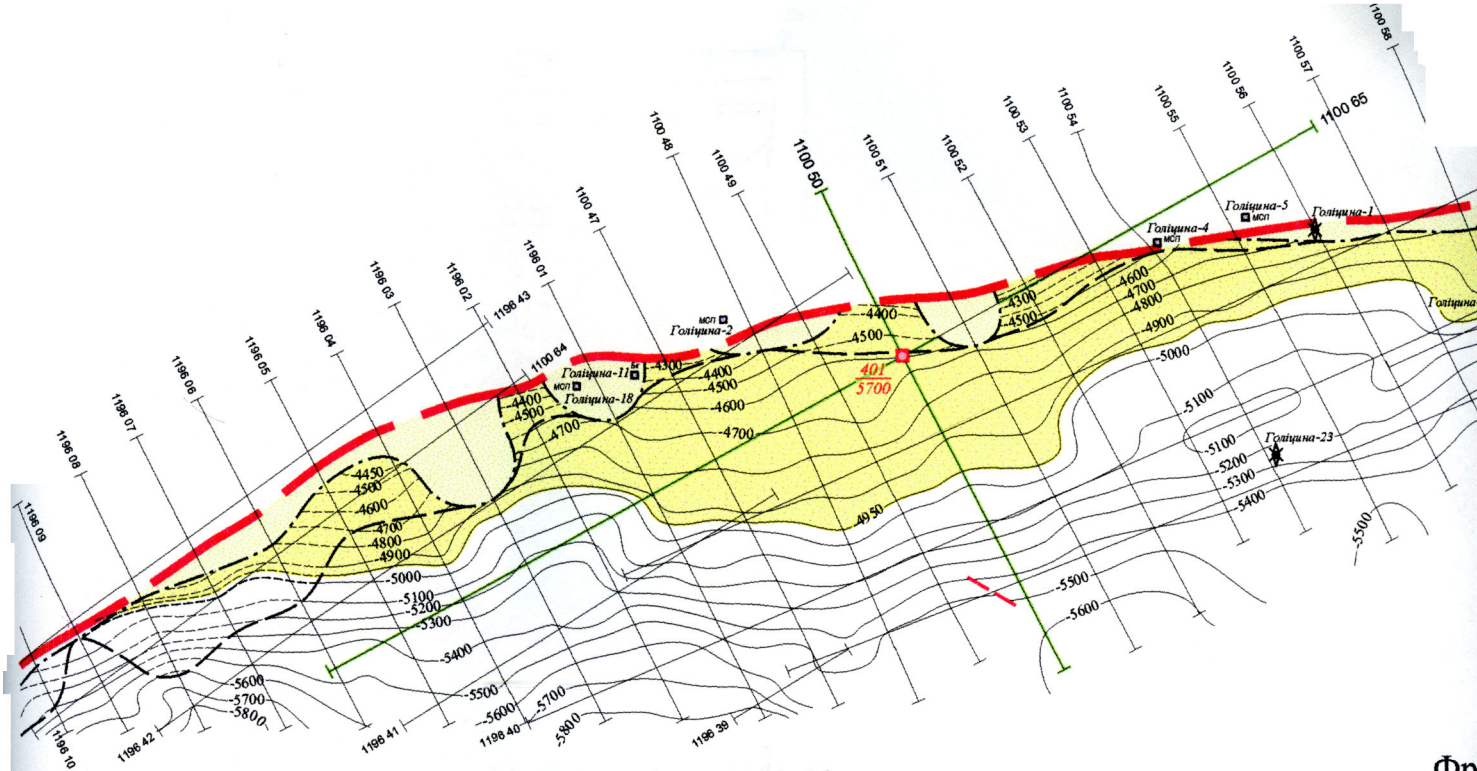
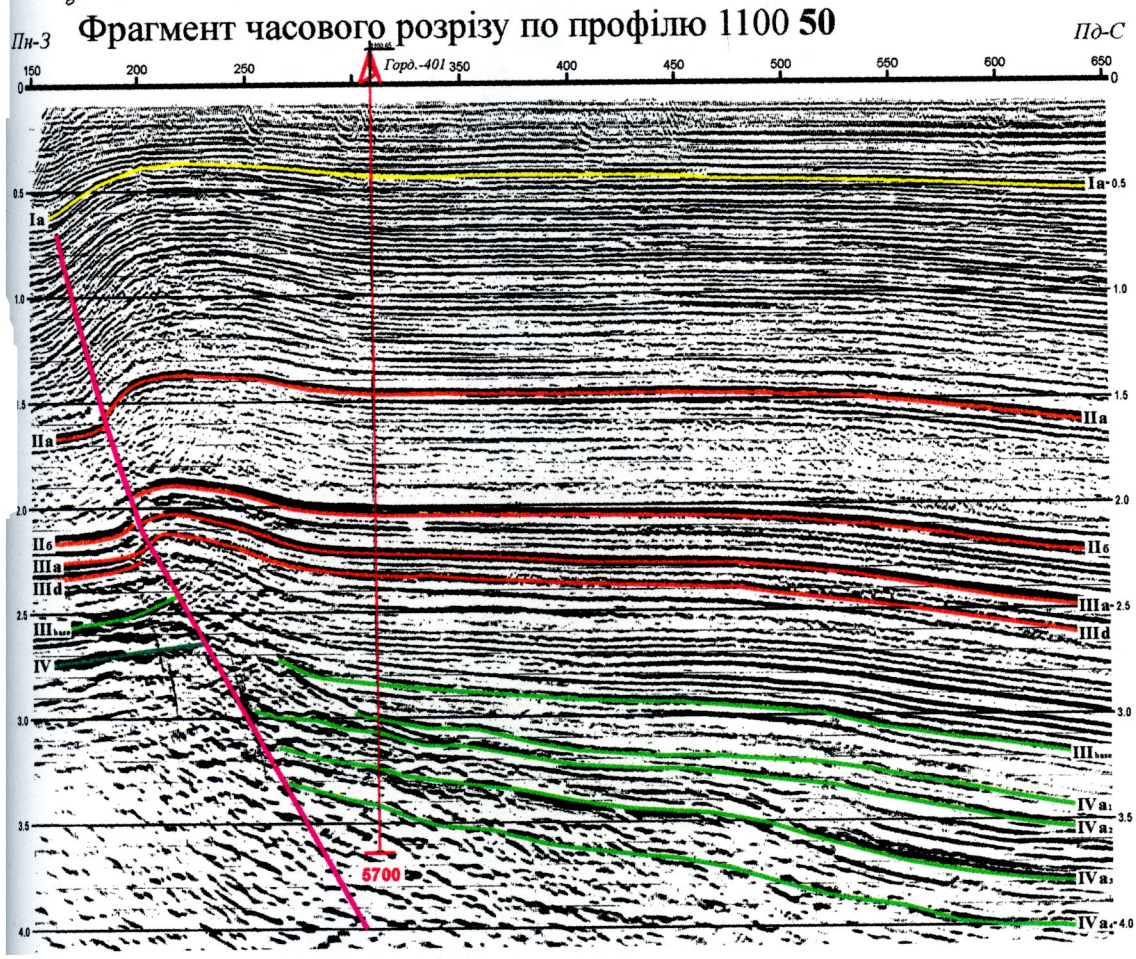


Рис. 5.4 Площа Янтарна
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальський (2004р.)
з використанням матеріалів ФУТ "Севморнефтегеофизика", 2000р.



