

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

Максимчук Петро Ярославович

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА
ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АЗОВСЬКОГО МОРЯ**

Спеціальність – 04.00.1 логія нафти і газу
Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник
Маєвський Б.Й.,
доктор геол.-мін. наук,
професор



Івано-Франківськ - 2005

ЗМІСТ

ЗМІСТ	2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	3
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АЗОВСЬКОГО МОРЯ	9
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ РИСИ І ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ	17
2.1. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу	19
2.2. Геологічна будова та тектонічне районування	47
РОЗДІЛ 3. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ ДОСЛІДЖЕНЬ	109
3.1. Нафтогазогеологічне районування	113
3.2. Нафтогазоносні і перспективні комплекси	137
3.3. Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні та прогнозні об'єкти	160
РОЗДІЛ 4. ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ РЕЙТИНГОВОЇ ОЦІНКИ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОДАЛЬШИХ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НАФТУ І ГАЗ В УКРАЇНСЬКОМУ СЕКТОРІ АЗОВСЬКОГО МОРЯ	208
4.1. Нафтогазовий потенціал і щільність ресурсів	208
4.2. Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів	225
4.3. Перспективи подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ	241
ВИСНОВКИ	259
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	262
ДОДАТКИ	282

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВ (САП) – Азовський вал (Середньоазовське підняття)
АБГО – Азово-Березанська газоносна область
ВВ – вуглеводні
ВГ – відбиваючий горизонт
ДДЗ – Дніпровсько Донецька западина
ІКП – Індоло-Кубанський прогин (Південноазовський)
КБВ – Канівсько-Березанський вал
КТМП – Керченсько-Таманський міжпериклінальний прогин
МСТП – Мізійсько-Скіфський тектонічний пояс
МСГТ – метод спільної глибинної точки
НАП – неантиклінальна пастка
НС – нижньогірська сідловина
ПАГР – Північноазовський газоносний район
ПАП – Північноазовський прогин
ПКНГО – Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область
ПМНГ – “Північморнафтогеофізика”
ПСТГР – Південносивасько-Тимашівський газоносний район
ПУМ – Південноукраїнська монокліналь
СЄП – Східноєвропейська платформа
СП – Скіфська плита
ТГР – Таврійський газоносний район
ТПК НГР – Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район
ТС – Тимашівська ступінь
У.п. – умовне паливо
УСАМ – Український сектор Азовського моря
УЩ – Український кристалічний щит
ЦАГР – Центральноазовський газоносний район
ЧС – Чингульська сідловина

ВСТУП

Складність геологічної будови та недостатня вивченість території українського сектора Азовського моря (менше 4%), можливість різного теоретичного і методичного підходу до вирішення тих чи інших практичних завдань, багатофакторна неоднозначність інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів і даних незначного обсягу буріння, поява нової інформації (сейсморозвідка, пошуково-розвідувальне буріння з 1999 р.) залишали широкий шлях до створення чи уточнення геологічної моделі та удосконалення тектонічного і нафтогазогеологічного районування на основі подальшого більш глибокого пізнання його надр з метою швидкого і ефективного освоєння нафтогазового потенціалу району досліджень.

Під кутом вищенаведеного, здобувач не тільки приймав участь в науковому обґрунтуванні робіт на нафту і газ в українському секторі, а й здійснював їх реалізацію та сприяв відкриттю газових родовищ в українському секторі, що знайшло відображення у представленій роботі.

Актуальність теми зумовлюється тим, що в українському секторі акваторії Азовського моря зосереджено 324,8 млн. т у.п. видобувних ресурсів. Нерозвідані ресурси вуглеводнів (ВВ) складають 314,45 млн. т умовного палива при ступені реалізації початкових сумарних ресурсів 3,2%, що свідчить однозначно про необхідність швидкого освоєння цієї перспективної території Південного нафтогазоносного регіону України.

Саме вивченню особливостей геологічної будови і перспектив нафтогазоносності українського сектора акваторії Азовського моря присвячена робота здобувача, що свідчить про її актуальність для України, зважаючи на значну виснаженість запасів і ресурсів Східного і Західного нафтогазоносних регіонів, в той час як освоєність Південного регіону України дуже низька. Освоєння українського сектора акваторії мілководного Азовського моря може внести значний вклад у паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною.

Зв'язок роботи з науковими програмами і темами. Тема досліджень

пов'язана з науково-дослідними роботами НАН України "Вивчення тектоніки бортових зон нафтогазоносних западин України, перспективних на нафту і газ" (державний реєстраційний номер 0101U002590), в якій здобувач приймає активну участь як співавтор з дослідження Південного регіону України. Протоколом Національної акціонерної компанії (НАК) "Нафтогаз України" від 29.05.2000 р. № 35 була затверджена "Програма освоєння ресурсів газу і нафти шельфу Чорного і Азовського морів і заходи щодо її виконання (2000-2010-2015 рр.)", в якій здобувач брав активну участь у складанні та її реалізації (відкритті родовищ вуглеводнів: Північноказантипського, Східноказантипського і Північнобулганацького).

Дисертаційне 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).

Крім цього дисертант щорічно приймає участь в науковому обґрунтуванні програм, планів і рекомендацій для проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт НАК "Нафтогаз України", Державного підприємства (ДП) "Укргеофізика"

Мета і завдання досліджень. Основною метою є наукове обґрунтування і визначення основних напрямків пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ для збільшення приростів ВВ, швидкої реалізації значного нафтогазового потенціалу району досліджень за рахунок високої ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Завдання досліджень: визначити особливості геологічної будови району досліджень та провести його нафтогазогеологічне районування; виявити просторове розміщення нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів та виділити зони їх концентрації для швидкого і більш економічно ефективного освоєння значних площ акваторії Азовського моря в українському секторі; на основі рейтингової оцінки запропонувати першочергові об'єкти для пошуково-розвідувального буріння.

Об'єкт дослідження. Український сектор акваторії Азовського моря.

Предмет дослідження. Геологічна будова, зони концентрації

нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів, їх рейтингова оцінка та визначення щільності нерозвіданих ресурсів території дослідження.

Методи досліджень. Структурно-тектонічний аналіз, порівняльних аналогій, рейтингової оцінки, комплексування та систематизація геолого-геофізичної інформації.

Фактичний матеріал. В основу дисертаційної роботи покладені зібрані та проаналізовані автором матеріали “Нафтогаз України”. Здійснено аналіз та вивчення фондових матеріалів НАК “Нафтогаз України” і його Державного акціонерного товариства (ДАТ) “Чорноморнафтогаз”, Інституту геологічних наук НАН України, Державного геологічного підприємства “Геоінформ”, Державного підприємства “Укргеофізика” і результати власних досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- вияснено геологічну будову українського сектора акваторії Азовського моря і виявлено широкий розвиток різновікових, різнотипних антиклінальних і неантиклінальних пасток;

- визначено найперспективніші зони концентрації родовищ вуглеводнів, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів з урахуванням побудованої структурно-тектонічної моделі району досліджень;

- деталізовано нафтогазогеологічне районування українського сектора Азовського моря;

- побудовано карту просторового розміщення родовищ ВВ і всіх локальних об'єктів з розподілом щільності нерозвіданих ресурсів;

- визначено пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та першочергові об'єкти для проведення пошукового, параметричного буріння та пошукових і детальних сейсморозвідувальних робіт на основі рейтингової оцінки.

Основні положення, що захищаються:

1. Особливості геологічної будови акваторії українського сектора Азовського моря та наявність широкого спектра різновікових, різнотипних антиклінальних і неантиклінальних пасток.

2. Зони концентрації нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів

приурочені до районів поширення значних тектонічних порушень, у межах розвитку яких були найсприятливіші умови для їх формування.

3. Пріоритетні напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на підставі виявлених закономірностей просторового розміщення нафтогазоперспективних комплексів і рейтингової оцінки локальних об'єктів, а саме: для пошукового буріння – Західнобірюча і Білосарайська структури, для параметричного буріння – Ударна і Літологічна, для детальних сейсмозрозвідувальних робіт – Безіменна-2 і Морська-1.

Практичне значення одержаних результатів. Отримані здобувачем результати досліджень геологічної будови і нафтогазоносності українського сектора акваторії Азовського моря впроваджені як практичні рекомендації в Програмі “Освоєння ресурсів газу і нафти шельфу Чорного і Азовського морів”, 1999-2000 р., Національній програмі “Нафта і газ України до 2010 року”, схваленій постановою Кабінету Міністрів України від 21.06.01 № 665, які є головними документами для проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, в т.ч. і НАК “Нафтогаз України” – основної нафтогазопошукової і видобувної компанії в Україні, яка в українському секторі Азовського моря за короткий строк відкрила Північноказантипське, Східноказантипське та Північнобулганацьке газові родовища. У відкритті цих родовищ ВВ приймав участь і здобувач, що знайшло відображення і в публікаціях. Що стосується нафтогазоперспективних об'єктів, геолого-геофізичних досліджень і конкретних свердловин пропозиції здобувача використані при складанні річних планів ДАТ “Чорноморнафтогаз”, НАК “Нафтогаз України”.

Особистий внесок здобувача. Безпосередньо здобувачем виконано узагальнення, систематизація, інтерпретація і комплексний аналіз результатів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ території українського сектора Азовського моря та суміжних районів, уточнено і деталізовано геологічну модель і нафтогазогеологічне районування, виділено зони нафтогазонакопичення, зони концентрації родовищ і нафтогазоперспективних об'єктів, перспективних ділянок для геологорозвідувальних робіт з використанням рейтингової оцінки.

В опублікованих у співавторстві роботах дисертанту належать: аналіз та

систематизація результатів геологорозвідувальних робіт (ГРР); структурно-тектонічне та нафтогазогеологічне районування; обґрунтування наявності різнотипних антиклінальних та неантиклінальних пасток; наукове обґрунтування напрямків подальших ГРР на нафту і газ.

Апробація результатів дисертації. Основні положення і висновки дисертаційної роботи доповідалися: на науково-практичних конференціях “Нафта і газ України” (Київ, 2002; Судак, 2004); “Геодинамика и нефтегазоносность структур Черноморско-Каспийского региона” “Крим-2002”, Симферополь, 2002; “Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона” (Гурзуф, 2002; Гурзуф, 2003); Міжнародній науковій конференції “Геологія горючих копалин України” (Львів, 2001), а також на щорічних експертних нарадах НАК “Нафтогаз України”, де розглядалися напрямки геологорозвідувальних робіт та освоєння нафтогазового потенціалу України.

Публікації. Результати досліджень опубліковані в 19 працях (в 1 монографії, 7 статтях у фахових, за переліком ВАК України, журналах, у 4 статтях в інших геологічних журналах і збірках доповідей наукових праць, у 7 тезах доповідей на науково-практичних конференціях. У 4 фахових статтях здобувач є одноосібним автором.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів та висновків, викладених на 173 сторінках, ілюстрована 55 рисунками, 14 таблицями та 14 графічними додатками. Список використаних джерел складає 190 назви.

Дисертація виконана під науковим керівництвом професора, доктора геолого-мінералогічних наук Б.Й. Маєвського, якому здобувач вельми вдячний за надані консультації, постійну увагу і допомогу. Автор вважає приємним обов’язком висловити подяку усім співробітникам і колегам за допомогу у зборі фактичного матеріалу, консультації і співпрацю при виконанні і оформленні роботи, а також колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, до якої автор був прикріплений як пошукач для виконання дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АЗОВСЬКОГО МОРЯ

Головним завданням на перспективу була комплексна оцінка можливого збільшення видобутку газу і нафти з морських акваторій України та обґрунтування методів одержання максимального економічного ефекту при пошуках і виявленні та освоєнні їх родовищ. Безумовний інтерес викликає вивчення особливостей геологічної будови і перспектив нафтогазоносності українського сектора Азовського моря, перш за все тому, що тут ми маємо невеликі глибини моря і доступність продуктивних і перспективних товщ для освоєння. Саме цим і обумовлений вибір теми здобувача.

Геологічні аналогії з нафтогазоносними ділянками суходолу Криму, були обґрунтуванням прогнозу нафтогазоносності Азовського моря ще у 40-50 рр. минулого століття. З цих міркувань М.П.Балуховський, В.К.Гавриш, В.Р.Літвінов (1938, 1950), С.М.Чихачов [183], В.І.Кітик (1960, 1952), М.С.Бурштар [11], М.С.Бурштар, І.П.Кліточенко (1957) відносили Азовську акваторію до перспективних районів.

З часу відкриття у північно-західному Передкавказзі, зокрема на Канівсько-Березанському валу (КБВ), значних родовищ вуглеводнів (ВВ) та початком морських геофізичних робіт і буріння одержані нові вагомі аргументи, що підтверджували позитивну оцінку перспектив осадового чохла Азовського моря. Вони наведені в низці фондових і опублікованих праць 60-70 рр. минулого століття: В.М.Зав'ялова [37], О.Т.Богайця, Н.І.Черняк [8], Я.П.Маловіцького [63], С.М.Захарчука, Ю.Х. Овчаренка, Б.М.Полухтовича, А.Д.Самарського та ін. (1967, 1978), П.Ф.Шпака, С.П.Вітрика, В.В.Глушка та ін. [96], В.А.Гордієвича [30], Б.І.Денєги, Р.В.Палінського, М.П.Талабірчука, Н.М.Чира (1973), Є.М.Уса, М.І.Бахтіна та ін. (1974), В.А.Верескуна, А.О.Башкірцевої, Л.І.Борисової (1977) та інших.

Геофізичні дослідження в межах Азовського моря, у тому числі його українського сектора (Рис. 1.), проводилися на трьох етапах (1951-1968, 1974-1983, 1989-донині). Вони розпочалися в 50-х роках з електророзвідувальних (1951-1961), а згодом гравіметричних (1956-1960), сейсморозвідувальних (1958) і магнітометричних (1961) робіт.

Перші сейсморозвідувальні дослідження МВХ із плаваючою сейсмічною косою проведені в 1958 р.

Морські геофізичні роботи другого етапу (1974-1983 рр.) були переважно пошуковими і детальними. Сейсморозвідувальні роботи другого етапу проводилися у 1974-1977 рр. об'єднанням „Кримморгео”, поряд з відпрацюванням незначного обсягу регіональних сейсмопрофілів, підготовлені до буріння Електророзвідувальна (50), Обручєва (46), Білосарайська (27), Південнобердянська (26), Центральна-1 (57), Північнокерченська (103), Східноказантипська (101), Північнобулганацька (102) і Сейсморозвідувальна (104) структури, а ВО „Південьморгео” (О.Я.Ніколаєва та ін.) детально вивчені Морське – 1 (55) та Білосарайське (27). Підготовлені до буріння також підняття Західнобірюче (2), Обитічне-1 (8) і Обитічне-2 (15) (О.Я.Ніколаєвою, В.І.Ждановою).

Детальними сейсмічними роботами „Союзморгео” в 1980-1983 рр. вивчені Ударне (28), Олімпійське (29), Молодіжне (31) підняття, виявлені АТЗ в міоценових відкладах складки Морської-1 (55), а також нові локальні структури : Східноударна (32), Північно- (30) і Східноолімпійська (143). Доведена наявність Бортової складки по покрівлі нижньої крейди. Детальними роботами МВХ СГТ підтверджені Північноказантипське (83), Східноказантипське (101), Мисове (98) і Кітенське (97) підняття.

На початок 1990 р. в Азовському морі щільність сітки 4 км/км^2 досягнута тільки в північно-західній частині моря. У центральній частині Азовського моря вона рівна – $1-2 \text{ км/км}^2$, а на окремих локальних структурах підвищується. У південній зоні щільність коливалася від 0 до 1 км/км^2 . Задовільно вивченим можна вважати тільки осадовий чохол товщиною 500-2500 м у межах Середньоазовського підняття (САП) і Північноазовського прогину (ПАП). В Індоло-Кубанському Рис. 1.

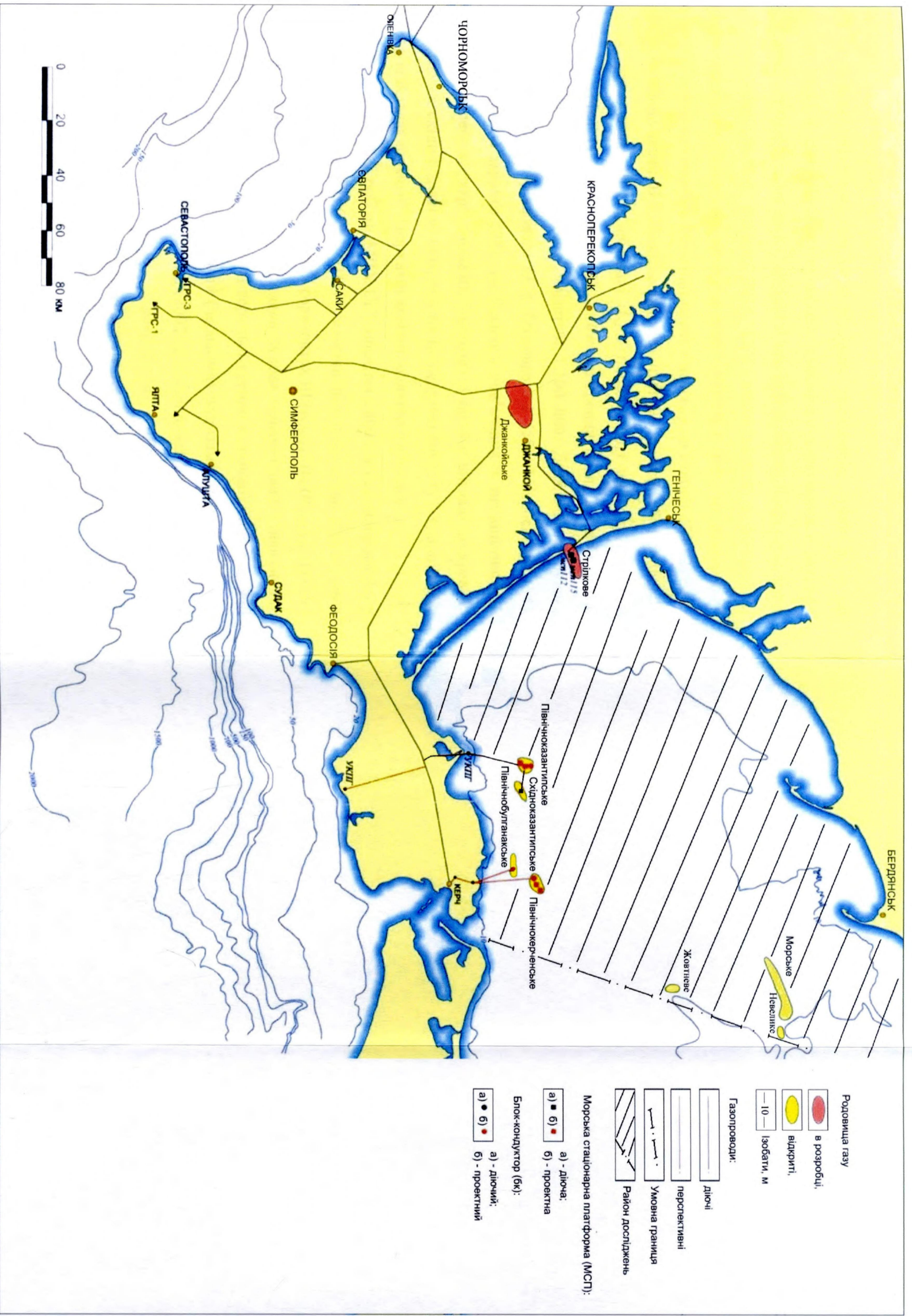


Рис. 1. Оглядова карта району досліджень

прогині (ІКП) стійкі відбиття отримані переважно від поверхні майкопської серії і товщі неогену і тільки спорадично від більш древніх відкладів.

На сучасному, третьому етапі геофізичних досліджень (1989 р. – по сьогоднішній день) в 1997-2002 рр. проведене сейсмічне картування в західній частині ІКП (об'єкт 01/01) та на двох – східній й західній ділянках Азовського моря (02/97). Сейморозвідувальні роботи МВХ СГТ виконувалися з 60-кратним перекриттям трестом „Північморнафтогеофізика” (ПМНГ) (РФ, м. Мурманск). Вивчено розріз осадового чохла в діапазоні крейди-неогену до глибин 2500-2700 м. Структурні карти побудовані В.К.Новосьоловим та ін. (1998) в масштабі 1:50 000 по відбиваючих горизонтах (ВГ) в покрівлі (I_a) і подошві (II_a) майкопу, покрівлі верхньої (III), покрівлі (IV_a) й подошві (IV_б) нижньої крейди та ін., а також схеми товщин нижньокрейдових відкладів в масштабі 1:100 000. Деталізована будова локальних піднять Східнострілкового (37), Морського-1 (55), Матроського (34), Білосарайського (27) і Ударного (28), здебільшого пов'язаних з диз'юнктивними порушеннями. Виявлені контури аномалій хвильового поля у вигляді „яскравих” плям переважно на східній ділянці (зокрема на Білосарайській (27) і Ударній (28) структурах) у відкладах нижньої й верхньої крейди, майкопу і сармату.

Сейморозвідувальні роботи МВХ СГТ обсягом 2800 км сейсмопрофілів, у межах Індольського прогину (об'єкт 01/01) завершилися побудовою структурних карт у масштабі 1:100 000 по відбиваючих горизонтах III (K)_{покр.}, II_a (P_{3 мк})_{під.}, I_a (N₁–P₃)_{мк.}, It(N₁t), Im (N₁m)_{покр.}, на яких висвітлена будова палеогенових і неогенових відкладів до глибини 6000 м (до покрівлі верхньої крейди включно). Більш древні крейдові відклади вивчені за сейсмічними (часовими) розрізами, на підставі яких В.К.Новосьоловим, Є.А.Васильєвою та ін. (2002) у північно-західній частині площі досліджень вдалося простежити докрейдові Східнострілковий і Західноказантипський виступи, а також визначити переміщення осі Індольського прогину з півдня на північ від крейди до неогену (меотіс) з керченського суходолу до широти Північнокерченської брахіантикліналі (103). Ними відзначаються неантиклінальні пастки (НАП) в середньому (?) майкопі. Загальна площа прогнозних НАП середньо- і пізньомайкопського віку – 1160 кв. км. Осадовий

комплекс вивчено сейсморозвідкою сучасного рівня нерівномірно як за площею, так і по розрізу. В південній частині акваторії найбільш древнім (глибокозануреним) горизонтом, по якому виконані структурні побудови, є поверхня верхньої крейди. На геофізичних матеріалах минулого століття ґрунтуються здебільшого уявлення про тектоніку Азовського валу (АВ) і акваторіального схилу Українського кристалічного щита (УЩ).

На Азовському морі параметричне буріння не проводилося. Пошукові бурові роботи розпочались на другому етапі геофізичних досліджень. У 1975 р. на піднятті Голіцинське в сврд. 7 одержано перший фонтан газу в Чорному морі на його північно-західному шельфі, а в 1976 р. на піднятті Північнокерченському (103) в сврд. 1 перший фонтан газу в Азовському морі (див. дод. П).

Зрозуміло, що якість підготовки локальних об'єктів була дуже низькою. Рейтингової оцінки усіх об'єктів не проводилось і вибір першочергових об'єктів не обґрунтовувався в достатній мірі. Фондові структури зазнавали значних переміщень із категорії в категорію, але від цього їх першочерговість для багатьох була сумнівною. В зв'язку з цим стан фонду нафтогазоперспективних та прогнозних об'єктів вимагав повного перегляду і деталізації на основі відповідних сучасних технологій досліджень і підготовки до глибокого буріння. Економічна криза, починаючи з 1992 р., не дозволяла опощувати навіть першочергові локальні об'єкти.

До 1978 р. буріння здійснювалося об'єднанням „Кримгеологія” у північній частині Азовського моря на Стрілковій (1973-1975 рр.) (162), Електророзвідувальній (1975) (50), Морській-1 (1977) (55), а у південній – Північнокерченській (1976) (103) структурах. На першій підтверджена бурінням чотирьох свердловин газоносність східної частини однойменного підняття (в акваторії) та виявлена верхня продуктивна пачка майкопської товщі Стрілкового родовища (162). У свердловині № 16 одержано промисловий приплив з горизонту IV. Дебіт газу досягав 136 тис. м³/добу. Електророзвідувальна свердловина № 1 (50) вперше розкрила тріасові метаморфізовані породи АВ на незначній глибині (668 м), перекриті (під неогеном) глинами майкопської серії. Актуальними стають пошуки неантиклінальних пасток в

зонах виклинювання перспективних комплексів на схилах АВ, а також покладів ВВ у породах-колекторах майкопських склепінних структур. У результаті буріння свердловини № 2 на піднятті Морське-1 (55) в 1977 р. підтверджена газонасність майкопських піщано-алевритових пачок у північній прирозломній зоні антиклінальних складок цього валу. При випробуванні інтервалу 646-680 м (середній майкоп) одержано приплив вільного метанового газу з дебітом 128 тис. м³/добу. Родовище не завершене розвідкою. Газонасність середньоміоценових відкладів на півдні Азовського моря доведена на Північнокерченській структурі (103). У 1976 р. при випробуванні свердловини № 1 з інтервалу 1205-1230 м отримано приплив газу 61,4 тис. м³ через діафрагму діаметром 10 мм. Родовище знаходиться в розвідці.

На сучасному етапі вивченості акваторії бурові роботи проводилися ДАТ „Чорноморнафтогаз” спочатку (1988 р.) на піднятті Обручева (46), а згодом в Індоло-Кубанському прогині на Сейсморозвідувальній (104), Північноказантипській (83), Східноказантипській (101), Північнобулганацькій (102) брахіантикліналях. Поклади газу виявлені в майкопських відкладах Північноказантипської (83), середньоміоценових – Північнобулганацької (102) та верхньоміоценових – Східноказантипської (101) структур. На них ведеться розвідувальне і експлуатаційне буріння (1999-2003 рр.) (див. дод. А).

На піднятті Обручева (46) пробурені дві неглибокі свердловини, які розкрили породи неогену, майкопу і тріасу. В процесі буріння в сврд. 2 з майкопських відкладів одержано приплив газу. Із відкладів середнього міоцену в свердловині № 2 спостерігався приплив вуглеводневого газу з водою. Площа недорозвідана.

У східній частині АВ в 1975-1982 р.р. проведено буріння на Західнобейсугській (80), Сигнальній (64), Невеликій (65) площах (див. дод. А, П). В 1975 р. в Бейсугському лимані морська свердловина підтвердила промисловий приплив газу з еоцену на Бейсугському родовищі (82). На Жовтневій (Октябрській) (61) складці газ одержано з сарматських і понтських відкладів. На Сигнальній площі (64) промислові припливи газу одержані з майкопських і неогенових відкладів. На Невеликому родовищі (65) газовий поклад відкрито в майкопських відкладах. На

Сейсморозвідувальній складці (104) пробурені дві свердловини, які при глибинах 1355 і 1423 м не вийшли з порід середнього міоцену. Прогнозується поклад газу в караган-чокракських відкладах. В останні роки проводилась дорозвідка Північнокерченського газового родовища (103) в баденських відкладах.

Враховуючи, що потенційні сумарні ресурси ВВ українського сектора Азовського моря становлять 330 млн. т у.п., стан їх розвіданості (опосередковано і перспектив нафтогазоносності) оцінюється як низький (3 %). На західній ділянці досліджуваної території доведена промислова газоносність майкопських відкладів лише АВ і центральної частини ІКП. В останньому продуктивні також неогенові (міоценові) утворення локальних піднять.

Крейдові відклади розкриті лише на трьох ділянках морського буріння в центральній частині Азовського моря, а саме: Стрілковій (162), Морській-1 (55) та Матроській (34).

За висновком найбільш ґрунтовної праці останніх десятиліть [3] вказано, що вивченість основних нафтогазоносних і перспективних комплексів акваторій Чорного і Азовського морів „характеризується невисокою достовірністю”. І хоча у межах морських акваторій геофізичними дослідженнями „охопленій весь осадочний чохол”, їх якість в старих модифікаціях підготовки не може бути гарантованою базою для теперішніх пошукових робіт. Нові закордонні інтерпретації матеріалів також не мають однозначної інтерпретації. Бурові роботи, які проводилися на цій основі, стосувалися переважно верхніх горизонтів чохла.

Зараз склалася дивна ситуація: кількість об'єктів, наприклад, в Азовському морі велика, а підготовлених об'єктів обмаль і розташовані вони як не дивно, не в кращих з точки зору нафтогазоносності, місцях і не має можливості навіть при їх розбурюванні одержати регіональне уявлення про нафтогазоносність українського сектора Азовського моря. Нижня частина чохла і фундамент (кристалічний, метаморфічний, складчастий) лишилися поза межами детальних досліджень з метою опощування у них ВВ.

Розбуреність палеоцену, майкопу та неогену в Азовському морі в Центральноазовському районі становить відповідно 1,44; 0,34 і 4,7 м/км², в

Індольському районі, де вивчалися лише неогенові відклади показник розбуреності дуже низький - $0,94 \text{ м/км}^2$. У цілому по осадовому чохла розбуреність у Центральноазовському районі складає $3,7 \text{ м/км}$ або $500,0 \text{ км}^2/1 \text{ сврд.}$, в Індольському - $0,9 \text{ м/км}$, або $1\,725,0 \text{ км}^2/1 \text{ сврд.}$ Дослідженню переважно піддавались відклади, що залягають до глибини $2,6 \text{ км}$. Не вивчені значні ділянки південної прикерченської смуги Азовського моря, де виявлені локальні підняття та літологічно екрановані пастки Молодіжна (Комсомольська) (105), Сонячна (106), Літологічна (139) та ін.

Необхідне виконання загальних і зональних прогнозів перспектив нафтогазоносності з метою виділення першочергових ділянок для проведення сейморозвідки та пошукового буріння. Слід виконати сейсмічні дослідження, у першу чергу регіональні, а також пошуково-детальні із застосуванням сучасних апаратури і технологій, з метою уточнення особливостей глибинної геологічної будови, особливо в прогнутій південній зоні акваторії, а також для перепідготовки локальних об'єктів на сучасному методологічному рівні.

Перед науково-дослідними роботами стоїть завдання наукової обробки матеріалів буріння та геофізики з метою уточнення геологічної будови, критеріїв нафтогазоносності, тектонічного та нафтогазогеологічного районування та переоцінки початкових сумарних ресурсів ВВ з врахуванням нових геолого-геофізичних даних.

Висновки

Проведено аналіз, систематизацію та інтерпретацію даних буріння і геофізичних досліджень. Визначено, що до основних завдань, які стосуються українського сектора Азовського моря і потребують негайного вирішення відносяться: вивчення особливостей його геологічної будови і закономірностей формування та розміщення нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів; розробки моделей структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування; визначення першочергових об'єктів подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на основі пріоритетних напрямків подальших пошуково-розвідувальних робіт з проведенням рейтингової оцінки об'єктів на нафту і газ.

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНІ РИСИ І ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ

Вивченню геологічної будови території Азовського моря разом з іншими регіонами присвячена значна кількість робіт, в основному регіонального характеру. Особливо це стосується питань тектоніки, тектонічного районування, характеристики окремих елементів, структур, тектонічної порушеності. Здобувачем досліджені опубліковані праці фахівців незалежно від їх поглядів на походження нафти і газу, від поділу на прибічників чи противників плитової тектоніки чи геосинклінальної теорії і таке інше.

Дослідження питань тектоніки, тектонічного районування та історії розвитку території Азовського моря і, частково, українського сектора висвітлені в слідуючих опублікованих працях: 1-4, 7, 9-12, 14, 17, 18, 20, 22, 25, 26, 29, 34, 36, 38, 39, 41-44, 48, 49, 53, 54, 56, 58, 63, 64, 67-70, 72-75, 79-84, 86, 89, 90, 92-95, 99, 102, 104-106, 108-112, 114, 116-118, 120-122, 131, 134-139, 144-165, 168, 169, 171-175, 177, 180-182, 185, 187, 189, 190, в тому числі здобувача, особисто чи у співавторстві: 14, 38, 56, 58, 59а, 63, 81, 99, 114, 118, 137.

Разом з цим складність тектоніки і вкрай недостатня вивченість району досліджень, можливість різного методичного підходу при вирішенні тих чи інших практичних завдань, багатофакторна неоднозначність інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів і даних незначного об'єму буріння в українському секторі Азовського моря, поява нової інформації (сейсморозвідка 2001-2002 р.р., пошуково-розвідувальне буріння з 1999р.) залишають широкі можливості для створення нової геологічної моделі та деталізації схем тектонічного і нафтогазогеологічного районування досліджуваного регіону на основі подальшого більш глибокого пізнання його надр з метою швидкого освоєння значного нафтогазового потенціалу Українського сектора Азовського моря, що і визначило актуальність теми здобувача.

Геологічна будова українського сектора Азовського моря складна і

різнобічна (Східноєвропейська платформа (СЄП), Скіфська плита (СП) і гірські споруди Криму та їх занурення). Тектонічна неоднорідність регіону обумовила різні глибини залягання окремих стратиграфічних комплексів і різні за ступенем і характером епігенетичні зміни утворень і відкладів.

Що стосується геологічної будови фундаменту і нижніх горизонтів осадочного чохла, уявлення про їх структуру і формування різні, і дискусійні. Традиційні думки про визначну роль масштабів вертикальних тектонічних рухів на формування локальної складчастості Азово-Чорноморського регіону пов'язані з такими дослідниками як К.І. Маков, М.В. Муратов, Н.І. Черняк, В.В. Глушко, П.Ф. Шпак, Г.Н. Доленко, О.Т. Богаєць, С.М. Захарчук, Л.Г. Плахотний, І.І. Чебаненко, Р.В. Палінський, Б.І. Денега, О.І. Парильяк, І.П. Копач, О.Д. Самарський та інші. Разом з цим визначалась у тектоніці регіону і горизонтальна складова. В останній час питанням формування локальної складчастості, будови та генезису антиклінальних структур в осадовому чохлі Азово-Чорноморського регіону займається значна група дослідників (М.І. Павлюк, М.Є. Герасимов, В.В. Юдін, Б.М. Полухтович, С.М. Захарчук, Б.Й. Маєвський, Л.Г. Плахотний та інші.). Значний вклад у вивчення впливу горизонтальних рухів на формування локальних складок внесли Ю.В. Казанцев, М.Є. Герасимов, О.С. Ступка, Б.М. Полухтович, М.І. Павлюк, В.В. Юдін, та інші. З'явилась і певна систематика для всього Причорномор'я і шельфу.

Незважаючи на ці дані, на сьогодні існує значна кількість моделей будови цього регіону, які спираються на дві альтернативні точки зору. Перша, складчато-блокова, ґрунтується на фіксистських уявленнях (головними елементами будови є круто падаючі розломи і, пов'язані з ними складки, які утворені переважачими вертикальними рухами в земній корі (І.І. Чебаненко, [173-175])). Друга, структурно-мобілістська модель, запропонована в 1982 р. Ю.В. Казанцевим [43] на прикладі Криму. Останній складений серією тектонічних пластин, розділених насувами, нахиленими на південь, які сформувалися внаслідок значного горизонтального стиску. В 1994 р. В.В.Юдин запропонував нову модель глобальної реконструкції давнього океану Тетіс. Крим представляє насувно-меланжову структуру [190].

■ Скиди і зсуви – другорядного значення. За М.І.Павлюком, 1997 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-
 ■ ступінчастої зональності та інш. [104,105]. Характер складок Азово-Чорноморського
 ■ регіону свідчить не лише про вертикальні порухи, про зміну і чергування опускань
 ■ та піднять, а й про значний вплив тангенціальних напруг (М.І.Павлюк та інш., 1996,
 ■ М.І.Павлюк, Р.В. Палінський, Н.М.Чир, 1991).

Дискусійним є питання границь СП, особливо у зоні зчленування зі СЄП.

Зважаючи на різні погляди на основу (фундамент) осадочного чохла
 ■ досліджуваної території здобувач користується терміном “гетерогенний і
 ■ гетерохронний фундамент”.

Така розбіжність у поглядах, інтерпретації фактичного геолого-геофізичного
 ■ матеріалу і даних буріння, не тільки по території українського сектора, а й в цілому
 ■ по Азовському морю, вимагала в першу чергу узагальнення, систематизації, аналізу
 ■ та переінтерпретації з метою уточнення, деталізації моделей структурно-
 ■ тектонічного районування і на цій основі – нафтогазогеологічного районування.
 ■ Спорадичне проведення буріння поодинокими мілкими свердловинами,
 ■ сейсмозвідка застарілими методами, постійні застереження в збереженні екології,
 ■ повна відсутність параметричного буріння, розпорошеність наукових установ, які б
 ■ могли стати провідними в пошуках в Азовському морі.

В результаті побудовано ряд карт геологічної будови (рис. 2.1.,2.2.), карту
 фактичного матеріалу (свердловини) по району досліджень (рис. 2.3.) (див. дод. А).

2.1. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

Аналіз, інтерпретація та висновки по цьому підрозділу обґрунтовані
 фактичним геолого-геофізичним матеріалом та даними буріння не тільки по
 українському сектору, а й в цілому по Азовському морю і прилеглих областях.

Вивченню стратиграфії, літології, формаційного аналізу району Азовського

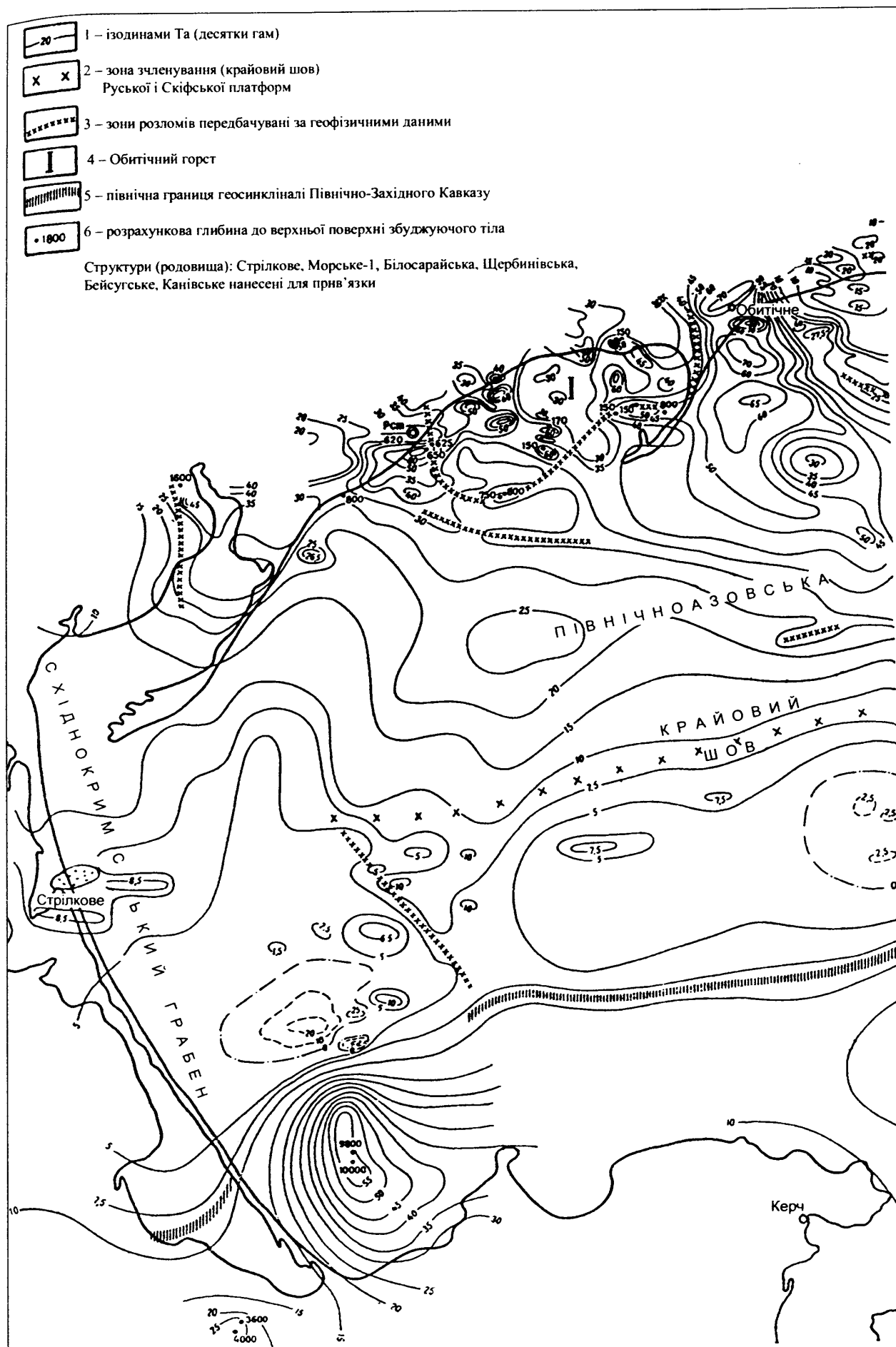
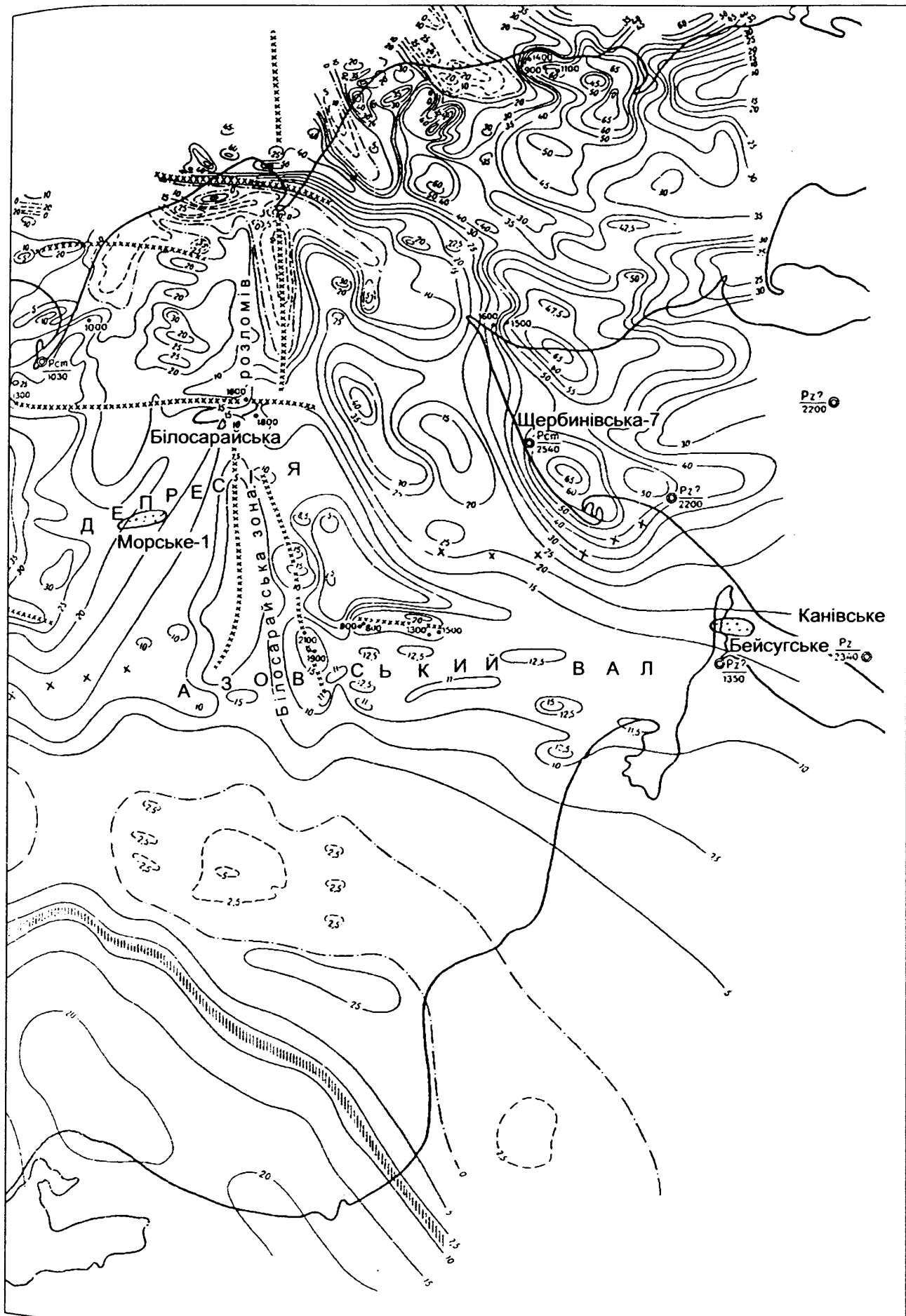


Рис. 2.1. Карта аномального магнітного поля ізодиннами Та. Азовська ділянка. Склали: А.В. Тесленко, В.В. Нечасів, 1964



Продовження рис. 2.1.

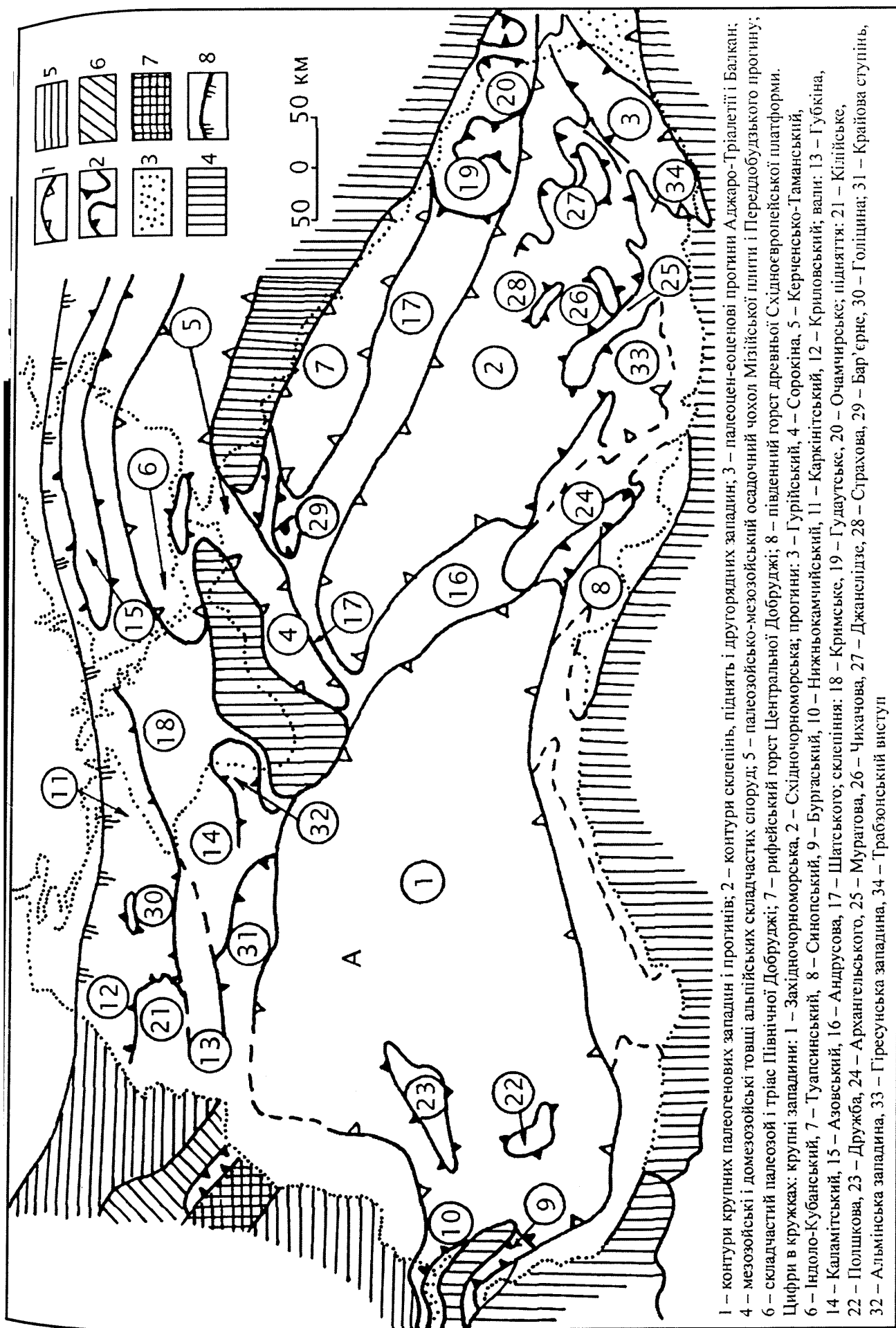


Рис. 2.2. Основні структурні елементи Чорноморської западини за Д.А. Туголюсовим та ін., 1985

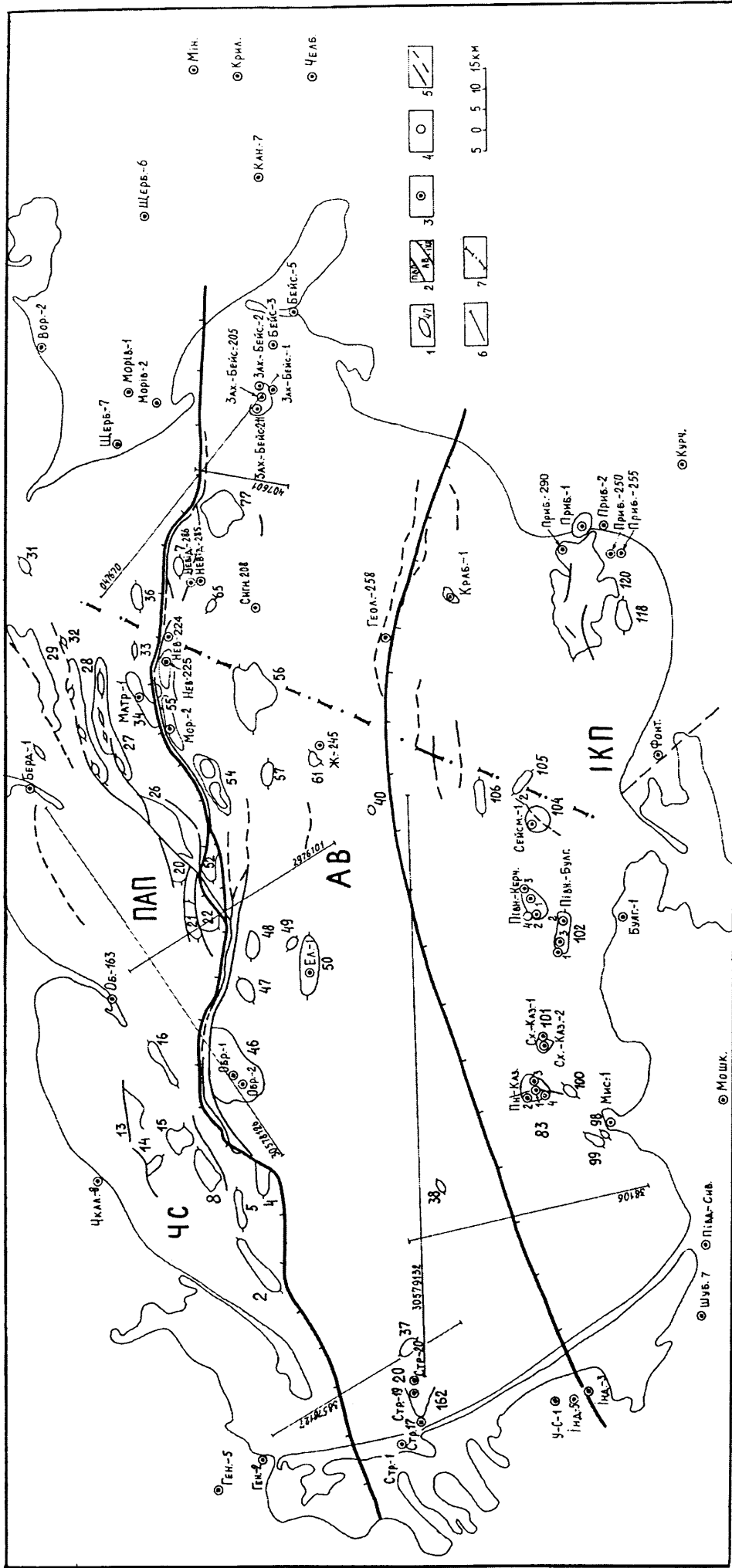


Рис. 2.3. Карта фактичного матеріалу (фонд пробурених свердловин) акваторії Азовського моря за П.Я. Максимчуком, 2004

Рис. 2.3. Карта фактичного матеріалу (фонд пробурених свердловин) акваторії Азовського моря за П.Я. Максимчуком, 2004

1 – Локальні структури (назви дивитись додаток А); 2 – межі основних структурно-тектонічних елементів; свердловини: 3 – пробурені; 4 – проектні; 5 – тектонічні порушення; 6 – окремі сейсмопрофілі; 7 – умовний кордон між Україною і Росією.

Тектонічні елементи: ЧС – Чінгульська сідловина, ПАП – Північноазовський прогин, АВ – Азовський вал (Середньоазовське підняття), ІКП – Індоло-Кубанський прогин.

Свердловини (на родовищах і площах): Ген. – Генічеські-2,5 (Південноукраїнська монокліналь – ПУМ), Чк. – Чкалівська-8 (ПУМ), Об. – Обитічна-163 (ПУМ), Берд. – Бердянська-1 (ПУМ); ПАП: Матр. – Матроська-1;

Єйський прогин: Щерб. – Щербинівські-6, 7, Морів. – Морівські-1, 2; АВ: Стр. – Стрілкові-1, 17, 19, 20, У.-С. – Устьсалгірська-1, Вор. – Воронцівська-2, Інд.-Індольські-3, 5, Обр. – Обручева-1, 2, Ел. – Електророзвідувальна-1, Ж. – Жовтневе-245 (Октябрська-245), Мор. – Морське-1 (св. Морська-2), Нев. – Невелике (св. 225, 224, 223), Невід. – Невідомі (св. 285, 286), Сигн. – Сигнальне (св. 208), Геол. – Геологічна-258, Зах.-Бейс. – Західнобейсугське (св. 1, 2, 3, 205, 211), Бейс. – Бейсугське (св. 3, 5), Кан. – Канівське (св. 7), Крил. – Криловське, Челб. – Челбаське, Мін. – Мінська; ІКП: Шуб. – Шубінська-7, Пд.-Сив. – Південносивашське, Мошк. – Мошкарівське, Мис. – Мисове (Акташське), Пн.-Каз. – Північноказантипське (св. 1-4), Сх.-Каз. – Східноказантипське (св. 1, 2), Півн.-Керч. – Північнокерченське (св. 1-4), Півн.-Булг. – Північнобулганакське (св. 1-3), Булг. – Булганакська-1 (суходіл), Фонт. – Фонталівська, Краб. – Крабова-1, Приб. – Прибережне (1, 2 – суходіл, 290, 250, 255), Курч. – Курчанське.

Нумерацію структур і назви див. в додатку А, а також в умовних до рис. 4.1. розд. 4.

моря, в тому числі її українського сектора присвячені ряд робіт [3, 4, 6, 10-12, 17-23, 26, 39, 49, 57, 58, 67, 72-74, 81-84, 93, 94, 104, 116, 117, 120, 134, 136, 139, 143, 145, 147, 154, 155, 165, 166, 170, 181], в тому числі здобувача особисто, чи в співавторстві [58, 59а, 62, 81]. Наслідком цього аналізу є зведений літолого-стратиграфічний розріз чохла українського сектора Азовського моря (рис. 2.4.). Проведено більш детальне вивчення будови осадочного чохла і його формаційних комплексів Азовського моря і прилеглих територій (див. рис. 2.4., а також рис. 2.5. і 2.6.). Під фундаментом розуміють [82, 19] будь-які консолідовані (дислоковані, метаморфізовані, інтродовані) утворення, сформовані внаслідок геосинклінальних циклів розвитку та перекриті осадочним чохлом.

Слід враховувати, що утворення фундаменту є останнім нафтогазоносним комплексом і пошуковим об'єктом нафтогазової розвідки в усіх без винятку нафтогазоносних областях світу [19, 51, 52, 76, 79, 81, 85, 123, 184].

До фундаменту на території, яка досліджується, віднесені: в межах ССП (південний схил УЩ, Чингульська сідловина (ЧС), ПАП - дорифейський кристалічний субстрат); у складі СП (АВ(САП), ІКП) -байкальські, палеозойські і тріасові утворення (див. рис. 2.29., 2.31., 4.3.). До тріасового комплексу фундаменту включені вулканогенно-теригенні товщі тріасу Західного Передкавказзя і Азовського моря, таврійська серія Криму (тріас-нижня юра).

До найбільш древніх утворень ССП відноситься архейська супракрустальна спіліт-діабазова формація (2600-3500 млн. років) раннього архею. У пізньому археї-протерозої відомі і первинно-осадочні породи (вапняковисті сланці, вапняки, біотит-амфіболові гнейси і сланці у складі бузької серії). У складі нижнього протерозою розповсюджені гнейси, кварцити і пісковики, конгломерати, різні сланці, амфіболіти. У нижньому протерозої, як і в археї, рясно представлені гранітоїди і відповідні їм мігматити. Середній протерозой повністю представлений інтрузивними породами та їх метасоматичними аналогами. У вулканогенно-осадочному комплексі верхнього протерозою відомі кварцити, кварцитовидні пісковики, сланці і ефузиви.

На Ростовському виступі УЩ (на сході Азовського моря) (див. рис. 2.33.,

Стратиграфічна шкала				Літологічна колонка	Потужність, м	Нафтогазовий горизонт, покриття		Коротка літологічна характеристика	Розповсюдження відкладів окремих стратиграфічних підрозділів і їх фаціальних типів								
Група підгрупа	Система	Відділ	Підвідділ			Північна частина	Центральна частина										
М	Е	О	С	Б	К	А	А										
Т	Р	А	С	О	В	А	А										
нижній	СЕРЕДНІЙ	СЕРЕДНІЙ	ВЕРХНІЙ	нижній	СЕРЕДНІЙ	ВЕРХНІЙ	ВЕРХНІЙ										
І	М	Е	Р	А	С	Б	К	А									
сланцево-теригенна	глинисто-теригенна / карбонатна	глинисто-теригенна	глинисто-теригенна	глинисто-теригенна	глинисто-теригенна	глинисто-теригенна	глинисто-теригенна										
0->1000		0->208	0-17	0-7	0-68	0-151	0-177	0-60	0-147	0-246	0-120	0-<102					
Ц.ч. Сланці отапно-сірі і темно-сірі злиствені шовковисті жєвні на дотик																Пн.ч. Вапняк тьомносерністий, світло-сірий, в верхній частині тьомносерністий, злиствені шовковисті.	В північній і південній частині переважають карбонатно-глинисті відклади, в центральній серністий
Контактують з сланцями тьомно-сірими та чорними, вузькострижковими карбонатно-серпичуваними																В верхній частині зустрічаються вапняки з вапняковими тришхиднями	Пширені в північній і центральній частині
З'єднані з прошарками кварцового матеріалу, з прошарками пісковиків і алевроїтів. Метаморфозований пісковик темно-сірий з прошарками різноматровими білого кварцу																Пн.ч. Алевроїт тьомносерністий, світло-сірий, середньозернистий, піщавий кварцовий, світло-сірий, вузькострижковий піщавий цементований і тьомко кварцовий, світло-сірий, середньозернистий	В північній частині поширені карбонатно-теригенні відклади, в центральній карбонатно-глинистий
																Ц.ч. Вапняк білого-сірий щільний, крєпкий з суборієнтованими тріщинами, зоб'єднаними т.сірого злиственію, рєчвиною. Мерзлий світло-сірий, щільний, крєпкий з частими прошарками злиственію-вапняков.матєр.	В північній частині поширені карбонатно-теригенні відклади, в центральній частині карбонатно-глинистий
																Вапняк армореніферовий, св.-сірий, крєдководівний, містять отєжєніня сірого крємения і різкі зерна глауконіта	
																Пн.ч. Піски кварцово-глинистові, середньозернисті, армореністий, пісковикі лєво-ліво-члєвукоїтєві, Ц.ч. Мерзлий, злиствені Вапняк	В північній частині зустрічаються теригенні відклади, в центральній карбонатно-глинистий
																Ц.ч. Алевроїт тьомно-сірий, тьомкосерністий, щільний, крєпкий, невопняканий, пєщавий зустрічаються прошарки алевроїтів і пісковиків т.ч. Алевроїт тьомно-сірий, армореністий, тьомно-сірий	Пширені в центральній частині
																Пн.ч. Глини тьомно-сірі, піщано-алевроїтєві, Ц.ч. Алевроїт тьомно-сірий, щільний, міцний, слабовапняковистий з прошарками пісковиків і алевроїтів, т.ч. Алевроїт тьомно-сірий, алевроїтєвий, алевроїтєвий	Вскриті в північній і центральній частині. Розріз північної частини біля піщавистий. В південній частині розкриті св.Шуїнська Т
																Пн.ч. Перешарування пісковиків сірого-бєлого, з бєльшими глауконітами, з алевроїтєвом. Пн.ч. Глини тьомно-сірі, піщано-алевроїтєві, невопнякєві, з злишками і прошарками пісєва, з мушкетєрєвими пісковикє кварцовий об. алевроїтєвий, глинистий	Вскриті в північній частині св. Бердянська 1, 2, в південній частині св. Шуїнська-Т, Тамбовська-3 і Ш
																Ц.ч. Пісковики	Вскриті в центральній частині св. Стрілєвова-20
																Пн.ч. Алевроїт тьомно-сірий з слєдємі зєднаним, відтєнком, вапняковим, серпичєвім і прошарками арєзієтєв карбонатно-червоного, алевроїтєво-кєрєвого	Розкриті в Південно-Західному Призов'ї св. Тамбовська 1, 3
																Пн.ч. Вапняк кристалєвистий, злиственістий з фарєвою, тьомно-сірий в чєрних, щільний звапнякований, зєднаний з рєчвиною, алевроїтєвом. Пн.ч. Алевроїт тьомно-сірий, алевроїтєвий, алевроїтєвий	Розкриті в Південно-Західному Призов'ї в св. Тамбовська 1, 3. В центральній частині на акваторіє Лєвоєвоє морє об. Обручєва-1, Морєвоє-2. У північній частині Призов'ї по Гєнічєськийє площі св. 15
																Пн.ч. Алевроїт тьомно-сірий розроблені злишками і прошарками серпичєвім, в верхній частині пісковик бєлого, слєдєвістий сірий лівоєвоє-шаруватий. Пн.ч. Алевроїт тьомно-сірий пєщавистий, пєщавистий, кварцовий, арєзієтє т.сірий, міцний	Розкриті в Південно-Західному Призов'ї в св. Шуїнська 1, 2, в центральній частині на акваторіє Лєвоєвоє морє об. Обручєва-1, Морєвоє-2. У північній частині Призов'ї по Гєнічєськийє площі св. 15
																Пн.ч. Алевроїт тьомно-сірий пєщавистий, пєщавистий, кварцовий, арєзієтє т.сірий, міцний	В північній частині Призов'ї на Гєнічєськийє площі св. 15, в центральній частині на акваторіє Лєвоєвоє морє об. Обручєва-1, Морєвоє-2
																Ц.ч. Сланці отапно-сірі і тьомно-сірі злиствені шовковисті жєвні на дотик	Вскриті в центральній частині св. Бєкторєрозвідувальєно-1
																Контактують з сланцями тьомно-сірими та чорними, вузькострижковими карбонатно-серпичуваними	
																З'єднані з прошарками кварцового матеріалу, з прошарками пісковиків і алевроїтів. Метаморфозований пісковик темно-сірий з прошарками різноматровими білого кварцу	

Продовження рис. 2.4.

Стратиграфічна шкала		Група підгрупа	Система	Відділ	Підвідділ над'ярус	Ярус	Під'ярус	Серія підсерія	Світа	Тектонічна епоха	Формация	Літологічна колонка	Потужність, м	Нафтогазовості горизонти, покриття	Коротка літологічна характеристика	Розповсюдження відкладів окремих стратиграфічних підрозділів і їх фаціальних типів													
АРХЕЙСЬКА	ПРОТЕРОЗОЙСЬКА																ПАЛЕОЗО	КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА	НИЖНІЙ	СЕРЕДНІЙ	ВЕРХНІЙ	ПЕРМСЬКА	КАРЄЛЬСЬКА	ІНШІ	БІЙКАЛЬСЬКА	КАЛЕДОНСЬКА	ВАРІСЦІЙСЬКА	ІНТРУЗИЙ	ГРАНІТОЇДНИХ
0->200	0->50	0->125																											
Граніти сірі до темно-сірих щільні, міцні	Граніти рожеві, середньозернисті, порфоровидні і аплітовані, втілюють порфоровидної структури, масивної текстури	Діорити сірі до темно-сірих, щільні, крихітні з червоними субвертикальними пружинами з субвертикальними тріщинами які вповнені білим кальцитом	Розкриті у Північному Приазов'ї																										
																Розкриті в центральній частині св. Стріжкова-20													
																Розкриті у Північному Приазов'ї													
																Розкриті в північній частині св. Матроська-1													
																Граніти від світло до темно-сірих місцями з бурватим відтінком, дуже щільні, міцні озанцюваті під кутом 45°													

Продовження рис. 2.4.

Болошовський валун

Підняття Обручове

Підняття Морське

Бєдєцька

соноридія

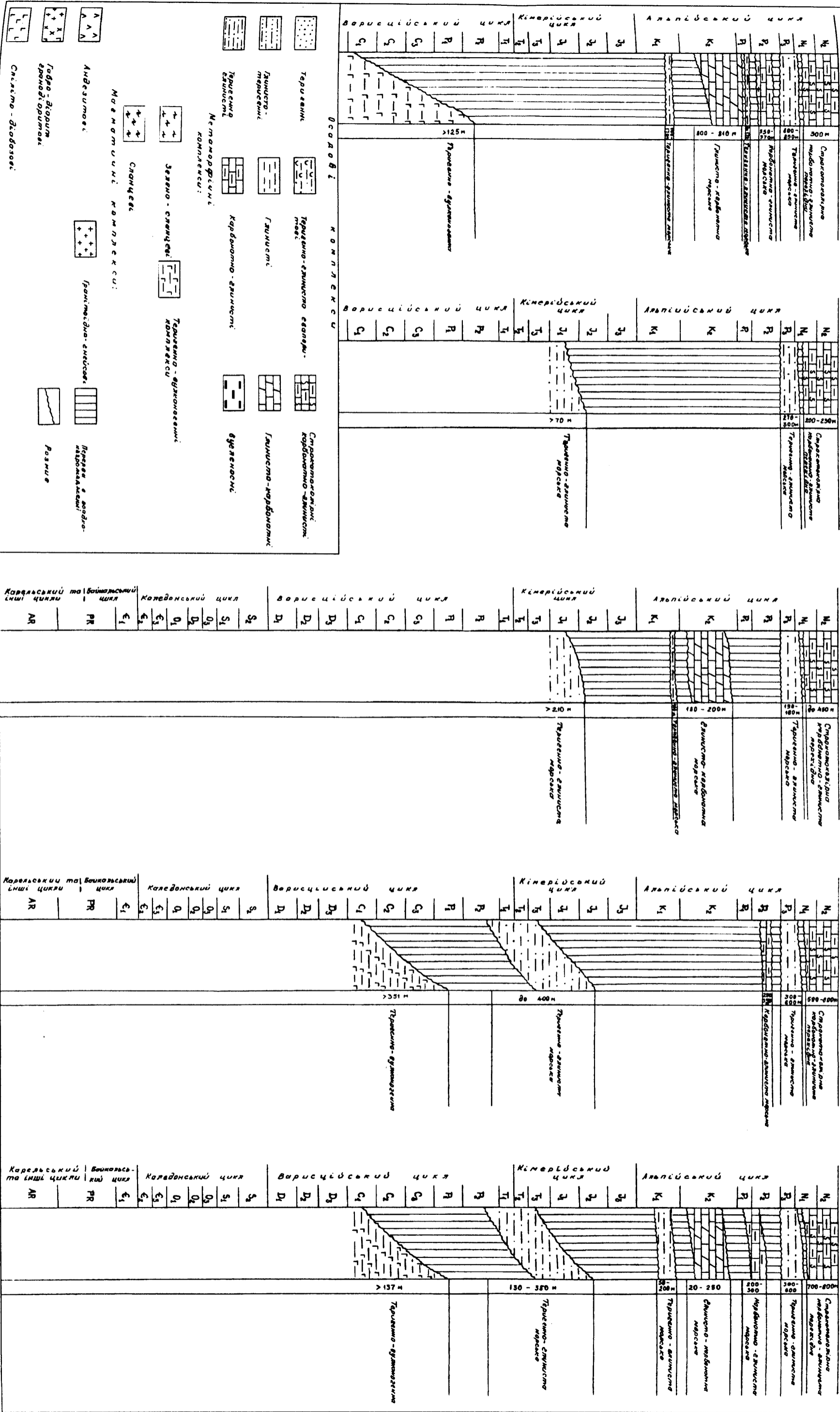


Рис. 2.5. Схема розповсюдження формацій по лінії Каркінітсько-Північнокримський прогин - Середньозовське мегапідняття (Азовський вал) за Б.М. Подухтовичем, О.В. Самарською, В.В. Шияном

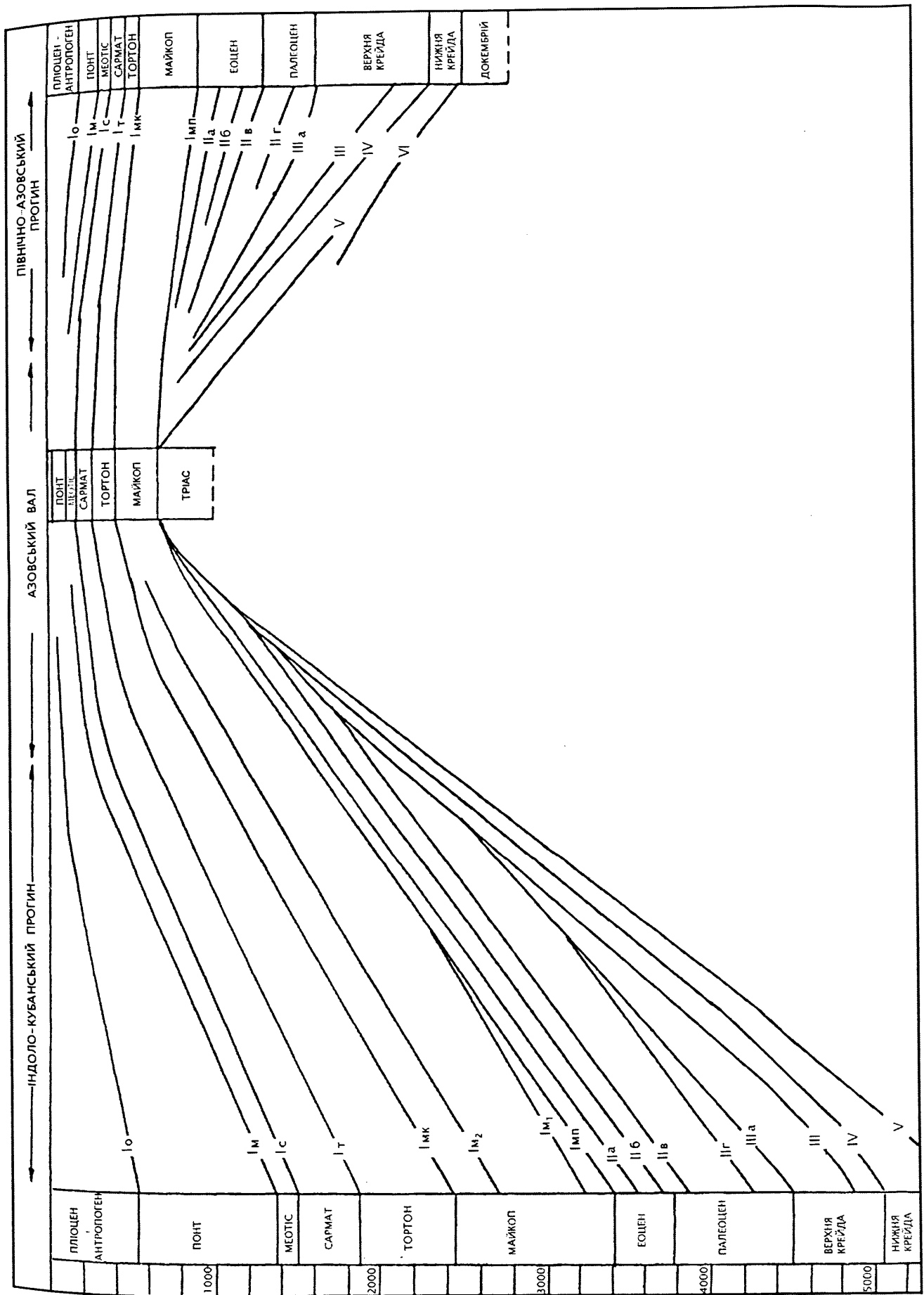


Рис. 2.6. Схема стратиграфічної приуроченості сейсмічних горизонтів в акваторії Азовського моря [82]

2.29.) розвинуті в цілому: архейські граніти, протерозойські метаморфічні сланці, породи кори вивітрювання. Потужність останньої сягає 120 м, при дуже високих колекторських властивостях. Саме тут відкрито Азовське газове родовище із значними запасами у відкладах осадового чохла (крейда, палеоген), потужністю до 400-500 м, а також у корі вивітрювання порід докембрійського кристалічного фундаменту СЄП а також у розущільнених зонах в товщі щільних кристалічних порід нижче кори вивітрювання.

У складі фундаменту СП розташованої на південь від СЄП виділяють наступні структурно-фаціальні комплекси: байкальський, герцинський (варисційський) та ранньокімерійський (див. рис. 2.5.). Перший представлений переважно метаморфічними породами на стадії зелених, зрідка кристалічних сланців. Варисційський комплекс складений середньо-верхньопалеозойськими теригенними товщами з достатньо інтенсивною дислокованістю і невисоким ступенем регіонального метаморфізму. На сході району в Єйсько-Березанському районі домінують глинисті сланці і пісковики метаморфізовані, кварцитоподібні. Інрузивні породи у складі палеозойського комплексу СП представлені у вигляді зон субширотно-північного-північно-західного простягання гранітоїдами (до діоритів) з абсолютним віком 220-270 млн. років (калій-аргоновим визначенням).

До нижньомезозойського комплексу фундаменту віднесені тріасові і, частково, нижньоюрські породи Криму, Азовського моря і Єйсько-Березанського району Західного Передкавказзя.

У всіх пунктах розглянутої території тріасові відклади представлені практично одним типом розрізу - чергуванням теригенних порід (аргілітів, алевролітів, пісковиків, гравелітів) з помітною участю в окремих районах ефузивів від основного до кислого складу. Сумарна потужність розрізу складає, імовірно, не менше 2000-3000 м, породи в більшості випадків помітно дислоковані і нерідко несуть сліди епігенетичних змін. Тріасовий комплекс віднесений до фундаменту, тому що він характеризується досить високим ступенем дислокованості - кути падіння складають від 15 до 80-85°-звичайно 40-50° (приблизно такі ж кути властиві і палеозойським відкладам). Епігенетичні зміни виявлені в помітно більшій ступені,

ніж у породах чохла. За ступенем дислокованості та за літологічним складом ранньомезозойські відклади мало відрізняються від теригенних середньопалеозойських порід.

При розшифровці моделі геологічної будови істотну роль відіграють формації, як літофаціально-геодинамічні комплекси [57, 172].

Тектонічний режим є домінантним фактором виділення формацій [6, 166, 170]. При фіксистському підході – геосинклінального, платформного, а з позицій неомобілізму цикл еволюції літосфери передбачає наступні стадії: рифтову, молодого океану (спредінгу), пасивну стадію континенту (розростання океану), субдукції, активних окраїн, орогенезу, епіплатформеної активізації, стадію синекліз. Питання формаційного аналізу порід Азовського моря висвітлені відносно слабо. Вони розглянуті в роботах Г.Н.Доленка і ін. [21], М.І.Павлюка, 1971, М.І.Павлюка і О.Т.Богайця [104], Б.М.Полухтовича і ін., 1992, О.С.Ступки, 1988 та інших.

Формації варисційської тектонічної епохи. Найдавнішими утвореннями, розкритими на сьогоднішній день на Азовському морі свердловиною № 1 – Матроська (34) (рис. 2.7.), є палеозойські кристалічні породи (С.М.Окуловський, 1999, [116]). Вони розкриті на товщину 124 м (інт. 1950-2074 м, вибій) і представлені вулканогенним комплексом, який складений гранітами. Ізотопний вік гранітів (інт. 2000-2005 м) отриманий уран-свинцевим методом складає 304 ± 3 млн. років, що припадає на середній карбон та пов'язується із судетською фазою ранньоварисційського тектогенезу. Слід відмітити, що калій-аргоновим методом отриманий вік 1845 ± 30 млн. років, що відповідає верхній частині нижнього протерозою, тобто фундаменту СЄП.

Формації кіммерійської тектонічної епохи. На глибинах 1908-1950 м у св. Матроська-1 виділяється кора вивітрювання фундаменту, на жаль, не охарактеризована керном. Деякі дослідники цей інтервал, по аналогії із св. Морська-2, відносять до тріас-юрі (?). За матеріалами ГДС (М.О.Мачигина) тут виділені два пористі пласти ($K_n = 9,0-28,5\%$ за НГК) з невизначеним характером насичення (див. рис. 2.7.). Поруч з українським сектором Азовського моря промислова нафтогазоносність в корі вивітрювання архей-нижньопротерозойського фундаменту

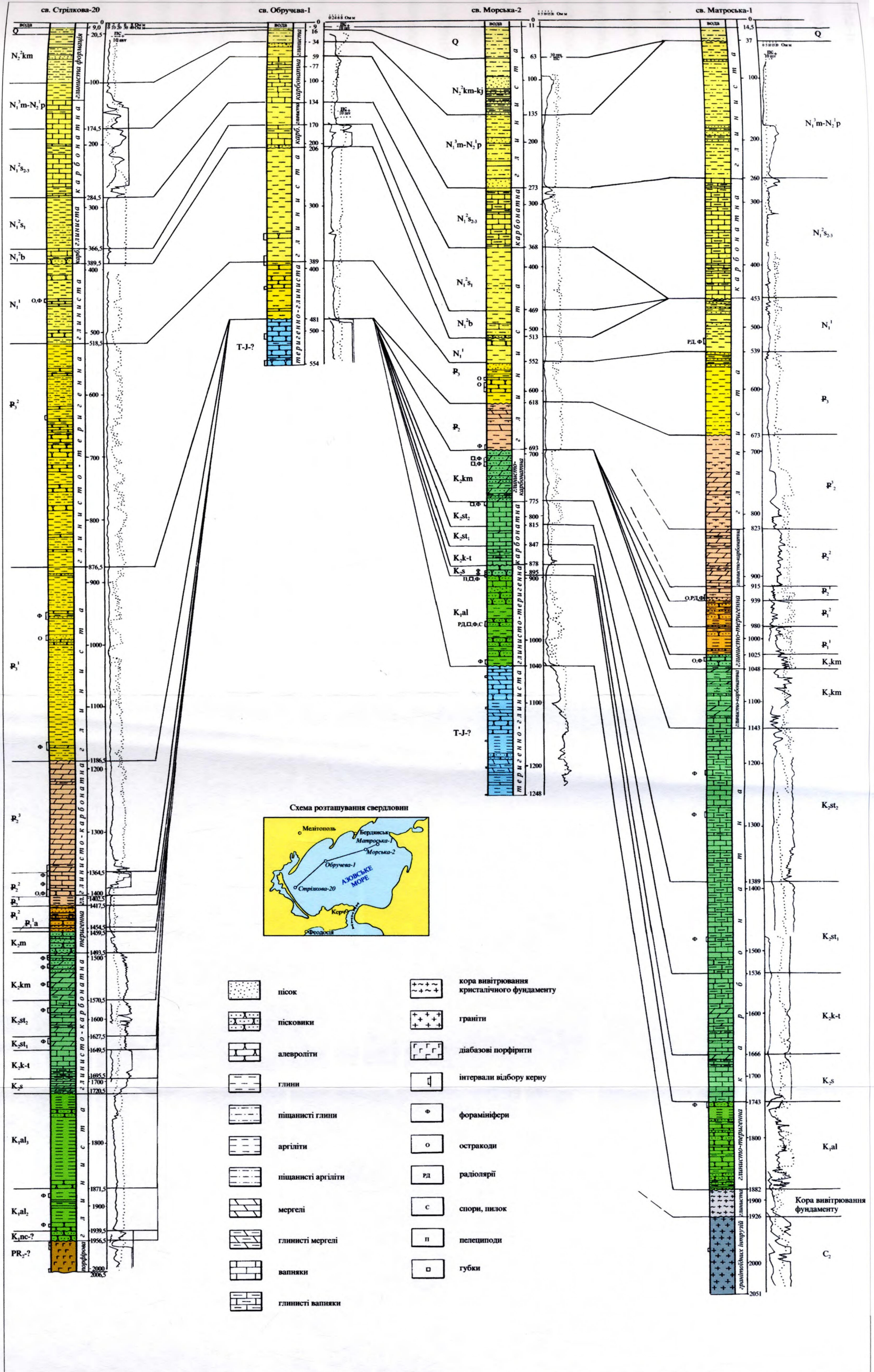


Рис. 2.7. Схема кореляції розрізів свердловин - Стрілкова-20 - Матроська-1. Склали: О.М. Федун, П.Я. Максимчук, 2002

встановлена на Азовському родовищі (134, див. рис. 4.1.) поблизу м. Ростова. У тріас-нижньоюрських утвореннях фундаменту - на Челбаському (130), Старомінському (133), Канівському (131) родовищах та ін. також встановлені промислові припливи газу, в тому числі і в корі фундаменту.

У св. Морська-2 (55) і Обручева-1 (46) (див. рис. 2.7.) юрські (?) утворення представлені аргілітами та відносяться до глинистої формації.

Відклади юрського віку прогнозуються в північно-західній зоні Азовського моря у межах ЧС (Б.М.Полухтович, 2002) по аналогії з розташованою поблизу на прилеглий суші Генічеською площею, де вони представлені піщано-глинистою формацією, яка складена переважно темно-сірими аргілітами з проверстками алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. На Електророзвідувальній площі (50) тріасові породи представлені вуглисто-глинистими сланцями з прошарками окварцованих пісковиків і карбонатних сланців. У межах російського шельфу на Західно-Бейсугській структурі (80) розкриті аргіліти з проверстками та пачками пісковиків і алевролітів, які переважають в низах розрізу. У подошві вік палеонтологічно датується верхнім тріасом, а верхня частина умовно відноситься до юри.

Формації альпійської тектонічної епохи. У формаційному ряду альпійської тектонічної епохи виділяється два комплекси. Перший утворився на етапі переважаючих зусиль розтягу і формування Північноазовського рифту (прогину), другий - на стадії домінуючих зусиль стиску з розвитком шельфових, переважно карбонатних формацій. Породи першого комплексу у св. Матроська-1 розкриті в інт. 1766-1908 м. Їх розріз представлений аргілітами та пісковиками верхнього альбу. Другий комплекс на Матроській площі (інт. 1047-1766 м) представлений сеноманський, турон-коньякський, сантонський і кампанський яруси. За матеріалами геофізичні дослідження свердловин (ГДС) сеноманські (67 м) і турон-коньякські (140 м) відклади представлені переважно щільними вапняками. Сантонський ярус (197 м) складений щільними вапняками. Кампанський ярус (315 м) складений в нижній частині щільними алевритовими мергелями, що уверх по розрізу переходять у середньозернисті пісковики. Верхньокрейдвий комплекс

порід перекривається відкладами палеогенової системи, які представлені всіма відділами. Палеоценові утворення (св. Матроська-1, інт. 962-1047 м) відносяться до теригенної формації. За промислово-геофізичними даними вони складені щільними породами. Еоценові відклади розкриті в (інт. 699-962 м. У подошві нижнього еоцену простежуються кварцові та кварцово-глауконітові піски над якими залягають глини. Олігоценевий відділ (інт. 520-699 м) виділяється за матеріалами ГДС. Він складений майкопською серією, яка утворена глинистою формацією. Неоген (св. Матроська-1, інт. 34,5-520 м) представлений тільки середньо- і верхньоміценовими підвідділами. у розрізі переважають глини. Антропогенові відклади складені глинистою формацією товщиною до 100 м.

Таким чином можна зробити наступні висновки. Формації досліджуваного району утворюють декілька літофаціально-геодинамічних мегакомплексів, які відповідають певним тектонічним циклам (див. рис. 2.4.). У межах ССП - це архейсько-нижньопротерозойський мегакомплекс фундаменту та кімерійсько-альпійський (юра-антропоген) мегакомплекс осадочного чохла. У межах Мізійсько-Скіфського тектонічного поясу (МСТП) (СП) простежений байкальсько-ранньокімерійський (верхній протерозой-тріас-юра) мегакомплекс геосинклінальних формацій фундаменту та пізньокімерійсько-альпійський мегакомплекс осадочного чохла, представлений юрсько-антропогеновими формаціями (див. рис. 2.5., 2.7. а також рис. 2.8.-2.10.).