Фрагмент часового розрізу по профілю 1100 **50**



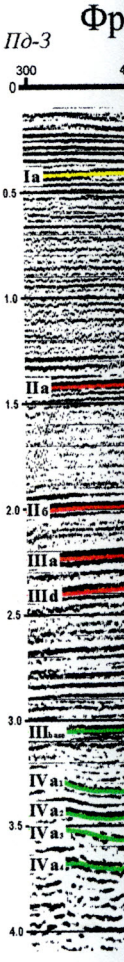
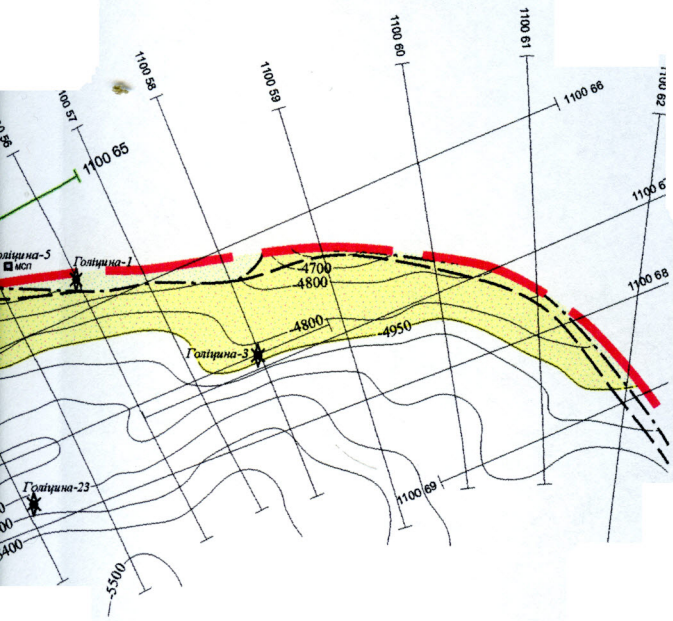


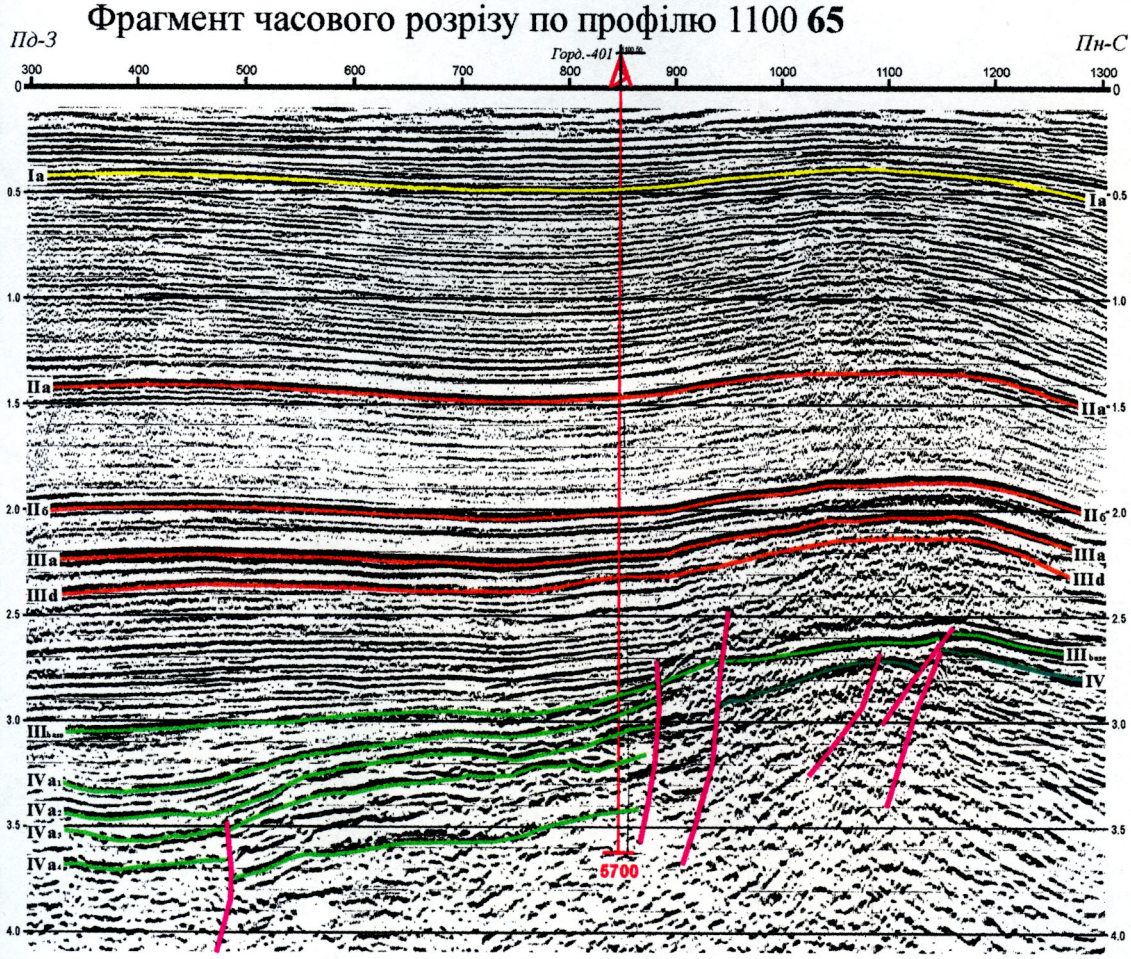
Рис. 5.5 Структура Гордієвича
Структурна карта по горизонту відбиття IV
Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москальськ
з використанням матеріалів ФУТ "Севморнефтег



Умовні позначення:

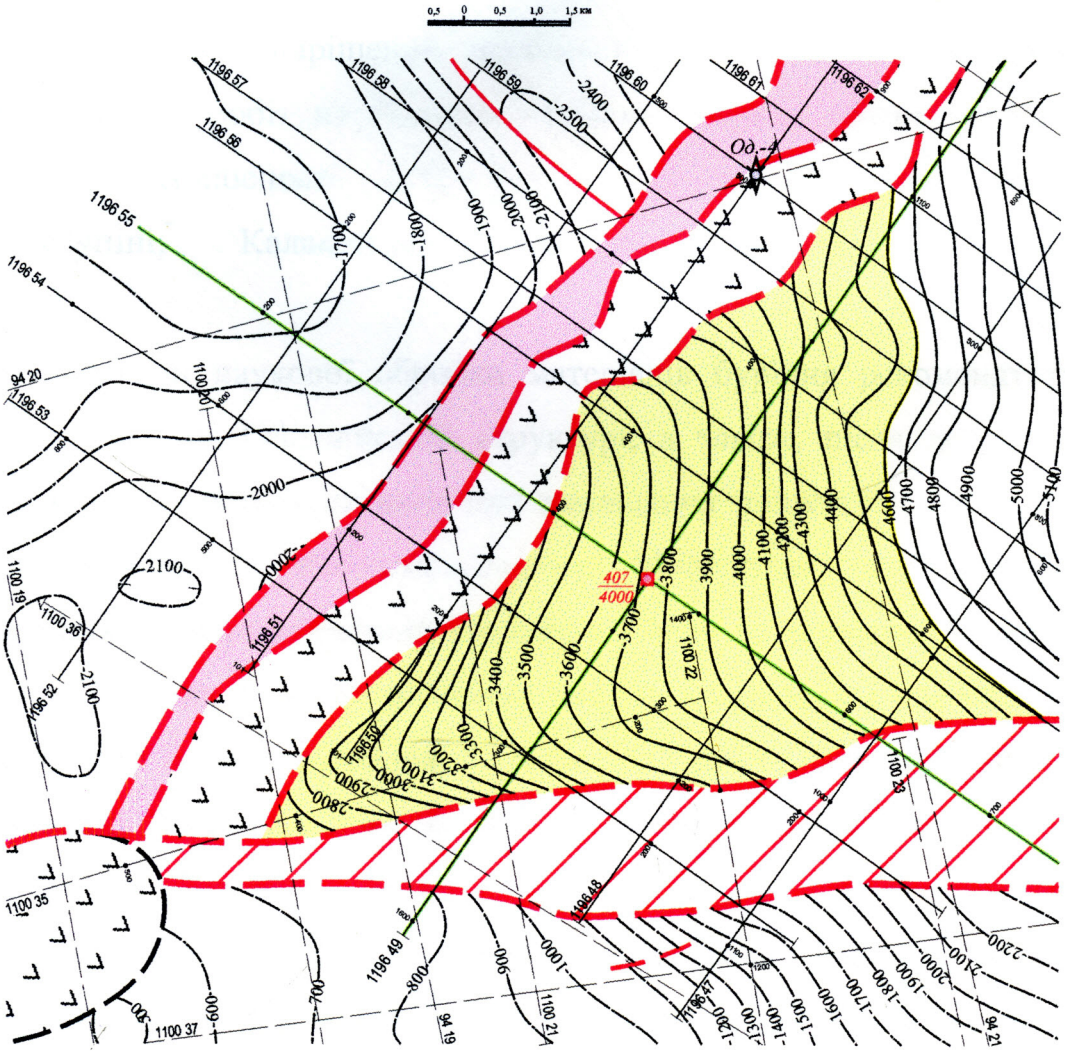
- Сейсмічні профілі МВХ СГТ
- Ізогіпси горизонту відбиття IVa_2
- Пошукові ліквідовані свердловини
- Морські стаціонарні платформи і блок-кондуктори
- Область невпевненого простеження відбиваючого горизонту IV a_2 (K_1)
- Зони відсутності корреляції
- Тектонічні порушення
- Проектна параметрична свердловина

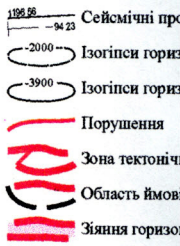
Фрагмент часового розрізу по профілю 1100 **65**



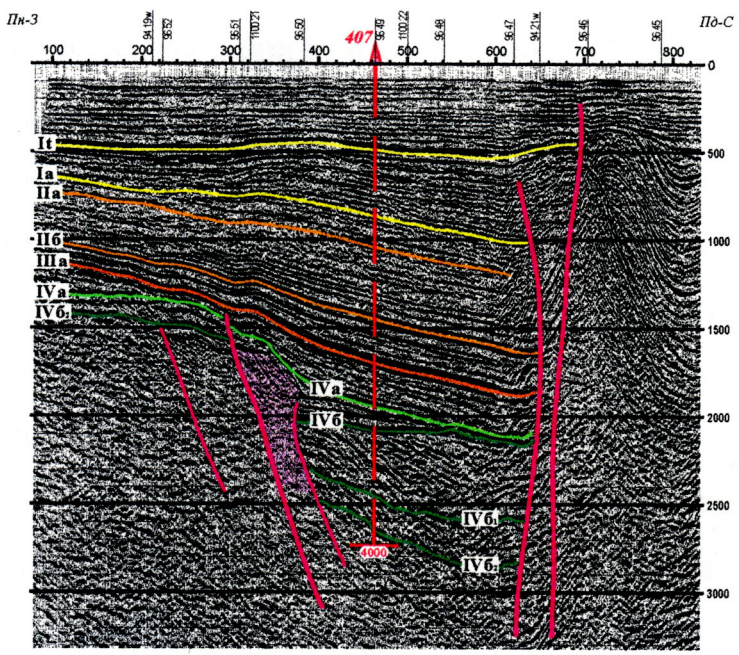
ра Гордієвича
ту відбиття IVa_2 (K_1)
Т. Москальський (2004р.)
Севморнефтегеофизика", 2000р.

Структурна карта по горизонту відбиття IVб$_2$ ($К_1$ під)





Фрагмент часового розрізу по профілю 1196 **55**



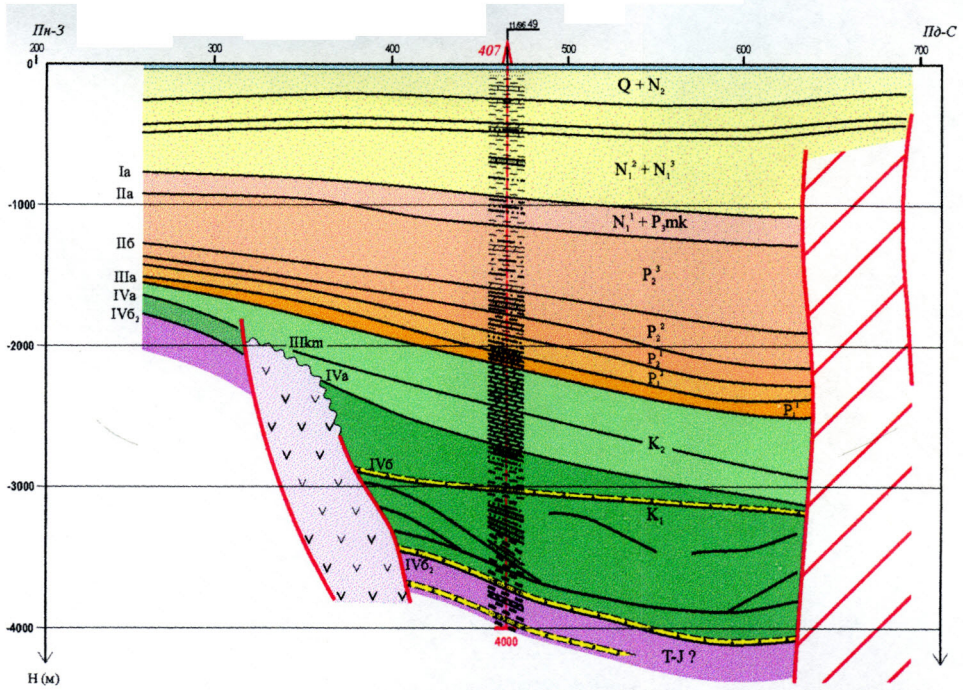
Перспективний комплекс	Глибина залягання, м	Ресурси газу, млрд. м^3	Приріст запасів газу на 1 свердл., млрд. м^3
$К_1$	2000-3900	11	0,64
	2700-4000	6,1	0,6
УСЬОГО		**17,1**	**1,24**