Новітні сейсмозвідувальні роботи (ПМНГ, 2002), аналіз і інтерпретація розрізів усіх свердловин (див. рис. 2.7.-2.10. та дод. П), дозволили визначити особливості геологічної будови стосовно літолого-стратиграфічної характеристики і відкладів осадочного чохла (див. рис. 2.4.-2.10., а також рис. 2.11.-2.15). В межах південно-західної і західної частин району досліджень новітніми даними сейсмозвідки (ПМНГ – 2002) і буріння свердловин (Північноказантипські – 1,2, Північнокерченська – 1, Східноказантипська – 1, а також Стрілкова – 20, Усть-Салгирська – 1 (на суходолі) та ін. (див. рис. 2.3., дод. П обґрунтовані наступні основні сейсмогеологічні комплекси: нижньокрейдний, верхньокрейдний, палеоцен-еоценовий, олігоцен-нижньоміценовий (майкопський), середньоміцено-

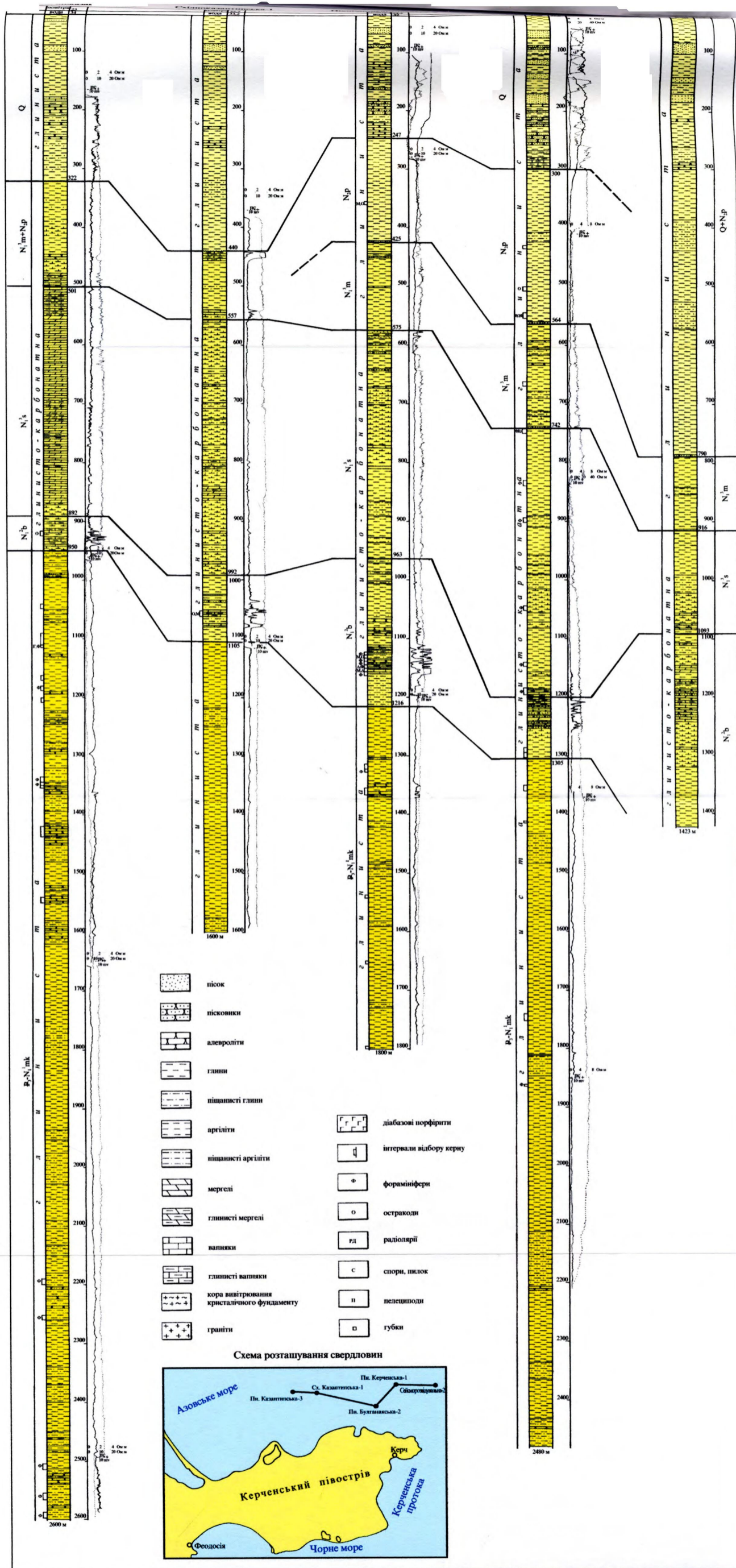


Рис. 2.8. Кореляційна схема по лінії свердловин Північноказантипська-3 – Сейсмозвідувальна-2. Склали: В.М. Лозинський, П.Я. Максимчук, 2002

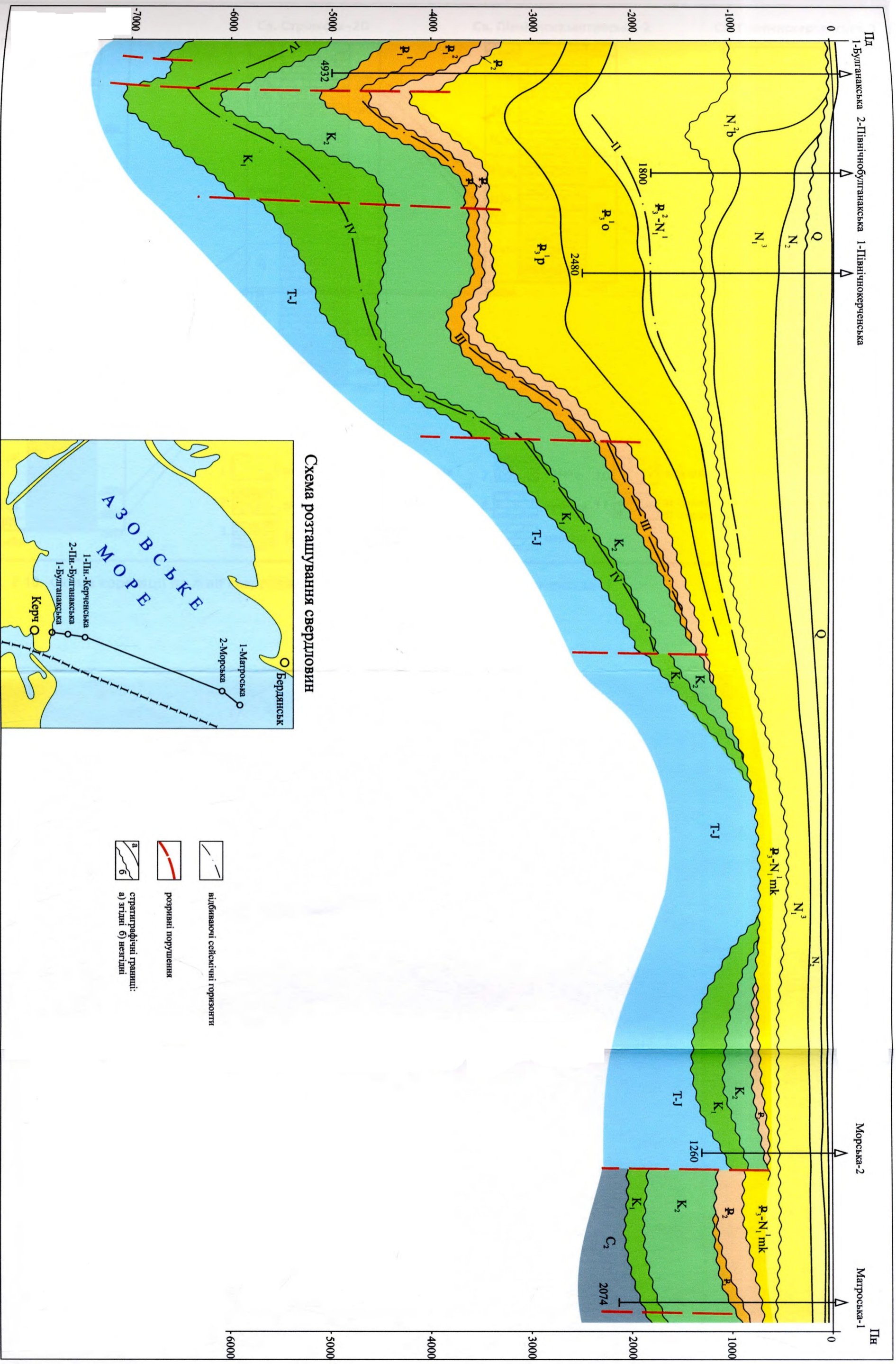


Рис. 2.9. Профіль свердловин 1-Булганакська - Матроська-1. Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Д. Максимчук, 2003

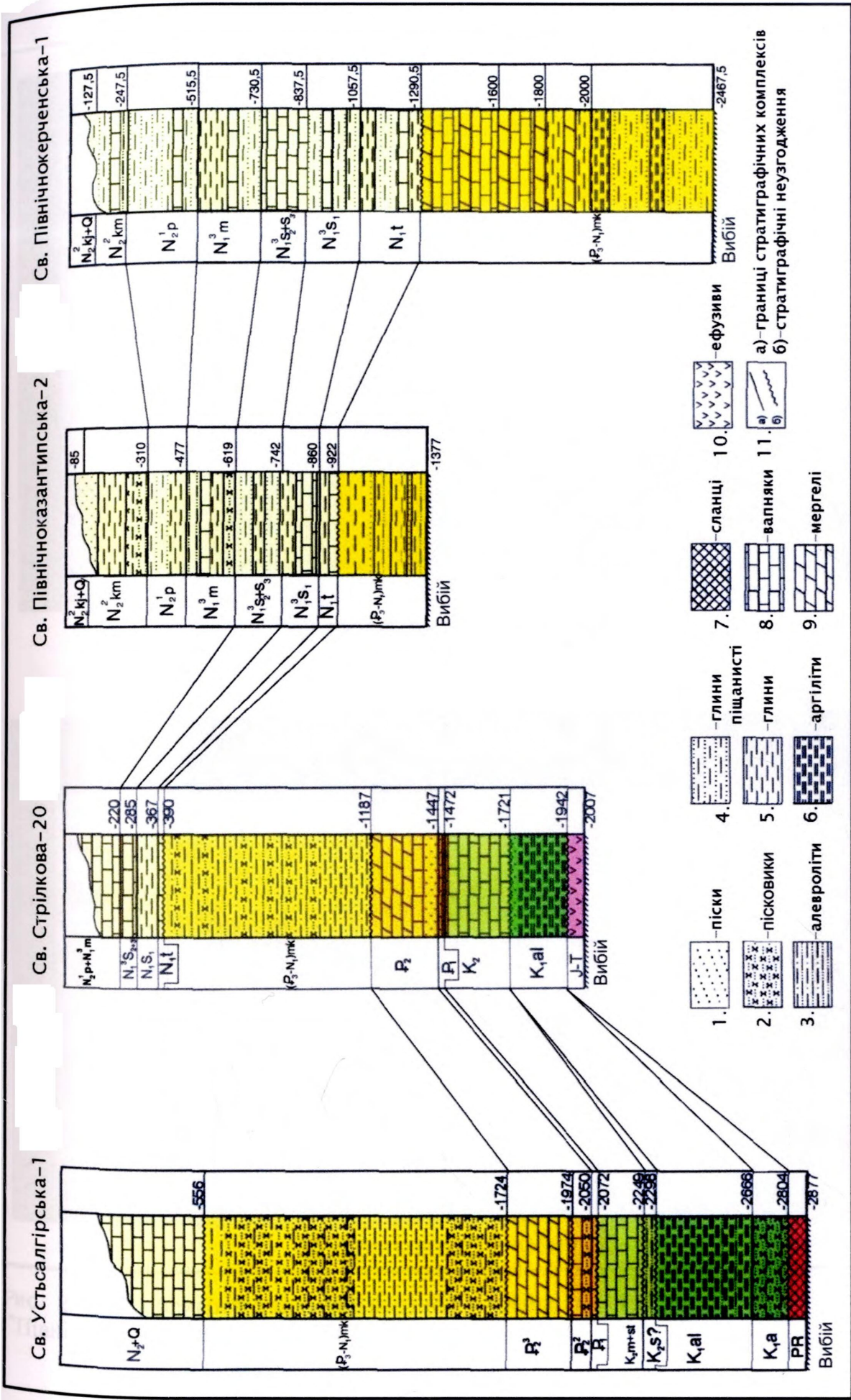
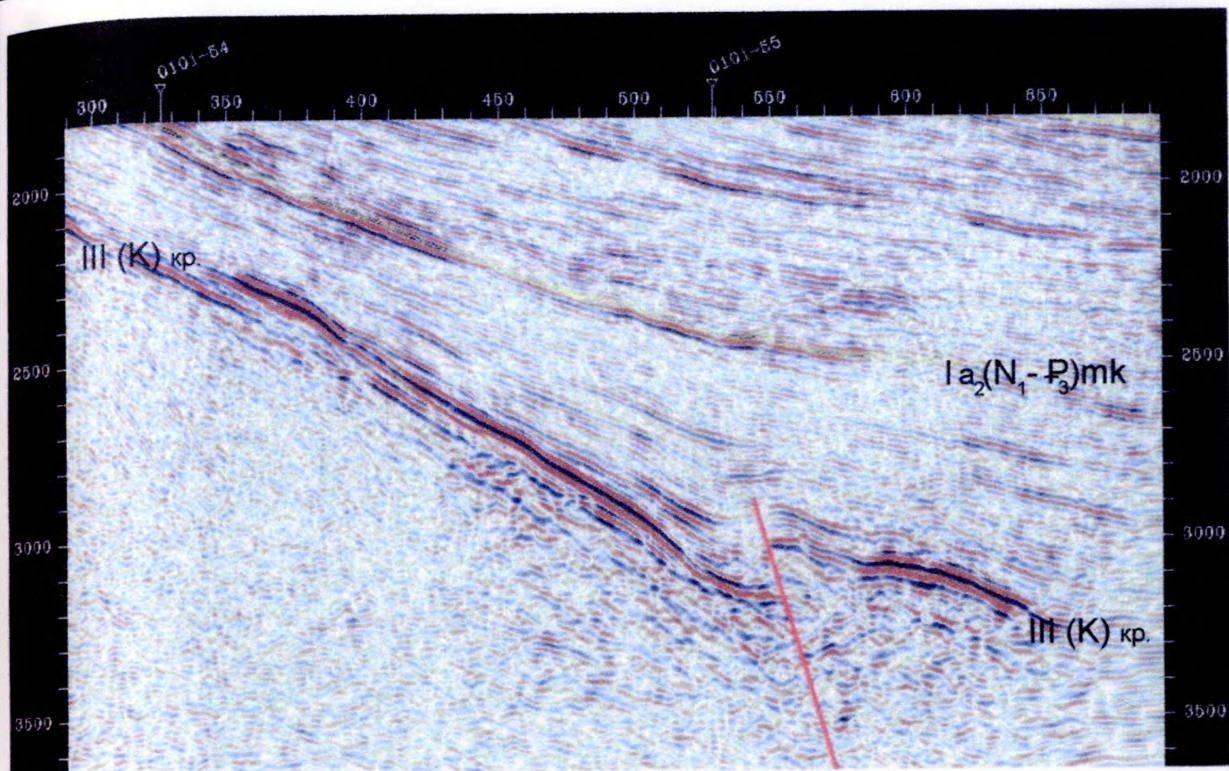
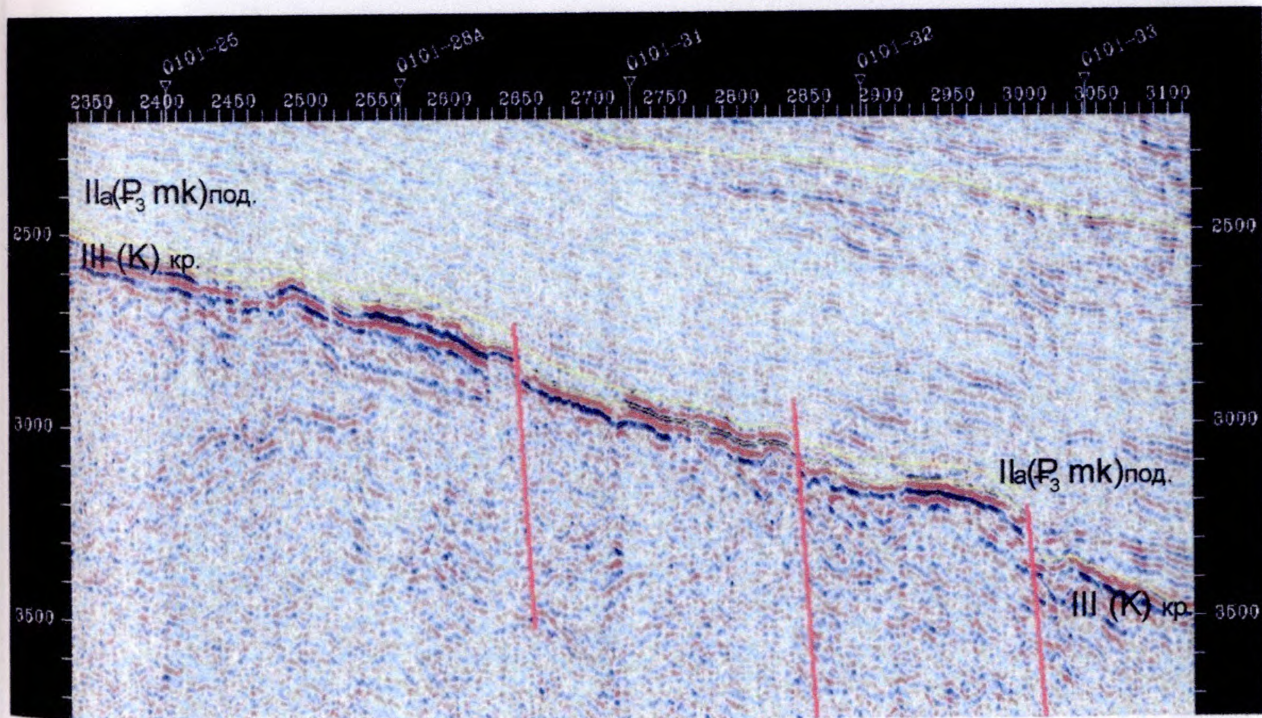


Рис. 2.10. Схема кореляції по лінії свердловин Устьсалгирська-1 – Північкерченська-1

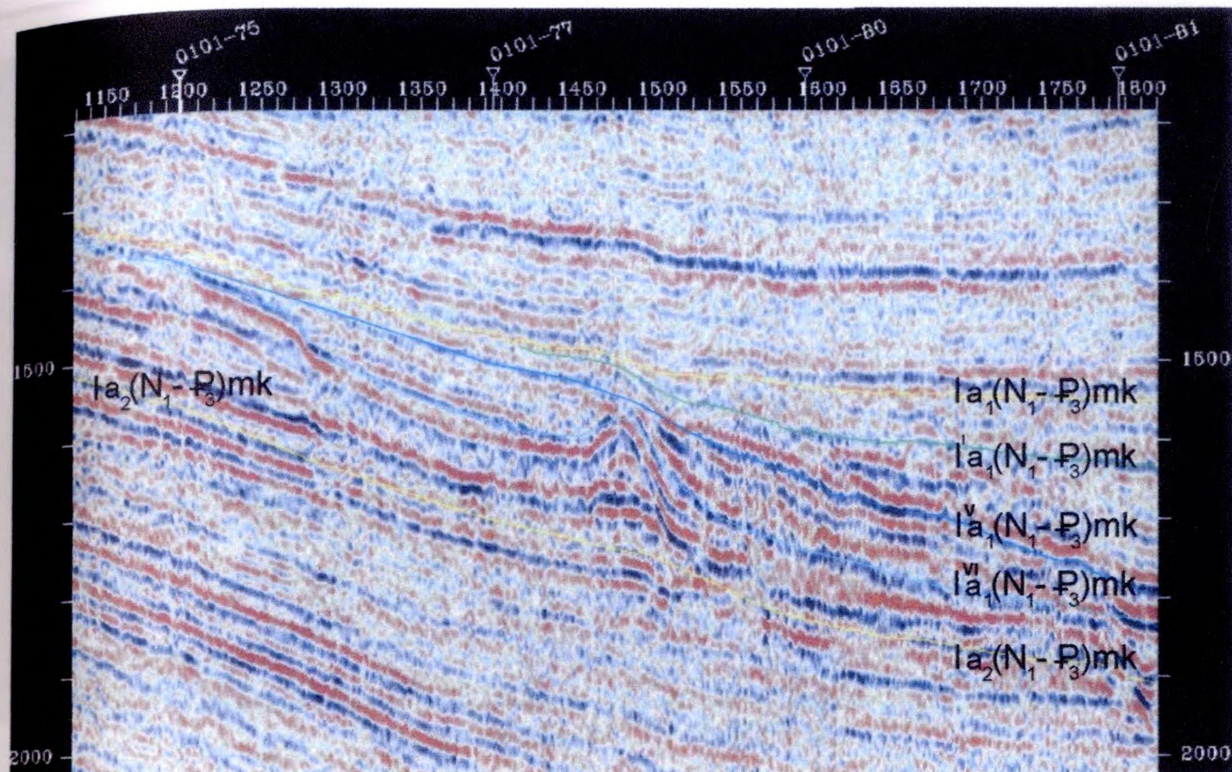


а) фрагмент ПР 0101-53

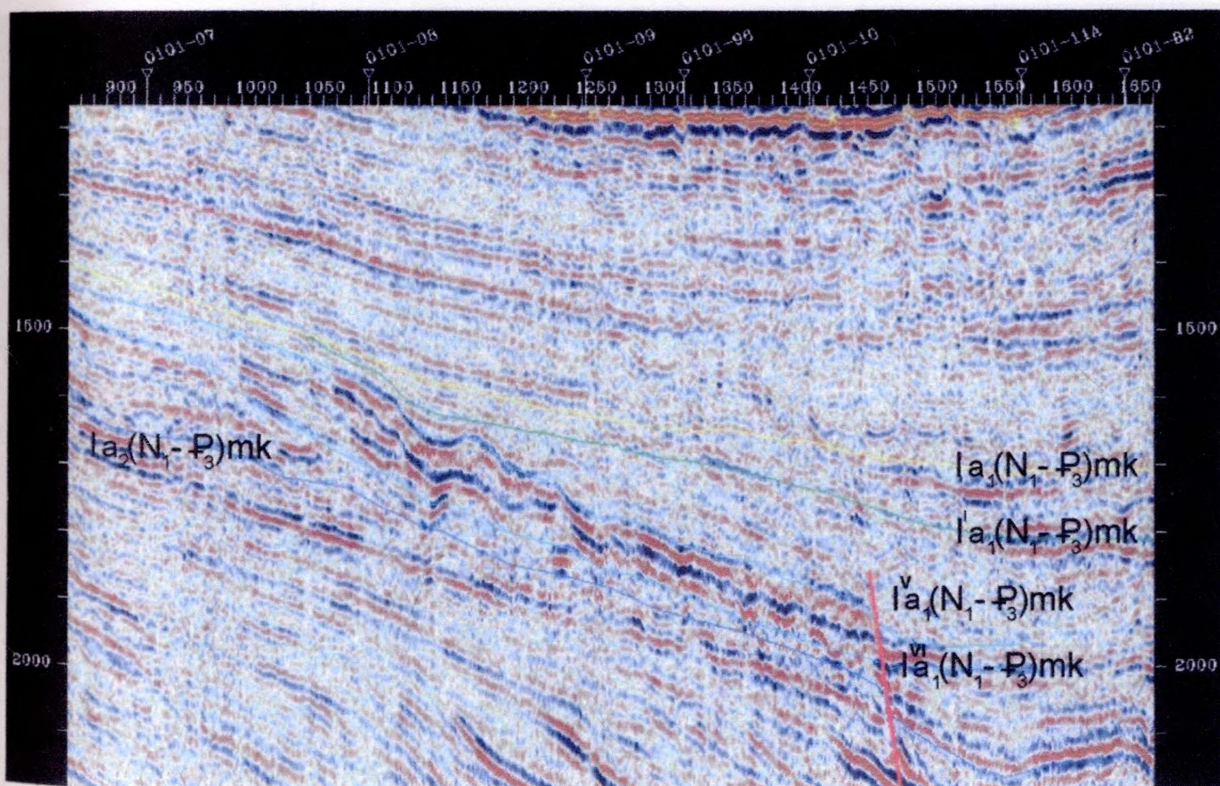


б) фрагмент ПР 0101-57

Рис. 2.11. Особливості хвильової картини у крейдових відкладах ("Північморнафтогеофізика", 2002)

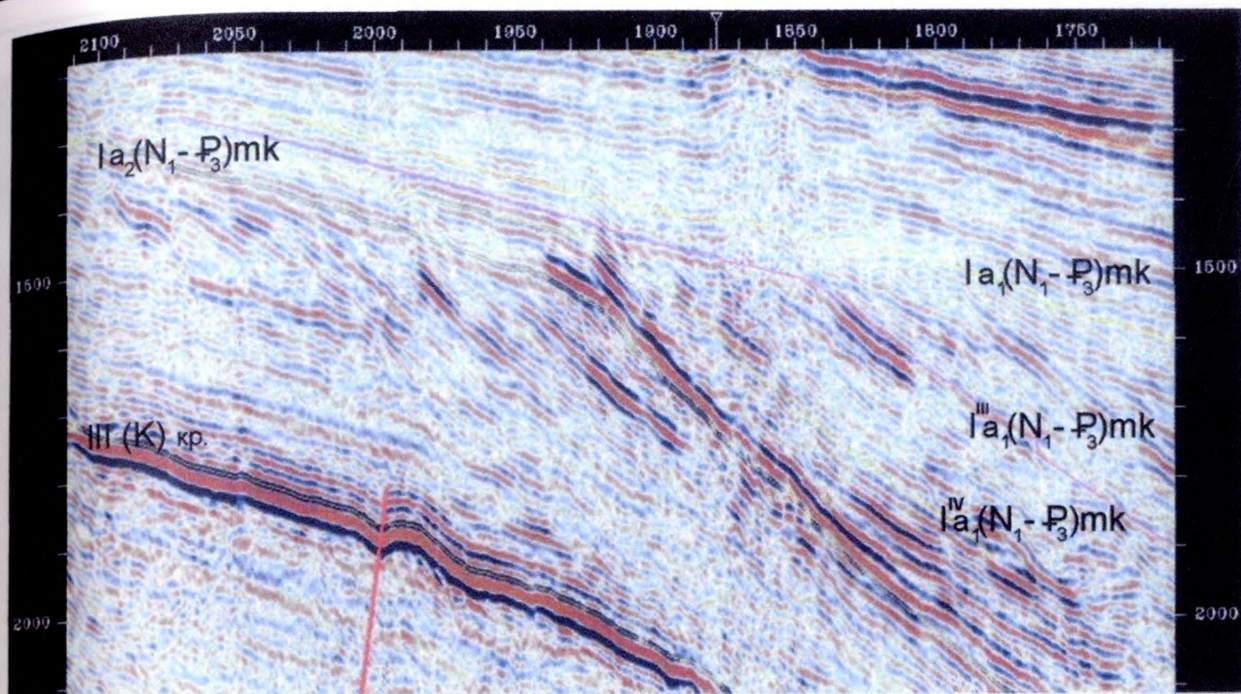


а) фрагмент ПР 0101-06

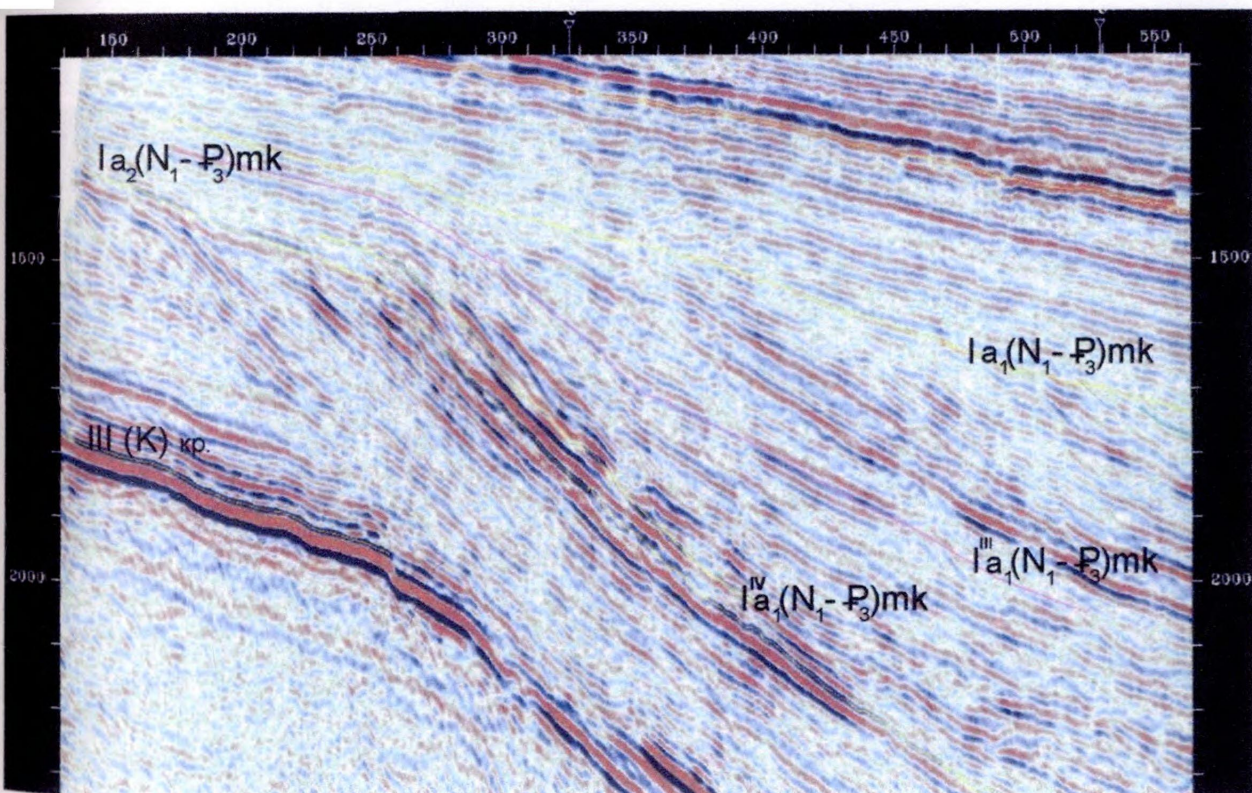


б) фрагмент ПР 0101-75

Рис. 2.12. Особливості хвильової картини у майкопських відкладах ("Північморнафтогеофізика", 2002)

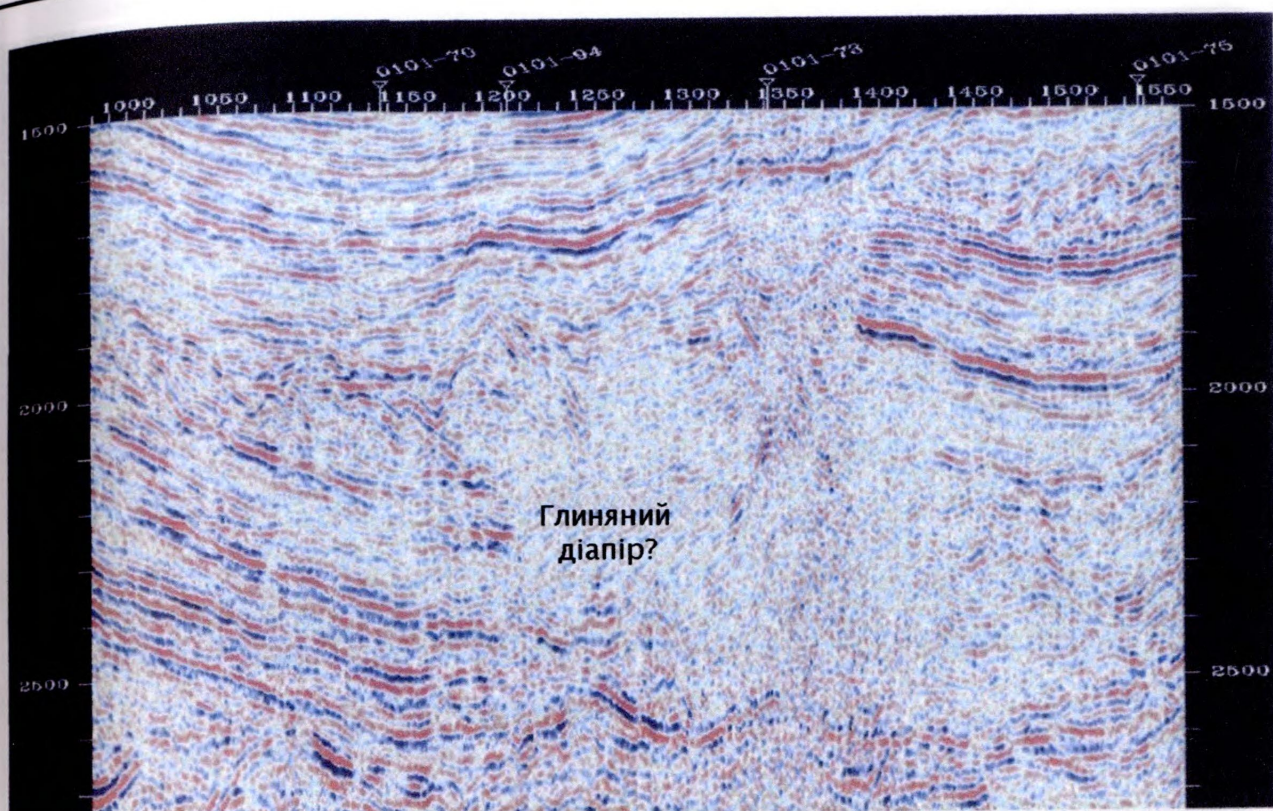


а) фрагмент ПР 0101-52

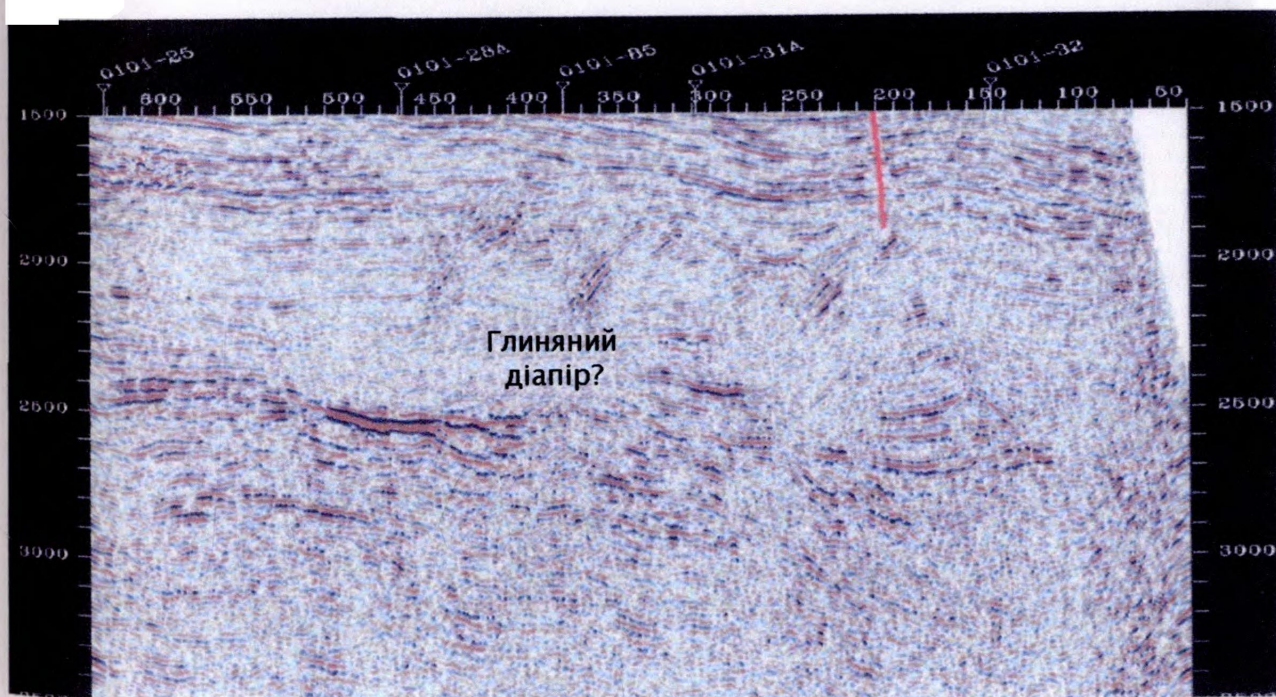


б) фрагмент ПР 0101-53

Рис. 2.13. Особливості хвильової картини у майкопських відкладах ("Північморнафтогеофізика", 2002)

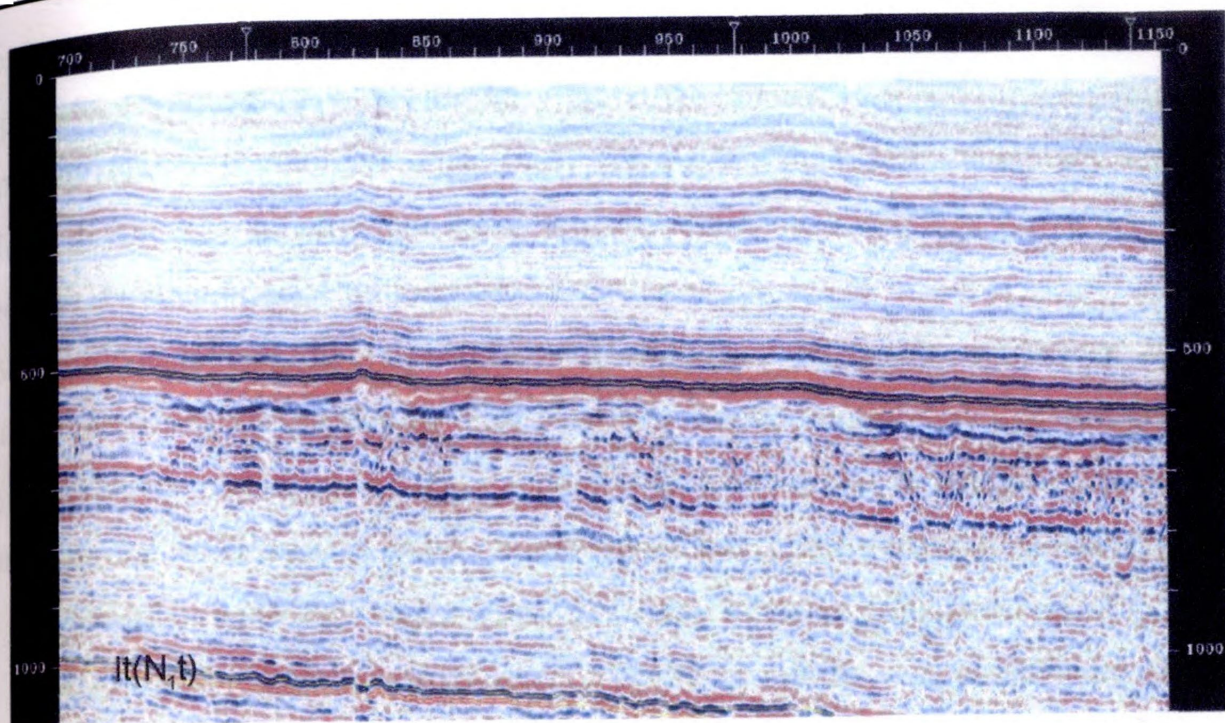


а) фрагмент ПР 0101-31А

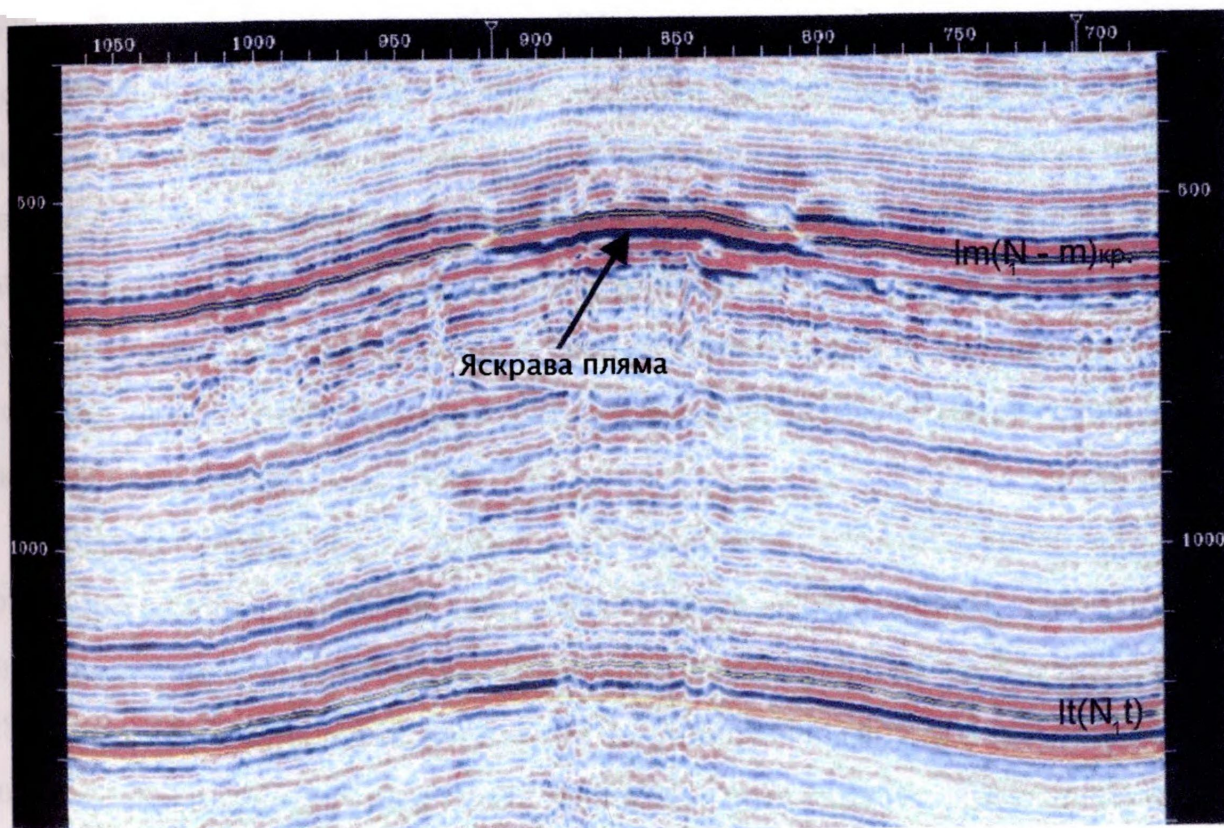


б) фрагмент ПР 0101-94

Рис. 2.14. Особливості хвильової картини у майкопських відкладах ("Північморнафтогеофізика", 2002)



а) фрагмент ПР 0101-14



а) фрагмент ПР 0101-28А

Рис. 2.15. Особливості хвильової картини у відкладах меотісу
("Північморнафтогеофізика", 2002)

ю-антропогеновий (див. рис. 2.6.-2.15.). Для ВГ прийнята слідуєча стратифікація (в межах достовірності відбиття сейсмогоризонтів): III (K) покрівля – поблизу покрівлі верхньої крейди; Пв (P_1-P_2) – поблизу подошви еоцену; Па (P_3mk) подошва - поблизу подошви майкопу (покрівля еоцену); Ia (N_1-P_3) mk покрівля – покрівля майкопу; It (N_1t) – поблизу покрівлі карбонатів тортону; Im (N_1m) покрівля – поблизу покрівлі меотису. В південно-західній і західній частинах Азовського моря (за дослідженнями ПМНГ, 2002) докрейдодвий комплекс вивчений фрагментарно по часових розрізах. В районі свердловини Стрілкова – 20 відмічені горбоподібні сейсмофації з гострими вершинами, які характеризуються переривчастим записом та змінною інтенсивністю (див. рис. 2.22.). Ці сейсмофації відповідають розкритим в свердловині Стрілкова – 20 на глибині більше 2 км ефузивним відкладам юрсько-тріасового віку.

Нижньокрейдодвий комплекс представлений перешаруванням глин, пісковиків і алевролітів. На Усть-Салгірській площі нижня крейда представлена аптськими і альбськими відкладами, потужністю 506 м, а в районі Стрілкової площі (162) альбські відклади потужністю 221 м залягають безпосередньо на тріасово-юрських ефузивах (див. рис. 2.10.). Подошва крейдодвих відкладів, представлена глинистими утвореннями в свердловині Стрілкова – 20 і на часовому розрізі (див. рис. 2.22.). На цьому розрізі можна бачити границі Великого Азовського Острова по подошві крейди (ПМНГ, 2002), який представлений на заході українського сектора двома виступами: Східнострілковим і Західноказантипським. Перший розташований на схід від свердловини Стрілкова – 20, а другий на часовому розрізі (див. рис. 2.22.) між профілями 0101-04 і 0101-14.

Верхньокрейдодвий комплекс розвинений не повсюдно. Межі верхньокрейдодвих відкладів визначаються палеосуходолом, що існував в центральній частині Азовського моря з ранньокрейдодвого часу (див. рис. 2.26.-2.28.). Розріз представлений вапняками і глинистими вапняками. В основі розрізу залягає базальна пачка пісковиків сеноманського ярусу. Потужності відкладів верхньої крейди збільшуються в північному напрямі.

Поширення палеоцен-еоценового комплексу і повнота розрізу контролюються структурним чинником і регіональним передмайкопським

розмивом. Палеоценові породи поширені тільки в північній і в західній частинах моря і складені континентальною теригенною і прибережно-морською теригенно-карбонатною формаціями. Відклади палеоцену розкриті далі на захід мають карбонатно-піщано-глинистий склад. В свердловині Стрілкова-20 вони представлені пісковиками і вапняками потужністю 25 м. Відклади еоцену згідно залягають на палеоценових і складені вапняково-мергельною товщею з прошарками глин і пісковиків. Безпосередньо на ділянці робіт в основі еоцену залягає пачка базальних пісковиків. Потужність еоцену в північному напрямі зменшується від 326 м (в св. Усть-Салгирська-1) до 260 м (в св. Стрілкова-20). На південний-схід у св. Булганацька-1 потужність еоцену становить 1896 м, а палеоцену - 290 м. Північніше району робіт в св. Електророзвідувальна-1 палеоцен-еоценовий комплекс відсутній.

Олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс, на відміну від нижчезалягаючих, поширений на акваторії повсюдно. Він з значною стратиграфічною і кутовою незгідністю залягає на різних стратиграфічних рівнях - від палеозойської основи до еоцену включно. Максимальна потужність майкопських відкладів (понад 3000 м) доводиться на осьову частину ІКП. На північ спостерігається різке зменшення їх потужності аж до виклинювання. За складом порід майкопські відклади істотно відрізняються від підстеляючих і перекриваючих осадків. Для них характерна майже повна відсутність карбонатної складової і переважно глинистий склад відкладів. Пачки пісковиків і алевролітів зустрічаються переважно в середньому майкопі. У західній частині потужність майкопу зменшується на північ від 1168 м в св. Усть-Салгирська-1 до 797 м у св. Стрілкова-20. На сході у св. Булганацька-1 потужність майкопського комплексу становить 2800 м. Ерозійний зріз місцями, можливо, досягає поверхні нижньокрейдових відкладів. Горизонт в покрівлі майкопських відкладів (ВГ Іа) простежується по всій площі. У бік регіонального падіння розріз стає більш глинистим.

За даними сейсмозвідувальних робіт останніх років були виділені об'єкти, які можуть мати подальше практичне значення (ПМНГ, 2002) (див. рис. 2.12.-2.14., 4.5.): область ерозійного зрізу (ВГ Іа₁), яка виражена незгідно залягаючими сейсмофаціями (див. рис. 2.12.), де виділяється затокоподібна літологічна пастка

виклинювання (див. рис. 2.12.); зони поодиноких інтенсивних відбиттів (ВГ $I^{II}a_1$, $I^{III}a_1$, $I^{IV}a_1$) у складі клиноформ з різноманітним заповненням, можливо, пов'язаних з літологічно обмеженими пастками (див. рис. 2.13.); сигмоподібна зона, насичена високоінтенсивними відбиттями, можливо, пов'язана з осадовим тілом (ВГ I^Va_1 - покрівля, I^VIa_1 - підшва) латерального нарощування дельтових і схилових відкладів (див. рис. 2.12.); на деяких ділянках в товщі над ВГ Ia_1 (верхньомайкопські відклади) виділяються передбачувані фації конусів виносу (ВГ $I^{III}a$ - покрівля, Ia_1 - підшва) і зсувні фації (ВГ: I^Ia - покрівля, I^IIa - підшва). Встановлені лінзи можуть відповідати літологічним пасткам; зони врізів, заповнені сейсмофаціями різного типу, у всьому інтервалі майкопських відкладів (див. рис. 2.12.); зони передгирлових барів або окремих горбів (див. рис. 2.12.); можливо, глиняні діапіри (див. рис. 2.14.).

Середньоміоценовий-антропогеновий комплекс має регіональне поширення на акваторії. Він характеризується переривними субпаралельними і інколи хаотичними відбиттями.

У нижній частині комплексу (тортон) простежується велика кількість субпаралельних горизонтів. Найбільш виражений в хвильовій картині ВГ I_t (N_{1t}).

В об'ємі тортонського ярусу виділяються: тарханський, чокракський, караганський і конкський горизонти. Тарханський горизонт поширений тільки в південній частині акваторії. Чокракський горизонт представлений пісковиком, вапняками-ракушняками, потужністю від 15 до 45 м. Караганський горизонт складений переважно кварцовими пісками або глинами з прошарками пісковиків і органогенними вапняками. На південному заході потужність тортонського ярусу збільшується з заходу на схід від 23 м (св. Стрілкова-20) до 233 м (св. Північнокерченська-1) (див. рис. 2.15.).

Нижньосарматські відклади складені переважно глинами потужністю від 82 м (св. Стрілкова-20) до 220 м (св. Північнокерченська-1). Середньо-верхньосарматські відклади представлені на заході вапняками потужністю 65 м; на сході - вапняками, які переходять вгору по розрізу в глини (потужність біля 107 м у св. Північнокерченська-1).

Відклади понту і меотісу представлені переважно вапняками-ракушняками,

потужністю біля 220 м на заході (св. Стрілкова-20) і піщанистими глинами, глинами і прошарками вапняків, потужністю біля 483 м в районі Північнокерченської структури (103) (див. рис. 2.15.). Відклади верхньоміоценового-пліоценового віку залягають на майкопських з незгідністю. У карбонатних відкладах тортону і в карбонатах середньо-верхньосарматського комплексу виділені рифогенні споруди.

Антропогенові відклади складені мулами, глинами, пісками, алевритами і ракушняками, потужністю 85 м у св. Північноказантипська - 2 і 127.5 м у св. Північнокерченська-1.

2.2. Геологічна будова та тектонічне районування

Історія геолого-геофізичних досліджень Чорноморського регіону в науковому відношенні поділена на три етапи (І.В.Попадюк, 2004): початковий (XVIII ст. – 1956р.), класичний (1957-1985 р.р.) та новітній (1986 – даний час). Дослідження першого етапу зосереджувалися на суходолі [2,41,68,69]. З 1957 р. почалося вивчення акваторій. Цей період (1957-1985 р.р.), пов'язаний з роботами численного загону фахівців: Ф.К.Байдова [4]; О.Т.Богайця [8,105]; Г.К.Бондарчука [24]; М.С.Бурштара [11]; І.О.Гаркаленка [160]; В.В.Глушка [130]; М.Є.Герасимова, 1978; В.О.Гордієвича [30]; Б.І.Денеги; Г.Н.Доленка [21,126]; А.І.Дьяконова [4,93]; С.М.Захарчука [94]; 1971, В.П.Клочка [18,19,45,92,93,97,98,102,128,138,145]; А.Я.Краснощока [102,138]; В.О.Краюшкіна [19,98,123,145]; В.О.Курішка і ін., 1971, В.В.Леськіва [24]; Я.П.Маловіцького [64,112,135,147]; Є.Є.Мілановського [66]; А.Ф.Непрочнова [29]; Ю.П.Непрочнова [80]; М.І.Павлюка [21,105]; Р.В.Палінського [94,115]; О.І.Париляка [108,109,126]; Л.Г.Плахотного [115,164]; Б.М.Полухтовича та ін., 1984; В.Б.Порфір'єва [97,98,138,145]; М.Р.Пустильникова [25]; О.Д.Самарського та ін., 1983,1984; А.І.Самсонова [102,150]; В.Й.Самсонова [139]; М.М.Семендуєва, 1984; О.В.Семенова [145]; В.Б.Соллогуба [97,144-146]; Д.О.Туголесова [20,168]; З.О.Федишина; І.І.Чебаненка [175-177,179]; А.В.Чекунова [146,180,181]; Н.М.Чира, 1978; А.О.Шиманського [136]; Є.Ф.Шнюкова [95]; П.Ф.Шпака [96,186] та багатьох інших.

Першою по-справжньому обґрунтованою геофізичним матеріалом була схема тектоніки Чорноморської западини і оточуючого суходілу згідно уявлень геосинклінальної теорії Д.О.Туголесова і ін., 1985 [163] (див. рис 2.2.).

З 1986 р. почався новітній етап, пов'язаний з критикою домінуючої геосинклінальної теорії. Почали накопичуватися факти, на які теорія фіксизму не змогла дати вичерпні відповіді, зокрема походження океанів. Концепція літосферних плит оформилась у кінці 60-х років минулого століття. В тій чи іншій мірі ці питання знайшли місце в численних статтях, монографіях і збірниках [1,17,26,38,40,42,43,65,86,104-106,116,119,121,122,134,139, 148,150,152,154,155,159,165,171,172,190].

Геодинамічний режим Азово-Чорноморського регіону зумовив великі пересування Євразійської і Африкано-Аравійської літосферних плит та сприяв горизонтальним переміщенням з півдня на північ в осадовій товщі, розвиткові тут шар'яжів, насувів, зсувів, лістричних розривів, літотектонічних пластин, тощо.

Це підтверджувалось глибоким бурінням у межах Керченського півострова, де свердловини Краснопольська-16, Західнофонтанівська-3 та інші розкрили повторення розрізу у зонах підкидо-насувів. Таким чином, сучасний структурний план крейдово-еоценових утворень тут характеризується розвитком складних складчасто-насувних дислокацій. Прогнозується насув САП на ЧС та ПАП. Прийшли інші тектоно-плитні побудови та моделі, що базуються на інших геологічних концепціях, в тому числі плюмтектонічній та пульсаційній.

І.В.Попадюк, 2004 вважає, що між представниками різних концептуальних підходів немає суттєвих розходжень у виділенні головних структурно-тектонічних елементів Чорноморської западини, розбіжності стосуються інтерпретації їх природи та послідовності подій, що визначають її формування.

Роль динаміки горизонтальних тектонічних сил, насувної тектоніки, шар'яжів сьогодні майже визнана. Тому при розробці моделі геологічної будови українського сектора Азовського моря здобувач використовував різні теорії, в яких розглядалась досліджувана територія з тектонічними елементами, які на ній розташовані, та критеріями пошуків нафти і газу і рекомендаціями на подальші

геологорозвідувальні роботи з метою комплексування.

Ще 1990 р. В.Й.Самсонов узагальнив гравіметричні дослідження в Азовському морі, що дозволило внести певні уточнення в тектоніку цієї території [82, рис. 1.3.4.]. УЩ на півночі регіону досліджень представлений монокліналлю (Приазовською), яка на південь зазнає деструкції, що відбилася у вигляді перикратонної депресії і субширотно витягнутої грабеноподібної зони. На ці занурені і деструктивні області крайової частини УЩ накладено ПАП. АВ (Азовська зона насувних дислокацій) (САП) – область зближених насувних дислокацій, які складаються з окремих витягнутих зон, простягання яких контролюються розривними порушеннями типу здвигів.

ІКП має глибинний грабеноподібний цоколь. Прогин не може бути ні крайовим ні передовим (тому, що він не сполучений з гірськоскладчастою спорудою).

Згідно сучасним геодинамічним уявленням, СП є частиною Середземноморського поясу і знаходиться в зоні конвергенції (стиску) між СЕП і Афро-Аравійською платформою.

В межах Азовського моря північна границя СП простягаються по північній границі Азовсько-Канівського поясу максимумів сили тяжіння, яка співпадає з “Головним Азовським порушенням”. В Західному Передкавказзі до древньої платформи відносяться: Ростовський виступ УЩ, Єйська мегазападина (включаючи Копанську синкліналь), Іркліївський прогин і Ладівський.

За М.М. Семендуєвим, 2001 існує тектонічне перекриття СП древньої платформи на КБВ. Що стосується південної границі СП, то тут вже СП підсовується під Альпійську геосинклінально-складчасту область, а структури насуваються на СП. На Кримському півострові південна границя проводиться по шовній зоні, яка розмежовує Гірський і Рівнинний Крим [25]. На Керченському півострові вона проходить вздовж Парпачського гребня аж до поперечного Горностаївського розлому. Далі границя Альпійської орогенної області зазнає здвигу на північ і проходить в широтному напрямку вздовж північного побережжя Керченського і Таманського півостровів, а далі вона знову зазнає здвигу на південь

по Кальміус-Джигінському глибинному розлому до Ахтирської шовної зони, яка визначається південною границею СП (див. рис. 4.1.).

В 2003 р. В.В. Юдінім, 2003 побудована структурно-геодинамічна карта Азово-Чорноморського регіону, приведені характеристики і пояснення розміщення древнього вулканізму і інтрузивного магматизму у відповідності з тектонічним циклом Вільсона: рифтогенез – спредінг – субдукція – колізія. На карті відсутні назви тектонічних елементів (крім назв Українія, Скіфія і Кримія).

Важливою, встановленою закономірністю розвитку Землі, яка повинна враховуватися влюбій геотектонічній концепції є нерівномірність в часі в інтенсивності проявів процесів горизонтального стиску (скорочення земної кори і її розтяг (розширення), яка властива як окремим регіонам, так і Землі в цілому (Є.Є. Мілановський // Пульсації Землі, Геотектоніка, 1995. – № 5. – С. 3-24). В перспективному варіанті популярної сьогодні концепції тектоніки літосферних плит, яка підкупила своєю простотою і стрункістю, глобальна нерівномірність в часі в проявах деформацій розширення і скороченням кори не знаходила собі місця.

За М.І. Лебедем, 2003 (“Геолог”, 2003, – № 1. – С. 43-46) безперечна перемога мобілізму над фіксизмом очевидна лише для останнього відрізка геологічного часу (починаючи з ранньої юри).

На жаль, безпосередні ознаки визначальних елементів тектоніки літосферних плит (зони спредінгу, зони субдукції, трансформні розломи островні дуги) встановлюються неоднозначно і, завжди, тільки за речовинними особливостями порід, їх петрологією та геохімією.

В реальній історії Землі етапу тектоніки літосферних плит повинен був (за М.І. Лебедем, 2003) передувати етап утворення великих плит континентальної літосфери – геосинклінально – платформовий.

Невиправдано було відкинуто уявлення про коливальний характер тектонічних рухів. Геологічне картування любого континентального регіону незаперечно доводить, що в історії його формування постійно чергувалися періоди стискування і розтягування, що зумовлювали вертикальні і горизонтальні переміщення (зміни режиму обертання Землі навколо власної осі). Ю.М.

Пуцаровський, 2004 дійшов висновку, що не слід сприймати пониження ролі вертикальних рухів в тектогенезі. Головними тектонічними областями Землі є не плити, а континенти і океани. Але границі плит ніде не співпадають з такими розломами, а це породжує сумнів в їх (плит) реальному існуванні.

В роботі Ю.М. Пуцаровського, 2000 визнано недостовірними границі літосферних плит: між Північно- і Південноамериканськими плитами, між Євразійською і Африканською та ін.

Слід висвітлити деякі питання геосинклінальної теорії, розломно-блокової тектоніки та інших уявлень. В 1974 р. В.Г. Бондарчук висвітлив нові ідеї про виникнення і акрецію (прирощення, збільшення) земної кори. На цей час в тектоніці велику популярність набув мобілізм, відомий як “нова глобальна тектоніка” (НГТ). Під впливом нібито розширення і розтікання, плити відсуваються одна від другої, між ними утворюється нова базальтова кора. Розсування проходить в рифтах серединних океанічних хребтів. Плити зближуються на окраїнах Тихого океану і всіх молодих складчастих зон, де утворюються глибинні зсуви і насуви. Спочатку на Землі виділялося шість – вісім плит, а на 1974 р. вже більш 20 і кількість продовжувала зростати. За В.Г. Бондарчуком, 1974 аналіз “НГТ” свідчить про повне неспівпадання її основам загальної теорії Землі (Геол. журн., 1974 – Т. 34, вип.. 5. – С. 3-13).

Принципово нові теоретичні розробки для обґрунтування вчення про вулканно-острівне походження земної кори, її акрецію і тектоорогенію запропоновані В.Г. Бондарчуком, 1974. Ідея акреції складає принципову особливість уявлень В.Г. Бондарчука і утверджує послідовну консолідацію спочатку роз’єднаних островів розростання і материків. Кожний наступний структурний поверх є формою акреції материкової земної кори, відповідно тому, як геосинкліналі є формою переходу океан – суходол.

На початку 80-х років ХХ-го сторіччя в глибоководній частині Чорного моря були одержані суттєво нові, видатні за геологічною інформативністю матеріали морської сейсмозвідки МОГТ [163]. Д.О. Туголесов та ін., 1985 [163] писали: “Впервые на всей площади Черноморской впадины установлена отражающая

поверхность, погружающаяся до абсолютных глубин 15-16 км и соответствующая кровле мезозойских отложений. Эта поверхность образует ложе кайнозойской тектонической впадины и по ней откартированы все основные структурные формы... В кайнозойской осадочной толще прослежено несколько отражающих горизонтов, три из них соответствуют кровле эоцена, майкопа и подошве антропогена." с. 5.

Дослідженнями Азово-Чорноморського регіону встановлена його блоково-лібова структура, обумовлена розвитком меридіональних, широтних і діагональних глибинних розривних порушень. Розміри блоків збігаються в основному з розмірами складчастих структур, в тому числі нафтогазоносних і перспективно нафтогазоносних [156].

Тектонічна природа Азово-Чорноморського регіону різними дослідниками трактується по-різному. Автори [156] характеризують будову регіону з позицій теорії геосинкліналей та розломно-блокової тектоніки як сучасну Азово-Чорноморську геосинклінальну систему [157, 161], в якій з півночі на південь виділяється субширотна міогеосинклінальна частина з крайовим прогином, інтрагеосинклінальною та інтрагеоантиклінальною зонами [82, рис. 1.3.7.]. Мегантиклінорій Гірського Криму виконує роль центрального геоантиклінального підняття, що розділяє зовнішню (північну) міогеосинклінальну частину від внутрішньої (південної) евгеосинклінальної з глибоководною Чорноморською котловиною.

Як показано в роботах І.І.Чебаненка [173-177] та І.І.Чебаненка і інших [46, 81, 81, 137, 156, 165] тектоорогенічного напрямку, які виходять із взаємодії зовнішніх і внутрішніх рушійних сил матеріальної системи планети Земля, напрями зон регіональних розломів та їхня вираженість (довжина, ширина, глибина) свідчать про просторове розміщення ліній загальнопланетарної схеми (сітки) поля тектонічних напружень і напрями механічних переміщень в ній.

Планета Земля — це космічне тіло, яке рухається й розвивається у космічному просторі та часі. Воно перебуває під впливом сил двох основних груп: зовнішніх (космічні, гравітаційні, променеві, хімічні, впливи Сонця та інших

небесних тіл) і внутрішніх (обертання Землі навколо осі, її гравітаційне стиснення, гравітаційно-хімічна диференціація її внутрішньої речовини, локальні розігрівання та охолодження внутрішньої речовини та пов'язані з ними локальні стиснення й розширення ділянок верхньої та нижньої мантії Землі, рухи магматичних лав, періодичні підняття й опускання окремих ділянок земної кори, розтріскування літосфери Землі (під дією її піднятть і опускань) і проникнення в неї малих і великих магматичних мас, розвиток структур стиснення (складчастість, орогени та ін.) і розширення (рифтогени, геосинкліналі та ін.), періодичні трансгресії (покривання водою окремих частин континентів і накопичення осадових порід) та регресії (відхід водних мас з площ континентів і розвиток процесів фізичного та хімічного руйнування гірських порід, вирівнювання рельєфу та ін.).

В геології взагалі, та геотектоніці зокрема, вирішальними є не механічні рухи, не форми тих чи інших геологічних структур (деформацій), а розвиток і рухи речовини глибинної та поверхневої.

З питання форм і рухів регіональних геологічних структур земної кори до вже відомих в геотектоніці таких структурно-динамічних пар як океани – континенти → платформи – геосинкліналі (орогени) → щити – авлакогени (рифтогени) → масиви – смуги складчастих деформацій → антиклінорії – синклінорії → виступи – западини, треба додати ще й таку структурно-динамічну пару, як взаємодія твердих (консолідованих) і нетвердих (ще неконсолідованих) ділянок земної кори. І.І. Чебаненко та ін. [165] вважають, що в сучасних уявленнях про плитову тектоніку літосфери Землі є велика методологічна, тобто теоретико-пізнавальна помилка, яка полягає в тому, що в ній основними визначаються горизонтальні переміщення плит на сотні й навіть тисячі кілометрів. Гіпотеза про горизонтальні рухи плит, особливо на величезні відстані є механістичною, а значить, - недостатньо коректною. Вона не пов'язана з процесами магматизму, метаморфізму та справжнього геотектогенезу земної кори. Вона знаходиться в протиріччі з уявленнями про розвиток платформ, геосинкліналей, симетричну будову орогенів, дію процесів трансгресії та регресії й ін.

Розглядаючи карту [165] слід звернути увагу не тільки на велику кількість

розривних деформацій, їхні великі розміри, але і їхнє об'єднання в певні системи, закономірне орієнтування цих систем за вісьмома азимутальними напрямками. Деякі великі регіональні розломи проходять (січуть) великі геотектонічні структури земної кори незалежно від їх будови та віку.

В статті Г.М. Власова “Новые аспекты развития геосинклинальной теории: практические следствия” (“Отечественная геология, 2003. – № 1. –С. 3-9”) приведено слідує: “Нам современное положение геотектонической теории не кажется столь тяжелым. Полная бесплодность тектоники плит очевидна. Но ее умозрительные механистические построения увлекли далеко не всех российских и зарубежных геологов. Они с успехом использовали геосинклинальную теорию в своей работе и дополнили ее существенными положениями.

За Г.М. Власовим підвищення ендогенної активності Землі викликало утворення плюмів і супроводжувалось формуванням глибинних розломів.

Гіпотеза плюмів стимулювала розвиток геосинклінальної теорії. Періодичне підсилення ендогенної активності, яке викликає утворення плюмів, пояснює циклічність геологічного розвитку Землі та суть тектономагматичної активізації геосинкліналей і платформ. Утворенню геосинкліналей часто передують формування у глибинних розломів протяжних рифтів.

Більш, ніж вікове удосконалення геосинклінальної теорії розвитку земної кори забезпечило створення міцного каркасу геологічних знань з геології континентів. Спалахи інтересу до плитової тектоніки відбиває намагання пізнання глобальної тектоніки на новому фактичному матеріалі, в основному з геології океанів та окраїн континентів. Оскільки процес створення загальної теорії розвитку земної кори знаходиться на стадії накопичення та узагальнення багатопланових досліджень, то на регіональному рівні досліджень земної кори континентів в конкретному районі, можна використати “стару” випробувану віком теорію геосинкліналей. Це дозволить використати матеріали з різних уявлень на особливості геологічної будови території Азовського моря і, в першу чергу, її українського сектора.

Однак, на думку М.І. Павлюка та ін., 2001 [в 17] і на сьогодні існує дві

основні моделі будови Причорномор'я і Криму. Перша, складчасто-блокова ґрунтується на фіксистських уявленнях, головними елементами будови яких є круто падаючі розломи і пов'язані з ними складки, які утворені переважними вертикальними рухами в земній корі. Друга структурно-мобілістська модель, запропонована ще Ю.В. Казанцевим [49]. Згідно цієї концепції, Крим і акваторії складені серією тектонічних пластин, які розділені насувами, що сформувались в результаті потужного горизонтального стиску.

В.О. Федішин, Б.І. Деніга і А.М. Скорик, 1999 [169] припустили, що в акваторіях Чорного і Азовського морів та Північного регіону України в цілому мали місце процеси за різними гіпотезами: геологічного розвитку (“фіксисті”, “мобілісти”) і нафтогазоутворення (“органіки”, “неорганіки”). Розходження між ними за цими авторами нівелюються кінцевими результатами – структурами і родовищами нафти і газу. Вони вважали за можливе існування процесів за різними гіпотезами. На їх думку між древньою СЄП і складчастими спорудами Добруджі та Гірського Криму розміщені фрагменти Західноєвропейської платформи і епігерцинської СП. Східним продовженням Переддобрудзького прогину, як системи від'ємних структур біля краю платформи, є грабеноподібні елементи з трансформацією в периплатформні, відповідно Каркінітсько-Північнокримський і ПАП з продовженням Єйською зоною. На південь від останніх розташовані райони неглибокого залягання гетерогенного фундаменту (АВ як закінчення на захід КБВ); Центральнокримський мегавал з продовженням Тимашівським уступом).

Перед молодими спорудами розташований ІКП. Його південний – олігоценний борт в неогені був розчленований Керченсько-Таманським поперечним прогином. В цей час сформувалися Азово-Кубанська, Причорноморська і Чорноморська западини. Саме на такій основі подана характеристика структурно-тектонічних елементів, зважаючи, що вище здобувачем зроблений детальний аналіз геологічної будови з різних геотектонічних концепцій.

Структурно-тектонічна будова району досліджень [58-59б, 81, 99, 114, 118]. Останній в тектонічному плані охоплює західну частину СП і прилягаючу до неї з півночі південну окраїну СЄП [99, рис. 1]. Створення моделі структурно-

тектонічного районування (або її уточнення і деталізація) території українського сектора Азовського моря знайшло відображення в графічному матеріалі, побудованому як попередніми фахівцями, так і в новому за участю здобувача. Ним зібраний і проінтерпретований матеріал за 22 показниками по 163 площам України і Російської Федерації (Азовського моря і оточуючого його суходолу) (див.: додаток А, рис. 4.1.). Нанесені 51 свердловина (26 в українському секторі і 25 – в російському) (див.: рис. 2.3 та дод. П). Кількість площ і родовищ в українському секторі Азовського моря – 88, в російському – 58. Для виконання структурно тектонічного районування українського сектора Азовського моря здобувачем разом з іншими фахівцями, або одноособово побудовано цілий ряд графічних матеріалів. Зокрема 9 розрізів свердловин з спрогнозованою будовою нижче вибоїв свердловин (див.: дод. Б, В, Д, Е, Ж, З, И, К, Л) в українському секторі; 3 схеми кореляції розрізів по усіх основних свердловинах українського сектора (див.: рис. 2.7., 2.8., 2.10. та дод. П); 5 структурних карт по продуктивних і перспективних комплексах і 1 поперечний профіль через усі тектонічні елементи району Азовського моря в українському секторі (див.: рис. 2.29., 2.25. – 2.27., 3.1., 2.9.). При порівняльному аналізі геологічної будови українського сектора Азовського моря з російським і територією Північно-Західного Кавказу залучені 4 структурних карти (див.: рис. 2.19 – 2.21., 2.28.) і 8 профілів (див.: рис. 2.22., 2.18., 2.23., 2.34., 3.7., 3.14.) різних авторів і організацій. Для підтвердження фактичного існування значної кількості в українському секторі НАП, що різко збільшить фонд прогнозних об'єктів, приведені новітні матеріали (п'ять рисунків) ПМНГ за 2001-2002 р.р. (див.: рис. 2.2., 2.16. – 2.17., 2.24., 2.32., 2.33.), а також приведений нижче новітній геолого-геофізичний матеріал і відповідні побудови, здобувача разом з іншими фахівцями, чи особисто, виконав серію карт структурно-тектонічного районування українського сектора і, в цілому Азовського моря (див.: рис. 2.30., 2.31., 3.1., 4.1., 4.2., 4.4., 4.6.), що лягло в основу і моделі нафтогазогеологічного районування.

На тектонічній карті українського сектора Азовського моря станом на 1980 р. за О.Т. Богайцем, О.Д. Самарським і В.І. Хникіним (рис. 2.16.) основними тектонічними елементами Азовського моря є ПАП та ІКП. На північ від першого

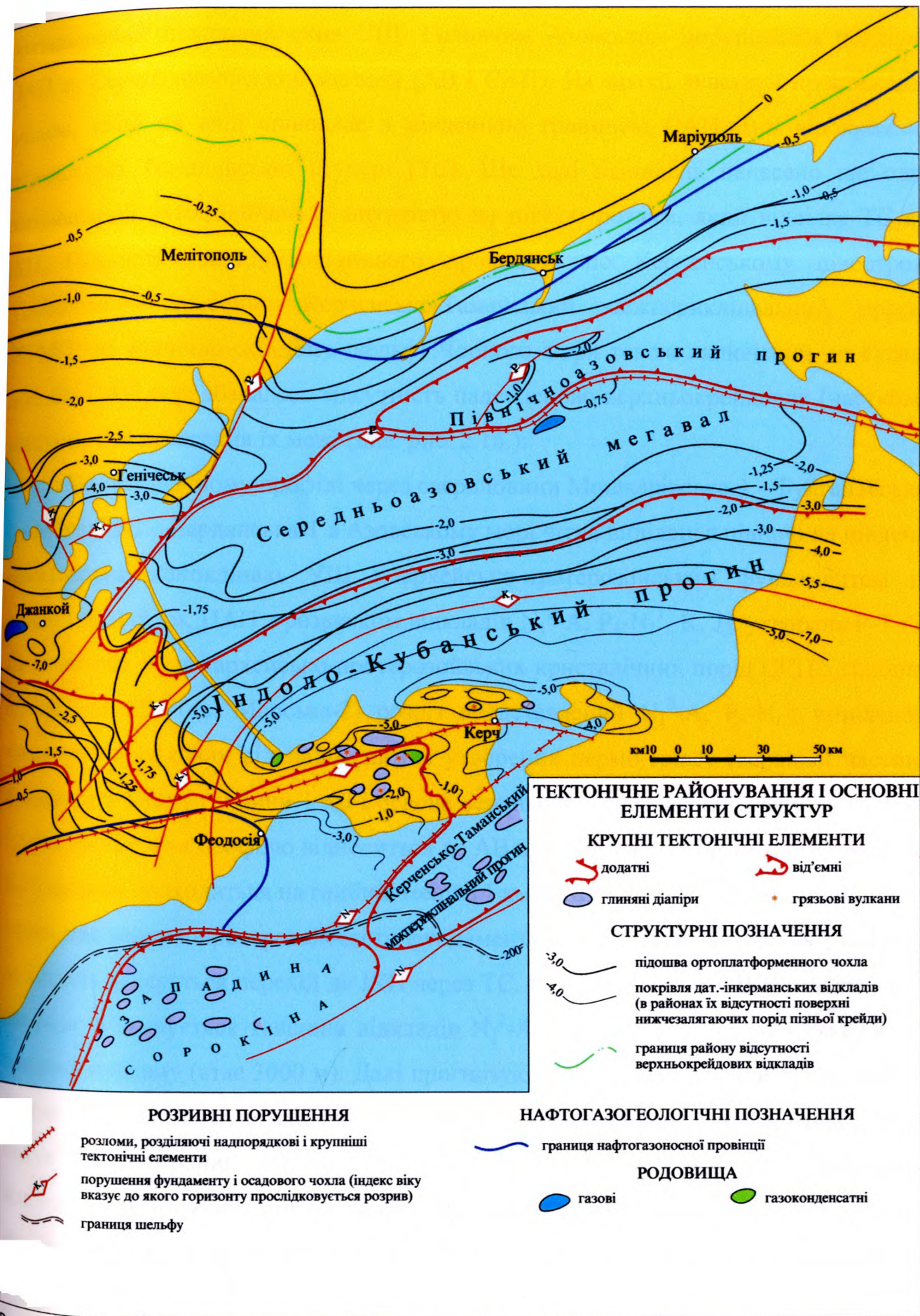


Рис. 2.16. Тектонічна карта українського сектору акваторії Азовського моря станом на 1980 р. Складена за О.Т. Богайцем, О.Д. Самарським і В. І. Хникіним

розташований південний схил УЩ. Головним Азовським порушенням розділені ПАП та Середньоазовський мегавал (АВ і САП). На заході акваторії простежений розлом, який на схід співпадає з південною границею САП. Він відокремлює мегавал від Тимашівської ступені (ТС). Ще далі на південь нанесено ще один регіональний дугоподібний (з опуклістю на північ) розлом, який відділяє ТС від ІКП. Південна границя останнього проходить по Керченському півострову (Парпачський гребень). Керченсько-Таманський межпериклінальний прогин (КТМП) на північно-східному шельфі Чорного моря також включений до складу ІКП. На САП передбачалась відсутність палеоценово-верхньокрейдових (частково) відкладів без нанесення їх межі (див. рис. 2.16.).

На геологічному профілі через свердловини Мошкарівська-1 – Булганакська-1 – Морська-2 – Бердянська-1 в Азовському морі чітко виділені з півночі на південь: Приазовська монокліналь УЩ з архейсько-протерозойським фундаментом на глибині до 1-2 км, ПАП з розвитком відкладів N_1^2 -А, P_3 - N_1^1 , К, J_2 , утворень Р-Т (T - J_1) з глибини 3 км і архейсько-протерозойських кристалічних порід СЄП з глибини 6,5 км. На СП (св. Морська-2) розріз представлений N_1^2 -А, P_3 - N_1^1 , незначною товщиною крейдових відкладів, нижче утворення пермо-тріасу (верхньої частини фундаменту СП) з глибини 1 км і основа верхньопротерозойського віку на глибині 5,5 км. Ця частина профілю відноситься до АВ в склепіневій частині якого поверхня Р-Т утворень знаходиться на глибині менше 1 км. Потужність Р-Т різко зменшується і поверхня верхньопротерозойського фундаменту знаходиться на глибині 2 км. Далі на південь фіксується перехід до ІКП через ТС. В осьовій частині ІКП більше ніж в два рази збільшується товщина відкладів N_1^2 -А (до 3000 м), значно збільшується товщина майкопу (стає 3000 м). Далі прогнозуються відклади крейди до 1500 м і на бортах J_3 - K_1v . Нижче передбачається потужна товща утворень пермо-тріасу, який слугує тут за верхню частину фундаменту. На бортах ІКП можливо з'являються відклади нижнього-середнього палеогену. Найбільші потужності майкопу, нижнього-середнього палеогену, верхньої крейди, K_1h -а1 і J_3 - K_1v встановлені вже на суходолі Керченського півострова (південніше св. Булганакська-1).

В 1987 р. на схемі районування за структурою чохла на північній частині

Азово-Чорноморського регіону (М.Р. Пустильников та ін., 1987) тектонічними елементами в Азовському морі є: ПАП, АВ і КБВ, ТС, ІКП прогин і Тамансько-Керченська складчаста область. Елементи розділені глибинними розломами і шовними зонами (Головним Азовським, Новотитарівським і складною шовною зоною, яка розділяє Рівнинний і Гірський Крим – Охтирська шовна зона). На відміну від рис. 2.16. акваторію Азовського моря крім субширотних порушень ускладнюють і субмеридіональні глибинні розломи (Новоцарицинсько-Мелітопольський, Корсаксько-Феодосійський, Чкалівсько-Керченський, Кальміус-Джигінський, Слов'янсько-Охтирський та ін.).

На карті схемі тектонічного районування Азовського регіону 1991 р. за Ф.П. Борковським і Е.М. Головачовим (рис. 2.17.) були виділені слідуєчі тектонічні елементи: Приазовський масив УЩ, ПАП, АВ і ІКП, а також показані границі надпорядкових елементів: СЄП, СП, Передкавказької системи крайових прогинів, Мегантиклінорій Гірського Криму.

В 1978 р. М.Є. Герасимов та ін. побудували поперечний сейсмогеологічний профіль через акваторію Азовського моря по лінії Булганакська-1 – Бердянська-1 (рис. 2.18.). В ПАП передбачалось під P_1-K_2 зустріти породи архею (горизонт V). Далі на південь (АВ і ТС) під горизонтом II (палеоген середній-верхній) передбачалось зустріти V (?) горизонт (але вікової прив'язки не зроблено). ІКП чітко визначений по N-P відкладах. Крейдові відклади не розшифровані, а на глибині 7 км предбачався V (?) горизонт. Майкопська товща збільшується в товщині на південь. Інше бачення цього профілю див. вище і в роботі [164].

Район досліджень ПМНГ, 2002 розташований на СП. У межах Азовського моря СП на півночі межує з древньою СЄП по регіональному підкидо-насуву - Головному Азовському порушенню. Площина змішувача нахилена в північному напрямі. Його амплітуда 800 - 1200 м. Південна межа плити, якщо включати до її складу ІКП, пройде по Парпачсько-Таманському глибинному розлому.

Тектонічна будова території Азовського моря визначається наявністю субширотних насувів і підкидо-насувів мезо-кайнозойського віку, що визначило переважające простягання регіональних тектонічних структур першого порядку,

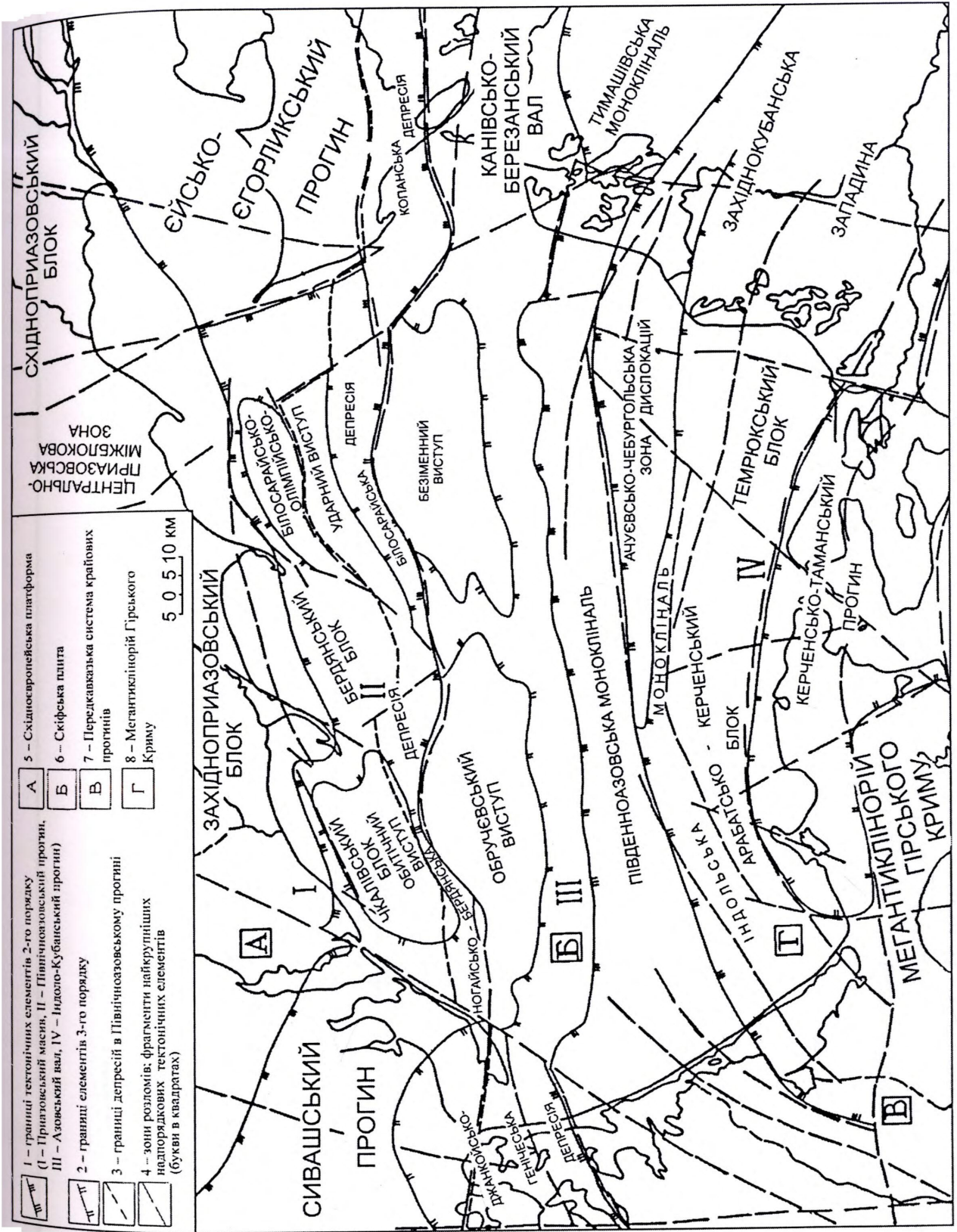


Рис. 2.17. Карта-схема тектонічного районування Азовського регіону, 1991. Склали Ф.П. Борков, Е.М. Головачов

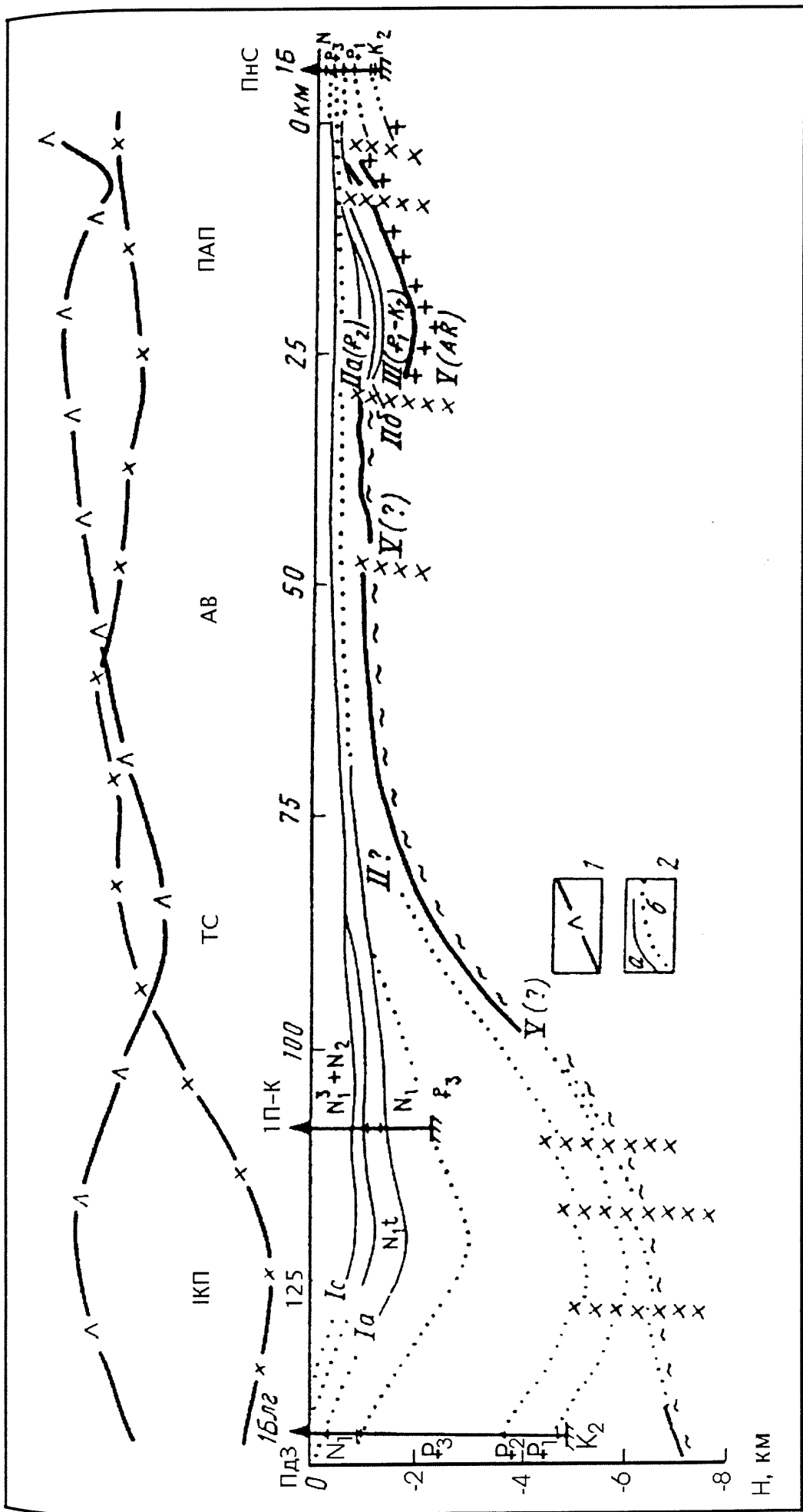


Рис. 2.18. Сейсмогеологічний розріз по лінії II-II [82] (М.Є. Герасимов та ін., 1978).
 1 - графік Т_α; 2 - геологічні границі: а - достовірні, б - передбачувані; ПАП - Північноазовський прогин,
 АВ - Азовський вал; ТС - Тимашівська ступінь; ІКП - Індоло-Кубанський прогин.
 Свердловини на площах: Блг - Булганакській, ІП-К - Північнокерченській, Б - Бердянській

субмеридіональних порушень древнього, допалеозойського закладання, що поновлювала свою активність в регіональні фази складчастості. У осадочному чохла нею сформовані структури другого порядку, ускладнюючі регіональні.

САП (АВ) (див. рис. 2.24.) з позиції плитової тектоніки представляє аллохтонну пластину, насунену з півдня на мезо-кайнозойські породи осадочного чохла ПАП. Довжина валу складає біля 150 км при ширині до 50 і більше км. Складчастість особливо інтенсивна в центральній і східній його частинах. На західній перикліналі в районі Стрілкової площі (162) складчастість затухає. Склепінна частина характеризується різко скороченою потужністю осадочного чохла. Південне крило валу ускладнене Південноазовською монокліналлю (ТС), що поступово занурюється в ІКП.

ІКП сформувався перед фронтом альпійських орогенних піднять в неогені вздовж краю СП. На заході прогин примикає до Новоцарицинського підняття і частково його перекриває, з сходу він обмежений Адигейським підняттям. Північна його межа співпадає з Індоло-Тимашевським розломом. Довжина прогину - біля 450 км, ширина - до 90 км, при цьому майже вся його західна половина похована під водами Азовського моря.

Специфічною особливістю прогину є розвиток процесів глиняного діапірізму і грязьових вулканів. За інтенсивністю вияву ознаки протикання ядром діапіру вміщуючих порід, складки-підняття можуть бути розділені на форми від криптодіапіроїдних і діапіроїдних (на півночі прогину) до криптодіапірів і діапірів (в південній частині прогину). Таким чином, серед локальних антиклінальних складок, переважають асиметричні структури брахіантиклінальної або лінійної форм, основний вплив на формування яких надали могутні тангенціальні дислокації. За відбиваючим горизонтом $Im (N_1m)$ (покрівля меотісу) (рис. 2.19.) осьова частина Індольської частини ІКП проходить на північ від св. Шубінська-7 (див. рис. 2.3.) до св. Північноказантипських - 4, 1, далі між свердловинами Північнокерченська - 2 і Північнобулганакська - 1 паралельно Керченському і Таманському півостровам (від відміток ізогіпс мінус 200 м на південному заході до (-) 850 м на сході українського сектора з подальшим нахилом на південний схід. На карті знайшли відображення

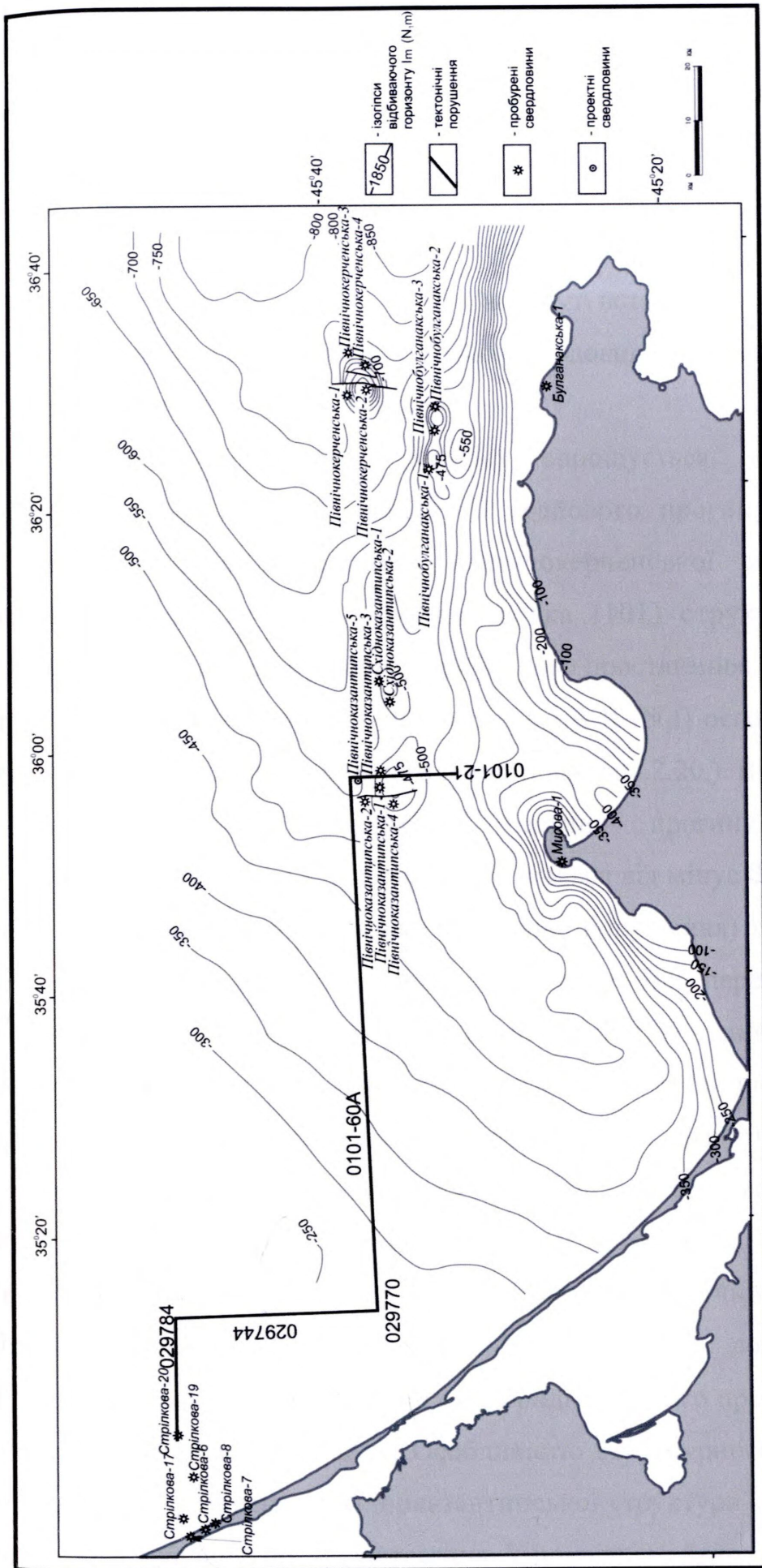


Рис. 2.19. Структурна карта південно-західної частини акваторії Азовського моря за відбиваючим горизонтом Ім (N,m) (покріплямеотісу) ("Північморнафтогеофізика", 2001)

структури Мисова (98), Північно- (83) і Східноказантипські (101), Північнокерченська (103) і Північнобулганакська (102) (див. рис. 4.1.). Сгущення ізогіпс проходить від Китенської площі (107) на північ від св. Мисова-1 (99) і на рівній відстані між св. Північнобулганакська-2 і Булганакською-1, яка свідчить на користь тектонічного порушення субширотного простягання, яке нанесено на рисунках здобувача (див. рис. 2.9. і 4.1.). Саме тут встановлено південний схил прогину за меотичними відкладами. В районі родовища Мисового виділяється значне підняття субширотного простягання.

Структурний план покрівлі меотісу спрощується, в порівнянні з нижчезалягajúчим. Вісь Індоло-Кубанського крайового прогину зміщується на північ і розташовується північніше Північнокерченської структури (103). Північноказантипська (83) і Східноказантипська (101) структури лежать на єдиному пологому структурному носі субширотного простягання.

Структурна карта за відбиваючим горизонтом It (N_{1t}) осьова лінія прогину наближається до узбережжя Керченського півострова (рис.2.20.). Від св. Шубінська-7 на південному заході Індольської частини прогину на схід за Північнобулганакську площу (102) ізогіпси змінюються від мінус 800 до мінус 1550 м. Згущення ізогіпс поблизу узбережжя (тектонічне порушення) також змінюється на південь. Виступ Мисовий стає більших розмірів. Всі перераховані раніше структури (див. рис. 2.19.) зберігаються. Згущення ізогіпс на півночі може свідчити про можливість порушення на півдні Тимашівської структури чи обмеженні ІКП. Структурний план покрівлі карбонатів тортону успадкував структурний план покрівлі майкопу. Занурення покрівлі карбонатів тортону відбувається від мінус 200 до мінус 550 м на бортах прогину, до -1650 м на сході. Південний борт прогину відрізняється значно більшою крутизною, ніж північний.

Північноказантипське (103) і Північнокерченське локальні підняття порушені диз'юнктивними порушеннями субмеридіонального простягання, мабуть тому, що мають глибинне закладання. Особливістю структурного плану покрівлі карбонатів тортону є утворення Східноказантипської структури (101) на великому структурному носі субширотного простягання. У покрівлі майкопу на місці

Східноказантипської локальної структури (101) виділений тільки структурний ніс субширотного простягання.

На структурній карті за відбиваючим горизонтом Ia (покрівля майкопських відкладів P_3-N_1) (рис. 2.21.) значення ізогіпс змінюється з заходу на схід від мінус 850 до мінус 1900 м. Осьова лінія прогину проходить майже аналогічно на рис. 2.20. у структурному плані покрівлі майкопських відкладів (див. рис. 2.21.) після накопичення великої товщі піщано-глинистих і глинистих товщ, помітне зміщення осі Індоло-Кубанського крайового прогину. Якщо в крейдових відкладах вісь прогину розташовувалася значно південніше, в межах сучасного суходолу Керченського п-ва, то у відкладах майкопу вісь прогину проходить в північно-східному напрямі між Північнокерченською (103) і Північнобулганацькою структурами (102, див. рис. 4.1.). На південному заході виділяється центриклінальна частина прогину. Північноказантипська брахіантикліналь (83) розташована на північному борту ІКП в межах структурного носу північно-західного простягання, а Північнобулганацька структура (102) в межах південного борту прогину на структурному носі субширотного простягання. Північнокерченська структура (103) знаходиться поблизу осьової частини ІКП на структурному носі субширотного простягання. Всі локальні структури в покрівлі майкопу є новоутвореними, "навішаними" над клиноформними тілами всередині майкопу. Північнокерченська структура (103) володіє ознаками глиняного діапїрізму. Потужності відкладів майкопу зростають від 610 м на бортах ІКП до 1070 м в його осьовій частині. Об'єднаний сейсмічний профіль західної частини ІКП (рис. 2.22.) і сейсмопрофіль 0101-45 (рис. 2.23.) ПМНГ, 2002 виявили Східнострілковий (профілі 029784 і 029744) і Західноказантипський (профіль 0101-60А) докрейдові виступи, що дозволяє поставити питання про можливість проведення в їх межах параметричного буріння (див. розділ 4) з метою вивчення перспектив нафтогазоносності осадового чохла, не антиклінальних пасток, а також фільтраційно-ємкісних властивостей докрейдових утворень чохла і фундаменту.

На схемі тектонічного районування ПМНГ, 2002 (рис. 2.24.) в межах СЄП

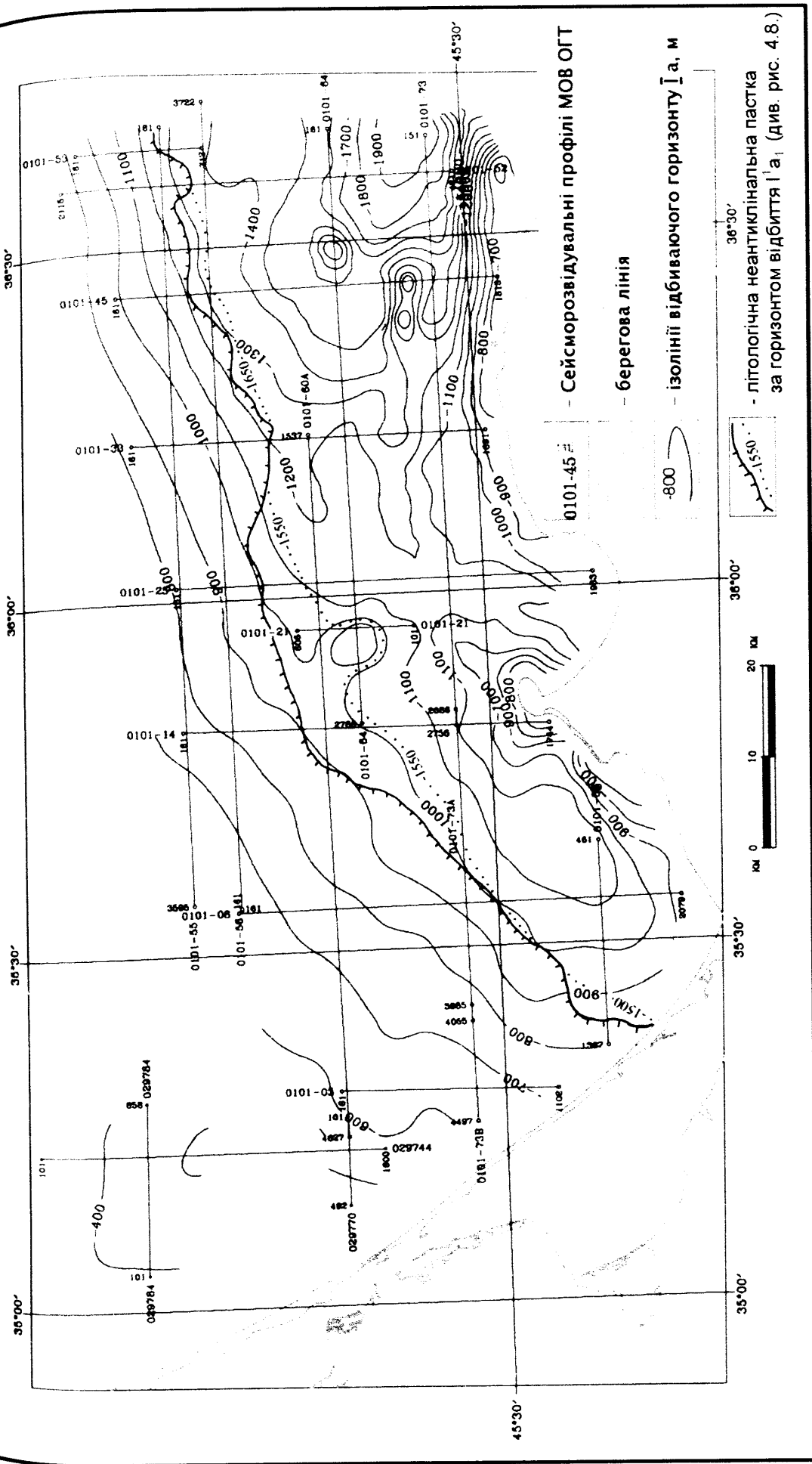


Рис. 2.21. Структурна карта за відбиваючим горизонтом Iа (покрівля майкопських відкладів) ("Північморнафтогеофізика", 2002)

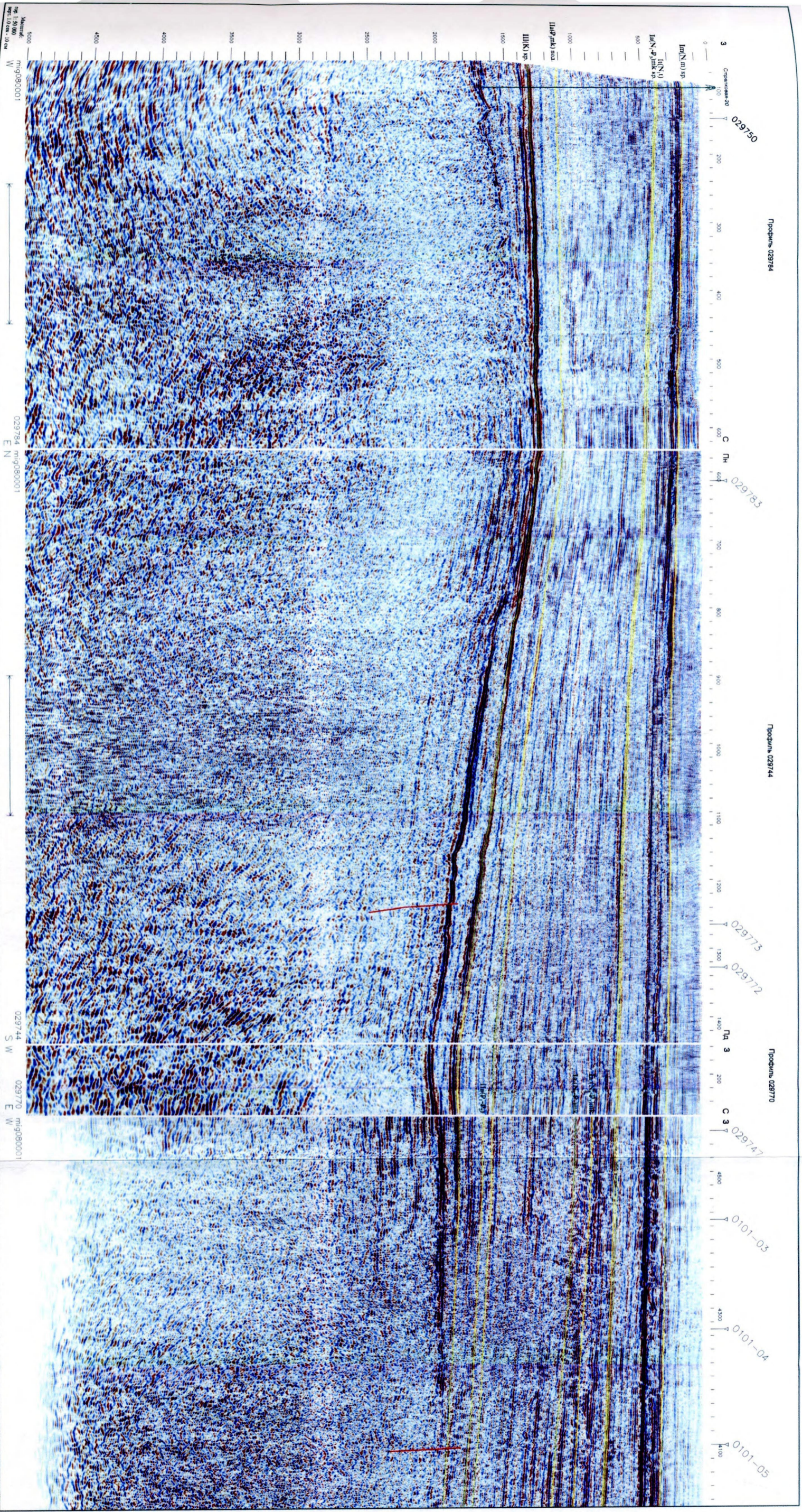
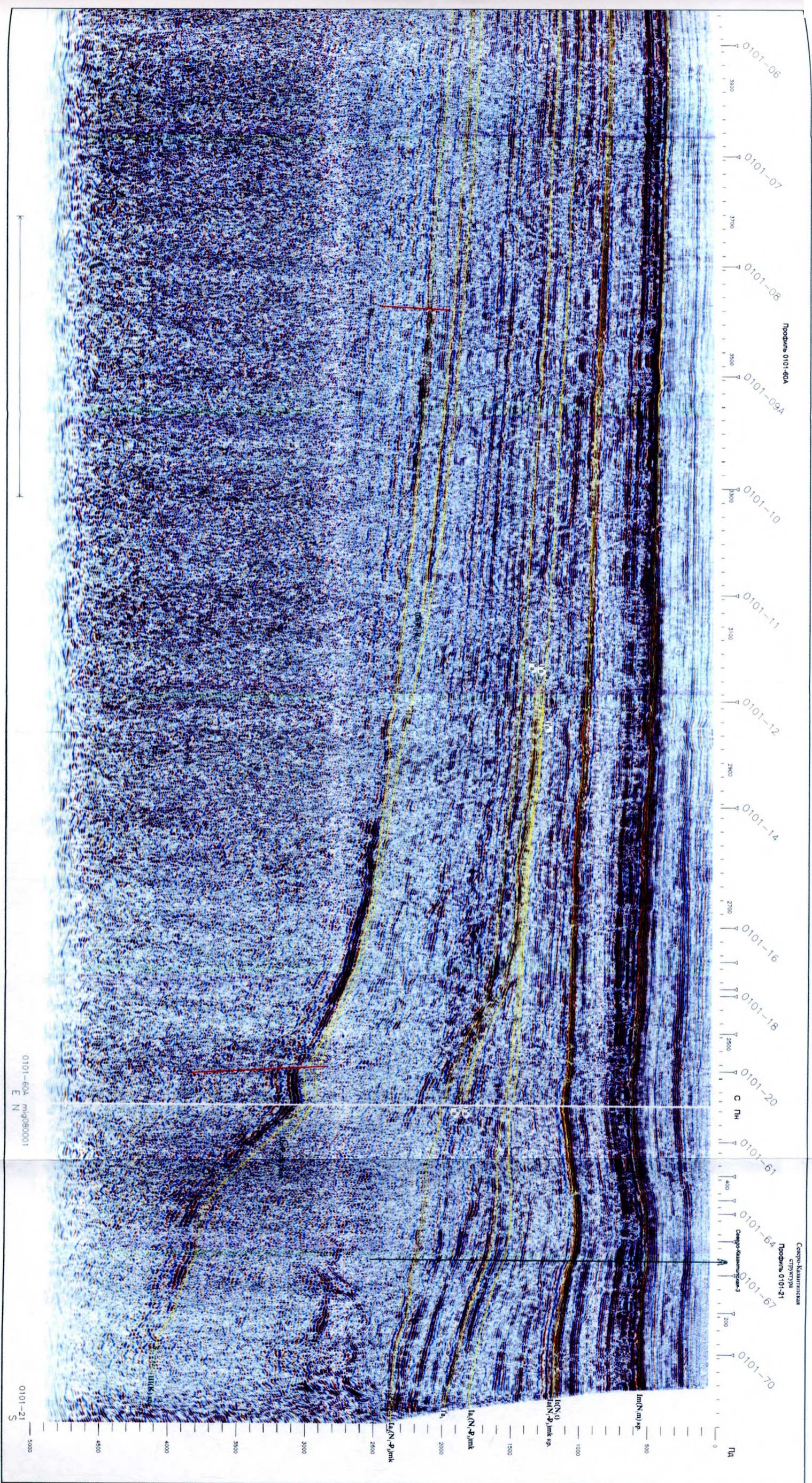


Рис. 2.22. Об'єднаний сейсмічний профіль західної частини Індого-Кубанського прогину за даними "Північморнафтогеофізика", 2002



Продовження рис. 2.22.