Рис. 5.6 Площа Кутова

Склали: П.М. Мельничук, О.Т. Москал

з використанням матеріалів ФУТ "Севморнеф

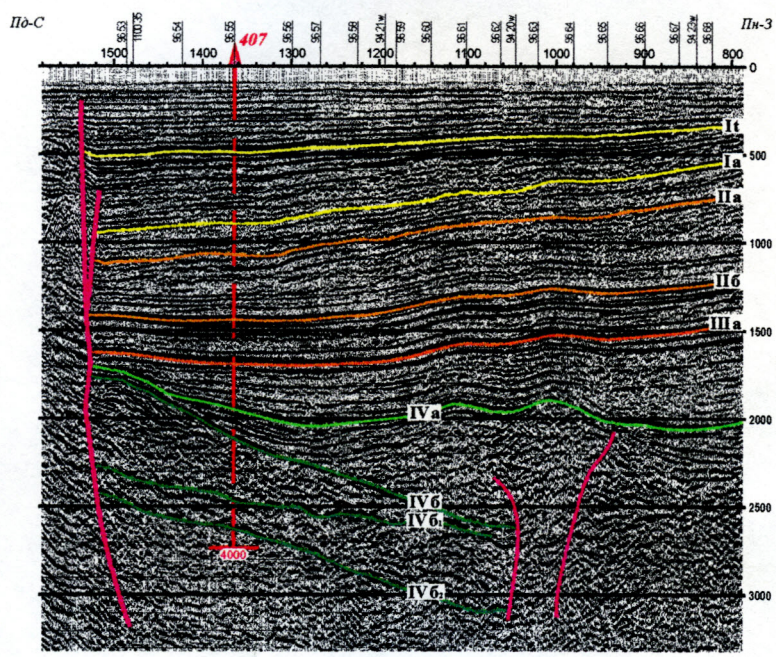
Сейсмогеологічний розріз по профілю 1196 **55**



Умовні позначення:

- Сейсмічні профілі МВХ СГТ
- Ізогіпси горизонту відбиття IVб$_2$ (K$_1$ під) (СМНГ)
- Ізогіпси горизонту відбиття IVб$_2$ (K$_1$ під) (ЧНГ)
- Порушення
- Зона тектонічних порушень
- Область ймовірного вторгнення ефузивів
- Зіяння горизонту IVб$_2$ (K$_1$ під) в зоні скиду
- 407 / 4000 Проектна параметрична свердловина
- Од.-4 Свердловина пошукова ліквідована
- Іб Горизонти відбиття
- Передбачуваний поклад газу
- Піски
- Алевроліти
- Аргіліти
- Глини; глини піскуваті
- Вапняки; вапняки глинисті
- Мергелі
- Пісковики
- Туфи та туфіти
- вапняки черепашники, орг.-уламкові Тріщинуватість
- Область очікуваного вторгнення ефузивів

Фрагмент часового розрізу по профілю 1196 **49**



м	Ресурси газу, млрд. м^3	Приріст запасів газу на 1 свердл., млрд. м^3
0	11	0,64
0	6,1	0,6
	17,1	**1,24**

6 Площа Кутова
чук, О.Т. Москальський (2004р.)
ФУТ "Севморнефтегеофизика", 2000р.

На другому етапі вирішення проблеми передбачається проведення регіональних бурових робіт на більших глибинах моря з метою уточнення перспектив нафтогазоносності крейдових і юрських осадових утворень Крайової ступіні, Каламітсько-Іллічівського виступу та валу Губкіна [19].

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 Крайового уступу з валом Губкіна з метою вивчення розрізу крейдових і палеогенових відкладів на ділянці їх виклинювання, а також прогнозних палеозойських (?) і юрських утворень та уточнення їх вуглеводневого потенціалу (складка Губкіна).

Представляє інтерес ділянка північніше острова Зміїного, зокрема сундучна структура, яка простягається в породах верхньої крейди та палеогену. Вона викликає зацікавлення тим, що знаходиться в одній тектонічній зоні з Безіменним та Одеським газовими родовищами. До перспективних тут відносяться і утворення палеозою, юри і нижньої крейди [19, 75].

Особливої уваги на наш погляд заслуговує і підняття Штормове. По відбивних горизонтах дане підняття є прирозломною брахіантикліналлю субширотного простягання розміром 8,5х4,5 км, що дозволяє на думку А.Ф. Коморного та ін. [34] рекомендувати тут пошукове буріння з метою оцінки продуктивності 700 м нижньокрейдового комплексу, наявність якого впевнено прослідковується за даними сейсморозвідки. Проектна глибина рекомендованої свердловини – 5200 м (до розкриття підошви відкладів нижньої крейди).

За результатами буріння параметричних і пошукових свердловин буде уточнена геологічна будова і ресурсна база вуглеводнів нижньокрейдових відкладів, встановлені закономірності нафтогазонакопичення і визначені пріоритетні напрями пошукового буріння в кожному структурно-тектонічному

ементі.

Основні напрямки бурових робіт будуть зосереджені в трьох афтогазоперспективних районах. Обсяг запропонованих геологорозвідувальних обіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря на період 2005-2010 рр. ведений в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5

Запропонований обсяг геологорозвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря на період 2005-2010 рр.

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Обсяги
1.	Проходка в параметричному і пошуковому бурінні	тис.м	51,0
2.	Сейсморозвідувальні роботи	тис.пог.км	23,0
3.	Приріст запасів газу	млрд.м^3	23,5
4.	Вартість ГРР, усього	млн.грн.	436,5
	В т.ч. – буріння	млн.грн.	399,8
	– сейсморозвідувальні роботи	млн.грн.	36,9
	– тематичні дослідження	млн.грн.	6,8
5.	Ефективність ГРР – приріст запасів газу на 1 м проходки	тис.м^3 / 1 м	460,8
	– вартість приросту 1,0 тис.м^3	грн./1,0 тис.м^3	18,6

Бурові роботи пропонується провести на таких площах: Кутова, сетрова, Штормова, Янтарна, Олімпійська, Крайова, Комсомольська, нальна, Губкіна, Корнілова, Нахімова, Каламітська і Гордієвича.

Для успішного виконання параметричного і пошукового буріння екомендується проводити в середньому 3,0 тис. пог.км сейсмічних профілів. Основні показники сейсморозвідувальних робіт у межах північно-західного ельфу Чорного моря на 2005-2008 рр. наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6

Запропонований обсяг сейсморозвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря на 2005-2008 рр.

№ п/п	Назва площі (об'єкту)	Вид робіт	Обсяг робіт (пог.км.)	Термін виконання
1.	Площі Крайова, Олімпійська, Комсомольська, Зональна	Пошуково-детальні	2000	2005 р.
2.	Південний борт Каркінітського прогину	Детальні	2500	2005 р.
3.	Південна частина від о. Зміїний	Пошукові	5000	2006 р.
4.	Район Криловського прогину	Пошукові	5000	2007 р.
5.	Площі Осетрова, Кутова, Янтарна	Детальні	3000	2008 р.
6.	Площі Тарханкутська, східна частина Каркінітського прогину	Детальні	5500	2008 р.
	Усього		**20300**	

На сьогоднішній день перед сейсморозвідкою стоїть завдання детального достовірного вивчення геологічної будови крейдових і докрейдових відкладів усій площі українського сектора акваторії. Лише при виконанні цієї умови жна вести мову про підготовку необхідної кількості об'єктів (прогнозних асток вуглеводнів) для пошукового буріння.

При плануванні сейсморозвідувальних робіт в українському секторі орного моря слід враховувати результати регіональної геофізичної зйомки, иконаної на цій акваторії компанією "Вестерн Джеофізикал" в 1994 р. На часному методичному рівні на отриманих часових розрізах суттєво

точнюється будова нижньої частини крейдового, а також докрейдового розрізу к у межах великих тектонічних елементів, так і на окремих ділянках та лощах. Обробка на ЕОМ сейсмічних матеріалів компанії "Вестерн Джеофізикал" здійснена за складним графом, однак, без урахування собливостей будови окремих стратиграфічних комплексів. Додаткова ілеспрямована обробка цих матеріалів із застосуванням спеціальних процедур озволить покращити прослідковування відображень, особливо в нижній астині розрізу (мезозойські та палеозойські відклади). На жаль, на ьогоднішній день сейсмічні матеріали значного обсягу (17000 погонних км рофілів), отримані в 1994 р., які містять у собі цінну інформацію для изначення напрямків та об'єктів геологорозвідувальних робіт, аналізуються уже повільно.