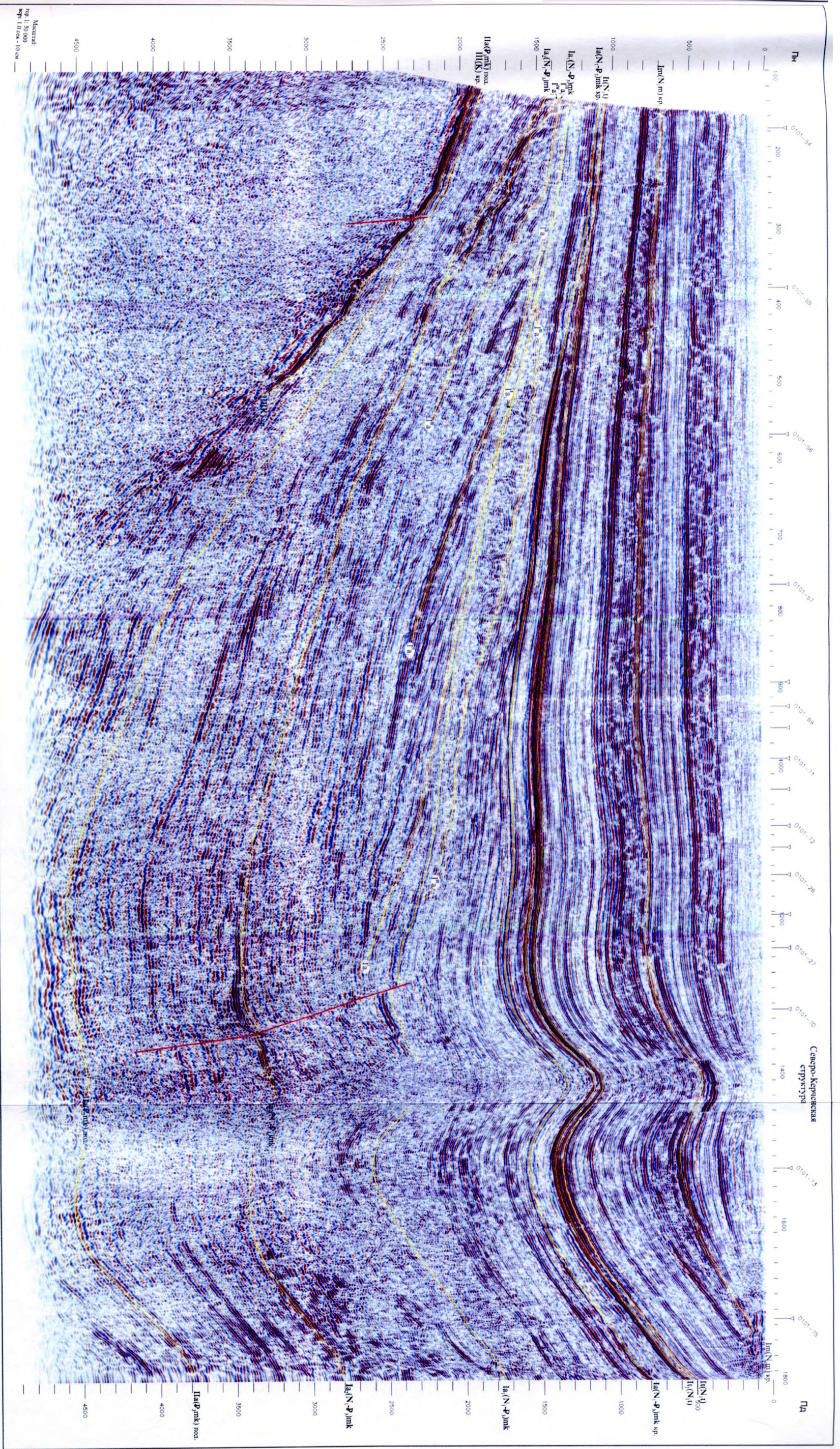


Рис. 2.23. Сейсмічний профіль 0101-45 західної частини Індоло-Кубанського прогину за даними "Північморнафтогеофізика", 2002

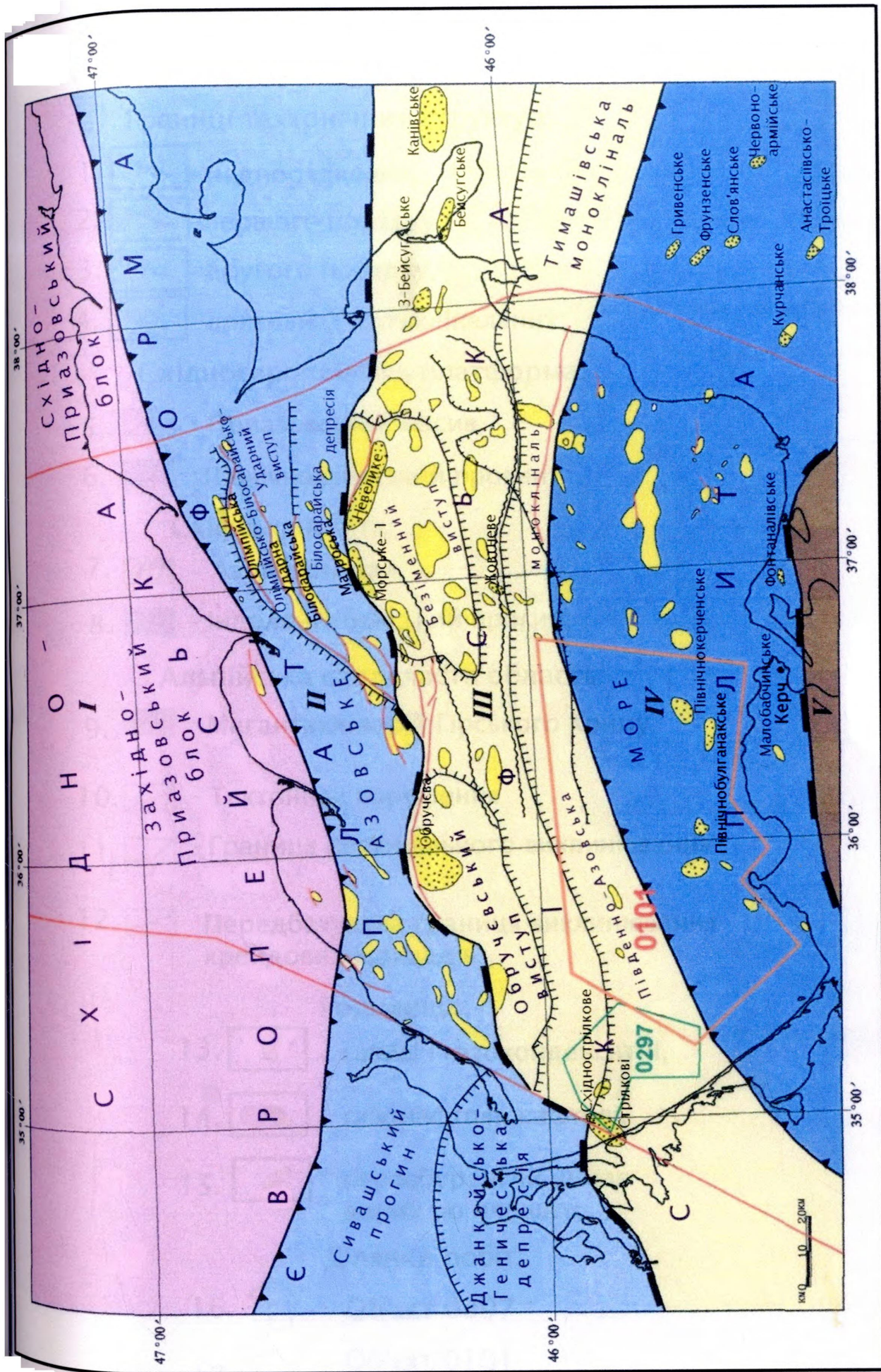



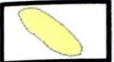




Рис. 2.24. Схема тектонічного районування ("Північморнафтогеофізика", 2001–2002 р.р.)

рис. 2.24. Схема тектонічного районування
("Північморнафтогеофізика", 2001–2002 р.р.)



Границі тектонічних структур:

1.  - надпорядкових,
2.  - першого порядку,
3.  - другого порядку,
4.  - локальних антиклінальних;





Східноєвропейська платформа:

5.  - Приазовський масив,
6.  - Північноазовський прогин;




Скіфська плита:

7.  - Азовський вал,
8.  - Індоло–Кубанський прогин;



Альпійська складчаста область:

9.  - Мегантиклінорій Гірського Криму;
10.  - Тектонічні порушення
11.  - Границя регіонального виклинювання
12.  - Передбачувана границя виклинювання крейдових відкладів

Родовища:

13.  - газові і газоконденсатні,
14.  - газонафтові, нафтові,
15.  - нерозбурені чи немає даних по площах;

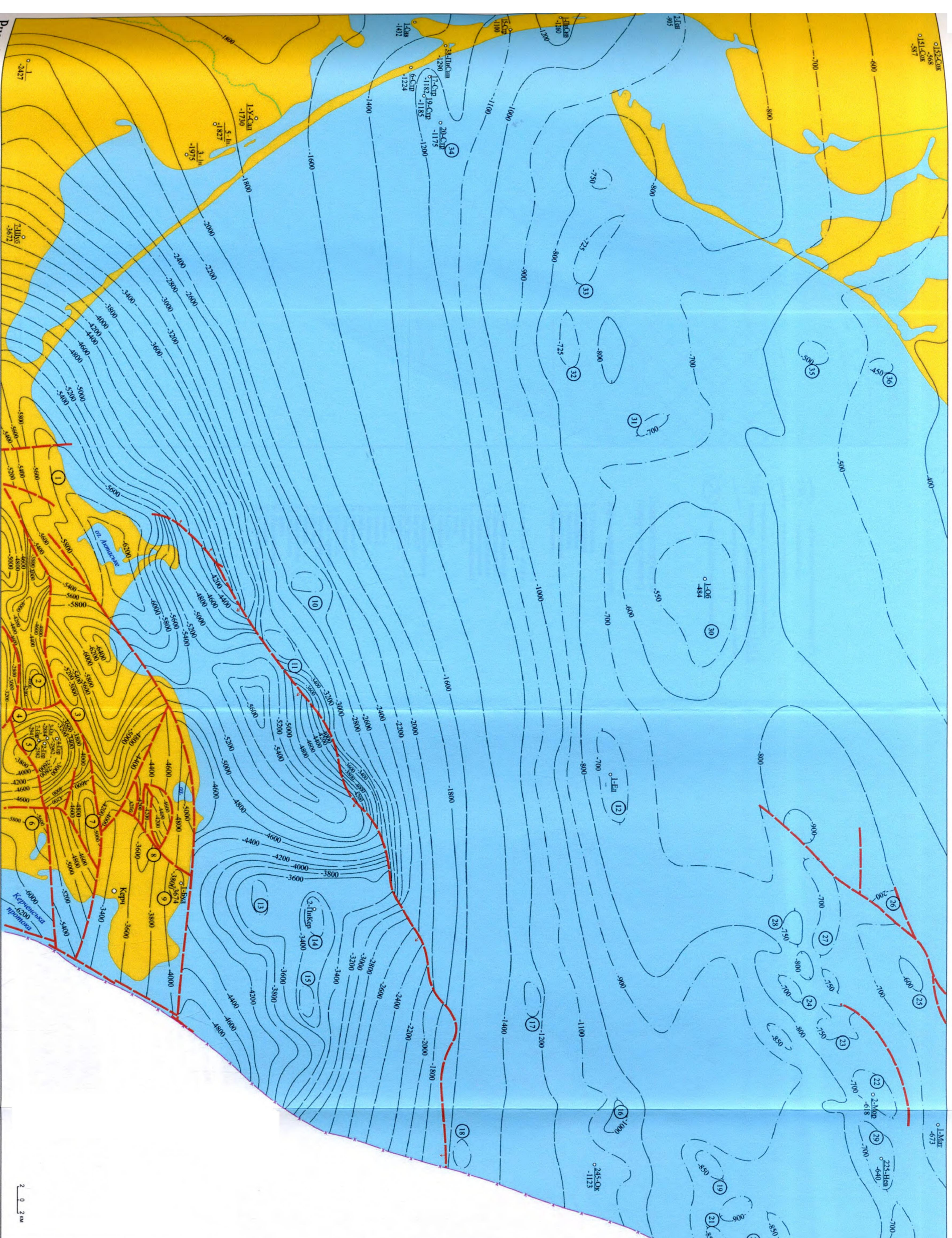
Ділянки робіт:

16.  - Об'єкт 0297
17.  - Об'єкт 0101

виділені: Приазовський масив УЩ і ПАП. На СП розташовані АВ та ІКП, а в Альпійській складчастій області розміщений Мегантиклінорій Гірського Криму. На карті відсутнє місце КТМП. За своїм насиченням ця карта уточнює карту-схему Ф.П. Боркова і Е.М. Головачов, 1991 (див. рис. 2.17.) з значними доповненнями границь регіонального виклинювання, передбачуваної границі виклинювання крейдових відкладів, границь тектонічних структур та ін.

Здобувач разом з В.М. Лозинським в 2002-2004 р.р. побудував серію структурних карт по досліджуваній території українського сектора Азовського моря (рис. 2.25.-2.29.).

На структурній карті підосви майкопу українського сектора Азовського моря (див. рис. 2.25.) встановлено занурення підосви майкопу з північного заходу на південний схід від відміток мінус 400м (район на південь від Приазовського газового родовища (122) до мінус 6200 м в Керченській протоці. В ПАП встановлені зворотні скиди та антиклінальні складки на невеликих глибинах (до мінус 800м). На АВ (САП) ізогіпси на піднятті Обручева (46) становлять мінус 500 м з зануренням на південний захід до - 1000 м і на північний схід до (-) 850 м. Значне згущення ізогіпс встановлене з північного заходу на південний схід від лінії св. Устьсалгірська-1 – Геологічна-1 від (-) 1800 м. Воно пов'язане з переходом від ТС в ІКП. Невелика кількість порушень скоріше свідчить про неоднозначність інтерпретації даних геофізичних досліджень. Рельєф відкладів палеоцен-еоценового комплексу - більш пологий в порівнянні з крейдовим. Занурення покрівлі комплексу проходить в північно-східному напрямку від глибин -1000 м – -1250 м до -3000 м – -4250 м. В найбільш глибокій частині палеоцен-еоценового басейну накопичення осадків не відбувалося. В підосві комплексу, фіксується незгідність за типом підосвеного залягання, в покрівлі - за типом покрівельного прилягання чи ерозійного зрізу. Потужності палеоцен-еоценових відкладів змінюються від 800 м на південному заході і 250 м на північному сході до повного виклинювання на поверхню верхньокрейдових відкладів, яке проходить в південно-східному напрямку. В комплексі можливі літолого-стратиграфічні пастки.



-1000- ізогліби підлоши майкопу (Р-Н,МК)
 -800- проміжні ізогліби
 розрізані ізогліби
 -1405- номер і назва свердловини
 -484- жовтий колір підлоши майкопу
 границя зони економічних інтересів України

Локальні структури (цифри в кружках)

Корчеський півострів

1. Кам'єська
2. Снопорська
3. Поворотна
4. Фонтанська
5. Горностальська
6. Зовєрна
7. Придорожня
8. Малибійська
9. Буглянська

Азовське море

10. Північноазійська
11. Східноазійська
12. Електрозаводська
13. Північнобулганська
14. Північноєвропейська
15. Селікорозвідувальна
16. Оксфорська (Контент)
17. Південна
18. Геолотична-1
19. Велічана-3
20. Велічана-2
21. Велічана-1
22. Морська-2
23. Морська-1
24. Морська
25. Південнобулганська
26. Баркова
27. Геолотична
28. Якрна
29. Невеліка
30. Обурчєва
31. Східноєвропейська
32. Південноєвропейська
33. Західноєвропейська
34. Стрільова
35. Молодична
36. Фручєвська

Рис. 2.25. Структурна карта підлоши майкопу українського сектору акваторії Азовського моря за В.М. Лозинським, П.Я. Максимчуком, 2004

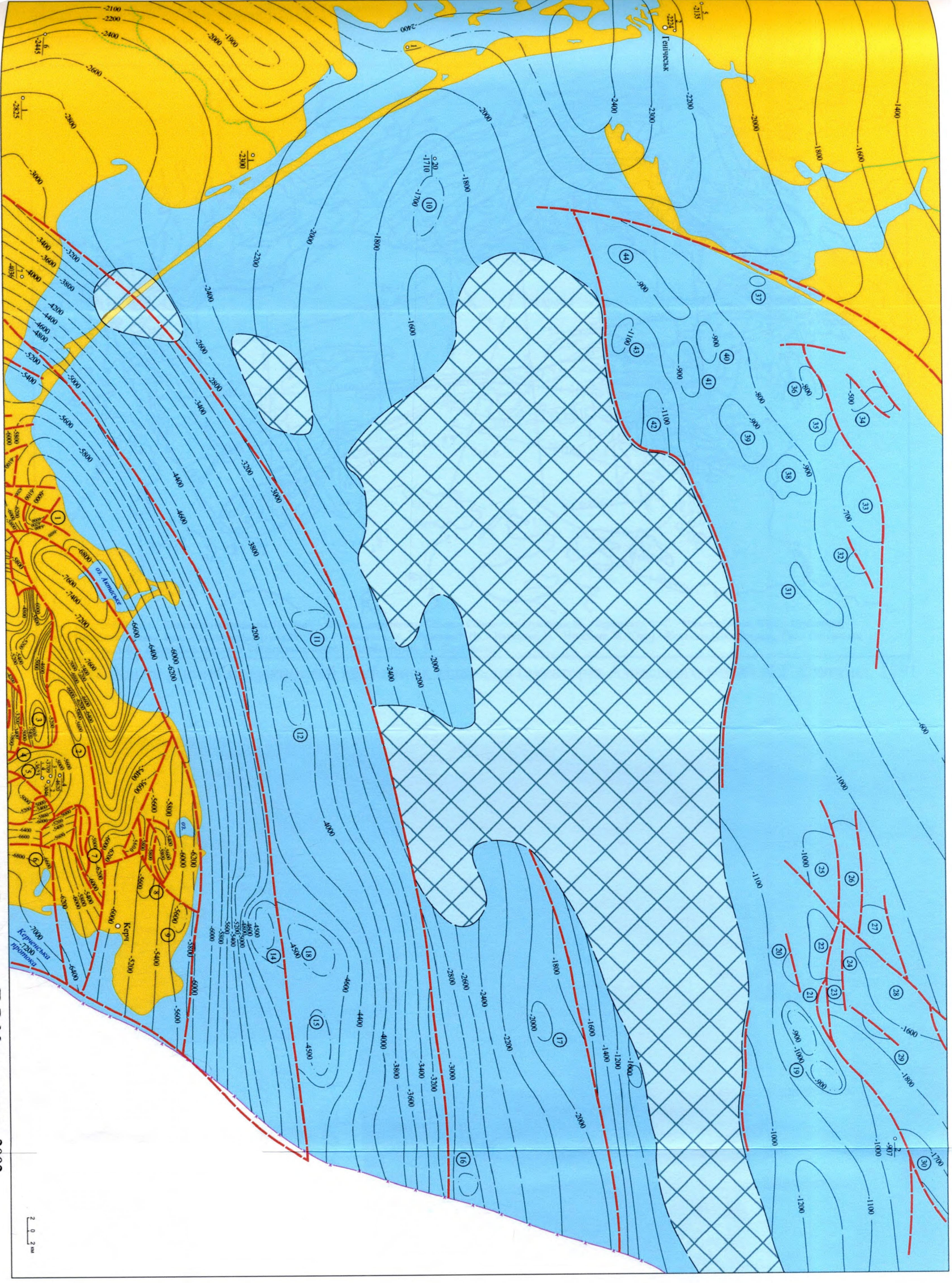


Рис. 2.27. Структурна карта покритві відкладів нижньої крейди українського сектору акваторії Азовського моря за В.М. Лозинським, П.Я. Максимчуком, 2002

ізолинії покритві відкладів нижньої крейди (К)
 розривні порушення
 зона відкритості відкладів нижньої крейди (К)
 проміжні свідчення: аномалія магнетизму К
 границя зони еконотичних інтересів України

Локальні структури (цифри в кружках)

- Керченський півострів**
1. Керченка
 2. Поворотка
 3. Сиварійська
 4. Фонтанівська
 5. Горностаївська
 6. Засерія
 7. Придорожня
 8. Мелодубинська
 9. Бугляківська

Азовське море

10. Східнострількова
11. Північноказантійська
12. Східнокізантійська
13. Північнокерченська
14. Північнобулггарійська
15. Східнокорозувальницька
16. Геологічна-1
17. Південна
18. Октябрська (Жаглицька)
19. Морська
20. Якірна
21. Угловя
22. Геофайя
23. Вар'єра-2
24. Вар'єра-1
25. Волокна-2
26. Волокна-1
27. Волокна-3
28. Далекопобережна
29. Мар'єра
30. Катрська
31. Кайдак
32. Петрівська
33. Центральна
34. Східноказантійська
35. Олександрівська
36. Фрунзівська
37. Дюнаська
38. Обитчів-2
39. Обитчів-1
40. Феодотівська
41. Північнобірючівська
42. Східнобірючівська
43. Південнобірючівська
44. Західнобірючівська

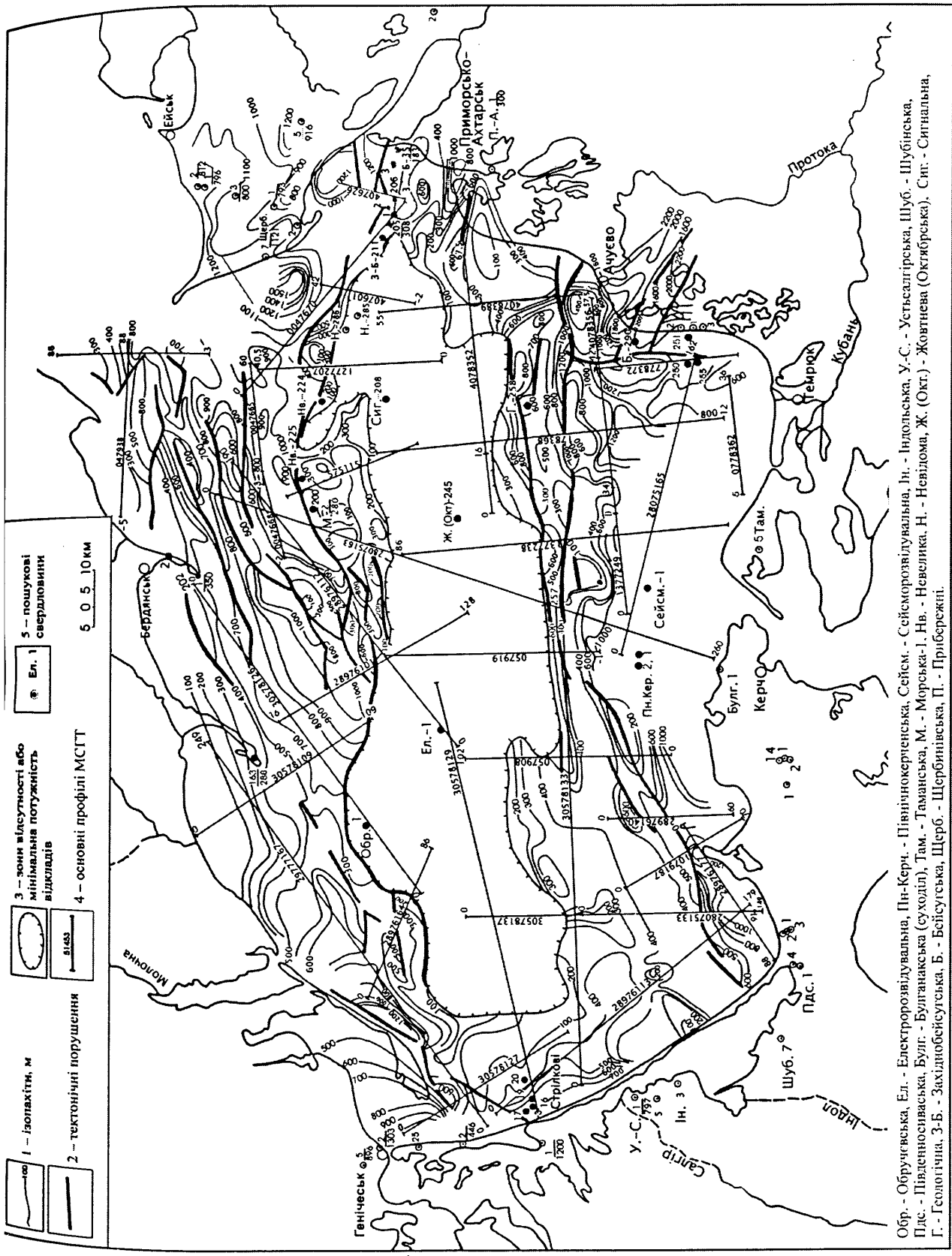


Рис. 2.28. Карта рівних потужностей крейяних відкладів (акваторія Азовського моря). Н.Г. Сюткіна, 1991

Обр. - Обручівська, Ел. - Електророзвідувальна, Пн-Керч. - Північнокерченська, Сейсм. - Сейсморозвідувальна, Ін. - Індольська, У.-С. - Устьсалгірська, Шуб. - Шубінська, Пдс. - Південносиваська, Булг. - Булганакська (суходіл), Там. - Таманська, М. - Морська-1, Нв. - Невелика, Н. - Невідома, Ж. (Окг.) - Жовтнева (Октябрська), Сит. - Ситняльна, Г. - Геологічна, З-Б. - Західнобейсугська, Б. - Бейсугська, Щерб. - Щербинівська, П. - Прибережні.



Рис. 2.29. Структурна карта поверхні фундаменту українського сектору акваторії Азовського моря за В.М. Лозинським, П.Д. Максимчуком, 2004

-1000
 -800
 -600
 -400
 -200
 0
 200
 400
 600
 800
 1000
 1200
 1400
 1600
 1800
 2000
 2200
 2400
 2600
 2800
 3000
 3200
 3400
 3600
 3800
 4000
 4200
 4400
 4600
 4800
 5000
 5200
 5400
 5600
 5800
 6000
 6200
 6400
 6600
 6800
 7000
 7200
 7400
 7600
 7800
 8000

ізотипи поверхні фундаменту
 проміжні ізотипи
 розривні порушення
 середньовинні, по дослідженню
 фундаменту: СЕРДІВЛЯ І
 ДОЗБІДІЛІ
 беззаливний поверхні фундаменту
 границя зони еволюційних інтересів України
 0,2
 -1040
 54 проектні параметричні середньовинні
 з розривними і вилучувальними
 порід фундаменту

Локальні структури (цифри в кружках)

Керченський півострів

1. Каміська
2. Південна
3. Горістальська
4. Засадська
5. Придніпровська
6. Малодніпровська
7. Бульбачівська

Азовське море

8. Східнострілківська
9. Південнострілківська
10. Бірючівська
11. Західнобірючівська
12. Східнобірючівська
13. Північнобірючівська
14. Фазолівська
15. Дніпровська
16. Фрунзівська
17. Сталінська
18. Олександрівська
19. Дніпродзержинська
20. Обілля-1
21. Обілля-2
22. Північна
23. Кербаль
24. Бур'я-1
25. Електродніпровська
26. Центральна-3
27. Велика-4
28. Центральна-4
29. Велика-3
30. Олександрівська (Жолтнівська)
31. Велика-2
32. Морська
33. Якірська
34. Угловська
35. Геологічна
36. Волокова-2
37. Волокова-1
38. Волокова-3
39. Вар'єва-1
40. Південнобірючівська
41. Вар'єва-2
42. Вар'єва-3
43. Маргосівська
44. Павлівська
45. Геологічна-1
46. Східнобірючівська
47. Північнобірючівська
48. Північнобірючівська
49. Східнобірючівська
50. Північнобірючівська
51. Акімівська
52. Приазовська
53. Фелітовська
54. Обілля-1
55. Обілля-2
56. Південнобірючівська
57. Морська-1
58. Велика-2
59. Жовтнівська
60. Східнострілківська
61. Ліпівська
62. Борзова-2

2 0 2 км

Важливий результат одержано при побудові структурної карти покрівлі нижнього палеоцену українського сектора (див. рис. 2.26.). На величезній площі сектора за даними буріння і геологічних даних, в першу чергу сейсморозвідки, встановлені контури відсутності відкладів нижнього палеоцену, що слід враховувати при визначенні основних нафтогазоносних комплексів. Глибини залягання покрівлі нижнього палеоцену на ЧС мінус 600 м, в ПАП мінус 1000 – мінус 1200 м. На АВ вони з'являються на південному крилі і східній перикліналі (мінус 1000 – мінус 1400 м і мінус 1400 – мінус 1600 м). На ТС позначки мінус 1400 до мінус 2200м. В ІКП вони збільшуються в південно-західному напрямку до (-) 600 м. Зростає тектонічна порушеність відкладів.

У структурному плані по покрівлі верхньокрейдових відкладів відбувається моноклиналине занурення в південно-східному напрямі від -1250 – -1500 м до -2500 – -3500 м, відповідне північному борту Індоло-Кубанського крайового прогину і Південноазовській (ТС) моноклинали. Східний схил Західноказантипського виступу розташований на глибинах -2500 м – -3500 м характеризується значно більшим градієнтом занурення покрівлі верхньої крейди, ніж на Південноазовській моноклинали (ТС). Нижче за відмітку - 3500м відбувається перехід північного борту ІКП в його глибоководне ложе, яке виражене двома депресіями: на південному заході ділянки (по ізогіпсі -5500м) і на сході ділянки (по ізогіпсі -4500 м).

Покрівля верхньої крейди значно ускладнена системою субпаралельних тектонічних порушень скидового типу північно-східного і субмеридіонального простягання. Вздовж порушень формуються структури типу мікрограбенів і мікрогорстів. Амплітуди порушень змінюються від 20-30 м до 120-150 м.

На структурній карті покрівлі відкладів нижньої крейди українського сектора (див. рис. 2.27.) зона відсутності відкладів і нижньої крейди також співпадає в основному з АВ. Структури на ЧС замкнуті по ізогіпсам від мінус 500 м до мінус 1100 м, в ПАП від мінус 900 м до мінус 1700 м, на АВ від мінус 100 м до (-) 1700 м, на ТС (-) 2000 м, в ІКП від (-) 3500 до (-) 4500 м і більше (до мінус 6000 м). Інтенсивна порушеність відкладів встановлена на Керченському півострові, менш

істотна на ЧС і ПАП. В ІКП це рідкі регіональні підковоподібні порушення.

На карті ізопакіт (рівних потужностей) крейдових відкладів Азовського моря (див. рис. 2.28.) за Н.Г. Сюткіною, 1991 також показана зона відсутності чи мінімальних потужностей (товщин) крейдових відкладів. Вона співпадає головним чином з АВ. Наявність цих відкладів на цьому тектонічному елементі є в межах родовищ Морське-1 (55), Невелике (65), а також на заході і сході валу. На ЧС товщини досягають 1200 м, в ПАП до 1000 м, на ТС в акваторії до 1200 м, а далі на схід на суходолі до 2000 м, в ІКП прогнозується більше 1000 м. Конфігурація зони відсутності цих відкладів дозволяє прогнозувати райони концентрації НАП, що підтверджено результатами ПМНГ, 2002 (див. рис. 2.11. – 2.15., 4.5.).

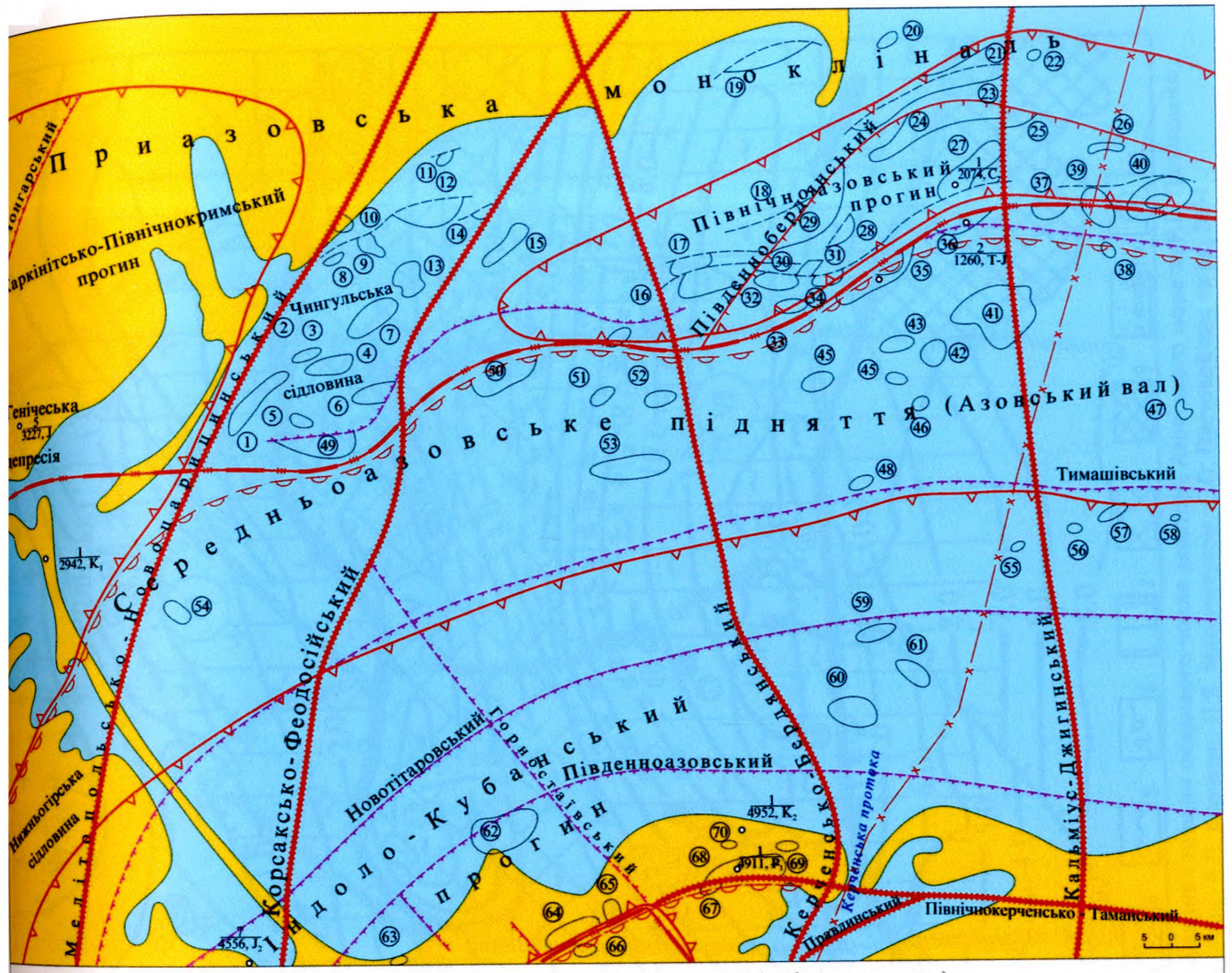
Структурна карта поверхні геотектонічного і гетерохронного фундаменту українського сектора Азовського моря за В.М. Лозинським і П.Я. Максимчуком, 2004 (див. рис. 2.29.) побудована з врахуванням (див. рис. 2.31., 4.1.). Поверхня фундаменту нахилена на південь – південний схід від ізогіпс мінус 600 м на ЧС до мінус 8000 м на північному узбережжі Керченського півострова.

На ЧС з півночі на південь ізогіпси поверхні фундаменту ССП від мінус 600 м до мінус 1200 м. В ПАП субширотного простягання ізогіпси складають на заході від мінус 2000 м до мінус 2500 м на сході сектора. Локальні підняття фундаменту ускладнені порушеннями і разом з структурами в осадовому чохла утворюють зони складок. Північний край АВ ускладнений головним Азовським порушенням. В його склепіневій частині (структура Обручева) (46) поверхня фундаменту на відмітці мінус 481 м. На південний захід (Стрілкове родовище) (162) відмітка мінус 1957 м, а на північному сході валу від мінус 1040 (Морське родовище) (55) до мінус 1600 м. На ТС відмітки з півночі на південь від мінус 1800 м до мінус 3000 - 4000 м. В ІКП відмітки з півночі на південь збільшуються від мінус 3500 м до мінус 8200 м. Якщо на ЧС і в ПАП, розташованих на докембрійському кристалічному фундаменті ССП, встановлені порушення різних напрямків, що підтверджують блокову будову фундаменту, то далі на південь на СП основа осадового чохла занурюється на величезні глибини, починаючи з ТС якісне виділення порушеності фундаменту стає проблематичним. Сейсморозвідувальні роботи 2002 р. дозволили

проінтерпретувати глибинну будову в цьому районі тільки до глибини 6000 м. Виділення субширотних розривних порушень на рис. 2.29. співпадає з межами основних тектонічних елементів Азовського моря незалежно від існуючих поглядів на їх формування. Відсутність параметричного буріння в Азовському морі, незважаючи на довгу історію пошуків ВВ в цьому регіоні, нагально потребує ліквідації цього недоліку.

Б.М. Полухтовичем і здобувачем представлена побудована в 2004 р. “Тектонічна карта українського сектора Азовського моря” (рис. 2.30.). З півночі на південь виділені: Приазовська монокліналь УЩ СЄП, ЧС, яка розділяє Каркінітсько-Північнокримський і ПАП СЄП. На південь в межах СП (МСТП) розташоване САП (АВ). Його північна межа проходить (співпадає) з Головним Азовським порушенням (чи Головним Азовським насувом). Південним обмеженням слугує Тимашівський розлом. Далі на південь виділяють ТС (Кіровсько-Тимашівську, Південноазовську) монокліналь. Вона одночасно є південним крилом САП і північним бортом ІКП, що викликає певні дискусії. На півдні ступінь обмежена Новотитаровським розривним порушенням. Далі на південь розміщений ІКП з південною границею по Парпачсько-Таманському розлому (Сімферопольсько-Кубанському, Передгірському, Північнокримському), якому в Краснодарському краї відповідає Охтирська шовна зона. В межах ІКП встановлено і Південноазовське порушення. На СП всі основні розриви порушення мають субширотне простягання опуклістю на північ. Разом з цим відзначимо впливи субмеридіональних порушень (Мелітопольсько-Новоцарицинського, Корсаксько-Феодосійського, Кальміус-Джигінського та ін.).

З участю здобувача побудована карта структурно-тектонічного районування і товщин осадового чохла району Азовського моря, 2004 (рис. 2.31.) де виділені наступні тектонічні елементи: Приазовський виступ УЩ СЄП; занурена зона УЩ (Південноукраїнська, Приазовська) монокліналь СЄП; ПАП СЄП; Північнокримський прогин; АВ (САП) СП; Центральнокримське підняття; ІКП; мегантиклінорій Гірського Криму; мегантиклінорій Північно-Західного Кавказу. Нанесені шовні зони СП (північна і південна), розломи (зони) субмеридіональні



Границі:

- тектонічних елементів
- економічної зони України

Розривні порушення:

- регіональні, які розділяють надпорядкові тектонічні структури
- важніші глибинні розломи, сутурні зони, їх назви
- основні
- інші
- головні насуви і ретронасуви

Локальні структури:

- антиклінальні
- тектонічно екрановані
- пробурені глибокі свердловини, їх номер (чисельник), досягнуті вибій і горизонт (знаменник)

Локальні структури (цифри в кружках)

Азовське море			Керченський півострів
<ol style="list-style-type: none"> 1. Західнобірюча 2. Лиманська 3. Федотова 4. Північнобірюча 5. Бірюча 6. Східнобірюча 7. Обитічна-1 8. Фрузенська 9. Олександрівська 10. Степанівська 11. Приморська 12. Центральна 13. Обитічна-2 14. Північна 15. Кефаль 16. Блокова-2 17. Блокова 18. Блокова-3 19. Низова 20. Весняна 21. Олімпійська 22. Східноударна 23. Ударна 24. Білосарайська 25. Східноматроська 26. Надія 27. Матроська 	<ol style="list-style-type: none"> 28. Бар'єрна 29. Південнобердянська 30. Бар'єрна-1 31. Бар'єрна-2 32. Геофізична 33. Якірна 34. Углова 35. Морська 36. Морська-1 37. Невелика 38. Февральська 39. Б-52 40. Прирозломна-2 41. Безіменна-2 42. Безіменна-3 43. Центральна-1 44. Центральна-2 45. Безіменна-4 46. Октябрська (Жовтнева) 47. Железінська 48. Південна 49. Південнобірюча 50. Обручсва 51. Обручсва-2 52. Обручсва-3 53. Електророзвідувальна 54. Східнострілкова 	<ol style="list-style-type: none"> 55. Геологічна-1 56. Геологічна-2 57. Геологічна-3 58. Геологічна-4 59. Сонячна 60. Сейсморозвідувальна 61. Молодіжна 62. Мисова-1 	<ol style="list-style-type: none"> 63. Калнівська 64. Олексіївська 65. Поворотна 66. Слосарівська 67. Придорожна 68. Малобабчицька 69. Сгорівська 70. Бурашська

Рис. 2.30. Тектонічна карта українського сектору акваторії Азовського моря за Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, 2003

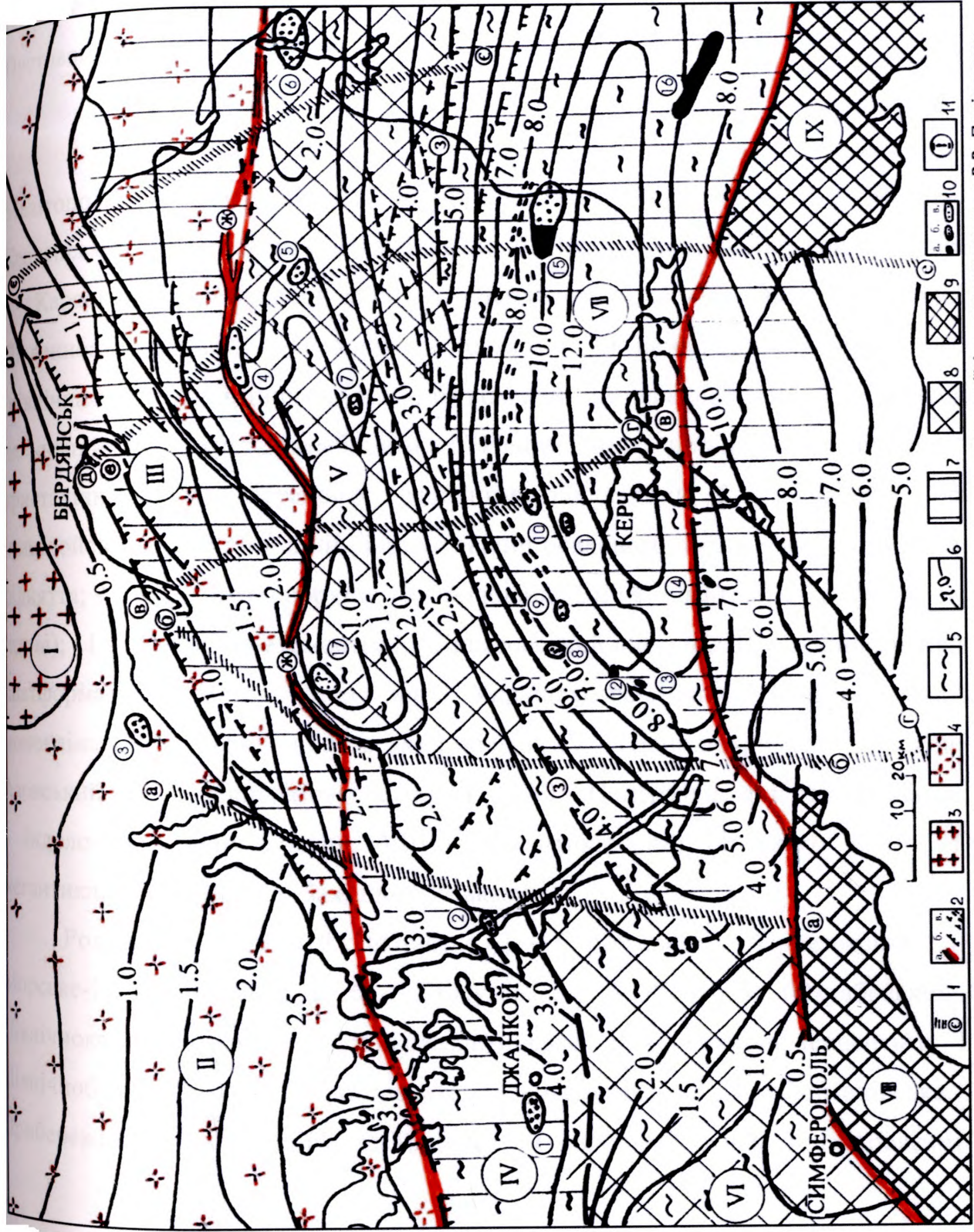


Рис. 231. Карта структурно-тектонічного районування і товщин осадового чохла акваторії Азовського моря за Р.В. Палінським, А.Ф. Коморним, Б.М. Полухтовичем, В.В. Щербаковим, В.П. Ключком, П.Я. Максимчуком, С.П. Пустовойтом та ін., 2004

рис. 2.31. Карта структурно-тектонічного районування і товщин осадового чохла акваторії Азовського моря за Р.В. Палінським, А.Ф. Коморним, Б.М. Полухтовичем, В.В. Щербаковим, В.П. Клочком, П.Я. Максимчуком, С.П. Пустовойтом та ін., 2004

1 – розломи (зони) субмеридіональні (древнього закладання): а – Мелітопольсько-Новоцарицинський, б – Корсаксько-Феодосійський, в – Чкалівсько-Керченський, е – Бердянсько-Джигінський, є – Кальміус-Слов'янський; субширотні: г – Карангатський (Правдинський), д – Бердянський, ж – Головний Азовський, з – Південноазовський; 2 – субширотні розломи: а) шовні зони Скіфської плити (північна і південна); інші розломи: б) впевнені, в) передбачувані; 3 – відслонення на денній поверхні докембрійських кристалічних порід; 4 – докембрійські кристалічні породи, перекриті осадовими відкладами; 5 – складчаста основа палеозойського віку; 6 – лінії рівних товщин осадового чохла, км; 7 – прогини; 8 – підняття; 9 – складчасті споруди; 10 – родовища ВВ (а – нафтові, б – нафтогазові, в – газові); 11 – тектонічні елементи: I – Приазовський виступ УЩ (Східноєвропейська платформа); II – занурена зона Українського щита (Південноукраїнська монокліналь); III – Північноазовський прогин; IV – Північнокримський прогин; V – Азовський вал (Середньоазовське підняття); VI – Центральнокримське підняття; VII – Індоло-Кубанський прогин; VIII – мегантиклінорій Гірського Криму; IX – мегантиклінорій Північно-Західного Кавказу.

Родовища ВВ: 1 – Джанкойське, 2 – Стрілкове, 3 – Приазовське, 4 – Морське-1, 5 – Сигнальне, 6 – Бейсугське, 7 – Жовтневе (Октябрське), 8 – Північноказантипське, 9 – Східноказантипське, 10 – Північнокерченське, 11 – Північнобулганакське, 12 – Акташське, 13 – Семенівське, 14 – Фонтанівське, 15 – Прибережне, 16 – Анастасіївсько-Троїцьке, 17 – площа Обручева з газопроявами).

(древнього закладання, а також лінії рівних товщин осадового чохла. Показані території розповсюдження докембрійських кристалічних порід СЄП і складчастої основи палеозойського віку. Підтримкою нашого структурно-тектонічного районування українського сектора Азовського моря слугують геолого-геофізичні матеріали по російському сектора Азовського моря і суходолу західної частини Краснодарського краю (рис. 2.32. – 2.34.).

Значно складніше для українського сектора Азовського моря було використання структурно-геодинамічної карти Азово-Чорноморського регіону за В.В. Юдіним, 2003. На півночі Азовського моря розташований Передскіфійський крайовий прогин пасивної окраїни (України), Північнокримська сутура, система насувів в Скіфії і на півдні Передгірська сутура. На жаль район досліджень здобувача виглядає білою плямою.

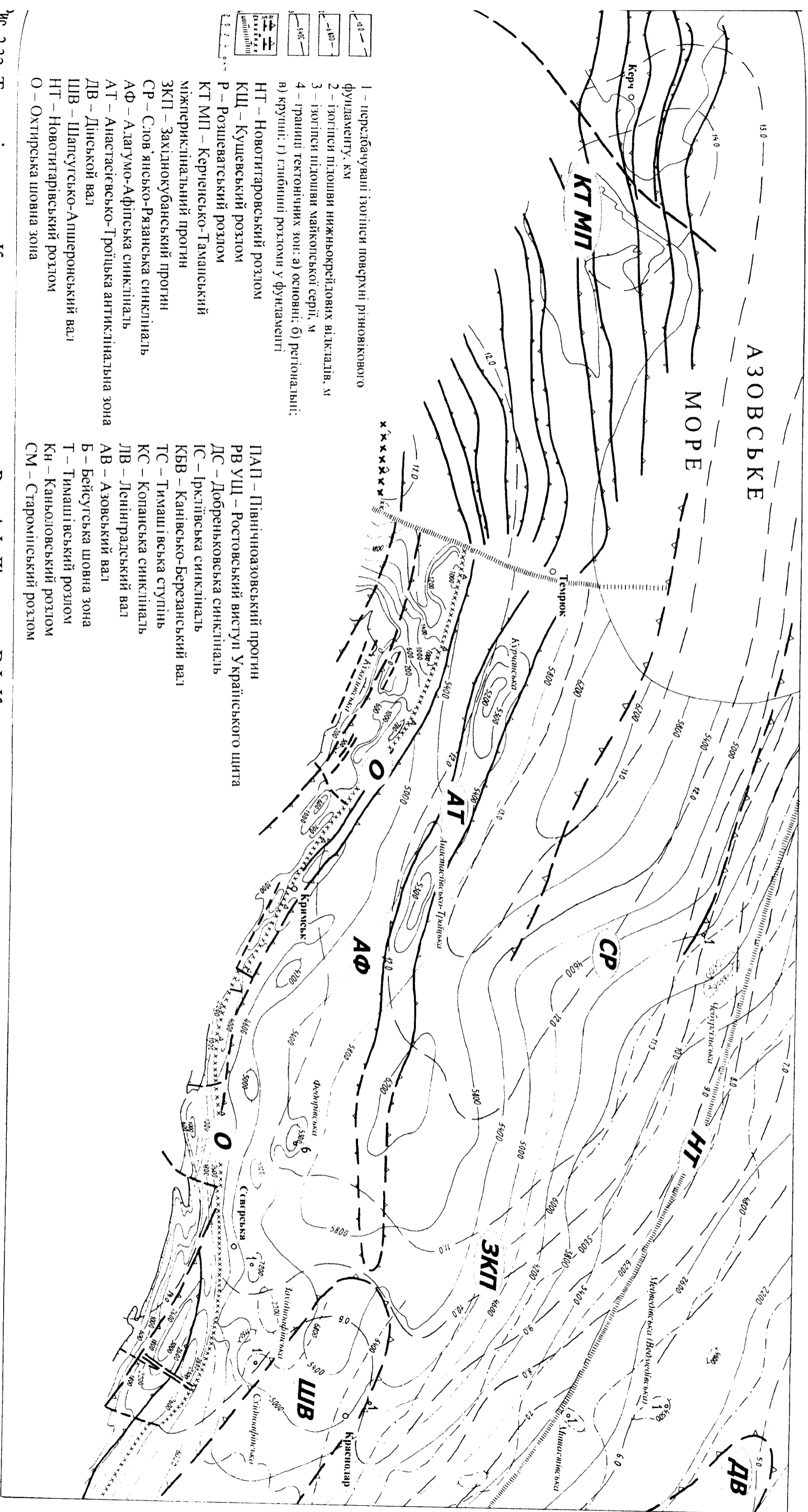
Характеристика структурно-тектонічних елементів. Основною відмінністю схем 80-х років минулого століття [164] (див. рис. 2.16.) від сучасних є те, що раніше вони ґрунтувались передусім на теоретичних постулатах доміанти вертикальних тектонічних порухів у формуванні тектонічних елементів. Горизонтальним тектонічним зусиллям та впливу тангенціальних тектонічних рухів не приділялось достатньої уваги. На сьогоднішній день у межах Азовського моря є визнаною і роль динаміки горизонтальних тектонічних сил, насувної тектоніки, участь насувів і шар'яжів у геологічній будові [26,39,104,116,121,134,165,189,190].

Розроблена здобувачем тектонічна модель зняла деякі територіальні та глибинні обмеження на проведення нафтогазопошукових робіт. Зокрема на думку

Б.М. Полухтовича та ін., 2004 можуть виявитись перспективними осадки, які залягають на південному борту ПАП, на який ймовірно насунуті породи САП (АВ).

Після вивчення геолого-геофізичних матеріалів, проведений структурно-тектонічний аналіз та визначення тектонічного районування. У зв'язку з цим вивчено структурно-тектонічне районування по поверхні гетерогенного і гетерохронного фундаменту Азовського моря у межах українського сектора.

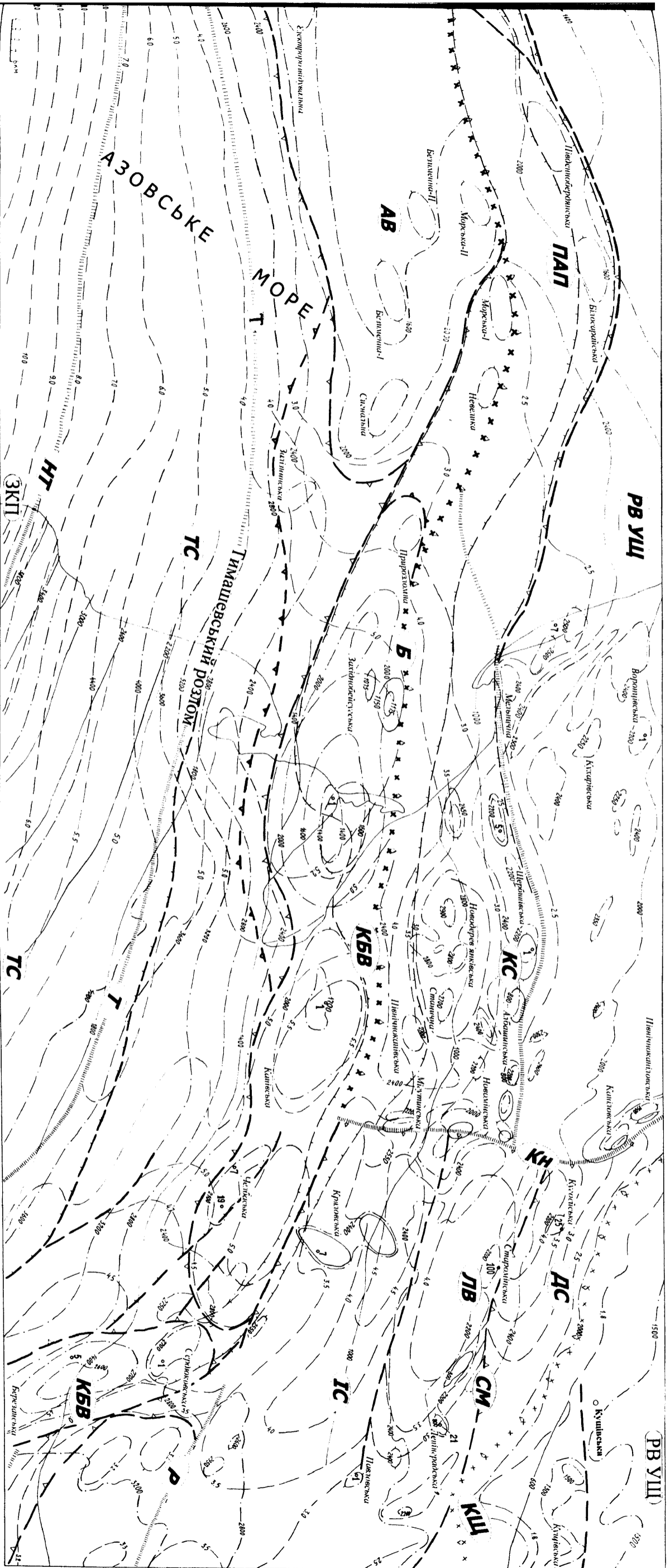
В Азово-Чорноморському регіоні ряд фахівців (В.Й.Самсонов [139,150], А.В.Тесленко та інш., 1964) відзначають характерні особливості у гравітаційному



- 1 – передбачувані ізогіпси поверхні різновікового фундаменту, км
 2 – ізогіпси підшви нижньокрейдових відкладів, м
 3 – ізогіпси підшви майкопської серії, м
 4 – границі тектонічних зон: а) основні; б) регіональні; в) кручні; г) глибинні розломи у фундаменті
- НТ – Новотитаровський розлом
 КШ – Кушевський розлом
 Р – Розшеватський розлом
 КТ МП – Керченсько-Таманський міжпериклінальний прогин
 ЗКП – Західнокубанський прогин
 СР – Сіов'янсько-Рязанська синкліналь
 АФ – Адагумо-Афіпська синкліналь
 АТ – Анастасієвсько-Троїцька антиклінальна зона
 ДВ – Дінської вал
 ШВ – Шапсугсько-Апшеронський вал
 НТ – Новотитарівський розлом
 О – Охтирська шовна зона

- ПАП – Північноазовський прогин
 РВ УШ – Ростовський виступ Українського щита
 ДС – Добренківська синкліналь
 ІС – Іркліївська синкліналь
 КБВ – Канівсько-Березанський вал
 ТС – Тимашівська ступінь
 КС – Копанська синкліналь
 ЛВ – Ленінградський вал
 АВ – Азовський вал
 Б – Бейсугська шовна зона
 Т – Тимашівський розлом
 Кн – Каньоловський розлом
 СМ – Староміський розлом

рис. 2.32. Тектонічна карта Краснодарського краю. Ред. А.І. Дяконов, В.І. Корнєєв



ОДОВЖЕННЯ РИС. 2.32.

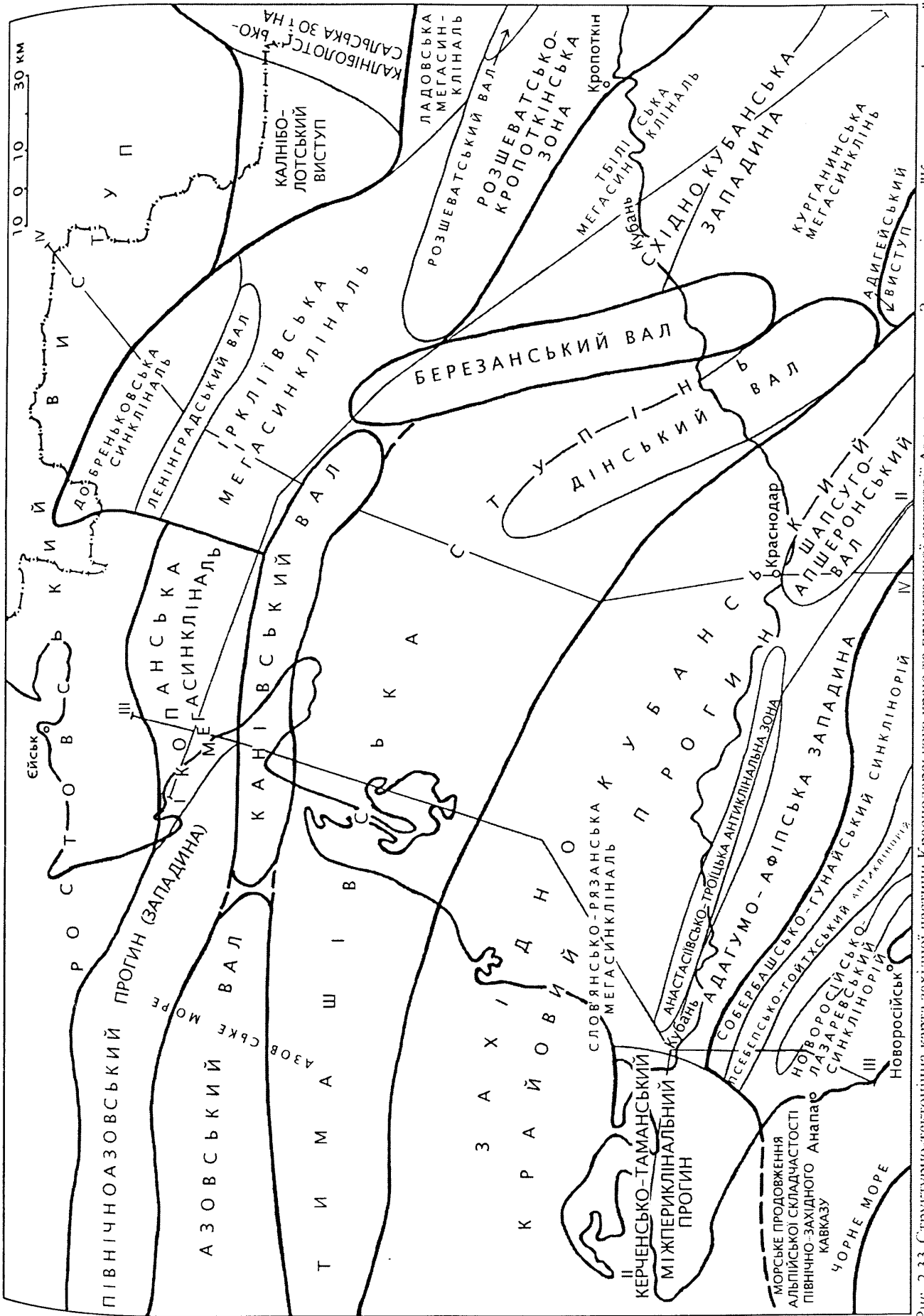


Рис. 2.33. Структурно-тектонічна карта західної частини Краснодарського краю та прилягаючої акваторії Азовського моря. За матеріалами "Краснодарнафтогазу", КраснодарІІІНафти, А.І. Дзюконова, Ф.К. Байдова, В.І. Корнієва, С.І. Горлова та ін. Геологічні розрізи ІІ-ІІІ і ІІІ-ІІІІ (див. Додатки Б і В)

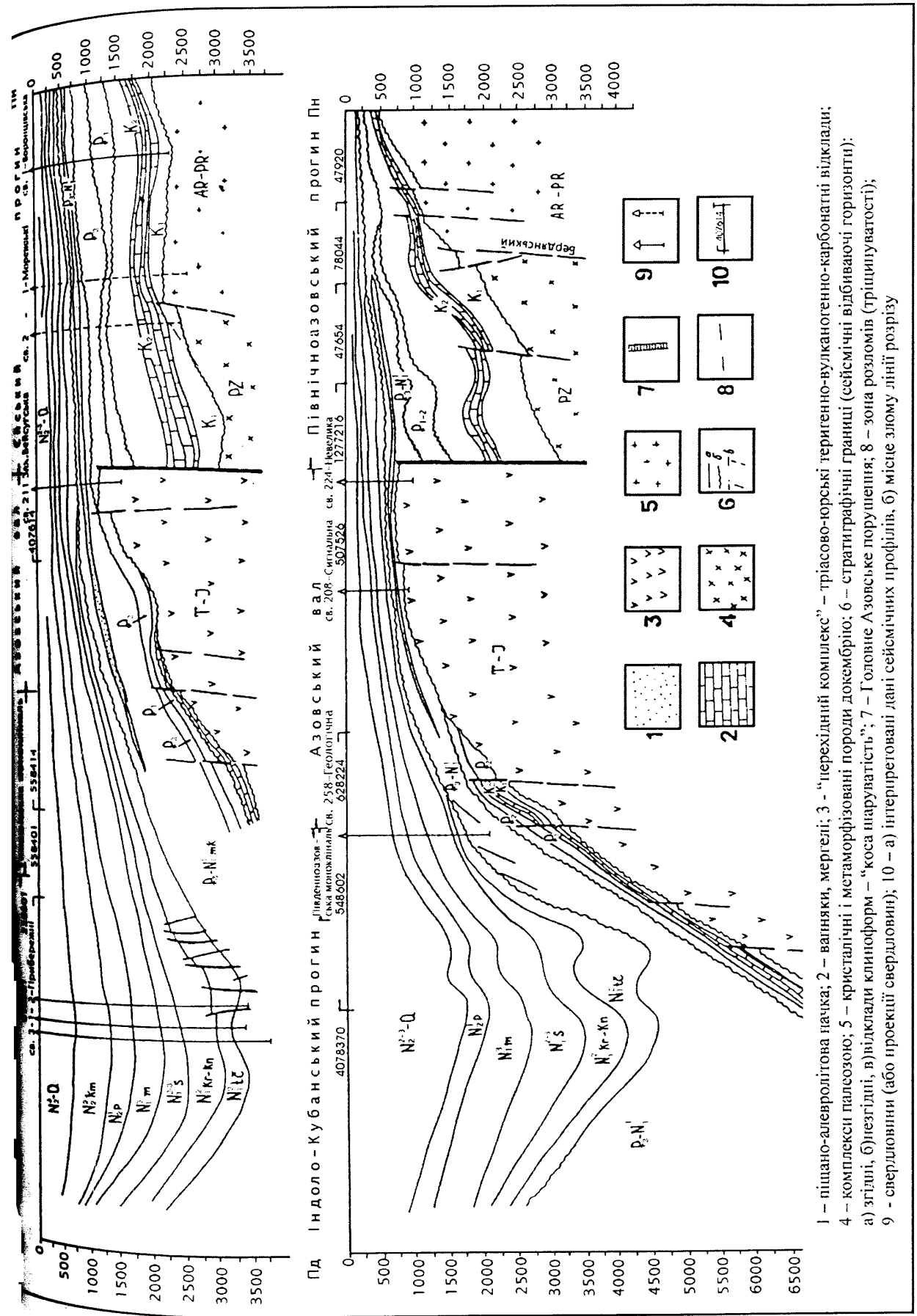


Рис. 2.34. Сейсмогеологічні розрізи через Індоло-Кубанський прогин, Азовський вал, Єйський прогин по лінії свердловин: а) Прибережні-3, 1, 2; Західнобейсугську-211; Моревські-2, 1; Воронцівську-1; б) Геологічну-258; Сигнальну-208; Невелику-224. Склали: Ф.П. Борков, Е.М. Головачов, К.В. Чикунова, В.В. Щербаков

полі і розміщенні аномалій магнітного поля. Вони пов'язані зі зміною переважно субмеридіанні орієнтування аномалій цих полів на СЄП (в районі наших досліджень) на субширотну, притаманну СП. На південь від лінії (межі) зміни простягань ізоаномал виділяється субширотна зона від'ємних аномалій сил тяжіння, яка відображає зону перикратонних депресій дорифейського фундаменту СЄП, яка вуалює в Азовському морі субмеридіанні елементи гравітаційного поля.

Ще однією з особливостей будови українського сектора Азовського моря є наявність розломно-блокової тектоніки гетерогенного і гетерохронного фундаменту, яка знайшла своє відображення і в будові альпійського структурного поверху (див. рис. 2.31.).

Вищенаведений аналіз дозволив перейти до характеристики тектонічних елементів, які складають модель геологічної будови української частини Азовського моря (див. рис. 2.16., 2.24., 2.30., 2.31., 3.2., 3.6., 4.1., 4.4., дод. А, П та ін.).

Південноукраїнська (Приазовська) монокліналь (ПУМ) має відносно просту будову. На південному краю монокліналі потужність платформового покриву до 2,5 км. Південно-західним продовженням Приазовського виступу УЩ ПУМ ділиться на західну і східну частини. У північній частині ПУМ на фоні моноклінального занурення фундаменту та К-Р осадового покриву простежуються слабо виражені флексури, виступи депресії та локальні підняття, більшість з яких відображені в поверхні фундаменту і нижніх горизонтів чохла, які виліжуються уверх за розрізом. Найпівденніша частина ПУМ ускладнена субширотними порушеннями, що обумовлюють ступінчасті (інколи обернено-ступінчасте) занурення фундаменту.

Посилення процесів дислокації відмічено в пізньоальбському, кампанському, маастрихтському часах, в пізньому еоцені і олігоцені, в передчокракський час.

Південно-західним продовженням Приазовського виступу УЩ і ЧС ПУМ розділена на Північнопричорноморську і Приазовську частини. Найбільш древніми відкладами чохла на першій є рифейські і палеозойські, на другій – триасові, юрські і крейдові.

Північна берегова частина Азовського моря лежить в межах південного

скилу УЩ. Тут на дорифейських гнейсах і кристалічних сланцях залягає малопотужний (менше 1 км) чохол крейдових і кайнозойських відкладів (Приазовська монокліналь). Перегин і круте занурення поверхні фундаменту Східноєвропейської платформи сейсмічними методами не фіксується, а встановлюється бурінням свердловин на косах, які глибоко вдаються в Азовське море (Бердянські-1, 2; Обитічна-163).

На південно-західному зануренні Приазовського виступу УЩ в межах ПУМ СЄП на Приазовській площі встановлена промислова газоносність пов'язана з моноклінально залягаючою товщею глин нижнього сармату, яка вміщує лінзи кварцево-карбонатних пісків, карбонатного детритусу, алевролітів. Продуктивні горизонти залягають на глибинах 80-140 м. В розрізі зустрічені відклади N_2-Q_2 , N_1s_1-2 , P_3mk , PC – на півночі родовища, а на півдні під майкопськими відкладами додатково вивчені P_2 , P_1^2 , K_2m , K_2t-km , K_2s і K_1 . Останній з незгідністю перекриває породи кристалічного фундаменту [3, рис. на стор. 148].

В 10 км на захід від м. Ростов-на-Дону в межах ростовського виступу УЩ відкрито Синявське газове родовище (136) приурочене до пологої брахіантиклінальної складки на північному схилі виступу. Розріз складений неоген-четвертинними (105-231 м), палеогеновими (156-196 м), крейдовими (250-286 м) відкладами, які залягають на архей-протерозойських утвореннях докембрійського кристалічного фундаменту СЄП. Цікаво, що частина Синявського родовища (136) знаходиться в Азовського моря (Таганрозька затока). Продуктивні горизонти пов'язані з відкладами нижнього і середнього еоцену на глибинах 228-329 [82, рис. 2.1.6.].

Ці приклади свідчать про те, що малі глибини залягання продуктивних горизонтів, в мало сприятливих умовах, в НАП, навіть на ПУМ СЄП, можуть бути перспективними на пошуки, як в осадочному чохлі, так і в підстеляючому його фундаменті (навіть в кристалічному, докембрійському). На південному схилі Ростовського склепіння (виступу) УЩ відкрито Кущівське газоконденсатне родовище, де також породи фундаменту промислово-газоносні (див. рис. 2.32.). До глибини 1550 м розкриті відклади $Q-N_1^2$; $P_3-N_1^1$; P_2 ; P_1 ; K_2 ; K_1 і архейсько-

протерозойські утворення кристалічного фундаменту.

На захід від Царицинсько (Новоцарицинсько) – Мелітопольського розлому за межами території досліджень на фоні моноклінального занурення докембрійського фундаменту ПУМ фіксується зона депресій, розділених підняттями і виступами. Саме в районі м. Генічеськ розташована Генічеська депресія (див. рис. 2.5., 2.16., 2.24., 2.30., 3.1., 3.2.) (за іншими джерелами – Джанкойсько-Генічеська). Свердловинами розкриті породи N_1^2-Q ; $P_3-N_1^1$; K_1-P_2 ; K_1 ; нижче пройдено 216 м відкладів середньої юри, які залягають під нижньокрейдовими породами і представлені аргілітами і дрібнозернистими пісковиками. Місцями розкриті проверстки глинистих сидеритів, дайки діабазів та діабазових порфіритів. Вони залягають субгоризонтально на розмитій поверхні тріасової товщі. Нижче на глибинах 4 км прогноуються архей-протерозойські кристалічні докембрійські утворення УЩ.

Генічеська депресія виникла в апт-альбський час. Саме з цього часу на південному моноклінальному схилі ССП, на її дорифейській основі формується альпійський чохол, що вказує на початок занурення території, яке розповсюдилось з півдня на північ.

Чингульська сідловина. Розташована на північному заході Азовського моря на схід від о. Бірючий на південно-західному зануренні Приазовського масиву УЩ (ПУМ ССП), обмеженого Новоцарицинсько-Мелітопольським розломом. У межах сідловини поверхня докембрійського кристалічного фундаменту відносно піднята і залягає на глибинах 0,8-1,5 км, занурюючись на схід і південний схід до 2,5 км. Західна межа сідловини різка, східна менш чітка. Сідловина ускладнена розривними порушеннями і прирозломними локальними структурами (див. рис. 2.3., 2.30., 2.31., 3.1., 3.3., 4.1., 4.2., 4.4., дод.А). Товщина альпійського структурно-формаційного комплексу до 1800 м.

На сході ЧС межує з ПАП. На сідловині виявлено і підготовлено цілий ряд структур. Це ізометричні, еліпсоподібні північно-східного, зрідка північно-західного простягань. Найбільш контрастні в нижньокрейдових відкладах, слабкіше в

еоценових і нівелюються в породах майкопської серії (див. рис. 2.25.-2.27., 2.29.). На склепіннях окремих структур виклинюються відклади еоцену, верхньої і верхів нижньої крейди. Сідловина заслуговує на пошуки НАП.

Північноазовський прогин (див. рис. 2.1., 2.3., 2.6., 2.7., 2.9., 2.16.-2.18., 2.24., 2.30.-2.34., 3.1.-3.4., 3.14., 4.1., 4.2., 4.3., 4.4., дод. А, Б) [84, 88, 99, 103, 131, 156, 161, 36] є неглибокою (до 3 км) похованою депресією, яка простягається в східно – північно-східному напрямку від ЧС, включаючи Сйську западину в Передкавказзі (розміри: довжина 150 км, ширина 20-50 км). На думку М.І.Павлюка та ін., 1999 ПАП входить до складу зони Причорноморсько-Азовських прогинів. Цей тектонічний елемент утворився в результаті східчато-моноклінального занурення дорифейського фундаменту СЄП. Його південним обмеженням є Головне Азовське порушення. По поверхні дорифейського фундаменту ПАП є однобортним, а по низах чохла – різко асиметричним прогином. Південне обмеження Причорноморських прогинів, таким чином, є зоною виступів фундаменту, яка в гравітаційному полі відображена відносними максимумами сили тяжіння, спряженими на півночі з зоною аномалій відносно понижених значень сили тяжіння.

Прогин трасується інтенсивним мінімумом сили тяжіння, який має менші значення над можливими локальними підняттями – перемичками. Він ускладнений цілою серією поздовжніх і поперечних розломів. В його основі передбачається ряд блоків, які занурюються на південь у вигляді зворотніх ступеней. Слід зазначити, що Головне Азовське порушення не обмежує в південному напрямку розповсюдження крейдових і еоценових відкладів, які відіграють головну роль у будові ПАП (напр. св. Морська – 2, яка розташована на АВ має 350 м товщину крейдових відкладів). Порушення ускладнює будову південного крила ПАП, але й тільки. Найбільш контрастно прогин представлений в альб-еоценових відкладах альпійського комплексу і дуже слабо в олігоцен-нижньоміоценових відкладах. В занурених частинах прогину товщина крейдових і палеоцен-еоценових відкладах 1000 м і 500-600 м відповідно. До крил прогину товщина їх різко скорочується (на АВ вони відсутні). Місцями в найбільш прогнутих ділянках прогину безпосередньо під

альпійським комплексом залягають тріас-юрські утворення.

Олігоцен-нижньоміоценові відклади в приосьовій частині прогину (на південь від Бердянської коси) мають товщину 900 м, в той час як на АВ 250-300 м. Вищезалягаючі верхньоміоценові-антропогенові відклади, які виповнюють западину Азовського моря, участі в будові ПАП не приймають. На думку авторів роботи [161] ПАП виник на початку альпійського етапу і завершив самостійне існування в середині міоцену. Але наявність в прогині під нижньокрейдовими відкладами тріас-юрських може свідчити про більш раннє утворення його.

Складки ПАП мають успадкований характер, виположуючись уверх по розрізу до повного зникнення в товщі неогену. Інтенсивність складчастості невелика. Переважають складки прирозломного типу, які почали формуватися в ранній крейді. Характерно асиметрична будова складок, найчастіше з крутими північними крилами (15-20°).

В прогині виявлені численні брахантиклінальні складки і вузькі асиметричні структури (Білосарайська (27), Південнобердянська (26)) з амплітудою до 400 м. Вони різко виражені в крейдово-еоценовому ярусі, слабо в майкопській серії і зовсім не виражені верхньоміоценово-антропогенових відкладах. Конседиментаційне складкоутворення в прогині інтенсивно відбувалося в кінці ранньої крейди до еоцену включно. Плікативні дислокації слід пов'язувати з впливом Головного Азовського порушення, амплітуда вертикальних переміщень якого досягла 1.0-1.5 км. Головне Азовське порушення є структурним швом між древньою ССП і СП. Але не слід вважати це порушення швом між ПАП і АВ. Автори [161] розглядають ПАП, як шовну депресію (прогин), накладену на різнотипні структурні утворення, в нашому випадку на південний край ССП і північний край молоді СП [161, рис. 32]. Східне закінчення ПАП може зливатися з Копанською синкліналлю, або зчленовуватися з Іркліївською синкліналлю. Виділені структури в прогині багатосклепінні (Білосарайська (27), Ударна (28), Олімпійська (29)). В південно-західній частині прогину – ізометричні розсічені розломами північно-східного і широтного простягання (Блокова-3 (20), Південнобердянська (26), Геофізична (52)). На склепіннях за сейсморозвідкою має місце виклинювання

нижніх горизонтів у відкладах крейди і еоцену (Ударна (28) – див. рис. 3.14.), а на Олімпійській (29) випадає вся товща еоцену і майкопу. На склепінні Південнобердянської структури (26) виклинюється IV горизонт і відклади майкопу залягають на дислокованих породах юри. Структури в прогині чітко виражені по дорифейському фундаменту і низам осадового чохла (крейда-еоцен).

Матеріали ПМНГ, 2002 свідчать про те, що ПАП чітко відноситься до ССП, а АВ до СП (див. рис. 2.24.). На тектонічній карті українського сектора Азовського моря за Б.М.Полухтовичем і здобувачем, 2004 (див. рис. 2.30.) ПАП віднесено до ССП, але є вірогідність часткового перекриття частини прогину до Північнобердянського порушення основою СП. За А.І.Дьяконовим, В.І.Корнєєвим (див. рис. 2.32.) північна границя ПАП проходить по північних частинах структур Південнобердянській (26), Білосарайській (27) і Мельничній (суходіл Краснодарського краю), а АВ і КБВ кулісоподібно з'єднуються по меридіану Білосарайська – Морська – 1. Ф.П.Борков та ін. (див. рис. 2.34.) на поперечних сейсмогеологічних профілях через Азовське море на північ до Бердянського розлому складчастою основою рахували палеозойські утворення.

Побудовами здобувача разом з іншими співавторами і особисто (див. дод. А, рис. 3.4., 4.1., та ін.) ПАП розміщено в межах ССП. В роботах [84,103,82] ПАП знаходиться також на ССП. На суходолі Краснодарського краю і північному сході Азовського моря виділено Є й с ь к и й (Є й с ь к о – Є г о р л и ц ь к и й) п р о г и н (див. рис. 2.17., 2.34.) виповнений тріасовими утвореннями, але й альпійський комплекс має значну товщину (1200 м верхньої крейди-еоцену). Він розташований на стику Ростовського мегаблоку (виступу) УЩ ССП з КБВ.

А з о в с ь к и й в а л (САП, Центральноазовське підняття) (див. рис. 2.1. – 2.3.; 2.5. – 2.7., 2.9., 2.16. – 2.34.; 3.1. – 3.4.; 4.1.; 4.3., 4.4.; дод. А) [3, 10,17, 21, 30, 58, 82, 84, 93, 99, 104, 128, 136, 145, 157, 161, 165, 169 190].

Азовський вал – крупна похована додатня структура субширотного напрямку, яка виникла внаслідок інверсії тріас-юрського геосинклінального прогину [69]. Чітко виражений в рельєфі складчастої основи, а також в структурі крейдово-еоценових відкладів. По підшві майкопських відкладів вона

нівелюється і знаходить відображення у вигляді однойменної структурної тераси, ускладненої локальними складками. В неогенових відкладах, які моноклінально занурюються с півночі на південь, вал вже не проявляється.

"В присводовой части вала фундамент залегает на глубине 500-1000м, меловые и палеоцен - эоценовые отложения отсутствуют и на породах складчатого основания трансгрессивно залегают отложения майкопской серии. Исключение представляет так называемый Морской блок, в пределах которого развиты маломощные меловые и эоценовые образования. Эта часть вала, ограниченная с юга крупным разрывным нарушением, была вовлечена в мел-эоценовое время в опускания со стороны Северо-Азовского прогиба, но по своему геоструктурному положению, полноте разреза осадочного чехла и глубинам залегания фундамента (1-1,5 км) она относится к Азовскому валу, а не к прогибу" [164, с. 25-26].

В західному і східному напрямках вал занурюється по фундаменту до 2-3 км з зростанням товщини і повноти розрізу в періклінальних його частинах. Східним закінченням валу рахують Челбаське підняття (130), а на заході він закінчується в Присивашші.

В північній прирозломній частині валу виявлено 2 антиклінальних зони: Обручевську і Морську. В межах першої з них крейдові і палеоцен-еоценові відклади відсутні, а складки виражені в рельєфі поверхні фундамента і в залягаючих на ньому майкопських відкладах. В другій зоні у будові складок беруть участь еоценові і, частково, крейдові відклади, які мають невелику потужність і виклинюються до склепінь піднять. Більшість локальних структур ускладнено розривними порушеннями. Підняття, примикаючі до Головного Азовського розлому, мають короткі північні крила.

Центральна і прирозломна частини АВ з підняттями і депресіями являють окремих тектонічний блок, який на заході обмежується Феодосійсько-Корсакською, а на сході Керченсько-Слов'янського зонами глибинних розломів.

Склепіння центральної частини АВ ускладнене поздовжнім прогином, на північ від якого вздовж Головного Азовського розлому простягається ланцюг

локальних складок – Якорна (53), Морська-2 (54), родовища Морське-1 (55) та Невелике (65), Прирозломна-2 (76) структура, амплітуда яких досягає 200-300 м. Південніше лежить трохи менш піднята частина валу з численними локальними підняттями - Безіменними - 2, 3, 4 (56, 58, 59) і т.п. та на сході – Сигнальним.

В найбільш припіднятій частині валу (Обручева (46), Електророзвідувальна (50)) осадочний чохол сильно редукований. Області відповідає лінійний максимум, обмежений з півночі гравітаційною ступінню. З останньою співпадає зона Головного Азовського порушення.

За новими даними здобувача Азовський вал (САП чи Центральна азовське підняття) являє собою полого субширотне підняття фундаменту СП. Воно утворене палеозой-тріасовими, чи тріас-нижньоярськими утвореннями, зануреними на глибину від 500 до 3000 м. У західній частині вал є продовженням Каламітсько-Центральнокримського підняття, у східній - це морське продовження КБВ з численними родовищами ВВ. На валу встановлено ряд ліній об'єктів субширотного простягання. На південь через систему субширотних дугоподібних порушень вал переходить у Південноазовську (ТС) ступінь, яка є північним крилом ІКП – олігоцен-неогенової структури, накладеної на південний край СП своєю приосьовою зоною.

З півночі вал обмежений Головним Азовським порушенням, амплітудою до 1000-1500 м.

Шарнір валу найбільше піднятий в західній частині на піднятті Обручева (46), де складчаста основа триас-юрського віку залягає на глибині 500м під відкладами майкопу тому, що крейдово-палеоценово-еоценові осадки до склепінної частини виклинюються. Локальні підняття тут, в основному брахіантиклиналі.

АВ в сучасному структурному плані представляє підняття фундаменту СП, утворене складно дислокованими піщано-глинистими та розсланцьованими глинистими утвореннями тріасу-юрі. На цих відкладах з різкою незгідністю залягають слабо покороблені відклади майкопської серії. Товща майкопу вздовж склепіння змінюється від 200 до 300 м, на північ зростає до 1000 м (в бік ПАП до 2-4 км. На флангах валу (його переклиналях) майкопський комплекс практично в

північному об'ємі (площі Стрілкова (162), Західнобейсугська (80)).

Між Каламітсько-Центральнокримським мегапідняттям і САП (АВ) розташована Нижньогірська (Новоцаринська) сідловина (НС), яка виражена в гіпсометрії подошви крейди. За майкопськими відкладами вона зміщена на північ (див. рис. 2.30., 3.2., 4.1.) [3, 82, 161, 164]. Це похована структура, яка не проявлена в палеогенових і верхньокрейдових відкладах знаходиться і за межами наших досліджень. Перспективи її нафтогазоносності не виявлені.

Основою НС слугує гетерохронний і гетерогенний фундамент СП, представлений добайкальським, байкальським, кімерійським і, частково, герцинським складчастими геосинклінальними комплексами [161]. Незгідно на фундаменті залягає платформний чохол утворений готерів-аптськими відкладами (до 450), вище з розривом залягають верхньокрейдові-палеогенові відклади (до 600 м).

Тимашівська ступінь (Кіровсько-Тимашівська, Некрасівсько-Тимашівська, Нижньогірсько-Тимашівська, Південноазовська та ін.) (див. рис. 2.17., 2.24., 2.32.-2.34., 3.1., 3.2., 4.1., 4.4., 4.6., дод. А,Н) [3, 4, 82, 119, 121, 131, 161, 164]. Границя між Тимашівською і Шубинською (на півдні) зонами співпадає з Новотитарівським глибинним розломом. Південний борт АВ переходить у ТС нахилу на південь монокліналь шириною 20-40 км. Відносно слабо занурена ступінь переходить на південь в глибоко занурений Індольський прогин. Перехід відбувається по різкій флексурі, якій у фундаменті відповідає система крупноамплітудних розривних порушень (1500-2000 м). Індольський прогин – західна частина єдиного ІКП. На ТС відбиття по II горизонту (еоцен) занурюються від мінус 1000 м до мінус 3000 м, а поверхня фундаменту від мінус 2500 м до мінус 5500 м. В зонах зміни градієнта занурення еоцен-крейдових порід на південь намічені тераси (7 x 1,5 км, амплітудами до 50 м). Фундамент на ступені в Азовському морі залягає на глибинах з півночі на південь 1,5 – 6,0 км, де він ускладнений Новотитарівським розломом. Тут виділені субширотні розломи і спряжені з ними антиклінальні складки (Капітанська (121), Ачуєвська та ін.). Північні крила їх обірвані розломами.

На ТС покрівля крейди занурюється від 1,5 до 4 км на відстані лише в 15 км.

За Х.Г. Соколиним, 1974 Нижньогірсько-Тимашівська ступень це тренд, де встановлені високі градієнти потужностей (товщин) в осадовому чохлаї, що слугує обґрунтуванням пошуків НАП. Відсутність підготовлених до глибокого буріння об'єктів і виявлених (перспективних) сейсморозвідкою свідчить про повну невивченість цієї території.

Альпійські гірські споруди Криму та Кавказу [3, 75, 103, 164 та ін]. Мегантиклиналь Гірського Криму представляє собою крупне підняття, складчасте ядро якого складено покладами тріасу, нижньої, середньої та верхньої юри і валанжину, а в будові крил приймають участь слабо дислоковані крейдові, палеогенові і неогенові відклади. Новітніми геофізичними дослідженнями і бурінням [3] підтверджене уявлення М.В. Муратова, 1960 про те, що південно-західна рівнина Керченського півострова і прилегла до неї з півдні ділянка шельфу Чорного моря являють собою східне занурення Гірського Криму, окреслене Парпацьким гребнем. Південно-східна межа його збігається з Правдинським розломом.

Індоло - Кубанський прогин (див. рис. 2.3., 2.6., 2.8. – 2.34., 3.1. – 3.4., 3.10. – 3.13., 4.1., – 4.6.) [3, 10, 21-26, 30, 34, 39, 46, 56, 58-59б, 64, 81-84, 87-90, 99, 104, 109, 114, 119, 151, 156, 161, 164, 165, 169, 177, 181, 187, 190].

ІКП знаходиться у північній частині альпійської складчастої області. Своїм південним бортом в північних частинах Керченського і Таманського півостровів він межує з КТМП. Тут же проходить південна межа СП. Західна центрикліналь ІКП розміщена в південно-східній частині Рівнинного Криму, на сході він переходить у Західно-Кубанський прогин. Прогин - погранична структура між СП і Кримсько-Кавказькою альпійською складчастою структурою, яка сформувалася в олігоцен-пліоценовий час одночасно з підняттям Кавказького і Кримського мегантикліноріїв, які обумовили компенсоване занурення південного края СП і переміщення максимальних занурень з зовнішніх прогинів геосинклінальної системи в сторону платформи. Внаслідок цього вісь прогину по неогеновому комплексу порід зміщена на північ відносно осі по майкопських і домайкопських відкладах. В прогині встановлена флексурно-розривна зона. Вздовж цієї протяжної

флексурно-розривної зони, якій в Західному Предкавказзі відповідає Новотитарівський глибинний розлом у фундаменті, спостерігається збільшення градієнту занурення крейдово-палеогенових відкладів і нарощування товщин майкопської серії в бік найбільш глибокої частини ІКП (на південь). На думку деяких авторів [164] є очевидним, що природним північним структурним обмеженням ІКП є АВ, а ТС належить північному крилу прогину. Прогин ділиться на дві зони - внутрішню (пригеосинклінальну) і зовнішню (платформну). Границя між ними проходить по Анастасіївсько-Краснодарському ланцюжку антиклінальних складок, а західніше - безпосередньо на північ від побережжя Таманського і Керченського півостровів. Їй відповідає регіональний розлом у фундаменті, частково проявлений в чохлі. Вздовж цієї границі паралельно північному побережжю Керченського і Таманського півостровів, спостерігаються різкі градієнти занурення неогенових відкладів на північ і збільшення товщин крейдово-еоценових відкладів в протилежному (південному) напрямку з зануренням подошви крейди в бік Керченського півострова. Внутрішня чи пригеосинклінальна зона ІКП, яка примикає до мегантикліноріїв Кавказу і Криму, характеризується більшими товщинами крейдово-палеогенових відкладів, різко вираженого - складчастістю, високою щільністю і крупними розмірами локальних структур, більш складною їх будовою. На північному схилі Кавказу для внутрішньої зони прогину характерні геосинклінальні будови.

До внутрішньої зони (ІКП чи його південному борту (по палеоген-неогенових відкладах) відносяться північні частини Керченського і Таманського півостровів, які характеризуються крупними, високоамплітудними (до 1000м) діпіровими і криптодіпіровими структурами, які виражені не тільки в олігоцен-міоценових, але й у верхньокрейдово-еоценових відкладах. В північній частині Керченського півострова простежуються три лінії антиклінальних субширотних складок [164]. Більшість з них відноситься до діпірового і криптодіпірового типів, ускладнених поперечними і поздовжніми розривними порушеннями і пов'язаних з грязьовим вулканізмом, накладеними вдавленими

синкліналями. Багато з складок мають прирозломний характер і належать до наскрізного типу. Але деякі антиклінали безкореневі. Наприклад, Мисова (98). Це крупна складка з глибиною зникає і в домайкопських відкладах їм відповідають синклінальні прогини, по яких проходить вісь ІКП.

В будові зовнішньої зони ІКП виділяють дві підзони: Тимашівську і Шубінську [164]. Границя між ними проходить по регіональній системі флексурно-розривних дислокацій, яка відповідає Новотитарівському глибинному розлому.

Північній, Тимашівській підзоні, в палеоплані відповідав пізньокрейдово-ранньопалеогеновий прогин, який знаходить чітке відображення у збільшених товщинах верхньокрейдових, палеоценових і еоценових відкладів, які виклинюються на північ і на південь від ТС.

Південна, Шубінська підзона, була накладена в майкопський час на протяжну смугу пізньокрейдових – палеоцен-еоценових палеопіднять. Вздовж південної її границі в Передкавказзі і в Азовському морі сейсморозвідкою встановлено різке виклинювання палеоцен-еоценових відкладів з боку приосьової частини ІКП. В межах Шубінської підзони в товщі неогенових відкладів виявлено ряд брахіформних і куполовидних, частково криптодіапірових складок (Північноказантипська (83), Північнокерченська (103), Північнобулганакська (102), та ін). На Тимашівській ступені такі складки відсутні в неогенових відкладах. В структурному плані середньоміоценових-антропогенових відкладів, які утворюють самостійний структурний поверх і залягаючих на підстеляючих породах з різкою незгідністю, ІКП трансформується у велику Азово-Кубанську западину, північне крило якої накладено на поховані АВ (терасу) і ПАП, які не знаходять ніякого відбиття в будові цього комплексу. З півдня ІКП межує з підняттями Гірського Криму і Великого Кавказу.

Індоло-Кубанський прогин – це молода олігоцен-неогенова структура в нижній частині осадочного комплексу якої залягають слабо дислоковані крейдово-соценові відклади, що незгідно перекриті потужними (до 3,0-5,0 км) майкопськими утвореннями. Потужності їх збільшуються у південному напрямку. Надмайкопські верхньоміоценові-антропогенові відклади мають потужність до 2,0-3,5 км і

повторюють ту ж синклінальну форму, що і майкопська серія. Відклади крейди-міоцену на північному крилі прогину занурюються на південь, де в них виявлені численні брахі - і куполоподібні складки (Північне- і Східноказантипські, Північнокерченська, Північнобулганацька та ін.) з діпірами та грязьовими вулканами.

На півночі прогин перекриває СП, приосьовою частиною та південним крилом, на сході – крейдово-еоценові флішеві прогини північного крила Мегантиклінорію Північно-Західного Кавказу, а на заході – центрикліналі цих прогинів і структури Мегантиклінорію Гірського Криму.

Осьова поверхня прогину нахилена на південь: якщо по неогенантропогеновому комплексу осьова лінія трасується на відстані 13 км на північ від берегової лінії Керченського півострова, то по майкопу вона вже на 21 км південніше. Південний борт крутий, північний – пологий. Глибина залягання складчастої основи в Індольській частині прогину оцінюються по-різному (8-14 км).

Прогин сформулювався в олігоцен-міоценовий час, одночасно з підняття Кавказу та Гірського Криму. Його південний борт ускладнений Південноазовським порушенням.

Південна частина прогину проходить на Кавказі по Ахтирській шовній зоні, а на кримському півострові – вздовж Парпацького гребня, обрамляючого молоде підняття південно-західної рівнини, яке наростило в передсередньоміоценовий час східне закінчення мегантикліналі Гірського Криму.

Вісь його по неогеновому комплексу порід проходить через південну частину Азовського моря, а по олігоценовому – розміщується на півночі Керченського півострова. Він успадкував структуру опускань більш древнього крейдово-еоценового закладання.

Середньоміоценові здимання на східному зануренні складчасто-блокових споруд Гірського Криму зумовили розчленування західної центрикліналі єдиного в ранньому майкопі прогину на два розгалужені – Індольське та Південнокерченське [3].

За даними Б.Й. Маєвського і М.І. Євдошука, 2001 нові сейсмічні матеріали в районі зчленування Каркінітсько-Північнокримського прогину з прилеглою з півдня зоною підняття, дають змогу зробити висновок про насування Каламітсько-Центральнокримського підняття на південний борт грабеноподібного прогину. Аналогічна картина прослідковується і в зоні зчленування південного борту Індольського прогину (західна частина ІКП) із зануреним східним продовженням складчастої споруди Гірського Криму.

У верхній частині осадового чохла ІКП виділяються два типи локальних структур. Перший представлений невеликими брахіантиклінальними складками з кутами нахилу на крилах 10° - 15° (Мисова (98), Білокам'янська – на суходолі Керченського півострова; Північно- (83) та Східноказантипська (101) – в акваторії), до другого відноситься вузькі протяжні антиклінальні підняття, різною морою ускладнені глиняними діпірами, криптодіпірами та грязьовими вулканами (Малобабчикське, Булганакське на суходолі, Північнобулганакське (102) – в акваторії). На південь від Новотитарівського розлому в майкопі виявлена зона внутрішньоформаційного виклинювання горизонтів /“коса шаруватість”/.

Керченсько-Таманський міжпереклінальний прогин (див. рис. 2.2., 2.16., 2.17., 2.32., 2.33., 3.1., 4.1., 4.4., 4.6., дод. А) [3, 11, 49, 54, 56, 67, 75, 104, 121, 139, 140, 145, 150, 161, 164]. В зв'язку з тим, що прогин займає більшу половину площі північного сходу Чорного моря (130X50 км), він не входить до району досліджень (український сектор Азовського моря). Прогин розумівся як відгалуження Індоло-Кубанського з продовженням на південний захід в прогин Сорокіна.

На півночі він межує з ІКП, на заході по Узунларсько-Горностаївському – з зануренням мегантикліналі Гірського Криму, на сході по Кальміус-Джигінському розлому з Північно-Західним, Кавказом та його зануренням, на півдні з Бар'єрною антиклінальною зоною. За цілим рядом ознак (великими потужностями осадового чохла, особливо майкопу, складною складчастістю порід верхнього структурного поверху, проявами діпіризму) Керченсько-Таманський міжпереклінальний прогин ідентичний з південним крилом олігоцен-міоценового ІКП і є (на думку

Д.О.Туголесова, 1974) по суті південним відгалуженням останнього.

На підставі результатів здобувачем представлена модель геологічної будови українського сектора Азовського моря – складової Південноукраїнського регіону, що є периклінальною окраїною Східно-Європейського палеоконтиненту. Вона гармонійно вписується в загальну модель будови півдня України [3, рис. 2.].

На цьому рис. 2 [3] виділені: ССП; Причорноморсько-Азовська система прогинів; зона прогинів, утворення яких пов'язане з формуванням складчастих структур Гірського Криму та Південно-Західного Кавказу; альпійська складчаста споруда Гірського Криму та його південного і східного занурення і, нарешті Чорноморська глибоководна западина. ПАП є елементом протяжної Причорноморськоазовської системи прогинів, яка своїм зародженням пов'язана з розвитком Одесько-Джанкойського рифту. САП (АВ) входить в Добрудзько-Кримську зону підняття, ймовірно, покривно-насувної природи, яка розміщена південніше системи прогинів [3].

М.Є.Герасимов, 1994 Середньоазовське підняття разом з ІКП об'єднує в єдину Азовсько-Кубанську тектонічну пластину і вважає, що її переміщення пов'язане з реакцією виділеного тут мікроконтиненту Скіфія на активні тектонічні процеси, що викликані субдукцією в зоні Кримсько-Кавказької сутури. У результаті деформацій стиску мікроконтинент Скіфія насунувся на край Східноєвропейського палеоконтиненту.

В історії геологічного розвитку Азовського моря з позицій геосинклінальної теорії беруть участь доальпійські структурно-формаційні комплекси (архей-нижньопротерозойський, байкальський, герцинський (варисційський), кімерійський) та альпійський (осадочний), який починається з відкладів нижньої крейди, а в окремих місцях з юрських, чи навіть, тріасових. Сучасна будова осадочного чохла досліджуваної території сформувалася накладанням субширотної тектонічної зональності, яка переважала в пізньокрейдний – неогеновий час, на складно побудований структурний план ранньокрейдного етапу, що відображав геологічну будову поверхні фундаменту. Локальні структури альпійського комплексу морфологічно представляють брахіантикліналі типу Олімпійської (29), Ударної (28),

Обручєва (46) та ін. в Азовському морі. Вони ускладнені скидами, підкидами, насувами, із скороченими потужностями літологостратиграфічних комплексів, особливо нижньої крейди. Більшість виявлених структур почали формуватися не пізніше пізньокрейдової епохи і їх зріст продовжувався майже до міоцену. На початку ранньокрейдової епохи за нашими дослідженнями і новітньою сейсморозвідкою, значна частина Азовського моря представляла собою суходіл, на якому були розташовані окремі депресійні зони, що збереглися з пізньої юри з карбонатними і глинистими відкладами. У готерівський та ранньоаптський час територія акваторії занурювалася. В альбі воно збільшилось. Занурення супроводжувались складко - та розривоутвореннями. В ранньокрейдовий час утворюються структурні елементи широтного, північного та північно-західного напрямків. Прослідковується депресія в південній частині Азовського моря. В турон-кон'якський час розвивався АВ (САП). На Керченському півострові розташувалась центрикліналь геосинклінального прогину. Турон-маастріхтські відклади тісно пов'язані і складають єдиний комплекс циклу карбонатного осадконакопичення. У пізньокрейдову, палеоценову та еоценову епохи тектонічні умови істотно змінюються. Північно-західна зональність, яка ще мала місце в сусідніх районах Східного Криму не простежується. Відновлюються висхідні рухи у межах САП (АВ), значна частина якого очевидно була піднята вище рівня моря (район Електророзвідувальної (50) – Обручєва (46) площ), але північніше продовжує розвиватись ПАП. У пізньокрейдовий час інтенсивно формується Шубінсько-Південноазовська зона підняття, про що свідчить сильно скорочений розріз на Шубінській площі. Кінець палеоценової епохи характеризується деяким загальним здиманням акваторії, більш інтенсивним формуванням додатніх структурних елементів і встановленням зв'язку між Центральнокримським підняттям на заході та САП (АВ) на сході. Тектонічні умови ранньо- та середньоєоценового часу майже не відрізнялись від тектонічного режиму палеоценової епохи. Істотні зміни пройшли в пізньому еоцені, а особливо в олігоцені-ранньому міоцені. Вони полягали в посиленні прогинання на більшій частині Азовського моря та остаточному встановленні широтного простягання тектонічних елементів. Найбільш чітко це

виражене в південній частині Азовського моря та прилеглий північній смузі Керченського півострова. Тут в цей час формувався обширний ІКП, який втягнув в опускання САП (АВ). У межах останнього складки уверх по розрізу виположуються до втрати контуру в неогенових відкладах. В південній частині Азовського моря встановлені складки, у формуванні яких в олігоцен-міоцені провідна роль належить глиняному діапїризму. На початок чокракського часу основні структурні елементи регіону були переважно сформовані. У міоцені і пізніше загалом унаслідувався тектонічний режим олігоценової епохи. Прискореним утворенням структур відзначались: альб, кампан, маастріхт, пізній еоцен, олігоцен.

Таким чином, в остаточному формуванні геоструктури Азовського моря, утворенні регіональних і локальних структур вирішальну роль зіграла альпійська тектонічна епоха. Результати вивчення літофацій і формацій дозволяють зробити висновки, що в мезозої на південному облямуванні Тетісу, куди входить Азовське море, існували умови шельфового осадо накопичення, тобто фіксується пасивний тип континентальної окраїни. У цей час нагромаджувались різноманітні теригенно-карбонатні осадові породи.

Геодинамічний режим акваторії Азовського моря в альпійську тектонічну епоху зумовив не лише великі переміщення літосферних плит і блоків, а й сприяв різномасштабним горизонтальним зміщенням в осадовому чохлі, розвитку насувів і зсувів. Заслуговує на увагу стаття О.І.Хрящевської та С.М.Стовби, 2003 [назву зб. див. під №38, стор. 84-86] стосовно історії розвитку Азовського басейну. На базі розрахункових характеристик (величини тектонічної складової занурення басейну та швидкості занурення фундаменту) вперше виділені тектонічні етапи в історії розвитку досліджуваної території. Встановлено: відносно активне тектонічне занурення в альбі; продовжуюче активне тектонічне занурення в південній частині Азовського басейну і уповільнене на його північній окраїні у пізній крейді; повсюдне уповільнене тектонічне занурення в палеоцені і еоцені; активне тектонічне занурення в олігоцені-ранньому міоцені (майкопський час), яке найбільш сильно проявилось на півдні басейну; продовжуючи активне тектонічне занурення у східній частині Азовського басейну та уповільнене на решті його території в

середньому міоцені і антропогені. Відповідно вираховані швидкості тектонічного занурення фундаменту (м/млн. років) склали: рання крейда, альб – 5-24; пізня крейда – 1-12; палеоцен – еоцен – 1-8; олігоцен – ранній міоцен – 2-37; середній міоцен-антропоген – 1-45. Цей поділ підтверджений гетерогенністю літології за етапами. У відносно тектонічно спокійні інтервали (пізня крейда-еоцен) накопичуються карбонатні товщі. Під час підвищеної активності (альб, олігоцен-антропоген) формуються теригенні товщі. Спостерігається закономірність в приуроченості нафтогазових родовищ та їх проявів до відкладів, які сформувалися у першій половині кожного циклу тектонічного занурення фундаменту, тобто при його інтенсивному прогині. Про це свідчать і всі 13 родовищ ВВ відкритих в Азовському морі. Для всіх етапів встановлені південно-західний, південний чи південно-східний напрямки підвищення швидкостей тектонічного занурення Азовського басейну. Останнє контролювалось спочатку з боку Чорноморського басейну, а потім Кавказького регіону. Кожний цикл тектонічного занурення представляє собою активізацію тектонічного погруження фундаменту спочатку з наступним його пошуковим згасанням. Відносно невисокі швидкості занурення Азовського басейну в порівнянні з осьовою зоною Чорного моря та Індоло-Кубанського крайового прогину дозволяють передбачувати, що Азовський басейн в альб-еоцені уявляв собою північний борт Чорноморського рифта, а в другий етап в олігоцен-антропогені – західну периферію Передкавказького крайового прогину.

В результаті виконаних здобувачем досліджень істотно уточнена структурно-тектонічна будова осадочного чохла і фундаменту Азовського моря, дана детальна характеристика кожного тектонічного елемента і доповнена історія геологічного розвитку досліджуваної території. Показано, що у геологічній історії акваторії неодноразово виникали умови, сприятливі для утворення структур і пасток різних типів.

Побудови здійснені на основі результатів буріння усіх 26 свердловин. Складені кореляційні схеми співставлення розрізів свердловин вздовж Азовського валу та осьової частини Індоло-Кубанського прогину. На основі новітньої сейсміки та буріння у свердловинах Північноказантипська - 3, Східноказантипська - 1,

Північнобулганацька - 2 та інших, нижче вибою спрогнозовано розріз до глибини 5,5 тис. м і складено зведений літолого-стратиграфічний розріз осадового чохла території Азовського моря.

Для характеристики вивченості геологічної будови досліджуваної території побудовано ряд структурних карт (основні: по покрівлі нижньої крейди, підшві майкопу) та геологічний профіль по свердловинах Булганацька-1 – Матроська-1, що дало можливість підтвердити наявність широкого спектру різновікових, різнотипних антиклінальних і неантиклінальних пасток в умовах тектонічної порушеності, які досліджені сейсмозвідувальними роботами.

Аналіз виконаних побудов та всебічна інтерпретація геолого-геофізичних робіт і матеріалів буріння в українському секторі Азовського моря дозволили встановити складну його геологічну будову та особливості останньої. Сучасна структура осадового чохла сформувалася в умовах накладання субширотної зональності пізньокрейдого-неогенового часу на складно побудовані структурні форми ранньокрейдогої, частково юрської, стадій розвитку, які відображали будову палеозойсько-тріасового (J_{1-2} ?) і більш древнього фундаменту території, що досліджується.

Висновки

Таким чином здобувачем підтверджено, що український сектор Азовського моря представляє собою складнопобудовану територію з наявністю різнотипних, різновікових тектонічних, седиментаційних, антиклінальних структур і неантиклінальних пасток.

РОЗДІЛ 3

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ ДОСЛІДЖЕНЬ

В історії вивчення перспектив нафтогазоносності півдня України виділяють за важливістю різну кількість етапів. За В.О. Федішиним, Б.П. Кабишевим, 1999 це наступні етапи: дореволюційний (до 1917 р.), довоєнний (1918-1941 р.р.), післявоєнний (до кінця 50-х років ХХ сторіччя) і новий (з 60-х років минулого сторіччя до теперішнього часу). Цьому присвячена увага в багатьох роботах [3, 10, 11, 19, 22, 24, 67, 75, 77, 82-84, 105, 130, 137, 145, 161, 165]. Здобувача цікавить період з початку буріння в морській акваторії Азовського моря (в 1964 р. на суходолі було відкрито Стрілкове газове родовище, де в 1973 р. почалося морське буріння в акваторії Азовського моря на АВ (САП). В 1976 р. в ІКП в майкопських відкладах відкрито Північнокерченське газове родовище. В 1980 р. опублікована цікава робота групи акад. АН УРСР Г.Н. Доленка [126], яка підвела результати буріння на півдні України. Станом на 1980 рік в межах суходолу півдня України фонд структур в основних нафтогазоносних комплексах (майкопському, палеоценовому і крейдовому) був вичерпаний на 90% [126]. В той же час кількісна оцінка прогнозних запасів півдня України зоставалась достатньо високою [8, 30, 126, 96, 105, 115].

Таким чином, наукове підґрунтя для розвороту пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в акваторіях Чорного і Азовського моря станом на 1980 р. було достатнім, але не втіленим в життя. Особливо це стосувалося акваторії Азовського моря, що і висвітлено в подальшому здобувачем.

Питанням нафтогазоносності, нафтогазогеологічного районування, характеристиці окремих нафтогазоносних районів, родовищ ВВ і об'єктів в акваторії Азовського моря і, українського сектора зокрема, присвячені роботи [3-5, 10-12, 15-19, 21, 22, 24, 27, 30, 40, 47, 49, 50, 52, 72-79, 82-85, 87, 88, 91, 92, 96, 100, 103, 104, 106-108, 113, 116, 117, 119, 120, 123-126, 129-131, 134, 138-140, 145, 152, 154-158, 161, 164, 165, 169, 175, 176, 178, 179, 186-189], а також роботи здобувача особисто,

чи в співавторстві [14, 28, 38, 56, 58-63, 81, 99, 114, 118, 127, 132, 137].

Станом на кінець 2003 р. В акваторії Азовського моря буріння було здійснено на 20 площах (12 в українському секторі, 8 – в російському). За відомими здобувачеві даними тут пробурено 51 свердловину (26 – в українському і 25 в російському) (див. дод. П). На території секторів відкрито: в українському – 8, російському – 5 родовищ ВВ, відповідно з коефіцієнтами удачі 0,67 та 0,62.

На площі акваторії Азовського моря (38 тис. кв. км) пробурено 76,6 тис. пог. м (щільність 2,0 м/км²), в тому числі в українському секторі (29,0 тис. кв. км) пробурено 35,8 тис. пог. м при щільності 1,2 м/км²; в російському (9,0 тис. кв. км) пробурено 40,8 тис. пог. м при щільності 4,5 м/км². В українському секторі одна свердловина припадає на площу 1115 км², в російському на 360 км².

Всі 51 свердловини, пробурені в акваторії Азовського моря, неглибокі (до 2,6 км глибиною), тобто м а л о ї г л и б и н и . Повністю відсутні параметричні свердловини. Не було жодної свердловини, яка б могла розпочати пошуки ВВ в другому рівні глибин (більше 3,0 км), особливо нище верхнього рівня великих глибин (4,0 – 4,5 км). В українському секторі свердловин глибиною 2600 м – 1, до 2500 м – 3, до 2000 м – 6, до 1500 м – 11, до 1000 м – 5. В російському секторі: до глибини 2100 м – 2 свердловини, до 2000 м – 18, до 1500 м – 1, до 1000 м – 4.

До глибини 2000 м в акваторії Азовського моря пробурено 45 свердловин (90% від усіх в акваторії): в українському секторі 85% (від усіх в українському секторі), в російському секторі 92 % (від усіх в російському секторі).

Об'єми буріння в акваторіях України ледь досягали 2,0 тис. м на рік, кількість плавучих бурових установок тривалий час коливалися біля однієї з малою глибиною води (до 60 м). Слід зупинитися на пошуках ВВ на румунському шельфі Чорного моря. Тут, з 1976 р. по сьогоднішній день пробурено 35 глибоких свердловин і відкрито 6 родовищ нафти і газу. Осадочний чохол має товщину від кілька сотень до 5000 м. Седиментаційні комплекси: J₁-J₂; K₁, K₂, P₁- P₂; P₃-N₁¹, N₂-Q. Виділено три етапи тектонічного розвитку шельфу Чорного моря: I. J-K₁ alb – розтягання; II. K₂- P₂ – занурення басейну; III. P₂-P₃ – інверсії. Заслуговує уваги стабільність робіт. Перша свердловина Овідій-1 була параметричною і пробурена до

глибини 5006 м (!). Разом з проведеними сейморозвідувальними роботами свердловина дала можливість відразу оцінити практично увесь розріз осадового чохла, виявити можливі нафтогазоносні і перспективні комплекси, колектори і покришки, здійснити прив'язку ВГ, що дозволило будувати згодом якісні геологічні моделі об'єктів території румунського шельфу. Одержання газових проявів у верхньому міоцені (пісковики понту) свідчили про перспективи нафтогазоносності розрізу, який почав опошукуватись. Перше відкриття нафтового родовища зроблено при бурінні св. Східна Лебада-8 (1978-1980 р.р.) в альбських пісковиках нижньої крейди. В 1984 р на площі Західна Лебада відкрито однойменне нафтове родовище в альбських пісковиках. Чистий газ одержаний з еоценових мергелів на Східній Лебаді. На цих родовищах продуктивними горизонтами є верхньокрейдові і еоценові. В 1987 р. було відкрито нафтогазове родовище Сіное у пісковиках альбу і еоцену. До речі родовища Східна і Західна Лебада є нафтогазовими. В 1995 р. відкрито газове родовище Дойна пов'язане з пісковиками пліоцену, в 1997 р. – газове родовище Кобальческу приурочене до пісковиків пліоцену, а ще пізніше – одержано промисловий приплив нафти з пісковиків олігоцену на площі Портіта. Важливе значення зараз мають пошуки і освоєння НАП.

Слід зупинитися, ще раз на методиці пошуків нафти і газу на оточуючій зі сходу акваторію Азовського моря території суходолу Краснодарського краю. Порівняльний аналіз геологічної будови цих районів довів їх аналогію, а звідси і можливості подальших досліджень цих територій. В статті Б.С. Короткова і В.С. Коваленка, 2003 (Б.С. Коротков, В.С. Коваленко. Поиск горючих газов на больших глубинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2003. – №3, - С. 15-21) про пошук горючих газів на великих глибинах є свідчення про досвід глибокого і надглибокого буріння в Росії на глибинах більше 4,5-5,0 км в районах встановленого газовидобутку. На жаль, відкриття газових покладів зараз тут є скоріше виключенням, ніж правилом. Розглянуто дані території Краснодарського краю, західна частина якого межує з Азовським морем (східна частина останнього складає російський сектор Азовського моря).

Інтенсивна виробка, починаючи з 50-60-х років минулого сторіччя, і високий

ступінь розвіданості (до 3 км) стимулювали тут переорієнтацію пошуків на більш глибокі горизонти. І в період 60-70-х років було пробурено 140 свердловин глибиною більше 4,5 км (в тому числі десятки – глибиною більше 6,0 км!).

За двадцятирічний період роботи на глибинах більше 4,5 км було відкрито всього (!?) 5 невеликих за запасами родовищ нафти і газу, які за сьогоднішніми вимогами навряд чи були б рентабельними. Загальна проходка цих свердловин складала 700 тис м. Головними пошуковими критеріями для другого глибинного рівня (більш 4,5 км) є наявність локальних зон аномально високої тріщинуватості порід і зростання ролі покришок. Традиційна методика пошукових робіт тільки на антиклінальні структури для другого глибинного рівня є тупіковою. Прогнозно-пошукові критерії газоносності глибокозалягаючих відкладів ці автори пропонують розробляти на базі сучасної флюїдодинамічної моделі (основна роль у формуванні покладів тут відведено вертикальній міжрезервуарній міграції ВВ). Бурінням і ГСЗ доведено існування зон розущільнень гірських порід на великих глибинах.

Але, на жаль, і зараз, згідно Б.С. Короткову і В.С. Коваленку, 2003 свердловини закладаються за тими ж методичними принципами, що і для верхнього рівня газоносності (до глибини 3 км).

Якість сейсморозвідувальних робіт в минулому сторіччі в Азовському морі бажала кращого, а параметричне і пошукове буріння на глибинах більше 2,6 км було відсутнім. Тому конче потрібно було узагальнити усі результати вивчення нафтогазоносності Азовського моря і, в першу чергу, його українського сектора, що зроблено здобувачем.

Станом на 2004 рік в українському секторі встановлено: 8 родовищ газу, в бурінні – 4 об'єкти, підготовлено до буріння – 10, виявлено сейсморозвідкою – 16 і прогнозних – 50. В російському секторі Азовського моря знаходиться 5 родовищ і 53 не розкласифікованих на теперішній час об'єктів.

Родовища ВВ акваторії Азовського моря розподіляються наступним чином: на АВ (САП – 8 (порівно в українському і російському секторах); в ІКП – 5 (в українському секторі – 4, російському – 1).

В бурінні в акваторії Азовського моря побувало, чи є 20 площ, з яких на 13

відкритті родовища ВВ. Середній коефіцієнт удачі в акваторії Азовського моря складає 0,65 (в українському секторі – 0,67, в російському – 0,62). Слід відзначити також газ на площі Обручева (46), внаслідок якого згоріла бурова. Подальше буріння на цій площі може доповнити список родовищ ВВ в українському секторі до 9, а в цілому по акваторії до 14.

В українському секторі встановлено тридцять нафтогазоперспективних об'єктів (в бурінні, підготовлених до буріння, виявлених сейсмозвідкою), орієнтована кількість нафтогазоперспективних об'єктів в російському секторі – двадцять. При коефіцієнті удачі в українському секторі рівному 0,67 з 30 об'єктів може бути відкрито до 20 родовищ ВВ, в російському (при 0,62) до 12. Що стосується прогностичних об'єктів акваторії Азовського моря, то вони спочатку потребують сейсмодосліджень для визначення їх категорійності при переході в групу нафтогазоперспективних об'єктів.

3.1. Нафтогазогеологічне районування

Визначення особливостей геологічної будови району, який досліджується, геологічних критеріїв (факторів) нафтогазоносності та інших показників, висвітлених в цьому і попередніх матеріалах (розділи 2 і 3), дозволяють створити модель нафтогазогеологічного районування українського сектора акваторії Азовського моря, зважаючи на роботи попередніх фахівців [3, 19, 21, 24, 40, 82-84, 104, 126, 130, 145, 157, 158, 161, 164, 186, 187], а також теперішні – здобувача (особисто чи з співавторами) [38, 58-60, 81, 99, 114, 118, 137]. Підрозділ ілюструється рис. 3.1. – 3.3., а також див. рис. 4.1., 2.3., 2.9., 2.24. – 2.27., 2.29. – 2.32., 4.6., дод. А, та ін.

Критерії нафтогазоносності відображають характер нафтогазоносності об'єкта та відповідають теоретичній моделі його формування. Розробці цих факторів (критеріїв) присвячена значна література (В.Б.Порфір'єв [145, 19, 155], І.І.Чебаненко [175, 176, 81], В.О.Краюшкін [18, 19, 51, 81], П.Ф.Шпак [24, 3, 186], Г.Н. Доленко [21, 84, 126], В.В.Семенович, Р.М.Новосилецький, В.О.Вітенко, В.Д.Налівкін,

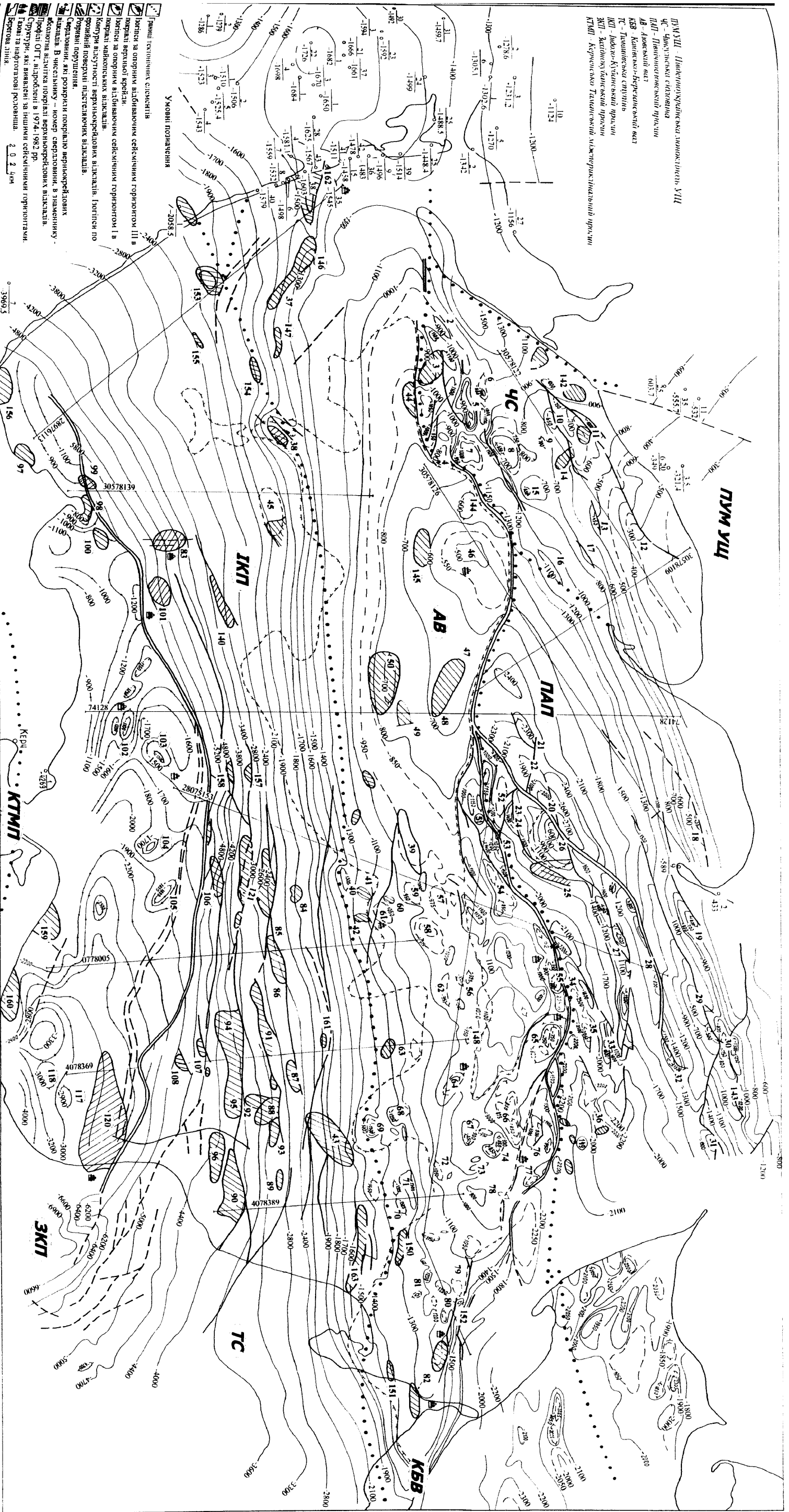


Рис. 3.1. Структурна карта акваторії Азовського моря. Склад Максимчук П.Я. за матеріалами ДАТ "Чорноморнафтогаз", "Кубаньгазпром", "Кубаньнафтогазпром", "Південьморгео", 2002

рис. 3.1. Структурна карта акваторії Азовського моря. Склав Максимчук П.Я. за матеріалами ДАТ “Чорноморнафтогаз”, “Кубаньгазпром”, “Кубаньнафтогазпром”, “Південьморгео”, 2002

Список структур (за номером):

1. Лиманська; 2. Західнобірюча; 3. Південнобірюча-2; 4. Східнобірюча; 5. Північнобірюча; 6. Федотова; 7. Прирозломна; 8. Обитічна-1; 9. Мала; 10. Фрунзенська; 11. Степанівська; 12. Приморська; 13. Центральна; 14. Олександрівська; 15. Обитічна-2; 16. Кефаль; 17. Північна; 18. Низова; 19. Весняна; 20. Блокова-3; 21. Блокова-1; 22. Блокова-2; 23. Бар'ерна-1; 24. Бар'ерна-2; 25. Бар'ерна-3; 26. Південнобердянська; 27. Білосарайська; 28. Ударна; 29. Олімпійська; 30. Північноолімпійська; 31. Молодіжна; 32. Східноударна; 33. Східноматростька; 34. Матростька; 35. Південноматростька; 36. Надія-1; 37. Східнострілкова; 38. Бортова-1; 39. Центральна (Б-7); 40. Південна; 41. Південна-2; 42. Південна-1; 43. Північногеологічна; 44. Південнобірюча; 45. Бортова-2; 46. Обручєвська; 47-48. Східнообручєвська (Обручєва-2, Обручєва-3); 49. Північноелектророзвідувальна; 50. Електророзвідувальна; 51. Безіменна-10 (Вуглова); 52. Геофізична; 53. Якірна; 54. Морська-2 (Морська); 55. Морське-1; 56. Безіменна-2; 57. Центральна-1; 58. Безіменна-3; 59. Безіменна-4; 60. Жовтнева; 61. Жовтневе (Б-5); 62. Безіменна-1; 63. Західнозалізнянська; 64. Сигнальне; 65. Невелике; 66. Лютнева (Февральська) з Краснодарською; 67. Зіркова; 68. Північнозалізнянська; 69. Залізнянська; 70. Крайова; 71. Східнозалізнянська; 72. Донна; 73. Проміжкова; 74. Серебрянська; 75. Північноазовська (Б-52); 76. Прирозломна-2; 77. Невідоме-1; 78. Невідома-2 (Західномайкопська чи Західномайська); 79. Травнева (Майська); 80. Західнобейсугське; 81. Південнобейсугська; 82. Бейсугське; 83. Північноказантипське; 84. Лунна (Місячна); 85-86. Теоретична (Геологічна-1, 2); 87. Наукова (Геологічна-3); 88. Геологічна-4 (Передбачувана); 89. Геологічна-5; 90. Північноачуєвська (Ачуєвська); 91. Зломна (Мирна); 92. Крабова; 93. Передбачувана (Фігурна); 94-95. Траверсна (Зюйдові-1, 2); 96. Південноачуєвська (Зюйдова-3); 97.

Китенська; 98. Мисова; 99. Мисова-1; 100. Мисова-2; 101. Східноказантипське; 102. Північнобулганакське; 103. Північнокерченське; 104. Сейсморозвідувальна; 105. Молодіжна (Комсомольська); 106. Сонячна; 107. Солодківська (Західноприбережна-2); 108. Південносолодківська (Західноприбережна-3); 117. Квітнева (Східногеленджицька); 118. Геленджицька; 120. Прибережне; 121. Капітанівська; 140. Боцманська; 142. Молочна; 143. Східноолімпійська; 144. Західнообручевська; 145. Південнообручевська; 146. Докрейдова; 147. Аномальна; 148. Фроловська; 149. Надія-2; 150. Лиманська-2; 151. Північноахтарська; 152. Північнобейсугська; 153. Східноустьсалгирська; 154. Умовна; 155. Моноклінальна; 156. Сільпромівська; 157. Штурманська; 158. Південноштурманська; 159. Кучугурська; 160. Тиздорська; 161. Західноприбортова; 162. Стрілкове; 163. Східноприбортова

Список структур (за алфавітом):

147. Аномальна; 23. Бар'єрна-1; 24. Бар'єрна-2; 25. Бар'єрна-3; 62. Безіменна-1; 51. Безіменна-10 (Вуглова); 56. Безіменна-2; 58. Безіменна-3; 59. Безіменна-4; 82. Бейсугське; 27. Білосарайська; 21. Блокова-1; 22. Блокова-2; 20. Блокова-3; 38. Бортова-1; 45. Бортова-2; 140. Боцманська; 19. Весняна; 118. Геленджицька; 89. Геологічна-5; 52. Геофізична; 146. Докрейдова; 72. Донна; 50. Електророзвідувальна; 60. Жовтнева; 61. Жовтневе (Б-5); 69. Залізнянська; 80. Західнобейсугське; 2. Західнобірюча (Західнобірючинська); 63. Західнозалізнянська; 144. Західнообручевська; 161. Західноприбортова; 67. Зіркова; 91. Зломна (Мирна); 121. Капітанівська; 117. Квітнева (Східногеленджицька); 16. Кефаль; 97. Китенська; 92. Крабова; 70. Крайова; 159. Кучугурська; 1. Лиманська; 150. Лиманська-2; 84. Лунна (Місячна); 66. Лютнева (Февральська) з Краснодарською; 9. Мала; 34. Матриська; 98. Мисова; 99. Мисова-1; 100. Мисова-2; 31. Молодіжна; 105. Молодіжна (Комсомольська); 142. Молочна; 155. Моноклінальна; 54. Морська-2 (Морська); 55. Морське-1; 36. Надія-1; 149. Надія-2; 87. Наукова (Геологічна-3); 65. Невелике; 78. Невідома-2 (Західномайкопська чи Західномайська); 77. Невідоме-1; 18. Низова; 8. Обитічна-1; 15. Обитічна-2; 46. Обручевська; 14. Олександрівська; 29.

Олімпійська; 88. Передбачувана (Геологічна-4) ; 40. Південна; 42. Південна-1; 41. Південна-2; 96. Південноачуєвська (Зюйдова-3); 81. Південнобейсугська; 26. Південнобердянська; 44. Південнобірюча (Південнобірючинська); 3. Південнобірюча-2; 35. Південноматроська; 145. Південнообручевська; 108. Південносолодківська (Західноприбережна-3); 158. Південноштурманська; 17. Північна; 75. Північноазовська (Б-52); 151. Північноахтарська; 90. Північноачуєвська (Геологічна-6) (Ачуєвська); 152. Північнобейсугська; 5. Північнобірюча; 102. Північнобулганакське; 43. Північногеологічна; 49. Північноелектророзвідувальна; 68. Північнозалізнянська; 83. Північноказантипське; 103. Північнокерченське; 30. Північноолімпійська; 120. Прибережне; 12. Приморська; 7. Прирозломна; 76. Прирозломна-2; 73. Проміжкова; 104. Сейсморозвідувальна; 74. Серебрянська; 64. Сигнальне; 156. Сільпромівська; 107. Солодківська (Західноприбережна-2); 106. Сонячна; 11. Степанівська; 162. Стрілкове; 4. Східнобірюча; 71. Східнозалізнянська; 101. Східноказантипське; 33. Східноматроська; 47-48. Східнообручевська (Обручева-2, Обручева-3); 143. Східноолімпійська; 163. Східноприбортова; 37. Східнострілкова; 32. Східноударна; 153. Східноустьсалгирська; 85,86. Теоретична (Геологічна-1, 2); 160. Тиздорська; 94-95. Траверсна (Зюйдові-1, 2); 79. Травнева (Майська); 28. Ударна; 154. Умовна; 6. Федотова; 93. Фігурна (Передбачувана); 148. Фроловська; 10. Фрунзенська; 13. Центральна; 39. Центральна (Б-7); 57. Центральна-1; 157. Штурманська; 53. Якірна.

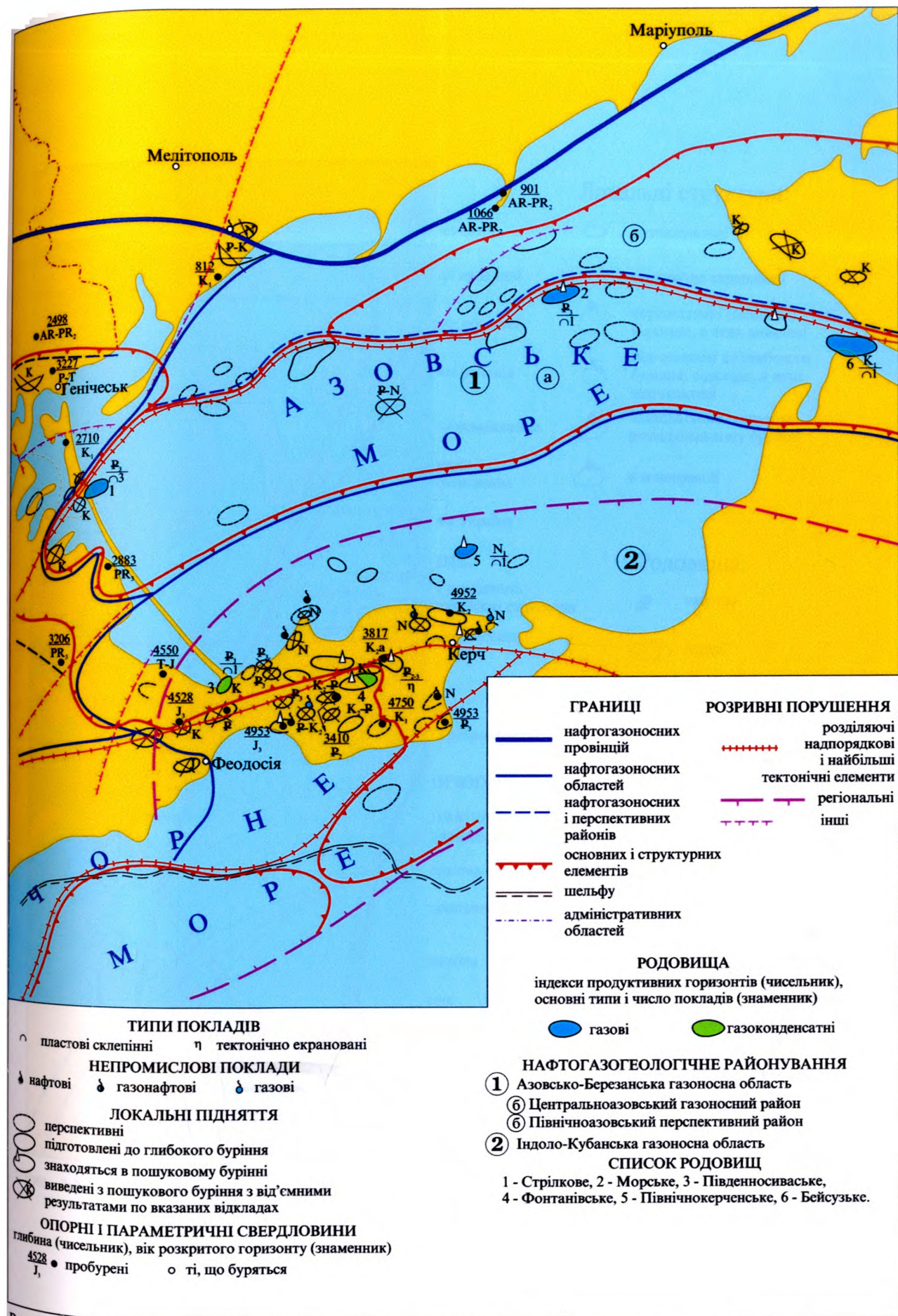


Рис. 3.2. Карта нафтогазогеологічного районування українського сектору акваторії Азовського моря станом на 1980 р.

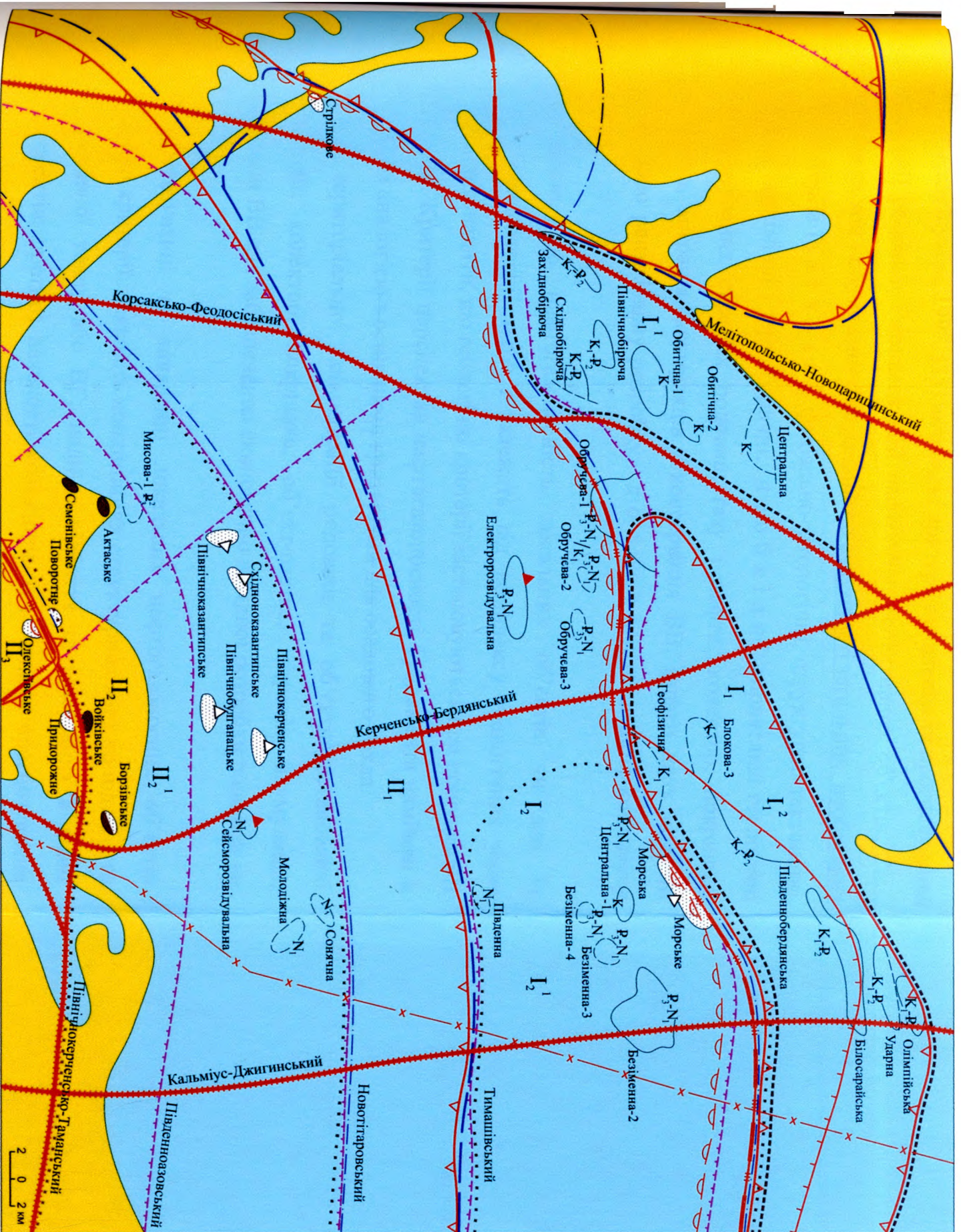


Рис. 3.3. Карта нафтогазогеологічного районування українського сектору акваторії Азовського моря за Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, 2004

	Границі:		Локальні структури:
	тектонічних елементів		антиклінальні
	нафтогазонової провінції		тектонічно екрановані
	нафтогазоносних областей		перспективні (виявлені); відклади, в яких виявлені підготовлені до глибокого буріння; відклади, в яких підготовлені
	нафтогазоносних районів		знаходяться в пошуково- розвідувальному бурінні
	зон нафтогазоагромадження		в консервації
	зон прогнозованого нафтогазоагромадження		
	економічної зони України		
	Розривні порушення:		
	регіональні, які розділяють надпорядкові тектонічні структури		Родовища:
	важливі глибинні розломи, сугурні зони		нафтові
	основні		газові
	головні насуви і ретронасуви		нафтогазові

Нафтогазогеологічне районування

І Причорноморсько-Північнокавказько- Мангипшальська нафтогазоносна провінція	II Індоло-Кубанська нафтогазоносна область
I Азовсько-Березанська газоносна область	II₁ - Південносивасько-Тимашівський перспективний газоносний район
I - Північноазовський газоносний район	II₂ - Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район
I₁ - Бірюча-Західноазовська зона прогнозованого нафтогазоагромадження	II₂¹ - Південноазовська зона нафтогазоагромадження
I₂ - Північноазовська зона прогнозованого нафтогазоагромадження	II₃ - Південнокерченський нафтогазоносний район
I₂¹ - Центральнаазовський газоносний район	
I₂² - Центральнаазовська (Бейсузька) зона газонафтоагромадження	

М.І.Євдошук [35], В.В.Глушко [130, 158], Е.Б.Чекалюк, В.О. Федішин [169], Б.П.Кабишев [3], Ю.О.Арсирій [3], О.М.Істомін, М.І. Павлюк [104], В.В.Гладун [27] та багато інш.).

За М.І. Євдошуком, 1997, [35] визначені критерії виявлення та прогнозування зон концентрації родовищ і концентрації нафтогазоперспективних об'єктів. Саме формування таких зон і обумовлюється наявністю сукупності загальних, необхідних і достатніх критеріїв (з а г а л ь н і: фаціально-літологічні, структурно-тектонічні, підгеологічні, геохімічні і термобаричні; н е о б х і д н і: сприятливі геологічні умови для формування окремих родовищ газу і нафти: колектор, покришка, структура, пастка, міграція, акумуляція і консервація ВВ, запаси яких повинні забезпечувати їхню рентабельну розробку; д о с т а т н і: поєднання комплексу критеріїв).

Встановлено, що нафтогазоносність локальних об'єктів чи зон їх територіальної концентрації якраз і залежать від комплексу геологічних умов (критеріїв). Слід відзначити, що геологічні критерії застосовуються при пошуках ВВ в осадовому чохла. Критерії перспектив нафтогазоносності фундамента намічені в загальних рисах за аналогією з основними критеріями для осадового чохла.

Для зон територіальної концентрації родовищ та об'єктів встановлені необхідні критерії: колектор, покришка, об'єкт-пастка, міграція, акумуляція, консервація, запаси ВВ для забезпечення економічно вигідної розробки родовищ чи цілих зон.

При прогнозуванні та виявленні локальних нафтогазоносних об'єктів важливі геофізичні критерії: наявність кондиційних структурних карт по підшві та покрівлі продуктивної товщі або ВГ; надійне відбиття та трасування в плані скануючих елементів; прогноз наявності колекторів за методами прогнозування геологічного розрізу, літофізичного, фаціального, палеогеоморфологічного, палеотектонічного, сейсмостратиграфічного видів аналізу; створення моделі перспективного об'єкту.

Літологічні критерії аналізувались з позицій можливого розвитку в різновікових товщах підводних надр Азовського моря сприятливого співвідношення

колекторів і покришок. Виходячи сприятливі літологічні показники формування значних за запасами скупчень ВВ властиві в першу чергу крейдовим і палеоценовим утворенням на півдні Азовського моря. В неогенових утвореннях в акваторії Азовського моря відкрито 4 газових родовища, а з палеогеновими і верхньокрейдowymi колекторами пов'язані скупчення нафти та газу на прилеглому суходолі Керченського півострова, нижньокрейдowymi – в північно-західному Передкавказзі.

у ПАП колектори приурочені до неоком-нижньоаптської і альбської частин розрізу, а в ІКП – до неоком-аптської.

Літологічні фактори формування майкопської глинисто-карбонатної товщі сприяли її регіональній нафтогазоносності. Перспективи є там, де розвинуті в розрізі потужні та витримані по латералі прошарки і пастки піщано-алевритових порід. Ці колектори надійно перекриті глинистими покришками (північна та південна зони Азовського моря). Літологічні фактори сприяли в олігоцені розвитку літологічно обмежених і стратиграфічно екранованих пасток, причепних до зон виклинювання піщано-алевритових пачок на різних стратиграфічних рівнях.

Серед неогенових відкладів сприятливі літологічні критерії були для баденських теригенно-карбонатних порід (кондиційні колектори перекриті нижньосарматськими глинами).

Комплекс проведених досліджень геодинамічних факторів дозволив науково обґрунтувати диференційованість оцінки перспектив виявлення скупчень нафти та газу у межах Азовського регіону. Більш крупні родовища ВВ пов'язуються з ділянками шельфу, які зазнали слабшого впливу тангенціального стиску. При цьому виникали сприятливі умови для формування більш крупних антиклінальних структур, перспективних щодо акумуляції природних ВВ. Південна частина регіону через вплив тривалих та інтенсивніших зусиль стиску була менш сприятлива для формування крупних антиклінальних форм та процесів міграції й акумуляції вуглеводневих родовищ.

Як в історії геологічного розвитку, так і генерації ВВ мали місце процеси за класичною геосинклінальною чи мобілістичною тектонікою літосферних плит. До

сьогодні практичний і конкретний розгляд потенціальних можливостей акваторії Азовського моря і Південного регіону України базується поки що переважно на класичній гіпотезі його розвитку.

Тектонічні фактори на ПУМ УЩ в осадовому чохлаі не дають підстав для прогнозування тут значних родовищ. Наявність Приазовського родовища ВВ (122) свідчить про можливість наявності НАП в чохлаі і нетрадиційних у фундаменті (напр. Азовське родовище (134) на Ростовському виступі УЩ). За винятком дискусійних результатів буріння св. Матроська-1 ПАП бурінням невивчений. Наявність значної кількості об'єктів (досить значних) потребують деталізаційних сейсмодосліджень і параметричного буріння в чохлаі і фундаменті. АВ (САП) відносяться по осадовому чохлау до мало перспективних (св. Електророзвідувальна (50), Обручева (46)). Але якщо враховувати відкриті родовища в чохлаі на піднятті, одержаний газ на площі Обручева, невивченість гетерогенного і гетерохронного фундаменту, продуктивного на східному продовженні АВ, слід бути обережним з від'ємною оцінкою цього тектонічного елементу. Не слід забувати про південне крило валу, перехідну зону до ІКП. А якщо подивитись на перспективи САП з позиції тектоніки літосферних плит, яка саме і виражена в північній частині всього підняття?

Історія розвитку і будова ІКП відносно вивчена стосовно олігоценного і неогенового етапів. А вже більш древня історія розглядається в тезисно-прогнозних варіантах (при повній відсутності параметричного буріння до глибини шести кілометрів). Прогин має гетерогенну основу – північний борт, розташований на платформних, а південний – на геосинклінальних утвореннях. У першому випадку його осадки перекрили (без прямого успадкування) більш древні форми, створивши три структурно-тектонічні поверхи: неогеново-олігеновий, еоценово-середньоюрський і гетерогенної основи (байкальсько-кімерійський). Заслуговує на увагу з метою пошуків значних скупчень ВВ – мезозойський поверх (крупні за розмірами і амплітудами, склепінні, тектонічно-екрановані і літологічно обмежені пластинки (неокому і апту (верхньої юри?)

Аналіз гідрогеологічних критеріїв дозволяє зробити висновки, що у

геологічному розрізі крейди і палеогену ІКП розвинуті переважно елізійні природні водонапірні системи, у межах яких виявлені родовища ВВ. Дані про умови залягання підземних вод, їх склад висвітлення в цілому ряді робіт [3, 10, 11, 24, 47, 154].

Через значну літологічну мінливість порід та велику кількість тектонічних порушень можливе виділення в розрізі лише крупних водоносних комплексів: базального горизонту нижньої крейди, нижньокрейдового, верхньокрейдово-еоценового та неогенового. Основними водотривами є верхньоаптська і верхньоальбська (нижня крейда) глинисто-аргілітові товщі; глинисті пачки сеноманського ярусу і глинисті мергелі і вапняки кампану і маастрихту (верхня крейда); глиниста товща майкопської серії, в якій наявні спорадично розповсюджені прошарки водоносних порід, що дає можливість розглядати її і як водоносний комплекс.

Гідрогеологічні критерії показують, що найбільш перспективними з точки зору їх нафтогазоносності у межах українського сектора акваторії Азовського моря є нижньокрейдово-сеноманські, маастрихт-палеоценові та майкопські відклади. Південна акваторія Азовського моря відноситься до області дуже утрудненого водообміну в майкопських відкладах при високій газонасиченості вод.

Геохімічні критерії у межах Азовського моря вивчались по відкладах крейдового і палеогенового віку [3, 10, 22, 24, 47, 67, 83, 96, 119, 130, 164, 187].

Термобаричні фактори чинять великий вплив на процеси генерації, міграції, акумуляції ВВ, а також на їх фазовий стан і тим самим на величину їх скупчень. Геотермічні умови Південного нафтогазоносного регіону детально описувалися у низці праць Р.І. Кутаса, В.В. Гордієнка, В.П. Коболева, О.О. Орлова та ін. Термічний режим є одним із важливіших енергетичних факторів. Нафтогазові скупчення в Південному регіоні локалізуються переважно на ділянках підвищених величин теплових потоків і неодноразової тектонічної активності. При цьому газові родовища розташовані у межах районів високого теплового потоку, а нафтові на їх периферії.

Оцінка перспектив нафтогазоносності осадочного чохла акваторії Чорного і

Азовського морів має базуватися на встановлених і передбачуваних закономірностях розміщення родовищ ВВ. Виділяють шість основних факторів (критеріїв) нафтогазоносності (П.Ф.Шпак і інш., 1989) [24]: 1) тип геотектонічного режиму; 2) наявність продукуючих осадочних комплексів; 3) ступені катагенетичних змін порід; 4) розподіл розривних дислокацій в осадочній товщі; 5) розміщення літофацій в різних структурних поверхах; 6) просторове і вертикальне розміщення виявленої нафтогазоносності.

Структурно-геологічні характеристики внутрішньої будови нафтових родовищ можуть свідчити про їх генетичні взаємостосунки з зонами глибинних розломів [81, 165].

За І.І.Чебаненком (1963 [173], 1966 [176]), виділено п'ять основних факторів (критеріїв) нафтогазоносності: 1) тип геотектонічного режиму; 2) розломно-блокова тектоніка кристалічної основи; 3) розподіл розривних дислокацій в осадочній товщі; 4) розміщення літофацій в різних структурних поверхах; 5) просторове і вертикальне розміщення виявленої нафтогазоносності.

До критеріїв нафтогазоносності фундаменту на теперішній стан вивченості проблеми промислової нафтогазоносності порід фундаменту в Україні відносяться: інтенсивність прояву розломно-блокової тектоніки та амплітудність об'єкту; тип та амплітуда порушень, які ускладнюють об'єкт; співвідношення товщин покришок, проникної частини колектора та амплітуди порушення; обумовленість утворення кори вивітрювання і розущільнених зон (неоднорідностей) в масиві кристалічних утворень фундаменту речовинним складом і стійкістю порід до руйнування та активністю тектонічних рухів.

В 2001 році Мартинова І.І. прийшла до висновку: “о региональной нефтегазоносности магматических и метаморфических пород на всех континентах и в большинстве акваторий Земли. Это новый нефтегазоносный этаж литосферы” (стр. 7-8) [85].

Геологічні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності фундаменту (Шнип О.А., Поспелов В.В., 2001) [85] в Західному Сибіру та Зондському шельфі) наступні: “склад порід фундаменту (найбільш перспективні – гранітоїди, карбонатні

породи); структура порожнинного простору (утворення колекторів за рахунок: контракційної усадки, розривної тектоніки, гідротермального впливу, гіпергенних процесів); наявність якісних покришок (горизонти осадового чохла, непроникні масиви фундаменту; вуглеводневі включення в мінералах гранітоїдів фундаменту; оптимальна глибина залягання порід фундаменту (можливо 4,5 км); наявність можливих зон нафтогазоутворення на відстані доступної для міграції УВ (за геодинамікою – перші сотні км); скупчення нафти і газу зустрічені у виступах покрівлі фундаменту в регіонах, де такі ж скупчення є в осадовому чохлі”.

В 1988 р. після відкриттів Хухринського і Юліївського родовищ (1985-1987 р.р.) в утвореннях кристалічного фундаменту була складена і затверджена “Комплексна Програма вивчення перспектив нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ” [76] на період 1989-1995 р.р.

Значно складніше стоїть питання стосовно проблеми нафтогазоносності гетерогенного і гетерохронного фундаменту акваторії Чорного і Азовського морів. Свої пропозиції група В.Б. Порфір'єва запропонувала для практичного впровадження ще на початку 70-х років [45, 138]. Наявність промислових припливів ВВ та численних нафтогазопроявів на суміжному суходолі (Західне Передкавказзя, Ростовський виступ УЩ, Рівнинний Крим та інш., близькі і далекі регіони) свідчили про необхідність початку пошуків в породах фундаменту і в цьому регіоні України.

Промислові продуктивні об'єкти в фундаменті: є кори вивітрювання та зони розущільнення (неоднорідності) в товщі фундаменту, не захопленої гіпергенними процесами. В Східному регіоні України відкрито 10 площ з промисловими притоками ВВ з фундаменту [76, 81]. В Південному регіоні відкрито Азовське газове родовище (134) на Ростовському виступі УЩ в чохлі та докембрійському кристалічному фундаменті. На сході Азовського моря на прилягаючому суходолі відкрито цілий ряд родовищ: Старомінське (133), Криловське (132), Канівське (131), Челбаське (130) та інші з промисловими покладами в фундаменті.

Вважаючи основним завданням пошуки ВВ в осадовому чохлі акваторій Чорного і Азовського морів, вважаємо перспективними такі напрямки пошуків у

фундаменті: 1 – пошуки нафти і газу у верхній частині гетерогенного і гетерохронного фундаменту на площах з виявленими покладами ВВ у осадочному чохла; 2 – пошуки нафти і газу в товщі кристалічних і метаморфічних порід фундаменту; 3 – пошуки ВВ на трасах регіональних глибинних розломів, в місцях їх перетину в породах осадочного чохла і фундаменту.

В нашій колективній монографії [81] є аналіз сучасного етапу проблеми походження нафтових ВВ і практичне рішення проблеми нафтогазоносності фундаменту осадочних басейнів України. В теперішній час існують органічна, неорганічна (абіотична) і змішана гіпотези (теорії) походження нафти і газу. Теорія органічного походження нафтових ВВ пов'язує їх утворення з збереженими в осадочних товщах рослинними і тваринними рештками. Теорія глибинної неорганічної природи нафтових відкладів ВВ розглядає нафту і газ як продукти глибинного, мантийного, неорганічного синтезу. Змішані теорії походження нафти і газу обґрунтовуються по-різному: у одних на положеннях осадочно-міграційної теорії з використанням розробок неорганічної теорії, у других, навпаки на положеннях неорганічної теорії, а при розробці критеріїв нафтогазоносності порід фундаменту використовуються методики підрахунку запасів ВВ в осадочному чохла з позицій органічної теорії. Положення розломно-блокової тектоніки застосовуються з обох позицій при пошуках нафти і газу в породах гетерогенного і гетерохронного фундаменту.

Комплексне вивчення осадочного чохла і фундаменту - це не тільки повне вивчення нафтогазового потенціалу осадочного чохла, але й одержання достовірного геолого-геофізичного матеріалу для оцінки, розкритого свердловинами нафтогазового потенціалу фундаменту – останнього об'єкту нафтогазової розвідки.

Нафтогазогеологічне районування перспективних земель має не тільки наукове (теоретичне), але і практичне значення, оскільки воно сприяє вибору найбільш перспективних напрямків пошуків і підвищенню їх ефективності.

Районування нафтогазоносних територій проводиться як за площею, так і за напрямом досліджуваного регіону, охоплюючи весь осадочний чохла. За Б.Й. Маєвським

а ін., 2002 ("Нафтогазоносні провінції світу". – Київ: Наук. думка - 403 с.) до основних одиниць районування відносяться:

пастка - це частина природного резервуару, яка здатна акумулювати і берігати скупчення нафти і газу;

поклад – це природне локальне скупчення нафти чи газу (або нафти з газом) у пастці-колекторі, що контролюється пасткою і єдиним (загальним) флюїдоконтактом;

родовище – це ділянка земної кори, в надрах якої знаходяться поклади нафти і газу, що приурочені до однієї локальної структури і мають в плані перекриття своїх контурів нафтогазоносності;

зона нафтогазонакопичення (нафтогазонагромадження) – це сукупність суміжних і схожих за геологічною будовою родовищ нафти і газу, які входять до однієї групи генетично пов'язаних між собою пасток, приурочених до однієї і тієї ж структури більш високого щодо них порядку.

Нафтогазоносний район (НГР) – це сукупність суміжних зон нафтогазонакопичення, яка характеризується спільністю геологічної будови і розвитку, літолого-фаціальних умов і умов нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна область (НГО) – це сукупність суміжних нафтогазоносних районів у межах значного геоструктурного елемента (здебільшого I порядку), які характеризуються спільністю геологічної будови і розвитку, включаючи геологогеографічні умови нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення протягом великих відрізків геологічної історії. Спільність історії геотектонічного розвитку є головною ознакою, яка визначає наявність у розрізі осадового чохла одних і тих самих літолого-стратиграфічних і нафтогазоносних комплексів.

Нафтогазоносна провінція (НГП) – це сукупність суміжних нафтогазоносних областей на значній за розмірами та осадовим заповненням відокремленій території, приуроченій до одного або групи великих геоструктурних елементів, які характеризуються схожістю головних рис геологічної будови і розвитку, в тому числі спільністю стратиграфічного діапазону нафтогазоносності, геохімічних, літолого-фаціальних і гідрогеологічних умов, а також можливостями генерації та

При нафтогазогеологічному районуванні району досліджень здобувачем виділені наступні області, райони, зони нафтогазонагромадження (див. рис. 3.3. та 4.4.):

ПРИЧОРНОМОРСЬКО-ПІВНІЧНОКАВКАЗЬКО-МАНГИШЛАЦЬКА

НАФТОГАЗОНОСНА ПРОВІНЦІЯ:

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область (НГО):

Таврійський газоносний район (ГР).

Азовсько-Березанська газоносна область (ГО):

Північноазовський газоносний (перспективний) район (ГР(ПР):

Бірюча-Західноазовська зона прогнозованого нафтогазонагромадження;

Північноазовська зона прогнозованого нафтогазонагромадження.

Центральноазовський ГР:

Центральноазовська (Бейсугська) зона нафтогазонагромадження.

Індоло-Кубанська НГО:

Південносивасько-Тимашівський перспективний (газоносний) район;

Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район:

Південноазовська зона нафтогазонагромадження.

Південнокерченський НГР.

В 2003 р. Г.К. Бондарчук та М.Є. Герасимов опублікували нафтогазогеологічне районування Азово-Чорноморського регіону з позицій мобілізму (див. [142]: “Нафтогазогеологічне районування, продуктивні комплекси і перспективи нафтогазоносності Азово-Чорноморського регіону”, С. 138-139). У складі Причорноморсько-Північнокавказької нафтогазоносної провінції виділені: нафтогазоносні області (в межах району досліджень здобувача). В них знаходяться: Каркінітсько-Північнокримський газонафтоносний, Таврійський газоносний (ТГР), Північноазовський газоносний (ПАГР) райони. У межах української частини акваторії Азовського моря вони виділяють Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район (ТПКНГР) та Південносивасько-Тимашівський газоносний (ПСТГР) райони.

В українському секторі Азовського моря, де освоєнню піддані об'єкти тільки

в незначних глибинах (до 1-2 км), де є ще значний резерв антиклінальних структур (піднять), рівень вивченості території катастрофічно незначний (трохи більше 3%). Пошуки ВВ проводилися на обмежених ділянках, на далеких відстанях одна від другої, без жодної параметричної свердловини.

З метою отримання додаткових відомостей про закономірності просторового розташування родовищ нафти та газу в земній корі та виявлення їхніх зв'язків з тими ж іншими типами геологічних формацій та геоструктур, ми показали їхнє місцезнаходження на нашій карті розривних і складчастих деформацій Європи. У результаті отримали такі фактичні геолого-тектонічні дані [46, 56, 81, 82, 95, 137, 157, 161, 179].

1. На площах цієї великої території нафтові та газові родовища розміщуються в таких 3-х основних формах: поодинокі родовища, скупчення родовищ у вигляді окремих кушів та лінійні (ланцюжкові) розташування.

2. У розміщенні одиноких родовищ нафти та газу якоїсь чіткої закономірності не виявляється. Вони зустрічаються в різних геологічних формаціях геоструктурах. Деякі з них прямо потрапляють на лінії регіональних розломів, або виявляють близько біля них. Можна говорити про їхній структурний зв'язок з зонами розломів.

3. Кушова форма розміщення (зони концентрації) нафтових і газових родовищ цікава тим, що вона, по-перше, має невеликі за розмірами площі, по-друге, належить до певних типів тектонічних структур. Розміри площ кушових форм (у діаметрі) не перевищують 50-190 км. На території українського сектора акваторій Чорного і Азовського морів найважливішими кушовими зонами концентрації родовищ і об'єктів є Крайова і Тарханкутська – на північно-західному шельфі Чорного моря і Керченсько-Таманська в акваторіях Азовського і моря з розмірами відповідно: 130x50, 190x60, 190x110 км. Поряд з регіональними зонами концентрації родовищ і об'єктів здобувачем, разом з іншими авторами виділені і зональні (див. рис. 4.1.) [137].

4. Лінійні або ланцюжкові розміщення нафтових і газових родовищ всі без винятку своїм структурним положенням прямо попадають на зони глибинних

розломів.
 Відмічаючи зв'язок нафтових і газових родовищ з зонами великих регіональних розломів, ми не забуваємо про те, що найбільші концентрації нафтової речовини виявляються там, де найбільші потужності осадових товщ, що пояснюється їхніми не стільки нафтотворними, скільки колекторськими властивостями.

Про зв'язок нафтових і газових родовищ з зонами глибинних розломів відомо вже давно. Наша карта (див. рис. 4.1.) свідчить, що таке велике (часте) співпадання концентрацій нафтових ВВ з зонами розривних деформацій не може бути випадковим.

Настала черга для комплексного детального вивчення проблеми нафтогазоносності осадового чохла та гетерогенного і гетерохронного фундаменту акваторій Чорного і Азовського морів (в українському секторі) [76, 81].

Вивчення геолого-геофізичних матеріалів і даних буріння в акваторії Азовського (і раніше Чорного) моря дозволило виділити найбільш цікаві, першочергові зони для постановки чи продовження геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, що приведено на карті нафтогазового потенціалу українського сектора Азовського моря (див. рис. 4.1.).

Здобувач разом з іншими фахівцями, при вивченні проблем закономірностей розташування нафтових і газових родовищ в регіональному плані, включив при дослідженнях окремих тектонічних елементів або їх частин усі нафтогазоперспективні і прогнозні об'єкти, що одразу дало можливість вирішувати проблему подальших розвідувальних робіт на нафту і газ, вибирати на основі рейтингової оцінки не тільки пріоритетні об'єкти але й першочергові зони концентрації пошуково-розвідувальних робіт в конкретних районах (напр. в акваторії Азовського моря (див. рис. 4.1. і 4.6.) [137].

Ділянки у межах виділених зон найбільш перспективні на пошуки нафти і газу в породах осадового чохла і фундаменту з позицій розломно-блокової тектоніки (П.Я. Максимчук, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко, Б.М. Полухтович, Б.Й. Маєвський, В.О. Краюшкін, П.Ф. Гожик, М.І. Євдошук, В.В. Гладун, 2004) (див.

с. 4.1., табл. – дод. А):

1 – Приазовська (ПАП) (122-р); 2 – Західнобірючинсько-Обитічна (ПАП) (2-п, 4-п, 5-п, 8-п, 13-п, 15-п; 1-пр, 3-пр, 6-пр, 7-пр, 9-пр, 10-пр, 14-пр, 16-пр, 17-пр); 3 – Ново-Білосарайська (ПАП) (26-п, 27-п, 28-п, 29-п; 20-в, 52-в, 21-пр, 22-пр, 23-пр, 24-пр, 25-пр, 30-пр, 32-пр); 4 – Стрілкова (АВ) (162-р, 37-пр, 146-пр); 5 – Бортова (АВ) (38-пр, 45-пр, 147-пр, 153-пр, 154-пр, 155-пр); 6 – Обручева (АВ) (46-б, 50-б, 51-в, 48-в, 49-пр, 144-пр); 7 – Морська (АВ) (55-р, 65-р, 54-в, 51-пр, 53-пр); 8 – Трояцька (Жовтнева) (АВ) (61-р, 40-в, 56-в, 57-в, 58-в, 59-в, 39-пр, 41-пр, 42-пр, 43-пр, 62-пр); 9 – Сигнальна (АВ) (64-р, 77-р, 66-об, 67-об, 72-об, 73-об, 74-об, 75-об, 76-об, 78-об); 10 – Західнобейсугська (АВ) (80-р, 79-об, 81-об); 11 – Бейсугська (АВ) (82-р); 12 – Північноказантипська (ІКП) (83-р, 101-р, 98-в, 99-в, 100-в, 139-в, 140-пр); 13 – Північнокерченська (ІКП) (102-р, 103-р); 14 – Сейсморозвідувальна (ІКП) (104-б, 105-в, 106-в, 84-пр, 121-пр); 15 – Геологічна (ІКП) (43-об, 69-об, 85-об, 86-об, 87-об, 88-об, 89-об, 90-об, 91-об, 92-об, 93-об, 94-об, 95-об, 96-об, 141-об); 16 – Прибережна (ІКП) (120-р, 107-об, 108-об, 109-об, 110-об, 111-об, 112-об, 113-об, 114-об, 115-об, 116-об, 117-об, 118-об, 119-об). (Скорочення: р - родовище; б - родовища і об'єкти в бурінні; п - підготовлений об'єкт (структура); в - виявлений об'єкт сейсморозвідкою об'єкт; пр - прогнозний об'єкт в українському секторі Азовського моря; об - об'єкти (структури) в російському секторі Азовського моря (не розкласифіковані); ПАП - Північноазовський прогин, АВ - Азовський вал, ІКП - Імудо-Кубанський прогин.

Зони концентрації нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів в акваторії Азовського моря 1-8 та 12-14 розташовані в українському секторі, 9-11, 15 і 16 - в російському (див. рис. 4.1., 4.6.).

Зона 1 розташована на південному схилі УЩ; в ПАП - зони 1, 2, 3 (всі в українському секторі); на АВ розміщені в українському секторі зони 4, 5, 6, 7, 8, в російському 9, 10, 11; в ІКП виділені в українському секторі зони 12, 13, 14, в російському - 15, 16. Таким чином, в українському секторі акваторії Азовського моря зосереджено 11 перспективних на пошуки нафти і газу зон, в російській - 5.

Саме в першочергових зонах концентрації об'єктів і робіт слід негайно

розпочати освоєння НАП і нетрадиційних пасток ВВ. Слід освоювати малі глибини залягання продуктивних горизонтів і почати вивчати глибокозалягаючі перспективні комплекси на глибинах 5-7 км. Це стосується і українського сектора Азовського моря, де здобувачем вже проведені підготовчі і практичні дослідження для їх впровадження в практику пошуково-розвідувальних робіт, що знайшло шлях у відкритті Північно- і Східноказантипських і Північнобулганакського родовищ ВВ (з участю здобувача).

Ми приводимо коротку характеристику окремих елементів (одиниць) нафтогазогелогічного районування акваторії Азовського моря (див. рис. 3.3., 4.4.). Воно ґрунтується на структурно-тектонічній моделі району досліджень (див. рис. 2.30., 2.31.) і суміжних територій і в підрозділі 2.2. вже детально розглянуто.

Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацька нафтогазоносна провінція в межах досліджуваного регіону включає: Азовсько-Березанську газоносну область (АБГО) та Індоло-Кубанську нафтогазоносну область (ІКНГО) [3, 58, 82, 103, 109, 118].

Дискусійне питання стоїть відносно Приазовського газового родовища (122), яке відкрито на ПУМ УЩ СЄП. Родовища, навіть одне, повинні входити до нафтогазоносного району. За В.О. Старінським воно (122) віднесено до Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області (ІКНГО, ТГР), іншими – до ПАГР АБГО (Б.М. Полухтович та ін.)

Згідно нових структурно-тектонічних побудов район родовища, відокремлений від ТГР Західноазовським виступом УЩ і Мелітопольсько-Ювоцарицинським розломом, і, за своїми характеристиками подібний до території родовищ Приазовської монокліналі і Ростовського виступу УЩ СЄП. Межа Приазовської монокліналі з ПАП проходить по північним частинам азовських кос Бірючої, Бердянської та ін.). Найбільш вірогідне віднесення його до Приазовського газоносного району”, до складу якого слід віднести Синявське (136), Тузлівське (137), Азовське (134) та ін. газові родовища [3, 82], з перспективами в крейдових і кайнозойських відкладах чохла та в утвореннях кристалічного докембрійського фундаменту.

Азовсько-Березанська газоносна область. ПАГР (в межах українського сектора-перспективний). Між Каркінітсько-Північнокримським (Сивашським) прогином (Генічеською депресією) [162] і ПАП розташована ЧС, тектонічне місце якої досить складне. Вона розміщена між двома субмеридіональними розломами: Мелітопольсько-Новоцарицинським і Корсаксько-Феодосійським. Сідловина є продовженням Західноазовського виступу УЩ на південний захід в межах ПУМ ССП. Їй притаманні риси і особливості і Північноазовського прогину. Основні перспективи нафтогазоносності в ній пов'язані із неогеновими, майкопськими, палеоценовими-еоценовими, нижньокрейдовими та, меншою мірою, відкладеними юрськими відкладами. Тут щільність нерозвіданих ресурсів ВВ становить менше 5 тис. т ВВ на 1 км². У межах зони підготовлені до глибокого буріння антиклінальні складки, ускладнені розломами: Обитічна-1(8) (36 км²), Східнобірюча (4) (29 км²), Західнобірюча (2) (26 км²) та ін. В зв'язку з повною відсутністю буріння в цьому тектонічному елементі впевнене віднесення його до ПАГР (перспективного в українському секторі) чи до нового Приазовського газоносного чи ТГР районів передчасне. Здобувачем виділена тут Бірюча-Західноазовська зона прогнозованого нафтогазонагромадження () (див. розділ 4.).

Північноазовський газоносний (перспективний в українському секторі) район, раніше мав назву Північноазовсько-Копанського в зв'язку з приуроченістю його до однойменних прогинів в акваторії Азовського моря і на прилягаючому суходолі Краснодарського краю. В Копанській зоні Північного Передкавказзя була встановлена промислова газоносність в нижньокрейдовому поверсі і утвореннях тріасу (Старомінське (133) та ін. родовища).

По єдиній свердловині в українському секторі ПАП Матроській-1 (34) з палеоцену-крейди одержані негативні результати. Вік порід розкритого фундаменту в цій свердловині має різні значення: середньокам'яновугільний і протерозойський [118].

Прогин, проявлений у відкладах крейди, палеогену, еоцену, знівельований майкопськими та неогеновими відкладами. З фронтальними частинами підкидів

пов'язані лінійні антиклінальні прирозломні підняття з обірваними крилами. За аналогією з сусідніми районами його нафтогазоносність пов'язують з неогеновими і палеогеновими, меншою мірою з крейдовими відкладами. У північній смузі прогину очікують виклинювання піщано-алевритових колекторів у олігоцен-неогеновій частині розрізу. Потребують вивчення тріас-нижньоюрські, палеозойські і докембрійські утворення. За Б.Й. Маєвським та ін., 2002 встановлення алохтонного залягання порід Гірського Криму також дає змогу розглядати цю територію як перспективну для пошуків нафти і газу у відкладах неогену, палеогену та мезозою. Тут прогнозують наявність значних потенційно газоносних антикліналей в піднасувній зоні.

Центральноазовський газонасний район (ЦАГР) з Центральноазовською (Бейсугською) зоною газонафтонагромадження (див. рис. 3.3. та 4.4.). В районі, який приурочений до САП (АВ), який переходить на сході в КБВ, відкрито 8 газових і газоконденсатних родовищ (на території українського сектора: Стрілкове (162), Морське-1 (55), Октябрське (Жовтневе) (61), Невелике (65); в російському: Невідоме (77), Сигнальне (64), Західнобейсугське (80), Бейсугське (82)). Перспективи району пов'язуються з неогеновими і палеогеновими відкладами. Нез'ясовані перспективи крейдових відкладів і утворень основи чохла. На території відкрито значну кількість структур. Можливе розповсюдження виклинювання піщано-алевролітових колекторів в олігоценовій частині розрізу чохла. Тип пасток неантиклінальний, тектонічно і літологічно екрановані. Основні перспективи в ньому пов'язуються із неогеновими і майкопськими, породами. Геологічний розріз і ступінь перспективності більш древніх утворень невияснені. Щільність нерозвіданих ресурсів ВВ тут становить від 10 до 20 тис. т у.п. на 1 км². У даній зоні виявлена низка локальних складок у верхньокрейдових відкладах Безіменна-2 (56) (105 км²), Безіменна-3 (58) (20 км²) Центральна-1 (57) (16 км²) і ін., а також у породах міоцену – Південна (40) (14 км²). У нижчезалягаючих утвореннях за матеріалами сейсмозвідки вони поки що не простежуються. Перспективи нафтогазоносності карбонатних і глинисто-карбонатних порід пізньокрейдового віку обґрунтовуються, крім наявності склепінних пасток, розвитком порово-

тріщинних і порово-каверново-тріщинних колекторів, зазвичай. Якість покришок ерхньокрейдової товщі, як правило, невисока. Тому більші перспективи пов'язуються з палеоценовим комплексом, який надійно екранується нижньоеоценовою субрегіональною глинистою покришкою.

В межах району на площі Обручева (46) пробурені дві неглибоких свердловини (див. додаток М). В процесі буріння свердловини Обручева-2 при отриманні тортонських відкладів одержано значний приплив газу, але одержати продуктивну характеристику отримати не вдалося за технічними причинами. Не проведено вивчення порід фундаменту, які залягають безпосередньо під газовим горизонтом. З відходом на крила і перикліналі цієї структури перспективи підвищуються наявністю НАП в чохлах і нетрадиційних ємкостей в породах фундаменту. Матеріали свідчать також про можливе об'єднання родовищ Морського-1 (55) і Невеликого (65) (св. 225). Повні дані по родовищах і всіх об'єктах приведені в додатку А.

У ЦАГР виділено кілька перспективних зон. У зоні, яка відповідає західній зануреній частині АВ, потужність відкладів чохла становить 2000-3000 м. Перспективи пов'язуються із зонами виклинювання в майкопі (родовище газу – Стрілкове) і нижній крейді. В зоні, що відповідає західній припіднятій частині Азовського валу, газоносність встановлено на Обручевській площі (46) у відкладах тортону. Відклади платформного чохла зони представлено породами неогену і майкопу, які залягають на дислокованих і метаморфізованих породах нижнього триасу. У північній зануреній частині АВ товщина розрізу крейди-кайнозою – 1200 м. Газоносність встановлено на піднятті Морське-1 (55) у відкладах майкопу. У північно-східній частині АВ товщина крейдово-кайнозойського комплексу збільшується від 1000 м на заході до 2000 м на сході і півдні. У цих напрямках зростає стратиграфічна повнота розрізу від майкопу до нижньої крейди. Газоносність останньої зони встановлено у відкладах еоцену (Західнобейсугське родовище (80)), сармату (Жовтневе (61), Сигнальне (64)), меотісу (Жовтневе), майкопу (Сигнальне, Невелике (65) родовища) [118].

Індоло-Кубанська нафтогазоносна область. Включає ПСТГР (перспективний

для українського сектора і газonosний для суходолу Західно-Кубанської западини), ТПКНГР з Південноазовською зоною нафтогазонагромадження та Південнокерченський нафтогазonosний райони.

ПСТГР і ТПКНГР в українському секторі Азовського моря об'єднуються в один Індольський газonosний район, який знаходиться в Індольській частині ІКП.

ІКНГО межує з АБГО по Тимашівському розривному порушенню, яке відділяє САП (АВ) від Південносивасько-Тимашівської ступені ІКП. Границею між Тамансько-Північнокерченським і Південнокерченським нафтогазonosними районами в українській економічній зоні слугує зона глибинного розлому (Північнокерченсько-Таманського) виражена Парпацьким гребенем на Керченському півострові (див. рис. 4.4.). В останні роки у межах Індольського прогину в акваторії Азовського моря із нижньоміоценових порід отримано промисловий приплив газу на Північноказантипській структурі (83), підтверджена промислова газonosність середньо- та верхньоміоценових відкладів на Хідноказантипській (101) і Північнобулганакській (102) складках. Ще в 1976 р. у цій зоні було відкрите Північнокерченське газове родовище (103) приурочене до карбонатних відкладів баденського віку. Глибина залягання складчастої основи становить тут в 9 км, а товщина майкопських осадків досягає 5,0 км. Ці осадки, а також відклади неогену в межах південного крила прогину інтенсивно дислоковані. Антиклінальні підняття витягнуті в субширотному та північно-східному напрямках і частіше мають круті крила та діапирові ядра. Брахіантиклінали навішеного типу відділяються в центральній частині прогину. Еоценові, палеоценові та крейдові відклади невеликої потужності. Газonosність встановлена в майкопі, тортоні, сарматі, мостисі (Північноказантипське (83), Східноказантипське (101), Північнокерченське (103), Північнобулганакське (102) родовища). Перспективи району пов'язані з відкладами майкопу і неогену.

Південноазовська зона нафтогазонагромадження в акваторії Азовського моря характеризується високою щільністю нерозвіданих ресурсів нафти та газу в карбонатних-неогенових відкладів, яка досягає 20-30 тис. т у.п. на 1 км² [60]. Для розвідувальні дослідження МСГТ тут необхідно націлювати не тільки на

відстою до пошукового буріння об'єктів в неогенових утвореннях, але і на виявлення локальних пасток у більш древніх товщах порід.

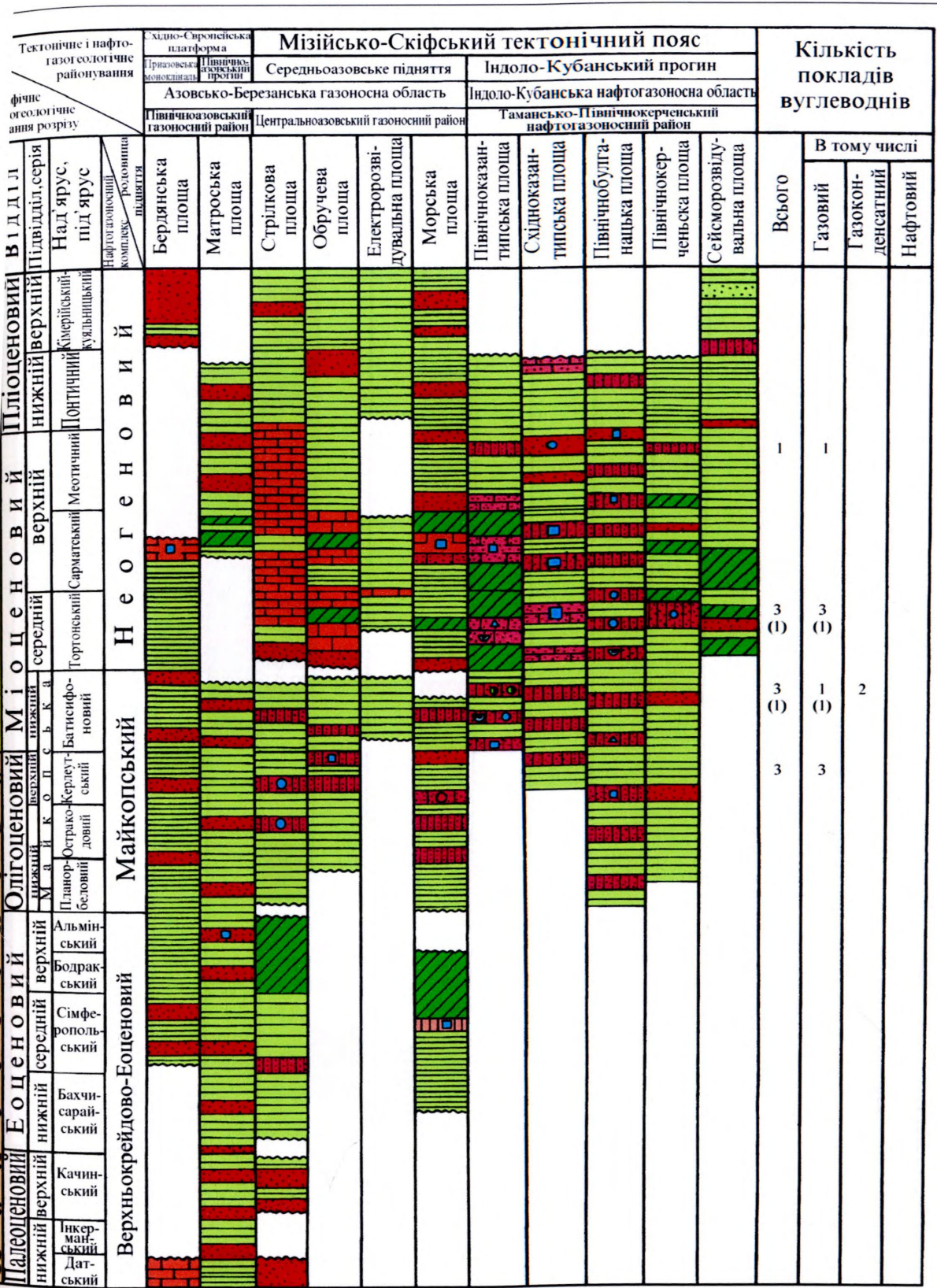
З метою повного розкриття неогенових утворень у зоні проектні глибини пошукових свердловин необхідно прийняти 2500 м. При цьому слід звернути особливу увагу на чокрак-караганську компоненту розрізу, у якій простежується від 4 до 10-12 пластів-колекторів сумарною товщиною до 15 м і задовільними пористісними та фільтраційними властивостями. Непроникними екранами можуть служити достатньо потужні пачки глин, а також субрегіональний нафтогазоупор – нижньосарматська глиниста товща.

Південносивасько-Тимашівський газonosний район (північний борт Індолоубанського прогину). На сході району встановлені газові родовища (на суші – Новов'янське (128), Фрунзенське (127)) пов'язані з безкореновими складками в неотисі [82]. Поклади пластові, склепіневі. Намічені зони виклинювання піщано-левритових порід в нижньо- і середньомайкопських відкладах. Домайкопські відклади вивчені мало. Перспективи району пов'язані з пастками антиклінального, ітологічно- і тектонічно екранованого типів.

Територія району має самостійну тектонічну назву Південносивасько-Тимашівська ступінь (виступ, уступ). Вона обмежена глибинними розривними порушеннями на півночі – Тимашівським, на півдні – Новотитаровським (див. рис. 3.3. і 4.4.). Породи чохла залягають на глибинах 1,5-6,0 км. Район слабо вивчений.

3.2. Нафтогазonosні і перспективні комплекси

На підставі аналізу геологічної будови підводних надр українського сектора північної півкваторії Азовського моря, причетності прямих і побічних критеріїв нафтогазonosності до розрізу осадового чохла в ньому виділені шість нафтогазonosних і перспективних комплексів: юрський, нижньокрейдодвий, верхньокрейдодвий, палеоценово-еоценовий, майкопський і середньоміоценово-пліоценовий (перший перспективний, інші – нафтогазonosні) (рис. 3.4.). В породах гетерогенного і гетерохронного фундаменту району досліджень здобувачем виділені перспективні комплекси фундаменту: тріас-нижньоюрський (тріасодвий, чи пермо-



Тип покривки:
 глинисто-карбонатний
 глинистий

Типи колекторів:
 поровий-теригенний
 трищинно-поровий-теригенний
 трищинно-карбонатний
 порово-каверно-стилоліто-карбонатний
 трищинний

Промислові поклади:
 ● - газу
 ● - газоконденсату
 ● - нафти

Непромислові поклади:
 ▲ - газу
 ▲ - газоконденсату
 ▲ - нафти

Прояви:
 ■ - газу
 ■ - нафти
 ☞ - приплив пластової води

4. Схема розподілу покладів, колекторів, покривок і нафтогазопроявів у відкритому розрізі Східно-Середньозовського сектору акваторії Азовського моря. Склали: О.М. Федун, П.Я. Максимчук, 2004

Стратиграфічне і нафтогазогеологічне розчленування розрізу		Тектонічне і нафтогазогеологічне районування		Мізійсько-Скіфський тектонічний пояс										Кількість покладів вуглеводнів																
				Східно-Європейська платформа					Середньозазьське підняття									Індоло-Кубанський прогин												
				Азовсько-Березанська газосна область					Індоло-Кубанська нафтогазосна область					Гамансько-Північнокерченський нафтогазосний район																
				Північноазовський газосний район					Центральноазовський газосний район					Гамансько-Північнокерченський нафтогазосний район																
Група Система	Відділ	Підвідділ, серія	Над'ярус, під'ярус	Нафтогазосний комплекс, родовища	Бердянська площа	Матроська площа	Стрілкова площа	Обручева площа	Електрозвідувальна площа	Морська площа	Північноказан-типська площа	Східноказан-типська площа	Північнобулга-наська площа	Північнокер-ченська площа	Сейморозвідувальна площа	Всього	В тому числі													
																	Газовий	Газоконденсатний	Нафтовий											
Мезозойська	Юрська	Триасовий	Юрський	Верхньокрейдовий	Нижньокрейдовий	Верхньокрейдово-Еоценовий	Неомемський	Аптський	Альбський	Сеноманський	Коньяк-туронський	Сантонський	Кампанський	Міастрихтський																
							Кам'яновугільна	Пермська	Триасова	Юрська	Юрський	Нижньокрейдовий	Верхньокрейдовий	Верхньокрейдово-Еоценовий	Міастрихтський	Кампанський	Сантонський	Кампанський	Міастрихтський											
В тому числі	Кількість покладів в родовищі																													
	Газових	—																—	—	—	—									
	Газоконденсатних	—																—	—	—	—	—	—	—	—					
	Нафтових	—																—	—	—	—	—	—	—	—					
																—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продовження рис. 3.4.

тріасовий), палеозойський і докембрійський (кристалічний) (див. рис. 3.5.-3.9.).

Використані дані інших розділів (див. рис. 2.4., 2.5., 2.7.-2.10., 2.28.-2.31., 3.3., 4.1., 4.3., 4.4.), опубліковані роботи здобувача [58-60, 62, 81, 99, 132] (див. дод. А, П).

Юрський перспективний комплекс вивчений дуже слабо. Умовно до нього віднесені аргіліти розкриті на Обручева (46) і Морській-1 (55) площах. На прилеглому суходолі він вивчений у Північному Причорномор'ї (район м. Генічеськ), в Південно-Східному Криму (с. Шубіно) і на Керченському півострові (Тамбовська, Мошкарівська площі). Перспективи цього комплексу на Азовській акваторії не виявлені. Очевидно, їх можна пов'язувати в першу чергу з ЧС та північним схилом САП. До перспективних відносяться і ПАП та ІКП.

Промислова нафтогазоносність юрського комплексу в акваторії Азовського моря не доведена. Найбільші газоконденсатні родовища Кошехабльське, Ювілейне, Північноладозьке розвідані у межах Східнокубанського прогину.

Нижньокрейдвий комплекс вважається регіонально нафтогазоносним і може розглядатись як один з основних об'єктів пошуків покладів ВВ на Азовському морі. Його продуктивність доведена бурінням у Північному Криму (Тетянівське, Західнооктябрське газоконденсатні і Октябрське нафтогазове родовища) та у Північно-Західному Передкавказзі. Комплекс складений потужною (у південній смузі акваторії) товщею піщано-глинистих порід, сприятливим співвідношенням колекторів і покришок, зазвичай високою газонасиченістю пластових вод і переважно вуглеводневим складом водорозчинених газів. Горизонти порід-колекторів приурочені до базальної частини товщі K_1 (неоком-апту), на межі апту і нижнього альбу, в середньому альбі, в основі і середній частині верхнього альбу. Вони чергуються з товщами аргілітів (покришки). Представлені пісковиками, в середньому і верхньому альбі широко розповсюджені вулканогенні породи. В регіональному плані він поширений неповсюдно. Перспективність комплексу доведена відкриттям Азовського газового родовища (134), розташованого на суходолі, в східній частині АБГО. Крім того, всі великі газоконденсатні поклади, відкриті на КБВ, що є продовженням АВ на суходолі, виявлені у відкладах

нижньокрейдяного НГК (Бейсугське (82), Канівське (131), Криловське (132) і інш.). Колектори приурочені до пачки базальних пісковиків в основі нижньої крейди.

Роль непроникної покривки відіграє потужна товща переважно глинистих утворень ранньо- та середньоальбського віку. Продуктивні горизонти представлені переважно крупнозернистими пісковиками з каолінитовим цементом, поровими і тріщинно-поровими. Ефективні товщини їх змінюються від 3,7 до 14,6 м. На Азовському морі нижньокрейдові відклади дуже слабо вивчені. Нижньокрейдові відклади входять до складу платформного альпійського структурно-тектонічного комплексу (K-KZ). Вони залягають на T-J чи PZ складчастій основі СП чи на AR₂-PR₁ основі СЕП. В альпійській складчастій зоні комплекси від N до K₁ дислоковані. Розріз K₁ в акваторії Азовського моря пройдений св. Стрілкова-20, Морська-1 (св. 2), Західнобейсугські 1, 2. Відсутня K₁ в св. Електорозвідувальній-1, Невеликій, Сигнальній-208, Західнобейсугській-211. За сейсморозвідкою K₁ відсутня на заході АВ і на локальних палеопідняттях. Потужність K₁ в ПАП і ІКП відповідно 200 м і 300-1500 м.

Гідрогеологічні параметри свідчать, що нижньокрейдові відклади характеризуються високим ступенем гідрогеологічної закритості, тобто сприятливими умовами для збереження скупчень ВВ. Слід пов'язувати основні перспективи нижньокрейдового комплексу із західним зануренням АВ (САП), північним бортом ІКП та прилеглим схилом валу. Можна очікувати колектори пірокластичного типу на бортах прогинів. Високо пористі колектори верхнього альбу очікуються в зонах зчленування прогинів з АВ (САП).

Верхньокрейдовий нафтогазоносний комплекс складений переважно карбонатними та глинисто-карбонатними породами, вираженими вапняками та мергелями. До бортів і центрикліналей прогинів спостерігається закономірне зменшення товщини і повноти відкладів K₂. Комплекс переважно карбонатний (вапняки і мергелі). В бортових і центриклінальних частинах прогинів збільшується домішка теригенно-уламкового матеріалу. В карбонатних породах з'являються прошарки пісковиків і алевролітів. В комплексі K₂ виділяють три товщі: сеноманську – мергелисту; турон-кон'якську-

нижньосантонську – вапнякову; верхньосантонсько-кампансько-маастрихтську – мергельно-вапнякову.

На акваторії Азовського моря спостерігається скорочений плитководний розріз верхньої крейди (Морська-1 (55) і Матроська (34) площі), а на Електророзвідувальній (50) і Обручевській (46) структурах ці утворення як і нижньокрейдові відсутні. Товщина комплексу в північно-західному Криму досягає 2600 м.

З верхньокрейдовим комплексом у Північному Криму пов'язані 2 невеликих нафтових родовища: Серебрянське й Октябрське. Нафтогазопрояви пов'язані із зонами тріщинуватості та кавернозності порід.

Слабкою ланкою є наявність флюїдоупорів (покришок). При випробуваннях значна більшість об'єктів “суха”, або з незначними припливами флюїду до 1 м³/д чи газу до 1-2 тисяч м³/д.

Пастки: антиклінальні, стратиграфічні, тектонічно-екрановані, комбіновані. Стратиграфічні розповсюджені на бортових і в центриклінальних зонах прогинів, на схилах палеовиступів, палеопіднять, вулканічних побудов. Не виключаються біогермні побудови. Поклади прогноуються пластові, масивні, комбіновані.

Палеоценово-еоценовий нафтогазоносний комплекс перспективний переважно у південній прилеглій до Керченського півострова зоні акваторії Азовського моря. Нижньопалеоценова товща тут представлена глинистими, органогенно-детритовими і тонкомікрозернистими вапняками з прошарками мергелів, піщанистих вапняків, зрідка пісковиків. Їх товщина в південній частині шельфу прогноується до 100-160 м. Верхній палеоцен переважно складений глинами з піщано-алевритовим матеріалом і глауконітом. Зустрічаються прошарки алевролітів. Товщина порід не перевищує 30-40 м. Еоценова товща переважно мергельно-глиниста (нижній еоцен – 100-150 м; середній – 300-400 м; верхній – до 500-700 м). Колекторами служать тріщинуваті мергелі, а також місцями пісковики та алевроліти. Відкрита пористість останніх складає від 4,37 до 17,56%, міжзернова проникність не перевищує $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

За матеріалами буріння та геофізичних досліджень в центральній смузі

акваторії Азовського моря, тобто в найбільш припіднятій зоні АВ (САП), палеоценові відклади відсутні. Вони з'являються на його схилах і занурених перикліналях, де вони, як і утворення нижнього-середнього еоцену, представлені переважно пісковиками, алевролітами, піскуватими вапняками і мергелями. У цьому розрізі відсутні надійні екрани. Південніше, у межах ІКП, прогнозується широкий розвиток глинистих утворень. У зоні виклинювання палеоценових-середньоценових відкладів на схилах САП прогнозується розвиток стратиграфічно екранованих і комбінованих пасток. Роль непроникної покришки тут відіграють верхньоценові мергелі та майкопські глини, які розповсюджені ширше утворень палеоценового-середньоценового віку. На заході акваторії Азовського моря палеоценовий розріз мало перспективний. Продуктивність еоценової частини комплексу встановлена бурінням на суходолі в межах КБВ (Канівське (131), Березанське родовища). Однак на структурі Морська-1 (55) вони практично відсутні. На заході акваторії колектори розвинуті в пачці пісків і пісковиків в основі еоцену (св. Стрілкова-20). Сукупність нафтогазогеологічних критеріїв дозволяє основні перспективи палеоценово-еоценового комплексу пов'язувати з північним бортом ІКП, схилами та зануренням САП.

Олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс є перспективним переважно в межах ПАП та ІКП, на схилах і зануреннях АВ (САП). В ІКП його основними рисами є великі товщини, підвищені ступінь дислокованості та щільність структур, а також прояви діпіризму та грязьового вулканізму. Тут розвинуті брахіантиклінальні та куполовидні складки різних розмірів, як правило, діпірової та криптодіпірової будови. Поклади газу відкриті на структурах НГО АВ (Стрілковій (162), Морській-1 (55), Західнобейсугській (80)). На піднятті Стрілковому (162) газовий поклад з дебітом 230 тис. м /добу виявлено на глибинах 380-596 м (св. Стрілкова-16). Колекторами є розущільнені глини.

Високі перспективи майкопського НГК очікуються і на структурах, приурочених до північного борту ІКП. У майкопському комплексі прогнозується вельми різноманітний набір типів пасток: діа- і епігенетичної природи. Інтервали

можливої продуктивності, як правило, приурочені до переважно глинистого розрізу, в якому пастки формуються за рахунок розущільнення глин.

В осьовій частині ІКП майкопські відклади знаходяться на значних глибинах. Численні нафтопрояви на Керченському півострові і наявність нафтогазових родовищ в східній частині Тамані, а також на південному борту ІКП дозволяють впевнено оцінити перспективи цього комплексу в південній частині Азовського моря як високі.

На півдні району робіт розбурені чотири структури: Північноказантипська (83), Східноказантипська (101), Північнокерченська (103) і Північнобулганацька (102) і на всіх відкриті газові та газоконденсатні родовища (у верхньому і середньому майкопі). На Північноказантипській структурі (83) пробурені три свердловини, в св.1 і 2 відкриті три газоконденсатні поклади у відкладах верхнього майкопу. На Північноказантипській структурі (83) в св. 3 глибиною 2600 м (1999 р.) розкрито породи неогену і майкопу (верхній і середній), де встановлено це три перспективних горизонти, з можливим стратиграфічним виклинюванням. Майкопські відклади представлені глинами з пачками піщанистих алевролітів і пісковиків. Перспективи нафтогазоносності ІКП пов'язані, передусім, з антиклінальними структурами в майкопі, а також з пастками неструктурного типу середнього і нижнього майкопу.

Товщина майкопських відкладів в осьовій зоні ІКП, за матеріалами сейсморозвідки МСГТ, перевищує 3000 м. Північніше відмічається різке її зменшення. Загалом майкопську серію у межах ІКП слід розглядати як потужну регіонально розповсюджену екрануючу товщу. Майкопські базальні шари характеризуються різкою фаціальною мінливістю. Сумарна товщина піщано-алевритових порід коливається в широких границях від 0 до 100-150 м. У центральній частині прогину прогнозується погіршення емкісних і фільтраційних властивостей колекторів, що пов'язане зі збільшенням глибини залягання та більш сильними вторинними змінами порід.

Центральна смуга Азовського моря (САП з його схилами та зануренням) характеризується скороченим розрізом майкопської серії (до 150-800 м) і широким

розвитком теригенних порід. Пласти-колектори представлені слабо зцементованими алевролітами та дрібнозернистими пісковиками сумарною товщиною до 150-200 м. Їм властиві добрі ємкісні (29-30%) та фільтраційні властивості. На Морській-1 площі (55) отриманий приплив газу 256 тис. м³/добу.

Майкопська серія є регіонально нафтогазоносною (поклади нафти та газу приурочені до низів нижнього і верхів середнього майкопу). З нею пов'язані родовища ВВ у Північно-Західному Передкавказзі, на Керченському півострові, Азовському морі (Стрілкове (162), Морське-1 (55), Північноказантипське (83) та ін.), в Рівнинному Криму.

Розглядаючи перспективи майкопських відкладів Азовської акваторії слід враховувати виявлення в останні роки літологічно обмежених пасток: Літологічна (139) і ін. і реальні можливості розвитку стратиграфічно екранованих структур. Вони причетні до зони виклинювання піщано-алевритових пачок на різних стратиграфічних рівнях. найбільші перспективи їх пошуків відносяться до зони залягання ІКП з АВ (САП), північного борту ПАП та північної частини ЧС.

Середньоміценово-пліоценовий нафтогазоносний комплекс (товщиною до 100 м) найкраще вивчений у північній і східній зонах Керченського півострова та прилеглий азовській акваторії. На суходолі можна вважати його нафтогазоносний потенціал повністю реалізованим. Перспективи пов'язані з південною зоною Азовського моря, де розвідані три газових родовища: Північнобулганацьке (102), Північнокерченське (103) та Східноказантипське (101). Цей район характеризується достатньо високим ступенем гідрогеологічної закритості. У північній і центральній частині моря комплекс переважно промитий інфільтраційними водами. Комплекс об'єднує відклади тортонського ярусу (баден), сармату, меотісу, понта і кімерія в зв'язку з їх схожим літологічним складом, представленим вапняковистими глинами, пісками, пісковиками, алевролітами, з прошарками мергелів і вапняків. Відклади комплексу поширені по всій акваторії. В тортонському ярусі колекторами є пісковики караганчокракського горизонту, що мають високі значення пористості і проникності. У відкладах сарматського і меотичного ярусів колектори пов'язані з піщано-

алевроитовими пачками, в південній частині регіону в меотисі широко розвинені шанкові органогенні споруди, наявність яких прогнозується на підняттях Східноказантипському (101), Північнокерченському (103), Північнобулганацькому (102). В осадах понтичного ярусу колекторами є піски. Поклади газу відкриті на АВ на структурах Обручева (46), Невеликій (65), Сигнальній (64), Жовтневій (61) і Західнобейсугській (80). Особливістю середньоміоценово-пліоценового комплексу є переважання в ньому пасток неантиклінального типу, пов'язаних з піщано-акумулятивними тілами (в центральних, південних і східних районах акваторії). У відкладах цього комплексу можлива також наявність пасток літолого-ін'єктивних екранів, пов'язаних з глинистими діапірами і криптодіапірами. На акваторії продуктивність середньоміоценово-пліоценових відкладів встановлена на площах Жовтнева (61), Невелика (65), Сигнальна (64). Найбільший інтерес серед середньоміоценово-пліоценових відкладів представляють баденські теригенно-карбонатні утворення, які характеризуються добрими колекторськими властивостями та повсюдно перекриваються нижньосарматськими глинами, товщина яких зазвичай перевищує 40 м, досягаючи місцями 200-300 м. Глинисті породи переважають і в розрізі баденського ярусу, в якому колектори – малопотужні проверстки. Вони представлені органогенно-детритовими, черепашниковими, оолітовими вапняками та збагаченими органогенним матеріалом мергелями, зрідка пісковиками та алевролітами. Простежується від 3-4 до 10-12 пластів-колекторів сумарною товщиною до 15 м з дуже мінливими фізичними параметрами. Відкрита пористість органогенно-детритових вапняків і мергелів змінюється від 6,1 до 37,7% при медіанних значеннях 15-30%, проникність – від $0,05 \cdot 10^{-3}$ до $492 \cdot 10^{-3}$ мкм², середні значення до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Непроникними покрішками є достатньо потужні пачки глин, які чергуються з пластами-колекторами. Нижньосарматські глини представляють собою субрегіональну нафтогазопідпору. Продуктивні горизонти складені вапняками органогенно-детритовими та оолітовими, тріщинно-поровими чокрацького та караганського віку. Їх ефективні товщини змінюються від 0,4 до 11,8 м. Про перспективність середньоміоценово-пліоценового комплексу південної акваторії

зовського моря свідчать розвідані тут газові родовища, чисельні скупчення нафти та газу в Північно-Західному Передкавказзі і на Керченському півострові. Приазовське газове родовище (122) виявлене в Північно-Західному Приазов'ї може відкрити про певні перспективи комплексу у межах ЧС.

Отже, підсумовуючи відомі дані, що прогножуються по нафтогазоносних комплексах, в кожній з основних тектонічних зон можна виділити слідуючі найбільш перспективні комплекси:

АВ - комплекси відкладів майкопу і міоцен-пліоцену. ІКП - комплекси відкладів нижньої і верхньої крейди, палеоцену, еоцену, майкопу і міоцен-пліоцену. Характеристика перспективних комплексів фундаменту. В районі досліджень до фундаменту віднесені: – у межах СЄП (північна частина акваторії Азовського моря ПАП та ЧС) – дорифейський кристалічний фундамент; – у складі СП – майкальські, палеозойські і тріасові утворення (АВ); – область Кримсько-кавказького альпійського орогену включає мегантиклінорії Гірського Криму, Північно-Західного Кавказу та їх занурень (ІКП в Азовському морі). Складчасті комплекси фундаменту перекриваються платформним чохлам від юри і молодше.