Паралельно з виконанням сейсморозвідувальних робіт необхідно воезпечити проведення досліджень акваторії іншими методами розвідувальної еофізики, а саме: гравірозвідкою, магніторозвідкою, електророзвідкою, ромагніторозвідкою в сучасних модифікаціях, а також інженерно-еофізичними та геотехнічними дослідженнями.

Для вивчення швидкісних параметрів в окремих глибоких свердловинах обхідно продовжувати проведення досліджень ВСП і СК у всіх пошуково-звідувальних свердловинах. У подальшому належить виконати аналіз фективності раніше проведених досліджень ВСП і СК для уточнення видкісних параметрів в окремих свердловинах та їх узагальнення для явлення розподілу швидкісних залежностей.

Таким чином, на підставі критерійних ознак перспектив афтогазоносності і характеру розподілу початкових прогнозних ресурсів нами обудована схематична карта перспектив нафтогазоносності базальних ідкладів нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного оря. Виявлено, що найбільш нафтогазоперспективні зони, які є ершочерговими для геологорозвідувальних робіт на нижньокрейдові відклади, риурочені до Каркінітського і Каламітського газоносних районів. Менш

ерспективними є території Нижньопрутсько-Кілійського, Алуатсько-узловського нафтогазоносних районів і Таврійського перспективного району. буріння параметричних і пошукових свердловин в першу чергу пропонується ровести на таких площах: Кутова, Осетрова, Штормова, Янтарна, Олімпійська, райова, Комсомольська, Зональна, Губкіна, Корнілова, Нахімова, Каламітська Гордієвича. Для успішного виконання параметричного і пошукового буріння ланується проводити в середньому 3,0 тис. пог.км пошуково-детальних ейсмічних профілів. Паралельно з виконанням сейсморозвідувальних робіт ля комплексного вивчення глибинної геологічної будови шельфової зони орного моря, враховуючи високу ефективність методів, рекомендується роведення гравірозвідки, магніторозвідки, електророзвідки та ромагніторозвідки в сучасних модифікаціях

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обгрунтовано 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 підошви 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, 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 Північночорноморського 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-

ілійського (57,2 млн.т у.п.), Алуатсько-Тузловського (39,4 млн.т у.п.) афтогазоносних районів і Таврійського (3,9 млн.т у.п.) перспективного району. уріння параметричних і пошукових свердловин в першу чергу пропонується ровести на площах: Кутова, Рифтова, Осетрова, Штормова, Янтарна, лімпійська, Крайова, Комсомольська, Зональна, Губкіна, Корнілова, Нахімова, амітська і Гордієвича;

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

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

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Архангельский А.Д., Страхов Н.М. Геологическое строение и история развития Черного моря. – М. – Л.: Из-во АН СССР, 1938. – 200 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України: Т. VI. Південний нафтогазоносний регіон / С.В. Гошовский, Б.І. Денега, С.М. Захарчук, В.С. Іванишин, В.Д. Іванова, М.М. Іванюта, М.І. Павлюк, Б.М. Полухтович, В.О. Федишин за участю **П.М. Мельничука**, М.В. Назарова, І.М. Фика, М.В. Чорної, Л.Я. Шуфлат. – Львів: вид-во "Центр Європи", 1998. – 222 с.
3. Бабадаглы В.А., Карпенко И.В., Савушкина Т.Б. О перспективах выявления неантиклинальных ловушек углеводородов в неоком-нижнеаптских отложениях юга Украины // Нафта і газ України. Зб. наук. праць: Матеріали 5-ої міжн. наук.-практ. конференції "Нафта і газ України-1998". Полтава, 15-17 вересня 1998 р. – Полтава: УНГА, 1998. – Т.1. – С. 277-278.
4. Бойко Г.Ю., Павлюк М.І. Моделювання щільності літосфери шельфу Чорного моря / Тектонические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности: Тез. докл. межд. конф. – Киев-Симферополь, 1996. – С. 15-17.
5. Вуглеводневі флюїди постседиментаційних перетворень осадових і вулканогенних товщ Кримсько-Чорноморського регіону / І.М. Наумко, М.І. Павлюк, І.М. Зінчук, М.Д. Братусь, Й.М. Сворень, Б.Е. Сахно, В.О. Шумлянський, Р.Й. Лещух // Геологія і геохімія горючих копалин, 2004. – № 2. – С. 45-59.
6. Газовий потенціал Азовського та Чорного морів: стан, проблеми, пріоритети / П.І. Дякович, **П.М. Мельничук**, Б.М. Полухтович, В.О. Федишин // Тези допов. 2 Міжн. конф. – Крим. 5-8. вересня 2000 р. Сімферополь: "Таврія-Плюс". – 2001. – С. 47-50.
7. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на

территории Украины / Отв. ред. В.Б. Порфирьев. – К.: Наук. думка, 1977. – 152 с.

8. Геологическое строение Черноморской впадины / Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер, В.В. Соловьев, Е.М. Хахалев // Докл. АН СССР, 1983. – Т. 269. – № 2. – С. 440-447.
9. Геология шельфа УССР (шельф и побережье Чорного моря). Стратиграфия // Под ред. Е.В. Шнюкова. – К.: Наук. думка. – 1984. – 184 с.
10. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность / Богаец А.Т., Бондарчук Г.К., Леськив И.В., Новосилецкий Р.М., Павлюк М.І., Палий А.М., Панченко М.І., Самарський А.Д., Хныкин В.И., Чир Н.М, Швей Л.П., Шевченко Е.Ф., Шпак П.Ф., Яцеленко В.С. – К.: Наук. думка, 1986. – 152 с.
11. Герасимов М.Е. О геодинамике и нефтегазоносности Черноморского региона // Геология нефти и газа. – 1995. – № 8. – С. 4-11.
12. Гнідець В.П., Григорчук К.Г. Чорноморський сегмент океану Тетіс у ранній крейді. Особливості теригенного седиментогенезу // Геологія і геохімія горючих копалин, 2004. – № 4. – С. 39-50.
13. Діденко О.В. До питання про генетичний зв'язок органічної речовини з нафтогазоутворенням в крейдових породах Рівнинного Криму і північно-західного шельфу Чорного моря // 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. 238-239.
14. Есипович С.М. Особенности геологического развития и перспективы нефтегазоносности Черноморского шельфа Альпийско-Гималайского пояса. – Одесса: Астропринт, 2000. – 170 с.
15. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Україні. – К.: вид. НТП "Нафтогаз – прогноз", 1998. – 164 с.

16. Захарчук С.М. История тектонического развития Северного Причерноморья и акватории Каркинитского залива в меловом, палеоценовом и неогеновом периодах // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1990. – Вып. 75. – С. 67-76.

17. Захарчук С.М. Особливості просторового розміщення родовищ вуглеводнів Причорноморського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. – № 3. – С. 12-21.

18. Захарчук С.М., Полухтович Б.М. Геологічні передумови і закономірність розвитку неантиклінальних пасток в Азовському і Чорному (північно-західний шельф) морях // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносних надр України. Зб. наук. праць, у 2 томах. – Львів: УкрДГРІ, 1997 – 1998. – Т. 1. – С. 93-97.

19. Захарчук С.М., **Мельничук П.М.**, полухтович Б.М., Федишин В.О. Проблема нафтогазоносності 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

20. Захарчук С.М., Полухтович Б.М. Закономірності розміщення покладів вуглеводнів і перспективи відкриття нових газових і газоконденсатних родовищ на північно-західному шельфі Чорного моря // Міжн. наук.-практ. конф. "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень". Тези доповідей. Чернігів, лютий 2001 р. – Чернігів, 2001. – С. 158-159.

21. Захарчук С.М., Полухтович Б.М., Шпак П.Ф. Перспективи нафтогазоносності тектонічних елементів суші, простягуючихся в прилеглі моря півдня України // 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. 93-94.

22. Земная кора и история развития Черноморской впадины. Под ред.

Ю.Д. Буланже, М.В. Муратова, С.И. Субботина, Б.К. Балавадзе. – М.: Наука, 1975. – 388 с.

23. К прогнозу нефтегазоносности черноморского шельфа Украины / И.Н. Сулимов, Е.П. Ларченков, С.М. Есипович, В.И. Самсонов // Геол. журнал, 1993. – № 6. – С. 42-46.

24. Казанцев Ю.В. Складчато-надвиговые структуры Равнинного Крыма. – Уфа: изд-во Совета Министров БАССР, 1979. – 57 с.

25. Карпенко І.В., Старченко Г.С., Баньковська О.О. Тектонічний розвиток Голіцинської прирозломної зони північно-західного шельфу Чорного моря у крейдовий час // 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. 144-146.

26. Каркінітсько-Сиваське палеопідняття, його генеза та роль в пізньоальбській седиментації півдня України / Л.Г. Плахотний, Г.К. Бондарчук, М.І. Павлюк, А.М. Скорик, С.В. Кольцов, Ю.А. Палінська // Геологія і геохімія горючих копалин, 2004. – № 3. – С. 55-73.

27. Керусов Э.Н. Строение меловых конседиментационных вулканов Северного Крыма по данным сейсмостратиграфического анализа // Нафта і газ України-96. Матеріали наук.-практ. Конфер. (Харків, 14-16 травня 1996 р.). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 230-232.

28. Клочко В.П., Ладыженский Г.Н., Шевченко А.Ф. Особенности пространственного размещения скоплений нефти и газа в зонах глубинных разломов ДДВ и акватории Черного моря //В кн.: Вопросы геохим. минерал., петрол. и рудообразования. – К.: Наук. думка, 1975. – С. 170-173.

29. Коболев В.П. Геодинамічна еволюція Чорноморської мегазападини та структур її обрамлення (за геофізичними даними): Автореф. ... доктора. геол. наук: 04.00.22. – Київ: НАН України, 2002. – 36 с.

30. Колодій В.В., Лебединець М.В., Колодій І.В. Геотермобаричні умови Північнопричорноморського водонапірного нафтогазоносного басейну // Геологія і геохімія горючих копалин, 2000. – № 1. – С.72-82.

31. Колодій В.В., Лебединець М.В., Колодій І.В. Гідрогеохімічна характеристика Північнопричорноморського водонапірного басейну // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 2. – С. 54-67.

32. Колодій І.В. Гідрогеологічні умовини газонафтоносності акваторії Північнопричорноморського водонапірного басейну // Автореф. ... канд. геол. наук: 04.00.17. – Івано-Франківськ, 2003. – 19 с.

33. Коморный А.Ф., Луцкив С.С., Карпенко И.В. Перспективы поиска залежей УВ в неструктурных ловушках на акваториях Чорного и Азовского морей // 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. 294-295.

34. Коморный А.Ф., Шипилов А.Л., Пивоваров В.Л. Новые данные о геологическом строении нижнемеловых отложений на площади газоконденсатного месторождения Штормового // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф., Гурзуф, 9-14.09.2002). – Симферополь. – 2002. – С. 97-100.

35. Краснощек А.Я., Насад А.Г., Самсонов В.И. Новые данные о геологическом строении северо-западной части Черноморского шельфа и проблема поисков нефти и газа // Геол. журнал. – 1979. – Т. 39. – № 3. – С. 12-19.

36. Критерійні ознаки перспектив нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / **П.М. Мельничук**, Б.Й. Маєвський, Т.І. Мех., В.Р. Хомин // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України. Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 160-168.

37. 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.

38. Літолого-фаціальна модель осадочної кайнозойської формації як засада для пізнання процесів літогенезу та факторів формування продуктивних товщ в зонах нафтогазонакопичення Чорноморського бассейну / П.Ф. Гожик, О.Ю. Митропольський, Н.В. Маслун, Н.Н. Цихоцька // 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. 45-47.

39. Літолого-стратиграфічна характеристика осадового чохла Крайового уступу // П. Дякович, С. Захарчук, Б. Полухтович, Н. Трофимович, Є. Туркевич / Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф., Гурзуф, 9-14.09.2002). – Симферополь. – 2002. – С. 62-63.

40. Лукин А.Е. Принципы литогеодинамического формационного анализа (по материалам изучения рифтогенных бассейнов) // Геол. журнал, 1993. – № 2. – С. 105-114.

41. **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.

42. **Мельничук П.М.**, Маєвський Б,И. Перспективи освоєння нафтогазових ресурсів північно-західного шельфу Чорного моря / Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, 1999. – Вип. 36 (Том 1).С. 96-99.

43. **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.

44. **Мельничук П.**, Полухтович Б., Федишин 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.

45. Мороз С.А., Сулимов И.Н., Гожик П.Ф. Геологическое строение Северного Черноморья. – К.: Наук. думка, 1995. – 183 с.

46. Муратов М.В. История тектонического развития глубоководной впадины Черного моря и ее возможное происхождение. // Бюлл. Монп. Отд. геол., 1955 – вып.5. – С.27-50.

47. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря / Е.М. Довжок, П.Ф. Шпак, Б.О. Бялюк, М.К. Ільницький, В.П. Клочко, І.І. Чебаненко, **П.М. Мельничук**, М.Й. Марухняк, Б.Л. Крупський, М.М. Іванюта, Е.М. Керусов, С.М. Окуловський, В.С. Токовенко, А.Л. Шипілов, В.Г. Свириденко, С.П. Пустовойт. Відп. редактори: **Мельничук П.М.**, Шпак П.Ф., Клочко В.П. // Інститут геологічних наук НАН України. – Київ: Український нафтогазовий інститут, 1995. – 250 с.

48. Національна програма "Нафта і газ України до 2010 року" (резюме) / П.Ф. Шпак, Є.М. Довжок, Р.М. Окрепкий, М.М. Іванюта, О.М. Істомін, М.К. Ільницький, В.П. Клочко та ін. – К.: Держнафтогазпром, 1993. – 63 с.

49. Нефтегазоносные провинции Украины / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, М.И. Павлюк и др. – К.: Наук. думка, 1981. –172 с.

50. Нові відкриття родовищ вуглеводів – реалізація потужного потенціалу нафтогазоносності акваторій Чорного і Азовского морей / М.І. Євдощук, М.К. Ильницький, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко // Нафт. і газова

промисловість. – 2000. – № 1. – С. 9-11.