Значно складнішою є проблема промислової нафтогазоносності фундаменту українського сектора Азовського моря. Жодної цілеспрямованої свердловини на пошуки ємкостей з добрими фільтраційно-ємнісними властивостями фундаменту, які б могли вміщувати скупчення ВВ, в цьому районі немає. У той же час, накопичення даних про промислову нафтогазоносність порід фундаменту продовжує зростати. В 1932р. в США відбувся Всесвітній симпозіум по розповсюдженості нафти і газу у вивержених і метаморфічних породах фундаменту. Своє бачення проблеми нафтогазоносності осадочного чохла південної частини СЄП, СП і більш південних районів акваторії Азовського моря (і Чорного моря) викладені в численних працях В.Б. Порфір'єва, В.О. Краюшкіна, І.Б. Соллогуба, І.І. Чебаненка та ін. [19, 81, 82, 145].

Шлях до відкриттів покладів ВВ в породах кристалічного докембрійського фундаменту на СЄП в Україні та інших регіонах приведено в монографії колективу авторів, в тому числі здобувача [81].

На Північному борту Дніпровсько-Донецького авлакогена (ДДА) СЕП держана перша нафта з утворень докембрійського кристалічного фундаменту гранітів) на Хухринській площі в свердловині № 1 в 1985 році (69 м³/добу нафти і 9 тис. м³/добу газу на 12 мм штуцері з глибини 3200-3280 м).

З того часу на Північному борту ДДА відкриті поклади нафти і газу з порід кристалічного фундаменту на 9 родовищах (дебіти нафти сягають 264 м³/добу, газу 55-1017 тис. м³/добу).

В 1987 р. на Північному борту відкрито крупне Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (рис. 3.5.). Першовідкривачкою стала свердловина № 2 – Юліївська. Свердловина обґрунтована на пошуки в першу чергу в ній нафтогазоносних об'єктів в розкритому свердловиною розрізі фундаменту (за даними ГДС продуктивні горизонти в осадовому чохлі в цій свердловині були відсутні) [81]. Поверхня порід кристалічного фундаменту в свердловині Юліївська-2 була розкрита на глибині 3464 м. З інтервалу 3636-3735 м (фільтр) і 3735-3800 м (відкритий стовбур) на 7 мм штуцері одержано газу – 77 тис. м³/добу і конденсату – 13,5 м³/добу. Тобто продукцію одержано з глибини 172-336 м нижче від поверхні фундаменту. При випробуванні інтервалу 3468-3486 м (4-22 м від поверхні фундаменту) на 6 мм штуцері одержано 172 тис. м³/добу газу і 7,6 м³/добу конденсату. Абсолютно вільний дебіт газоконденсатної суміші з фундаменту склав 2768 тис. м³/добу.

Свердловиною Юліївська-10 (див. рис. 3.5.) ці результати були підтвержені. Породи фундаменту тут були розкриті на глибині 3541 м. З інтервалу 3618-3687 м одержано нафту дебітом 45 м³/добу, а з інтервалу 3545-3560 м – газ, дебітом 210,3 тис. м³/добу і конденсат – 26 м³/добу. [81].

В теперішній час породи докембрійського кристалічного фундаменту випробувані вперше в зоні зчленування Дніпровського грабена ДДА і Південного борту ДДА (в межах північного схилу Українського щита) на Ульянівській площі, де свердловиною Ульянівська-5 відкрито в межах Південного борту ДДА нафтогазовий поклад в інтервалі 2982-3055 м (поверхня фундаменту на 2982 м).

Найбільш древніми породами на Азовському газовому родовищі, (рис. 3.6.), з

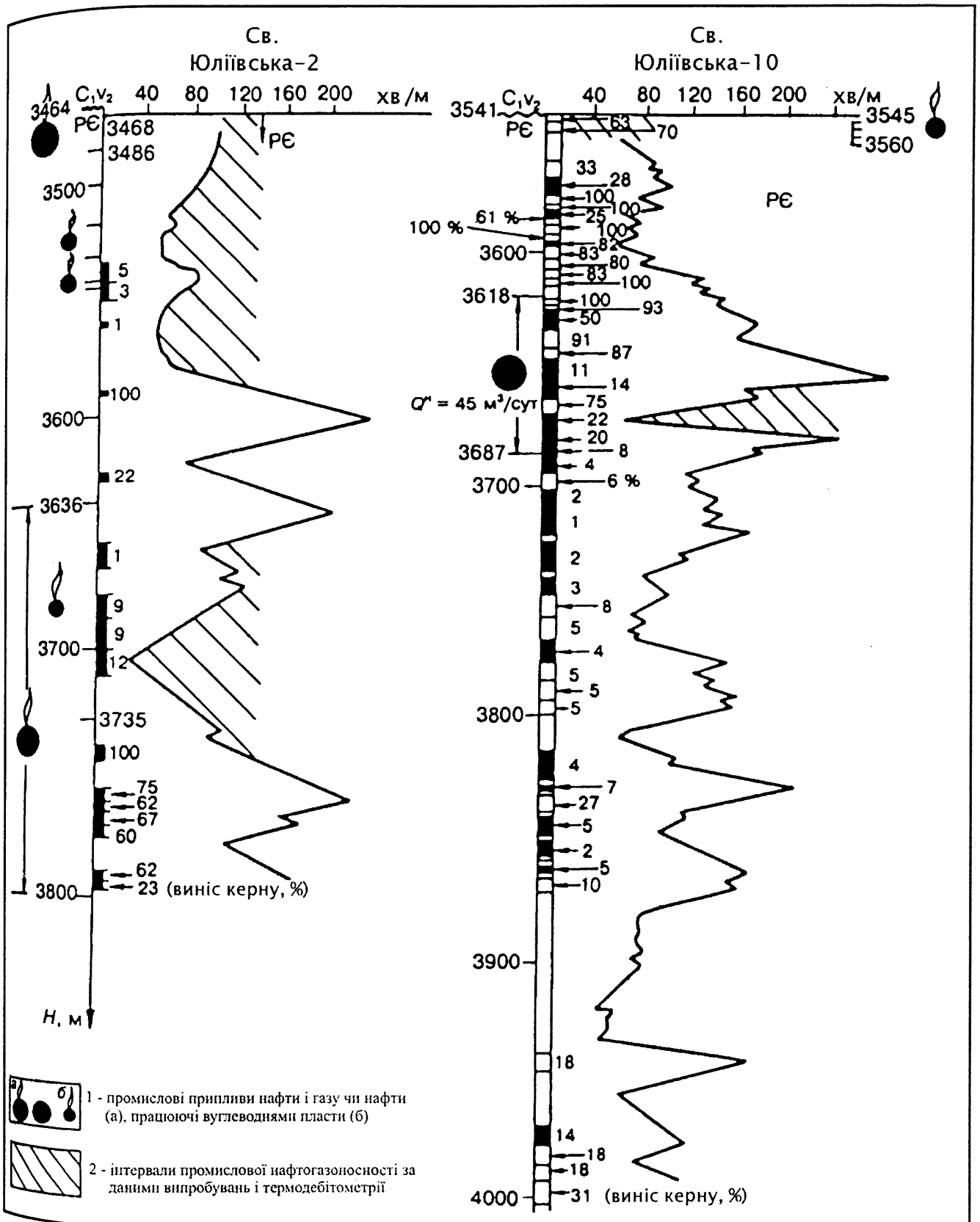


Рис. 3.5. Співставлення результатів буріння, випробування порід кристалічного фундаменту за св. Юліївські-2 і 10

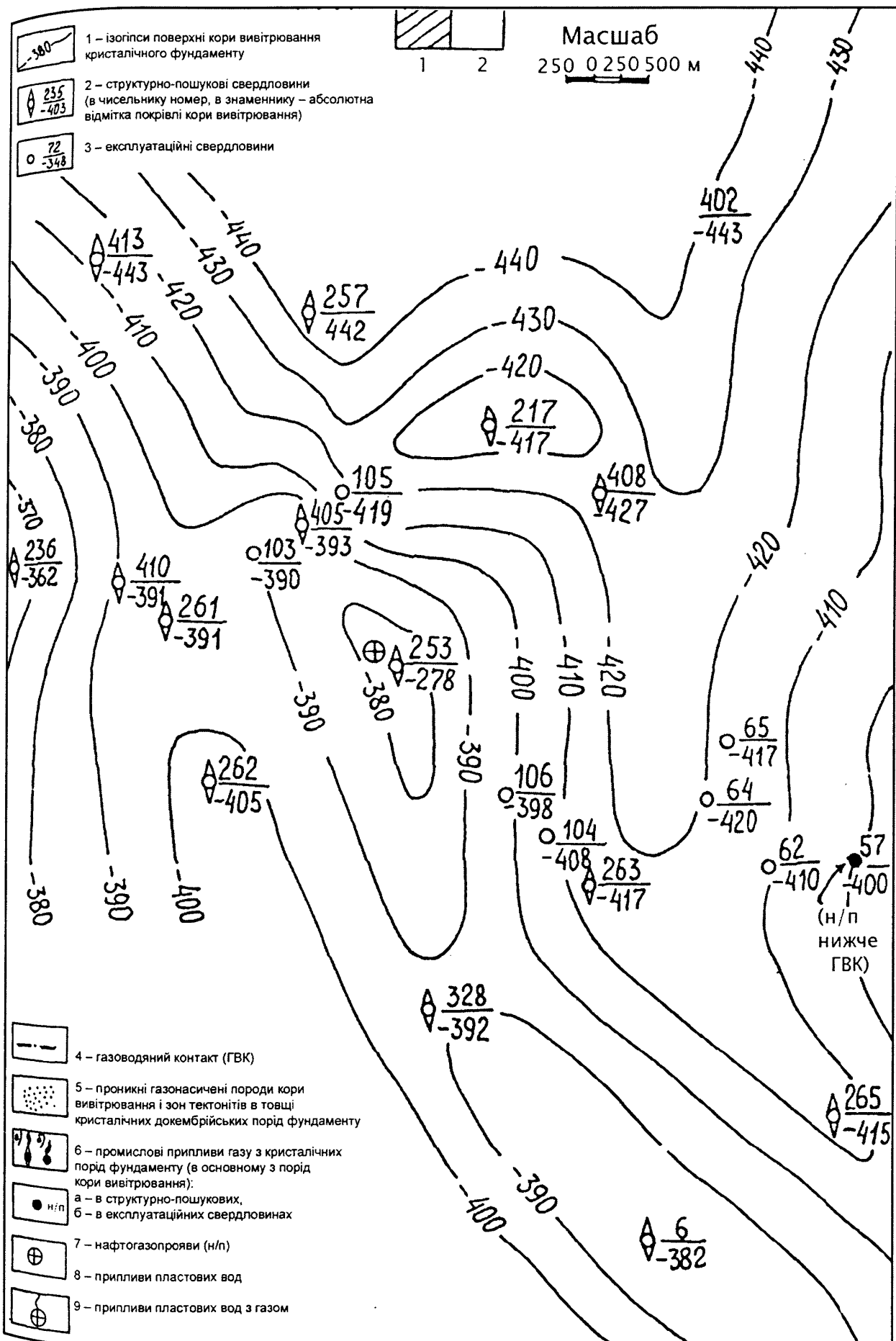


Рис. 3.6. Структурна карта поверхні кристалічного фундаменту Азовського родовища газу (Ростовський виступ УЩ, СЕП) за М.Г. Машенською, 1980

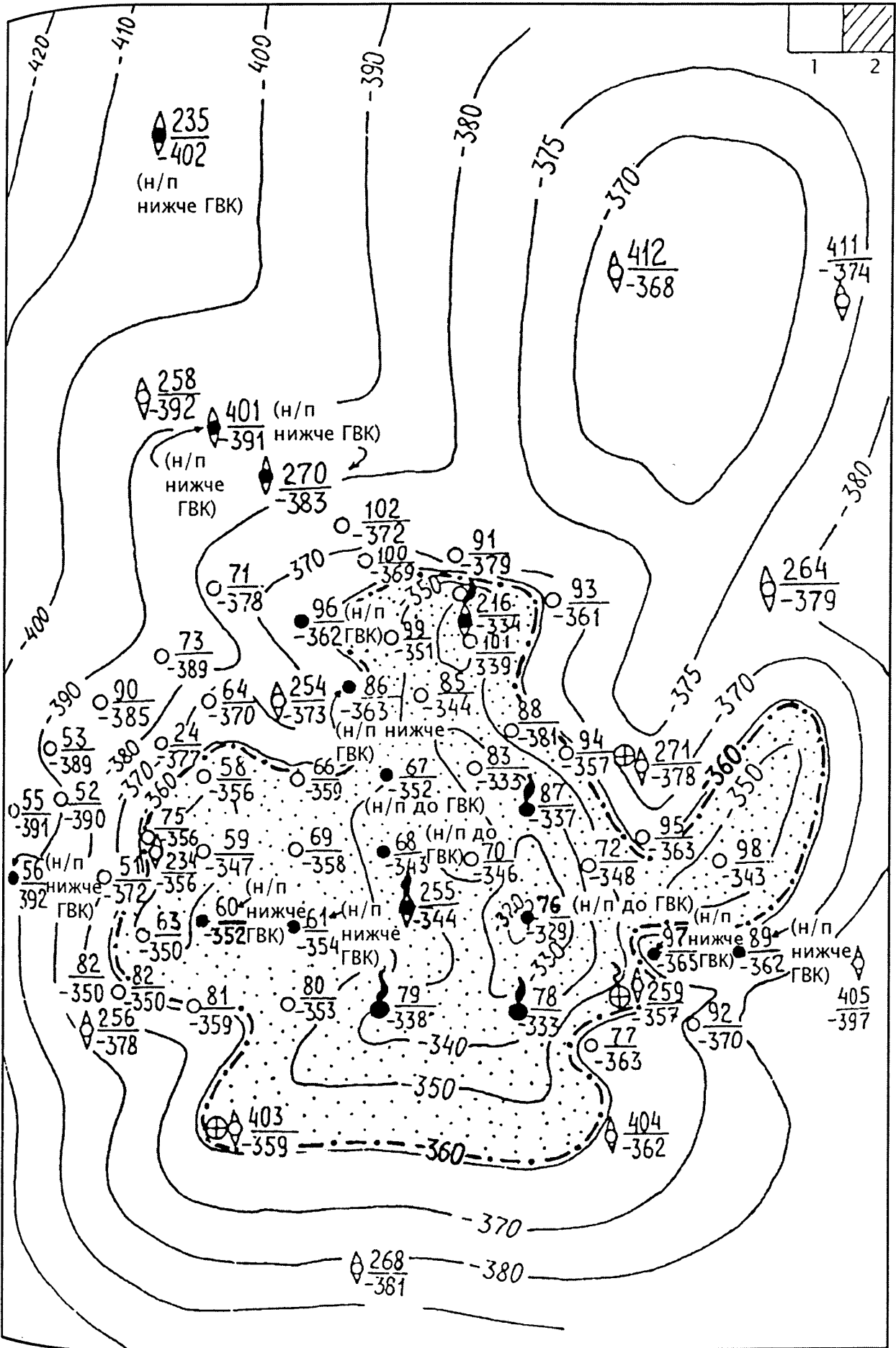


Рис. 3.6. (продовження)

яких одержані тут при випробуванні припливи газу, є тріщинуваті граніти, граніто-гнейси, амфіболіти та інші кристалічні утворення, піддані процесам вивітрювання. Промислово-газоносні породи докембрійського фундаменту в свердловинах 87,79. Припливи газу одержані з тріщинуватих вивітрілих порід фундаменту в св. 255, 259, 216, 78, 253. Наявність газового покладу у фундаменті Азовського газового родовища (134) на невеликих глибинах (360-400 м) знімає практично всі обмеження на пошуки ВВ в породах гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Навіть на таких глибинах в кристалічному фундаменті є не тільки колектори, але й покрішки.

У зв'язку з цим, слід повернутися до вивчення докембрійського розрізу фундаменту на Приазовському газовому родовищі (122) ПУМ УЩ, яке своєю південною частиною, можливо, продовжується під водами акваторії Азовського моря. Нижньосарматські поклади газу лінзовидного типу розміщені на монокліналі на глибинах 85-135 м. Виступ фундаменту облягають крейдово-палеогенові відклади. Він ускладнений Царицинсько-Мелітопольським глибинним розломом. Заслуго-вують постановки буріння об'єкти на ЧС: Західно-Бірючий (2), Обитічний-1 (8) і ін.

З позиції розломно-блокової тектоніки найбільш перспективними на пошуки ВВ зонами осадового чохла і докембрійського фундаменту СЄП є Західнобірючінсько-Обитічна, Приазовська, Блоково-Білосарайська.

В межах СП утворення фундаменту представляють інтерес у відношенні нафтогазоносності, зважаючи на технічні можливості теперішньої бурової техніки, на АВ і ТС. Палеозойські утворення фундаменту в акваторії Азовського моря вивчені в Західному Передкавказзі (Бейсугська площа (82). Їх вік кам'яновугільний.

Нижньомезозойський комплекс фундаменту в акваторії Азовського моря, в Західному Передкавказзі і Криму складається з порід тріасу (переважно середнього і верхнього) і, частково, нижньої (і середньої юри). В північній частині Азовського моря виділені флішоїдно-теригенна формація пізньотріасово-ранньоюрського віку і піщано-глиниста моласова формації середньої юри. На Стрілковій площі (162) з ними пов'язана андезитова формація.

Нафтогазоносність тріасового та палеозойського комплексів фундаменту

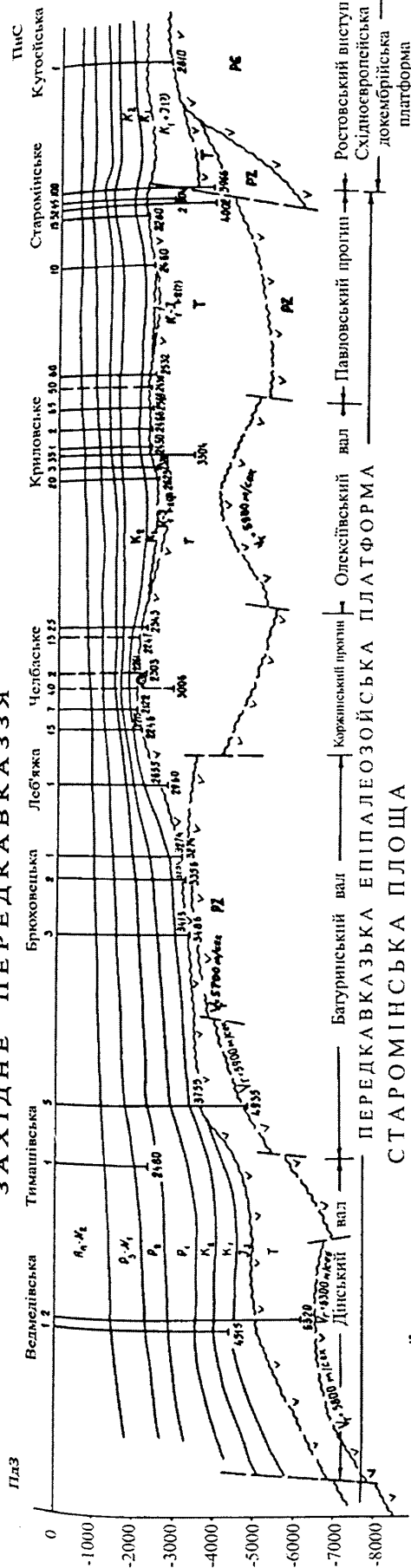
довгий час представниками органічної гіпотези походження не бралась до уваги. Цікаве висловлювання відносно пермо-тріасового комплексу Передкавказзя є у М.С.Бурштара та ін., 1970: „В недавнем прошлом, как известно, эти породы относились к фундаменту, поэтому никто и никогда не считал нужным поднимать вопрос о нефтегазоносности этого комплекса. Но получение промышленных притоков нефти на Закумской и Урожайненской площадях из отложений пермо-тріасового комплекса рассеяло все сомнения в отношении их нефтегазоносности, и тогда встал вопрос о том, относятся ли эти породы целиком к фундаменту или какая-то часть относится к фундаменту, а какая-то к осадочному чехлу” [Тр. ВНИГНИ, 1970. – Вып. 100. – С. 112-127].

В Західному Передкавказзі породи тріасового фундаменту були вивчені і випробувані в Канівсько-Березанській зоні підняття (рис. 3.7. та див. дод. П). За даними В.М. Любофеева, в 37 свердловинах випробувано 59 об'єктів в тріасовому фундаменті. З 16 об'єктів одержані промислові припливи газу (Канівська (131), Криловська (132), Челбаська (130), Старомінська (133, див. рис. 4.1.) структури), 17 є водонасиченими, в 16 приплив був відсутній. В св.Старомінська-45 з інтервалів в тріасовому фундаменті 2252-2283 м і 2306-2336 м одержані фонтани газу (115 і 164 тис. м³/добу) з конденсатом (до 1,5 м³/добу) через 10 мм штуцер. Газоводяний контакт по нижньокрейдовому покладу знаходиться вище зазначених інтервалів продуктивних об'єктів у фундаменті на 50-100 м, що свідчить про самостійність покладу в породах фундаменту. В 140 глибоких свердловинах Західного Передкавказзя породи тріасового комплексу розкриті лише на товщину менше 100 м.

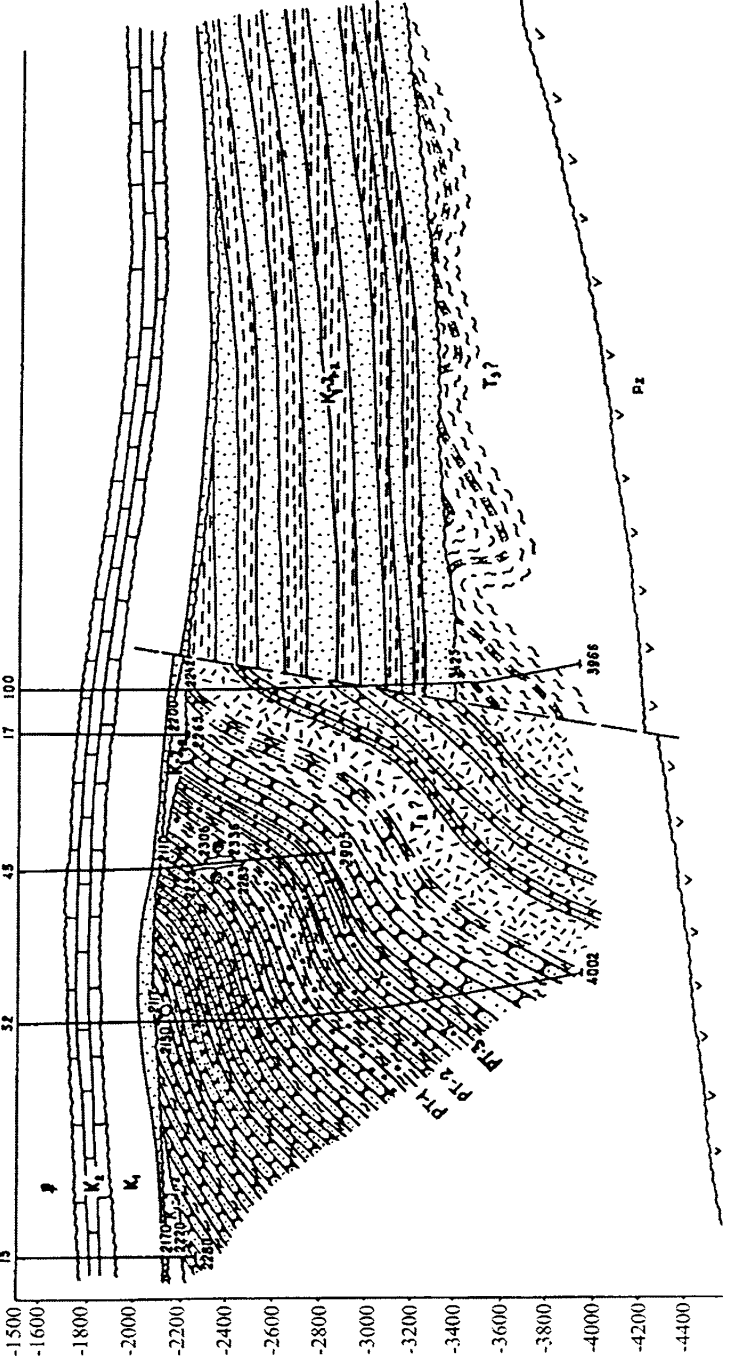
Зважаючи на лінзоподібне залягання тріасового комплексу в Криму і Західному Передкавказзі, є нова проблема пошуків нафти і газу в палеозойському фундаменті (підняття між тріасовими „лінзами” на КБВ (рис. 75 [145]) і АВ.

Нафтогазоносність приурочена в Східному Передкавказзі до карбонатної товщі Т₁ та до карбонатних прошарків карбонатно-теригенної товщі Т₂. Найбільші дебіти нафти одержані в св. Урожайненська-5 (3528-3550 м, на штуцері 10 мм – 125 м³/д, контакт нижньотріасових вапняків з ефузивами Т₃ (Т₂ – відсутній); св. Урожайненська-10 (3623-3653 м з ефузивних порід одержано 18 м³/д нафти); св.

ЗАХІДНЕ ПЕРЕДКАВКАЗЗЯ



ПЕРЕДКАВКАЗЬКА ЕПАЛЕОЗОЙСЬКА ПЛАТФОРМА
СТАРОМІНСЬКА ПЛОЩА



- глини
- піски
- глинисті сланці
- щільні пісковики
- конгломерати
- вапняки
- сфузиви
- реліквії горизонти
- тектонічні порушення

Рис. 3.7. Геологічні розрізи через Західне Передкавказзя по площах (а) та Старомінську (б). Складено за даними "КраснодарШнафта"

Закумська-1 (3600-3626 м, 5 м³/д нафти з вапняків Т₂-Т₁); св. Зимня Ставка-41 (3493-3516 м з вапняків тріасу фонтан нафти, на 5 мм штуцері – нафти 28 м³/д). Припливи одержані також в св. Совхозній, Колодязній, Новоколодязній, Сухокумській, Руський хутор. Дислокованість комплексу слабкіша ніж верхньопалеозойського фундаменту (теригенні складчасті комплекси). Вивчення поверхні палеозою та його внутрішньої структури в межах Передкавказзя і суміжних районів дозволило виділити герцинські геоструктури, виражені складними антиклінальними системами значних розмірів, ускладнених інтрузіями герцинських гранітоїдів.

Важливим результатом є одержання нафти на площі Оймаша (Казахстан) в межах епігерцинської Туранської плити. Тут, окрім покладу нафти в тріасовому комплексі фундаменту, нафта відкрита і нижче по розрізу (рис. 3.8.). В св. 12, 9 і 10 на глибинах відповідно 3586, 3584, 3547 м розкриті кристалічні сланці (і роговики) палеозойського фундаменту, а на глибині відповідно 3636, 3756, 3742 м – граніти. Св.18 під породами тріасу безпосередньо розкрила граніти. Над гранітами встановлена кора вивітрювання. В св. 12 з інтервалу 3612-3672 м (роговики і граніти одержано 9,3 м³/добу нафти (в процесі буріння). В колоні з інт. 3726-3738, 3750-3774 (граніти) на штуцері 18 мм одержано 350 м³/добу нафти, ще нижче в св.12 з інтервалу 3810-3850 м одержано фонтан нафти 5 м³/добу. В св. 9 нафта одержана: з нижньої частини вулканогенно-осадочного тріасового комплексу (3514-3546 м) 250 м³/добу, з кристалічних сланців фундаменту (3600-3640 м) – 14,4 м³/добу, з гранітів і кори вивітрювання їх (3754 - 3640 м) 28,6 м³/добу.

В св.12 при розкритті фундаменту в інт. 3586-3905 м свердловина не вийшла з зони насичених нафтою тріщинуватих гранітів (319 м від поверхні фундаменту вглиб!).

Пошуки ВВ в українському секторі Азовського моря на СП слід зосередити в зонах, перспективних з позицій розломно-блокової тектоніки: Стрілковій, Бортовій, Обручєва, Морській, Жовтневій. Вивченню підлягають тріасовий комплекс і палеозойські утворення.

Разом з цим слід привести деякі питання з проблеми освоєння Західно-східної епігерцинської плити в нафтогазоносному відношенні порід фундаменту.

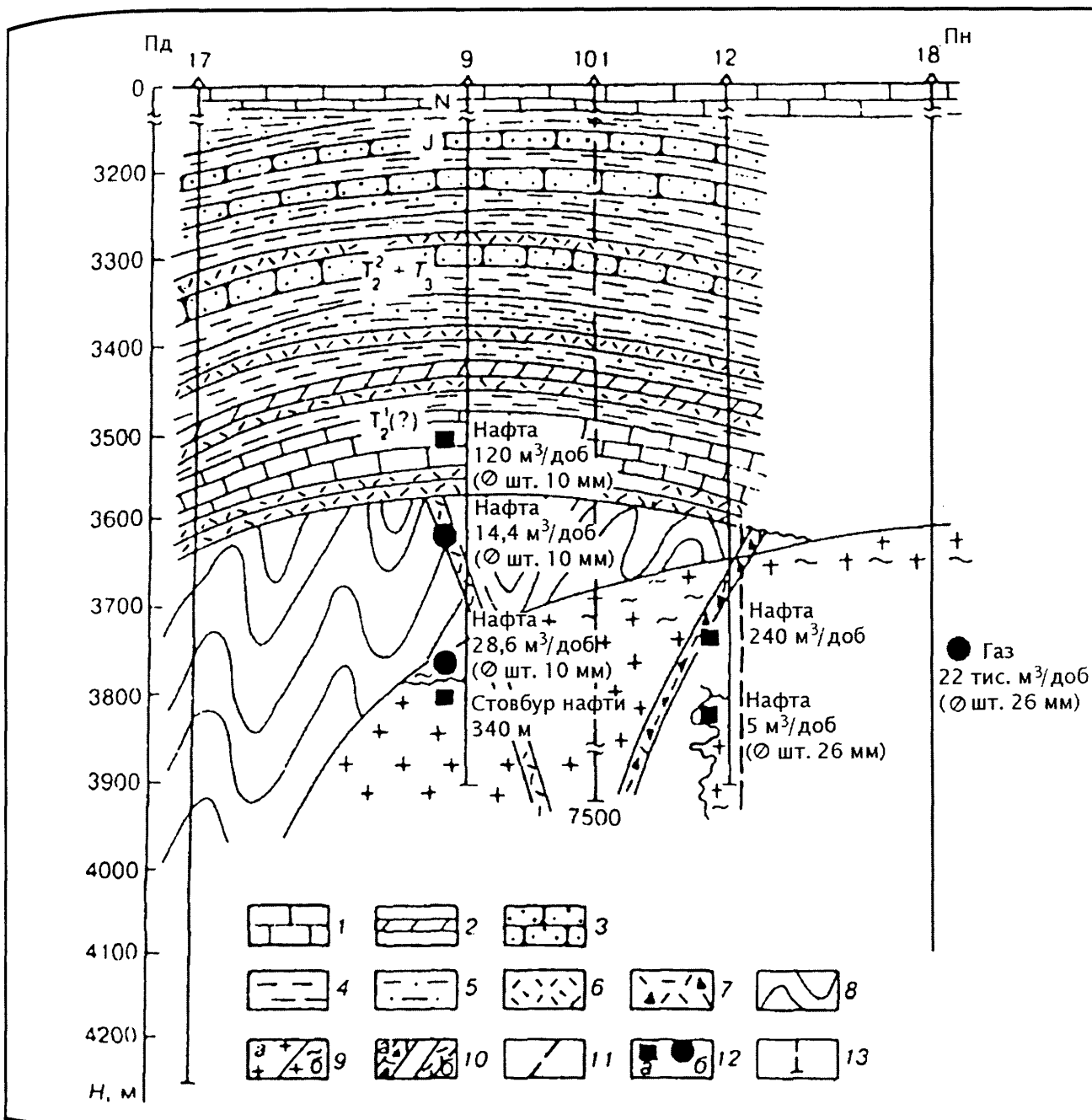


Рис. 3. 8. Геологічний розріз через нафтове родовище Оймаша (Казахстан): 1-вапняки; 2-мергелі; 3-пісковики; 4-аргіліти; 5-алевроліти; 6-туфи, туфіти; 7-туфолави, туфобрекчії; 8-кристалічні сланці; 9-граніти (а-свіжі, б-вивітрілі); 10-дайки магматичних порід (а-кислого, б-основного складу); 11-розлом; 12-припливи нафти (а-в процесі буріння, б-в результаті випробовування в колоні); 13-проектна свердловина

В 1982 р. вийшла з друку стаття В.Б.Порфір'єва і В.П.Клочка [124] присвячена нафтогазоносності Західного Сибіру. На основі величезного фактичного матеріалу західносибірських та інших фахівців, автори [124] привели наступні дані. На 69 площах Західно-Сибірської нафтогазоносною провінції встановлено промислові припливи нафти з газу з порід фундаменту (не враховуючи випадки сукупного випробовування порід фундаменту і осадочного чохла). На 46 з них одержано нафту, на 23 – газ. Промислові припливи нафти і газу приурочені до наступних різновидностей порід фундаменту: 22 площі – до гранітів і граніто-гнейсів, 18 – порфіритів, 11 – кристалічних сланців, 18 – до інших різновидів магматичних та первинно-осадових утворень високого ступеня метаморфізму. Найбільші дебіти встановлені в тріщинуватих гранітах. Вік кристалічних утворень, які вміщують нафту і газ – докембрійський, палеозойський і мезозойський, що свідчить про відсутність зв'язку проявів ВВ з віком регіональних структур.

Але краще за все будуть нові свідчення самих західносибірських вчених і виробників на проблему промислової нафтогазоносності Західного Сибіру та ін. рнів (рис. 3.9.). В статті М.П.Запівалова, В.Б.Левянта, В.Л.Шустера „Перспективы нефтегазоносности фундамента на примере Западной Сибири и Хиндустанского субконтинента” (5 міжн. конф. PetroTech-2003, Н'ю-Делі, Індія, 10.10.2003 р.) сказано: “Проблема нефтегазоносности фундамента становится все более актуальной. К настоящему времени выявлено большое количество месторождений в Америке, Европе, Азии и Австралии. Особое значение имеют открытия в пределах Вьетнамского шельфа. Около 100 залежей нефти и газа в породах фундамента выявлено в Западной Сибири (подчеркнуто В.П.Клочко, [81]). М.П. Запівалов та ін., 2003 в кінці своєї статті роблять слідуючий висновок: “Таким образом, залежи нефти и газа в фундаменте – это задел из XX века и повестка дня на XXI век” (подчеркнуто В.П.Клочко, [81]).” Автори (М.П.Запівалов та ін., 2003) пишуть, що за класическими представлениями домезозойские образования (Западной Сибири) относятся к фундаменту, который является гетерогенным по вещественному составу и структуре... Глубокими скважинами в фундаменте вскрыты отложения докембрия и всех систем палеозоя... Вещественный набор фундаментного палеозоя представлен

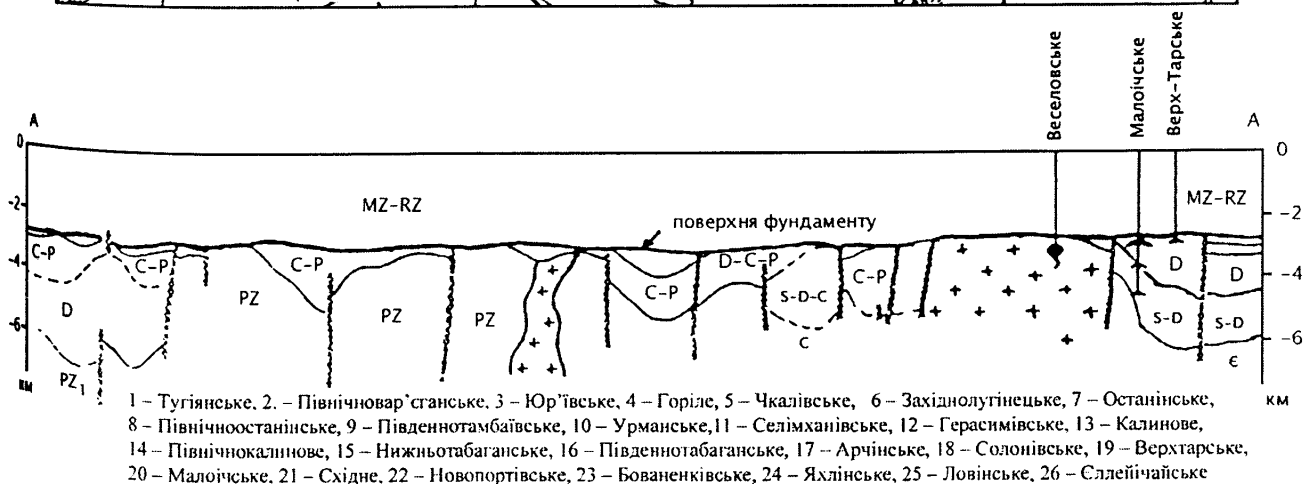


Рис. 3.9. Західний Сибір. Основні палеозойські родовища і геологічний розріз за М.П. Запіваловим та ін., 2003

практически всеми типами пород: карбонатными, эффузивными, магматическими, метаморфическими... К настоящему времени в древних породах фундамента Западной Сибири (докембрий и палеозой) открыто 100 залежей и значительных проявлений нефти и газа, которые группируются в 61 месторождение. Крупных скоплений нефти насчитывается 24. На этих месторождениях пробурено 208 скважин; из них продуктивных 75 (36%). Например, на Малоичской скв. 2 дебит нефти составил 400 м³/сут. В разработке уже находится ряд месторождений: Чкаловское, Герасимовское, Медведевское, Северо-Варьеганское, Новопортовское и др. Что же касается изверженных и магматических формаций, то коллекторами здесь являются породы, как правило, кислого и среднего состава... В целом, коллектора трещинно-кавернозно-порового типа... Практически все вторичные породы и коллектора в палеозойском фундаменте представлены метасоматитами. Они хорошо выделяются в геофизических полях: гравитационном, магнитном, радиационном, Участки развития метасоматитов четко фиксируются на картах аномалий теплового поля.”

За В.С.Сурковым та Л.В.Смірновим, 2003 початок формування Західно-Сибірського осадочного басейну віднесено до ладинського віку середнього тріасу. До того часу на даній території був розташований Урало-Монгольський складчастий пояс, який складений складчастими системами різного віку консолідації і рифтових структур раннього-середнього тріасу. В сукупності вони і утворюють фундамент Західно-Сибірської плити (50 родовищ нафти і газу, відкриті приконтатній зоні фундаменту). В основу їх карти районування порід фундаменту за перспективністю, покладені: типи вторинних колекторів по породах фундаменту; субпідрядність юрських нафтогазоносних комплексів і щільність їх ресурсів з колекторами (в зоні дезинтеграції порід фундаменту); наявність відкритих покладів і їх будови.

Виконана характеристика нафтогазоносних і перспективних комплексів осадочного покриву українського сектора акваторії Азовського моря дозволяє зробити висновки про широкий стратиграфічний діапазон перспективного розрізу. Однак, високий вуглеводневий потенціал освоюється дуже повільно. На сьогоднішній день розвідано 8 родовищ. Скупчення газу відкриті в майкопських,

баденських і меотичних відкладах, які залягають на невеликих глибинах до 1000-1500 м. Більш глибокі перспективні горизонти в південній зоні з високою щільністю нерозвіданих ресурсів ВВ (20-30 тис. т/км²) поки що не розкриті.

Підкреслюються перспективи палеозойського та тріасового фундаменту Азовського моря на пошуки в ньому скупчень ВВ, а також можливість знаходження пасток ВВ в докембрійському кристалічному фундаметні на південному схилі УЩ і на південь від нього.

3.3. Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні та прогнозні об'єкти

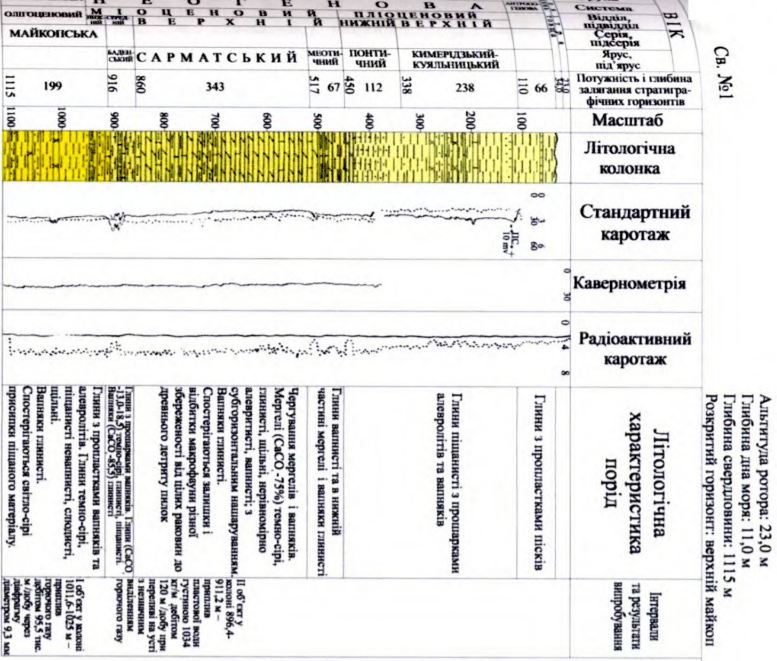
Вивченість території українського сектора акваторії Азовського моря ледь досягає 4%. Саме тому до уваги бралися всі геолого-геофізичні матеріали та дані буріння не тільки по українській частині акваторії але й по суміжній частині акваторії і оточуючого суходолу. Цей величезний фактичний матеріал знайшов своє відображення в додатках А і П, на рис. 3.3., 4.1., 4.4., а також у нових графічних матеріалах, побудованих здобувачем разом з співавторами (рис. 3.10.-3.13.).

Використані дані різних публікацій [3, 10-12, 18, 19, 24, 39, 67, 82, 84, 87, 88, 92-94, 98, 102, 103, 116, 120, 128, 133, 134, 136, 145, 157, 161, 164, 165, 179, 187], а також здобувача особисто чи в співавторстві [14, 28, 38, 38а, 38б, 56, 58-61, 63, 81, 99, 114, 118, 127, 137].

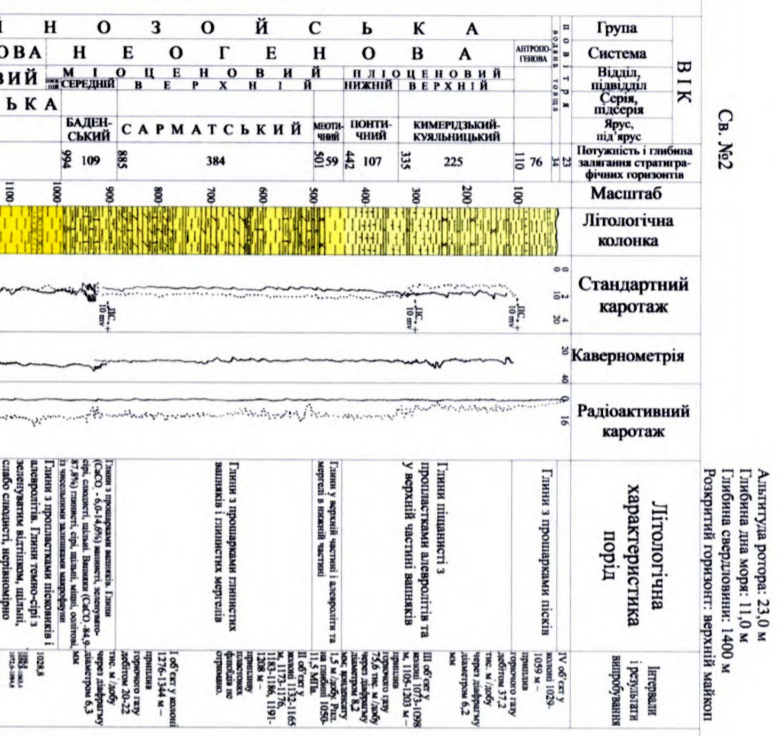
Головна увага присвячена новим відкриттям в акваторії Азовського моря Північноказантипського (83), Східноказантипського (101), Північнобулганацького (102) та подальшому освоєнню Північнокерченського (103) газових родовищ, в яких здобувач приймав безпосередню участь, що підтверджено відповідними публікаціями, перерахованими вище.

В українському секторі акваторії Азовського моря станом на 2004 рік знаходилось 38 нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів, серед яких розрізняють (див. рис. 4.1., 4.4., додаток А):

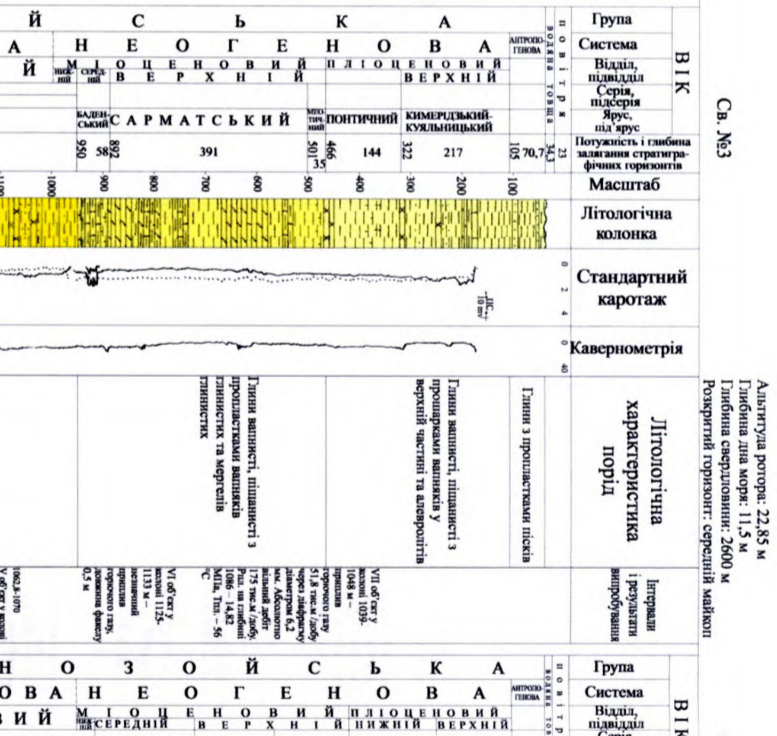
Родовища ВВ (див. рис. 4.1., 4.4., додаток А): 83. Північноказантипське (в бурінні, здійснюється дослідно-промислова розробка), ІКП, ТПКНГР; 102. бурінні),



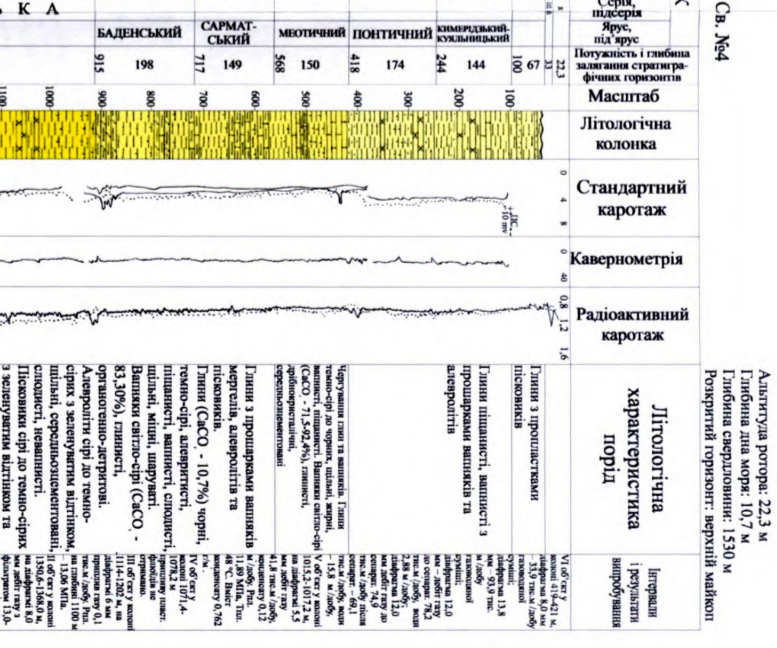
Алтытуда ротора: 23.0 м
Глибина для моря: 11.0 м
Глибина свердловини: 1115 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп



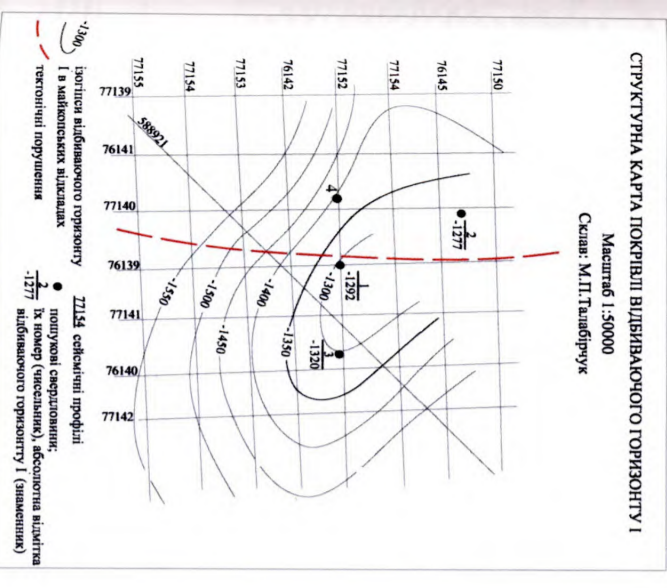
Алтытуда ротора: 23.0 м
Глибина для моря: 11.0 м
Глибина свердловини: 1400 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп



Алтытуда ротора: 22.85 м
Глибина для моря: 11.5 м
Глибина свердловини: 2660 м
Розкритий горизонт: середній майкоп



Алтытуда ротора: 22.3 м
Глибина для моря: 10.7 м
Глибина свердловини: 1530 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп



СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ВІДВІВНОГО ГОРИЗОНТУ I
Масштаб 1:50000
Склад: М.П.Тайвбірчук

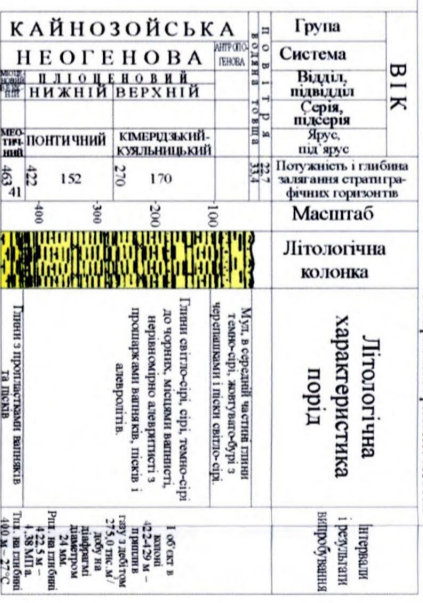
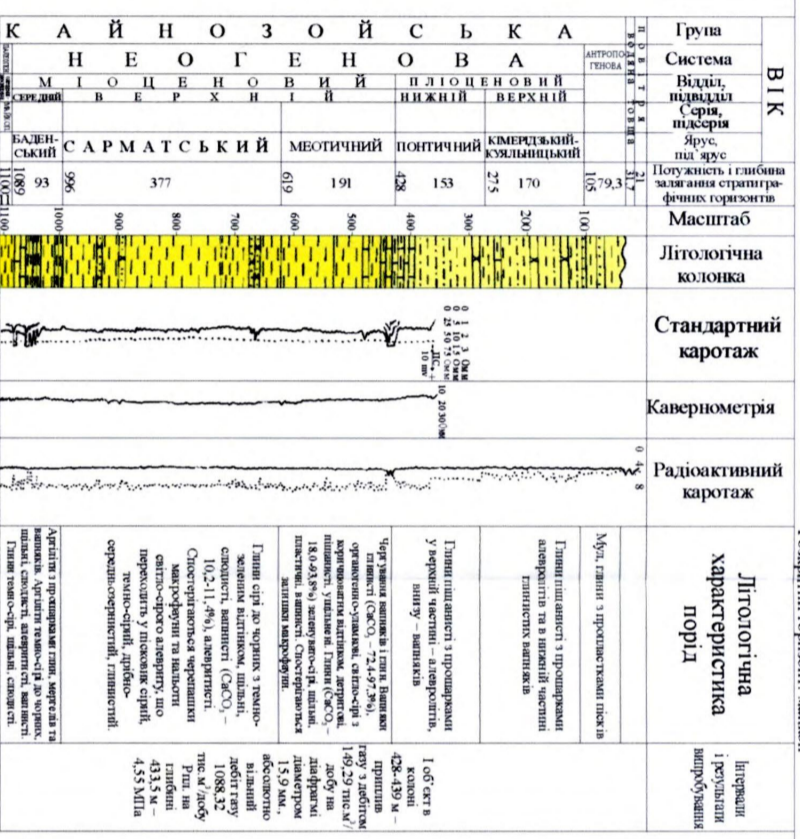
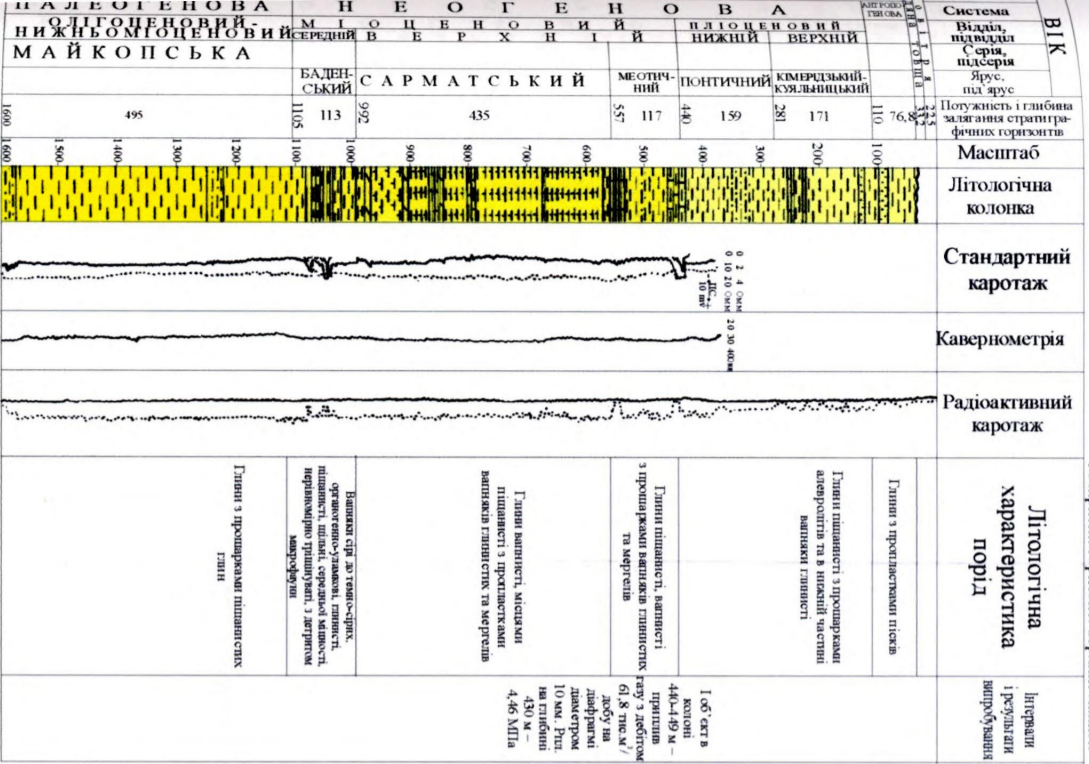
Рок	Підготовка	Тип	Відмітка	Розміри	Продуктивний	Тип	Режим	Параметри	Зачислені
1977	1998	1977	1977	1977	1977	1977	1977	1977	1977
1977	1998	1977	1977	1977	1977	1977	1977	1977	1977

3.10. Результати розвідки Північноказантпського газового родовища за Б.М. Полуховичем, П.Я. Максимчуком, О.В. Пахолок, 2004

Дальность ротора: 22,5 м
Глибина для моря: 10,7 м
Глибина свердловини: 1600 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп

Дальность ротора: 21,5 м
Глибина для моря: 10,5 м
Глибина свердловини: 1800 м
Розкритий горизонт: майкоп

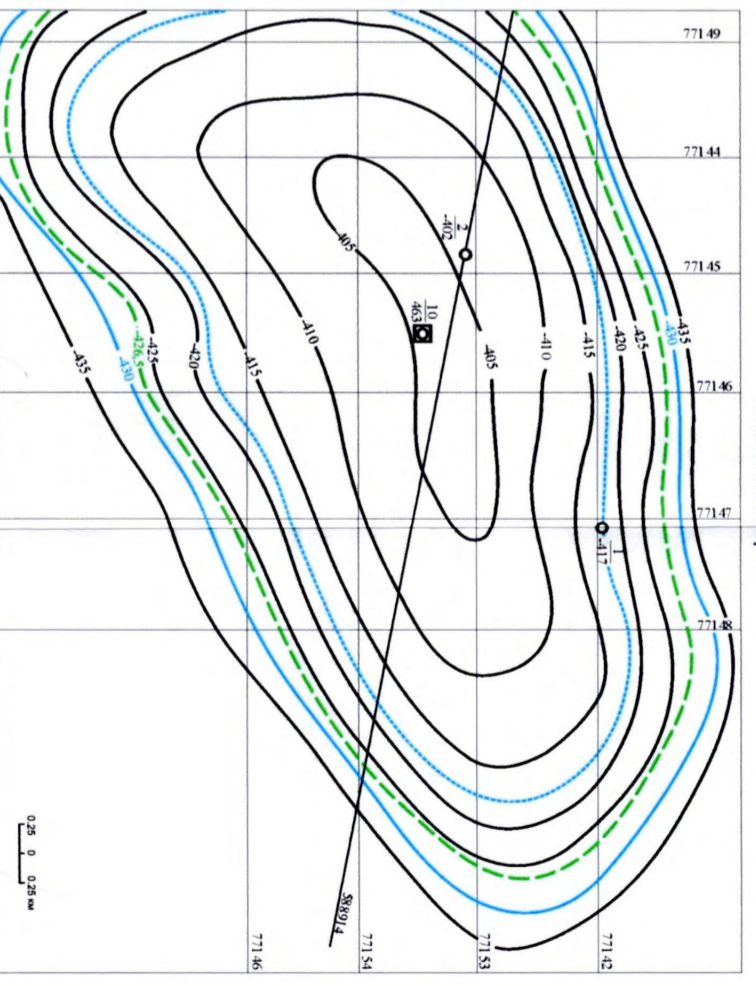
Дальность ротора: 22,7 м
Глибина для моря: 10,7 м
Глибина свердловини: 463 м
Розкритий горизонт: мейотис



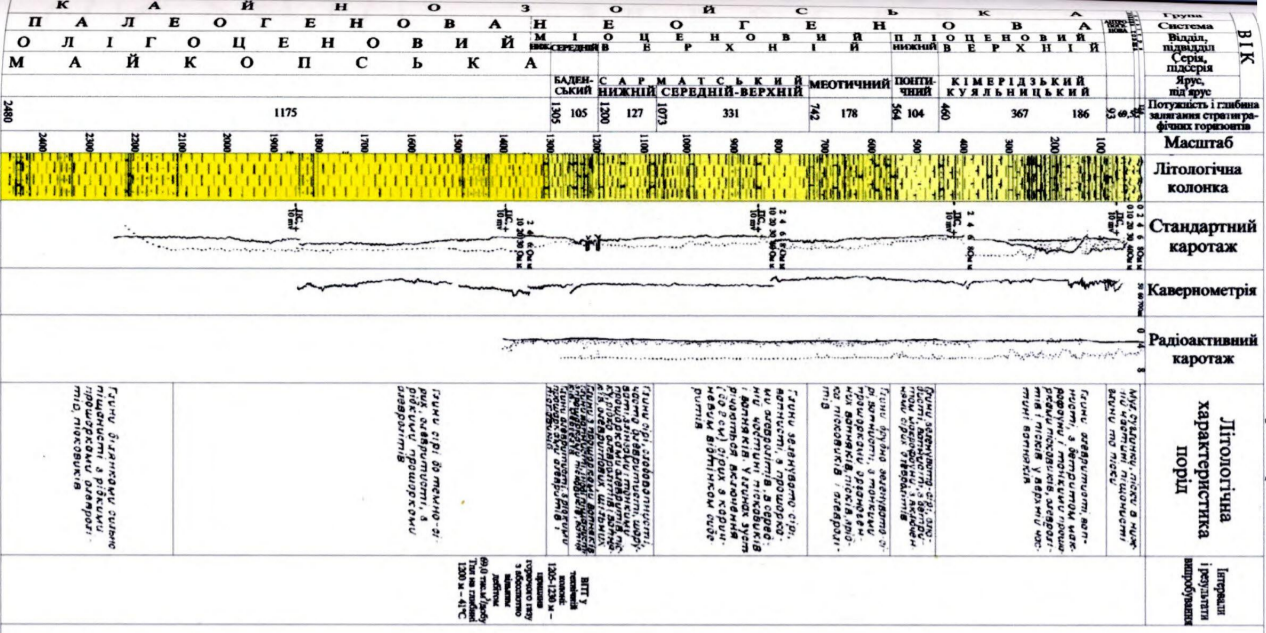
ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

Рок	Видова-категорія	Видаття	Метод	Тип структури	Відмітка осередку, м	Розміри склади				Продуктивний горизонт	Тип покладу	Режим покладу	Тип колектора	Параметри за даними ГІС					
						довжина, км	ширина, км	глибина, км	площа, км²					ефективна товщина, м	нахил, %	загальна глибина, %	Запаси газу на 1 млн м³	Кат. C ₁	Кат. C ₂
1976	Піщаник	Висхідна	Метод	Брухтаткоподібна	-1080	6,5	3,0	15-20	19,7	мелітис	пластовий, скелетний	всепарний	карбонатний	9,46	23,0	60,0	2,0	2577	1449
2000	Піщаник	Висхідна	Метод	Брухтаткоподібна	-1080	6,5	3,0	15-20	19,7	мелітис	пластовий, скелетний	всепарний	карбонатний	9,46	23,0	60,0	2,0	2577	1449

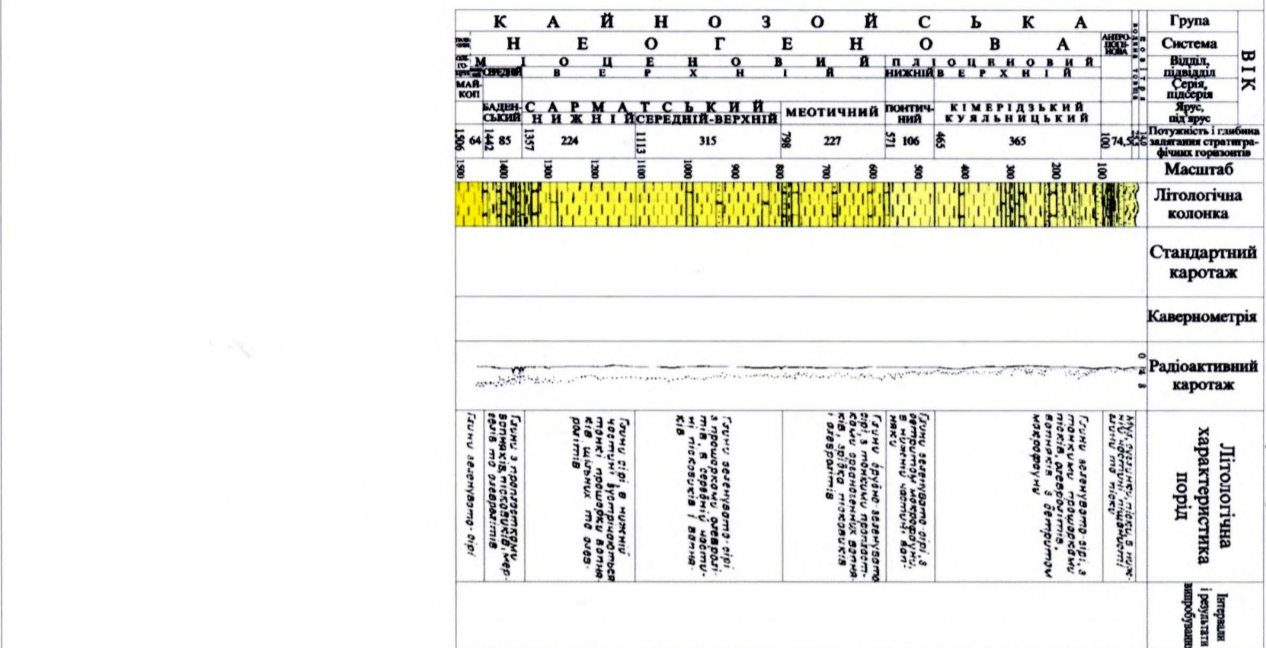
СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВШІ МЕЙОТИСУ
Масштаб 1:25000
Склад Ю.А.Гельвар



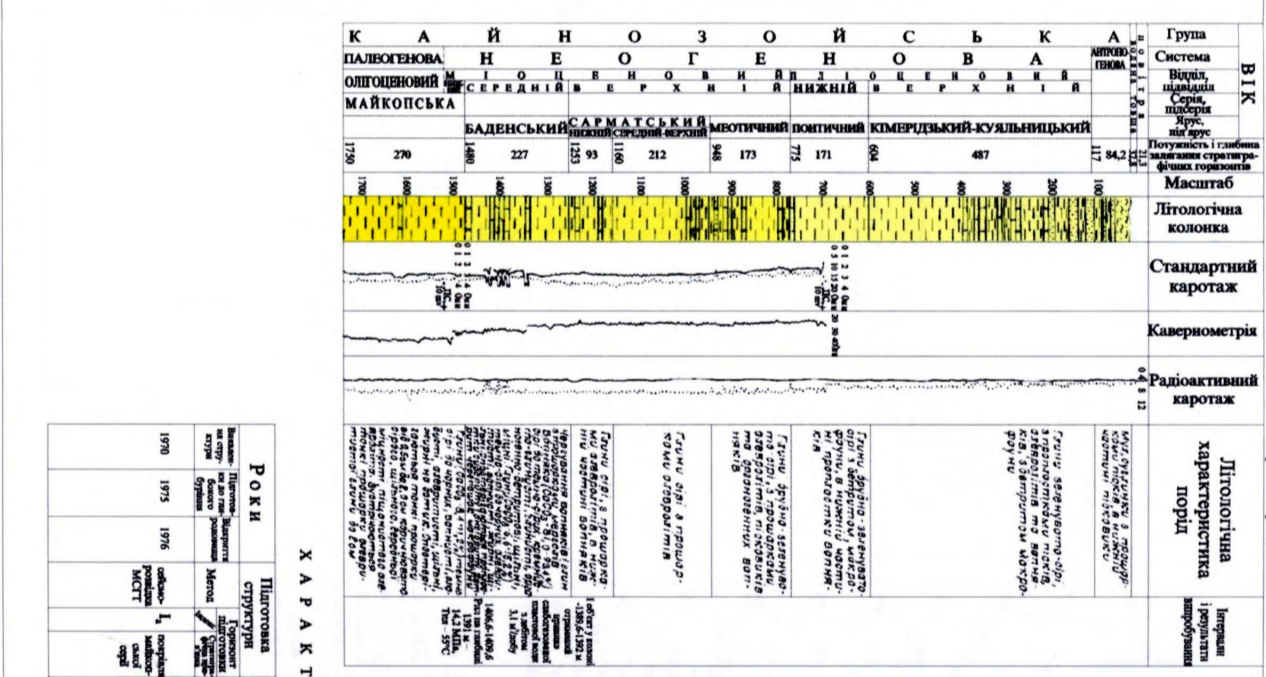
3.1.1. Результати розвідки Східноказантипського газового родовища. Склали Б.М. Полухтович, О.В. Пахолок, П.Я Максимчук, 2003



Св. №1
 Адаптува розрост: 12,6 м
 Глибина для моря: 10,9 м
 Глибина свердловини: 2480 м
 Розкривний горизонт: майкоп



Св. №2
 Адаптува розрост: 14,0 м
 Глибина для моря: 11,5 м
 Глибина свердловини: 1506 м
 Розкривний горизонт: майкоп



Св. №3
 Адаптува розрост: 21,3 м
 Глибина для моря: 11,5 м
 Глибина свердловини: 1750 м
 Розкривний горизонт: майкоп

Рок	Підрозробка	Тип структури	Вирізка орогенної зоони, м	Розміри складки	Продуктивний горизонт	Тип покладу	Режим покладу	Тип колектора	Параметри за даними ГРС	Запаси газу на кін. № р.
1970	Підприємство на суші	Структура	-1375	300 м	Базальт	шаровий, комбінований, орогенний і тектонічний	водонапірний	термісно-карбонатний порово-триваний	8,72-17,5-9,36 17,5-20,0-65	2485,0 2800,0
1975	Підприємство на суші	Структура	-1400	300 м	Базальт	шаровий, комбінований, орогенний і тектонічний	водонапірний	термісно-карбонатний порово-триваний	8,72-17,5-9,36 17,5-20,0-65	2485,0 2800,0
1976	Підприємство на суші	Структура	-1400	300 м	Базальт	шаровий, комбінований, орогенний і тектонічний	водонапірний	термісно-карбонатний порово-триваний	8,72-17,5-9,36 17,5-20,0-65	2485,0 2800,0

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

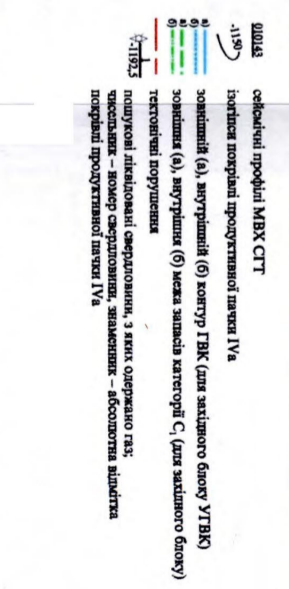
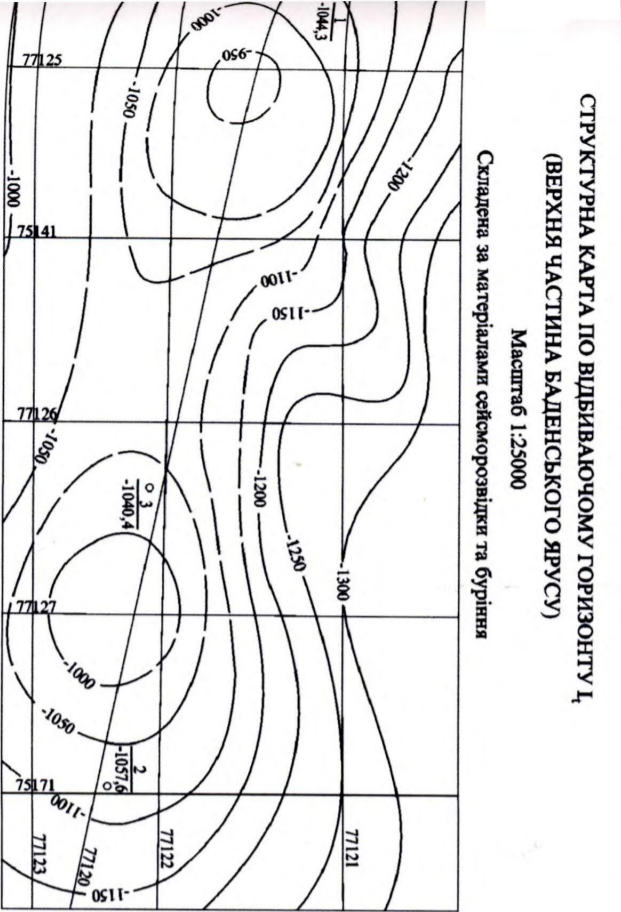
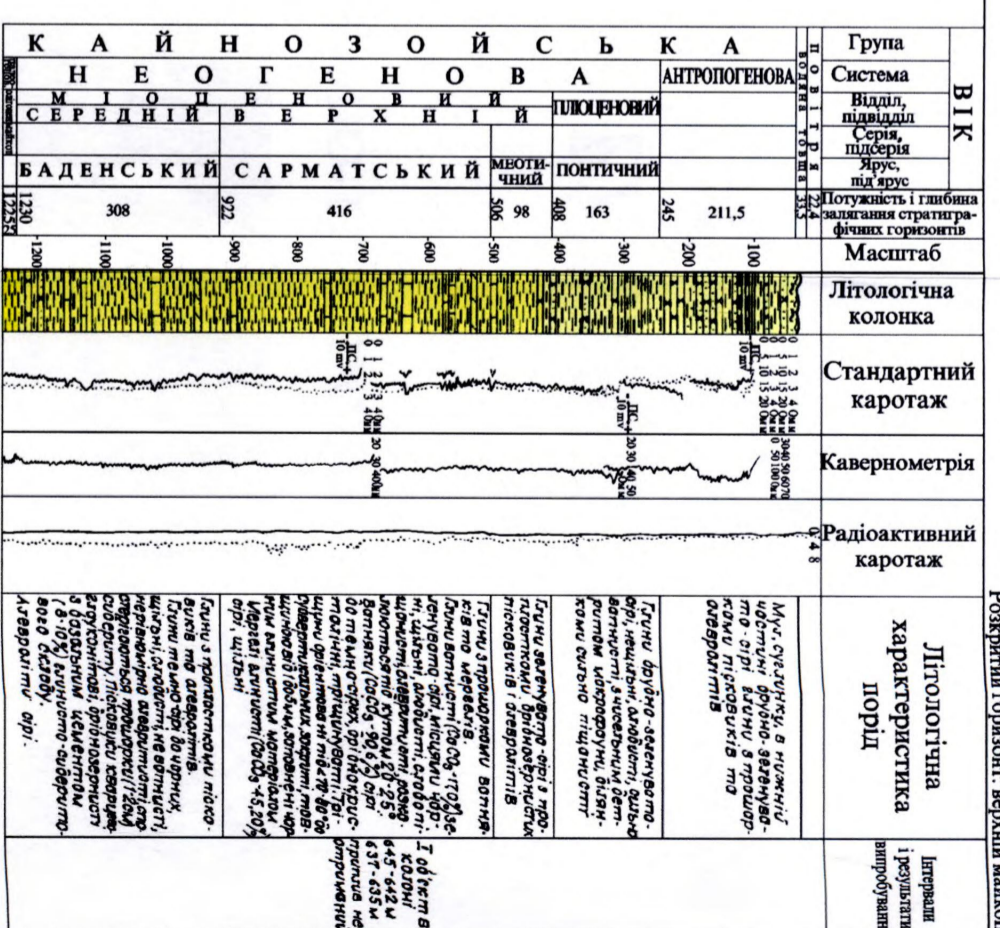
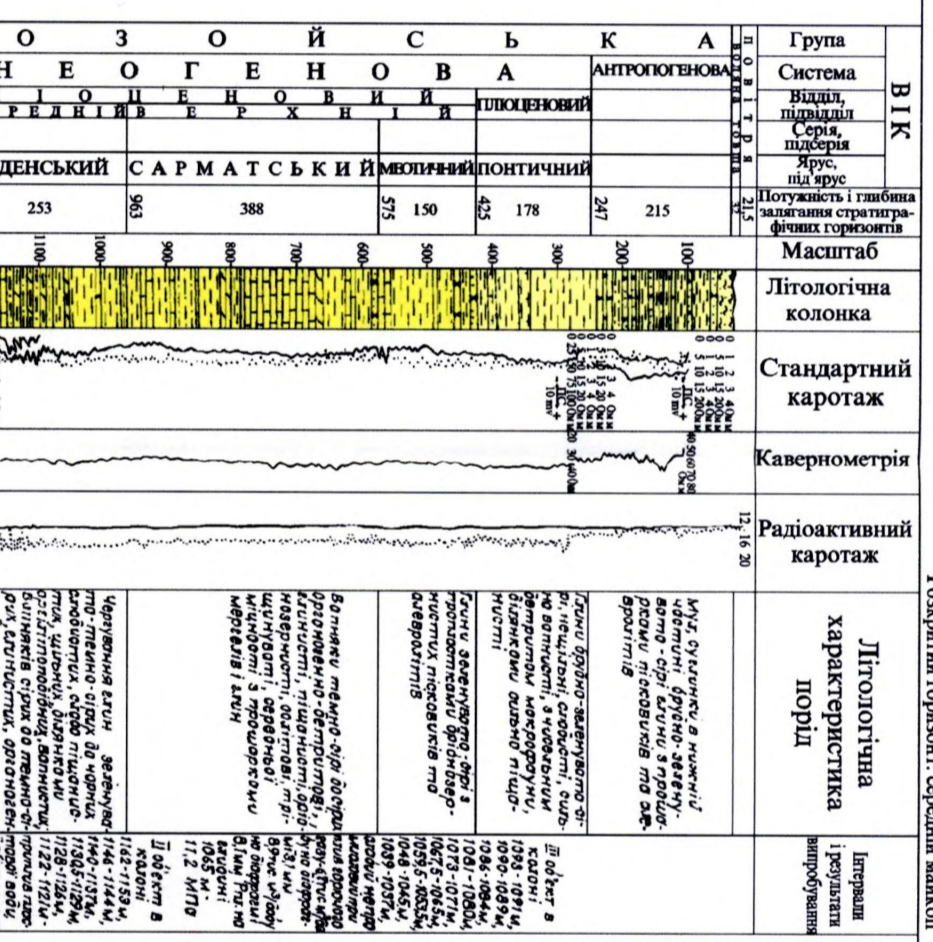
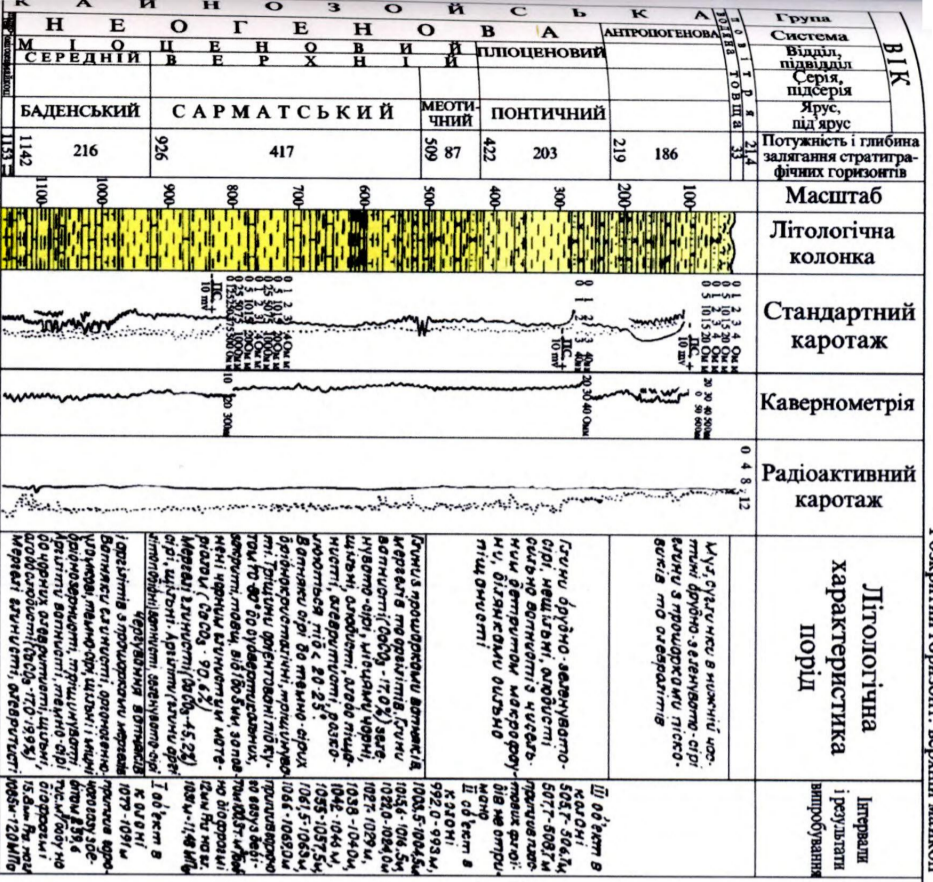


Рис. 3.12. Результати розвідки Північножерченського газового родовища за Б.М. Полухтовичем, О.В. Пахолок, П.Я. Максимчуком, 2003

Св. №1
Альпітуда ротора: 21,4 м
Глибина для моря: 11,6 м
Глибина свердловини: 1153 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп

Св. №2
Альпітуда ротора: 21,5 м
Глибина для моря: 10,5 м
Глибина свердловини: 1800 м
Розкритий горизонт: середній майкоп

Св. №3
Альпітуда ротора: 22,4 м
Глибина для моря: 11,1 м
Глибина свердловини: 1255 м
Розкритий горизонт: верхній майкоп



ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

Горизонт підготовки	Тип	Відмітка	Розміри	Продуктивний горизонт	Тип покладу	Регіон покладу	Тип колектора	Залишок газу
Іх номер	Структурна	оконтурюючого	довжина, ширина, площа	баден	пластовий	теригенний	Іх номер	млн. м³
Іх номер	структури	зогаля, м	8,5 2,5 170	баден	комбінований	поровий	Іх номер	млн. м³
Іх номер	структури	зогаля, м	8,5 2,5 170	баден	комбінований	поровий	Іх номер	млн. м³
Іх номер	структури	зогаля, м	8,5 2,5 170	баден	комбінований	поровий	Іх номер	млн. м³

с. 3.13. Результати розвідки Північнобулганського газового родовища за О.В. Пахолок, Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, 2003

ІКП, ТПКНГР (нумерацію див. на рис. 4.1.); 101. Східноказантипське (в Північнобулганацьке (в бурінні), ІКП, ТПКНГР; 103. Північнокерченське (в бурінні), ІКП, ТПКНГР. 162. Стрілкове (розробка), АВ¹, ЦАГР²; 55. Морське – 1 (консервація, в бурінні), АВ, ЦАГР; 65. Невелике (консервація, в бурінні), АВ, ЦАГР; 61. Жовтневе (Октябрське) (консервація, в бурінні), АВ, ЦАГР.

Об'єкти в бурінні: 46. Обручева (в консервації), АВ, ЦАГР; 50. Електророзвідувальна (в консервації), АВ, ЦАГР; 104. Сейсморозвідувальна (в консервації), ІКП, ТПКНГР; 34. Матроська (завершена бурінням однієї свердловини з негативним результатом), ПАП, ПАГР.

Об'єкти підготовлені до глибокого буріння: 2. Західнобірючинська, Ч.С., ПАГР; 4. Східнобірючинська, Ч.С., ПАГР; 5. Північнобірючинська, Ч.С., ПАГР; 8. Обитічна – 1, Ч.С., ПАГР; 15. Обитічна – 2, Ч.С., ПАГР; 13. Центральна, Ч.С., ПАГР; 26. Південнобердянська, ПАП, ПАГР; 27. Білосарайська, ПАП, ПАГР; 28. Ударна, ПАП, ПАГР (рис. 3.14.); 29. Олімпійська, ПАП, ПАГР.

Об'єкти виявлені перспективні: 20. Блокова – 3, ПАП, ПАГР; 47. Обручева – 2, АВ, ЦАГР; 48. Обручева – 3, АВ, ЦАГР; 40. Південна, АВ, ЦАГР; 54. Морська, АВ, ЦАГР; 52. Геофізична (докрейдова), АВ, ЦАГР; 56. Безіменна – 2, АВ, ЦАГР; 58. Безіменна – 3, АВ, ЦАГР; 59. Безіменна – 4, АВ, ЦАГР; 57. Центральна – 1, АВ, ЦАГР; 106. Сонячна, ІКП, ТПКНГР; 105. Молодіжна (Комсомольська), ІКП, ТПКНГР; 139. Літологічна, ІКП, ТПКНГР; 98. Мисова, ІКП, ТПКНГР; 99. Мисова – 1, ІКП, ТПКНГР; 100. Мисова – 2, ІКП, ТПКНГР.

На території російського сектора акваторії Азовського моря знаходиться 5 родовищ і 53 не розкласифікованих об'єктів.

Для співставлення, аналізу та інтерпретації враховано і нанесено на карту (див. рис. 4.1. і дод. А) ще 17 родовищ ВВ оточуючого суходолу (6 – на території України і 11 – Російської Федерації). Тобто разом вивченню піддані 163 площі (об'єкти), в тому числі в українському секторі 94 (табл. 3.1, 3.2).

В українському секторі встановлено такий розподіл нафтогазоперспективних об'єктів за тектонічними елементами: ЧС: підготовлених до буріння – 6, прогнозних

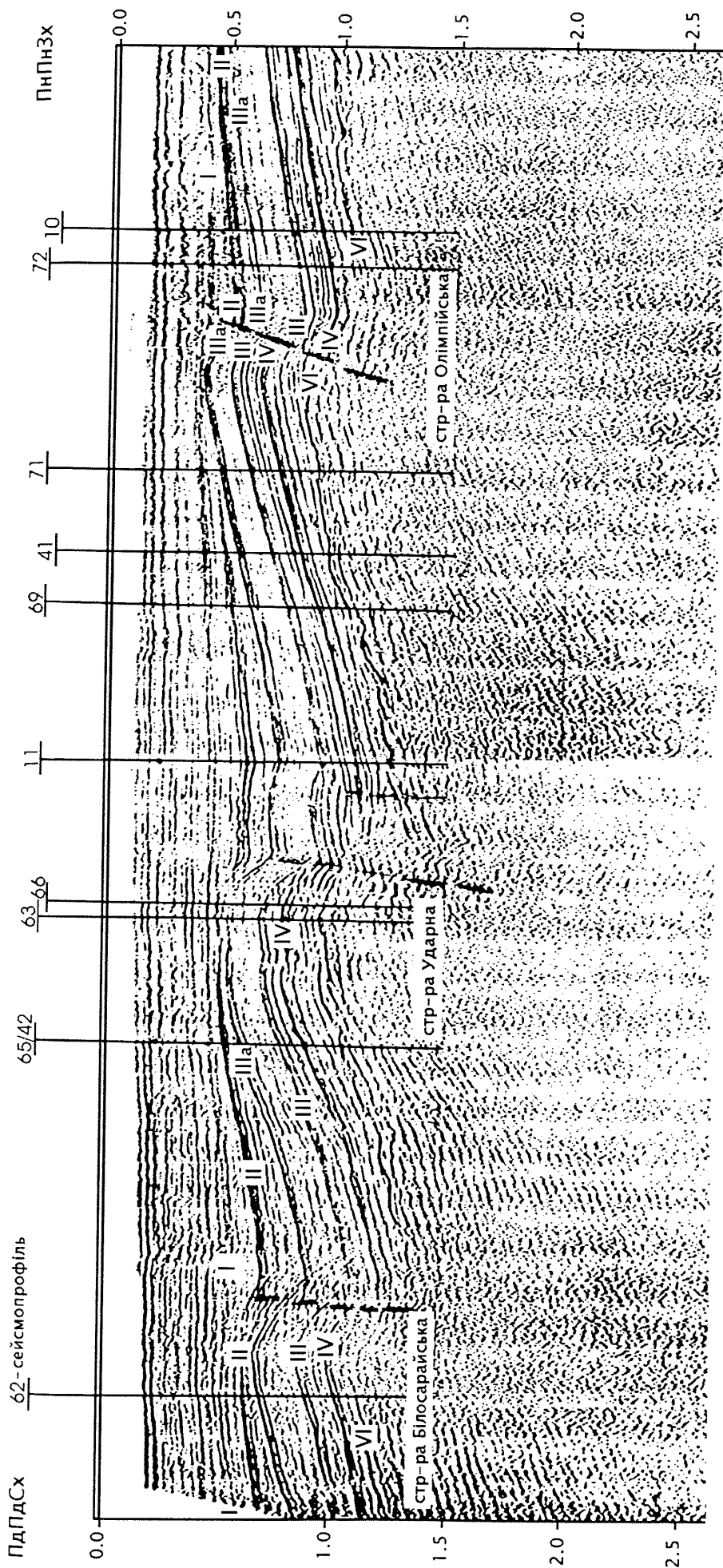


Рис. 3.14. Структура Ударна. Часовий розріз за профілем 078023

10; ПАП: в бурінні - 1 (негативний результат), підготовлених – 4, виявлених – 2, прогнозних – 14; АВ: в бурінні - 2, виявлених – 8, прогнозних – 15; Індоло-Кубанський прогин (ІКП): в бурінні - 1, виявлених – 6, прогнозних – 11.

На кінець 2003 р. в цілому в акваторії Азовського моря буріння (в основному неглибоких свердловин) було здійснено на 20 площах (12 – в українському і 8 – в російському секторах) (див. додаток А). За відомими здобувачеві даними пробурено 51 свердловину (26 – в українському і 25 – в російському секторах) (див. додаток Ц). Коефіцієнти успішності по секторах: українському – 0,67, російському – 0,62.

За тектонічними елементами розміщення об'єктів і родовищ в Азовському морі наступне: на Чингульській сідловині (український сектор) – 16 об'єктів; в Північноазовському прогині в українському секторі 21 об'єкт, в російському – 3; на Азовському валу в українському секторі 29 об'єктів і родовищ, в російському – 22 об'єкти і родовища; в Індоло-Кубанському прогині в українському секторі 22 об'єкти і родовища, в російському – 33 об'єкти і родовища (детальну характеристику наведено в дод. А).

Що стосується локальних піднять (об'єктів) альпійського структурного комплексу українського сектора Азовського моря, то вони морфологічно представляють собою брахіантикліналі, зрідка куполоподібні складки. Зустрічаються одиничні видовжені антикліналі типу Олімпійської (29), Ударної (28), Обручева (46) на Азовському морі. Підняття часто ускладнені скидами, іноді підкидами, із скороченими потужностями літолого-стратиграфічних комплексів, особливо – нижньої крейди, у склепіннях, що свідчить про їх тривалий конседиментаційний розвиток. Більшість структур пологі, з кутами падіння порід до $10-20^{\circ}$. Як правило, вони асиметричні. При цьому в одних випадках більш крутими є південні крила, в других – північні. В ІКП антиклінальні складки мають субширотне і північно-східне простягання і мають круті крила та діапирові ядра. Брахіантикліналі навішеного типу встановлено в центральній частині прогину на сході (напр. Прибережна (120), площею до 400 кв. км з численними підняттями).

Таблиця 3.1

Розподіл нафтогазоносних нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів за тектонічними елементами

Тектонічні елементи	Родовища	В бурінні	Підготовлені	Виявлені	Прогнозні	Разом
ЧС	0	0	6	0	10	16
ПАП	0	1	4	2	14	21
АВ	4	2	0	8	15	29
ЖКП	4	1	0	6	11	22
Разом	8	4	10	16	50	88

Таблиця 3.2

Фонди родовищ ВВ, нафтогазоперспективних, прогнозних об'єктів в акваторії Азовського моря (в українському секторі станом на 01.01.2004 р.). Склав П.Я. Максимчук (див. рис. 4.1.).

Україна	Фонд родовищ і об'єктів	Росія	Разом
55, 61 ¹ , 65 ¹ , 83, 101, 102, 103, 162	Родовища ВВ в акваторії	64, 77, 80	11
	Родовища ВВ в акваторії (Україна/Росія)	(61 ¹ , 65 ¹) ²	
34, 46, 50, 104	Об'єкти в бурінні	Фонд об'єктів не нерозкласифікованих 31, 36, 43, 63, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 81, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 141, 148, 149, 150, 151, 152, 159, 160, 161, 163	133
2, 4, 5, 8, 13, 15, 26, 27, 28, 29	Об'єкти підготовлені до глибокого буріння		
20, 40, 47, 48, 52, 54, 56, 57, 58, 59, 98, 99, 100, 105, 106, 139	Об'єкти виявлені до сейсморозвідки		
1, 3, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 32, 33, 35, 37, 38, 39, 41, 42, 44, 45, 49, 51, 53, 60, 62, 84, 97, 121, 140, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 153, 154, 155, 156, 157, 158	Прогнозні об'єкти		
123, 124, 125, 126, 138	Родовища ВВ суходолу ³	127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137	16
122	Родовища ВВ суходол/акваторія ⁴	82, 120	3
Разом			
94		69	163

Примітки: ¹ – знаходяться в українському секторі, свердловини пробурені Росією; ² – враховані в українському секторі (умовно); ³ – суміжні родовища ВВ на суходолі приведені для порівняння; ⁴ – на об'єкті № 122 в акваторії буріння ще не здійснювалося

Нижче приводиться коротка характеристика нових родовищ.

Північноказантипське газове родовище (83) (див. рис. 2.8., 2.10., 2.19., 2.20., 2.22., 2.24.-2.27., 2.29., 3.3., 3.10., 4.1., 4.4., дод. А, Е, П) розвідується з 1998 р. Родовище розташоване у південній частині акваторії Азовського моря на відстані 22 км на північ від берегової лінії Керченського півострова. Глибина моря 12 м. В тектонічному плані Північноказантипське підняття відноситься до центральної частини ІКП. По покрівлі майкопських відкладів воно має форму пологої куполоподібної складки, трохи витягнутої в північному напрямі, розмірами 12х6 км, амплітудою 100 м, площею газонасиченості 36 кв. км. Через склепіння підняття проходить розривне субмеридіональне порушення з амплітудою до 100 м, яке ділить його на західний та східний блоки (див. рис. 3.10.).

Перша свердловина пробурена до глибини 1115 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (66 м), пліоценовими (350 м), верхньоміоценовими (410 м), середньоміоценовими (56 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (199 м) породами. Відклади антропогену і пліоцену складені глинами з прошарками пісків, алевролітів та пісковиків. Утворення верхнього і середнього міоцену представлені чергуванням мергелів та вапняків, у верхній частині глини. Завершують розріз породи верхнього майкопу, складені здебільшого глинами з пропластками вапняків та алевролітів. У св. № 1 в інтервалі 896,4-1025 м за матеріалами ГДС виділено два горизонти газонасичених колекторів. При випробуванні першого горизонту – М-1 (інт. 1011,6-1025 м) отриманий приплив горючого газу з дебітом 95,5 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 9,3 мм. Із другого об'єкту (інт. 896,4-911,2 м) приплив пластової води густиною 1034 кг/м³ дебітом 120 м³/добу з незначним виділенням горючого газу. У зв'язку з отриманням промислових дебітів горючого газу, закладена пошукова св. № 2, яка пробурена до глибини 1400 м. Розкритий нею розріз, представлений четвертинними (76 м), пліоценовими (332 м), верхньоміоценовими (443 м), середньоміоценовими (109 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (406 м) відкладами. Антропогеніві і пліоценові утворення складені глинами з пропластками пісків, вапняків та алевролітів. Відклади верхнього та середнього міоцену представлені глинами з прошарками алевролітів,

глинистих вапняків та глинистих мергелів. Майкопські відклади, які завершують розріз, представлені глинами із прошарками пісковиків та алевролітів. У розрізі свердловини № 2 в інтервалі 1029-1344 м за даними промислово-геофізичних досліджень виділено чотири горизонти газонасичених колекторів. Підчас випробування свердловини з першого горизонту (інт. 1276-1344 м) отриманий приплив горючого газу дебітом 20-22 тис. м³/добу на діафрагмі 6,3 мм. Із другого об'єкту (інт. 1132-1165 м, 1173-1176 м, 1183-1186 м, 1191-1208 м) приплив пластових флюїдів не отримано. Підчас випробування третього горизонту (інт. 1073-1098 м, 1105-1203 м) отримано приплив горючого газу 75,6 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 8,2 мм, конденсату – 1,5 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 1050 м – 11,5 МПа. З четвертого об'єкту (інт. 1029-1059 м) отримано приплив горючого газу дебітом 37,2 тис. м³/добу через діафрагму 6,2 мм.

Третя свердловина пробурена до глибини 2600 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (70,7 м), пліоценовими (361 м), верхньоміоценовими (426 м), середньоміоценовими (58 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (1650 м) породами. Відклади антропогену і пліоцену складені глинами з прошарками пісків, вапняків та алевролітів. Верхній і середній міоцен представлений глинами з пропластками глинистих вапняків і глинистих мергелів. Породи майкопу складені переважно глинами з прошарками алевролітів та пісковиків. У розрізі свердловини № 3 за матеріалами ГДС в інтервалі 1039-2502 м виділено сім горизонтів газонасичених колекторів. Підчас випробування свердловини з першого горизонту (інт. 2493-2502 м) отримано приплив пластової води густиною 1013 кг/м³, дебітом 0,1-0,2 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2497 м – 40,9 МПа. З другого об'єкту (інт. 1730-1902 м) отримано незначний пульсуючий приплив горючого газу. Довжина факелу – 0,3 м. T_{пл.} на глибині 1816 м – 75°C. Підчас випробування третього горизонту (інт. 1578-1597 м) отримано незначний приплив горючого газу. З четвертого об'єкту (інт. 1416-1454 м) – незначний приплив газу і пластової води густиною 1007 кг/м³, дебітом 80-120 м³/добу на усті. Підчас опробування свердловини з п'ятого горизонту (інт. 1271-1338 м) отримано незначний приплив горючого газу дебітом 880 м³/добу через штуцер 5,0 мм. Пластова температура на

глибині 1310 м – 61°C. Із шостого об'єкту (інт. 1125-1133 м) отримано незначний приплив газу, довжина факелу – 0,5 м. Підчас опробування сьомого горизонту (інт. 1039-1078 м) отримано приплив газу дебітом 51,8 тис. м³/добу через діафрагму 6,2 мм. Абсолютно вільний дебіт 175 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 1086 м – 14,82 МПа, пластова температура – 56°C.

У зв'язку з отриманням промислових дебітів газу закладена пошукова свердловина № 4. Вона пробурена до глибини 1530 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (67 м), пліоценовими (318 м), верхньоміоценовими (299 м), середньоміоценовими (198 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (615 м) утвореннями. Відклади антропогену і пліоцену складені переважно глинами з прошарками пісків, вапняків та алевролітів. Верхній і середній міоцен представлений чергуванням глин та вапняків з прошарками мергелів. Породи верхнього майкопу, які завершують розріз, представлені глинами. У розрізі свердловини № 4 за матеріалами ГДС в інтервалі 419-1419 м виділено шість горизонтів газонасичених колекторів. Підчас випробування свердловини з першого горизонту (інт. 1414-1419 м) отримано приплив газу через діафрагму 8,3 мм з дебітом 4,0-5,9 тис. м³/добу, 6,0 мм – 11,3-15,7 тис. м³/добу, 1,2 мм – 11,2-26,7 тис. м³/добу. Газ: CH₄ – 93,894 об.%; C₂H₈ – 3,141; C₃H₈ – 0,933. Із другого об'єкту (інт. 1350,6-1368 м) – на діафрагмі 8,0 мм дебіт газу з фільтром 13,0-24,1 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 1350,6 м – 18,17 МПа. Пластова температура на глибині 1350,6 м – 63°C. Підчас випробування третього горизонту (інт. 1114-1202 м) отримано приплив горючого газу на діафрагмі 6 мм з дебітом 0,1 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 1100 м – 13,06 МПа. Із четвертого об'єкту (інт. 1071,4-1078,2 м) припливу пластових флюїдів не отримано. Із п'ятого об'єкту (інт. 1015,2-1017,2 м) – на діафрагмі 5,5 мм дебіт газу – 41,8 тис. м³/добу, конденсату – 0,12 м³/добу. Пластовий тиск – 11,89 МПа. Пластова температура – 48°C. Вміст конденсату – 0,762 г/м³. Підчас випробування свердловини з шостого горизонту (неоген меотіс) (інт. 419-421 м) – на діафрагмі 8,0 мм з дебітом 33,9 тис. м³/добу – газоводяної суміші; на діафрагмі 13,8 мм – з дебітом 93,9 тис. м³/добу газоводяної суміші; на діафрагмі 12,0 – дебіт газу: до сепаратора – 78,2 тис. м³/добу, води – 2,88

м³/добу. В результаті випробування розвідувальної свердловини №4 на Північноказантипській площі підтверджено промислову газоносність майкопської пачки М-1, та виявлено газовий поклад в меотичних відкладах. По св. Північноказантипська 3 з урахуванням нової сейсмозвідки спрогнозовано розріз відкладів осадового чохла глибше вибою свердловини (2600 м): Р₃-N₁¹ тк до 3000 м, Р₂³ 3000-3400 м, Р₂² 3400-3900, Р₁ 3900-4500, К₂ 4500-5300, К₁ з 5300 і нижче, що свідчить про можливість в цьому районі розкривати і інші продуктивні горизонти палеогену, крейди і нижнього майкопу (див дод. И).