51. Нові родовища нафти і газу в акваторіях Чорного і Азовського морів / М.І. Евдощук, М.К. Ільницький, В.П. Клочко, **П.М. Мельничук** // Вісник Національної Академії Наук України. – Київ. – 1999. –№ 8. – С.21-22.

52. Нові уявлення про структуру Причорномор'я та Чорноморської западини і деякі питання її нафтогазоносності / В.Г. Бондарчук, А.Я. Радзівілл, В.С. Токовенко та ін. // Вісн. АН УРСР. – 1975. – № 10. – С. 62-66.

53. Новые данные о седиментогенезе и палеогеографии Равнинного Крыма в раннем мелу (позний баррем – ранний апт) / В.П. Гнидец, Г.В. Бойчук, Ю.Н. Сеньковский, И.Г. Чоловский // Геология и геохимия горючих ископаемых. К.: Наук. думка. – 1990. – Вып. 75. – С. 1-8.

54. Новые данные сейсморазведки МОГТ – основа современных представлений о глубинном строении юга Украины / М.Е. Герасимов, Г.К. Бондарчук, В.Ф. Федорук, В.Н. Стасула // 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. 39-40.

55. О направлении поисковых работ на нефть и газ в северо–западной части Черного моря в связи с особенностями тектоно–магматических структур / В.Г. Бондарчук, И.А. Майданович, А.Я. Радзивилл // Литолого-геохимические условия формирования донных отложений. – К: Наук. думка. – 1979. – С. 173-176.

56. Окуловский С.Н. Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений северо-западного шельфа Черного моря // Нафта і газ України-96. Матеріали наук.-практ. конф. (Харків, 14-16 травня 1996 р.). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 232-234.

57. Орлов А.А., Волкова М.А., Жученко Г.А. Гидрогеохимическая зональность северо-западного шельфа Чорного моря и связь ее с нефтегазоносностью // Геол. журнал. – 1991. – № 5. – С. 81-87.

58.Освоєння ресурсів газу і нафти українського сектора акваторії Чорного і Азовського морів / М.П. Деркач, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, М.Й. Марухняк, П.Я. Максимчук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. – № 1. – С. 3-20.

59.Особенности структурного плана акватории Черного моря А.И. Самсонов, А.Я. Краснощек, В.П. Клочко // Докл. АН УССР. Сер. Б., 1977. – № 3. – С. 213-215.

60.Оценка нефтегазового потенциала подводных недр Черного 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).

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

62.Павлюк М.І. Геодинамічна модель формування структури Кримсько-Чорноморської провінції // Геологія і геохімія горючих копалин, 1998. – № 1 (102). – С. 26-31.

63.Павлюк М.І. Мезозой-кайнозойська еволюція і нафтогазоносність Азово-Чорноморського шельфу: Автореф. д-ра геол. наук: 04.00.17. / Інст. геол. і геох. горюч. копалин. – Львів, 1997. – 29 с.

64.Павлюк М.І., Богаєць О.Т. Тектоніка формацій області зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити. – К.: Наук. думка, 1978. – 148 с.

65.Павлюк М.І., Варічев С.О., Різун Б.П. Нафтогазоутворення і геодинамічні режими формування нафтогазоносних провінцій // Геологія і геохімія горючих копалин, 2000. – № 2. – С. 3-49.

66. Павлюк М.І., Савчак О.З., Копач І.С. Неотектонічна активізація і нафтогазоносність Чорноморського регіону // Нафта і газ України. Зб. наук. праць: матер. 6-ої Міжн. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2000", Івано-Франківськ, 31-3.11.2000. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Т.1. – С. 221-222.

67. Палеогеографія і особливості седиментації регресивних етапів розвитку Причорноморсько-Кримського регіону в пізньому альбі у зв'язку з перспективами нафтогазоносності / Л.Г. Плахотний, Г.К. Бондарчук, В.Г. Бондаренко, А.М. Скорик // 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. 193-196.

68. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ на акваториях Черного и Азовского морей / М.П. Талаберчук, Р.В. Палинский, Л.Г. Плахотный // Повышение экономической эффективности геологоразведочных работ в Украинской ССР. Тез. докл. респ. совещ. геологов, октябрь 1974, Киев – К.: Мингео УССР, 1974. – С. 105-108.

69. Подальші пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ в акваторіях Чорного і Азовського морів (український сектор) / П.М. Деркач, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, М.Й. Марухняк, П.Я. Максимчук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко // Нафт. і газова пром-сть, 2001. – № 4. – С. 6-9.

70. Полухтович Б.М., Самарська О.В. Геологічна будова півдня України та прилеглих акваторій з позиції сучасних геотектонічних концепцій // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов. Матер. I Межд. конф. (Гурзуф, 5-8.09.2000). – Симферополь: Ассоц. геол. г. Симферополя, 2000. – С. 301-302.

71.Полухтович Б.М., Туркевич Є.В., Колодій Е.О. Умови нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження в крейдових відкладах Каркінітської-Північнокримського прогину // Міжн. наук.-практ. конф. "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень". Тези доп. Чернігів, лютий 2001 р. – Чернігів, 2001. – С. 155-156.

72.Полухтович Б.М., Туркевич Є.В., Трофимович Н.А. Літолого-стратиграфічна характеристика осадового покрову Притарханкутського шельфу Чорного моря // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. – К.: Карбон, 2000. – С. 303-307.

73.Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и прилегающих акваториях // Под ред. В.В.Глушко, С.П.Максимова. –М. : Недра, 1981. – 240с.(УкрНИГРИ. Труды. Вып.XXX).

74.Прогноз кількості та розмірів покладів і родовищ вуглеводнів українського сектора Чорного моря / Б.П. Кабишев, С.М. Захарчук, М.М. Іванюта, Б.М. Полухтович, Т.М. Пригарина, Д.І. Чупринін, З.П. Шев'якова, П.Ф. Шпак // Нафта і газ України-96. Матеріали наук.-практ. конф. (Харків, 14-16 травня 1996 р.). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 232-234.

75.Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Борис Маєвський, Олег Лозинський, Василь Гладун, Петро Чепіль. – К.: Наук. думка, 2004. – 446 с.

76.Програма пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт в районі о. Зміїний / Є.С. Дворянин, І.В. Карпенко, А.Ф. Коморний, Б.Л. Крупський, **П.М. Мельничук**, Б.М. Полухтович, С.М. Стовба, П.М. Чепіль // 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.

77.Ресурсна база нафти та газу морських акваторій України /

Г.К. Бондарчук, С.М. Захарчук, Б.М. Полухтович, В.Г. Свириденко // Нафта і газ України-96. Матеріали наук.-практ. конф. (Харків, 14-16 травня 1996 р.). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 216-218.

78. Расширение потенциала нефтегазоносности акваторий Черного и Азовского морей / Н.И. Евдощук, Н.К. Ильницкий, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко // Геология нефти и газа, 2000. – № 2. – С. 2-5.

79. Розломно-блокова тектоніка акваторій України у зв'язку з нафтогазоносністю / П.Ф. Шпак, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко, В.С. Токовенко, Л.М. Регуш, **П.М. Мельничук**, С.М. Окуловський, Б.М. Полухтович // Тези. Матеріали наук.-практ. конф. "Нафта і газ України". (Київ, 17-19 травня 1994 р.). – Львів: УНГА, 1995. – Том 1. – С. 69-72.

80. Розломно-блокова тектоніка в зв'язку з закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України / І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, М.І. Євдощук, **П.М. Мельничук**, В.П. Клочко, В.В. Гладун, В.Я. Колос, П.Я. Максимчук, О.Г. Цьоха // Геодинамика и нефтегазоносность структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф. Гурзуф, 9-14.02.2002. – Симферополь: Ассоц. геол. г. Симферополя, 2002. – С. 253-254.

81. Савчак О.З. Формування локальних складок та нафтогазоносність акваторіальної частини Каркінітсько-Північно-Кримського прогину: Автореф. … канд.. геол. наук.: 04.00.17: Львівський інст. геол. і геохімії горюч. копалин. – Львів, 1999. – 17 с.

82. Самсонов А.И., Краснощек А.Я. Новые данные о тектоническом строении Придобруджья и северо-западной части акватории Чорного моря / Геология побережья и дна Чорного и Азовского морей в пределах УССР. Киев: Изд-во Киев. ун-та, 1969. – Вып. 3. – С. 94-109.

83. Скорик А.М. До питання про нафтогазогеологічне районування південного нафтогазоносного регіону України // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36 (том 1). – С. 171-195.

84. Соллогуб В.Б., Чекунов А.В, Пустыльников М.Р. Геология шельфа УССР. Тектоника. – К.: Наук. думка, 1987. – 152 с.

85. Стан і перспективи розвитку регіональних геолого-геофізичних досліджень в Азово-Чорноморському регіоні / М.І. Євдощук, Є.С. Дворянин, М.М. Іванюта, Б.М. Полухтович, В.Г. Свириденко // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. Сб. науч. работ (Матер. конф. Гурзуф, 6-10.09.1999). – Симферополь: Ассоц. геол. г. Симферополя, – 1999. – С. 34-35.

86. Старостенко В.И., Легостаева О.В. Еще раз об истории и перспективах геолого-геофизического изучения Черного моря // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. Тез. докл. на V Межд. конф. «Крым – 2003» (Гурзуф, 8-13.09.2003). – Симферополь: Ассоц. геол. г. Симферополя, 2003. – С. 294-297.

87. Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий. / В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, И.А. Гаркаленко, М.Р. Пустыльников, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, А.В. Семенов, А.А. Шиманський. – К.: Наук. думка, 1978. – 160 с.

88. Ступка О.С. Відображення післяпермского розпаду Пангеї в тектонічній структурі Причорноморсько-Кримського сегмента континентальної окраїни океану Тетіс і проблема нафтогазоносності тріасового комплексу // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов. Матер. I–ой Межд. конф., Гурзуф, 5-8.09.2000. – Симферополь: Ассоц. геол. г. Симферополя, 2000. – С. 307.

89. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР. / Ред. Гарецкий Р.Г., Глушко В.В., Крылов Н.А. – М.: Наука, 1988. – 83 с.

90. Тектоника области Черного и Азовского морей / Б.К. Балавадзе, В.Е. Бураковский, И.А. Гаркаленко и др. // Геотектоника, 1968. – № 4. – С. 70-84.

91. Тектоника Северного Причерноморья / И.И. Чебаненко, Ю.М. Довгаль, В.П. Клочко. – К.: Наук. думка, 1988. – 164 с.

92. Тектоника Черноморской впадины / Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер, В.В. Соловьев, Е.М. Хахалев // Геотектоника. 1985. – № 6. – С. 3-20.

93. Тектоническая карта нефтегазоносных областей Украины и прилегающих районов масштаба 1:500 000. Объяснит. зап. / Ред.: Палий А.М., Плахотный Л.Г. – К.: Мин. геологии УССР, 1981. – 40 с.

94. Тектоніка і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіону та його місце в системі осадових басейнів Альпійсько-Гімалайського поясу / І.І. Чебаненко, М.І. Євдощук, В.П. Клочко, В.С. Токовенко // Нафта і газ України. Зб. наук. праць (Матер. 5-ої міжн. конф. "Нафта і газ України – 98". Полтава, 15-17.09.1998. – Полтава: УНГА, 1998. – Т.1. – С. 308.

95. Тектоніка і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіону України / **П.М. Мельничук**, П.І. Дякович, А.Л. Шипілов, В.Й. Самсонов, В.П. Клочко, С.П. Пустовойт, В.С. Токовенко // Тези доп. міжнар. конф. – Київ. 1996. – С. 90-91.

96. Тектоносфера Украины. / Сб. науч. тр.; Отв. ред. Чекунов А.В. – К.: Наук. думка, 1989. – 188 с.

97. Трофіменко Г.Л. Проблеми вивчення та інтенсивного освоєння ресурсів нафти і газу Азово-Чорноморського регіону // Нафта і газ України-96. Матеріали наук.-практ. конф. (Харків, 14-16 травня 1996 р.). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 224-226.

98. Федишин В.О., Денега Б.І., Скорик А.М. До тектоніки та нафтогазоносності Південного регіону України // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. Сб. науч. тр. (Мат. конф., Гурзуф, 6-10.09.1999). – Симферополь, 1999. – С. 111-112.

99. Чаицкий В.П. Атлас "Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-западного шельфа Черного моря", Краснодар, 1987.

100.Чебаненко И.И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры и ее проблемы. – К.: Наук. думка., 1963. – 155 с.

101.Чебаненко И.И. Проблемы нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники ее территории // Докл. АН СССР, 1966. – Т. 168. – № 6. – С. 1387-1389.

102.Чебаненко И.И. О перспективах поисков нефти и газа в пределах Причерноморской впадины и Равнинного Крыма с позиции разломно-блоковой тектоники // Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. – К.: Наук. думка, 1976. – С. 174 – 178.

103. Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры (на примере Украины). – К.: Наук. думка, 1977. – 84 с.

104. Чекунов А.В., Веселов А.А., Гилькман А.И. Геологическое строение и история развития Причерноморского прогиба. – К.: Наук. думка, 1976. – 164 с.

105. Шпак П.Ф. О нефтегазогеологическом районировании и перспективах нефтегазоносности территории Украины // Геол. журнал. – 1983. – № 4. – С. 1-14.

106. Шпак П.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносный потенциал Украины: Препр. / АН Украины. Ин-т геологических наук; 92 – 2. – К.: 1992. – 32 с.

107. Шпак П.Ф. Нафтогазоносність України і проблеми забезпечення її вуглеводневою сировиною // Геол. журнал. – 1996. – №№ 1-2. – С. 113-117.

108. Шпак П.Ф., Крупський Б.Л. Тектоніка літосферних плит і перспективи нафтогазоносності надр України. // Тектогенез і нафтогазоносність надр України. Сб. матеріалів Всеукраїнської наук. наради. 20-22.10.1992 р., м. Львів. – Львів, Інст. геол. і геох. горюч. копалин НАН України. – С. 174-175.

109. Щодо питання впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтогазоносності / Б.Й. Маєвський, М.І. Манюк, П.В. Тарабарінов,

Л.М. Кузьмик, О.В. Босяк // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф., Гурзуф, 9-14.09.2002). – Симферополь. – 2002. – С. 124-126.

110. Юдин В.В. Новая модель геологического строения Крыма. – Природа, 1994. – № 6. – С. 28-31.

111. Юдин В.В., Герасимов М.Е. Складчато-надвиговая структура юга Украины и нефтегазоносность // Матер. наук.–практ. конф. "Нафта и газ України". – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 220-222.

112. Юдин В.В., Герасимов М.Е., Бондарчук Г.К. Тектоника и палеогеодинамика пассивных окраин юга и востока Европы // 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. 248-250.