Східноказантипське газове родовище (101) відкрите в 2000 р. (див. рис. 2.8., 2.19., 2.20., 2.25.-2.27., 2.29., 3.3., 3.11., 4.1., 4.4., дод. Ж).

Воно розташоване на акваторії Азовського моря в центральній частині ІКП на відстані 10 км на схід від Північноказантипського газового родовища (83). Структура підготовлена під пошукове буріння за ВГ Іа, Іs, Іm, які стратифікуються як покрівля майкопу, верхи сармату і верхи меотісу відповідно. По горизонту Іа брахіантиклінальна структура має північно-східне залягання, розміри структури по замкненій ізогіпсі – 1050 м складають 6,5x3 км, площа структури 19,7 кв. км, амплітуда 15-20 км. По вищезалягаючих горизонтах (Іs і Іm) форма і амплітуда структури зберігаються. Загальна площа 19,7 кв. км, газоносності 9,8 кв. км. Продуктивний горизонт – N₁³т (меотіс). Тип покладу однопластовий без тектонічних порушень з витриманими колекторськими властивостями. Режим водонапірний. Тип колектору карбонатний, ефективна газонасичена товщина 9,46 м. Відкрита пористість 23%, газонасиченість 60%, загальна глинистість 2%. Колектор – високопористі вапняки. В 2003 р. воно переведено до фонду об'єктів, що перебувають у дослідно-промисловій експлуатації.

Перша свердловина пройдена в північно-східній частині складки (див. рис. 3.11.) до глибини 1600 м. Розкритий розріз представлений четвертинними (76,8 м), пліоценовими (330 м), верхньоміоценовими (552 м), середньоміоценовими (113 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (495 м) відкладами. Утворення антропогену і пліоцену складені глинами піщанистими з прошарками пісків, алевролітів і глинистих вапняків. Утворення верхнього і середнього міоцену представлені

переважно вапнистими глинами з пропластками піщанистих глин, вапняків глинистих та мергелів. Завершують розріз породи верхнього майкопу складені здебільшого глинами з прошарками піщанистих глин. У результаті проводки свердловини № 1 в інт. 440-449 м, за матеріалами ГДС, виділено один горизонт газонасичених колекторів. Підчас випробування горизонту отриманий приплив газу з дебітом 61,8 тис. м³/добу на діафрагмі 10 мм; з дебітом 111,9 тис. м³/добу на діафрагмі 14 мм. Пластовий тиск на глибині 430 м – 4,46 МПа.

У зв'язку з отриманням промислових припливів газу закладена пошукова свердловина № 2. Вона пробурена у західній частині складки до глибини 1100 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (73,3 м), пліоценовими (323 м), верхньоміоценовими (568 м), середньоміоценовими (93 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (11 м) відкладами. Антропогенові і пліоценові породи складені, як і в розрізі свердловини № 1, піщанистими глинами з пропластками пісків, алевролітів і глинистих вапняків. Відклади верхнього і середнього міоцену представлені здебільшого глинами з прошарками вапняків глинистих, аргілітів та алевролітів. Майкопські відклади, які завершують розріз, представлені глинистою товщею. У розрізі свердловини № 2 в інт. 428-439 м за даними промислово-геофізичних досліджень виділено один горизонт газонасичених колекторів, які зіставляються із пластами, розкритими свердловиною № 1. Підчас випробування свердловини з горизонту отриманий приплив газу з дебітом 149,29 тис. м³/добу на діафрагмі 15,9 мм; абсолютно вільний дебіт газу 1088,32 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 433,5 м – 4,55 МПа.

Свердловина № 10 пробурена в центральній частині складки до глибини 463 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (66,6 м), пліоценовими (322 м) і верхньоміоценовими (41 м) відкладами. Відклади антропогену складені глинами з прошарками пісків. Пліоценові відклади представлені глинами з пропластками вапняків, пісків. Породи верхнього міоцену, які завершують розріз, складені глинами з проверстками вапняків і пісків. У розрізі свердловини № 10 (див. рис. 3.11.) за матеріалами ГДС в інтервалі 422-429 м виділено один газонасичений пласт колекторів. Підчас випробування з цього горизонту отриманий приплив газу з

дебітом 275,0 тис. м³/добу на діафрагмі 24 мм. Пластовий тиск на глибині 425,5 м – 4,38 МПа, пластова температура на глибині 400 м – 27°C.

По св. Східноказантипській – 1 з урахування даних нової сейсморозвідки спрогнозовано розріз відкладів осадового чохла глибше вибою свердловини (1600 м.) (див. дод. К): Р₃-N₁¹ тк 1600-3200 м, Р₂³ 3200-3500 м, Р₂² 3500-3900, Р₁ 3900-4400, К₂ 4400-5400, К₁ з 5400, що свідчить про можливість в цьому районі розкривати і інші нафтогазоносні горизонти нижньої частини майкопу, палеогену і крейди.

Північнобулганацьке газове родовище (102) відкрите у межах акваторії Азовського шельфу в 2000 р. Воно розташоване в 26 км на північ від м. Керч. Тут пробурено 3 пошукових свердловини (див. рис. 2.8., 2.9., 2.20., 2.25.-2.27., 2.29., 3.3., 3.12., 4.1., 4.4., дод. И). Глибина моря 10-11 м.

У тектонічному плані Північнобулганацька структура відноситься до центральної найбільш прогнутаї частини Індольського олігоценово-антропогенового прогину. Ця південна зона Азовського моря характеризується максимальною щільністю нерозвіданих прогнозних ресурсів ВВ, яка досягає 20-30 тис. т умовного палива на 1 км². За ВГ I_a, приуроченим до покрівлі майкопської товщі, і матеріалами буріння підняття представляє собою брахіантикліналь субширотного простягання. Її розміри, у межах замкнутої ізогіпси мінус 1125 м, складають 2,5 x 8,5 км, амплітуда - 170 м. Перспективна площа пастки не перевищує 19 км². Уверх по розрізу структура дещо виположується та зменшується у розмірах.

За даними ВНДПШельф, 1998 Північнобулганацька структура за ВГ Im (меотис) і Ia (покрівля майкопу) представляла двосклепінєву складку субширотного простягання. За горизонтом Ia по ізогіпсі мінус 1250 м її розміри були 7x9 км з амплітудою до 170 м. Обидва склепіння: західне і східне, мали ізометричну форму і розміри по 2x3 км. В межах центральної частини підняття була виділена зона відсутності відбиттів, яка охоплювала частково обидва склепіння, як по відкладах майкопу так і меотису, яка інтерпретувалася як ядро протикання діапіру. Розміри зони по горизонту Ia 6x2,5 км. В 1999 р. за результатами перегляду сейсмічних матеріалів по Північнобулганацькій площі були побудовані структурні карти по

перспективних горизонтах Im, Is, It і Ia. У 2000 р. тут пробурено 3 пошукові свердловини [114]. За горизонтами Im, Is, It і Ia (надмайкопського комплексу), приуроченими до верхів метису, сармату, продуктивних вапняків чокрак-карагану та покрівлі майкопу, це криптодіапірова складка з глибоко розташованим глинистим ядром складної будови. Північнобулганацька структура є криптодіапіровою (за Я.Г. Лазаруком маси глинистого ядра не піднімаються вище покрівлі майкопської товщі і не перфорують продуктивні відклади).

Перша свердловина пройдена у західній присклепінній частині складки до глибини 1153 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (186 м), пліоценовими (504 м), середньоміоценовими (216 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (11 м) відкладами. Відклади антропогену і пліоцену складені глинами з прошарками пісковиків і алевролітів. Утворення верхнього і середнього міоцену представлені також переважно глинами з пропластками вапняків, мергелів та пісковиків. Завершують розріз породи верхнього майкопу складені переважно глинистою товщею. У результаті проводки свердловини № 1 в інтервалі 505,7-1091 м за матеріалами ГДС виділено три горизонти газонасичених колекторів. Під час випробування першого горизонту (інт. 1079-1091 м) отриманий приплив горючого газу з дебітом 259,6 тис. м³/добу на діафрагмі 15,8 мм. Пластовий тиск на глибині 1085 м – 12,0 МПа. Із другого об'єкту (інт. 992-1069 м) приплив горючого газу з дебітом 100,3 тис. м³/добу на діафрагмі 12 мм. Пластовий тиск на глибині 1031 м – 11,48 МПа. Під час випробування третього горизонту (інт. 505,7-508,7 м) приплив пластових флюїдів не отриманий.

У зв'язку з отриманням промислових дебітів горючого газу закладена пошукова свердловина № 2. Вона пробурена на східній перикліналі складки в 6,75 км на південний схід від свердловини № 1 до глибини 1800м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (215 м), пліоценовими (178 м), верхньоміоценовими (538 м), середньоміоценовими (253 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (584 м) відкладами. Антропогенові і пліоценові відклади складені як і в розрізі свердловини № 1 глинами з пропластками пісковиків та алевролітів. Відклади верхнього і середнього міоцену представлені глинами з пропластками пісковиків і алевролітів та

вапняками, органогенно-детритовими, глинистими, піщанистими з пропластками мергелів і глин. Майкопські відклади, які завершують розріз, представлені глинами, що переходять в алевритисті, слюдисті, вапнисті аргіліти. Також зустрічаються слабопотужні прошарки сидеритових вапняків. У розрізі свердловини № 2 в інтервалі 1037-1371 м, за даними промислово-геофізичних досліджень виділено також три горизонти газонасичених колекторів, які зіставляються із пластами, розкритими свердловиною № 1. Під час випробування свердловини з першого горизонту (інт. 1348-1371 м) отриманий непромисловий приплив газу з дебітом 1,1 тис. м³/добу на діафрагмі 5,9 мм. Пластовий тиск на глибині 1360 м – 13,6 МПа. Із другого об'єкту (інт. 1121-1162 м) отриманий приплив пластової води. Дебіт переливу на усті склав 49 м³/добу. Вода поступала з обводненого пласта 1153-1162 м. Під час випробування третього горизонту (інт. 1037-1093 м) отримано слабкий непромисловий приплив горючого газу з дебітом 6,7 тис. м³/добу на діафрагмі 3,1 мм і з дебітом – 8,9 тис. м³/добу на діафрагмі 8,1 мм. Пластовий тиск на глибині 1065 м – 11,2 МПа.

Третя свердловина пройдена у склепінній частині структури до глибини 1255 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (211,5 м), пліоценовими (163 м), верхньоміоценовими (514 м), середньоміоценовими (308 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (25 м) відкладами. Відклади антропогену і пліоцену складені зеленувато-сірими глинами з прошарками алевролітів та пісковиків. Верхній і середній міоцен представлений глинами з пропластками вапняків, алевролітів, пісковиків і мергелів. Породи верхнього майкопу складені переважно глинами з прошарками пісковиків та алевролітів. У розрізі свердловини № 3 за матеріалами ГДС в інтервалі 635-645 м виділено один газонасичений пласт колекторів. Під час випробування з цього горизонту приплив пластових флюїдів не отриманий.

На Північнобулганацькому родовищі, за матеріалами ГДС, газонасиченими є неогенові колектори. Перспективи газоносності пов'язані з тортонськими відкладами. Продуктивні поклади газу відносяться до пластово-склепінного типу. Північнобулганацьке газове родовище (2001 р.) має 0,771 млрд. м³. Запаси А+В+С₁ на 01.01.2003 р. 0,771 млрд. м³, С₂ – 0,816 млрд. м³. На родовищі пропонується

пошукова св. 4, проектною глибиною 1150 м на відклади неогену з метою приросту запасів газу.

По св. Північнобулганацька – 2 з урахуванням даних нової сейсмозвідки прогнозовано розріз відкладів осадового чохла глибше вибою свердловини №2 (800 м): $P_3-N_1^1$ тк 1800-3900 м, P_2 3900-4300 м, P_1 4300-4800 м, K_2 4800-5600, K_1 з 600, що свідчить про можливість в цьому районі розкривати інші нафтогазоносні горизонти майкопу, палеогену і крейди (див. дод. М).

Північнокерченська структура (103) була виявлена регіональними сейсмічними дослідженнями МВХ СГТ в 1970 р. і підготовлено до буріння в 1975 р. за ВГ Im, Is і Ia (відповідно покрівлі моетису, сармата і майкопу). На тектонічному плані родовище відноситься до Центральної частини ІКП. Північнокерченське газове родовище (103) знаходиться в 20 км від найближчої точки суходолу Керченського півострова. Тут пробурено три свердловини (див. рис. 8.-2.10., 2.18.-2.20., 2.23., 2.25.-2.27., 2.29., 3.3., 3.11., 4.1., 4.6., дод. 3).

Перша свердловина пробурена в східній частині складки в 1976 році до глибини 2480 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (69,5 м), пліоценовими (471 м), верхньоміоценовими (636 м), середньоміоценовими (105 м) і майкопськими (нижньоміоценовими) (1175 м) відкладами. Глибина моря 14 м. Утворення антропогену складені мулами, суглинками, пісками і піщанистими глинами. Пліоценові відклади виражені глинами з прошарками вапняків, пісковиків, алевролітів та пісків. Утворення верхнього та середнього міоцену представлені переважно глинами вапнистими з пропластками вапняків, пісків, пісковиків і алевролітів. Завершують розріз майкопські відклади, складені глинами, алевролітними, піщанистими з прошарками алевролітів та пісковиків. У результаті пробурки свердловини № 1 з інт. 1205-1230 м отримано приплив горючого газу з абсолютно вільним дебітом – 69,9 тис. м³/добу. $T_{пл.}$ на глибині 1210 м – 41°C, $P_{пл}$ на 129,5 м складає 12,63 МПа. Доведена промислова газоносність відкладів тортонау.

У зв'язку з отриманням промислового припливу горючого газу в 1986 р. викладена пошукова свердловина № 2. Вона пройдена в західній частині складки до глибини 1506 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (74,5 м),

пліоценовими (471 м), верхньоміоценовими (786 м), середньоміоценовими (85 м) та майкопськими (нижньоміоценовими) (64 м) відкладами. Антропогенові утворення, як і в розрізі свердловини № 1, складені мулом, суглинками, пісками та піщанистими глинами. Пліоценові відклади представлені здебільшого зеленувато-сірими глинами з пропластками пісків, алевролітів і вапняків. Породи верхнього і середнього міоцену складені переважно зеленувато-сірими глинами з прошарками алевролітів, пісків; вапняків та в нижній частині мергелів. Майкопські відклади, які завершують розкритий свердловиною розріз, представлені зеленувато-сірими глинами. Свердловина №2 підтвердила газоносність баденських карбонатно-теригенних відкладів (тортон). Одержано газ дебітом 79,3 тис. м³/д на штуцері 10 мм. Рпл. на 1267, 2 м складає 13,58 МПа. В 2001 р. ПМНГ провела дослідження МВХ СГТ, які суттєво змінили уявлення про геологічну будову родовища. Відпрацьовані карти по ВГ Im, It, It₁, М-1, М-II, які стратифікуються як покрівля моетису, покрівля тортону, покрівля продуктивної пачки N-IV, покрівля майкопських відкладів та ВГ в майкопі. За цими даними підняття представляє собою ізометричну антиклінальну складку, ускладнену субмеридіанним тектонічним порушенням, розміри якої по останній прилягаючій до розлому ізогіпсі складає 7,35x4,95 км, при загальній площі 30 км². Амплітуда порушення 55-150 м.

Третя свердловина пробурена в 2002 р. в північно-східній частині складки до глибини 1750 м. Розкритий нею розріз представлений четвертинними (84,2 м), пліоценовими (658 м), верхньоміоценовими (478 м), середньоміоценовими (227 м) та майкопськими (нижньоміоценовими) (270 м) відкладами. Утворення антропогену виражені мулом, суглинками з прошарками пісків та пісковиків. Пліоценові відклади складені здебільшого глинами з пропластками пісків, алевролітів і вапняків. Верхній та середній міоцен представлений глинами з прошарками вапняків, алевролітів, пісковиків та мергелів. Відклади майкопу складені здебільшого, вапнистими, алевритистими глинами з прошарками алевроліту.

У розрізі свердловини № 3 за матеріалами ГДС в інтервалі 1389,6-1392 м виділено один газонасичений пласт. Підчас випробування з нього отриманий приплив слаборозгазованої пластової води з дебітом 3,1 см³/добу. Пластовий тиск на

глибині 1391 м – 14,2 МПа, пластова температура – 55°C. Газ, як і на інших родовищах метанового складу (CH_4 – 92,234, - 94,5 %), азоту від 0,35 до 3,24 %.

Середня пористість по керну по продуктивних відкладах тортону – 20%. По покрівлі пласта поклад представляє ізометричну антиклінальну складку, ускладнену субмеридіональним порушенням.

По свердловині Північнокерченській-1 з урахуванням даних нової сейсмозвідки спрогнозовано розріз відкладів осадового чохла глибше вибою свердловини №1 (2480 м): $P_3-N_1^1$ тк 2480-4000 м, P_2 4000-4400 м, P_1 4400-4900 м, K_2 4900-5600, K_1 з 5600, що свідчить про можливість в цьому районі розкривати інші нафтогазоносні горизонти майкопу, палеогену і крейди (див. дод. Л).

Таким чином, в Південній частині акваторії Азовського моря в результаті виконаних в останній геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в межах ІКП відкрито принципово нову ресурсну базу ВВ в українському секторі, яка в найближчий час забезпечить річний видобуток газу до 1,5 млрд. м³. Загальна оцінка запасів газу по цих родовищах близько 30 млрд. м³.

Три газових родовища: Східноказантипське, Північнокерченське і Північнобулгагакське, поклади газу яких знаходяться в міоценових породах (меотис і тортон) і складені вапняками органічними з підпорядкованими складом пісковиків, мають хороші колекторські властивості і вводяться в розробку.

Північноказантипське газове родовище, поклад якого знаходяться в породах верхнього майкопу, вимагає буріння додаткових двох свердловин з метою переведення запасів категорій C_2 в категорію C_1 і випробування нових технологій закріплення прививійної зони свердловини спеціальними фільтрами.

Особливої уваги заслуговує Південноазовська зона нафтогазонагромадження (див. рис. 4.4.). В цій частині українського сектора ІКП знаходяться зони найбільш перспективні на пошуки нафти і газу з максимальною концентрацією родовищ, нафтогазоперспективних об'єктів: Північноказантипська, Північнокерченська, Сейсмозвідувальна (див.рис. 4.1.), що разом з детальними сейсмозвідувальними роботами (див. рис. 4.4.) дасть можливість збільшити ресурси і запаси ВВ цієї території.

В українському секторі Азовського моря на САП (АВ) відкрито ще чотири родовища газу: Стрілкове (162), Морське-1 (55), Жовтневе (Октябрське) (61), Невелике (65). Два останніх знаходяться в межах українського сектора і відкриті в б. СРСР російськими підприємствами. Стрілкове і Морське-1 родовища детально вивчені і приведені в капітальній роботі [3] і монографії [82].

Стрілкове газове родовище (162) знаходиться на західному заході Азовського валу (див. рис. 2.7., 2.10., 2.19., 2.22., 2.25., 2.26., 2.30., 3.3., 3.4., 4.1., 4.4., дод. А). Це антиклінальна складка субширотного (північно-східного) простягання, центральна частина якої знаходиться на Арабатській стрілці, західна – під водами Сивашу, східна – під водами Азовського моря. В 1964 р. на суходолі в св. 3 стався відкритий фонтан газу, для ліквідації якого пробурена св. 5. В останній у майкопі встановлені два продуктивних горизонти. Подальше вивчення було зосереджене на заході структури. В 1967-1969 та 1974 р.р. в східній морській азовській частині родовища були проведені сейсмозв'язувальні і гравіметричні дослідження і на протязі 1973-1975 р.р. пробурені глибокі свердловини №№ 16, 17, 19, 20) (див. дод. П). В св. 16 і 17 одержані промислові припливи газу з майкопу. На родовищі на 01.01.2003. видобуто 1,77 млрд. м³ газу. Майкопські породи утворюють субширотну брахіантикліналь. Її довжина – до 13 км, ширина – до 6 км, висота до 50 м. Поклади газу пластові склепінні причетні до піщано-алевритових горизонтів у глинистому розрізі. Промислова газоносність установа в 3-х об'єктах, які залягають на глибинах 430-540 м. Їх відкрита пористість змінюється від 10,1 до 46,8 %, проникність – $1,9 - 451 \times 10^{-3}$ мкм². Розробка родовища проводиться з 1976 р. Газ складений метаном (95,3 %) і азотом (4,69 %). На Стрілковою родовищі в майкопі виявлено три поклади газу: пачка IV (глибини 434-443 м) містить 275 млн. м³ категорії C₁, пачка V (475-500 м) – 1,511 млрд. м³, пачка VI (530-550 м) – 1,299 млрд. м³. Слід відзначити факт зменшення пластового тиску з глибиною. Стрілкове родовище має початкові розвідані запаси (А+В+С₁) 3,085 млрд. м³ газу. Запаси на 01.01.2003 р. А+В+С₁ складають 1,319 млрд. м³, С₂ – 0,996 млрд. м³.

У геологічному розрізі родовища приймають участь карбонатно-теригенні породи крейди, палеогену – нижнього міоцену, незгідно перекриті переважно

глинисто-карбонатними породами середнього міоцену-антропогену (див. рис. 2.7., 2.10., 2.22.). Осадкові відклади мезозою і кайнозою залягають на тріас-юрському складчастому фундаменті. Св. 20 розкриті андезити, порфірити і діабази (Т-І?).

На сейсмопрофілі 029784 (див. рис. 2.22.) за ВГ Іа на схід від св. 20 чітко встановлене падіння на схід надмайкопських відкладів і верхньої частини майкопу. В той же час по III горизонту (покрівля крейди) встановлено під'йом крейдових відкладів, та зменшення їх товщини. Особливо видно під'йом на схід по тріас-юрських (середньопротерозойських ?) утвореннях фундаменту і, навіть, антиклінальний перегин. Так, на рис. 2.7. між св. 20 і св. Обручева-1 (46), яка знаходиться в найбільш припіднятій частині АВ, виклинюються відклади від K_1 до P_3^1 . Ця територія заслуговує на увагу пошуків НАП.

Випробовування порід майкопської серії в св. 17 показало наступні результати: інт. 538-544 м: абсолютно вільний дебіт газу 245 тис. m^3/d (газ вуглеводневий з вмістом метану 98,78 %); інт. 482-491 м: газ, абс. вільний дебіт 271,5 тис. m^3/d ; 440-443 м: газ – дебіт 59,6 тис. m^3/d .

У відкладах середнього майкопу, де розкриті продуктивні горизонти IV, V, структура є замкнутою антикліналлю, а по покрівлі VI пачки – брахіантикліналлю (10 x 5,8 км, амплітудою 50 за ізогіпсою мінус 550 м). Продуктивні пачки складені пластами, прошарками алевролітів, слевритів, пісковиків в чергуванні з глинами. Пелітовий матеріал слугує основою для розділу порід на колектор і не колектор. Склепінна частина за новими даними знаходиться в акваторії Азовського моря (а не на Арабатській стрілці суходолу). Поклади пластові, колектори теригенні порового і тріщинувато-порового типів.

Морське газове родовище (55) приурочене до підняття Морське-1, розташованого в 40 км на південь від м. Бердянськ на АВ (САП) (див. рис. 2.7., 2.9., 2.25., 2.29., 2.30., 2.32., 4.1., 4.4., дод. А, В, П). Воно відкрито в 1977 р. у покрівлі майкопської товщі на глибині 645-975 м. При випробуванні у свердловині № 2 інтервалу 646-675 м отримано приплив газу 128,3 тис. $m^3/добу$ через діафрагму діаметром 16,3 мм при буферному тиску 5,06 і затрубному – 5,30 МПа. На родовищі пробурена одна свердловина (№ 2). По покрівлі майкопського продуктивного

горизонту складка представляє велике антиклінальне підняття субширотного простягання. Його розміри по ізогіпсі мінус 700 м становлять 22 x 3-4 км, висота – 100 м [3]. Північне крило круте, південне – полого. Вісь складки змінює простягання з північно-східного на субширотне. В центральній і східній частинах структури виділені два склепіння, які оконтурюються ізогіпсою мінус 600 м [3].

Структура Морська-1 знаходиться в межах більш великої гравітаційної аномалії, яка захплює також підняття Н е в е л и к е (65) (св. 225). Локальний максимум сили тяжіння встановлено безпосередньо на структурі Морська-1 (55). Слід відзначити, що на східній перикліналі структури простягання її вже не східне, а південно-східне. На рис. 3.1. показаний варіант, де св. 225 знаходиться в межах недорозвіданого родовища Морське-1 (див. дод. П). Поклад газу на родовищі Морському пластовий склепінний. Колекторами служать пісковики з пористістю до 30 % та поникністю $64,24 \times 10^{-3}$ мкм². У газі міститься метану – до 98,5 %, етану – 0,15 %, вуглекислого газу – 0,2-0,4 % та азоту – до 1,6 %. Морське-1 газове родовище (1977) має початкові розвідані запаси (A+B+C₁) 0,5 млрд. м³. Запаси на 01.01.2003 р. по A+B+C₁ – 0,55 млрд. м³, по C₂ – 3,15 млрд. м³, по C₃ – 8,1 млрд. м³.

Зважаючи на те, що родовище входить до Морської зони найбільш перспективної на пошуки нафти і газу в породах чохла та гетерогенного і гетерохронного фундаменту, а також до Центральноазовської зони нафтогазонагромадження, необхідна його дорозвідка з виконанням детальних сейсмобіт ЗД. Саме на цій нерозвіданій структурі пропонується буріння параметричної свердловини Морська-1 проектною глибиною 3500 м. Не слід забувати про можливу насувну природу цієї території і повну відсутність параметричного буріння в Азовському морі (див. рис. 2.29.).

Ж о в т н е в е (О к т я б р с ь к е) р о д о в и щ е (61) розташоване на південному крилі (схилі) в центральній частині валу (див. рис. 2.25., 2.29., 4.1., дод. А, П). Свердловиною № 245 розкрито слідуєчий розріз: Q-N₂² км-к₁ в інт.0-124 м, N₂¹p 124-503; N₁³m 503-556 м; N₁²s 556-696; N₁t 696-768 м; P₃-N₁¹ мк 768-1128 м. Породи фундаменту розкриті 1128-1344 м (Т-І). Глибина моря 10 м. Складка оконтурена по поверхні складчастого фундаменту і покрівлі майкопу. По поверхні

докрейдового комплексу (VI горизонт) за ізогіпсою мінус 1100 м розміри складки 4 х 3 км, амплітуда 50 м. По відкладах сармату N_{1s-p} за ізогіпсою мінус 560 м площа складає 13,2 кв. км, амплітуда 25 м. Це антикліналь з НАП барового типу. В підшві неогену зафіксована аномалія типу поклад. Поклади зосереджені в органогенних вапняках і пісках сармату і понту. На цій площі доказана продуктивність лінзоподібних тіл типу барів в неогені. Згідно балансу запасів по категорії $C_1 - 1,22$ млрд. m^3 газу, по $C_2 - 8,674$ млрд. m^3 .

Складність цього району у виклинюванні багатьох товщ (див. рис. 2.6.) і можливість їх появи в сприятливих умовах на південному крилі АВ, що створює умови для НАП. Це один з найцікавіших районів АВ. Тут знаходиться Жовтнева зона найбільш перспективної на пошуки газу і нафти в породах чохла і фундаменту і Центральноазовська зона нафтогазонагромадження. Тут пропонується буріння двох параметричних свердловин Жовтневої і Безіменної-2 (див. рис. 2.29. і розділ 4).

Невелике газове родовище (65) розташоване на АВ (див. рис. 2.25., 2.30., 2.32., 2.34., 3.1., 4.1., дод. А, П). Свердловина - 225 розкрила відклади Q-кп-кј 0-80 м, N_2^1p 80-132 м; N_1^3m 132-260 м; N_{1t-s} 260-500 м; $P_3-N_1^1mk$ 500-696 м; P_2 696-735 м; фундамент (Т-І) 735-902 м. Структура складається з кількох піднять. Крайнє північно-західне склепіння, на якому пробурена свердловина 225 за останніми побудовами (див. рис. 3.1., [3], та ін.) входить до складу Морської групи структур, як прирозломна брахіантикліналь. За ВГ Іа ($P_3-N_1^1mk$) по ізогіпсі мінус 550 м площа структури складає 18 кв. км, амплітуда 50 м. Ресурси родовища Невеликого оцінювалися в 1,6 млрд. m^3 газу. Поклад газу встановлений в майкопських відкладах. Рекомендації про подальші роботи на цій площі тіж самі, що і для родовища Морське-1.

В північно-західній частині Азовського моря на прилягаючому суходолі відкрито Приазовське газове родовище (122). На суміжних з родовищем нерозвіданих ділянках є необхідність вивчення перспектив нафтогазонасності на суходолі і в акваторії.

Приазовське газове родовище (122) розташовано на південний захід в 25 км від м. Мелітополь. Знаходиться на суходолі але південа

частина обірвана берегом Азовського моря (див.рис. 2.29., 4.1.). Родовище приурочене до південно-західного занурення Західно-Приазовського виступу УЩ. Пошуково-розвідувальні роботи проводились з перервами з 1929 по 1986 р.р. [3]. В св. 1 при випробуванні інтервалів 97,5 – 98,5 м та 103-104 м (нижній сармат) одержано 1,66 тис м³/д через діафрагму 5 мм. На півночі розвинуті теригенні олігоценів, неогенові та антропогенові відклади (до 120, 150 і 15 м відповідно). На південь з'являються відклади середньо- і нижньопалеогенові і крейдові відклади. В основі чохла залягають докембрійські кристалічні утворення фундаменту УЩ. Газоносність родовища пов'язана з моноклінально залягаючою товщею глини нижнього сармату (35-40 м) з лінзами кварцева-карбонатних пісків, карбонатного детритуса алевролітів. Продуктивні горизонти (глинисто-піщані) залягають поблизу покрівлі і подошви нижньосарматських відкладів на глибинах 88 і 115 м. Середня пористість 23 %, ефективна газоансичена товща до 2,5 м. Середні робочі дебїти до 2,395 тис. м³/ д. Поклади пластові, літологічно обмежені. Початкові запаси газу становили 2,26 млрд. м³. У газі міститься 82,2 – 97,8 % метану.

В районі Приазовського родовища (122) знаходиться Приазовська зона найбільш перспективної на пошуки нафти і газу при комплексному вивченні порід чохла і фундаменту, де пропонується здійснити буріння трьох параметричних свердловин Акимівської, Приазовської (на родовищі) і Федотівської (на косі чи на структурі) (див. рис. 2.29. та розділ 4). Необхідно виконати сейсмозвідувальні на південь і схід від родовища (на суходолі і в акваторії Азовського моря).

В російському секторі акваторії Азовського моря знаходиться п'ять родовищ: на АВ: Невідоме (77), Сигнальне (64), Західнобейсугське (80), Бейсугське (82) і одне в ІКП: Прибережне (120). Усі необхідні дані по родовищах і свердловинах, які пробурені в акваторії, зібрані здобувачем в дод. А (по 22 показниках) і дод. П (по усіх свердловинах) (див. рис. 4.1., 3.1., 2.28. та ін.) та використані у відповідних розділах і при побудові регіональних карт. Далі приведені об'єкти, які рахуються на 2003 рік у фонді буріння (консервація, ліквідація)

Структура Обручева (46). Розташована в найбільш припіднятій центральній частині Азовського валу (див. рис. 2.7., 2.25., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4.,

дод. А, Д, П). Підготовлена МВХ ОГТ за гоирзонтами Is (покрівля сармату і сармату II (підшва майкопу). За II горизонтам це куполовидна антикліналь північно-східного простягання. Південно-східне крило полого (1°). За ізогіпсою мінус 600 м розміри складки 22 x 16-11 км, амплітуда до 125 м, глибина моря 10 м. Склепіння західної частини в межах ізогіпси 475 м. В найбільш високій припіднятій східній частині склепіння по ізогіпсі мінус 515 м. На останній пробурена св. 1. Дебіт газу на 2 мм шайбі з відкладів тортону склав 0,86 тис. м³/д, дебіт води 3,87 м³/д. Свердловиною 1 розкриті четвертинні і неогенові відклади. Під майкопськими породами на глибині 481 м розкриті темносірі сланці вуглисті, місцями тріщинуваті і метаморфізовані пісковики фундаменту (тріас-юра) (див. рис. 2.7., дод. П). В процесі буріння св. 2 при розкритті майкопських відкладів, одержано викид газу (згоріла бурова). Вибій свердловини залишився на 347 м в майкопі. Площа недорозвідана. Ресурси газу по майкопу за категорією С₃ склали 2,716 млрд. м³, по сармату 1,465 млрд. м³. За даними Одеського університету та Чорноморської геофізичної експедиції (1974-1975 р.р.) на основі газометричних досліджень даних відкладів з допомогою вібробуріння підняття Обручева оконтурено газовою аномалією. Складка зрізана Головним Азовським порушенням (на півночі).

Структура знаходиться в найбільш перспективній на пошуки нафти і газу в породах чохла та гетерогенного фундаменту – зоні Обручева (див. рис. 4.1.). Вирішення проблеми перспектив нафтогазоносності і глибинної будови покладається в першу чергу на проектну параметричну свердловину Обручева (див. рис. 2.29. і розділ 4).

Структура Електророзвідувальна (50). Розміщена на АВ (див. рис. 2.25., 2.29., 2.30., 2.32., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А, Л, П). В 1975 р. в акваторії Азовського моря пробурена свердловина 1, яка розкрила четвертинні – неогенові відклади 0-205 м; N₁²⁻³ 205-502 м; майкопські 502-668 м; Т-Ж 668-1650 м. Структура була підготовлена по горизонту Ia (P₃-N₁¹)мк. За ізогіпсою мінус 500 м розміри структури 10,5 x 2,5 км амплітуда 50 м. Це брахіантикліналь. Фундамент (Т-Ж) представлений сланцями серед яких є метаморфізовані алевроліти і пісковики. Абсолютний вік зразків Т-Ж 196-256 млн. років (тріас). Керн з св.

Електророзвідувальна-1 з інтервалу 1567-1570 м (фундамент з 668 м) представляє вуглисто-серицитові сланці. Серед них встановлені метаморфізовані алевроліти та пісковики. Щільність 2,76, пористість 1,1 %, абсолютний вік 196-256 млн. років (тріас-карбон). З інтервалу 1602-1606 м зразки представлені вуглисто-карбонатно-серицитовими сланцями, щільністю 2,70 г/мм³, пористістю 1,1 %, абсолютний вік за К-Аг 220 млн. років. Ресурси за категорією С₃ оцінювалися в 0,3 млрд. м³ газу. З Т-І одержано 39-52 м³/д води хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 59,7 г/л. Вміст ν -36,1 г/л, йоду – 20,9 мг/л, бромю – 101,8 мг/л, бору – 21,6 мг/л. за В.А. Гордієвичем та ін., 1984 в св. 1 розкрито, але не випробувано можливий караган – чокракський поклад ВВ.

На структурі перед визначенням шляхів продовження геологорозвідувальних і пошуково-розвідувальних робіт необхідно провести спочатку комплекс структурнотермоатмогазогеохімічних досліджень (ІГН НАНУ) з метою визначення можливого скупчення ВВ.

Сейсморозвідувальна структура (104). Розміщена в прикерченській зоні ІКП (див. рис. 2.8., 2.25.-2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А, К, П). Це найбільш високоамплітудна і глибокозанурена в прикерченській зоні ІКП структура. Закартована по ВГ Іа (покр. P₃-N₁¹), Іs (сармат), Іm (меотіс). Структура ускладнена розломами північно-східного простягання. В присклепінній частині відмічена зона втрати кореляції. За ізогіпсою мінус 1600 м (північно-західна половина) і мінус 1875 м (південно-східна половина) розміри 5,0 x 6,5 км при амплітуді 350 м. На структурі пробурено св. 1 (1355 м, N₁²b(t) і св. 2 (1423, N₁²b) (див. дод. П, К, рис. 2.8.). Спрогнозований розріз осадового чохла в св. 2 дозволяє в параметричній свердловині розкрити майкопські, палеогенові відклади. Автори роботи [82] вважали, що покладу ВВ не знайдено тому, що було проведене неякісне випробування св. 1 в караган-чокраку і відсутність випробувань в св. 2, де ці відклади залягають гіпсометрично вище на 100 м. Тут можна очікувати газ з запасами 1,5 млрд м³ (початкові ресурси по категорії С₃ оцінювалися в майкопі в 5,0 млрд. м³).

Матроська структура (34) розташована в ПАП на заході поблизу

Головного Азовського порушення, зона якого розділяє ПАП і САП (АВ) (див. рис. 2.7., 2.27., 2.29., 2.30., 4.1., 4.4., дод. А, Б). Автори роботи [116] відносять ПАП до складу Причорноморсько-Азовської зони прогинів МСТП. На півночі Бердянською зоною диз'юнктивів (на півночі Олімпійської складки (29)) він відділений від ПУМ УЩ, з півдня Головним Азовським розломом. На їх думку САП насунуто на південний борт прогину, який представляє неглибоку асиметричну депресію. З метою оцінки перспектив нафтогазоносності прогину в 1998 р. в склепінні Магроської структури (34) пробурена перша глибока свердловина (№1) в українській частині Приазовського прогину (вибій 2074 м). За IV ВГ (К₁) за ізогіпсою мінус 1800 м, площа структури складає 31,0 кв. км, при амплітуді 108 м (розміри 14 x 2,7 км). Структура представляє прирозломну брахіантикліналь. Товщина осадового чохла в свердловині 1915 (див. рис. 2.7, 2.9., дод. Б). Зменшені потужності майкопу, верхньої та нижньої крейди, можливо відсутні тріас-юрські відклади [116]. Докрейдний фундамент розкритий в інт. 1950-2074 м. Він представлений магматичним комплексом (гранітами). У верхній частині встановлені субвертикальні тріщини. В нижній частині граніти переходять у плагіограніти. В інт. 1908-1950 м виділена кора вивітрювання фундаменту, де виділені два пласти з $\kappa_{\text{п}}=9,0 - 28,5$ % за НГК з невизначеним характером насичення. На вік гранітів (інт. 2000-2005 м) немає однієї думки. За уран-свинцевим методом вік їх 304 ± 3 млн. років (середній карбон – судетська фаза ранньоварисційського тектогенезу) [116]. Калій-аргоновим методом вік цих же гранітів 1845 ± 30 млн. років, що відповідає верхній частині нижнього протерозою докембрійського кристалічного фундаменту УСП з розташованою вище його корою вивітрювання, що узгоджується з даними геохімічних і магнітометричних досліджень, проведених і в цьому районі в інтерпретації “Саймон петролеум”, 1994 р. Автори роботи [116] посилаються на результати роботи другого з визначень абсолютного віку гранітів О.М. Пономаренко, 2000. Цей автор вважає, що вік 1845 ± 30 млн. років є завищеним. Кора вивітрювання приймається в роботі [116] тріас-юрською. Дискусійними є питання про вік гранітів насунання САП на ПАП (див. рис. 2.7., 2.9.). В осадовому чохла породи ранньої крейди розкриті в свердловині в інт. 1766-1908 м (аргіліти, пісковики), 1047-1766 м

- верхньокрейдові породи (вапняки щільні, у верхній частині мергелі, вапнисті пісковики), 962-1047 м – палеоценові відклади, 699-962 м – еоценові породи, 520-699 – майкопська серія, 34,5-520 м – середньо-, верхньоміоценові відклади. Основними причинами від’ємних результатів П.І. Дякович, Б.М. Полухтович, Н.А. Трофимович, Є.В. Туркевич [116] вважають “відсутність пастки і нафтоматеринських порід (середня юра, нижня крейда) достатньої товщини. Вуглеводні, які мігрували із Індольського прогину, перехвачувались мабуть в основному більш південними структурами (Морська), але інколи досягли і більш північних складок (Приазовська)”. З порід фундаменту приплив води - 360 м³/д.

Важливо б було провести структурнотермоатмогазогеохімічні дослідження в цьому районі з метою виділення пасток ВВ, а при їх позитивній оцінці і проведення додаткових сейсморобіт.

В українськму секторі акваторії Азовського моря до підготовлених до глибокого буріння відноситься 10 структур (об’єктів).

Західнобірюча (Західнобірючинська) структура (2) знаходиться на ЧС, яка відокремлює ПАП від Генічеської депресії (див. рис. 2.25.-2.27, 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Це брахіантикліналь ускладнена порушеннями. За горизонтом Імп (горизонт еоцен-, палеоцену за даними 2001 р.) по замкнутій ізогіпсі мінус 800 м площа структури 9 кв. км, амплітуда 30 м, при розмірах 6 x 2,5 км ресурси складають 1,3 млрд. м³ газу. Глибина моря 7-9 м. По покрівлі нижньої крейди по замкнутій ізогіпсі мінус 1300 м площа структури 26 кв. км при амплітуді 170 м, при розмірах 16 x 2,21 км ресурси складають 8,9 млрд. м³ газу. За подошвою нижньої крейди по ізогіпсі мінус 1650 м площа структури 22 кв. км при амплітуді 150 м. Розміри структури 10 x 3,5 км за даними 2003 р. загальні ресурси по категорії С₃ (по основним перспективним еоценовому і нижньокрейдовому комплексам) склали 12,3 млрд. м³ в газівму еквіваленті. Очікувані видобувні запаси (С₁) можуть складати 4,64 млрд. м³ газу. На 2004 р. пропонувалась пошукова свердловина проектною глибиною 1700 м (К₁). Структура входить до списку об’єктів з значними прогнозними ресурсами (можливо – більше навіть 20 млрд. м³ в газівму еквіваленті). Основними перспективними

комплексами є відклади еоцен-палеоцену та нижньої крейди.

Район Західнобірючої структури входить до Бірючої – Західноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження та до Західнобірючинецько – Обитічної зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Перед початком буріння слід провести структурнотермоатмогазогеохімічні дослідження і при позитивному результаті збільшити проектну глибину свердловини з розкриттям більшої товщини верхньої частини гетерогенного і гетерохронного фундаменту (до 500 м), зважаючи на поклади газу в Азовському газовому родовищі Ростовського виступу УЩ.

Східнобірючинецька структура (4) розташована на ЧС, яка розмежовує ПАП на сході і Генічеську депресію на заході (див.рис. 2.25., 2.27., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4.). Це брахіантиклінальна складка з порушеннями. За ізогіпсою мінус 1000 м (по K_1) її площа складає 23 кв. км (розміри 7,5 x 3,5 км) з амплітудою до 100 м. Глибина моря 8-11 м. Складка має субширотне простягання. За даними 2003 р. ресурси за категорією C_3 оцінювалися в 11,9 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Прогнозні ресурси структури в 2004 р. дозволили увійти у список об'єктів з ресурсами навіть більше 20 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Східнобірючинецька структура входить до складу Бірючої-Західноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження та до Західнобірючинецько-Обитічної зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Перспективні комплекси: крейдовий, кайнозойський. Необхідно вивчити фільтраційно-ємкісні властивості гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Запропонована пошукова свердловина (1700 м, K_1).

Північнобірючинецька структура (5) розташована на ЧС, яка розмежовує ПАП і Генічеську депресію. (див. рис. 2.26., 2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). За ВГ в покрівлі нижньої крейди структура представляє собою ізометричну брахіантиклінальну складку складної будови (склепіння включає 3 невеликих купола). Розміри структури по гранично замкнутій ізогіпсі мінус 950 м 1,5 x 3 км, площа 19 кв. км, амплітуда 110 м. Ресурси газу становлять 9,84 млрд. m^3 , конденсату 0,393 млн т. По ВГ в майкопських відкладах, по замкнутій ізогіпсі мінус

780 м, площа складки 20,5 кв.км. Розміри структура складають 11,5 x 2,5 км, амплітуда 30 м. Простягання субширотне.

Глибина моря 7-9 м. Планується буріння свердловини глибиною 1500 м з розкриттям порід гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Район структури входить до складу Бірючої-Західноазовської зони прогнозованого нафтонагромадження і Західнобірючїнсько-Обитічної зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Перспективні комплекси крейдовий, кайнозойський та гетерогенного і гетерохронного фундаменту. В 2004 р. включена до плану пошуково-розвідувального буріння св. Північнобірючїнська-1 (1700 м, K_1), з прогнозними ресурсами більше 20 млрд. м³ в газовому еквіваленті. На нашу думку слід збільшити глибину до 2000 м і провести додатково структурнотермоатмогазогеохімічні дослідження до початку буріння.

Обитічна – 1 (8). Структура розташована на ЧС, яка розділяє ПАП і Генічеську депресію (див. рис. 2.26., 2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). По ВГ в покрівлі нижньої крейди (K_1 , IV) розміри структури за замкнутою ізогіпсою мінус 1100 м 11 x 5 км, амплітуда 150 м. В склепіневій частині виділені два підняття по ізогіпсі мінус 950 м. На північному сході складка зрізана порушенням до 500 м. За ізогіпсою мінус 750 м (K_2 покрівля) розміри 11 x 5 км, амплітуда 100 м. Складка рундучного типу. За С.М. Захарчуком на сейсмогеологічному профілі 79104 (південний схід – північний захід) нанесена проектна параметрична свердловина 402, проектною глибиною 1200 м з розкриттям AR-PR₁ (Q-N₂ 0-100 м, N₁²-N₁³ 100-100 м, P₂- P₃ 300-560 м, P₁- P₂² 560-610 м, K₂ 610-700 м, K₁ 700-960 м, J₂ ? (Т-І) 960-060 м, AR-PR₁ 1060-1200 м (вибій). Параметрична св. 402 пропонується в склепіневій частині. На захід від неї в 3 км знаходиться аномалія за даними структурноатмогазогеохімічних досліджень (ІГН НАНУ, І.Д. Багрій, 2002) на ізогіпсі мінус 700 м по (по покрівлі верхньої крейди). Аномалія представляє найбільш перспективну ділянку для пошуків ВВ за сумарними показниками. Слід відзначити значне виклинювання до склепіння складки Обитічна-1 відкладів K_2 , P₁ і т.д. Аномалія пов'язана з зоною виклинювання в присклепіневій частині структури.

Складка Обитічна-1 розташована в межах Бірючої-Західноазовської зони

прогнозованого нафтогазонагромадження і Західнобірючінсько-Обитічної зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в покладах чохла (крейда, кайнозой) і фундаменту. Параметрична проектна свердловина Обитічна-1 повинна мати вибіт на 2000 м і її місцеположення слід уточнити зі зміщенням в район аномалії. Ресурси структури за категорією D_1 сягають 13,9 млрд m^3 газу (за ін. даними 5,1 млрд).

Обитічна – 2 (15). Структура розташована в межах ЧС, яка розділяє ПАП і Генічеську депресію (див. рис. 2.26., 2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). По покрівлі нижньої крейди (горизонт IV) структура представляє ізометричну складку розмірами 5 x 4,5 км за ізогіпсою – 950 м, амплітудою до 30 м. По поверхні фундаменту (VI горизонт) за ізогіпсою мінус 1100 м площа складки 23,5 кв км (розміри 5 x 5,7 км). Амплітуда 50 м. Це прирозломна похована складка куполовидного типу. Ресурси газу за категорією D_1 – 8,1 млрд. m^3 .

Структура знаходиться в межах Бірючої-Західноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження і Західнобірючінсько-Обитічної зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Буріння свердловини на Обитічній-2 слід починати після одержання результатів буріння св. 402 (параметричної) на структурі Обитічна-1.

Центральна структура (13). Розташована в межах ЧС, яка розмежовує ПАП і Генічеську депресію (див. рис. 2.26., 2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Структура представляє прирозломну поховану антикліналь субширотного (північно-східного) простягання. За ізогіпсою поверхні фундаменту мінус 600 м площа структури 22 кв. км (8 x 3 km^2), амплітуда 50 м. Прогнозні ресурси (D_1 – 4,7 млрд m^3 в газовому еквіваленті). Структура знаходиться в Бірючій-Західноазовській зоні прогнозованого нафтогазонагромадження і Західнобірючінсько-Обитічній зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. На перспективній Центральній складці слід пробурити параметричну свердловину. Перед цим необхідно було б провести сеймопрофіль Обитічна-1 – Обитічна-2 – Центральна – Приазовське газове родовище для уточнення закладання параметричних свердловин (Обитічної-1, Центральної та Приазовської). Від Обитічної-1 до Центральної спостерігається зменшення товщин

осадового чохла і виклинювання, що заважає встановленню, фактичного розрізу на структурі Центральна. Інтерпертація сейсмічного матеріалу в 2001 р. по Обитічній-1 показала значну розбіжність в стратиграфічній прив'язці сейсмічних горизонтів (так горизонт, який вважався розташованим в підшві нижньої крейди в дійсності є у верхній частині нижньої крейди).

П і в д е н н о б е р д я н с ь к а с т р у к т у р а (26) розташована на заході ПАП і приурочена до Бердянського дугового розлому (див. рис. 2.25.-2.27., 2.29., 2.30., 2.32., 3.3., 3.4., 4.1., 4.4., дод. А). Структура представляє прирозломну брахіантикліналь. Підготовлена ще в 1976 р. по IV ВГ (зараз покрівля K_1). За цим горизонтом по ізогіпсі мінус 1300 м (2003 р.) площа структури 61 кв. км (розміри 17 x 4 км) при амплітуді 160 м. За відкладами ($P_3-N_1^1$)тк по ізогіпсі мінус 675 м площа структури 49 кв. км, при амплітуді 75 м. Прогнозовані ресурси коливаються за різними дослідниками і складають по D_1 до 17,5 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Гравіметричними дослідженнями встановлено, що Південнобердянській структурі відповідає локальний максимум сили тяжіння. Пропонувалась до пошуково-розвідувального буріння багато раз (в 2004 р. також). Це може свідчити про необхідність проведення детальних сейсмічних робіт, враховуючи результати буріння св. Матроська-1, чи перехід її до фонду параметричного буріння. Перспективні відклади нижньої крейди і еоцену. Заслужують на вивчення породи гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Структура входить до Північноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження і Блоково-Білосарайської зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту (див. рис. 4.1., 4.4.).

Б і л о с а р а й с ь к а с т р у к т у р а (27) розташована в ПАП (див. рис. 2.30., 2.32., 3.3., 4.3., 4.4., дод. А). Структура підготовлена в 1977 р. (по горизонтах IV – крейда, III – верхня крейда, II – верхній еоцен, I – майкоп. За IV горизонтом (K_1) вона представляє асиметричну трьохкупольну прирозломну брахіантикліналь. За ізогіпсою мінус 1100 м (2003 р.) площа складає 70 кв. км, амплітуда 100 м. За P_2^1 - P_2 по ізогіпсі мінус 700 м, площа складає 40 кв. км, амплітуда 75 м. За майкопськими відкладами (P_3-N_1)тк по ізогіпсі мінус 450 м площа 2 кв. км,

амплітуда 30 м. На структурі встановлена аномалія типу “яскрава пляма”. Прогнозовані ресурси (D_1) – 23,5 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Структура тривалий час (з 1990 р.) знаходиться у фонді підготовлених до глибокого буріння (в 2004 р. вона запропонована до параметричного буріння). Останнє більш практичне вирішення подальших робіт на Білосарайській структурі. Вона знаходиться в зоні (групі) крупних прирозломних структур, приурочених до системи опірюючих порушень Бердянського дугоподібного регіонального порушення.

Структура входить до Північноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження і Блоково-Білосарайської зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Саме з цих позицій в безпосередній близькості запропонована здобувачем св. Південнобердянська параметрична з ювним розкриттям осадового чохла і верхньої частини гетерогенного і етерохронного фундаменту (3500 м). Результати буріння цієї свердловини разом з даними по св. Матроська-1 дадуть можливість внести корективи в проектні дані Білосарайської свердловини.

Структура Ударна (28) розміщена в ПАП (див. рис. 2.30., 3.3., 3.14., 4.1., 4.4., дод А). Представляє лінійну асиметричну прирозломну, трьохсклепінну брахіантикліналь, субширотного простягання. За IV горизонтом (K_1) по ізогіпсі лінійні розміри складки: 36 x 4 км площа 125 кв. км, амплітуда 675 м. Південне крило має вугли падіння 15-18°. Окремі склепіння мають розміри 5 x 1,5 м. Уверх складка зберігається по слідуючих ВГ: III, IIIa (K_2), II (P_2^3). По I горизонту ($P_3-N_1^1$) розлом трансформується у флексуру. Структура виположується і злишаються два невеликих малоамплітудних підняття. Найбільш перспективні у зносно-відношенні базальні пісковики K_1 (продуктивні на продовженні ПАП а суходолі Північно-Західного Передкавказзя в Іркліївській синкліналі на ушовському, Ленінградському, Старомінському родовищах, де середня зонасиченість 0,6, газоносна товщина 20 м, пористість 20% [82]. Перспективні міоцен-майкопські відклади і, можливо, фундамент. Виявлені аномалії типу поклад міоцену та майкопі. Прогнозні ресурси газу складають 23,3 млрд. m^3 і 1,5 млн. т конденсату. Структура розташована в Північноазовській зоні прогнозованого

нафтогазнагромадження і Блоково-Білосарайської зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. В 2004 р. запропонована до параметричного буріння.

Олімпійська структура (29) розташована в ПАП (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Це лінійна, прирозломна, асиметрична брахіантикліналь субширотного простягання. За IV горизонтом (K_1) по ізогіпсі мінус 1225 м розміри 48 x 6 км, площа 215 кв. км, амплітуда 830 м (за інш. Даними 170 м). Північне крило структури зрізане підкидом, амплітуда якого на крилах 50 м, а в склепінні до 700 м. За III^{ср} горизонтом (кампанський ярус верхньої крейди складка зберігається, а по II (K_2) східна перикліналь розгалужується на 2 частини, площа зменшується до 61 кв. км, амплітуда до 140 м. В присклепінній частині покрівля K_2 розмита і на ній залягають піщано-глинисті відклади міоцен-пліоцену. Відклади на структурі розмиті. Перспективні відклади нижньої крейди і, можливо, гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Перспективи можна також пов'язати з верхньокрейдовими відкладами, еродованими і перекритими глинами неогену. Прогнозні ресурси 32 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Структура підготовлена до параметричного буріння (зауваження див. структуру Білосарайську). Складка розташована в Північноазовській зоні прогнозованого нафтогазнагромадження та в Блоково-Білосарайській зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту.

Виявлені (перспективні) структури (об'єкти):

Структура Блокова - 3 (20) розташована в ПАП (див. рис. 2.25. – 2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). В районі структур Блокових (1-3) проходить зчленування глибинних розломів (порушень) дугоподібного Бердянського і Головного Азовського порушення (зон). Тут простежені порушення північно-східного і субширотного простягання. Склепіння прилягає до північного порушення. По поверхні фундаменту структура обмежена розломами і ізогіпсою мінус 2000 м. За ізогіпсою мінус, 1400 м (IV, K_1) площа 20 кв. км, амплітуда 100 м, за P_1 - P_2 по мінус 1150 м площа 10 кв. км, амплітуда 50 м, по (P_3 - N_1^1)тк по мінус 800 м площа 18 кв. км, амплітуда < 50 м. Це прирозломна антикліналь. Перспективні відклади крейди.

В зв'язку з можливим бурінням Південнобердянської параметричної свердловини, яка безпосередньо через порушення примикає до структури Блокової-3 слід після буріння на Південнобердянській структурі провести деякий об'єм сейсмозв'язки для уточнення взаємозв'язку цих двох структур.

Структура знаходиться в Північноазовській зоні прогнозованого нафтогазоагромадження і Блоково-Білосарайській зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і гетерогенного і гетерохронного фундаменту.

Структура Обручєва – 2 (47) розташована на південний схід від площі Обручєва (46) на САП (АВ) (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). За горизонтом II ($P_3-N_1^1$)тк по ізогіпсі мінус 500 м площа структури 15 кв. км, амплітуда 25 м. За горизонтом в N_{1t} по ізогіпсі мінус 400 м площа 15 кв. км, амплітуда 25 м. Глибина моря 10 м. Структура представляє антиклінальну складку субширотного простягання, яка знаходиться в найбільш припіднятій частині АВ. Ресурси за категорією C_3 – 3 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Інші характеристики див. пл. Обручєва (46), яка знаходиться у фонді глибокого буріння (консервація), де був одержаний викид газу. Структура знаходиться в межах зони Обручєва найбільш перспективних на пошуки В в породах чохла і гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Результати буріння на Обручєва-2 будуть залежати від проведення додаткових сейсмічних робіт в районі структур Обручєва 2 і 3 і буріння параметричної свердловини Обручєва.

Структура Обручєва – 3 (48) розташована на схід від структур Обручєва (46) і Обручєва-2 (47) на АВ (САП (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод А). За горизонтом II ($P_3-N_1^1$)тк по ізогіпсі мінус 500 м площа структури 13 кв. км, амплітуда 25 м. Це антиклінальна складка субширотного простягання. За горизонтом в N_{1t} по ізогіпсі мінус 400 м площа структури близько 13 кв. км, амплітуда до 25 м. Ресурси за категорією C_3 – 2 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Перспективи можна пов'язувати з майкопськими і міоценовими відкладами, а також Т-І товщею утворень фундаменту валу в межах суходолу на його продовженні БВ. Це стосується і структур Обручєва і Обручєва-2. Цікаві питання плитової тектоніки про можливість зустрічі на глибині більш молодих утворень, чи зустріч

створень палеозою, промислово нафтогазоносних у Східному Передкавказзі та інших регіонах. Структура Обручева-3 знаходиться в зоні Обручева найбільш перспективної на пошуки ВВ в породах чохла і гетерогенного і гетерохронного фундаменту (див. рис. 4.1., 2. 29.).

Структура Південна (40) розташована на південному крилі АВ (див. рис. 2.25.-2.27., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод А). Антиклінальна складка субширотного простягання за IV ВГ (K_1) по ізогіпсі мінус 2000 м має площу 14 кв. км і амплітуду 25 м. По Ia горизонту $P_3-N_1^1$)тк за ізогіпсою 840 м площа складає 14 кв. км, амплітуда 25 м. Ресурси з категорією C_3 оцінюються по K_1 в 12 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Складка розташована в Центральноазовській зоні нафтогазонагромадження і в Жовтневій (Октябрській) зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і гетерогенного і гетерохронного фундаменту. В 20 км на північний схід від структури Південна (40) знаходиться родовище Жовтнєве (61), де пропонується буріння параметричної свердловини на вивчення розрізу чохла і фундаменту. Ці результати слід використати разом з проведення тут детальних сейсморобіт з наголосом на вивчення НАП в умовах значного виклинювання відкладів осадочного чохла.

Структура Морська (54) розташована в північній частині АВ (САП) (див. рис. 2.25.-2.27., 2.29., 2.30., 2.32, 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). За ВГ IV (K_1) це двосклепінєва прирозломна брахіантикліналь по ізогіпсі мінус 1400 м (2003 р.) площа її 29 кв. км, амплітуда 100 м. По горизонту Ia ($P_3-N_1^1$)тк за ізогіпсою мінус 700 м площа структури 37 кв. км, амплітуда 500 м. Ресурси за категоріями $C_3 - D_1$ 9,1 млрд. м³ в газовму еквіваленті. Структурі відповідає локальний максимум сили тіжіння. Складка розміщена в межах Центральноазовської зони нафтогазонагромадження і в Морській зоні найбільш перспективний на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Структура знаходиться в одній структурній лінії складок з родовищем Морське-1, що підвищує її перспективність. Потрібен сейсмопрофіль між ними.

Структура Геофізична (докрейдова) (52) розташована на межі Бердянського дугоподібного порушення і Головного Азовського

рушення в межах ПАП (див. рис. 2.25.-2.27., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). За ізогіпсою мінус 1400 м (2003 р.) площа Геофізичної прирозломної брахіантикліналі складає 18 кв. км, амплітуда 1000 м. По ізогіпсі мінус 725 м (Ia - P₃-N₁¹)тк площа 11 кв. км, амплітуда 25 м. Прогнозні ресурси (D₁) 4,7 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Структура входить до складу Північноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження і Блоково-Білосарайської зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Перспективні нижньокрейдові і кайнозойські відклади. Заслужують на вивчення породи гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Поблизу запроєктована Південнобердянська параметрична свердловина, результати якої слід врахувати при переводі структури в підготовлені.

Структура Безіменна – 2 (56) розташована в припіднятій зоні складок центральної частини АВ (див. рис. 2.25., 2.29., 2.30., 2.32., 3.1., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Структура представляє куполовидну антикліналь. За ВГ Ia (P₃-N₁¹)тк по ізогіпсі мінус 1200 м (2003 р.) структура має площу 105 кв. км і амплітуду 95 м. Глибина моря 10 м. Ресурси за категорією С₃ складають 32 млрд. м³ в газовому еквіваленті (2003 рік). Безіменна-2 входить до складу Центральноазовської зони нафтогазонагромадження і Жовтневої (Октябрської) зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах і фундаменту. Зона потребує детальних сейсмічних досліджень, зважаючи на те, що і родовище Жовтневе не дорозвідане. Тому нами запропонована параметрична свердловина Безіменна-2 та пошукові свердловини на Жовтневому родовищі. Необхідно вивчити розріз чохла і фільтраційно-ємкісні властивості порід гетерогенного і гетерохронного фундаменту.

Структура Безіменна – 3 (58) знаходиться в центральній частині АВ на південний захід від структури Безіменна-2 і на північ від родовища Жовтневе (Октябрське) (див. рис. 2.25., 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А).

Структура представляє субмеридіональну антикліналь. За ізогіпсою мінус 1000 м по горизонту Ia (P₃-N₁¹)тк має площу 20 кв. км (2003 рік) і амплітуду 50 м. Ресурси за категорією С₃ оцінюються в 10 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Структура входить до складу Центральноазовської зони нафтогазонагромадження і

Жовтневої зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Зона потребує детальних сейсмічних досліджень. Увагу треба звернути на зони виклинювання в мезозої і кайнозої, розповсюдження яких дискусійне.

Структура Безіменна-4 (59) розміщена в центральній частині АВ поблизу родовища Жовтневого (див. рис. 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Глибина моря 10 м. Безіменна-4 представляє собою антикліналь субширотного простягання. За ізогіпсою мінус 1000 м (по ВГ Іа ($P_3-N_1^1$)тк) площа структури 10 кв. км (2003 р.), амплітуда 30 м. Ресурси за категорією C_3 – 5 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Вона входить до складу Центральноазовської зони нафтогазонагромадження і Жовтневої зони найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Жовтнева зона потребує детальних сейсмічних досліджень.

Структура Центральна-1 (57) розташована в центральній частині АВ в Центральній зоні нафтогазонагромадження і Жовтневій зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту (див. рис. 2.29., 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). По IV ВГ (K_1) (2003 рік) структура субширотного простягання і за ізогіпсою мінус 1000 м площа її складає 20 кв. км при амплітуді 30 м. Ресурси за категорією C_3 10 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Ресурси ($P_3-N_1^1$)тк – 0,7 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Наявність газового родовища Жовтневого і великої кількості об'єктів дозволяє відносити цей район до перспективних і деталізація сейсмозвідкою його дозволить виявити зони виклинювання і намітити можливі місця для постановки буріння.

Структура Сонячна (106) розташована в північній частині ІКП. Глибина моря 12 м. Структура представляє собою субширотну ускладнену порушенням брахіантикліналь. За ізогіпсою мінус 1200 м (N_1 кр-щк) площа складки 16 кв. км (7 х 3 км) з амплітудою 20 м. По горизонту Іа за ізогіпсою мінус 1500 м площа 16 кв. км, амплітуда 20 м. По горизонту у верхній крейді за ізогіпсою мінус 2500 м площа 15 кв. км при амплітуді 150 м. Ресурси за категорією C_3 складають 15 млрд. м³ за газовим еквівалентом. Структура входить до Південноазовської зони нафтогазонагромадження і Сейсмозвідувальної зони найбільш перспективних пошуків ВВ в породах чохла і фундаменту. Перспективи пов'язуються з палеоген-

неогеновими і верхньокрейдовими відкладами. Структуру слід підготувати до глибокого буріння.

Структура Молодіжна (Комсомольська) (105) розташована в ІКП в Південноазовській зоні нафтогазонагромадження і Сейсморозвідувальній зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Структура представляє брахіантикліналь північно-західного простягання. По сарматських відкладах (N_1s) за ізогіпсою мінус 1000 м площа структури 6 кв. км, амплітуда 50 м. По N_1 кр-щк за ізогіпсою мінус 1250 м площа 12 кв. км, амплітуда 150 м. По ВГ у верхньокрейдових відкладах за ізогіпсою мінус 2500 м площа 15 кв. км, амплітуда 150. Ресурси за категорією C_3 оцінюються в 14 млрд. m^3 в газовому еквіваленті (за іншими даними 18 млрд. m^3). Необхідна деталізація сейсморозвідкою глибинної будови. За даними 2003 р. за горизонтом Ia за ізогіпсою мінус 1000 м, площа 14 кв. км, амплітуда 20 м.

Площа Літологічна (139) розташована на межі ІКП і його ТС (див. рис. 2.25., 2.29., 2.30., 2.32., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). Літологічна НАП (див. рис. 2.21., 4.5.) за горизонтом відбиття $I^1_{a_1}$: південно-західна ділянка по замкнутій ізогіпсі мінус 1500 м розміри 17,2 x 2,5 км (площа 28,6 кв. км); центральна по замкнутій ізогіпсі мінус 1550 м розміри 48,2 x 6,5 км (площа 208,9 кв. км); північно-східна ділянка за ізогіпсою мінус 1650 м розміри 25,0 x 1,5 км (площа 25 кв. км). Загальна площа Літологічної НАП 262,5 кв. км (див. рис. 4.5.). Літологічна структура за горизонтом Ia_2 (В.К. Новосьолов та ін., 2002) по ізогіпсі мінус 2000 м в майкопі має площу 73 кв. км (див. рис. 4.5.). Прогнозні ресурси Літологічної площі – 20 млрд. m^3 в газовому еквіваленті.

Літологічна структура представляє собою осадову споруду латерального зарощування дельтових і схилових відкладів, насичених інтенсивними візноспрямованими відбиттями. Необхідна параметрична свердловина для підтвердження наявності пастки верхньоолігоценового віку з попередніми детальними сейсмічними дослідженнями.

Літологічна пастка знаходиться в Південноазовській зоні нафтогазонагромадження (ТПКНГР) і, частково, в ПСТГР та в

Північноказантипській зоні найбільш перспективних на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту.

Проведені на Літологічній площі (див. рис. 4.5.) структурнотермоатмогазогеохімічні дослідження (ІГН НАН Укаїни, І.Д. Багрій, 2002) [81]. До найбільш перспективних ділянок віднесені ті, в придонному шарі води яких простежуються фонові концентрації усіх показників та аномально високі значення температури. Атмогеохімічні аномалії просторово тяжіють до зон впливу порушень. Виявлені ділянки фонового вмісту атмогеохімічних показників, які щільно обрамляються полями підвищених концентрацій радона, гелія і метану [129]. Таких ділянок п'ять в основному північно-західного простягання, що слід врахувати при деталізації площі сейсмічними дослідженнями.

Структура Мисова (98) входить до складу Мисової-1 (99) (В.О. Старінський, 2004) і знаходиться в північно-східній її частині в ІКП. На суходолі Керченського півосрова відкрито Актаське (Мисове) родовище (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод А). На Актаському (Мисовому) нафтовому родовищі встановлена нафтогазоносність караган-чокракських відкладів неогену (запаси оцінені по чокракському горизонту середнього міоцену. Розріз складений осадочними породами неогену. На денній поверхні підняття представляє вдавлену чашеподібну синкліналь з облямовуючим вапняковим гребенем. Пастка являє західну половину субширотної брахіантикліналі. По покрівлі чокрацького продуктивного горизонту її розміри по ізогіпсі мінус 425 м 2,8 x 1,3 км, амплітуда 160 м. Скид субмеридіонального простягання ділить складку на дві частини і є екраном нафти і газу (амплітуда його 30 м). Поклад пластовий склепінний, тектонічно екранований з газовою шапкою. Власне Мисова виявлена структура за ВГ I^1m (N_1^1m) за ізогіпсою мінус 100 м має площу 19 кв. км, амплітуду 100 м. За ізогіпсою мінус 550 м $It-N_1^2b$) площа 22,5 кв. км, амплітуда 350 м. За Ia ($N_1^1-P_3$) по ізогіпсі мінус 750 м площа 24 кв. км, амплітуда 350 м. За горизонтом в майкопських відкладах по ізогіпсі мінус 1500 площа 10 кв. км, амплітуда 50 м. Прогнозні ресурси структури Мисової оцінюються в 4 млрд. m^3 в газовому еквіваленті. Структура знаходиться в Північноазовській зоні нафтогазонагромадження і в Північноказантипській зоні

перспективній на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Слід продовжити вивчення цієї площі детальними сейсмічними дослідженнями. Перспективи пов'язуються з відкладами Р і N.

Структура Мисова – 1 (99) розташована на північний захід від структури Мисової в ІКП (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). По ВГ I^{II} (Р₃-N₁¹)тк за ізогіпсою мінус 1450 м площа структури 37,5 кв. км, амплітуда 100 м; за горизонтом I^{III} (Р₃-N₁¹)тк по ізогіпсі мінус 1550 м площа 9,5 кв. км, амплітуда 50 м. Ресурси структури за категорією С₃ – 4,0 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Мисова-1 входить до складу Південноазовської зони нафтогазоагромадження та Північноказантипської зони перспективної на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту. Потребує детальних сейсмічних досліджень з метою підготовки до глибокого буріння. Перспективи пов'язуються з неоген-палеогеновими відкладами.

Структура Мисова – 2 (100) розташована в ІКП в Південноазовській зоні найбільш перспективній на пошуки ВВ в породах чохла і фундаменту (див. рис. 2.30., 3.3., 4.1., 4.4., дод. А). За ізогіпсою мінус 1600 м площа 7,5 кв. км, амплітуда 25 м (за горизонтом I^{III} (Р₃-N₁¹); по ВГ мінус 1725 м площа 3,5 кв. км, амплітуда 25 м. Ресурси за категорією С₃ – 3,9 млрд. м³ в газовому еквіваленті. Площу (структуру) слід підготувати до пошукового буріння дательною сейсморозвідкою. Перспективні палеоген-неогенові відклади.

Прогнозно-перспективні об'єкти сектора Азовського моря.

Розглянувши фонд родовищ та нафтогазоперспективних об'єктів (в бурінні, підготовлених до глибокого буріння і виявлених сейсморозвідкою) в українському секторі акваторії Азовського моря, здобувач вважає за потрібне підняти питання про більш серйозне вивчення ще однієї категорії об'єктів – прогнозних (див. табл. 3.2.). Їх немає в офіційній статистиці, але вони є в наукових, практичних і тематичних дослідженнях, звітах і рекомендаціях. Брак коштів не дає можливості розпочати їх перевірку сейсморозвідувальними роботами, іншими геолого-геофізичними дослідженнями та параметричним бурінням.

На 50 таких об'єктів в українському секторі здобувачем зібрані дані, які можуть слугувати основою для подальшого їх вивчення (див. дод. А, рис. 4.1.). Це

об'єкти під №№ на рис. 4.1. : 1, 3, 6, 7, 9-12, 14, 16-19, 21-25, 30, 32, 33, 35, 37-39, 41, 42, 44, 45, 49, 51, 53, 60, 62, 84, 97, 121, 140, 142-147, 153-158.

В акваторії Азовського моря є ще певний об'єм антиклінальних структур, але подальший розвиток паливно-енергетичного комплексу потребує значної кількості нових об'єктів для пошуків і розвідки нафти і газу, особливо в акваторіях Чорного і Азовського морів, де розвіданість території ледь досягає 4 %.

Таким чином, на черзі стають прогнозні об'єкти і в українському секторі. На цьому шляху необхідно вивчення перспектив нафтогазоносності складних НАП в Азовському морі; пошуки ВВ на малих глибинах залягання продуктивних горизонтів чохла і малих глибинах залягання поверхні фундаменту; вивчення нетрадиційних об'єктів в гетерогенному і гетерохронному фундаменті (а – кори вивитрювання, б – зони розущільнення в товщах щільних порід фундаменту значно нижче кори вивитрювання). Прогнозні об'єкти, які нанесені здобувачем на карту (див. рис. 4.1.) є в таблиці (див. дод. А) по 22 показниках. Вони враховані в зонах нафтогазонагромадження, зонах прогнозованого нафтогазонагромадження, зонах концентрації родовищ і нафтогазоперспективних об'єктів на пошуки нафти і газу у відкладах осадочного чохла та утвореннях гетерогенного і гетерохронного фундаменту (див. рис. 4.1.). таким чином, частина прогнозних об'єктів має прив'язку до більш чи менш перспективних ділянок в акваторії Азовського моря в українському секторі. Вивчення нафтогазоперспективних об'єктів (підготовлених і виявлених) буде включати і дослідження прогнозних об'єктів.

В регіональному плані вивчення НАП в акваторії Азовського моря С.М. Захарчук, Б.М. Полухтович [39] показали поширення прогинах НАП у межах українського сектора по тектонічних елементах.

До районів ймовірного поширення НАП переважно літологічного обмежених в протерозойських – неогенових відкладах відносяться території ЧС та ПАП. До зон, перспективних для пошуків НАП: стратиграфічних та літологічних пасток над незгідностями (палеоген середній, верхній) відносяться землі ЧС та ПАП. Центральна припіднята осьова частина АВ (САП) немає НАП. Вся прилягаюча до останнього територія відноситься до району ймовірного поширення НАП

стратиграфічно екранованих над і під незгідностями (відклади і утворення палеогену-тріасу). Територія на південь від Північноказантипського (83) та Північнокерченського (103) газових родовищ відноситься до зон перспективних для пошуків стратиграфічних та літологічних пасток над незгідностями (відклади крейди-неогену). На південь від лінії Північноказантипського (83) і Північнокерченського (103) газових родовищ в районі Східноказантипського (101) і Північнобулгацького (102) газових родовищ можна очікувати в ІКП прогнозовані за геолого-геофізичними матеріалами верхньоюрські платформені рифтогенні утворення.

Практичним вирішенням проблеми пошуків НАП є дослідження ПМНГ, 2002 в Азовському морі (див. рис. 2.11.-2.15., 2.21.-2.23., 4.5. та ін.) за пропозиціями фахівців НАК "Нафтогаз України", в тому числі здобувача. Перспективи нафтогазоносності пов'язані як з антиклінальними, так і НАП ВВ.

Таким чином, перспективи виявлення ВВ на заході досить високі і можуть бути пов'язані з кожною з виділених виявлених НАП (див. рис. 2.6., 2.11.-2.15., 2.21.-2.23., 4.5.) (табл. 3.3.).

Для Азовського моря (див. дод. М) побудована карта аномалій хвильового чохла, приурочених до меотичних відкладів південної зони Азовського моря в українському секторі. Таких аномалій 65. Безумовно буріння на малу глибину до 500 і чи трохи більше метрів пошукової сверловини Меотична-1 (див. дод. М) допомогло б не тільки прив'язати по глибині ВГ, але й перевірити ці перспективні нафтогазоносному відношенні відклади, відкривши тим самим шлях до пошуків газових об'єктів.

Таким чином, до висновків розділу 3 віднести необхідно слідуюче. В основу нафтогазогеологічного районування акваторії українського сектора Азовського моря покладена сучасна модель глибинної будови осадочного чохла, розташування попералі та розрізу родовищ ВВ, критерії (фактори) нафтогазоносності, які означають умови нафтогазоносності. Районування нафтогазоносних територій проведено як за площею, так і за розрізом досліджуваного регіону, охоплюючи весь осадочний чохол. В осадочному чохлі дослідженої території виділено 5 нафтогазоносних (нижньокрейдний, верхньокрейдний, палеоценові-еоценовий,

Таблиця 3.3

Параметри передбачуваних неантиклінальних пасток

Відбиваючий горизонт	Базисна ізогіпса, м	Розміри структури, кмхкм	Амплітуда, м	Площа, кв. км	Тип пастки
$\Gamma^I a(N_1-P_3)$ mk	-	18,0 x 14,0	до 275	168	зсувна (конус виносу)
$\Gamma^{III} a(N_1-P_3)$ mk	-	26,0 x 18,0	200	312	конус виносу
Структура "Літологічна"					
південно-західна частина $\Gamma^I a_1(N_1-P_3)$ mk	- 1500	17,2 x 2,5		28,67	пастка виклинювання
центральна частина $\Gamma^I a_1(N_1-P_3)$ mk	- 1550	48,2 x 6,5		208,9	пастка виклинювання
північно-східна частина $\Gamma^I a_1(N_1-P_3)$ mk	- 1650	25,0 x 1,5		25,0	пастка виклинювання
$\Gamma^{II} a_1(N_1-P_3)$ mk	-	50.0 x 2.3	-	76.67	літологічна
$\Gamma^{III} a_1(N_1-P_3)$ mk	-	46.0 x 2.1	-	64.4	літологічна
$\Gamma^{IV} a_1(N_1-P_3)$ mk	-	28.0 x 4.8	-	92.16	літологічна
$\Gamma^V a_1(N_1-P_3)$ mk	-	54.0 x 5.1	-	183.6	літологічна

Кайкопський, середньоміоценово-пліоценовий) і 1 перспективний (юрський) комплексів та відкрито 8 родовищ ВВ (Стрілкове, Морське-1, Невелике, Жовтневе, Північноказантипське, Східноказантипське, Північнокерченське, Північнобулгацьке). В породах гетерогенного і гетерохронного фундаменту (докембрійського, палеозойського і тріас-нижньоюрського) можливі ще відповідно три перспективних комплекси. З метою отримання додаткових відомостей про закономірності просторового розташування родовищ нафти та газу в земній корі та виявлення їхніх зв'язків з тими чи іншими типами геологічних формацій та геоструктур, показане їхнє знаходження на карті розривних і складчастих деформацій Європи. На площах цієї великої території нафтові та газові родовища розміщуються в таких 3-х основних формах: поодинокі родовища, скупчення родовищ у вигляді окремих кушків та лінійні (ланцюжкові) розташування. Поряд з регіональними зонами концентрації родовищ і об'єктів здобувачем, разом з іншими авторами виділені і зональні (див. рис. 4.1.) [137].

Згідно з даними нашої карти, кушкова форма розташування нафтових і газових родовищ має безпосередній зв'язок зі структурними елементами розломно-блокової тектоніки земної кори. Вона попадає на вузли, по-перше, пересічення найбільших зон глибинних розломів, по-друге, – стики сторін декількох блоків.

Вивчення геолого-геофізичних матеріалів і даних буріння в акваторії Азовського (і раніше Чорного) моря дозволило виділити найбільш цікаві, першочергові зони для постановки чи продовження геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, що приведено на карті нафтогазового потенціалу українського сектора Азовського моря (див. рис. 4.1.).

Здобувач разом з іншими фахівцями, при вивченні проблем закономірностей розташування нафтових і газових родовищ в регіональному плані включив при дослідженнях окремих тектонічних елементів усі нафтогазоперспективні і прогностичні об'єкти що дало можливість вирішувати проблему подальших робіт на нафту і газ, вибирати на основі рейтингової оцінки не тільки пріоритетні об'єкти але й першочергові зони концентрації пошуково-розвідувальних робіт в конкретних районах (напр. 11 перспективних зон досліджуваного району (див. рис. 4.1, 4.6)

[137].

Саме в першочергових зонах концентрації об'єктів і робіт слід негайно розпочати освоєння НАП і нетрадиційних пасток ВВ. Слід освоювати малі глибини залягання продуктивних горизонтів і почати вивчати глибокозалягаючі перспективні комплекси на глибинах 5-7 км. Здобувачем вже проведені підготовчі і практичні дослідження, які впроваджені в практику пошуково-розвідувальних робіт, що знайшло відображення у відкритті Північно- і Східноказантипських і Північнобулганакського родовищ ВВ.

Вивченість території українського сектора акваторії Азовського моря ледь досягає 3 – 4%. Саме тому до уваги бралися всі геолого-геофізичні матеріали та дані буріння не тільки по українській частині акваторії але й по суміжній частині акваторії і оточуючого суходолу. Цей величезний фактичний матеріал знайшов своє відображення в додатках А і П на рис. 3.3, 4.1, 4.4, а також у нових графічних матеріалах, побудованих здобувачем разом з співавторами (див. рис. 3.10-3.13).

Головна увага присвячена новим відкриттям в акваторії Азовського моря в яких здобувач приймав безпосередню участь, що підтверджено відповідними публікаціями, перерахованими вище.

В українському секторі акваторії Азовського моря станом на 2004 рік знаходилось 38 нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів (див. рис. 4.1, 4.4, додаток А). Розглянувши фонд родовищ та нафтогазоперспективних об'єктів (в бурінні, підготовлених до глибокого буріння і виявлених сейсморозвідкою) в українському секторі акваторії Азовського моря, здобувач вважає за потрібне підняти питання про більш серйозне вивчення ще однієї категорії об'єктів – прогнозних (див. табл. 3.2.). Їх немає в офіційній статистиці, але вони є в наукових, практичних і тематичних дослідженнях, звітах і рекомендаціях. Брак коштів не дає можливості розпочати їх перевірку сейсморозвідувальними роботами, іншими геолого-геофізичними дослідженнями та параметричним бурінням. На 50 таких об'єктів в українському секторі здобувачем зібрані дані, які можуть слугувати основою для подальшого їх вивчення (див. дод. А, рис. 4.1).

В акваторії Азовського моря є ще певний об'єм антиклінальних структур, але

подальший розвиток паливно-енергетичного комплексу потребує значної кількості нових об'єктів для пошуків і розвідки нафти і газу.

На кінець 2003 р. в цілому в акваторії Азовського моря буріння (в основному неглибоких свердловин) було здійснено на 20 площах (12 – в українському і 8 – в російському секторах) (див. додаток А). За відомими здобувачеві даними пробурено 51 свердловину (26 – в українському і 25 – в російському секторах) (див. додаток Ц). Коефіцієнти успішності по секторах: українському – 0,67, російському – 0,62.

Висновки

Наявні матеріали свідчать про те, що зони розломів є однією із важливих пошукових ознак. Встановлено, що зони концентрації нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів, приурочені до районів поширення значних тектонічних порушень, у межах розвитку яких були найсприятливіші умови для їх формування.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ РЕЙТИНГОВОЇ ОЦІНКИ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОДАЛЬШИХ ПОШУКОВО- РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НАФТУ І ГАЗ В УКРАЇНСЬКОМУ СЕКТОРІ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

Після встановлення геологічної будови українського сектора Азовського моря та нафтогазоносності району досліджень і суміжних територій необхідно визначити пріоритетні об'єкти з допомогою рейтингової оцінки і внести пропозиції і рекомендації про перспективи подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ для швидкого і ефективного освоєння нафтогазового потенціалу сектора.

При визначенні пріоритетних об'єктів, нафтогазового потенціалу Азовського моря суттєву допомогу надали роботи [3, 8, 15, 24, 40, 25, 55, 59, 60, 76, 78, 82, 87, 88, 103, 131, 145, 157, 161, 165, 175, 187], а також здобувача разом і особисто [28, 56, 62, 62а, 81, 99, 114, 127, 133, 137]. Перспективи нафтогазоносності акваторії Азовського моря знайшли відображення в багатьох працях [10, 12, 18, 24, 31, 33, 35, 40, 46, 65, 71, 76, 82, 84, 96, 98, 100, 115, 119, 131, 145, 157, 161, 165, 175, 176, 186 та ін.], а також здобувача (особисто чи в співавторстві) [14, 28, 38, 38а, 56, 58-61, 63, 81, 114, 118, 127, 133]. Фактичний і теоретичний матеріал здобувача застосований для складання основних програмних карт, відтворюючих нафтогазовий потенціал і перспективи його освоєння (див. рис. 4.1. – 4.6.; додатки А, П та текстові таблиці).

4.1 Нафтогазовий потенціал і щільність ресурсів

Дійсний стан з подальшими пошуками нафти і газу України на теперішній час виглядає наступним чином. Забезпеченість видобутку ВВ розвіданими запасами складає по нафті – 45 років, по газу – 50 років. 62 % нафтових і 41 % газових відноситься до дуже дрібних з середніми запасами 0,25 млн. т і 0,37 млрд. м³. Зиробленість родовищ по нафті – 76 %, по газу – 65 %. Більше половини залишків запасів відносяться до категорії важковидобувних. На жаль, на сьогоднішній день не

Підтверджується 13 млн. т нафти і 168,9 млрд. м³ газу.

З 1994 року видобуток нафти і газу перевищує приріст розвіданих запасів, а мізерні обсяги пошуково-розвідувальних робіт не забезпечують навіть простого відтворення ресурсної бази нафтогазовидобутку (максимальні видобутки нафти і газу залишились у далекому минулому: по нафті в 1972 р. – 14,5 млн. т, по газу в 1975 р. – 68,3 млрд. м³).

Тиснення на видобуток ВВ не залишає надій на якісне (чи взагалі) проведення регіональних пошукових робіт, параметричного буріння, геофізичних досліджень в нових модифікаціях, комплексування фундаментальних і прикладних досліджень, удосконалення техніки і технології бурових робіт. Стримується підготовка надійного фонду об'єктів, переінтерпретація усіх структур, які з року в рік тільки переходять з категорії в категорію. Що стосується прогнозних, то значна частина їх могла би перейти до рангу виявлених. Підвищення ефективності всього комплексу робіт з пошуку родовищ нафти та газу виробництва і науки можуть збільшити приріст запасів ВВ, який повинен вдвічі перевищувати річні обсяги видобутку ВВ.

Кількісна оцінка прогнозних запасів півдня України була достатньо високою (О.Г. Богаєць, В.О. Гордієвич, Л.Г. Плахотний, 1971; Г.Н. Доленко, А.І. Парильяк, О.С. Ступка та ін., 1976; С.М. Захарчук, В.І. Крамаренко, Б.А. Шестопад, 1967). Автори [126] передбачали в акваторіях Чорного і Азовського морів 308 структур – часток антиклінального і неантиклінального типів. Вони надіялися на відкриття 92 родовищ ВВ, з яких 88 передбачалися дрібними.

Головна причина недостатньої ефективності раніше проведених нафтогазопошукових робіт на морських акваторіях України (В.Й. Самсонов, 2004) - відсутність чітко обґрунтованої стратегії, неякісна підготовка об'єктів вітчизняною геофізикою. Ефективність витрат на підготовку запасів ВВ залежить від достовірності національно обраних основних напрямків робіт, а також від забезпеченості пошуково-розвідувального буріння фондом нафтогазоперспективних об'єктів підготовлених до глибокого буріння і виявлених геофізичними методами, в основному сейсморозвідкою). Після значного економічного спаду (з 1992 р.)

почалося поступове збільшення обсягів буріння. В результаті проведених геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ в Україні в 2003 році пробурено 229,8 тис. м глибокого буріння, з яких 27,9 тис. м на нафту і 201,9 тис. м на газ. За категоріями свердловин розподіл обсягів буріння наступний: пошуковий – 100,4 тис. м (44 %), розвідувальний – 121,6 тис. м (53 %), параметричний – 7,8 тис. м (3 %). Насторожує незначний обсяг параметричного буріння і переважання розвідувального буріння над пошуковим, що свідчить про бажання збільшити обсяги видобутку вуглеводневої сировини. Але останнє завжди повинно бути забезпечено приростом запасів. В 2003 р. 79 % обсягу буріння в Україні припадало на глибини до 3000 м; 14 % на 3001-4000 м; 6 % на 5000 м і тільки 1 % на глибину більше 5000 м. Середня глибина свердловин, які закінчені в 2003 р. складала 2956 м (раніше до кризи вона була більше 4500 м). Зважаючи, на те, що значні запаси і ресурси в Україні знаходяться на великих глибинах (більше 5-6 км), це може свідчити про значний брак коштів. Коефіцієнт продуктивності для пошукових свердловин при бурінні в основному до глибин 3000 м по Україні складає 0,46, для розвідувальних 0,64.

За увесь час пошуків і розвідки в українському секторі Азовського моря, починаючи з початку 70-х років минулого століття, середня глибина по 26 свердловинах склала 1350 м (див. дод. П), а найбільш глибока свердловина є Тівнічноказантипська-3, фактичною глибиною 2600 м, при тому, що на значній території сектора товщина осадового чохла, яка вміщує регіонально продуктивні і перспективні комплекси, досягає 7-9 тисяч метрів - жодної параметричної свердловини в українському секторі Азовського моря – н е м а є.

Станом на 01.01.2004 р. з початку розробки нафтових та газових родовищ з надр України видобуто 303,16 млн. т нафти; 67,33 млн. т газового конденсату, 748,69 млрд. м³ вільного і 73,86 млрд. м³ розчиненого в нафті газу, що в сумі складає 2193,04 млрд. т умовного палива. За 2003 рік видобуток нафти в Україні склав 2,8 млн. т, газового конденсату – 1,11 млн. т, вільного газу – 18,71 млрд. м³, розчиненого газу – 0,77 млрд. м³. Початкові потенційні ресурси ВВ України, в перерахунку на умовне паливо, складають 8417,82 млн. т, в тому числі, нафти – 330,0 млн. т (15,8 %), газового конденсату – 376,2 млн. т (4,5 %), вільного газу –

6435,1 млрд. м³ (76,4 %), розчиненого в нафті газу – 276,52 млрд. м³ (3,3 %). На 01.01.2004 р. В Україні обліковується 350 родовищ ВВ, із яких : 78 – нафтові, 13 – газонафтові та нафтогазові, 59 – нафтогазоконденсатні, 89 – газові та 111 – газоконденсатні. Початкові розвідані запаси ВВ усіх родовищ України за категоріями А+В+С₁, складають 3438,86 млн. т у. п., тобто початкові ресурси розвідані на 41 %. Розвіданість початкових потенційних ресурсів нафти складає 32 %, вільного газу 43 %, а ступінь виробленості (частка накопиченого видобутку в початкових потенційних ресурсах) – відповідно 23 % і 27 %. Таким чином, 6224,47 млн. т у. п. (74 %) потенційних ресурсів ще залишаються в надрах України, причому 4555,15 млн. т у. п. (54 %) складають нерозвідані ресурси категорії С₃+D₁+D₂). Необхідно зазначити, що 6885,9 млн. т початкових потенційних ресурсів ВВ, або 82 % від їх загальної кількості, знаходяться на суші, 531,9 млн. т (18 %) – на шельфі Чорного і Азовського морів. Таким чином, ресурсна база нафтогазовидобувної промисловості України дозволяє при її ефективному використанні стабілізувати, а в перспективі – підвищити обсяги видобутку палива. Це, в першу чергу, стосується акваторій Чорного і Азовського морів, в тому числі українського сектора останнього.

За минулі десять років на Азовському морі відкриті три газових родовища, розбурена перша глибока свердловина у Північноазовському прогині, виявлені перші літологічно обмежені пастки у верхньомайкопських відкладах Індольського прогину [3, 96, 116]. Ці нові геологічні дані є підставою для внесення змін і уточнення нафтогазового потенціалу підводних надр українського сектора Азовського моря [59]. Оцінка ресурсів ВВ по осадових продуктивних комплексах була виконана в 1994-1995 р.р. методом порівняльних геологічних аналогів і дифікації оцінки питомої щільності ресурсів на одиницю площі з внутрішніми аналогами. Сутність методу полягає у виборі добре вивчених (еталонних) ділянок, значенні на них щільності початкових ресурсів і розповсюдження цієї щільності на невивчені і слабо вивчені території з відповідними коефіцієнтами аналогії.

Для підрахунку прогнозних ресурсів ВВ у гетерогенному і гетерохронному фундаментах можна використати принцип тісного взаємозв'язку нафтогазоносності

фундаменту з контактуючим осадовим продуктивним комплексом чохла.

Кількісна оцінка перспектив нафтогазоносності за інтервалами глибин покладена в основу розробки основних напрямків ГРР з урахуванням фонду підготовлених та перспективних (виявлених) структур.

На 2003 р. в українському секторі Азовського моря відкрито 8 родовищ газу, (табл. 4.1). Газовий потенціал української частини Азовського моря за здобувачем та Б.М. Полухтовичем в 2004 році виглядає таким чином (табл.4.2). Початкові сумарні ресурси ВВ на початок 2003 р. наведені в табл. 4.3, а їх розподіл по нафтогазоносних районах території досліджень в табл. 4.4, а по нафтогазоносних і перспективних комплексах осадового чохла в табл. 4.5. В табл. 4.6 приведений розподіл видобувних ресурсів ВВ за категоріями та глибинами залягання.

Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності комплексу гетерогенного і гетерохронного фундаменту здійснювалася на основі аналізу критеріїв нафтогазоносності та наступного районування території за ступенем перспективності в Дніпровсько-Донецькій газоносній області. Зони якісної оцінки перспектив нафтогазоносності порід фундаменту пропонувалося виділяти на основі паралелізації їх з відповідними оцінками перекриваючого фундамент осадового комплексу (Б.П.Кабишев, Т.М.Пригаріна, 1997) [76]. Якщо фундамент перекритий продуктивним комплексом чохла, то він має таку ж категорію перспективності, якщо непродуктивним має меншу категорію перспективності. Найбільші перспективи пов'язуються з кораами вивітрювання і тріщинуватими зонами (розущільнення) нижче їх. Якісна оцінка нафтогазоносності фундаменту акваторії Азовського моря з півночі на південь стає невизначеною в зв'язку з збільшенням товщини осадового чохла більше 8 км, що не дає можливості розкрити породи фундаменту свердловинами проектною глибиною 3-4 км, які можуть бути пробурені лише в найближчі роки в Азовському морі. Таким чином, залишається територія ТУМ, ПАП, АВ і Північного борту ІКП (і ТС). На перших трьох елементах можливо вивчення докембрійського кристалічного фундаменту, на двох останніх вивчення верхнього структурного ярусу фундаменту СП.

Таблиця 4.1

Розподіл розвіданих запасів вільного газу по родовищах (див. дод. А)

№№ на рис. 4.1.	Назва родовища	Рік відкриття	Початкові розвідані запаси категорії А+В+С ₁ , млрд. м ³	Запаси на 01.01.2003 р.		Перспективні ресурси категорії С ₃ , на 01.01.2003 р.	
				кат. А+В+С ₁ , млрд. м ³	кат. С ₂ , млрд. м ³		
162	Стрілкове	1964	3,085	1,319	0,996	–	
103	Північнокерченське	1976	1,340	1,340	3,833	11,000	
55	Морське-1	1977	0,550	0,550	3,150	8,100	
83	Північноказантипське	1999	2,013	2,013	12,653	–	
101	Східноказантипське	2000	2,594	2,594	1,448	–	
102	Північнобулганацьке	2001	0,771	0,771	0,816	–	
Разом по 6 родовищах			10,353	8,587	22,897	19,100	
З врахуванням Жовтневого (61) і Невеликого (65)			–	12,053	10,287	31,571	–

Таблиця 4.2

Газовий потенціал українського сектора акваторії Азовського моря за П.Я.

Максимчуком, Б.М. Полухтовичем, 2004

Родовища ¹ розвідані на 01.01 2004 р.		Запаси газу категорій А+В+С ₁ млрд. м ³		Сумарний видобуток на 01.01 2004 р.	Фонд структур на 01.01 2004 р.				Запаси газу категорії С ₂ на 01.01 2004 р., млрд. м ³	Ресурси газу категорії С ₃ на 01.01 2004 р., млрд. м ³	Ресурси газу категорій D ₁ +D ₂ на млрд. м ³	Ресурси початкові сумарні вільного газу (геологічні/ видобувні) млрд. м ³
всього	газових	початкові	на 01.01 2004 р.		виявлених	підготовлених	в бурінні	в консервації				
8	8	12,053	10,004	2,049	16	10	4 ²	3	31,571	56,622	243,5	$\frac{343,8}{294,8}$

Примітки: ¹ – на території українського сектора відкриті Октябрське (Жовтневе) (61) і Невелике (св. 255) (65) газові родовища російськими організаціями б. СРСР (запаси і ресурси з дод. А). В таблиці враховані по № 61: С₁ – 1,2, С₂ – 8,7; № 65: С₁ – 0,5); ² – структура Матроська має негативні результати з випробувань.

Таблиця 4.3

Початкові сумарні ресурси ВВ українського сектора Азовського моря станом на
01.01.2003 р.

№ з/п	Показники	Ресурси	
		геологічні	видобувні
1.	Всього, млн.т у.п.	420,8	324,8
2.	у т.ч. нафти, млн.т	50	15
3.	конденсат, млн.т	21	13
4.	розчиненого газу, млрд.м ³	6	2
5.	вільного газу, млрд.м ³	343,8	294,8

Таблиця 4.4

Початкові сумарні ресурси по районах

№ з/п	Нафтогазоносні області і райони	Ресурси, млн.т у.п.	
		геологічні	видобувні
1.	Північноазовський газоносний район (АБГО)	71,0	60,0
2.	Центральноазовський газоносний район (АБГО)	99,7	85,7
3.	Азовсько-Березанська газоносна область (АБГО)	170,7	145,7
4.	Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район Індоло-Кубанської нафтогазоносною області	250,1	179,1

Таблиця 4.5

Розподіл ресурсів по нафтогазоносних і перспективних комплексах

№ з/п	Комплекси	нафта, млн.т		конденсат, млн.т		розчинений газ, млрд.м ³		вільний газ, млрд.м ³	
		геологічні	видобувні	геологічні	видобувні	геологічні	видобувні	геологічні	видобувні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	юрський	–	–	2,0	1,0	–	–	14,0	12,0
2.	нижньокрейдодовий	–	–	10,0	6,0	–	–	77,0	66,0
3.	верхньокрейдодовий	–	–	3,0	2,0	–	–	32,0	27,0
4.	палеоценово-еоценовий	–	–	6,0	4,0	–	–	70,0	59,0
5.	олігоценово-нижньоміоценовий	32,0	10,0	–	–	4,0	1,0	83,7	72,7
6.	середньоміоценово-пліоценовий	18,0	5,0	–	–	2,0	1,0	67,1	58,1

Таблиця 4.6

Структура видобувних ресурсів ВВ станом на 1 січня 2003 р.

№ з/п	Інтервали глибин, км	Накопичений видобуток	Запаси		Ресурси			Початкові сумарні ресурси	Ступінь реалізація ПСР ¹ , %	Нерозвідані ресурси кат. С ₂ +С ₃ +Д
			кат. А+В+С ₁ ,	кат. С ₂	кат. С ₃	кат. Д ₁	кат. Д ₂			
нафта, тис.т										
1.	до 3	–	–	–	–	10000	–	10000	–	10000
2.	3-4	–	–	–	–	3000	–	3000	–	3000
3.	4-5	–	–	–	–	2000	–	2000	–	2000
4.	5-7	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Всього:		–	–	–	–	15000	–	15000	–	15000
конденсат, тис.т										
1.	до 3	–	–	–	–	2000	3000	5000	–	5000
2.	3-4	–	–	–	–	–	1000	1000	–	1000
3.	4-5	–	–	–	–	–	4000	4000	–	4000
4.	5-7	–	–	–	–	3000	–	3000	–	3000
Всього:		–	–	–	–	5000	8000	13000	–	13000
вільний газ, млн.м ³										
1.	до 3	1770	8580	24309	62594	88547	20000	205800	5,0	195450
2.	3-4	–	–	–	–	14000	12000	26000	–	26000
3.	4-5	–	–	–	–	14000	13000	27000	–	27000
4.	5-7	–	–	–	–	3000	33000	36000	–	36000
Всього:		1770	8580	24309	62594	119547	78000	294800	5,5	286650
сумарний газ, млн.м ³										
1.	до 3	–	–	–	–	2000	–	2000	–	2000
2.	3-4	–	–	–	–	–	–	–	–	–
3.	4-5	–	–	–	–	–	–	–	–	–
4.	5-7	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Всього:		–	–	–	–	2000	–	2000	–	2000
сума ВВ, тис.т. у.п.										
1.	до 3	1770	8580	24309	62594	102347	23000	222800	4,6	212450
2.	3-4	–	–	–	–	17000	13000	30000	–	30000
3.	4-5	–	–	–	–	16000	17000	33000	–	33000
4.	5-7	–	–	–	–	6000	33000	39000	–	39000
Всього:		1770	8580	24309	62594	141547	86000	324800	3,2	314450

Примітка: ¹ – ПСР - початкові сумарні ресурси

Кількісна оцінка перспектив нафтогазоносності фундаменту при підрахунках прогнозних ресурсів нафти і газу полягає у переносі щільності нерозвіданих ресурсів ВВ шляхом використання коефіцієнтів аналогії з перекриваючих фундамент комплексів порід на утворення фундаменту. Тільки таким чином були враховані величини нерозвіданих ресурсів ВВ і їх щільності на Північному борту ДДЗ в районах, які прилягають до площ, де відкриті поклади нафти і газу (Т.М.Пригаріна, 2002). Зважаючи на абсолютно низьку вивченість порід фундаменту в українському секторі Азовського моря і, відсутність родовищ ВВ в ньому, провести таку оцінку неможливо. Саме для цього і пропонувалося здійснити буріння цілого ряду свердловин в Азовському морі.

Визначення щільностей прогнозних ресурсів вуглеводнів в осадовому чохлі українського сектору Азовського моря. Найвищою щільністю перспективних і прогнозних ресурсів ВВ заданими здобувача з співавторами характеризується, як і прилегла суша Керченського півострова, південна частина акваторії Азовського моря – 20-30 тис. т у.п. на 1 км² (рис. 4.1., 4.2.) (див. рис. 4.4.) [118]. У тектонічному плані ця смуга відноситься до осьової найбільш прогнутої зони Індоло-Кубанського олігоценонеогенового прогину. У нафтогазогеологічному відношенні це високоперспективний ТПКНГР ІКНГО. Високі перспективи цієї зони підтверджуються відкриттям чотирьох газових родовищ: Північнобулганацького (102), Північноказантипського (83), Північнокерченського (103) та Східноказантипського (101). Тут досягнутий найвищий коефіцієнт успішності – 0,8. Із п'яти опошукованих площ тільки на одній отримані попередні негативні результати.

Північніше, у межах північного борту ІКП, щільність нерозвіданих ресурсів знижується до 10-20 тис. т ВВ на 1 км². Ця зона відноситься до ПСТГР ІКНГО. На відміну від попереднього тут виявлені в неогенових утвореннях поодинокі антиклінальні і літологічно обмежені пастки, але пошукове буріння не проводилось. За матеріалами МСГТ крейдово-неогенові перспективні відклади тут залягають на доступних глибинах до 5-7 км. Такою ж щільністю прогнозних і перспективних ресурсів характеризується і ПАП або східна частина ПАГР АБГО. Тут у крейдових

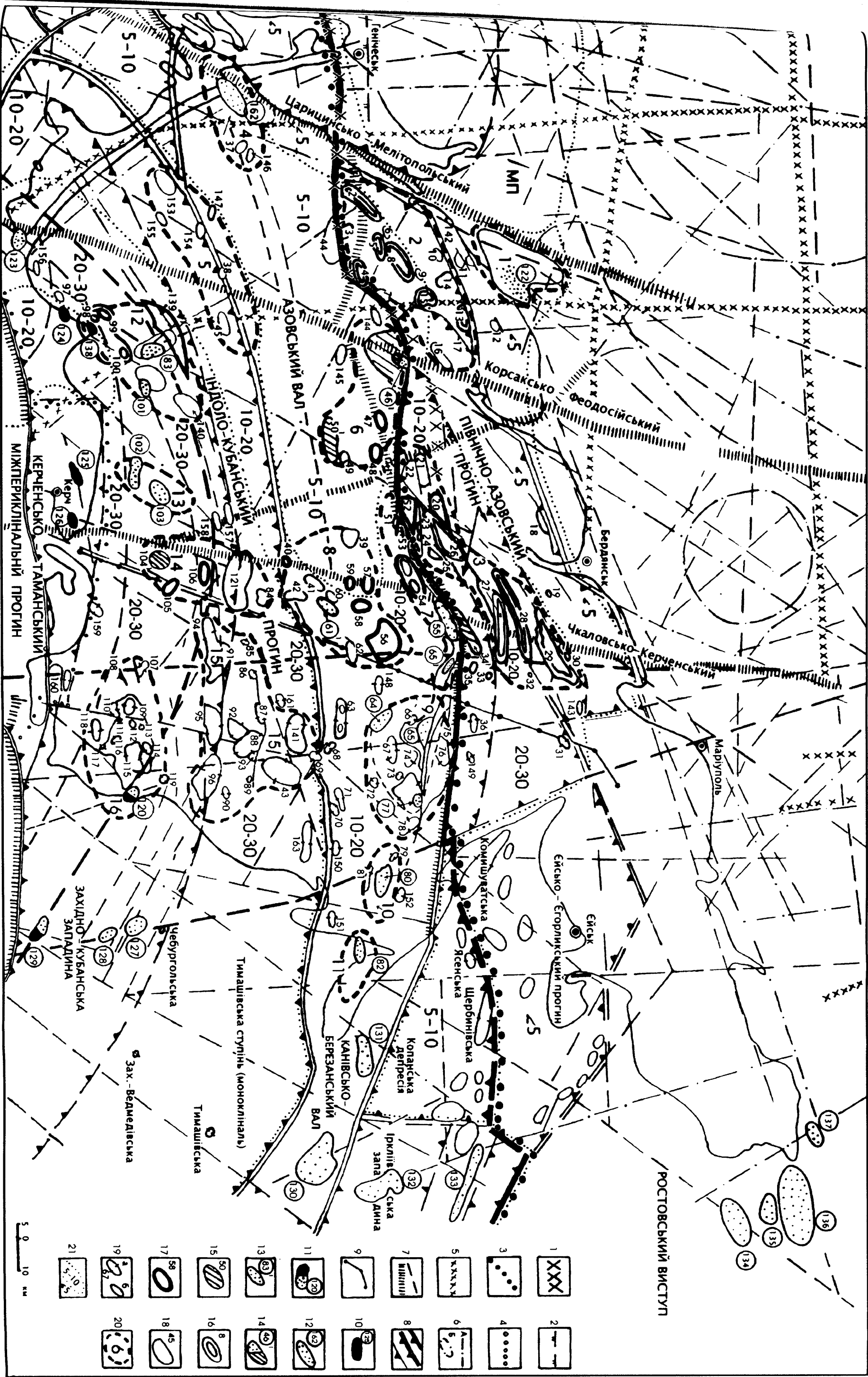


Рис. 4.1. Карта нафтогазового потенціалу українського сектору акваторії Азовського моря. Складено П.Д. Максимчуком за матеріалами: Б.М. Полухтовича, В.О. Старінського, С.П. Пичоговського, Р.П. Ігнатюка, П.М. Мезишинука, І.І. Чебаненка, П.Ф. Шіпка та інші. 2004. В Україні до цього сектору за даними на 01.01.2004 р.

Рис. 4.1. Карта нафтогазового потенціалу українського сектора акваторії Азовського моря. Складено П.Я. Максимчуком за матеріалами: Б.М. Полухтовича, В.О. Старінського, С.П. Пустовойта, В.П. Клочка, П.М. Мельничука, І.І. Чебаненка, П.Ф. Шпака та інш., 2004. В українському секторі – за даними на 01.01.2004 р.

1 – межа Східноєвропейської платформи (СЄП) та Скіфської плити (СП) за поверхнею Мохо (за даними ГСЗ); 2 – межа СЄП та СП за поверхнею докембрійського кристалічного фундаменту (по ГСЗ); 3 – межа СЄП та СП за геолого-геофізичними даними і глибоким бурінням; 4 – границя СП та мегантиклінорія Гірського Криму; 5 – зони розломів за поверхнею Мохо (по ГСЗ); 6 – зверхглибинні розломи за ГСЗ (а), кільцеві розломи (структури) за дешифруванням знімків (б); 7 – регіональні розломи за геолого-геофізичними матеріалами; 8 – межі геоструктурних елементів; 9 – умовна межа секторів України і Росії; 10 – нафтові родовища; 11 – нафтогазові родовища; 12 – газові родовища; 13 – газові родовища в бурінні; 14 – площа з припливами газу (в бурінні); 15 – об'єкти в бурінні; 16 – об'єкти підготовлені до буріння (в українському секторі); 17 – об'єкти виявлені (в українському секторі); 18 – об'єкти прогнозні України; 19 – об'єкти (структури) в Росії: а – в акваторії (з назвами але без інтерпретації), б – на суходолі (без назв і інтерпретації); 20 – зони, найбільш перспективні на пошуки нафти і газу в породах чохла і фундаменту з позицій розломно-блокової тектоніки. До умовної позначки 20: *український сектор*: 1 – Приазовська, 2 – Західнобірючінсько-Обитічна, 3 – Блоково-Білосарайська, 4 – Стрілкова, 5 – Бортова, 6 – Обручева, 7 – Морська, 8 – Жовтнева (Октябрська), 12 – Північноказантипська, 13 – Північнокерченська, 14 – Сейсморозвідувальна; *російський сектор*: 9 – Сигнальна, 10 – Західнобейсугська, 11 – Бейсугська, 15 – Геологічна, 16 – Прибережна; 21 – щільність потенціальних ресурсів (тис. т ВВ на 1 км²).

Список структур (об'єктів) і родовищ ВВ в акваторії Азовського моря (за порядковими №№ на карті): 1 – Лиманська, 2 – Західнобірюча (Західнобірючінська), 3 – Південнобірюча-(Південнобірючінська), 4 – Східнобірюча, 5 – Північнобірюча, 6 – Федотова, 7 – Прирозломна, 8 – Обитічна-1, 9 – Мала, 10 – Фрунзенська, 11 – Степанівська, 12 – Приморська, 13 – Центральна, 14 – Олександрівська, 15 –

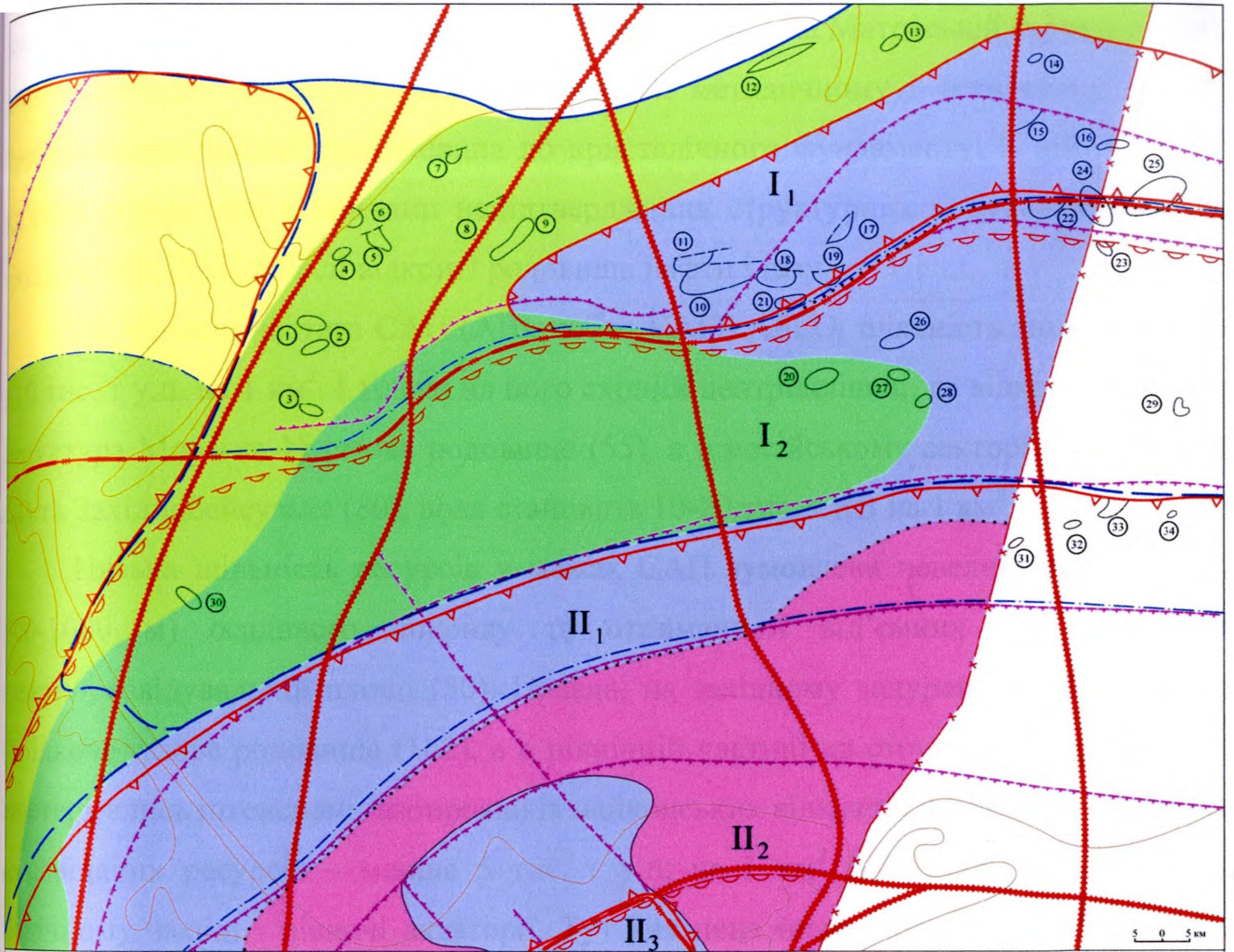
Блокова-3, 21 – Блокова-1, 22 – Блокова-2, 23 – Бар’єрна-1, 24 – Бар’єрна-2, 25 –
 Бар’єрна-3, 26 – Південнобердянська, 27 – Білосарайська, 28 – Ударна, 29 –
 Олімпійська, 30 – Північноолімпійська, 31 – Молодіжна, 32 – Східноударна, 33 –
 Східноматроська, 34 – Матроська, 35 – Південноматроська, 36 – Надія-1, 37 –
 Східнострілкова, 38 – Бортова-1, 39 – Центральна-2, 40 – Південна, 41 – Південна-1,
 42 – Південна-2, 43 – Північногеологічна, 44 – Південнобірюча-2, 45 – Бортова-2, 46
 -Обручєва, 47 – Обручєва-2, 48 – Обручєва-3, 49 – Північноелектророзвідувальна,
 50 – Електророзвідувальна, 51 – Вуглова, 52 – Геофізична (докрейдова), 53 – Якірна,
 54 – Морська, 55 – Морське-1, 56 – Безіменна-2, 57 – Центральна-1, 58 – Безіменна-
 3, 59 – Безіменна-4, 60 – Октябрська, 61 – Октябрське (Жовтневе), 62 – Північно-
 октябрська, 63 – Західнозалізнянська, 64 – Сигнальне, 65 – Невелике, 66 – Лютнева
 (Февральська), 67 – Зіркова, 68 – Північнозалізнянська, 69 – Залізнянська, 70 – Кра-
 йова, 71 – Східнозалізнянська, 72 – Донна, 73 – Проміжкова (Промежуточная), 74 –
 Серебрянська, 75 – Б-52, 76 – Прирозломна-2, 77 – Невідоме, 78 – Західномайкоп-
 ська (Західномайська), 79 – Майкопська (Майська-Травнева), 80 – Західнобейсуг-
 ське, 81 – Південнобейсугська, 82 – Бейсугське (с/акв), 83 – Північноказантипське,
 84 – Лунна (Місяцева), 85 – Геологічна-1 (Теоретична), 86 – Геологічна-2 (Теоретич-
 на), 87 – Геологічна-3 (Наукова), 88 – Геологічна-4 (Передбачувана), 89 – Геологіч-
 на-5, 90 – Геологічна-6 (Ачуєвська), 91 – Мирна (Зломна), 92 – Крабова, 93 – Фігур-
 на (Передбачувана), 94 – Зюйдова-1 (Траверсна), 95 – Зюйдова-2 (Траверсна), 96 –
 Зюйдова-3 (Південноачуєвська), 97 – Китенська, 98-100 – Мисова-1 (98 – Мисова, 99
 -Мисова-1, 100 – Мисова-2), 101 – Східноказантипське, 102 – Північнобулганацьке,
 103 – Північнокерченське, 104 – Сейсморозвідувальна, 105 – Молодіжна (Комсо-
 мольська), 106 – Сонячна, 107 – Західноприбережна-2, 108 – Західноприбережна-3,
 109 – Західноприбережна-1, 110 – Південноприбережна-6, 111 – Південноприбереж-
 на-7, 112 – Південноприбережна-1, 113 – Південноприбережна-2, 114 – Південно-
 прибережна-3, 115 – Південноприбережна-5, 116 – Південноприбережна-4, 117 –
 Східногеленджицька (Квітнева), 118 – Геленджицька, 119 – Берегова, 120 – Прибе-
 режне (с/акв), 121 – Капітанівська, 122 – Приазовське (с/акв), 123 – Південноси-
 зашське (с), 124 – Семенівське (с), 125 – Малобабчицьке (с), 126 – Борзовське (с),

127 – Фрунзенське (с), 128 – Слов’янське (с), 129 – Анастасієвсько-Троїцьке (с), 130 – Челбаське (с), 131 – Канівське (с), 132 – Криловське (с), 133 – Старомінське (с), 134 – Азовське (с), 135 – Обухівське (с), 136 – Синявське (с), 137 – Тузлівське (с), 138 – Акташське (с), 139 – Літологічна, 140 – Боцманська, 141 – Південнозалізнянська, 142 – Молочна, 143 – Східноолімпійська, 144 – Західнообручевська, 145 – Південнообручевська, 146 – Докрейдова, 147 – Аномальна, 148 – Фроловська, 149 – Надія-2, 150 – Лиманська-2, 151 – Північноахтарська, 152 – Північнобейсугська, 153 – Східноустьсалгірська, 154 – Умовна, 155 – Моноклінальна, 156 – Сільпромівська, 157 – Штурманська, 158 – Південноштурманська, 159 – Кучугурська, 160 – Тиздорська, 161 – Західноприбортова, 162 – Стрілкове, 163 – Східноприбортова.

Список структур (об’єктів) та родовищ ВВ в акваторії Азовського моря за абеткою (в дужках №№ на карті): Азовське³ (с)¹ (134), Акташське (с) (138), Анастасієвсько-Троїцьке (с) (129), Аномальна (147), Б-52 (75), Бар’єрна³-1 (23), Бар’єрна-2 (24), Бар’єрна-3 (25), Безіменна-2 (56), Безіменна-3 (58), Безіменна-4 (59), Бейсугське (с/акв)² (82), Берегова (119), Білосарайська (27), Блокова-1 (21), Блокова-2 (22), Блокова-3 (20), Борзовське (с) (126), Бортова-1 (38), Бортова-2, (45), Боцманська (140), Весняна (19), Вуглова (51), Геленджицька (118), Геологічна-1 (Теоретична) (85), Геологічна-2 (Теоретична) (86), Геологічна-3 (Наукова) (87), Геологічна-4 (Передбачувана) (88), Геологічна-5 (89), Геологічна-6 (Ачуєвська) (90), Геофізична (докрейдова) (52), Докрейдова (146), Донна (72), Електророзвідувальна (50), Залізнянська (69), Західнобейсугське (80), Західнобірюча (Західнобірючинська), (2), Західнозалізнянська (63), Західномайкопська (Західномайська) (78), Західнообручевська (144), Західноприбережна-1 (109), Західноприбережна-2 (107), Західноприбережна-3 (108), Західноприбортова (161), Зіркова (67), Зюйдова-1 (Траверна) (94), Зюйдова-2 (Траверна) (95), Зюйдова-3 (Південнообручевська) (96), Канівське (с) (131), Капітанівська (121), Кефаль (16), Китенська (17), Крабова (92), Крайова (70), Криловське (с) (132), Кучугурська (159), Лиманська (150), Лиманська-2 (150), Літологічна (139), Лунна (Місяцева) (84), Лютнева (Февральська) (66), Майкопська (Майська-Травнева) (79), Мала (9), Малобабчицьке (с) (25), Матроська (34), Мирна (Зломна) (91), Мисова-1 [Мисова (98), Мисова-1 (99),

Низова-2 (100)] об'єднана, Молодіжна (31), Молодіжна (Комсомольська) (105),
 Молочна (142), Моноклінальна (155), Морська (54), Морське-1 (55), Надія-1 (36),
 Надія-2 (149), Невелике (65), Невідоме (77), Низова (18), Обитічна-1 (8), Обитічна-2
 (15), Обручева (46), Обручева-2 (47), Обручева-3 (48), Обухівське (с) (135),
 Октябрська (60), Октябрське (Жовтневе) (61), Олександрівська (14), Олімпійська
 (29), Південна (40), Південна-1 (41), Південна-2 (42), Південнобейсугська (81),
 Південнобердянська (26), Південнобірюча (Південнобірючинська), (3), Південно-
 бірюча-2 (44), Південнозалізнянська (141), Південноматреська (35), Південно-
 обручевська (145), Південноприбережна-1 (112), Південноприбережна-2 (113),
 Південноприбережна-3 (114), Південноприбережна-4 (116), Південноприбережна-5
 (115), Південноприбережна-6 (110), Південноприбережна-7 (111), Південно-
 сивашське (с) (123), Південноштурманська (158), Північна (Северная) (17),
 Північноахтарська (151), Північнобейсугська (152), Північнобірюча (5), Північно-
 оулганацьке (102) Північногеологічна (43), Північнозалізнянська (68), Північно-
 електророзвідувальна (49), Північноказантипське (83), Північнокерченське (103),
 Північнооктябрська (62), Північноолімпійська (30), Приазовське (с/акв) (122),
 Прибережне (с/акв) (120), Приморська (12), Прирозломна (7), Прирозломна-2 (76),
 Проміжкова (Промежуточная) (73), Сейсморозвідувальна (104), Семенівське (с)
 (124), Серебрянська (74), Сигнальне (64), Синявське (с) (136), Слов'янське (с) (128),
 Сільпромівська (156), Сонячна (106), Старомінське (с) (133), Степанівська (11),
 Стрілкове (162), Східнобірюча (4), Східногеленджицька (Квітнева) (117), Східноза-
 лізнянська (71), Східноказантипське (101), Східноматреська (33), Східноолімпійська
 (143), Східноприбортова (163), Східнострілкова (37), Східноударна (32),
 Східноустьсалгірська (153), Тиздорська (160), Тузлівське (с) (137), Ударна (28),
 Умовна (154), Федотова (6), Фігурна (Передбачувана) (93), Фроловська (148),
 Фрунзенська (10), Фрунзенське (с) (127), Центральна (13), Центральна-1 (57),
 Центральна-2 (39), Челбаське (с) (130), Штурманська (157), Якірна (53),

Примітки: ¹, с – родовища на суходолі; ², с/акв – родовища ВВ і об'єкти одночасно на
 суходолі і в акваторії; ³ – структури закінчуються на “а”, родовища на “е”



Границі:

- тектонічних елементів
- нафтогазонової провінції
- нафтогазоносних областей
- нафтогазоносних районів
- економічної зони України

Розривні порушення:

- регіональні, які розділяють надпорядкові тектонічні структури
- важливі глибинні розломи, сутурні зони
- основні
- головні насуви і ретронасуви

Перспективність території (щільність поточних потенціальних ресурсів, тис.т ВВ на 1 км²)

- 5 категорії, 20-30
- 6 категорії, 10-20
- 7 категорії, 5-10
- 8 категорії, менше 5
- малоперспективні

Локальні структури:

- антиклінальні
- тектонічно екрановані

Прогнозні локальні структури (цифри в кружках):

- | | | |
|--------------------|---------------------|---------------------------|
| 1. Лиманська | 13. Весняна | 25. Прирозломна-2 |
| 2. Федотова | 14. Східноударна | 26. Центральна-4 |
| 3. Бірюча | 15. Східноматроська | 27. Центральна-3 |
| 4. Фрунзєвська | 16. Надія | 28. Октябрська (Жовтнева) |
| 5. Олександрівська | 17. Бар'єри | 29. Желєзніська |
| 6. Степанівська | 18. Бар'єри-1 | 30. Східнострілкова |
| 7. Приморська | 19. Бар'єри-2 | 31. Геологічна-1 |
| 8. Північна | 20. Якірна | 32. Геологічна-2 |
| 9. Кефаль | 21. Углова | 33. Геологічна-3 |
| 10. Блокова-2 | 22. Невелика | 34. Геологічна-4 |
| 11. Блокова | 23. Февральська | |
| 12. Низова | 24. Б-52 | |

- I₁ - Північноазовський газоносний район (ГР);
- I₂ - Центральноазовський газоносний район;
- II₁ - Південнонісавсько-Тимашівський перспективний район;
- II₂ - Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район;
- II₃ - Південнокерченський НГР

Рис. 4.2. Карта щільності прогнозних ресурсів вуглеводнів з прогнозними локальними структурами українського сектору акваторії Азовського моря за Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, 2004

створеннях виявлена низка локальних піднять великих розмірів. Частина із них підготовлена до глибокого буріння ще в 70-80-х роках минулого століття. Але, як показав досвід проводки пошукової свердловини № 1 на Матроській структурі (34), вони вимагають перепідготовки на сучасних методичному і технічному рівнях. Пробурена лише одна свердловина до кристалічного фундаменту. В ній отримані від'ємні результати з причини непідтвердження структурних побудов. Однак, на продовженні ПАП в Росії відкриті родовища нафти і газу.

На більшій частині САП (АВ), тобто ЦАГР АБГО, щільність знижується до 5-10 тис. т у.п. на 1 км². І тільки на його східній центрикліналі, де відкриті Морське (структура Морська-1) газове родовище (55), а в російському секторі – Сигнальне (64) та Західнобейсузьке (80), вона становить 10-20 тис. т ВВ на 1 км².

Низька щільність ресурсів у межах САП зумовлена невеликою товщиною (500-1000 м) осадового покриву та отриманням від'ємних результатів на Електророзвідувальній площі (50). Правда, на західному зануренні САП відкрите стрілкове газове родовище (162), а в північній частині на структурі Обручева (46) спостерігались інтенсивні газопрояви із майкопських відкладів. Найнижча щільність нерозвіданих ресурсів – менше 5 тис. т у.п. на 1 км² фіксується на крайньому північному заході і півночі акваторії. Тут виявлена низка локальних складок, але буріння не проводилось. Найвищою щільністю характеризується майкопський газonosний комплекс – 9,49 тис. т у.п. на 1 км², нижньокрейдовий перспективний – 7,44 тис. т, палеоценово-еоценовий – 6,23 тис. т, середньоміценово-пліоценовий – 5,64 тис. т ВВ/1 км². Найнижча щільність відмічається у верхньокрейдовому (2,53 тис. т у.п. на 1 км²) і юрському (1,60) комплексах.

Таким чином, виходячи із щільностей нерозвіданих ресурсів ВВ, першочерговою для проведення геологорозвідувальних робіт слід вважати південну зону акваторії Азовського моря. Правда, глибини залягання подошви майкопських відкладів тут перевищують 5 км. Перспективи нафтогазосності у цій зоні пов'язуються переважно з нижньомайкопськими, палеоценово-еоценовими та нижньокрейдовими утвореннями. Представляють інтерес і схили САП (АВ), у межах яких вже відкриті газові родовища. Північна частина Азовського моря

потребує вивчення параметричним бурінням, у т.ч. ЧС і ПАП.

Зараз склалася дивна ситуація: кількість об'єктів, наприклад, в Азовському морі велика, а підготовлених об'єктів обмаль і розташовані вони як не дивно, не в найкращих з точки зору нафтогазоносності місцях, що не дає можливості, навіть при їх розбурюванні, одержати регіональне уявлення про нафтогазоносність українського сектора Азовського моря. Це стосується ЧС і ПАП. Не слід перебільшувати негативні результати по окремих свердловинах. Структури Обручєва (46), Невелика (65), Сейсморозвідувальна (104) нерозвідані, на Електророзвідувальній (50) в розрізі горизонти, які вже зараз заслуговують вивчення.

Для визначення величини вуглеводневого потенціалу фундаменту українського сектора акваторії Азовського моря, необхідно вивчати цей комплекс порід одночасно із виконанням основного завдання геологорозвідувальних робіт – пошуками родовищ ВВ в осадовому покриві.

Високооцінений нижньокрейдовий комплекс порід розглядається як регіонально нафтогазоносний і вважається одним із основних об'єктів нафтогазопозукових робіт на Азовському морі, оскільки його продуктивність вже доведена бурінням на прилеглих територіях Рівнинного Криму і Північно-Західного Передкавказзя, а також на ділянці Лебада румунського сектора акваторії Чорного моря. Ці відклади, складені потужною товщею піщано-глинистих і, можливо, на окремих ділянках прогинів вулканокластичних порід з сприятливим співвідношенням колекторів і покришок, нерідко підвищеним газонасиченням пластових вод і переважно вуглеводневим складом водорозчинених газів. Найкращими і найбільш витриманими по латералі колекторами в товщі нижньокрейдових порід південного регіону є пісковики та алевроліти, які залягають у підшві розрізу (базальні шари), а також у нижній частині верхнього альбу. Основними субрегіональними покришками є глинисті відклади середньоальбського та верхньої частини верхньоальбського під'ярусів. Ділянками розповсюджена верхньоаптська глиниста покришка. Враховуючи всі ці критерії нафтогазоносності, основні перспективи нижньокрейдового комплексу пов'язуємо з південним схилом і західним зануренням САП, а також з ТС (північним бортом ІКП).

Майкопські відклади з максимальною щільністю ресурсів ВВ також відносяться до регіонально нафтогазоносних. З ними пов'язані промислові скопчення нафти та газу в Північно-Західному Передкавказзі, на Керченському півострові, в Рівнинному Криму, на акваторіях Азовського та Чорного морів. Перспективи даного комплексу, в першу чергу, залежать від розвитку в переважно глинистому розрізі потужних і витриманих по латералі проверстків або пачок піщано-алевритових порід, які відносяться до добрих колекторів. Надійні непроничні глинисті покришки розповсюджені майже повсюдно. Про перспективи заповнення колекторів вуглеводнями, крім виявлених покладів нафти та газу, свідчать численні нафтогазопрояви, а також інтенсивна грязьовулканічна діяльність, пов'язана з майкопськими відкладами Керченського і Таманського півостровів.

4.2. Рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів

З метою стабілізації та підвищення коефіцієнта успішності опозукування нафтогазоперспективних структур (об'єктів) акваторії Азовського моря необхідно ретельно вибирати об'єкти для пошукових робіт. Існуючий резервний фонд старіє, а вже останнім часом структури (об'єкти) готуються до буріння за новими вдосконаленими методиками польових робіт, обробки та комплексної інтерпретації сейсмічних матеріалів з матеріалами промислово – геофізичних досліджень у свердловинах та вивчення кернавого матеріалу, аналізу умов осадконакопичення та генезису об'єктів, вибору пастки – аналога, де глибоким бурінням уже встановлені поклади ВВ. У зв'язку з цим виникає необхідність перегляду та вивчення як старих, так і нових матеріалів та щорічного корегування напрямків робіт по підготовці нафтогазоперспективних об'єктів до пошукового буріння.

З аналогічних позицій було проаналізовано резервний фонд структур та обрано першочергові нафтогазоперспективні об'єкти для пошукового буріння на нафту і газ в українському секторі акваторії Азовського моря.

Для визначення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів та пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ з метою

підвищення їх ефективності, зменшення витрат на пошуки та розвідку нафти і газу, також збільшення нафтогазового потенціалу і досягнення найкоротших шляхів його реалізації, необхідно проводити систематизацію та аналіз фонду підготовлених виявлених нафтогазоперспективних об'єктів. Здобувачем розглянуто фонд підготовлених і виявлених об'єктів станом на 01.04.04р. Виділення і ранжування об'єктів і напрямків робіт проведено на засадах геолого - геофізичних досліджень, буріння та рейтингу.

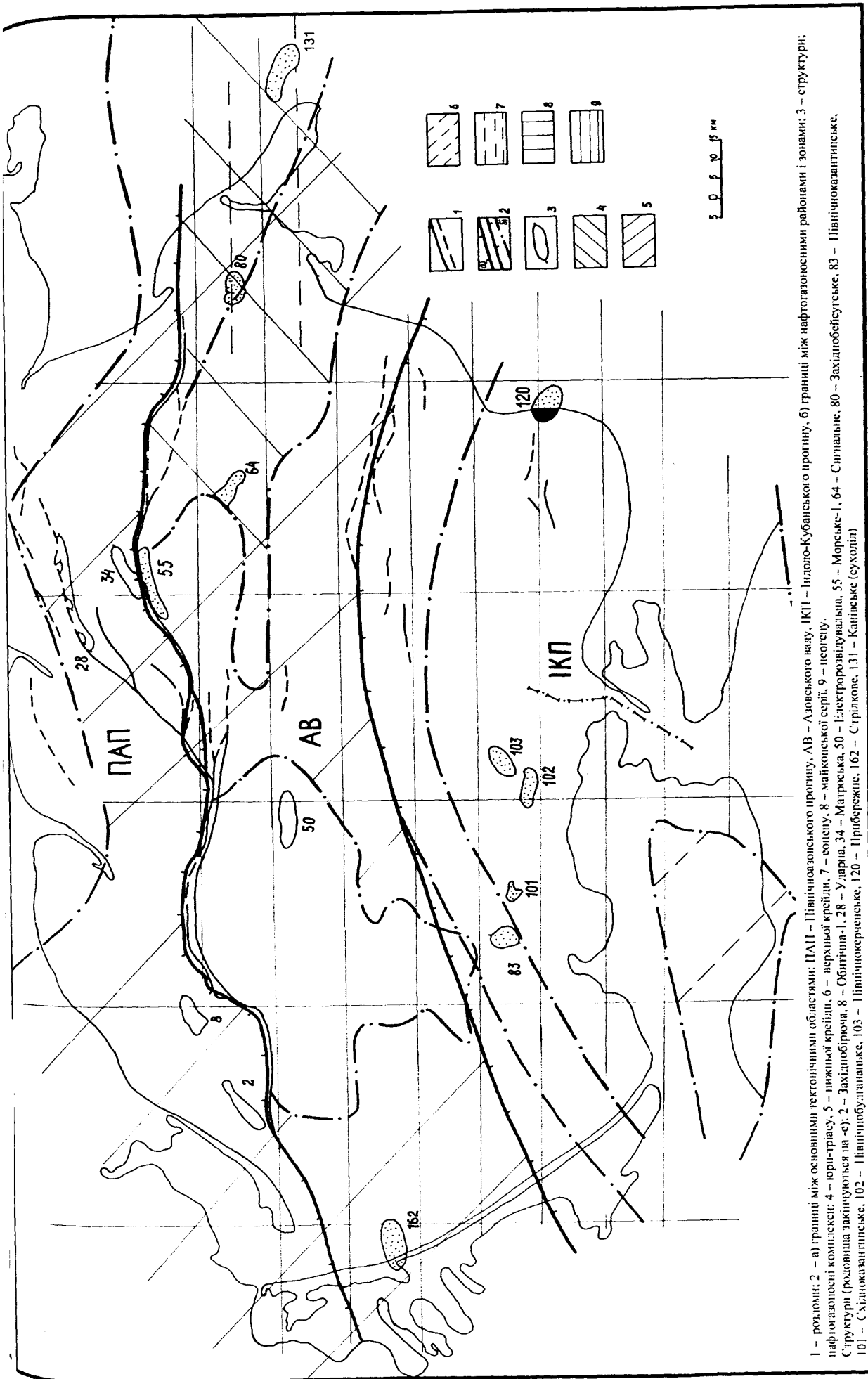
Різке скорочення (з 1992 р.) об'ємів пошуково – розвідувального буріння на нафту і газ, геофізичних досліджень (в першу чергу сейморозвідки) привели до суттєвого росту нереалізованого фонду підготовлених до буріння нафтогазоперспективних об'єктів. Здобувачем здійснено ретельний аналіз резервного фонду нафтогазоперспективних об'єктів, який підкріплено структурно – тектонічним і нафтогазогеологічним районуванням, величезним геолого – геофізичним матеріалом і даними буріння, порівнянням з пастками – аналогами, де вже були відкриті поклади нафти і газу, проведенням відбору підготовлених об'єктів до буріння з урахуванням локальних і зонально – регіональних характеристик.

Критеріями пріоритетного вибору нафтогазоперспективних об'єктів є локальні і зонально - регіональні характеристики: глибина залягання перспективних горизонтів, розміри об'єктів, типи пасток, величини ресурсів, нафтогазонасиченість продуктивної товщі (локальна, регіональна) та ін. На цій основі, з урахуванням досліджень з глибинної будови і нафтогазонасиченості, одержується коефіцієнт черговості вводу нафтогазоперспективного об'єкта в глибоке буріння. Проведений нами рейтинг був націлений на вирішення основної його задачі, як із значної кількості підготовлених об'єктів виділити першочергові, найбільш вагомі для суттєвого збільшення запасів і ресурсів ВВ. Рейтингову оцінку одержали і виявлені нафтогазоперспективні об'єкти (з наданням їм черговості в постановці на них сейморозвідувальних робіт).

Визначення об'єктів та напрямків нафтогазопошукових робіт на акваторії Азовського моря, в першу чергу в українському секторі, проведено на підставі вивчення особливостей геологічної будови та закономірностей просторового

розміщення родовищ нафти і газу в межах АБГО, ІКНГО та, частково, ПКНГО (рис. 4.3. – 4.6. та див. рис. 4.1.). До першої належать ПАГР і ЦАГР, де продуктивні, головним чином майкопські і нижньокрейдові (на сході акваторії) відклади на САП. На суміжному північному і східному суходолі доведена газоносність неогенових Приазовське (122) і нижньокрейдових та палеоцен-еоценових порід (Бейсугське (82), Канівське (131), Синявське (136), Азовське (134) газові родовища) (див. рис. 4.1.). До складу ІКНГО входять ТПКНГР і Південнокерченський нафтогазоносний район. У межах першого продуктивні горизонти встановлені в неогені, олігоцені та еоцені. Територія суміжного з українським сектором акваторії Азовського моря суходолу не розглядається. Що стосується Приазовського газового родовища на схилі Західноазовського виступу УЩ СЄП то ми вважаємо (див. розділ 3), що є два варіанти віднесення його до різних районів. Воно може бути віднесеним до району, який ми пропонуємо назвати “Приазовським газоносним районом”, який включає не тільки Приазовське родовище але й Синявське, Азовське та ін. газові родовища. Якщо Приазовське родовище буде мати продовження в акваторії Азовського моря, тоді воно увійде до ПАГР. Однозначно воно не може входити до ТГР, тому що воно не входить в цю територію і відокремлене зоною розломів. Регіонально нафтогазоносним і домінуючим за розвіданими запасами ВВ на акваторії Азовського моря є майкопський глинистий комплекс. Перспективи майкопу (олігоцен-нижній міоцен) здебільшого залежать від наявності локальних піднять та потужних і витриманих за площею прошарків (пачок) піщано-алевроитових порід, які відносяться до конденційних колекторів. З ними пов’язані поклади газу Стрілкового (162), Морського-1 (55) і Північноказантипського (83) родовищ.

Структурні плани основних перспективних крейдових і палеогенових відкладів у межах виділених зон вивчалися сейсморозвідкою і незначними обсягами бурових робіт у 60-70-х роках в центральній та північній частинах Азовського моря [63, 102, М.Я. Коморна, 1976; 1977; С.М. Захарчук, 1978; Б.Б. Заволянський, 1995]. Дещо пізніше пробурені поодинокі непродуктивні свердловини на підняттях Обручева (46) і Матроське (34). У південній, найбільш зануреній, перспективній



1 – розлом; 2 – а) границі між основними тектонічними областями: ПАП – Північноазовського прогину, АВ – Азовського валу, ІКП – Індоло-Кубанського прогину, б) границі між нафтогазоносними районами і зонами; 3 – структура нафтогазоносні комплекси; 4 – юрй-тріасу, 5 – нижньої крейди, 6 – верхньої крейди, 7 – солену, 8 – майкопської серії, 9 – палеогену.
 Структури (резовища закінчуються на «с»): 2 – Західнобірючя, 8 – Обитинця-1, 28 – Удлярна, 34 – Матроська, 50 – Електророзвідувальна, 55 – Морське-1, 64 – Ситпальське, 83 – Північноказатинське, 101 – Східноказатинське, 102 – Північнобулганашське, 103 – Північнокерченське, 120 – Прибережжя, 162 – Стрілкове, 131 – Катіпське (суходіл)

Рис. 4.3. Карта перспектив нафтогазоносності акваторії Азовського моря (нафтогазоносні комплекси). Склали: Полухтович Б.М., Максимчук П.Я., 2003

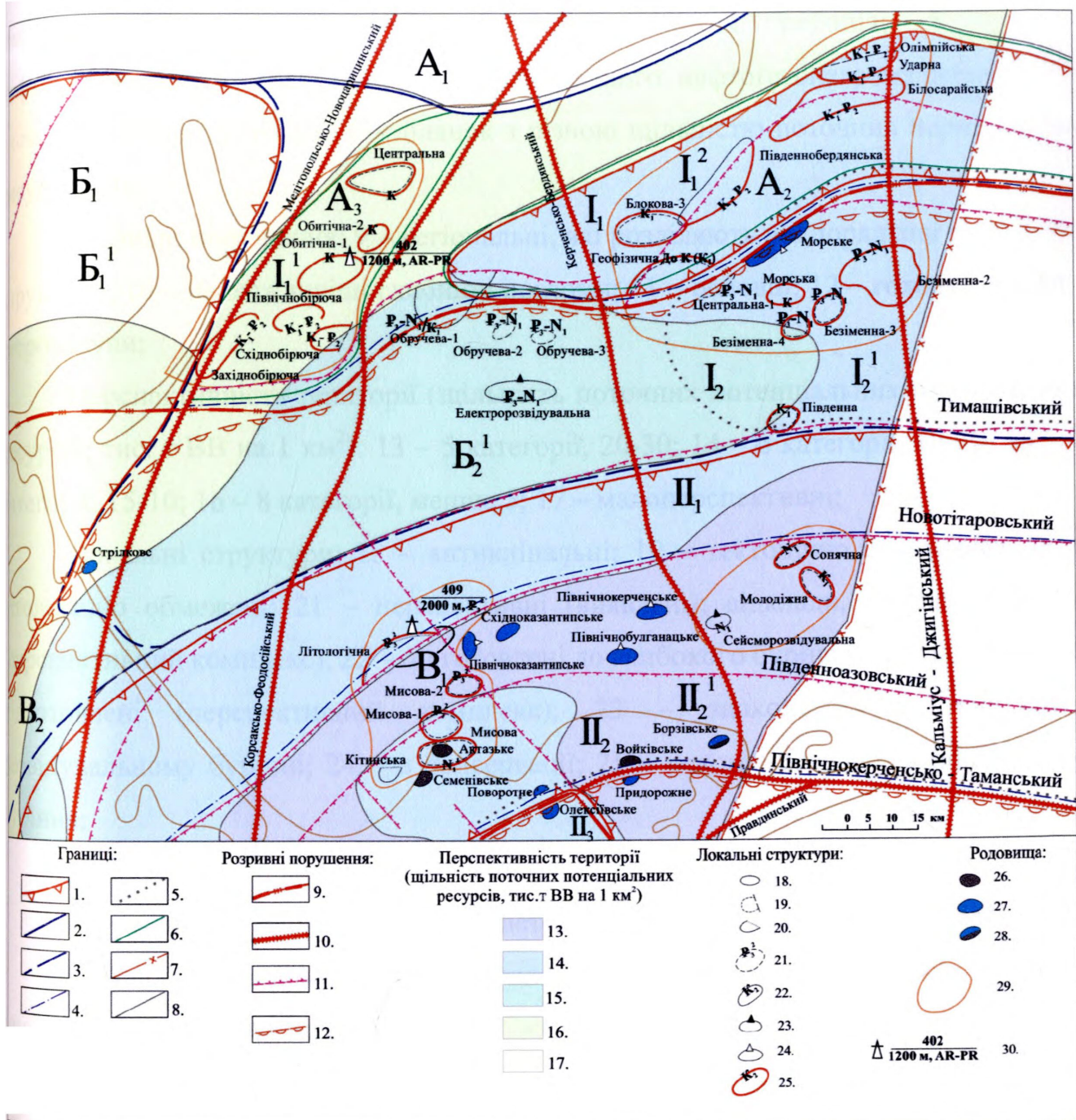


Рис. 4.4. Карта напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в українському секторі Азовського моря за Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, О.В. Пахолок, 2004

Рис. 4.4. Карта напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в українському секторі Азовського моря за Б.М. Полухтовичем, П.Я. Максимчуком, Ю.В. Пахолок, 2004

Границі: 1 – тектонічних елементів; 2 – нафтогазоносних провінцій; 3 – нафтогазоносних областей; 4 – нафтогазоносних районів; 5 – зон нафтогазонагромадження; 6 – зон прогнозованого нафтогазонагромадження; 7 – економічної зони України; 8 – ділянок з різною щільністю поточних нерозвіданих ресурсів ВВ;

Розривні порушення: 9 – регіональні, які розділяють надпорядкові тектонічні структури; 10 – найважливіші глибинні розломи; 11 – основні; 12 – головні насуви і ретронасуви;

Перспективність території (щільність поточних потенціальних нерозвіданих ресурсів, тис. т ВВ на 1 км²): 13 – 5 категорії, 20-30; 14 – 6 категорії, 10-20; 15 – 7 категорії, 15-10; 16 – 8 категорії, менше 5; 17 – малоперспективні;

Локальні структури: 18 – антиклінальні; 19 – тектонічно екрановані; 20 – літологічно обмежені; 21 – перспективні (виявлені); відклади, в яких виявлені перспективний комплекс); 22 – підготовлені до глибокого буріння; відклади, в яких підготовлені (перспективний комплекс); 23 – знаходяться в пошуково-розвідувальному бурінні; 24 – в консервації; 25 – рекомендовані для пошукового буріння;

Родовища: 26 – нафтові; 27 – газові; 28 – нафтогазові;

29 – ділянки рекомендовані для детальних сейсмічних досліджень МСГТ; 30 – рекомендовані параметричні свердловини: їх номер (чисельник), проектна глибина і горизонт (знаменник);

Тектонічне районування:

А – Східноєвропейська докембрійська платформа:

А₁ – Приазовська монокліналь;

А₂ – Північноазовський прогин (за П.Я. Максимчуком);

А₃ – Чингульська сідловина (за П.Я. Максимчуком).

Б – Мізійсько-Скіфський тектонічний пояс (або епіорогенна зона) (Скіфська

літа):

B_1 – Причорноморсько-Азовська система рифтогенних прогинів:

B_1^1 – Каркінітсько-Північнокримський (Причорноморський);

B_2 – Добрудзько-Кримська зона підняття, імовірно покривно-насувної

природи:

B_2^1 – Середньоазовське (Азовський вал).

B – зона прогинів, утворення яких пов'язане з формуванням складчастих

структур Гірського Криму та Північно-Західного Кавказу:

B_1 – Індоло-Кубанський прогин;

B_2 – Нижньогірська сідловина.

Нафтогазогеологічне районування:

Причорноморсько-Північнокавказько-Мангішлацька нафтогазоносна

провінція:

I – Азовсько-Березанська газоносна область:

I_1 – Північноазовський газоносний (перспективний) район:

I_1^1 – Бірюча – Західноазовська зона прогнозованого

нафтогазонагромадження;

I_1^2 – Північноазовська зона прогнозованого нафтогазонагромадження.

I_2 – Центральназовський газоносний район:

I_2^1 – Центральназовська (Бейсугська) зона газонафтонагромадження.

II – Індоло-Кубанська нафтогазоносна область:

II_1 – Південносивасько-Тимашівський перспективний (газоносний) район;

II_2 – Тамансько-Північнокерченський нафтогазоносний район:

II_2^1 – Південноазовська зона нафтогазонагромадження;

II_3 – Південнокерченський нафтогазоносний район.

За Б.М. Полухтовичем A_2 та A_3 відносяться до Причорноморсько-Азовської

системи рифтогенних прогинів.

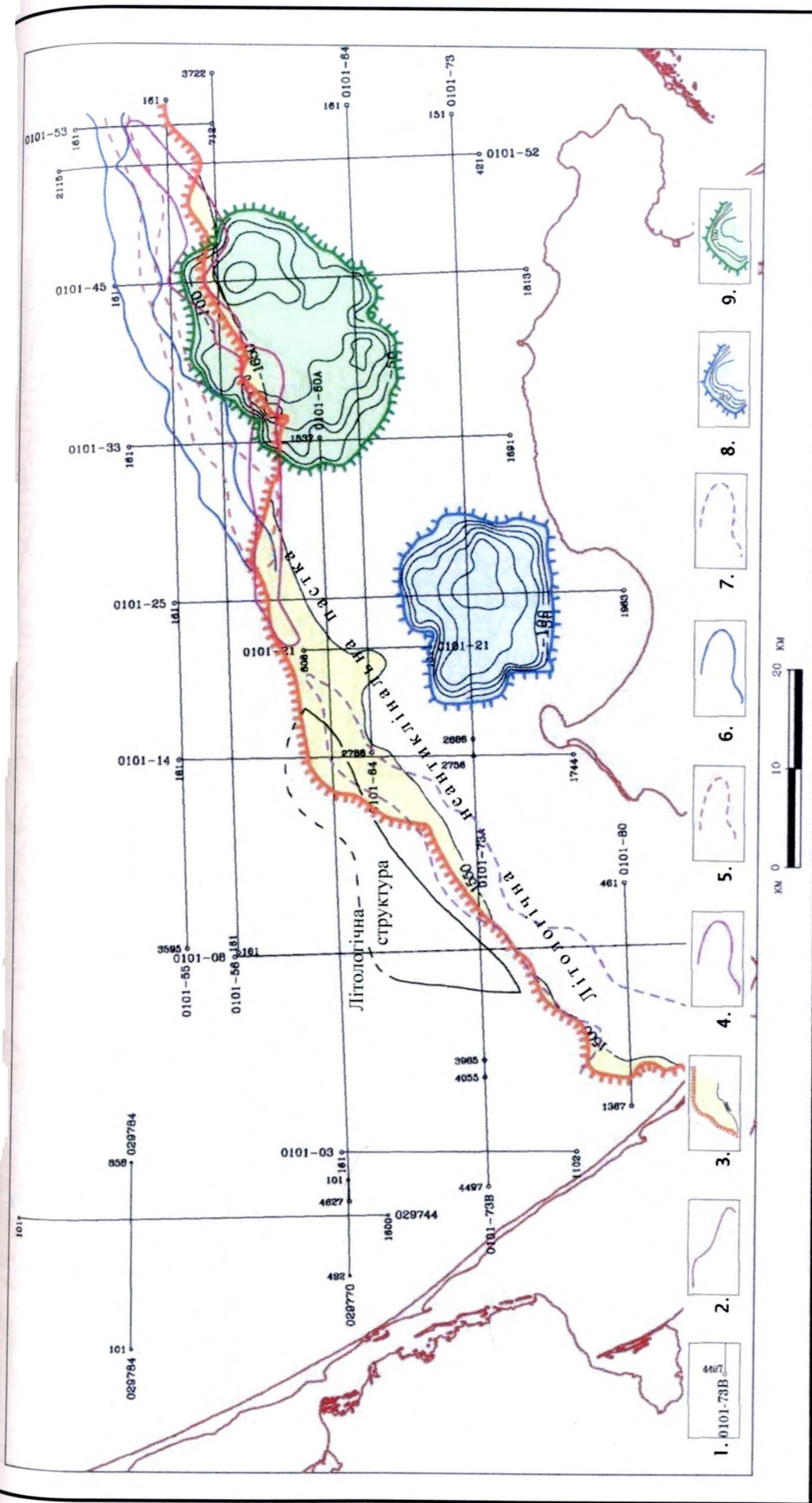


Рис. 4.5. Схема розташування передбачуваних неантиклінальних пасток у відкладах майкопу ("Північморнафтогеофізика", 2002): 1-сейсморозвідувальні профілі МОВ ОПГ; 2-берегова лінія; 3-лінія виклинування відбиваючого горизонту Ia₁ з базисною ізопією 1550м; 4-контур передбачуваної неантиклінальної пастки в майкопських відкладах (відбиваючий горизонт I^{III}a₁); 5-контур передбачуваної неантиклінальної пастки (відбиваючий горизонт I^{IV}a₁); 6-контур передбачуваної неантиклінальної пастки в майкопських відкладах (відбиваючий горизонт I^Va₁); 7-контур передбачуваної неантиклінальної пастки в майкопських відкладах з ізопахітами між відбиваючими горизонтами Ia₁ і Ia₂; 8-контур передбачуваної пастки в майкопських відкладах з ізопахітами між відбиваючими горизонтами I^{III}a₁ і I^{IV}a₁; 9-контур передбачуваної неантиклінальної пастки в майкопських відкладах з ізопахітами між відбиваючими горизонтами I^{III}a₁ і Ia₁. Примітка: Літологічна структура з карти по відбиваючому горизонту Ia₁ (верхньомайкопські відклади) за В.К. Новосоловим та ін., 2002

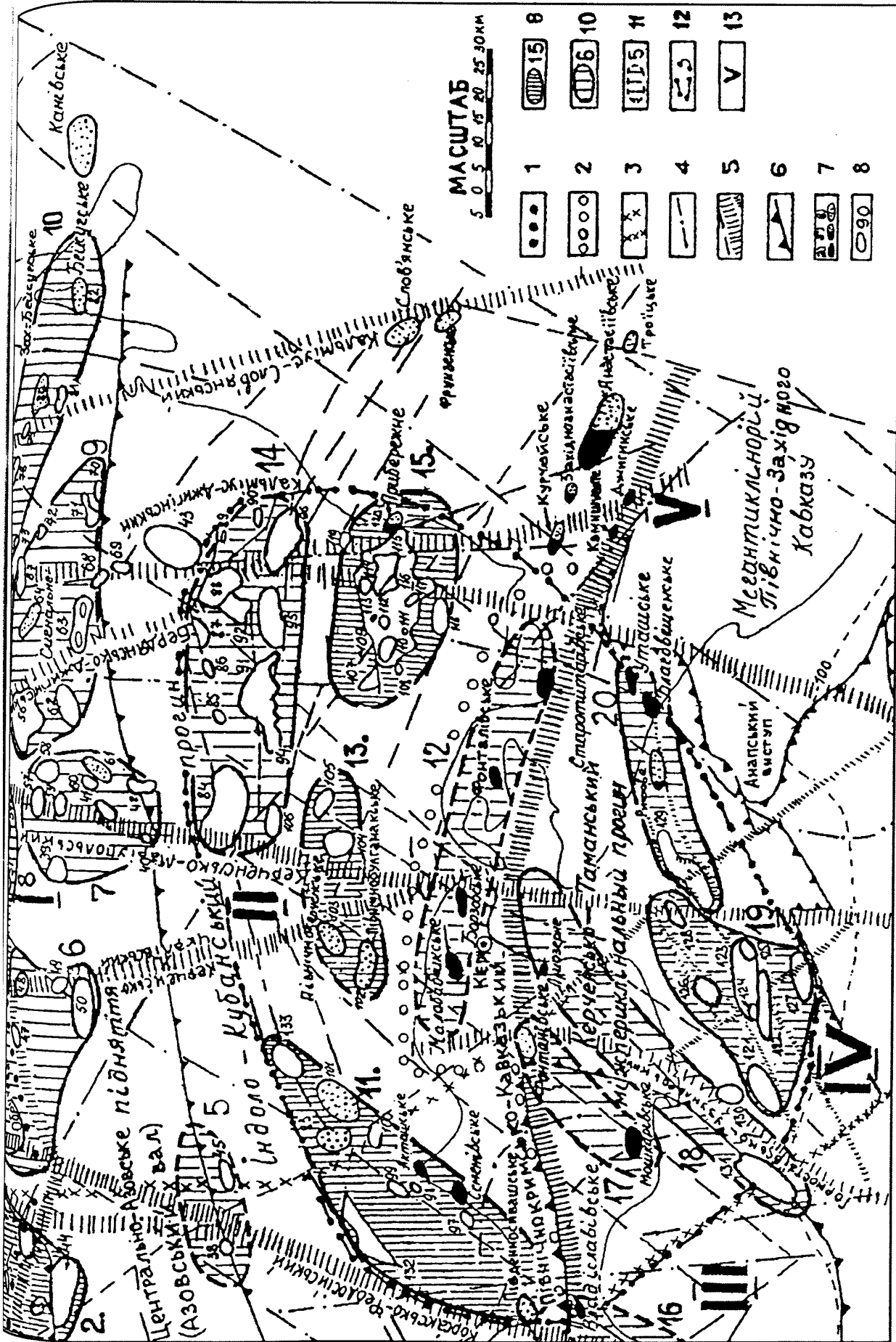


Рис. 4.6. Карта прогнозу нафтогазоносності Керченсько-Таманської кушової зони концентрації нафтових, газових та нафтогазоперспективних об'єктів за В.П. Ключком, П.Я. Максимчуком, В.В. Гладуном, Б.М. Полухтовичем, М.І.Свдощуком, Б.Й. Масвським, П.М. Мельничуком, В.С. Токовенком, П.Ф. Гожиком, С.П. Пустовойтом, 2003

Рис. 4.6. Карта прогнозу нафтогазоносності Керченсько-Таманської кущової зони концентрації нафтових, газових та нафтогазоперспективних об'єктів за В.П. Ключком, П.Я. Максимчуком, В.В. Гладуном, Б.М. Полухтовичем, М.І.Євдощуком, Б.Й. Маєвським, П.М. Мельничуком, В.С. Токовенком, П.Ф. Гожиком, С.П. Шустовойтом, 2003:

1 – границя Східно-Європейської платформи (СЄП) та Скіфської плити (СП) за геолого-геофізичними даними та глибоким бурінням (за авторами); 2 – границя СЄП та Мегантиклінорію (МГА) Гірського Криму; 3 – зони розломів поверхні Мохо за даними глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ); 4 – глибинні розломи лінійні та кільцеві розломи за дешифруванням знімків; 5 – регіональні та інші розломи за геолого-геофізичними матеріалами; 6 – границі геоструктурних елементів; 7 – родовища: а – нафтові, б – нафтогазові, в – газові; 8 – локальні об'єкти; 9 – високopersпективні першочергові зони на пошуки нафти і газу в осадочному чохла та його основі з позицій розломно-блокової тектоніки (2 – Західнобирючинсько-Обіточна (Обитічна), 11 – Акташська, 13 – Північнокерченська, 15 – Прибережна, 19 – Субботіна); 10 – першочергові перспективні зони (3 – Блоково-Білосарайська, 6 – Обручева, 7 – Жовтнева, 8 – Морська, 9 – Сигнальна, 10 – Бейсугсько-Невідома, 14 – Ачусьська, 18 – Приозерно-Феодосійська, 20 – Рифова); 11 – перспективні зони (5 – Бортова, 12 – Малобабчицько-Борзівсько-Фонталівська, 16 – Владіславівська, 17 – Фонтанівсько-Мошкарівська); 12 – Керченсько-Таманська кущова зона концентрації нафтових, газових та нафтогазоперспективних об'єктів; 13 – тектонічні елементи: I – Центральноазовське (Середньоазовське, Азовський вал) підняття, II – Індоло-Кубанський прогин, III – Мегантиклінорій Гірського Криму, IV – Керченсько-Таманський міжпериклінальний прогин, V – Мегантиклінорій Північно-Західного Кавказу.

Локальні структури (об'єкти) (повністю усі об'єкти приведені на рис. 4.1): 3 – Південнобирючинська, 4 – Східнобирючинська, 5 – Північнобирючинська, 7 – Прирозломна, 40 – Південна, 41 – Південна-1, 42 – Південна-2, 43 – Північногеологічна, 44 – Північнобирючинська-2, 45 – Бортова-2, 47 – Обручева-2, 48 – Обручева-3, 49 – Північноелекторозвідувальна, 50 – Електорозвідувальна, 54 –

Морська, 56 – Безіменна-2, 57 – Центральна-1, 58 – Безіменна-3, 59 – Безіменна-4, 60 – Жовтнева, 61 – Жовтневе родовище, 62 – Північножовтнева, 63 – Західнозалізнянська, 64 – Сигнальне родовище, 67 – Зіркова, 68 – Північнозалізнянська, 69 – Залізнянська, 70 – Крайова, 71 – Східнозалізнянська, 72 – Донна, 73 – Проміжкова, 78 – Західномайкопська (Західномайське), 79 – Майкопська (Майське), 80 – Західнобейсугське родовище, 81 – Південнобейсугська, 82 – Бейсугське родовище, 83 – Північноказантипське родовище, 84 – Лунна, 85 – Геологічна-1, 86 – Геологічна-2, 87 – Геологічна-3, 88 – Геологічна-4, 89 – Геологічна-5, 90 – Геологічна-6, 92 – Крабова, 93 – Фігурна, 94 – Зюйдова-1, 95 – Зюйдова-2, 96 – Зюйдова-3, 97 – Китенська, 98 – Мисова, 99 – Мисова-1, 100 – Мисова-2, 101 – Східноказантипське родовище, 102 – Північнобулганакське родовище, 103 – Північнокерченське родовище, 104 – Сейсморозвідувальна, 105 – Комсомольська (Молодіжна), 106 – Сонячна, 107 – Західноприбережна-2, 108 – Західноприбережна-3, 109 – Західноприбережна-1, 110 – Південноприбережна-6, 111 – Південноприбережна-7, 112 – Південноприбережна-1, 113 – Південноприбережна-2, 114 – Південноприбережна-3, 115 – Південноприбережна-5, 116 – Південноприбережна-4, 117 – Східногеленджицька, 118 – Геленджицька, 119 – Берегова, 120 – родовище Прибережне, 132 – Літологічна, 133 – Боцманська.

В північно-східній акваторії Чорного моря : 121 – Південнокерченське, 122 – Глибока, 123 – Керч-1, 124 – Привітна, 125 – Союзна, 126 – Субботіна, 127 – Соколова південна, 128 – Маячна, 129 – Піонерська, 130 – Керченська, 131 – Феодосійська.

Прим. 1 За межами карти в Північноазовському прогині Азовського моря розташована першочергова перспективна зона 3 – Блоково-Білосарайська

Прим. 2 На Азовському валу, розташована перспективна зона 4 – Стрілкова, а на Південноукраїнській монокліналі Українського щита така ж зона – 1 – Приазовська.

в цій акваторії, що належить до ІКП, досліджувалася будова переважно неогенового комплексу. У ньому виявлені Молодіжна (Комсомольська) (105), Сонячна (106), Мисова-1 (98, 99) та інші складки. Серед останніх газоносними виявилися Північнокерченська (103), Східноказантипська (101) й Північнобулганацька (102) структури. Ступінь дислокованості більш древніх перспективних відкладів палеогену і крейди в південній смузі Азовського моря залишається достовірно нев'ясненим і на сьогодні. Прогнозна нафтогазоносність у значній мірі пов'язується з НАП майкопу.

З нерівномірним характером вивченості структурних планів акваторії пов'язаний якісний склад фонду виявлених і підготовлених об'єктів за станом на 01.03 р. Всі 10 підготовлених сейморозвідкою МСГТ структур розташовані в одному – ПАГР з відносно низькою щільністю нерозвіданих ресурсів. Дещо краще стосовно перспективних зон знаходяться виявлені об'єкти. Вісім із них належать до ЦАГР, три – до ТПКНГР і лише два – до ПАГР. Пріоритетність локальних об'єктів акваторії, щодо пошукового буріння або сейморозвідки, визначалася їх розташуванням у межах нафтогазоносних зон або районів, нафтогазонасиченістю перспективних комплексів, щільністю нерозвіданих ресурсів кат. С₃-D, величиною ресурсів ВВ локального об'єкту, площею і типом пастки тощо. Враховувалися також якість ймовірних екранів і тип колекторів, глибини залягання перспективних горизонтів.

Рейтингова оцінка виявлених і підготовлених об'єктів в зонах нафтогазонагромадження Азовського моря здійснювалася нами в цілому за методикою, застосованою при аналогічному аналізі структур ДДА [27]. Безпосередньо при підрахунку коефіцієнтів черговості буріння ($K_{\text{ч}}$) або підготовки до нього враховувалися найбільш достовірні параметри, що тісно пов'язані з результатами сейморозвідки: площа ($K_{\text{п}}$) і тип пастки ($K_{\text{т.п.}}$), глибина залягання прогнозних продуктивних горизонтів ($K_{\text{г}}$), а також буріння – ресурси категорії С₃ або D_{1лок.} ($K_{\text{р}}$), ступінь перспективності нафтогазонасної товщі ($K_{\text{нтг}}$). Точність визначення двох останніх у значній мірі залежать від бурової вивченості акваторії.

$$K_{\text{ч}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot K_{\text{т.п.}} \cdot K_{\text{р}} \cdot K_{\text{нтг}},$$

де K_n – вагомість перспективної площі об'єкту;

K_r – вагомість глибини залягання прогнозних продуктивних горизонтів;

$K_{тп}$ – вагомість типу пастки;

K_p – вагомість ресурсів категорії C_3 або D_1 лок.;

$K_{нтт}$ – вагомість перспективної нафтогазоносної товщі.

У домінуючому олігоцен-міоценовому комплексі коефіцієнт $K_{нтт}$ приймався дорівнює 0,9 для середньоміоценових-міоценових утворень і 0,8 – для майкопських. Ці величини значно менші для слабо розвіданих палеоцен-еоценових (0,4) і крейдових (0,3) утворень, що в принципі узгоджується з практичними методичними рекомендаціями при проведенні аналогічних розрахунків у Східному і Західному регіонах України [27].

Якщо перспективна площа об'єкту перевищувала 40 км^2 K_n приймався дорівнює 1,0. При $K_n = 0,9$ вона становила $40-30 \text{ км}^2$, при 0,8 – $30-20 \text{ км}^2$, 0,7 – $20-10 \text{ км}^2$, 0,6 – $10-5 \text{ км}^2$ і 0,5 – менше 5 км^2 .

У зв'язку з тим, що глибини залягання прогнозних продуктивних горизонтів не перевищують 3000 м, K_r для всіх об'єктів дорівнює 1,0. Вагомість антиклінальних (некліпінних) типів пасток визначалася $K_{тп} = 1,0$, комбінованих (екранованих розломами чи структурно-літологічних) – $K_{тп} = 0,8$. Вагомість ресурсів категорії C_3 (D_1) в од. у.п. така: $K_p = 1$ – більше 5 од. у.п., $K_p = 0,9$ – 5-4, 0,8 – 4-3, 0,7 – 3-2, 0,6 – 2-1 і 0,5 – менше 1 од. у.п.

Інтегральний показник черговості $K_{ч}$ (рейтингова оцінка) об'єктів Українського сектора азовської акваторії розрахований шляхом множення згаданих п'яти коефіцієнтів:

Результати підрахунку, які наведені у таблицях 4.7. і 4.8., для підготовлених об'єктів показали наступне. Серед підготовлених об'єктів немає об'єктів з коефіцієнтом черговості понад 4,0. Згуртованість об'єктів, які підготовлені в Українському секторі Азовського моря тільки в ПАП та на ЧС не вирішують проблеми нафтогазоносності в цілому секторі (немає підготовлених об'єктів в ІКП та САП (АВ)). Зважаючи на це здобувач прийшов наступного висновку. До другої

№ об'єкту на рис. 4.1.	Структура (об'єкт)	Нафтогазогелогічне районування	Перспективна товща	Глибина залягання товщі, м	Тип пакети	Площа об'єкту, м	Висота об'єкту, м	Ресурси ВВ катег. С ₃ (D ₁), млн. т у.п.	Коефіцієнти					Ранг структури	Рекомендації щодо вивчення об'єкту	
									K _ч	K _г	K _м	K _p	K _{шт}			K _ч
2.	Західнобріюча	Північно-азовський ГР	K-P ₂	1300	A	26	140	11,6 (10,2)	0,8	1,0	1,0	1,0	0,4	0,32	II	пошукове буріння
5.	Північнобріюча	"	K-P ₂	1350	A	19	60	13,6 (9,8)	0,7	1,0	1,0	1,0	0,4	0,28	III	залежне пошукове буріння
4.	Східнобріюча	"	K-P ₂	1000	KM	23	100	11,9 (110,9)	0,8	1,0	0,8	1,0	0,3	0,192	III	резерв
13.	Центральна	"	K ₁	900	KM	22	50	(2,0)	0,8	1,0	0,8	0,6	0,3	0,115	III	резерв
8.	Обитічна-1	"	K	1200	A	36	160	(3,2)	0,9	1,0	1,0	0,8	0,3	0,216	III	параметричне буріння
15.	Обитічна-2	"	K	1000	A	15	60	(2,0)	0,7	1,0	1,0	0,6	0,3	0,126	III	резерв
27.	Білосарайська	"	K ₁ -P ₂	1100	KM	28,7	300	(22,7)	1,0	1,0	0,8	1,0	0,4	0,32	II	пошукове буріння
29.	Олімпійська	"	K ₁ -P ₂	1225	KM	61	140	(32,0)	1,0	1,0	0,8	1,0	0,4	0,32	II	залежне пошукове буріння
26	Південнобердянська	"	K ₁ -P ₂	1300	KM	61	160	(17,5)	1,0	1,0	0,8	1,0	0,4	0,32	II	залежне пошукове буріння
28.	Ударна	"	K ₁ -P ₂	1375	KM	93	450	(23,3)	1,0	1,0	0,8	1,0	0,4	0,32	II	параметричне буріння

Рейтингова оцінка та рекомендації стосовно виявлених об'єктів українського сектора акваторії Азовського моря

№№ об'єкту на рис. 4.1.	Структура (об'єкт)	Нафтогазо-геологічне районування	Перспективна товща	Глибина залягання товщі, м	Тип пастки	Площа об'єкту, м	Висота об'єкту, м	Ресурси ВВ катег. С ₃ (D ₁), млн. т у.п.	Коефіцієнти					Ранг структури	Рекомендації щодо вивчення об'єкту	
									K _п	K _г	K _{тп}	K _р	K _{нтт}			K _ч
20.	Блокова-3	Північноазовський ГР	K ₁	1400	КМ	20	100	4,4	0,7	1,0	0,8	0,9	0,3	0,154	III	резерв
52.	Геофізична	"	K ₁	1400	КМ	18	50	4,7	0,7	1,0	0,8	0,9	0,3	0,154	III	резерв
54.	Морська	Центральноазовський ГР	P ₃ -N ₁ ¹	1400	A	29	100	9,1	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	0,64	I	детальна с/р СГТ
56.	Безіменна-2	"	P ₃ -N ₁ ¹	1200	A	105	35	32	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,80	I	детальна с/р СГТ
58.	Безіменна-3	"	P ₃ -N ₁ ¹	1000	A	20	50	10	0,7	1,0	1,0	1,0	0,8	0,56	I	пошуково-детальна с/р СГТ
59.	Безіменна-4	"	P ₃ -N ₁ ¹	1000	A	10	30	5	0,6	1,0	1,0	0,9	0,8	0,432	II	пошуково-детальна с/р СГТ
47.	Обручева-2	"	P ₃ -N ₁ ¹	700	A	20	25	3	0,7	1,0	1,0	0,8	0,8	0,384	III	пошуково-детальна с/р СГТ
48.	Обручева-3	"	P ₃ -N ₁ ¹	700	A	13	25	2	0,7	1,0	1,0	0,6	0,8	0,336	III	пошуково-детальна с/р СГТ
57.	Центральна-1	"	K	1000	A	20	30	10	0,7	1,0	1,0	1,0	0,8	0,56	I	пошуково-детальна с/р СГТ
40.	Південна	"	N ₁	2000	A	14	25	12	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	0,63	I	детальна с/р СГТ
105.	Молодіжна (Комсомольська)	Тамансько-Північнокерченський НГР	N ₁	2500	A	15	150	14	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	0,63	I	детальна с/р СГТ
98.	Мисова	"	N ₁ ¹	1500	A	10	50	4	0,6	1,0	1,0	0,9	0,9	0,486	II	пошуково-детальна с/р СГТ
106.	Сонячна	"	N ₁ ¹	1500	A	16	20	15	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	0,63	I	детальна с/р СГТ
99.	Мисова-1	"	P ₃ ² -N ₁	1500	A	10	50	4,0	0,7	1,0	1,0	0,9	0,8	0,504	I	детальна с/р МСГТ
100	Мисова-2	"	P ₃ ² -N ₁	1500	A	7	25	3,9	0,6	1,0	1,0	0,8	0,8	0,384	III	пошуково-детальна с/р СГТ
139.	Літологічна	"	P ₃ ² -N ₁	2000	КМ	73	40	20,0	1,0	1,0	0,8	1,0	0,8	0,64	I	параметричне буріння

A – антиклінальний тип, КМ – комбінований тип.

Черги (категорії) відносяться структури, можливі результати яких оцінюються як менш ефективні, ніж об'єкти I категорії. Структури, від вводу яких в буріння, треба на певний час утриматися належать до III черги. Тому, з коефіцієнтом черговості 0,32 до другої черги ми відносимо: Західнобірючу (2), Білосарайську (27) для пошукового буріння, Ударну (28) до параметричного буріння і дві структури залежні для пошукового буріння від попередніх: Олімпійську (29) і Південнобердянську (26). До третьої черги з коефіцієнтом черговості 0,20 – 0,29 віднесено: Північнобірючу (5), як залежну до пошукового буріння, та Обитічну-1 (8) до параметричного буріння. Три інших структури: Східнобірюча (4), Обитічна-2 (15) та Центральна (13) слід рахувати в резерві до одержання нових геолого-геофізичних результатів чи буріння.

Першочерговими перспективними виявленими об'єктами для детальних сейсморозвідувальних робіт МСГТ є Безіменна-2 (56), Морська (54), Сонячна (106), Молодіжна (Комсомольська) (105), Південна (40), Мисова-1 (99); для пошуково-детальних сейсморозвідувальних досліджень МГСТ: Центральна-1 (57), Безіменна-3 (58); для параметричного буріння з пошуково-детальними сейсморозвідувальними роботами МГСТ: Літологічна (139) структури з показником черговості більше 0,5.

До другої черги віднесені: Мисова (98) та Безіменна-4 (59) для пошуково-детальних сейсморозвідувальних робіт з показником черговості 0,4 – 0,49.

Об'єкти (структури) третьої черги з показником черговості менше 0,4: Обручева-2 (47), Мисова-2 (100) та Обручева-3 (48) для пошуково-детальних сейсморозвідувальних робіт МГСТ, а також Геофізична (52) і Блокова-3 (20) – в резерв для постановки сейсмічних досліджень. Рейтинговою оцінкою встановлена ієрархія місць з першого по шістнадцяте.

У зв'язку з нерівномірною вивченістю акваторії Азовського моря сучасною сейсморозвідкою МСГТ та бурінням достовірність підрахункових параметрів різна для об'єктів крейди і палеогену ПАП, ІКП і АВ. Тому одержані результати можуть бути вагомим аргументом при виборі першочергових об'єктів лише з врахуванням нових геолого-геофізичних матеріалів і результатів інших наукових досліджень.

Невизначеність меж між тектонічними елементами з півдня на північ в

українському секторі Азовського моря, відсутність фактичного матеріалу по глибокозалягаючим сейсмічним горизонтам та їх стратиграфічній прив'язці, вивчення впливу тектоніки літосферних плит, а звідсіля і нафтогазогеологічне районування, потребують для уточнення нафтогазового потенціалу цієї території проведення детальнього сейсмічного профіля Керч-Бердянськ. На цьому наполягали і інші фахівці [38, Б.І. Деніга, М.В. Дорохов, 2003].

Здобувач вважає, на основі рейтингової оцінки об'єктів і проведених ним досліджень, терміново треба провести цей сейсмопрофіль, який не тільки дасть відповідь на особливості геологічної будови українського сектора в регіональному плані але й допоможе вирішити практичні завдання по тих об'єктах, які він буде перетинати: Фонтанівське родовище ВВ – Придорожне родовище ВВ – Малобабчикське родовище ВВ – св. Булганацька-1 – Північнобулганацьке родовище ВВ – Сейсморозвідувальна – Сонячна – Капітанівська – Південна – св. Октябрська-145 – Безіменна-2 – Морське-1 родовище ВВ (св. Невелика-225) – св. Матроська-1 – Ударна – св. Бердянська-1.

4.3 Перспективи подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ

У межах українського сектора Азовського моря виділяються західні частини БГО та ІКНГО. У складі першої із них виділяються ПАГР і ЦАГР. У другій у межах Азовського моря – ПСТГР і ТПКНГР.

Основні перспективи нафтогазоносності на Азовській акваторії пов'язані з ІКП, ПАП, САП, особливо його схилами, та меншою мірою з ЧС. Вони причетні до шести нафтогазоносних і перспективних комплексів, які виповнюють згадані тектонічні елементи: юрського перспективного, очевидно тільки у межах ЧС, нижньокрейдового, верхньокрейдового, палеоценово-еоценового, майкопського та середньоміоценово-пліоценового нафтогазоносних. Промислова газоносність поки що виявлена в останніх двох комплексах.

Причинами від'ємних результатів, отриманих на чотирьох площах, на наш погляд є низька результативність сейсморозвідки 70-80-х років минулого століття,

недостатньо високий технологічний рівень проведення бурових робіт. У зв'язку з недостатньою достовірністю старих геофізичних матеріалів, рекомендується на площах, де отримані від'ємні результати, виконати переінтерпретацію сейсміки.

Недостатня вивченість району досліджень, відсутність параметричного буріння, "човникова" методика проведення пошуково-розвідувальних робіт однією буровою установкою, недостатнє наукове обґрунтування високоперспективних напрямків пошуків, розтягнули процес освоєння регіону на довгі роки.

Слід відмітити, що сучасний стан геолого-геофізичного вивчення акваторії українського сектора Азовського моря вимагає глибокого аналізу та уточнення особливостей геологічної будови і нафтогазового потенціалу, з врахуванням природи формаційних комплексів осадової товщі, історії геологічного розвитку і тектонічного та нафтогазогеологічного районування, комплексу різнорідних факторів нафтогазоносності. Таке завдання виконано здобувачем.

З метою виділення найбільш перспективних ділянок робіт на нафту і газ НАК "Нафтогазом України" в українському секторі Азовського моря в 2003 р. здобувачем були узагальнені геолого-геофізичні матеріали та дані глибокого буріння [59].

Аналіз стану вивченості перспектив нафтогазоносності та проблеми пошуків родовищ ВВ в українському секторі Азовського моря свідчить, що, незважаючи на різні точки зору на величину нафтогазового потенціалу, існують всі геологічні передумови та позитивні критерії нафтогазоносності для відкриття нових родовищ ВВ, у т.ч. значних за запасами. При виборі зон концентрації геологорозвідувальних робіт на нафту та газ, безумовно, необхідно враховувати численні критерії нафтогазоносності. На сьогоднішній день до таких зон можна віднести Південно-азовську. Покрівля верхньої крейди тут прогнозується на відмітках 3,0-4,5 і більше кілометрів. У прибережній частині цієї зони різко зростає товщина, переважно майкопської та неогенової складових осадового чохла. Дещо краще вивчений розріз у межах САП, де потужність осадового покриву значно скорочена. На ЧС проведені сейморозвідувальні роботи, виявлені і підготовлені локальні об'єкти для постановки пошукового буріння. Однак, вважаємо, що тут передусім необхідно пробурити параметричну свердловину № 402 на площі Обитічна-1 (8). У ПАП в

в несприятливих структурних умовах пробурена свердловина Матроська-1. Інтерес до цього району зумовлений відкриттям в Росії родовищ ВВ. Виходячи із виконаного аналізу на Азовському морі пропонується виконати геологорозвідувальні роботи, спрямовані на вивчення розрізу крейди-палеогену, особливостей тектонічної будови та уточнення оцінки вуглеводневої сировини.

У межах земель високих і нев'язаних перспектив Південноазовської зони рекомендується обширний район для переінтерпретації або деталізації результатів сейсмозвідки МСГТ за нижньомайкопськими, палеоценовими та крейдовими цільовими горизонтами. При цьому необхідно орієнтувати геофізиків не на пошуки окремих аномалій, кліноформ, а в першу чергу на оконтурення прогнозованої зони розвитку нижньомайкопських, палеоценових та нижньокрейдових теригенних порід. На другому етапі у межах цієї зони деталізаційними дослідженнями необхідно виконати пошуки пасток переважно комбінованого та неантиклінального типу і підготовки їх до буріння. Запропонована методика, на наш погляд, дозволить зменшити витрати і підвищити ефективність пошукових робіт.

У межах земель із нев'язаними перспективами крейдових, палеоценових, еоценових та майкопських відкладів пропонується буріння параметричних свердловин: Тимашівської і Обитічної-1. Їх проектні глибини – 5500 і 1200 м, проектні горизонти відповідно: верхня крейда; кристалічний фундамент. Результати робіт дозволять уточнити перспективи цього обширного, не дослідженого глибоким бурінням терену. Пошукове буріння рекомендується в першу чергу провести на сонячній (106), Південній (40), Західнобірючій (2) площах. Як першочергове завдання пропонується завершити розвідку Північноказантипського (83), Північнокерченського (103), Північнобулганакського (102) родовищ та оцінити промисловий потенціал Обручевської площі (46).

На сьогоднішній день промислова газонасність, яка установлена на Азовському морі, пов'язана з відкладами майкопу та середнього-верхнього міоцену. На підставі геологічних передумов та побічних критеріїв до перспективних на тут також відносяться утворення нижньої і верхньої крейди, палеоцену і еоцену, а на окремих ділянках і юри.

На підставі аналізу стану вивченості на даний час до перспективних для проведення геологорозвідувальних робіт на Азовському морі можна віднести наступні ділянки: Бірючу, Центральноазовську, Північнокерченську (див. рис. 4.4.).

Бірюча ділянка, до якої відносяться шість підготовлених по нижньокрейдовому ВГ IV антиклінальних складок: Обитічна-1 (8) (36 км²), Західнобірюча (2) (26 км²), Північнобірюча (5) (19 км²), Східнобірюча (4) (29 км²), Центральна (13) (22 км²) і Обитічна-2 (15) (15 км²), розташованих в північно-західній зоні акваторії. У тектонічному плані ділянка відноситься до ЧС, що відокремлює ПАП і Генічеську депресію. Основні перспективи нафтогазоносності тут пов'язуються із неогеновими, майкопськими, палеоценовими-еоценовими, нижньокрейдовими та, меншою мірою, недислокованими юрськими відкладами. У межах ділянки щільність нерозвіданих ресурсів ВВ становить менше 5 тис. т ВВ на 1 км² і тільки Східнобірюча структура (4) знаходиться в зоні щільності 5-10 тис. т у.п. на 1 км². Виходячи із глибин залягання ВГ V, приуроченого до підшви нижньої крейди, і з метою розкриття юрських утворень проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 1700-1800 м.

Центральноазовська ділянка розташована у східній частині Українського сектора акваторії. У тектонічному плані вона відноситься до східної зануреної перикліналі САП. У межах ділянки в 60-70-х роках минулого століття виявлена низка локальних складок у верхньокрейдових відкладах: Безіменна-2 (56) (105 км²), Безіменна-3 (58) (20 км²), Безіменна-4 (59) (10 км²) і Центральна-1 (57) (16 км²), а також у породах нижнього неогену – Південна (40) (14 км²). У жезалюгаючих утвореннях, за матеріалами сейморозвідувальних досліджень 1959-1974 рр., вони не простежуються. Основні перспективи тут пов'язуються із неогеновими, майкопськими, верхньокрейдовими-еоценовими породами. Геологічний розріз і ступінь перспективності більш древніх утворень невияснених. Щільність нерозвіданих ресурсів ВВ становить від 10 до 20 тис. т у.п. на 1 км², а на заході, в зоні розташування складку Центральна-1 (57), вона знижується до 5-10 тис. т у.п. на 1 км². Це пов'язане зі скороченням товщини осадового чохла у напрямку

злепіння САП. Виходячи із глибин залягання ВГ III, приуроченого до подошви верхньої крейди, і з метою повного її розкриття, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 1000 м, а на Південній (40) більш зануреній складці – 2000 м. Їх збільшення можливе при виявленні пасток у більш древніх перспективних відкладах юри-нижньої крейди.

Північнокерченська ділянка розташована у південно-східній кримкерченській зоні українського сектора моря. У тектонічному плані вона відноситься до центральної найбільш прогнutoї частини Індоло-Кубанського долігоценно-неогенового прогину. Товщина порід майкопської серії тут досягає 4-5 км, а більш молодих відкладів – 2,0-2,5 км. У межах ділянки за ВГ I, приуроченим до нижньонеогенових утворень, виявлено три локальні складки: Молодіжна (Комсомольська) (105) (15 км²), Сонячна (106) (16 км²) і Сейсморозвідувальна (104) (17 км²). Виходячи із глибин залягання ВГ I і з метою повного розкриття неогенових утворень, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 2500 м. При цьому необхідно основну увагу звернути на чокрак-караганську частину середньоміоценово-пліоценового газонафтоносного комплексу. У ній простежується від 3-4 до 10-12 пластів-колекторів сумарною потужністю до 15 м з різними, але загалом задовільними, колекторськими властивостями. Непроникними покришками служать достатньо потужні пачки глин, а також перекриваюча нижньосарматська глиниста товща, яку можна розглядати як субрегіональний нафтогазоупор.

Таким чином, на підставі аналізу стану вивченості на даний час до перспективних на проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ можна віднести ділянки Бірючу, Центральноазовську і Північно керченську [60, рис. 1].

Комплексний зональний аналіз критеріїв дозволяє вважати перспективними пошуки скупчень ВВ в українському секторі Азовського моря в Південноазовській і Центральноазовській зонах нафтогазонагромадження та Бірючій і Північноазовській прогнозованих зонах можливого нафтогазонагромадження (див. рис. 4.4., 4.5.). Б.Й. Маєвський та ін., 2002 (див. розділ 3) вважає, що зона нафтогазонакопичення (нафтогазонагромадження) – сукупність суміжних і схожих за геологічною будовою родовищ нафти і газу, які входять до єдиної групи генетично пов'язаних між собою

насток, приурочених до однієї і тієї ж структури більш високого щодо них порядку.

За Ю.М. Григоренком, 2004 [17, стор. 46-48] зони нафтогазонагромадження (ЗНГН) представляють відносно самостійну автономну категорію нафтогазогеологічних об'єктів, поряд з провінціями, областями і районами, властивості яких – особливості будови, групування в просторі, розміри, розподіл по крупності, ресурси, а, можливо, і фазовий стан ВВ – регулюються не тільки локальними, але й регіональними факторами. Головними показниками, необхідними для порівняльної оцінки зон, з'ясування факторів зонального нафтогазонагромадження, підготовка еталонів та послідуєчого прогнозу є: кількість родовищ в зоні, її площа, ресурси і щільність ВВ, поверх нафтогазоносності, величина найбільшого родовища. Зональний прогноз нафтогазоносності акваторій має чітко виражену факторну основу. Факторами зонального нафтогазонагромадження є: історико-геологічний, літолого-палеографічний, морфологічний та ін. Найбільш розповсюдженими видами розміщення зональних об'єктів за Ю.М. Григоренком, 2004 є: розсіяний, смугастовидний, концентраційно-периферійний, фрагментарний.

За І.І. Чебаненко та ін. [165] Виділено три основні форми розміщення родовищ ВВ: поодинокі родовища ВВ, скупчення родовищ у вигляді кущів (кущові концентрації) та їх лінійне (ланцюжкове) розташування. У районі досліджень виділено Стрілково – Бейсузько – Майкопську лінійну (ланцюжкову) зону розташування родовищ і Керченсько-Таманську кущову зону (див. рис. 4.4.), до яких при деталізації входять і інші об'єкти [56].

Зупинимося більш детально на зонах нафтогазонагромадження. У Південноазовській зоні нафтогазонагромадження відсутні підготовлені до глибокого вивчення структури. На першочергових виявлених тут локальних структурах: Молодіжній (Комсомольській) (105), Сонячній (106) та Мисовій-1 (99), ми пропонуємо деталізаційні сейсморозвідувальні роботи, на Мисовій (98) і Мисовій-2 (100) пошуково-деталізаційні сейсморозвідувальні дослідження, а на Літологічній (139), в зв'язку з складністю будови об'єкті, ми проектуємо параметричну твердловину з пошуково-деталізаційними сейсморозвідувальними роботами.

Рекомендовані структури представляють собою невеликі ізометричні антиклінальні відклади розмірами 7 x 5 км, очевидно, ускладнені глиняним діапїризмом (табл. 4.9.).

Крім локальних піднять, пошуковими сейсмічними дослідженнями МСГТ (В.К. Новосьолов та ін. ПМНГ, 2002) в майкопських відкладах виділені (див. рис. 2.12 – 2.14.): 1. лінзи з хаотичним сейсмічним записом, яким можуть відповідати літологічно обмежені пастки, пов'язані з конусами виносу палеорік, фаціями зсувів; 2. затокоподібна зона виклинювання ВГ під зафіксованим регіональним неузгодженням між нижнім і середнім міоценом; 3. зони інтенсивних відбить, можливо, пов'язані з літологічно обмеженими пастками; 4. осадове тіло латерального нарощування дельтових і схилових відкладів, пов'язане з літологічними пастками; 5. врізи, заповнені фаціями різного типу; 6. глиняні діапїри.

Однією з найбільших є Літологічна літологічно обмежена пастка (див. рис. 2.21., 2.22., 4.1., 4.4., 4.5.).

Літологічна структура 73 кв. км. (139) представляє собою осадову споруду латерального нарощування дельтових і схилових відкладів, насичених інтенсивними поізноспрямованими відбиттями. У таблиці 4.10 приведені параметри Літологічної НАП (262 кв. км.). Для подальшого вивчення Літологічної структури (пастки) рекомендується проведення детальних сейсмічних досліджень обсягом біля 700 пог. км з метою підготовки її під параметричне буріння, оскільки поблизу розбурені аналоги відсутні. На підготовленій структурі передбачається буріння параметричної свердловини № 409, проектною глибиною 2000 м з метою підтвердження наявності пастки верхньооліоценового-міоценового віку. У Південноазовській зоні нафтогазоагромадження за матеріалами МСГТ у карбонатних відкладах бадену, середнього-верхнього сармату та меотісу виділяються аномалії хвильового поля (див. рис. 2.15., 2.19., 2.20., 2.22., 2.23.), з якими прогноуються органігенні споруди.

Виходячи із наявності скупчення газу в меотичних відкладах Східноказантипського родовища (101) (див. рис. 3.11.) та невеликі глибини залягання, останні можуть бути пріоритетними для пошуків ВВ по проблемі нафтогазоносності малих глибин в Південному регіоні України, в тому числу в українському секторі Азовського моря (див. додаток М). З цієї метою пропонується

Морфологічна характеристика локальних антиклінальних піднять
Південноазовської зони нафтогазонагромадження

№ з/п	Назва структури	Індекс і прив'язка відбиваючого горизонту	Абсолютна відмітка залягання, м	Площа, км ²	Амплітуда, м	Обсяги сейсморозвідувальних досліджень, пог. км
105.	Молодіжна (Комсомольська)	$I_a(N_1^1)$	- 1000	14,0	15	27
106.	Сонячна	$I_a(N_1^1)$	- 1500	16,0	20	30
98.	Мисова	$I_m^1(N_1^3m)$	- 100	19,0	100	40
		$I_t(N_1^2b)$	- 550	22,5	350	
		$I_a(N_1^1)$	- 750	24,0	350	
99.	Мисова-1	$I^{II}(P_3-N_1^1)$	- 1450	37,5	100	50
		$I^{III}(P_3-N_1^1)$	- 1550	9,5	50	
100.	Мисова-2	$I^{II}(P_3-N_1^1)$	- 1600	7,5	25	20
		$I^{III}(P_3-N_1^1)$	- 1725	3,5	25	

Таблиця 4.10

Параметри Літологічної неантиклінальної пастки

№ з/п	Ділянки пастки за горизонтом відбиття I^1a_1	Відмітка замкнутої ізогіпси, м	Розміри ділянок, км x км	Площа ділянок, км ²
1.	Південно-західна	- 1500	17,2 x 2,5	28,6
2.	Центральна	- 1550	48,2 x 6,5	208,9
3.	Північно-східна	- 1650	25,0 x 1,5	25,0

дану аномалію підготувати для буріння пошукової свердловини Меотична-1, проектною глибиною 500 м, проектний горизонт N_1^3 (див. дод. М).

У Центральноазовській зоні нафтогазоагромадження українського сектора підготовлених об'єктів для глибокого буріння немає. Підготовку до глибокого буріння, як першочергових, локальних об'єктів у вигляді деталізаційних сейсмозвідувальних робіт слід провести на структурах: Безіменній-2 (56), Морський (54) та Південній (40). Пошуково-деталізаційні сейсмозвідувальні дослідження пропонуємо на Центральній-1 і Безіменній-3 (58). На структурі Безіменній-4 (59) – другої черги слід також здійснити пошуково-деталізаційні сейсмозвідувальні роботи (див. табл. 4.11). Основні перспективи рекомендованих об'єктів пов'язуються із неогеновими, майкопськими, верхньокрейдово-еоценовими породами. Геологічний розріз і ступінь перспективності більш древніх утворень невияснений.

Всі рекомендовані структури, за винятком Південної (40), виявлені у верхньокрейдових відкладах. У нижчезалягаючих утвореннях вони, за матеріалами сейсмозвідувальних досліджень 1959-1974 рр., не простежуються. Перспективи нафтогазоносності карбонатних і глинисто-карбонатних порід пізньокрейдового віку Центральноазовської зони нафтогазоагромадження обґрунтовуються, крім наявності склепінних пасток, розвитком порово-тріщинних і порово-каверново-тріщинних колекторів, зазвичай, здебільшого із низькими смкисними, але достатньо високими фільтраційними властивостями. Однак, якість покришок верхньокрейдової товщі, як правило, невисока. У зв'язку з цим основні перспективи пов'язуються з палеоценовою частиною комплексу, яка надійно екранується нижньоеоценовою субрегіональною глинистою покришкою. Про перспективи верхньої крейди свідчать промислові припливи газу, отримані із вапняків у межах Керченського півострова (Північновулканівська і Краснопольська площі). У межах півострова розвідане Олексіївське газове родовище в нижньому палеоцені. На схилах Середньоазовського підняття, зокрема в Центральноазовській зоні, у розрізі крейди прогнозується широкий розвиток піщано-алевритових порід, які є добрими гранулярними колекторами.

Майкопські відклади на півдні України відносяться до регіонально нафтогазоносних. З ними пов'язані на Азовському морі Морське-1(55), Стрілкове (162) і Північноказантипське (83) газові родовища. Перспективи майкопу в першу чергу залежать від наявності в розрізі потужних і витриманих по латералі прошарків (пачок) піщано-алевритових порід, які відносяться до кондиційних колекторів. Результати вивчення закономірностей розподілу теригенного матеріалу в олігоценівому басейні півдня України та виконані літофаціальні побудови показують, що Центральноеазовська зона відноситься до районів широкого розповсюдження піщано-алевритових порід. Надійні непроникні покрити розвинуті повсюдно.

У неогеновому комплексі відкриті Східноказантипське (101), Північнобулганацьке (102) та Північнокерченське (103) газові родовища. Низка промислових скупчень нафти та газу розвідані на прилеглих з півдня та півночі суходолах. У межах акваторії Азовського моря неогенові відклади характеризуються достатньо високим ступенем гідрогеологічної закритості, що підвищує їх перспективи.

Виходячи із глибин залягання ВГ III і з метою повного розкриття верхньокрейдових утворень, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 1000 м, а на Південній (40) більш зануреній складці – 2000 м (табл. 4.11) Їх збільшення можливе при виявленні пасток у древніших перспективних відкладах юри-нижньої крейди, які тут прогноуються.

У Бірючо-Західноеазовській зоні можливого нафтогазоагромадження (табл. 4.12) першочерговим завданням вважаємо провідку параметричної свердловини № 402 на структурі Обитічна-1 (8) проектною глибиною 1200 м з метою повного розкриття осадового чохла. У випадку отримання позитивних критеріїв нафтогазоносності юрських-неогенових відкладів почати пошуки покладів ВВ на першочергових Західнобірючій (2), Східнобірючій (4), Північнобірючій (5), Центральній (13), Обитічній-1 (8) і Обитічній-2 (15) антиклінальних структурах (див: рис. 4.1., 4.4., табл. 4.12).

Всі рекомендовані структури мають вигляд лінійних антиклінальних складок

Таблиця 4.11

Характеристика об'єктів, рекомендованих для проведення детальних сейсмічних досліджень МСГТ в Центральноазовській зоні нафтогазонагромадження

№ № з/п	Назва структури	Рік вияв- лення	Метод і горизонт вияв- лення	Параметри пастки				Обсяги сейсморозвідки для підготовки об'єкту, пог. км
				розміри, км x км	площа, км ²	ампулі- туда, м	глибина заляган- ня, м	
56.	Безіменна-2	1959	<u>МВХ</u> III (K ₂)	19 x 20	105	95	800	200
58.	Безіменна-3	1960	<u>МВХ</u> III (K ₂)	3,5 x 7	20	50	800	35
59.	Безіменна-4	1960	<u>МВХ</u> III (K ₂)	2,2 x 3,6	10	30	800	20
40.	Південна	1975	<u>МВХ</u> I (N ₁)	2,5 x 7,5	14	25	1700	25
57.	Центральна-1	1977	<u>МВХ</u> III (K ₂)	3 x 7	16	30	800	30

Таблиця 4.12

Характеристика об'єктів, рекомендованих для проведення геологорозвідувальних робіт в Бірючо-Західноазовській зоні можливого нафтогазонагромадження

№ № з/п	Назва об'єкту	Рік підго- товки	Горизонт підго- товки	Параметри структури			Ресурси кат. С ₃ , млрд.м ³ газу	Обсяги сейсморозвідки для підготовки, пог. км
				абсолютна відмітка оконтурююч ої ізогіпси	амплітуда, м	площа, м		
2.	Західнобірюча	1979	IV (K ₁)	- 1300	140	26,0	11,59	50
5.	Північнобірюча	1979	IV (K ₁)	- 1950	60	19,0	13,0	40
4.	Східнобірюча	1976	IV (K ₁)	- 900	100	23,0	11,91	45
13.	Центральна	1977	IV (K ₁)	- 900	50	22,0	12,0	45
8.	Обитічна-1	1979	IV (K ₁)	- 750	160	36,0	9,0	50
15.	Обитічна-2	1979	IV (K ₁)	- 700	60	15,0	4,0	25

північно-східного простягання. Їх амплітуди за горизонтом V, приуроченим до підшоши нижньої крейди, коливаються від 150 до 200 м. Підняття асиметричні: південно-східні крила – короткі та круті. Уверх по розрізу складки виположуються: їх розміри та амплітуди значно зменшуються. Так, за ВГ II, приуроченим до підшоши майкопської товщі, амплітуди не перевищують 50 м.

Основні перспективи нафтогазоносності зони можливого нафтогазонагромадження пов'язуються із неогеновими, майкопськими, палеоценовими-еоценовими, нижньокрейдовими та в меншій мірі недислокованими юрськими відкладами.

Виходячи із глибин залягання горизонту V і з метою розкриття юрських утворень, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 1200-1500 м. У подальшому, за результатами буріння параметричної свердловини № 402, можливо вони будуть зменшені або навпаки збільшені до 2000 м – прогнозованої глибини залягання у межах південної частини ЧС поверхні кристалічного фундаменту.

У Північноазовській зоні можливого нафтогазонагромадження як першочергові виділяються Блокова-3 (20), Геофізична (52), Південнобердянська (26), Білосарайська (27), Олімпійська (29) і Ударна (28) структури (див. рис. 4.1., 4.4.) для проведення сейсморозвідку-вальних металевих досліджень МСГТ з метою їх перепідготовки за ВГ, приуроченими до крейдових і палеогенових утворень та проведення на них пошукового буріння. Характеристика рекомендованих об'єктів приведена в таблиці 4.13.

Рекомендовані локальні структури у тектонічному плані відносяться до північноазовського прогину. За матеріалами сейсморозвідки МСГТ геологічна будова даної зони характеризується розвитком регіональних тектонічних порушень типу підкидо-насувів субширотного простягання з південним падінням площин міщувачів. Основним із них є Головне Азовське порушення. Безпосередньо у межах ПАП виділені ще чотири підкидо-насуви: Матроський, Білосарайський, Ударний і Олімпійський. До їх фронтальних зон приурочені рекомендовані симетричні лінійні антиклінальні складки: Білосарайська (27), Ударна (28) і

Таблиця 4.13

Характеристика площ, рекомендованих для проведення сейсморозвідувальних досліджень і пошукового буріння в Північноазовській зоні можливого нафтогазонагромадження.

№№ на рис. 4.1.	Назва об'єкту	Рік підготовки	Горизонт підготовки	Параметри структури			Ресурси кат. С ₃ , млрд. м ³ газу	Обсяги сейсморозвідки для перешіттовки, пог. км
				абсолютна відмітка оконтурюючої ізотипси	амплітуда, м	площа, м		
27.	Білосарайська	1977	IV (К ₁)	- 1100	100	70	22,7	150
29.	Олімпійська	1981	IV (К ₁)	- 1255	140	215	32,0	400
26.	Південнобердянська	1976	IV (К ₁)	- 1300	160	61	17,5	130
28.	Ударна	1983	IV (К ₁)	- 1375	450	125	23,3	200
20.	Блокова-3	1979	IV (К ₁)	- 1400	100	20	13,0	35
52.	Геофізична	1976	IV (К ₁)	- 1400	100	180	13,0	30

типу підкидо-насувів субширотного простягання з південним падінням площин зміщувачів. Основним із них є Головне Азовське порушення. Безпосередньо у межах ПАП виділені ще чотири підкидо-насуви: Матроський, Білосарайський, Ударний і Олімпійський. До їх фронтальних зон приурочені рекомендовані асиметричні лінійні антиклінальні складки: Білосарайська (27), Ударна (28) і Олімпійська (29). Вони характеризуються субширотним простяганням і зрізаними північними крилами. На склепіннях структур Ударна (28) та Білосарайська (27) в нижньокрейдовому діапазоні виділені аномалії типу „яскрава пляма”, що можуть пов’язуватись із покладами ВВ.

За даними МСГТ у склепінні структури Олімпійська (29) на відкладах верхньої крейди трансгресивно, з розмивом залягають породи майкопського віку, а на Білосарайській (27) і Ударній (28) – палеоцену-еоцену. Прогнозується, що верхньокрейдові утворення розмиті різною мірою в склепіннях всіх рекомендованих підняттях. Динамічно яскраві відбиття, приурочені до подошви верхньої крейди, простежуються в склепіннях структур Білосарайської (27) та Ударної (28), а на Олімпійській (29) вони поширені і на перикліналях. По аналогії з пробуреними на суходолі свердловинами Бердянська-1 і -2 вони пов’язуються з наявністю піщаних пластів у карбонатному розрізі. Аномалія типу „яскрава пляма” простежується у верхах карбонатної товщі на Білосарайській складці (27), що свідчить про можливе газонасичення розрізу.

За матеріалами сейсмозвідки підкреслюється висока імовірність розвитку літологічно обмежених і стратиграфічно екранованих пасток в товщі порід палеоценово-еоценового комплексу.

У відкладах майкопу аномалії хвильового поля типу „яскрава пляма” виділяються на різних стратиграфічних рівнях. Вони приурочені до присклепінних частин підняття Білосарайське (27), Ударне (28) та Олімпійське (29). Рекомендовані структури, очевидно, відносяться до складок облягання локальних виступів поверхні докрейдового комплексу, які сформувались в результаті регіональних тектонічних порухів в ранньокімерийську фазу тектогенезу, коли утворилось Середньоазовське підняття. Ріст структур продовжувався на протязі крейдового

періоду, а сучасний структурний план сформувався на межі пізньої крейди-палеоцену. Склепіння всіх складок, імовірно, розмивались на протязі регіональних передпалеоценової, передеоценової та передмайкопської перерв.

Перспективи нафтогазоносності Північноазовської зони можливого нафтогазонагромадження пов'язуються із відкладами нижньої крейди-майкопу. Вони обґрунтовуються, крім геолого-геохімічних критеріїв, проаналізованих на попередніх етапах досліджень, розвитком АХП (аномалій хвильового поля), можливо пов'язаних з газонасиченістю колекторів у межах рекомендованих локальних піднять. Проектні глибини перших пошукових свердловин рекомендуються в діапазоні 1000-1500 м з метою повного розкриття крейдових відкладів. Для перепідготовки структур пропонується їх довивчення детальними сейсмічними дослідженнями МСГТ за сіткою профілів 1 x 2 км.

Поряд з основним завданням – пошуками нафти і газу в осадовому чохлаї, назріло питання про можливість виявлення перспектив нафтогазоносності і порід гетерогенного і гетерохронного фундаменту в українському секторі Азовського моря. Тому на основі геологічних критеріїв нафтогазоносності, в першу чергу структурно-тектонічного, спочатку треба дати якісну оцінку перспективам нафтогазоносності порід фундаменту, при умові, що такі дослідження займуть чільне місце при пошуках нафти і газу в українському секторі акваторії Азовського моря (параметричне буріння та сейсморозвідка гетерогенного і гетерохронного фундаменту). Для акваторії Азовського моря амплітуди розломів максимальні по поверхні складчастої основи і нижній крейді і затухають в майкопі і неогені.

Кімерійський складчастий комплекс утворює вузькі синклінальні і антиклінальні зони північно-західного і субширотного простягання.

Область Кримсько-Кавказького альпійського орогену включає споруди Гірського Криму, Північно-Західного Кавказу та їх занурення (Індоло-Кубанський прогин в Азовському морі).

Складчасті комплекси фундаменту перекриваються платформним чохлам від крейди і молодше. Можливі породи верхньої юри.

Актуальним вважаємо завдання детального вивчення кори вивітрювання і

он розущільнення кристалічного фундаменту. На першому етапі дослідження порід фундаменту рекомендується проводити попутно з вивченням як основного завдання осадочного покриву. Пропонується 12 параметричних свердловин (із них 2 на прилеглий з півночі суші) глибиною від 1000 (на півночі) до 4950 м (на півдні акваторії) з проходкою по породах кристалічного фундаменту від 300 до 3000 м (див. рис.2.29.) (табл. 4.14).

Аналіз першочергових об'єктів по осадочному чохла та гетерогенному і гетерохронному фундаменту українського сектора акваторії Азовського моря показав, що найбільш пріоритетними свердловинами параметричного призначення по всіх основних тектонічних елементах території дослідження, здобувач вважає по ЧС СЄП – св. Обитічна-1, проектною глибиною по визначенню перспектив нафтогазоносності осадочного чохла 1200-1500 м, з врахуванням вивчення і фільтраційно-ємкісних властивостей фундаменту – 2000 м; по ПАП св. Південнобердянську-1, проектною глибиною по чохла 1000-1500 м, з врахуванням фундаменту – 3500 м; по Азовському валу (САП) – свердловину № 1 на структурі Безіменна-2, проектною глибиною по чохла 1000 м, з урахуванням фундаменту – 3000 м; в ІКП – св. Літологічна-1, проектною глибиною 2000 м, з можливим розкриттям фундаменту – 4000 м. Перспективні комплекси знаходяться в кайнозойсько-крейдових відкладах, а також в утвореннях тріасу-нижньої юри, палеозої (верхньому) і докембрійських кристалічних утвореннях. Важливість цих свердловин у визначенні перспектив нафтогазоносності основних нафтогазоносних комплексів (див. підрозділ 3.2.), а також у з'ясуванні нафтогазового потенціалу перспективних комплексів осадочного чохла та гетерогенного і гетерохронного фундаменту. Практичного значення набувають питання насупної тектоніки, інверсії прогинів, неспівпадання структурних планів, можливого відкриття перспектив нафтогазоносності в українському секторі в тріас-юрських, палеозойських і докембрійських утвореннях. Все це потребує відповідно підготовки цих свердловин сейсморозвідкою 3-Д, застосуванням прямих методів пошуків ВВ та ін.

Актуальним залишається питання різкого збільшення об'ємів сейсморозвідкувальних робіт, параметричного і пошукового буріння. На сьогоднішній день

Характеристика проектних параметричних свердловин для розкриття і випробування перспективних комплексів гетерогенного і гетерохронного фундаменту українського сектора акваторії Азовського моря за П.Я.Максимчуком та ін., 2004 р.

№№ на рис. 2.29.	Назва свердловини (структури) і тектонічного елемента	№№ свердловин	Проектні		
			глибина, м	перспективні комплекси, які можуть бути розкриті свердловинами	проходка по комплексам фундаменту, м
51 ¹⁾	Акимівська (Південноукраїнська монокліналь)	1	1000	РЄ	750
52	Приазовська (Південноукраїнська монокліналь) на Приазовському родовищі газу	50	1000	РЄ	800
53 ²⁾	Федотівська (Чингульська сідловина)	1	2000	РЄ	700
54	Обіточна-1 (Чингульська сідловина)	1	2000	РЄ	700
55	Обручева (Азовський вал) (на площі встановлено газ)	3	3000	T-J ₁ , PZ	2400
56	Південнобердянська (Північноазовський прогин)	1	3500	T-J ₁ , PZ, РЄ	2000
57	Морська-1 (Азовський вал) на газовому родовищі	2	3500	T-J ₁ , PZ, РЄ	2500
58	Безіменна-2 (Азовський вал)	1	3000	T-J ₁ , PZ	2000
59 ³⁾	Жовтнева (Азовський вал)	1	3500	T-J ₁ , PZ, РЄ	3000
60	Східнострілкова (Азовський вал)	1	4500	T-J ₁ , PZ	1500
61	Літологічна (Індоло-Кубанський прогин)	1	4000	T-J ₁ , PZ	300
62	Бортова-2 (Тимашівська ступінь)	1	4950	T-J ₁ , PZ	1000

Прим. ¹⁾ – №№ 51 і 52 розташовані на прилеглій з півночі суші; ²⁾ – можливий варіант – на Федотівській структурі в акваторії Азовського моря; ³⁾ – можливий варіант буріння на Октябрському газовому родовищі

залишаються недорозвіданими Морське-1 (55), Північноказантипське (83) і Північнобулганацьке (102) газові родовища у зв'язку з недостатнім фінансуванням розвідувального буріння. Вивчення геолого-геофізичних матеріалів і даних буріння на основі робіт багатьох фахівців, в тому числі особисто здобувача, дозволило виділити [46, 56, 58, 82, 157, 161] найбільш першочергові зони для постановки чи продовження геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на відклади осадочного чохла і утворення фундаменту в українському секторі Азовського моря: Приазовську, Західнобірючінсько-Обитічну, Блоково-Білосарайську, Стрілкову, Бортову, Обручева, Морську, Жовтневу, Північноказантипську, Північнокерченську Сейсморозвідувальну з усіма родовищами ВВ, підготовленими, виявленими і прогностичними об'єктами (див. рис. 4.1.) станом на 2003р.

По підготовлених до глибокого буріння та виявлених (перспективних) об'єктах здобувачем здійснена в підрозділі 4.2 рейтингова оцінка, з визначенням пріоритетності об'єктів (див. табл. 4.7 та 4.8).

Таким чином, кожний нафтогазоперспективний об'єкт українського сектора не пройшов без уваги у відношенні його пріоритетності і перспективності, а території, зони, ділянки, в зв'язку з побудованими картами щільності нерозвіданих ресурсів (див. рис. 4.1., 4.2., 4.4.), набули кількісної оцінки ресурсів.

В підрозділі 3.2 детально охарактеризовані нафтогазоносні і перспективні комплекси чохла і фундаменту з прив'язкою до конкретних зон і ділянок при характеристиці вертикального розрізу (див. дод. А, П, профілі, розрізи).

Таким чином, визначені пріоритетні напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, виходячи із закономірностей просторового розміщення комплексів і виділених на основі рейтингової оцінки першочергових об'єктів (пошукового буріння – Західнобірюча і Білосарайська структури, параметричного буріння – Ударна, Літологічна, та детальних сейсморозвідувальних робіт – Безіменна-2, Морська-1) та глибин залягання структур і продуктивних чи перспективних горизонтів.

ВИСНОВКИ

У дисертації наведено наукове обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в українському секторі Азовського моря, що виявляється у визначенні перспектив його нафтогазоносності, пов'язаних з особливостями геологічної будови, першочергових нафтогазоперспективних об'єктів і розробці конкретних пропозицій щодо реалізації нафтогазового потенціалу і нарощування ресурсної бази України.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть прогнозуванню нафтогазоносності надр, підвищенню ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, вирішенню проблеми пошуків і розвідки нових родовищ і покладів ВВ в українському секторі Азовського моря на найближчу перспективу і є вагомим внеском у виконання задачі стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку.

Найважливіші наукові і практичні результати дисертаційної роботи наступні.

Стан геологічної вивченості українського сектора Азовського моря підтверджує уявлення про складно побудовану територію з наявністю різнотипних, різновікових тектонічних, седиментаційних, антиклінальних структур і неантиклінальних пасток.

Комплексний аналіз критеріїв нафтогазоносності дозволив виділити Південноазовську і Центральнопівденноазовську зони нафтогазонагромадження та Бірючу (Бірючо-Західноазовську) і Північноазовську прогнозовані зони можливого нафтогазонагромадження.

У розрізі осадового чохла українського сектора акваторії Азовського моря виділено п'ять нафтогазоносних і один перспективний комплекси. Нижньокрейдовий нафтогазоносний комплекс вважається регіонально нафтогазоносним і одним з основних об'єктів пошуків покладів вуглеводнів в Азовському морі. Верхньокрейдовий нафтогазоносний комплекс переважно карбонатний та глинисто-карбонатний з прошарками теригенних порід. Палеоценово-еоценовий нафтогазоносний комплекс перспективний переважно у

південній прилеглий до Керченського півострова частині акваторії. *Олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський)* нафтогазоносний комплекс найбільш перспективний в межах Індоло-Кубанського, Північноазовського прогинів, схилів та занурень Азовського валу (Середньоазовського підняття). Розріз комплексу переважно глинистий. Пачки пісковиків і алевролітів зосереджені в низах нижнього і верхах середнього майкопу. *Середньоміоценово-пліоценовий* нафтогазоносний комплекс. Перспективи його пов'язані з південною зоною Азовського моря, де в останні роки відкрито три нових газових родовища: Північнобулганацьке, Північноказантипське, Східноказантипське. В осадочному чохлі окрім перерахованих п'яти нафтогазоносних комплексів прогнозується ще один – перспективний *юрський* комплекс.

Уточнено найперспективніші зони концентрації родовищ, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів, що приурочені до районів поширення значних тектонічних порушень, з врахуванням побудованої структурно-тектонічної моделі району досліджень, у межах розвитку яких були найсприятливіші умови для їх формування.

Сьогодні на території досліджень відкрито 8 родовищ вуглеводнів (коефіцієнт удачі 0,67). За нашим прогнозом можливе відкриття ще 20 родовищ ВВ в українському секторі Азовського моря. При цьому, глибини залягання продуктивних і навіть, перспективних горизонтів переважно не перевищують 1500-2000 м.

На основі геологічних критеріїв нафтогазоносності виділено 10 підготовлених до глибокого буріння та 16 виявлених сейсморозвідкою нафтогазоперспективних об'єктів.

Початкові сумарні ресурси ВВ українського сектора акваторії Азовського моря станом на 01.01.2003 р. становлять: геологічні – 420,8 млн. тонн, видобувні – 324,8 млн. тонн умовного палива. Нерозвідані ресурси вуглеводнів складають 314,45 млн. тонн умовного палива при ступені реалізації початкових сумарних ресурсів 3,2%.

Вперше проведено рейтингову оцінку нафтогазоперспективних об'єктів у

межах акваторії українського сектора Азовського моря, на основі методичних розробок В.В. Гладуна, (2001), Б.М. Полухтовича та ін., (1994) з використанням нових геолого-геофізичних матеріалів, які були отримані в результаті проведених пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ та відкриття родовищ ВВ в останні роки.

Першочерговими виявленими об'єктами для підготовки їх сейсмозвідувальними дослідженнями на основі рейтингової оцінки є: Морська, Безіменна-2, Південна, Молодіжна, Мисова-1 і Сонячна структури.

З підготовлених структур пропонуємо до параметричного буріння структуру Обітчна-1, до пошукового – Західнобірючу і Південнобердянську. Інші підготовлені структури на нашу думку потребують додаткового вивчення і перепідготовки на основі сучасних методів, у першу чергу це стосується об'єктів, розташованих у межах Центральноазовського газоносного району (Морська, Безіменна-2 та інші).

Пошуки нафти і газу в акваторії Азовського моря на півночі треба вести комплексно на мезозойські і кайнозойські відклади осадового чохла і породи фундаменту; на півдні - на кайнозойські, частково мезозойські відклади, і, по можливості, породи фундаменту, зважаючи на глибини Індоло-Кубанського прогину. Зрозуміло, що проблема нафтогазоносності утворень фундаменту знаходиться на регіональному етапі пошуків. Це ускладнюється повною відсутністю параметричного буріння. Нами пропонується цілий ряд проектних параметричних свердловин в українському секторі акваторії Азовського моря для комплексного вивчення можливих продуктивних горизонтів осадового чохла і дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей утворень фундаменту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Артюшков Е.В. Геодинамика. – М.: Наука, 1979. – 329 с.
2. Архангельский А.Д., Страхов Н.М. Геологическое строение и история развития Чорного моря – М. – Л.: Изд-во АН СССР, 1938. – 226 с.
3. Атлас родовищ нафти і газу України. т. VI. Південний нафтогазоносний регіон /Б.І. Деніга, С.М. Захарчук, В.С. Іванишин та ін. – Львів: УНГА, 1998. -222 с.
4. Байдов Ф.К., Дьяконов А.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности меловых отложений Таманского полуострова и южной части Азовского моря //Геология нефти и газа, 1977. - №1. – С. 25-29.
5. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973. – 343 с.
6. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.–159 с.
7. Балабанов В.Ф. Тектоническая природа структур Причерноморской впадины //Геотектоника, 1975. - №1. – С . 62-72.
8. Богаец А.Т., Черняк Н.И. Прогнозные геологические запасы нефти и газа юга УССР //Нефт. и газовая пром-сть, 1961. - №1. – С. 7-10.
9. Бондарчук В.Г. Про тектоніку Причорномор'я //Геол. журн. АН УРСР, 1957. – т.17, №2. – С. 14-16.
10. Борков Ф.П., Головачев Э.М. Геологическое строение и нефтегазоносность Азовского моря (по геофизическим данным). – М.: Недра, 1994. - 390 с.
11. Бурштар М.С. Геология и нефтегазоносность Предкавказья и Крыма. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 186 с.
12. Буш В.А., Кирюхин Л.Г., Швембергер Ю.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Скифской и Туранской плит. – М.: Недра, 1974. - (Тр. ВНИГРИ, вып.144) – 140 с.
13. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти// Вестник моск. Ун-та. Сер.геол., 1975. - №5. – С. 3-23.
14. **Верховцев В.Г., Максимчук П.Я., Верховцева А.В. Неотектонические**

аспекты поисков месторождений газа на малых глубинах (на примере Докачинского и Приазовского месторождений) // *Нафта і газ України. Матер. 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України-2004". (Судак, 29.09-01.10.2004), т. 1.*

15. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. - 908 с.

16. Газовые факелы на дне Черного моря /Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, С.А. Клещенко и др. – К.: Отд. морской геол. и осад. рудообраз. НАН Украины, 1999. – 134 с.

17. Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско – Каспийского региона. Тез. докл. III Межд. конф. «Крым-2001», Крым, Гурзуф, 17-21.09.2001г. – Симферополь: Ассоц. геологов г. Симферополя, 2001г. – 250 с.

18. Геологические критерии перспектив поиска нефти и газа в гетерогенном фундаменте Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области/ В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др. //Геол. журн., 1981. – т. 41, №1. – С. 38-47.

19. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины /В.Б. Порфирьев, В.П. Клочко, В.А. Краюшкин и др. – К.: Наук. думка, 1977. – 160 с.

20. Геологическое строение Черноморской впадины/ Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер и др. //Докл. АН СССР, 1983 – т.269, №2.– С. 440-447.

21. Геологические формации нефтегазоносных провинций Украины/ Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, М.И. Павлюк и др. – К.: Наук. думка, 1984.–232 с.

22. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей/ В.В. Бобылев, В.Е. Железняк, Ю.В. Шиманов и др. /М.: Недра, 1979. – 184 с.

23. Геология шельфа УССР. Стратиграфия /Т.В. Астахова, С.В. Горак, Е.Я. Краева и др. – К.: Наук. думка, 1984. – 184 с.

24. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность /А.Т. Богаец, Г.К. Бондарчук, И.В. Леськив и др. – К.: Наук. думка, 1986. – 152 с.

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

26. Герасимов М.Е. Надвиговые дислокации и глиняный диапиризм в нижнемеловых отложениях Индоло-Кубанского прогиба //Геофиз. журн. 1991. – т. 13, №4. – С. 89-95.
27. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с.
- 28. Гладун В.В., Максимчук П.Я. Стан ресурсної бази і перспективи розвитку геологорозвідувальних робіт на газ і нафту підприємствами НАК «Нафтогаз України» //Геолог України, 2003. - №1. –С. 19-22.**
29. Гончаров В.П., Непрочнов Ю.П., Непрочнова А.Ф. Рельеф дна и глубинное строение Черноморской впадины. – М.: Наука, 1972. – 158 с.
30. Гордиевич В.А. Нефтегазоносность //Геология Азовского моря. – К.: Наук. думка, 1974. - С. 170-174.
31. Гошовський С.В. Головні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні //Геол. і геохімія горюч. копалин, 1996. - № 3 - 4. – С. 3-8.
32. Губкин И.М. Учение о нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1932. – 443 с.
33. Дворянин Є.С., Клочко В.П. Перспективи пошуків нафти і газу на малих глибинах в осадових та кристалічних утвореннях України //Нафт. і газова пром-сть, 1994. - №3. – С. 5-7.
34. Довгаль Ю.М., Токовенко В.С. Новые представления о тектонике Северного Причерноморья и впадины Черного моря //Тектоносфера Украины. Сб. науч. тр. Отв. редактор А.В. Чекунов. – К.: Наук. думка, 1989.– С. 159-163.
35. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні. – К.: НТП «Нафтогазпрогноз», 1998. – 164 с.
36. Жуков Г.В., Жуков М.М. Разломная тектоника южного склона Приазовского кристаллического массива //Геол. журн., 1975. – т. 35, в.4. – С. 138-142.
37. Завьялов В.М. Перспективы нефтегазоносности северной части Азовского моря //Тр. УкрНИГРИ, Вип. II. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С.90-92.
- 38. Захарчук С.М., Максимчук П.Я., Полухтович Б.М. Стан вивченості перспектив нафтогазоносності і актуальні напрями пошуків родовищ**

вуглеводнів в осадовому чохлі Азовського моря //Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. Тез. докл. V Межд. конф. «Крым – 2003» (Крым, Гурзуф, 8-13.09.2003). – Симферополь: Асоц. геол. г.Симферополя, 2003. – С. 200-202.

38а. Захарчук С.М., Максимчук П.Я., Полухтович Б.М. Стан вивченості перспектив нафтогазоносності і актуальні напрями пошуків родовищ вуглеводнів українського сектора акваторії Азовського моря // Зб. докл. на V Міжн. конф. “Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона”, пгт. Гурзуф, 8-13.09.2003. – Симферополь: Ассоциация геологов г.Симферополя, 2004. – С. 102-107.

39. 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.

40. Захарчук С.М., Полухтович Б.М. Нафтогазогеологічне розташування і прогноз зон нафтогазонакопичення півдня та морських акваторій України //Зб. наук. праць: “Нові дані з геології та нафтогазоносності України”. – Львів: УкрДГРІ, 1999. -С. 17-28.

41. 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.

42. Зоненшайн Л.П., Савостин Л.А. Введение в геодинамику. – М.: Недра, 1979. – 310 с.

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

44. К вопросу регионального прогноза месторождений углеводородов в акватории Азовского моря с позиций строения земной коры и верхней мантии / А.П. Толкунов, И.С. Чуприна, П.И. Пигулевской и др. // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. Тез. докл. на V Межд. конф. “Крым-2003”, (Гурзуф, 8-13.09.2003). – Симферополь: Асоц. геологов

г.Симферополя, 2003. – С. 69-70.

45. Ключко 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.

46. Ключко В.П., Чебаненко И.И. Проблема поисков нефти и газа на основе разломно-блоковой тектоники //Тектоника Северного Причерноморья - К.: Наук. думка, 1988. – С. 144-154.

47. Колодий В.В. Штогрин О.Д. Органические вещества в подземных водах Крымско-Причерноморской нефтегазоносной области и их поисковое значение.– К.: .Наук. думка, 1982. – 132 с.

48. Корнеев О.С. Аномалии и структуры Азово-Черноморского региона// Геотектоника, 1982. - №3. – С. 86-97.

49. Коцеруба В.В., Кабанов А.И. Строение и перспективы нефтегазоносности Керченско-Таманского шельфа Чорного моря //Геология нефти и газа, 1979. - №2. – С. 20-26.

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

51. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. – К.: Наук. думка, 1984. – 176 с.

52. Краюшкин В.А. Промышленные нефтяные и газовые залежи в кристаллическом фундаменте континентального шельфа //Геол. журн., 1999. - №1. – С. 9-14.

53. Круглов С.С., Цыпко А.К., Арсирий Ю.А. Тектоника Украины. – М.: Недра, 1988. – 253 с.

54. К тектонике Керченско-Таманской зоны/ В.В. Бобылев, Л.С. Пишванова, Т.В. Яценко, Ю.В. Шиманов //Геология нефти и газа, 1981. - №7. – С. 36-41.

55. Курилюк Л.В. До питання про сучасний стан підготовлених і виявлених

перспективних об'єктів та якість геологічного і наукового обґрунтування напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні //Нафта і газ України. Зб. наук. праць: Матер. 6-ої Міжнар. наук.-практ. конференції "Нафта і газ України – 2000". Ів.-Франківськ, 31.10-3.11.2000р. – Ів.-Франківськ: Факел, 2000. – т.1 – С. 43-46.

56. Кущові зони концентрації родовищ вуглеводнів, нафтогазоперспективних та прогнозних об'єктів Південного регіону України/ Д. Чебаненко, В.П. Клочко, В.В. Гладун, В.Я Колос, П.Я. Максимчук, О.Г. Цьоха, Т.Є. Довжок //Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. конф., Гурзуф, 9-14.09.2002). - Симферополь: Асоц. геол., г. Симферополя, 2002. – С. 208.

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

58. Максимчук П.Я. Нові дані про геологічну будову та перспективи нафтогазоносності українського сектора Азовського моря //Доповіді НАН України, 2004. - № 6. - С. 127-133

59. Максимчук П.Я. Шляхи освоєння вуглеводневої сировини осадового чохла акваторії українського сектора Азовського моря // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2003. – № 4. – С. 132-136.

59а. Максимчук П.Я. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності українського сектора Азовського моря // Геологія і геохім. горюч. копалин, 2004. – №3. - С. 37-54.

59б. Максимчук П.Я. Перспективи нафтогазоносності та освоєння українського сектора Азовського моря // Нафт. і газова пром-сть, 2005. – №1 - С. 9-14.

60. Максимчук П.Я., Полухтович Б.М. Перспективні ділянки для проведення геологорозвідувальних робіт на Азовському морі// Геодинамика и нефтегазоносность структур Черноморско-Каспийского региона. Сб. науч. докл. IV Межд. конф. «Крым – 2002». – Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 2003. – С. 186-190.

61. Максимчук П.Я., Полухтович Б.М., Федун О.М. Розподіл колекторів, покритишок, газопроявів і покладів в осадовому чохла акваторії Азовського моря // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. Тез. докл. V Межд. конф. “Крым – 2003” (Гурзуф, 8-13. 09.2003). – Симферополь: Асоц. геол. г.Симферополя, 2003. – С. 228-230.

62. Максимчук П.Я., Полухтович Б.М., Федун О.М. Розподіл колекторів, покритишок, газопроявів і покладів в осадовому чохла акваторії Азовського моря // Зб. докл. на V Міжн. конф. “Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона”, пгт. Гурзуф, 8-13. 09.2003. – Симферополь: Ассоциация геологов г.Симферополя, 2004. – С. 187-191.

63. Максимчук П.Я., Мельничук П.М., Полухтович Б.М. Основні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в українському секторі акваторії Азовського моря // Нафта і газ України-2004. Матер. 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2004” (Судак, 29.09.-01.10.2004), т. 1.- К.: УНГА, 2004. – С. 188-189.

64. Маловицкий Я.П., Ласкина В.В., Назаренко О.В. Схема рельефа фундамента Азовского моря // Новости нефтяной и газовой техники. Сер. геол. – М., ГосИНТИ, 1962. - №12. – С. 33-36.

65. Мельничук П.М., Маєвський Б.И. Основні напрямки нафтогазопошукових робіт у Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції // Нафта і газ України. Зб. наук. праць: матер. 6-ої Міжн. наук. – практ. конф. “Нафта і газ України - 2000., Ів.-Франківськ 31.10.- 3.11.2000. – Ів. Франківськ.: Факел, 2000. – т.1. – С. 220-221.

66. Милановский Е.Е. Проблема происхождения Черноморской впадины и ее место в структуре Альпийского пояса // Вестн. МГУ. Сер. геол., 1967. - №1. – С. 27-43.

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

68. Муратов М.В. История тектонического развития глубокой впадины Черного моря и ее возможное происхождение // Бюлл. МОИП. Отд. геол., 1955. –

Вып.5 – С. 27-50.

69. Муратов М.В. Тектоническая структура и история равнинных областей, отделяющих Русскую платформу от горных сооружений Крыма и Кавказа// Сов. геология, 1955. - №48. - С. 60-80.

70. Муратов С.А., Непрочнов Ю.П. Строение дна Черноморской котловины и ее происхождение //Бюлл. МОИП. Отд. геол., 1967. – Вып.5. – С. 40-58.

71. Наукове обґрунтування нових напрямків підготовки нафтогазових регіонів України /С.В. Гошовський, М.І. Євдошук, М.М. Іванюта та ін.// Мінеральні ресурси України, 1999. - №1. – С. 2-5.

72. Нафта і газ України – 96 /Відп. ред. О.М. Істомін. //Матер. наук. – практ. конф. (Харків, 14-16.05.1996). – Харків: УНГА, 1996. – т.1. –275 с.

73. Нафта і газ України /Відп. ред. Є.І.Крижанівський. Зб. наук. праць (матеріали 5-ої Міжн. конф. “Нафта – Газ України - 98”. Полтава, 15-17.09.1998). – Полтава: УНГА, 1998. - т.1. – 435 с.

74. Нафта і газ України /Відп. ред. Є.І. Крижанівський //Зб. наук. праць: Матер. 6-ої Міжн. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000”. Ів.- Франківськ, 31.10.-03.11.2000. – Ів.-Франківськ: Факел, 2000. – т.1. – 382 с.

75. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря. /Є.М. Довжок, Б.О. Бялюк, М.К. Ильницький. Серія: «Нафтогазоносний потенціал акваторій Чорного и Азовського морів», т.3. – К.: Український нафтогазовий інститут, 1996. – 250 с.

76. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини /Відп. ред.: Є.М.Довжок, Б.О. Бялюк, В.П. Клочко. – К.: Український нафтогазовий інститут, 1996. –241 с.

77. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря. /Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, Б.О. Бялюк. Серія: «Нафтогазоносний потенціал акваторій Чорного и Азовського морів», т.2. – К.: Український нафтогазовий інститут, 1995. – 250 с.

78. 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.

79. Неоднородности земной коры и нефтегазоносность кристаллических пород фундамента (на примере Днепровско-Донецкого и Серноводско-Абдулинского авлакогенов /А.В. Чекунов, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. //Геофиз. журн., 1990. – т.12, №2. – С. 3-19.

80. Непрочнов Ю.П. Новые данные о строении земной коры Черноморской впадины к югу от Крыма //Докл. АН СССР, 1964. – 156, №3. – С. 271-273.

81. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов /И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, П.Ф. Гожик, Н.И. Евдошук, В.В. Гладун, Б.И. Маевский, А.П. Толкунов, О.Г. Цеха, Т.Е. Довжок, М.Г. Егурнова, П.Я. Максимчук. – К.: Наук. думка, 2002. – 296 с.

82. Нефтегазоносный потенциал акватории Азовского моря /Є.М. Довжок, Б.О. Бялюк, В.П. Клочко, И.И. Чебаненко, П.Ф. Шпак и др. Серия: «Нефтегазоносный потенциал акваторий Черного и Азовского морей», т.1. – К.: Украинский нефтегазовый институт, 1995. – 166 с.

83. Нефтегазоносные провинции СССР /Г.Х. Дикенштейн, И.М. Алиев, Г.А. Аржевский и др. – М.: Недра, 1977. – 328 с.

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

85. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов //Межд. наук.-практ. конф., Москва, 9-11.10.2001. – М.: Минприродных ресурсов РФ, Российский госуниверситет, 2001. – 302 с.

86. Новая глобальная геотектоника. – М.: Мир, 1974. – 471 с.

87. Нові відкриття родовищ вуглеводнів – реалізація потужного потенціалу нафтогазоносності акваторій Чорного і Азовського морів /М.І. Євдошук, М.К. Ільницький, В.П. Клочко, П.М. Мельничук //Нафт. і газова пром-сть , 2000. №1.– С. 9-11.

88. Нові родовища нафти і газу в акваторіях Чорного і Азовського морів

М.І.Євдошук, М.К. Ільницький, В.П. Клочко, П.М. Мельничук //Вісник НАН України, 1999. - №8- С. 21-22.

89. 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 УССР, 1975. - №10. – С. 62-66.

90. Новое научное обоснование геотектонического районирования Северного Причерноморья/ И.И. Чебаненко, Ю.М. Довгаль, В.П. Клочко, В.С. Токовенко// Геол. журн., 1988. - №2. – С. 23-29.

91. Новое обнаружение нефти в кристаллических породах земной коры / И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, Е.М. Довжок, М.И. Пономаренко //Докл. АН УССР, 1986. - №6. – С. 20-21.

92. Новые данные о возрасте и битуминозности пород складчатого основания Азовского вала в связи с их нефтегазоносностью /В.Г. Бондаренко, В.П. Клочко, Н.В. Керусов и др. //Докл. АН УССР, 1976. Сер.Б. - №8.– С. 23-26.

93. Новые данные о возрасте пород складчатого основания северной части Западного Предкавказья и Азовского моря в связи с их нефтегазоносностью/ А.И. Дьяконов, С.В. Котов, В.П. Клочко и др. //Докл. АН УССР. Сер. Б., 1977.- С. 108-110.

94. Новые данные о геологическом разрезе акватории Азовского моря/ С.М. Захарчук, М.А. Менкес, Р.В. Палинский и др. //Геол. и геохим. горюч. ископ. – К.: Наук. думка, 1979. – вып.53. – С. 67-75.

95. Новые данные о структуре и истории геологического развития акватории Азовского моря по дешифрированию космических снимков/ Е.Ф. Шнюков, Ю.А. Куделя, А.Я. Радзиви́лл и др. //Геол. журн., 1981, т.41. №1. – С. 21-26.

96. О возможности открытия крупных месторождений нефти и газа в пределах акватории Азовского моря /П.Ф. Шпак, С.П. Витрик, В.В. Глушко и др. //Сов. геология, 1971. - №9. – С. 15-29.

97. О новом направлении поисково-разведочных работ на нефть и газ в ДДВ/ В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.П. Клочко, А.Ф. Шевченко //Повышение

экономической эффективности геологоразведочных работ в Украинской ССР. Тез. Докл. респ. совещ. геологов, октябрь 1974. г. Киев. – К.: Мингео УССР, 1974. – С. 28-29.

98. О перспективах поиска нефти и газа в гетерогенном фундаменте Причерноморско - Крымской нефтегазоносной области/ В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др. // Докл. АН УССР. Серия Б., 1980. – №2 - С. 32-35.

99. 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 геохім. горюч. копалин, 2001. – №1. – С. 3-20.

100. Основные закономерности распределения углеводородов в земной коре в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности акватории Черного моря/ В.А. Вигинский, В.И. Ефимов, М.М. Зубков, Л.Л. Ляшенко // Разведка и охрана недр, 1997. - №2. – С. 8-14.

101. Осадочно - неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений/ И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.С. Токовенко, Н.И. Евдошук// Геология нефти и газа, 2000. - №5. – С. 50-52.

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

103. Оценка нефтегазоносного потенциала подводных недр Черного и Азовского морей с позиций разломно-блоковой тектоники /П.Ф. Шпак, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. – Киев, 1993. – 63 с. Препр. /АН Украины, Ин-т геологических наук; 93-6/.

104. Павлюк М.І. Мезозой-кайнозойська еволюція і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіона //Автореф. дис. доктора геол.-мін. наук. – Львів/ ІГГГК НАН України, 1996. – 29 с.

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

106. 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 Міжнар. наук.-практ. конференції “Нафта і газ України – 2000”, Ів.-Франківськ, 31-3.11.2000. – Ів.Франківськ: Факел, 2000. – т.1. - С. 221-222.

107. Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. О возможности открытия зон нефтегазонакопления жильного типа //Докл. АН СССР. – 1981. – 257, №4. – 968-970.

108. Парыляк А.И. Роль разрывных нарушений в формировании месторождений нефти и газа и время образования залежей в Крыму //В кн: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – К.: Наук. думка, 1975. – С. 283-288.

109. Парыляк А.И., Копач И.П. Основные черты тектоники юга Украины// Докл. АН УССР. Сер. Б., 1977. - №11. – С. 971-975.

110. Пейве А.В. Глубинные разломы в геосинклинальных областях //Изв. АН СССР. Сер. Геол, 1945. - №5. – С. 23-46.

111. Пейве А.В. Общая характеристика и пространственное размещение глубинных разломов// Изв. АН СССР. Сер. геол., 1956. - №1. – С. 90-106.

112. Пекло В.П., Маловицкий Я.П., Сидоренко С.Ф. Геологическое строение Тамани, западного погружения Кавказа, притаманской части Черного моря// Тектоника и сейсмичность Причерноморья и Черноморской впадины. – Кишинев, 1974. – С. 109-114.

113. Перспективи відкриття великих вуглеводневих покладів у південному нафтогазозносному регіоні України /А.П. Толкунов, В.В. Сірченко, А.Ф. Коморний і ін. //Мінеральні ресурси України, 2001. - №4. – С. 7-8.

114. Перспективи підготовки і освоєння українського сектора акваторії Азовського моря /Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук, П.М. Мельничук, В.П. Ключко// Ів.-Франківськ, Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2001. - №1. – С. 22-27.

115. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ на акваториях Черного и Азовского морей /М.П. Талаберчук, Р.В. Палинский, Л.Г. Плахотный и др.// Повышение экономической эффективности геологоразведочных

работ в Украинской ССР. Тез. докл. респ. совещ. геолгов, октябрь 1974, г. Киев – К.:Мингео УССР, 1974. – С. 105-108.

116. Перші результати буріння в Північноазовському прогині /П.І. Дякович, Б.М. Полухтович, Н.А. Трофимович і ін. //Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. Тез.докл. III межд. конф. «Крым – 2001». – Симферополь: Асоц. геол. 2001. – С. 58-59.

117. Пивоваров В.А, Логвин В.Н., Пивоварова Н.Г. О перспективах нефтегазоносности мезокайнозойских образований района Главного Азовского разлома //Нафта і газ України. Зб. наук. праць: матер. 6-ої Міжн. наук.-практ. конференції “Нафта і газ України – 2000”. Ів.-Франківськ, 31.10.-3.11.2000. – Ів.-Франківськ: Факел. 2000. – т.1. – С. 234-235.

118. Подальші пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ в акваторіях Чорного та Азовського морів (український сектор) /М.П. 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.

119. Полухтович Б.М. Умови формування нафтогазових покладів в олігоцен-міоценових відкладах Індольського прогину //Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений. Тез. докл. Межд. конф. (Чернигов, февраль 2001г.). –Чернигов: УкрНИГРИ, 2001. – С. 159-160.

120. Полухтович Б.М., Самарська, О.В., Тарковський В.Ю. Палеоруслы – основной тип пасток углеводнів у майкопській товщі Керченського п-ва та прилеглих територій //Нафта і газ України. Зб. наук. праць: матер. 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України – 2000». Ів.-Франківськ, 31.10.-3.11.2000р. – Ів.-Франківськ: Факел, 2000. – т.1. – С. 231-232.

121. 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: Асоц. геол. г. Симферополя, 2000. – С. 301-302.

122. Попович С.В. Развитие структур горизонтального сжатия в пределах акватории Азовского моря //Геология нефти и газа, 1989. - №1. – С. 57-61.
123. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А. Анализ промышленной нефтегазоносности мирового континентального шельфа //Геол. журн., 1975. – т.35, в.3. – С. 3-18.
124. Порфирьев В.Б., Клочко В.П. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири) //Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. – К.: Наук. думка, 1982. – С. 5-155.
125. Принципиально новый объект поисков нефти и газа Украины/ И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, В.В. Крот, Е.С. Дворянин, П.Т. Павленко, М.И. Пономаренко, Г.Д. Забелло //Геол. журнал., 1994. - №1. – С. 3-18.
126. Проблема нефтегазоносности юга Украины/Г.Н. Доленко, А.И. Парыляк, О.С. Ступка, И.П. Копач //Докл. АН УССР. Сер. Б., 1980.- №1. – С. 6-11.
127. Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона//Тез. докл. на V Межд. конф. «Крым 2003» (пгт. Гурзуф, 8-13 сентября 2003 г.). – Симферополь: Асоц. геол. г.Симферополя, 2003. – 306с.
128. Про вік і бітумінозність порід складчастої основи Азовського валу/ В.Г. Бондаренко, В.Ф. Индутний, В.П. Клочко та ін. //Доп. АН УССР. Сер.Б., 1976. - №8. – С. 675-678.
129. Прогноз зон підвищеної проникності та пошуки скупчень ВВ комплексом приповерхневих методів /В.І. Альохін, І.Д. Багрій, В.П. Клочко та ін. //Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень. Тези докл. наук.–практ. конф. (Чернігів, лютий 2001р.). –Чернігів: УкрДГРІ, 2001. – С. 189-190.
130. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и на прилегающих акваториях/ Под. ред. В.В. Глушко, С.П. Максимова. – М.: Недра, 1984. – 240 с.
131. Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів (резюме) /Кер. розробки: Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К. Ільницький. – К.: Держнафтогазпром, 1996. –22 с.

132. Про формування порід – колекторів Штормового газоконденсатного родовища (Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область/ К. Григорчак, В.Гладун, Л. Баландюк, П. Максимчук //Геологія горючих копалин України. Тез. доп. Міжн. наук. конф. (Львів, 13-15.11.2001). – Львів, 2001. – С. 73-74.

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

134. Результати буріння в Північноазовському прогині /П.І. Дякович, Б.М. Полухтович, Н.А. Трофимович, Є.В. Туркевич //Геодинамика и нефтегазоносность системы Черноморско-Каспийского региона. Матер. докл. III Межд. конф. – Симферополь: Таврия-Плюс, 2001. - С. 36-40.

135. Рельеф поверхности Мохоровичича Черноморской впадины и прилегающих районов/Б.К. Балавадзе, Т.С. Лебедев, Я.П. Маловицкий и др.// Геофиз. сб. АН УССР, 1969. – Вып.30. – С. 5-12.

136. Рогоза О.И., Шиманский А.А. Новые представления о геологическом строении центральной части Азовского вала //Сов. геология, 1977. - №1. – С. 122-127.

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

138. Роль глубинных разломов при формировании залежей нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах юга Украины/ В.Б. Порфирьев, В.П. Клочко, А.Я. Краснощек и др. //В кн.: Повышение экономической эффективности геологоразведочных работ в УССР. – К.: Наук. думка, 1974. – С. 130-131.

139. Самсонов В.И. Глубинное геологическое строение Керченско-Таманского шельфа Черного моря в связи с проблемой нефтегазоносности.

Автореферат дис. ... канд.геол.наук. – Одесса, ОГУ, 1984. – 18 с.

140. Смирнова М.Н. Керченско-Таманская кольцевая структура в связи с нефтегазоносностью //Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов. Матер. I Межд. конф., Гурзуф, 5-8.09.2000. – Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 2000. – С. 224-225.

141. 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: Асоц. геол. г. Симферополя, - 1999. – С. 34-35.

142. 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: Асоц. геол. г. Симферополя, 2003. – С. 294-297.

143. Стратиграфічний кодекс України (Відп. ред. Ю.В. Тесленко. – К.: НТП “Нафтогаз-прогноз”, 1997. – 40 с.

144. Строение земной коры и верхней мантии Центральной и Восточной Европы /В.Б. Соллогуб, А. Гутерх, Д. Просен, и др. – К.: Наук. думка, 1978. – 272с.

145. Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий /В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др. – К.: Наук. думка, 1978. – 160 с.

146. Структура литосферы Карпатско - Крымского сегмента Средиземноморского складчатого пояса /В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, Н.В. Соллогуб и др. //Геофиз. журн., 1983. – т.5, №1. – С. 3-13.

147. Структурные особенности осадочного чехла Черноморской впадины и их значение для понимания ее образования/ А.Л. Яншин, Я.П. Маловицкий, В.Н. Москаленко и др.// Бюлл. МОИП, отд. геол., 1977.- т.52/5/. –С. 3-15.

148. Ступка О.С. Відображення післяпермського розпаду Пангеї в тектонічній

структурі Причорноморсько-Кримського сегмента континентальної окраїни океану Тетіс і проблема нафтогазоносності триасового 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: Асоц. геол. г. Симферополя, 2000. – С. 307.

149. Субботин С.И. Строение земной коры впадины Черного моря, причины и схема ее формирования //Геофиз. сб., 1965.- Вып.1/12/.- С. 3-17.

150. Сулимов И.Н., Самсонов В.И., Шипилов А.Л. О глубинном строении Керченско-Таманского шельфа Черного моря //Бюлл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол., 1982. – Вып.6, 57.- С. 29-32.

151. Схема глубинных разломов на участках Крымского и Кавказского побережий Черного моря/И.И. Чебаненко, П.Ф. Гожик, Н.И. Евдошук, В.П. Клочко //Геол. журн., 2003. - №1. – С. 54-58.

152. Тектогенез і нафтогазоносність надр України” /Зб. матеріалів Всеукраїнської наукової наради 20-22.10.1992., м. Львів. Відп. ред. В.Ю. Забігайло. -Львів, Ін-т геол. і геох. гор. копалин АН України, 1993. – 177 с.

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

154. Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона //Сб. науч. работ (Матер. конф. Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона). Отв. ред. Н.И. Евдошук. Гурзуф, 6-10.09.1999. – Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 1999. – 126 с.

155. Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов. Матер. конф. (Гурзуф, 5-8.09.2000г). – Симферополь: Асоц. геологов г. Симферополя, 2000. – 269 с.

156. Тектоніка і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіону та його місце в системі осадових басейнів Альпійсько-Гімалайського поясу/ І.І. Чебаненко, М.І. Євдошук, 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.

157. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Северного Причерноморья/ И.И. Чебаненко, Ю.М. Довгаль, Р.В. Палинский, В.Н. Найденов, В.П. Ключко, В.С. Токовенко. - К.: 1987. - 46 с. - Препр. /АН УССР. Ин-т геологических наук; 87-39/.

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

159. Тектоника области сочленения Кавказа и Крыма/ В.М. Андреев, Р.А. Казанцев, В.А. Панаев и др.// Тектоника и стратиграфия, 1981. - Вып. 19. - С. 817-21.

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

161. Тектоника Северного Причерноморья /И.И. Чебаненко, Ю.М. Довгаль, В.П. Ключко, В.С. Токовенко и др. - К.: Наук. думка, 1988. - 164 с.

162. Тектоника Украины/ Под ред. С.С. Круглова, А.К. Ципко. - М.: Недра, 1988. - 254 с.

163. Тектоника Черноморской впадины /Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер и др.// Геотектоника, 1985. - №6. - С. 3-20.

164. Тектоническая карта нефтегазоносных областей Украины и прилегающих районов масштаба 1 : 500000. Об'яснит.зап. /Ред.: А.М. Палий, Л.Г. Плахотный - К.: Мин-во геологии УССР, 1981. - 42 с.; карта - 6 листов.

165. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів /М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш та ін. - К.: НТП "Нафтогазпром", 2001. - 288 с.

166. Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов /Н.Б. Вассоевич, П.П. Тимофеев, Ю.К. Бурлин и др. - М.: Наука, 1980. - 250 с.

167. Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа //Геология и геофизика СО РАН, 1998. - т.39, №1. - С. 120-127.

168. Туголесов Д.А. Современная структура Черноморской впадины// Сов. геология, 1976. - №7. - С. 72-87.

169. Федюшин В.О., Денегга 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.

170. Формационный анализ в нефтяной геологии/ под ред. Н.А. Крылова и О.М. Мкртчяна. – М.: ИГи РГИ, 1981. – 200 с.

171. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Проблемы формирования покровно-надвиговых областей с их нефтегазоносностью //В кн. Тектоника и нефтегазоносность надвиговых зон. – М.: Наука, 1990.- С. 3-10.

172. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. – М.: МГУ, 1995. – 480 с.

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

174. Чебаненко І.І. Разломна тектоніка України. – К.: Наук. думка, 1966. – 179 с.

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

176. Чебаненко И.И. О перспективах поисков нефти и газа в пределах Причерноморской впадины и Равнинного Крыма с позиций разломно- блоковой тектоники //В кн.: Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. – К.: Наук. думка, 1975. – С. 174-178.

177. Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры/ на примере Украины/. – К.: Наук. думка, 1977. – 83 с.

178. Чебаненко И.И. О глубоком кризисе теории органического происхождения нефти //Геол. журн. НАНУ, 1999. - №1. – С. 120-127.

179. Чебаненко И.И., Клочко В.П. Проблема поисков нефти и газа в Северном Причерноморье на основе разломно-блоковой тектоники //Тектоника Северного Причерноморья. – К.: Наук. думка, 1988. – С. 140-143.

180. Чекунов А.В. Структура земной коры и тектоника юга Европейской

части СССР. – К. : Наук. думка, 1972. –176 с.

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

182. Чекунов А.В. Глубинное строение и геодинамика нефтегазоносных бассейнов Украины //Геол. журн., 1993 - №3. – С. 3-15.

183. Чихачев С.М. Перспективы нефтегазоносности Азовской впадины// Геология нефти и газа, 1957. - №25. – С. 37-42.

184. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. – М.: ГЕОС, 2001. – 72 с.

185. Шлезингер А.Е. Структура осадочного чехла Черноморского бассейна// В кн.: Проблемы тектоники земной коры. – М.: Наука, 1981. – С. 237-262.

186. Шпак П.Ф. О нефтегазогеологическом районировании и перспективах нефтегазоносности территории Украины //Геол. журн., 1983. – 43, №4. – С. 1-14.

187. Шпак П.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносный потенциал Украины. – Киев, 1992. – 32 с. Препринт /АН Украины. Ин-т геологических наук, 92-2/.

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

189. Шпак П.Ф., Крупський Б.Л. Тектоніка літосферних плит і перспективи нафтогазоносності надр України //Тектогенез і нафтогазоносність надр України. Зб. мат. Всеукраїнської наукової наради 20-22.10.1992р., м. Львів. – Львів, Ін-т геол. і геох. горюч.копалин АН України. – С. 174-175.

190. Юдин В.В., Герасимов М.Е. Складчато-надвиговая структура юга Украины и нефтегазоносность //Матер. наук.–практ. конф. «Нафта и газ Украины» - Харьков, УНГА, 1996. – т.1. – С. 220-222.

ДОДАТКИ

Характеристика родовищ ВВ, нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних об'єктів (структур) акваторії Азовського моря за П.Д. Максимчуком, 2004

№ № на карті рис. 4.2.	Назва структур (об'єктів), родовищ ВВ. В дужках - стан вивченості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання продуктивного горизонту чи ізопіси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсморозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд.м ³ в т.ч. по основному горизонту (Д ₁); С ₂ -категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Лиманська (ГР)	7	IV	К ₁	1000	50	8,0	антиклинальна складка з порушеннями	0,69	5,52	15,0	0,23	0,69	1,08	10,8	1,18	0,94	1,574	-	-	1574	Д ₁	-	-
2	Західнобірючинецька (Західнобірючинецька) (ГР)	7-8	1976, Іа, IV, 1979	(N ₁ - F ₂)тпк (Іа)	800	30	9,0(6х2,5)	бразантиклиналь, укладена порушеннями	0,7	6,3	15,0	0,27	0,51	1,07	8,6	1,2	0,96	1,289	-	-	1289	Д ₁	Д ₁ -11,6, в т.ч. по IV-10,2	С ₂ (І м) - 0,4 С ₂ очікув. - 4,64 (запас)
3	Піденнобірючинецька (Піденнобірючинецька) (ГР)	8	Іа, IV, 1979	К ₁ (IV)	1300	140	26,0 (16х2)	ускладнена порушеннями антиклиналь	0,69	17,94	20,0	0,215	0,69	1,06	13,8	1,14	0,89	7,453	40	296,12	7751	Д ₁	-	-
4	Східнобірючинецька (Східнобірючинецька) (ГР)	8-11	І (F ₂ - N ₁), тпк IV (К ₁ покр.), 1979	К ₁ аІ К ₁ пс N ₁ - F ₂ тпк	1000 (2003р.) 1150 775	400 30	23,0(7,5х3,5) 34,0 (29,0) 20,5(11,5х3)	з порушеннями бразантиклиналь	0,69 0,69 0,7	23,46 14,35	15,0 15,0	0,22 0,27	0,69 0,51	1,04 1,06	12 8,2	1,161 1,21	0,905 0,97	6,736 2,853	-	-	6736 2853	Д ₁	-	С ₂ (І м) - 0,4 Д ₁ (IV) - 11,0 С ₂ (І м) - 3,2 Д ₁ (IV) - 9,8
5	Піденнобірючинецька (Піденнобірючинецька) (ГР)	7-9	І м, IV 1979	К ₁ аІ К ₁ пс	950 1325	50 70	8,0 4,5	антиклиналь укладена розломом, антиклиналь розломом, куполоподібна	0,69 0,69	5,52 3,11	15,0 10,0	0,23 0,215	0,69 0,69	1,07 1,06	10,2 14	1,181 1,139	0,94 0,88	1,488 0,647	40	25,88	673	Д ₁	-	-
6	Федотова (ГР)	7	IV	К ₁ аІ К ₁ пс	950 1325	50 70	8,0 4,5	антиклиналь укладена розломом, антиклиналь розломом, куполоподібна	0,69 0,69	5,52 3,11	15,0 10,0	0,23 0,215	0,69 0,69	1,07 1,06	10,2 14	1,181 1,139	0,94 0,88	1,488 0,647	40	25,88	673	Д ₁	-	-
7	Прирозломна (ГР)	7-10	IV (К ₁ покр.), 1979	К ₁	850	100	4,2х4	прирозломна бразантиклиналь	0,69	11,2	15,0	0,22	0,69	1,07	8,0	1,19	0,94	2,8	-	-	2800	Д ₁	-	-
8	Об'єктна - 1 (ГР)	9-10	IV (К ₁ покр.), 1979	К ₁ аІ К ₁ пс	750 1200 (2003р.)	100 160	4,0 (12,3х5,3) 36,0 (11х5)	прирозломна бразантиклиналь	0,69 0,69	28,29 24,84	15,0 15,0	0,24 0,22	0,69 0,69	1,07 1,07	8 11,8	1,205 1,117	0,96 0,91	6,503 7,267	-	-	6503 7267	Д ₁	-	-
9	Мала (ГР)	7-10	IV	К ₁	750	50	4,0	антиклиналь укладена розломом, еліпсоїдна антиклиналь з порушеннями	0,69	2,5	15,0	0,22	0,69	1,07	8,0	1,19	0,94	0,65	-	-	650	Д ₁	-	-
10	Фурзенецька (ГР)	7	IV	К ₁ аІ К ₁ пс	650 1100	35 100	5,3 5,3	прирозломна бразантиклиналь	0,69 0,69	3,66 3,66	10,0 10,0	0,24 0,22	0,69 0,69	1,08 1,07	7 11,8	1,22 1,17	0,98 0,91	0,517 0,714	-	-	517 714	Д ₁	-	-
11	Молодча (ГР)	7	IV	К ₁	800	50	4,5х3,6	прирозломна бразантиклиналь	0,69	10,0	15,0	0,22	0,69	1,07	8,6	1,19	0,94	3,0	-	-	3000	Д ₁	-	-
12	Степанівська (ГР)	7	IV	К ₁	1050	120	7,5	прирозломна бразантиклиналь	0,69	5,18	15,0	0,22	0,69	1,07	11,2	1,17	0,92	1,453	-	-	1453	Д ₁	-	-
14	Олександрівська (ГР)	7	IV	К ₁	1100	90	10,4	прирозломна бразантиклиналь	0,69	7,18	15,0	0,22	0,69	1,07	11,8	1,17	0,91	2,099	-	-	2099	Д ₁	-	-
12	Приморська (ГР)	5	IV	К ₁	300	50	4,7	ускладнена порушеннями складка	0,69	3,24	10,0	0,26	0,69	1,07	3,2	1,27	1	0,236	-	-	236	Д ₁	-	-
13	Центральна (ГР)	9-10	VI (доюрський), 1979	К ₁	900 (2003р.)	50 (2003р.)	22,0	прирозломна похована антиклиналь	0,69	15,18	20,0	0,21	0,69	1,08	9,2	1,195	0,95	4,704	-	-	4704	Д ₁	-	-

№	Назва структури (об'єктів), родовищ ВВ, в дужках - стан вичерпності (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання продуктивного горизонту чи ізогіпси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсморозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, доли одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запали) ВВ, млрд. м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₂ -категорія ресурсів: запали (С ₁ , С ₂) [82]	
																									К _{1,ал}
15	Об'єктна - 2 (Г)	9-10	IV (К, покр.), 1979	К _{1,ал}	700	60	21,5 (15,0)	прирозломна похована	0,69	14,84/10,5	15,0	0,24	0,69	1,06	7,4	1,21	0,98	3,234	-	-	3234	-	-	-	-
			V (К, підшоша)	К _{1,пс}	1000 (2003р.)	60	26,0 (8,6)	скалка	0,69	17,94	15,0	0,23	0,69	1,07	10,4	1,18	0,94	4,926	-	-	4926	Д ₁	-	-	-
			VI (фундамент)	РС	(1100)	(50)	23,5 (5,6; 7)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКА ПЛАТФОРМА, ПІВНІЧНОЗАХІДНИЙ ПРОГНІ (ПАП)																									
16	Кедаль (ГР)	8	IV	К _{1,ал}	1050	20	8,2	ангкльнваль	0,69	5,66	10,0	0,22	0,69	1,07	11,2	1,17	0,92	1,059	-	-	10,59	Д ₁	Рес 0,65	-	-
				К _{1,пс}	1400	80	11,4		0,69	7,87	15,0	0,21	0,69	1,06	14,9	1,13	0,88	2,533	40	101,32	2634	Д ₁	-	-	-
				К _{1,ал}	850	10	0,9	ангкльнваль	0,69	0,62	5,0	0,24	0,69	1,08	7,0	1,22	0,98	0,039	-	-	39	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	850	35	4,5		0,69	3,11	10,0	0,23	0,69	1,08	9,2	1,195	0,95	0,526	-	-	526	Д ₁	-	-	-
17	Планічна (Северная) (ГР)	8	IV	К _{1,пс}	800	100	9,0	ангкльнваль	0,69	6,21	15,0	0,25	0,69	1,07	6,4	1,225	0,99	1,247	-	-	1247	Д ₁	-	-	-
				К _{1,ал}	325	20	2,3		0,7	1,61	5,0	0,29	0,51	1,1	3,6	1,269	1	0,054	-	-	54	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	375	20	2,5		0,64	1,6	5,0	0,27	0,59	1,07	4,0	1,261	1	0,064	-	-	64	Д ₁	-	-	-
18	Нисова (ГР)	10	IV	К ₁	650	80	4,1	ангкльнваль	0,69	2,83	5,0	0,25	0,69	1,08	7,0	1,22	0,985	0,205	-	-	205	Д ₁	-	-	-
19	Весняна (ГР)	7	IV	К ₁	800	50	18,0	прирозломна	0,7	12,6	10,0	0,27	0,51	1,07	8,6	1,200	0,96	1,719	-	-	1719	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	1150	50	10,0	ангкльнваль	0,64	6,4	10,0	0,245	0,59	1,08	12,4	1,16	0,905	1,205	40	269,24	7000	Д ₁	-	-	-
20	Блокова 3 (В)	8	IV	К ₁	1400 (2003р.)	100	20,0	ангкльнваль	0,69	13,8	20,0	0,18	0,69	1,07	22,4	1,069	0,82	5,731	-	-	4914	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	2300	100	14,0		0,69	9,66	20,0	0,17	0,69	1,06	24,4	1,055	0,81	4,725	40	189,0	2865	Д ₁	-	-	-
21	Блокова - 1 (ГР)	8	IV	К ₁	800	150	30,0	прирозломна	0,7	2,1	10,0	0,27	0,51	1,07	8,6	1,2	0,96	2,865	-	-	2865	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	1250	150	44,0	ангкльнваль	0,64	28,16	10,0	0,24	0,59	1,07	13,4	1,149	0,90	5,525	40	1026,0	5525	Д ₁	-	-	-
22	Блокова - 2 (ГР)	8	IV	К ₁	2300	100	20,0	ангкльнваль	0,69	52,44	20,0	0,17	0,69	1,06	24,4	1,055	0,81	25,65	-	-	2676	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	725	25	11,0	прирозломна	0,71	7,81	5,0	0,27	0,4	1,07	7,8	1,21	0,93	0,37	-	-	370	Д ₁	-	-	-
52	Геофізична (В)	10	IV	К ₁	1400 (2003р.)	100	18,0	брахантикльнваль	0,59	10,62	20,0	0,22	0,75	1,07	11,8	1,17	0,88	4,355	-	-	4355	Д ₁	-	-	-
23	Бар'єрна - 1 (ГР)	10	IV	К ₁	1250	100	4,0	у складнені розломани	0,69	2,76	10,0	0,22	0,69	1,07	13,4	1,149	0,90	0,581	40	23,24	604	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	1400	100	4,0		0,69	2,76	10,0	0,21	0,69	1,06	14,9	1,130	0,88	0,593	40	23,72	617	Д ₁	-	-	-
24	Бар'єрна - 2 (ГР)	10	IV	К ₁	1550	150	3,0	у складнені розломани	0,69	2,07	5,0	0,20	0,69	1,07	16,6	1,111	0,86	0,226	40	9,04	235	Д ₁	-	-	-
				К _{1,пс}	1800	100	7,0		0,69	4,83	10,0	0,19	0,69	1,08	19,4	1,091	0,85	1,139	-	-	1184	Д ₁	-	-	-
25	Бар'єрна - 3 (ГР)	10	IV	К ₁	1600	100	5,0	у складнені розломани	0,69	3,45	10,0	0,20	0,69	1,07	17,2	1,11	0,86	0,782	40	31,28	813	Д ₁	-	-	-
26	Піденнобар'єрна - 1 (Г)	12	IV (К ₁ , поклялі), 1976	К ₁	675	75	49,0	прирозломна брахантикльнваль	0,7	34,3	10,0	0,28	0,51	1,07	7,2	1,22	0,98	4,216	-	-	4216	Д ₁	Д ₁ -17,5, 8	-	-
				К _{1,пс}	800	150	14,0	кльнваль	0,5	7	10,0	0,24	0,59	1,07	8,6	1,20	0,96	0,982	-	-	982	Д ₁	по IV - 12,3	-	-
27	Білозарайська (Г)	8-12	IV (К ₁)1475;300; 70(28х5) III (К ₂)825;250; 47(29х2,5) II (К ₃)2	К ₁	450	30	2,0	прирозломна	0,7	1,4	5,0	0,29	0,51	1,1	5,0	1,249	1,0	0,065	-	-	65	Д ₁	аномальні типу "пляма"	-	-
				К _{1,пс}	700	75	40,0	брахантикльнваль	0,64	25,6	10,0	0,26	0,59	1,06	7,4	1,21	0,98	3,446	-	-	3446	Д ₁	-	-	-
				К ₁	1100 (2003р.)	100	70,0		0,69	48,3	20,0	0,215	0,69	1,01	13,2	1,14	0,89	19,193	40	767,72	19961	Д ₁	-	-	-
28	Ударна (Г)	8-12	II (К ₂) 500;133,48 км ² I (К ₁) 10,5 км ²	К ₁	625	135	46,0	прирозломна брахантикльнваль	0,64	30,72	10,0	0,26	0,59	1,06	6,6	1,221	0,98	3,722	-	-	3722	Д ₁	-	-	-
				К ₁	1375 (2003р.)	675	125,0		0,69	86,94	20,0	0,22	0,69	1,04	11,4	1,17	0,91	32,765	-	-	32765	Д ₁	-	-	-

№ № на карті рис. 4.2.	Назва структури (об'єкта), родовищ ВВ, В дужках - стан вивченості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання передбачуваного продуктивного горизонту чи ізопіси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд. м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д ₁); С ₃ -категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
29	Олімпійська (П)	6-9	IV (Р ₁); 1450; 830; 215 км ² IIIa (К ₂); 1350; 140; 61 км ² III (К _{ср}); 1350; 680; 217 км ²	К ₁	1225 (2003р.)	170	215,0	прирозломна брахантикліналь	0,69	146,35	15,0	0,24	0,69	1,06	7,4	1,21	0,98	32,366	-	-	32336	Д ₁	Рес. 10,2 (К ₁)	Д ₁ (IV) - 32,3
30	Північноолімпійська (ПР)	7	IV Ia II IV	(N ₁ ¹ - P ₃) _{пк} P ₂ - P ₁ ² K ₁	350 400 850	25 50 100	5,0 4,0 17,0	структура, укладена розломом	0,7 0,64 0,69	3,5 2,56 1,73	7,0 5,0 20,0	0,29 0,27 0,24	0,51 0,59 0,69	1,1 1,05 1,08	4,0 4,2 9,2	1,261 1,26 1,195	1,00 1,00 0,95	0,183 0,108 4,058	-	-	183 108 4058	Д ₁	-	-
143	Східноолімпійська (ПР)	7	Ia II IV	(P ₃ - N ₁ ¹) _{пк} P ₂ - P ₁ ² K ₁	850	50	3,0х1,3	структура, укладена розломом	0,69	2,5	20,0	0,22	0,69	1,08	9,0	1,19	1,0	1,0	-	-	1000	Д ₁	-	-
32	Східнодніпровська (ПР)	7	Ia II IV	(N ₁ ¹ - P ₃) _{пк} P ₂ - P ₁ ² K ₁	500 700 1350	30 120 110	3,8 8,0 8,4	прирозломна антикліналь	0,7 0,64 0,69	2,66 5,12 5,80	5,0 10,0 10,0	0,28 0,26 0,21	0,51 0,59 0,69	1,08 1,06 1,07	5,4 7,4 14,4	1,242 1,21 1,135	1,00 0,98 0,88	0,127 0,689 1,208	-	-	127 689 1256	Д ₁	-	-
33	Східноматроська (ПР)	7	IV	K ₁	1600	50	3,0	прирозломна антикліналь	0,69	2,07	10,0	0,20	0,69	1,06	17,0	1,11	0,86	0,464	40	18,56	483	Д ₁	Рес. 3,2 (К ₁)	-
34	Матроська (Б) Рік підг. - 1979	9-11	II (P ₂ ²) 960; 45; 21,5 км ² IIIa (P) 1025; 10; 18,0 III (K ₂); 1250; 135; 20 IV (K ₁) 1800; 180; 31,0 V (лод.) 1950; 300; 30,0	P ₁ ² - P ₂ K _{1a1} K _{1пс}	1100 1900 2200	110 180 300	31,0 29,0 28,0	прирозломна антикліналь	0,64 0,69 0,69	19,84 20,01 19,32	10,0 15,0 15,0	0,245 0,19 1,17	0,59 0,69 0,69	1,07 1,06 1,06	11,08 20,2 23,4	1,17 1,081 1,06	0,91 0,84 0,82	3,603 7,218 7,117	-	-	3603 7447 7402	Д ₁	Завершена з негативними результатами. Інтерпретація (Д ₁ (IV) - 14,3) результату. Рес. Передб. 3,5 (К ₁)	Розміри: 8 x 3,7 (Iм) 6,5x3,5 (Iм); 8x3,7 (II) 3,6 (II) 14x2,7 (IV) 14x2,7 (IV)
35	Піденноматроська (ПР)	7	IV	K ₁	2200	100	7,6	прирозломна антикліналь	0,69	1,9	15,0	0,17	0,69	1,06	23,0	1,06	0,82	1,5	-	-	1500	Д ₁	-	-
31	Молодіжна (ОБ)	6	II IV	(N ₁ ¹ - P ₃) _{пк} P ₂ - P ₁ ² K ₁	500 650 1300	40 50 150	22,0 12,5 14,0	антикліналь	0,7 0,64 0,69	15,4 8,0 9,66	10,0 10,0 20,0	0,28 0,26 0,215	0,51 0,59 0,69	1,08 1,08 1,06	5,4 7,0 13,8	1,242 1,22 1,14	1,0 0,98 0,96	1,475 1,027 4,329	-	-	1475 1027 4502	Д ₁	Рес. 1,6 (К ₁)	-
36	Надія (ОБ)	7	IV IV	P ₂ - P ₁ ² K _{1a1} K _{1пс}	900 1750 2000	80 70 130	23,0 7,0 5,0	прирозломна антикліналь	0,64 0,69 0,69	14,72 4,83 3,45	10,0 10,0 10,0	0,25 0,11 0,18	0,59 0,69 0,69	1,05 1,06 1,07	9,5 18,6 21,4	1,19 1,096 1,075	0,94 0,85 0,83	2,307 1,126 0,841	-	-	2307 1171 875	Д ₁	Рес. 1,3 (К ₁)	-
149	Надія - 2 (ОБ)	7	IV	K ₁	1950	70	2,0	антикліналь	0,69	1,5	10,0	0,11	0,69	1,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
СКИФСЬКА ПЛИТА. АЗОВСЬКИЙ ВАГ (СЕРЕДНЬОАЗОВСЬКЕ ПІДНЯТТЯ) (ДВ)																								
162	Стрипкове (Р) (важр. в 1964)	9	Ia IV	(P ₃ - N ₁ ¹) _{пк} P ₂	530	30	9x1,3	брахантикліналь	0,69	81,0	15,0	0,22	0,69	1,06	6,0	1,14	0,96	2,5	-	-	2500	Д ₁	Рес. 1,4 (P ₂ - N ₁ ¹) Поч. розв. А+В+С ₁ - На 2003р. С ₁ -1,3, С ₂ - 1,0	3,085 На 2003р. С ₁ -1,3, С ₂ - 1,0
37	Східностріпківська (ПР)	9	II б (P ₂ ¹), 2002 IV	P ₂	-1350	50	14,0	брахантикліналь	0,69	9,8	20,0	0,20	0,69	1,07	14,4	1,135	0,86	0,846	-	-	4083	Д ₁	-	-
146	Дюкєйдова (ПР)	7	IV(T), IV	K ₁	1600	30	17x2,5	антикліналь	0,69	24,0	15,0	0,22	0,69	1,06	17,0	1,11	0,83	8,871	33	292,743	9164	Д ₁	Аномалія типу "плімба"	-
147	Аномальна (ПР)	10	Ia	K ₁	1600	30	18x1,8	брахантикліналь	0,69	10,0	15,0	0,20	0,69	1,06	17,0	1,1	0,8	8,8	-	-	8800	Д ₁	-	-
38	Бортова - 1 (ПР)	11	(P ₃ - N ₁ ¹) _{пк} (P ₂ - N ₁ ¹) _{пк}	K ₁	1600	50	8x1,5 28,0	антикліналь	0,69	6,0	15,0	0,20	0,69	1,06	17,0	1,11	0,83	4,11	-	-	4110	С ₃	-	-
44	Піденностріпківська (ПР)	10	Ia 1979р. IV	K ₁	1300	300	9,0	прирозломна брахантикліналь	0,69	6,0	15,0	0,20	0,69	1,06	13,8	1,14	0,96	2,5	-	-	2500	Д ₁	-	-

№	№ на карті рис. 4.2.	Назва структури (об'єкта), родовищ ВВ. В дужках - стан вичисленості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання продуктивного горизонту чи ізогіпси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, т	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд.м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₃ категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
144	Західнообручівська (ПР)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	ІІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	600	100	5,4х1,8	антиклиналь	0,69	7,0	15,0	0,22	0,69	1,06	6,0	1,11	0,83	0,9	-	-	900	С ₂	-	-		
46	Обручова (В)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	400	25	40,0	куловоїдина	0,74	29,6	5,0	0,30	0,63	1,05	4,2	1,26	0,99	1,465	-	-	1465	С ₂	-	-		
145	Піденнообручова (ПР)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	600	100	35(22х13)	антиклиналь	0,71	24,85	15,0	0,28	0,4	1,08	5,4	1,242	0,97	2,716	-	-	2716	С ₂	-	-		
47	Обручова - 2 (В)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	500	25	7,5х2,5	брахіантиклиналь	0,70	18,2	15,0	0,20	0,5	1,07	5,4	1,2	0,9	1,5	-	-	1500	Д ₁	-	-		
48	Обручова 3 (В)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	400	25	13,0	антиклиналь	0,74	9,62	5,0	0,3	0,63	1,05	4,2	1,26	0,99	0,476	-	-	476	С ₂	-	-		
49	Північноелектро-розвідвальна (ПР)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	500	25	13,0	успенена розломом антиклиналь	0,71	9,23	15,0	0,28	0,40	1,08	5,4	1,242	0,97	1,027	-	-	1027	С ₂	-	-		
50	Електророзвідвальна (В)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	600	25	2,0	антиклиналь	0,74	1,48	5,0	0,29	0,63	1,08	5,4	1,242	0,97	0,086	-	-	86	С ₂	-	-		
51	Вулгова (ПР)	І (N ₁ с), 1974-1975 ІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	N ₁ t	1100	50	3,0	прирозломна брахіантиклиналь	0,59	1,77	10,0	0,22	0,75	1,07	11,8	1,17	0,88	0,363	-	-	363	Д ₁	-	-		
53	Якірна (ПР)	ІІІ (P ₂ -N ₁) ¹ лк	P ₂	900	50	8,0	прирозломна брахіантиклиналь	0,61	4,88	10,0	0,25	0,30	1,07	9,6	1,19	0,90	0,376	-	-	376	Д ₁	-	-		
54	Морська (В)	І, Іа	(N ₁ ¹ -P ₂)лк	700	50	37,0	прирозломна брахіантиклиналь	0,71	26,0	5,0	0,22	0,7	1,06	7,4	1,21	0,94	2,388	-	-	2388	С ₂	-	-		
55	Морська - 1 (Р)	Іа (P ₂ -N ₁)лк	(N ₁ ¹ -P ₂)лк	630	200	16х3	прирозломна брахіантиклиналь	0,7	33,6	5,0	0,22	0,75	1,07	6,7	1,2	0,9	3,700	-	-	3700	С ₂	-	-		
39	Центральна - 2 (ПР)	Іа (P ₂ -N ₁)лк	(P ₂ -N ₁)лк	900	30	16,0	брахіантиклиналь антиклиналь	0,59	3,44	10,0	0,18	0,73	1,07	9,6	1,19	0,90	1,275	-	-	1275	С ₂	-	-		
57	Центральна - 1 (В)	ІV	К	1000 (2003р.)	30	20 (2003р.)	антиклиналь широтного простяг.	0,59	12,0	10,0	0,18	0,73	1,07	10,4	1,18	0,89	1,355	-	-	1355	Д ₁	-	-		
59	Безіменна - 4 (В)	Іа (P ₂ -N ₁)лк	(P ₂ -N ₁)лк	1000 (2003р.)	30	10,0	антиклиналь	0,59	5,9	10,0	0,18	0,73	1,07	10,4	1,18	0,89	0,847	-	-	847	Д ₁	-	-		
60	Жовтнева (Октябрьська) (ПР)	Іа (P ₂ -N ₁)лк	(N ₁ ¹ -P ₂)лк	725	25	12,0	антиклиналь	0,71	8,52	15,0	0,27	0,40	1,00	5,61	1,21	0,93	1,448	-	-	1448	С ₂	-	-		
61	Жовтнева (Октябрьська) (Р)	N ₁ m - Іm N ₁ s - Іs VІ (до кред.)	N ₁ m N ₁ s-p VІ	510 560 1300	25 25 50	13,2 13,2 12(4х3)	антиклиналь (неант. пастка в N ₁ -барова)	0,7 0,7	9,25 9,25	8,5 1,7	0,33 0,26	0,87 0,84	1,03	5,24	1,21	0,9	9,847	-	-	9847	С ₂	-	-		
40	Паденна (В)	І, Іа N ₁ , P ₂ -N ₁ ¹ , ІІІ (K ₂) ІV - K ₁	K ₁ (2003р.) N ₁ ¹ -P ₂ лк K ₂	2000 (2003р.) 840 1290 700	25 25 25	14,0 14,0 2,0	антиклиналь	0,71 0,59 0,7	9,94 9,94 1,18	- 15,0 5,0	- 0,25 0,21	- 0,40 0,75	- 1,09 1,07	- 9,2 13,8	- 1,196 1,15	- 0,91 0,86	- 1,583 0,13	- - -	- - -	- - -	- 1583 130	С ₂ Д ₁	- - -	- - -	
41	Паденна - 1 (ПР)	ІV - K ₁	N ₁ s - P	700	25	14,0	антиклиналь	0,7	10	15,0	0,25	0,6	1,07	8,0	1,1	0,9	4,0	-	-	4000	С ₂	-	-		

№ № на карті рис. 4.2.		Назва структури (об'єктів), родовищ, ВВ, В дужках - стан вивченості (див. в кінці табл. примітки)		Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання передбачуваного продуктивного горизонту чи ізогіпси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, доли одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, ф	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд. м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д ₁); С ₃ -категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
42	Підвешена - 2(ПР)	10	N ₁	N ₂ -P	800	25	14,0	ангіклиналь	0,7	10	15,0	0,25	0,6	1,07	9,0	1,1	0,9	4,0	-	-	-	4000	С ₃	-	-	
65	Невелике	8-10	(P ₃ -N ₁) ₁ тк-Іа	(N ₁ -P ₃) ₁ тк	550	50	18,0	прирозомна	0,71	12,78	10,0	0,28	0,4	1,09	6,0	1,24	0,96	1,022	-	-	1022	С ₃	Рес.1,6 (К ₁)	Газова св.225-Невелика знахідка на Дитській свід.перимкл.Морської-		
	(Небольшое) (P)		N ₁ -I, IV - K ₁	N ₁ 's	-	-	-	браздантиклиналь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	Безіменна - 2 (В)	10	Ia (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1200 (2003р.)	95	105,0	ангіклиналь	0,59	61,95	10,0	0,18	0,73	1,06	11,4	1,17	0,88	3,555	-	-	9555	Д ₁	Рес.1,6 (2003р.)	-		
58	Безіменна - 3 (В)	10	Ia (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1000 (2003р.)	50	20,0	ангіклиналь	0,59	11,8	10,0	0,18	0,73	1,07	10,4	1,18	0,89	1,693	-	-	1693	Д ₁	Рес.1,6 (2003р.)	-		
62	Північноокстрійська (Північноокстрійська)	10	Ім (N ₁ тк)	N ₁ -P	570	25	11,2	браздантиклиналь	0,69	7,8	1,7	0,26	0,8	1,07	11,0	1,175	0,88	0,943	-	-	943	С ₃	Рес.1,4 (P ₃ -N ₁) ₁	-		
148	Фроловська (Об)	8-10	Іс	N ₁ s	950	20	5,2	ангіклиналь	0,69	3,6	5,0	0,3	0,63	1,07	6,2	1,1	0,9	1,0	-	-	1000	С ₃	-	-		
63	Західноазіатська (Об)	11	Іс	P ₂	1000	20	8,0	ангіклиналь	0,69	5,52	10,0	0,25	0,54	1,08	10,8	1,16	0,93	0,883	-	-	883	С ₃	-	-		
68	Північноазіатська (Об)	10	Іс	P ₂	1100	40	8,0	ангіклиналь	0,69	5,52	10,0	0,245	0,54	1,07	11,8	1,17	0,91	0,918	-	-	918	С ₃	-	-		
64	Сигнальне (P)	8-10	Іс, І [*] (P ₃ -N ₁) ₁ тк	N ₁ s, (P ₃ -N ₁) ₁ тк	850	50	28,0	ангіклиналь	0,69	19,6	10,0	0,24	0,5	1,07	9,2	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	
67	Зіркова (Об)	9	ІІ	P ₂	860	30	11,8	куловова	0,61	7,2	10,0	0,25	0,3	1,05	9,0	1,195	0,90	0,533	-	-	533	С ₃	-	-		
66	Лотнева (Февральська (Об))	9	ІV	T	850	10	5,0	куловова	0,59	2,95	10,0	0,18	0,73	1,06	9,0	1,195	0,91	0,379	-	-	379	С ₃	-	-		
75	Б - 52 (Об)	9	Іс	N ₁ s	1000	50	15,0	ангіклиналь	0,61	8,15	10,0	0,25	0,3	1,08	10,8	1,18	0,89	0,778	-	-	778	С ₃	-	-		
76	Прирозомна - 2 (Об)	11	Іа	(N ₁ -P ₃) ₁ тк	630	30	35,4	ангіклиналь	0,71	25,13	10,0	0,28	0,4	1,08	6,8	1,221	0,95	2,22	-	-	2220	С ₃	Рес.2,2 (К ₁)	-		
74	Серебрянська (Об)	9	Іа	(N ₁ -P ₃) ₁ тк	600	300	15,0	куловова	0,71	10,65	5,0	0,28	0,4	1,07	6,4	1,225	0,95	0,444	-	-	444	С ₃	-	-		
73	Проміжкова (Проміжкочувача) (Об)	8-10	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	680	50	8,0	ангіклиналь	0,7	5,5	5,0	0,28	0,4	1,07	7,0	1,2	0,95	0,3	-	-	300	С ₃	-	-		
77	Невідоме (Неизвестное) (P)	9	Іа	(N ₁ -P ₃) ₁ тк	350	20	70,0	прирозомна	0,74	57,8	5,0	0,3	0,63	1,1	4,0	1,26	0,99	2,442	-	-	2442	С ₃	Рес.1,4 (P ₃ -N ₁) ₁	-		
72	Донна (Об)	9	ІІ	P ₂	680	50	29,7	ангіклиналь	0,71	21,09	5,0	0,28	0,4	1,03	7,0	1,22	0,93	0,938	-	-	938	С ₃	-	-		
71	Оxidозалізнянська (Об)	10	ІІ	P ₂	855	45	21,6	ангіклиналь	0,61	13,18	10,0	0,25	0,3	1,05	9,0	1,195	0,91	0,986	-	-	986	С ₃	-	-		
70	Крайова (Об)	8	Іа	P ₂	1100	50	5,6	ангіклиналь	0,69	3,86	10,0	0,245	0,54	1,07	11,8	1,17	0,91	0,642	-	-	642	С ₃	-	-		
78	Західномайська (Західномайська) (Об)	9	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1250	80	11,6	ангіклиналь	0,69	8,0	10,0	0,24	0,54	1,07	13,4	1,149	0,89	1,421	-	-	1421	С ₃	-	-		
79	Майська (Майкопська) (Об)	9	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1300	50	3,0	ангіклиналь	0,69	2,07	7,0	0,24	0,54	1,06	13,8	1,14	0,89	0,263	-	-	263	С ₃	-	-		
80	Західнобойковська (P)	9	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	650	50	10,0	куловова	0,69	7,0	7,0	0,24	0,5	1,07	7,0	1,1	0,9	0,5	-	-	500	С ₃	-	-		
82	Бейковська (P)	9	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	900	220	40,0	ангіклиналь	0,69	3,5	7,0	0,24	0,5	1,07	7,0	1,1	0,9	0,6	-	-	600	С ₃	-	-		
152	Північнобойковська (Об)	9	Іа, ІІ	N ₁ -P ₃ , N ₁ s	900	220	20,0	прирозомна	0,59	23,6	10,0	0,18	0,73	1,07	9,6	1,19	0,90	3,188	-	-	3188	С ₃	-	-		
81	Південнобойковська (Об)	9	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1000	50	24,0	браздантиклиналь	0,69	16,4	5,2	0,28	0,4	1,04	10,4	1,1	0,9	1,00	-	-	1000	С ₃	-	-		
150	Ліманська - 2 (Об)	8	Іа, ІІ	P ₂ , N ₁ 's	900	50	10,0	ангіклиналь	0,69	7,0	5,0	0,24	0,4	1,07	10,2	1,1	0,9	0,5	-	-	500	С ₃	-	-		
151	Північноахтарська (Об)	5	Іа, ІІ	P ₂ , N ₁ 's	500	50	10,0	браздантиклиналь	0,69	7,0	5,0	0,24	0,4	1,07	10,2	1,1	0,9	1,0	-	-	1000	С ₃	-	-		
82	Бейковська (P)	0-5	Іа (P ₃ -N ₁) ₁ тк, ІІ, ІV	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	500	50	25,4	браздантиклиналь	0,69	17,8	10,0	0,2	0,7	1,07	10,2	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	
Альпійська складчаста споруда. Індопохвально-кравовий прогин (південноазовський прогин) (КП)																										
153	Східноахтарська (P)	5-8	VI (2002), P ₃ -N ₁	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	1800	100	33,7	ангіклиналь	0,7	23,6	15,0	0,20	0,69	1,07	19,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Глибина залягання по VI гор. невелика
155	Моноциліна (P)	8-10	ІІІ	(P ₃ -N ₁) ₁ тк	2100	40	4,0	ангіклиналь	0,7	2,8	15,0	0,20	0,69	1,07	22,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	С ₃ -1,0

№	№ на карті рис. 4.2.	Назва структури (об'єктив), родовищ ВВ, В дужках - стан вивченості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання передбачуваного продуктивного горизонту чи ізопіси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозв'язки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кл (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд.м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₂ -категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]		
154	Піденнокомальна (ГР)		8-10	Ia	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	1900	40	9,0	антиклиналь	0,7	6,3	15,0	0,20	0,69	1,07	20,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	С ₂ -2,0	
45	Бортова - 2 (ГР)		11	Ia (P ₂ -N ₁) ¹ /мк	(N ₁ ¹ -P ₂)/мк	750	20	12	структурний ніс	0,71	8,52	10,0	0,27	0,4	1,09	8,2	1,21	0,93	0,849	-	-	849	-	-	-	-	
97	Катенька (ГР)		7	III	K ₂	2050	50	16	кулоподібна складка	0,74	11,2	5,0	0,30	0,63	1,08	3,8	1,26	1,00	0,161	-	-	161	-	-	-	-	С ₂ -1,6
98	Микова (В)		7	N ₁ 1975	N ₁ с	450	50	2,5	антиклиналь	0,74	1,85	5,0	0,28	0,63	1,06	7,4	1,21	0,97	0,142	-	-	142	-	-	-	-	-
				Im (N ₁ m) / 2002	N	-100	25	19,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ik (N ₁ t) / 2002	N ₁ t	-550	350	22,5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia (N ₁ -P ₂)/мк / 2002	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	-750	350	24,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
99	Микова - 1 (В)		7	N ₁ 1978	N ₁ к-с/к	1450	50	10,0	антиклиналь	0,74	7,4	15,0	0,25	0,63	1,07	15,6	1,125	0,87	2,669	-	-	2669	-	-	-	-	-
				Im (N ₁ m) / 2002	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	-1450	100	37,5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ik (N ₁ t) / 2002	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	-1550	50	9,5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100	Микова - 2 (В)		6	N ₁ 1978	N ₁ к-с/к	1530	50	11,0	антиклиналь	0,74	8,14	15,0	0,25	0,63	1,06	16,2	1,115	0,87	3,022	-	-	3022	-	-	-	-	-
				Im (N ₁ m) / 2002	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	-1600	40	7,5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ik (N ₁ t) / 2002	(P ₂ -N ₁) ¹ /мк	-1725	25	3,5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
101	Садноказантинське (Р)		10-12	Im (месис), 1976	N ₁ с	750	50	10	покативна	0,74	7,4	8,0	0,29	0,63	1,07	8,0	1,205	0,97	1,101	-	-	1101	-	-	-	-	-
	(відкриті в 2000р.)			I (N ₁ ¹ -P ₂)/мк	N ₁ с/к	1075	20	15(13)	бразантиклиналь	0,74	11,1	15,0	0,265	0,63	1,06	11,4	1,17	0,92	3,411	-	-	3411	-	-	-	-	-
	підгот. сейсмозв'язкою в 1979-1983р.р.;			Im (N ₁ ¹ -P ₂)/мк / 2002	(N ₁ ¹ -P ₂)/мк	480	25	21,5(8,3,7)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	по Р і К в 1989р.			Im (N ₁ m) / 2002	N ₁ m	1330	30	18,5(6,5х3,5)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Is (N ₁ s) / 2002	N ₁ t	-450	25	21,0		-	-	9,46	0,23	0,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia (N ₁ -P ₂)/мк / 2002		-900	20	17,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia ₁ (N ₁ ¹ -P ₂)/мк / 2002		-1150	20	19,7(6,5х3,5)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia ₂ (N ₁ ¹ -P ₂)/мк / 2002		1325	25	8,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia ₃ (N ₁ ¹ -P ₂)/мк / 2002		-1580	30	11,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ia ₄ (N ₁ ¹ -P ₂)/мк / 2002		-2370	20/70	2,5(5,5)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Ik (N ₁ t) / 2002		-1050	25	4,3(2,7х1,8)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Im (N ₁ m) _{сеп} / 2002		-500	25	13,5(6,1х2,8)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Продовження Дод. А

рес. 3,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
№ № на карті рис. 4.2.		Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання продуктивного горизонту чи ізогіпси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозрозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд.м ³ в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₃ -категорія ресурсів; запаси (С ₁₁ , С ₂) [82]		
83	Літологічно-геологічна (Р) (відрите в 1999)	11	І (к-ск) 900/10; 26,5 км ² Іа (N ₁ -P ₂)/м ² ; 42,6; 450; 50; 9; 2; 1975	N ₁ s, N ₁ sk	750, 950	100, 100	53,0(31,5), 26,5	кулоподібна двізонктивна антикліналь	0,74, 0,74	39,22, 19,91	8,0, 15,0	0,29, 0,27	0,63, 0,63	1,07, 1,07	8,0, 10,2	1,205, 1,181	0,97, 0,94	5,396, 5,666	-	-	-	5360, 5666	С ₃	-	С ₃ - 8,0; в т.ч. по 1 - 6,0	
	підг. по N в 1979-1983р.р.; по Р і К в 1989р.; деталізовано в 2002р.		Іа (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Ів (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Ів ₁ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Ів ₂ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Ів ₃ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 М ₄ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 М ₂ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 М ₁ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 ІІ (N ₁) / 2002 ІІІ (N ₁) / 2002	(P ₂ - N ₁)/м ²	-940, -1075, -1020, -1300, -1275, -1100, -1050, -950, -450	100, 100/120, 145/70, 120/100, 100, 75, 100, 100	37,0, 28,0, 27,0, 23,0, 21,0(6,2x4,3), 22,8(6,2x4,7)	антикліналь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
139	Літологічна (В) і Пд-Зах частинна	11	Іа ₁ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₂ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₃ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₄ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₅ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₆ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₇ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₈ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₉ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002 Іа ₁₀ (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002	(N ₁ -P ₂)/м ²	-1500, -1550, -1650	-	28,67(17,2x2,5), 208,9(48,2x6,5), 25,0(25,0x1,5), 76,67(50,0x2,3), 64,4(46,0x2,1), 92,1(6(28,0x4,8), 183,6(54,0x5,1)	неантиклінальна пастка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
140	Боцманська (ТР) частинна	11	Іа (N ₁ -P ₂)/м ² / 2002	(P ₂ - N ₁)/м ²	-	-	18,0	прирозломна брахіантикліналь	-	12,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	С ₃ - 3,0	
								Літологічна структура має площу 73 км ² ; Літологічна неантиклінальна пастка 262,5 км ²																С ₃ - 20,0		
								на 2003р.: А+В+С ₁ -2,013; С ₂ - 12,653																С ₃ - 3,0		

№ № на карті рис. 4.2.	Назва структур (об'єктів), родовищ ВВ. В дужках - стан вичисленості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання передбачуваного продуктивного горизонту чи ізопіси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв.км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозв'язки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд.м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис.т	Сумарні ресурси, тис.т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (і запаси) ВВ, млрд.м ³ , в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₃ -категорія ресурсів; запаси (С ₁ , С ₂) [82]
107	Західноприбере- жна - 2 (ОБ)	8	Is	N ₁ S	2600	-	23,0	прирозломна антикліналь	0,74	17,0	10,0	0,19	0,63	1,5	39,0	1,03	0,78	8,376	-	-	6376	С ₂	-	-
108	Західноприбере- жна - 3 (ОБ)	8	Is	N ₁ S	2600	-	2,8	прирозломна антикліналь	0,74	2,1	10,0	0,19	0,63	1,5	39,0	1,03	0,78	0,788	-	-	788	С ₂	-	-
109	Західноприбере- жна - 1 (ОБ)	8	Is	N ₁ S	2550	-	13,5	антикліналь	0,74	10,0	10,0	0,19	0,63	1,5	38,2	1,03	0,79	3,721	-	-	3721	С ₂	-	-
110	Південноприбере- жна - 6 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2850	-	9,0	антикліналь	0,74	6,7	10,0	0,17	0,63	2,0	57,0	1,01	0,77	3,181	-	-	3281	С ₂	-	-
111	Південноприбере- жна - 7 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2850	-	6,0	брахіантикліналь	0,74	4,5	10,0	0,17	0,63	2,0	57,0	1,01	0,77	2,136	-	-	2169	С ₂	-	-
112	Південноприбере- жна - 1 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2800	-	50,0	антикліналь	0,74	37,0	10,0	0,17	0,63	2,0	56,0	1,01	0,77	17,258	-	-	17529	С ₂	-	-
113	Південноприбере- жна - 2 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2850	-	10,0	куловова складка	0,74	7,4	10,0	0,17	0,63	2,0	57,0	1,01	0,77	3,513	-	-	3568	С ₂	-	-
114	Південноприбере- жна - 3 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2800	-	10,0	антикліналь	0,74	7,4	10,0	0,17	0,63	2,0	56,0	1,01	0,77	3,452	-	-	3506	С ₂	-	-
115	Південноприбере- жна - 5 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2800	-	2,0	куловова складка	0,74	1,5	10,0	0,17	0,63	2,0	56,0	1,01	0,77	0,700	-	-	711	С ₂	-	-
116	Південноприбере- жна - 4 (ОБ)	8	I	N ₁ kr-ck	2850	-	10,0	антикліналь	0,74	7,4	10,0	0,17	0,63	2,0	57,0	1,01	0,77	3,513	-	-	3568	С ₂	-	-
117	Східнопенджа- цька (ОБ)	8	I	N ₁ S	2700	-	3,0	куловова складка	0,74	2,2	10,0	0,18	0,63	1,5	40,5	1,02	0,78	0,804	-	-	804	С ₂	-	-
118	Геленджикська (ОБ)	7	Is	N ₁ S	1650	60	10,0	брахіантикліналь	0,74	7,4	10,0	0,24	0,63	1,5	24,75	1,104	0,86	2,629	-	-	2629	С ₂	Рес. 9,4/Р ₂	-
119	Берегова (ОБ)	7	Is-P	N ₁ S-P	2000	60	-	куловова складка	-	13,5	-	-	-	-	-	-	-	2,5	-	-	2500	С ₂	-	-
120	Прибережна (Р)	0-7	Is, Ikr-ck	N ₁ S	2200	100	19,7	куловова антикліналь	0,7	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	С ₂	Рес. 56,49/Р ₂ N ₁ /N ₁	-
94	Зойдова 1 (ОБ)	11	Ia	(N ₁ ¹ , P ₂)mk	2200	-	81,0	прирозломна брахіантикліналь	0,5	40,5	10,0	0,19	0,62	1,06	23,4	1,06	0,82	5,705	-	-	10675	С ₂	-	-
85	Геологічна - 1 (ОБ)	11	Ia, IV	K ₁	2550	50	2,5	прирозломна брахіантикліналь	0,65	1,63	5	0,16	0,72	1,05	26,8	1,03	0,78	0,202	-	-	209	Д ₁	-	-
86	Геологічна - 2 (ОБ)	11	Ia, IV	K ₁	2650	50	2,5	прирозломна брахіантикліналь	0,65	1,63	5	0,155	0,72	1,04	27,6	1,024	0,78	0,200	-	-	207	Д ₁	-	-
91	Мирна (ОБ)	11	Ia	(N ₁ ¹ , P ₂)mk	2000	-	25,0	прирозломна структура	0,5	12,5	10	0,20	0,62	1,07	21,4	1,075	0,83	2,96	-	-	3256	Д ₁	-	-
161	Західноприберегова (ОБ)	10	Ip, Im	N ₁ P, N ₁ ² m	-	-	4,0	антикліналь	0,69	2,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Д ₁ -1,0	-	-
141	Південно- залізняцька (ОБ)	10	II	P ₂	-	-	18,0	куловова антикліналь	0,69	12,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Д ₁ -3,0	-	-
69	Залізняцька (ОБ)	10	II	P ₂	1200	30	7,0	куловова складка	0,69	4,83	10	0,24	0,54	1,07	12,8	1,155	0,90	0,833	-	-	833	С ₂	-	-
87	Геологічна - 3 (ОБ)	11	Ia, IV	K ₁	1350	50	9,5	прирозломна антикліналь	0,65	6,18	15	0,22	0,72	1,07	14,4	1,135	0,88	2,110	-	-	2110	С ₂	-	-
88	Геологічна - 4 (ОБ)	11	Ia, IV	K ₁	2550	100	10,0	прирозломна антикліналь	0,65	6,5	15	0,16	0,72	1,05	26,8	1,03	0,78	2,418	-	-	2418	Д ₁	-	-
89	Геологічна - 5 (ОБ)	11	Ia	K ₁	2850	50	2,5	прирозломна антикліналь	0,65	1,53	5	0,16	0,72	1,04	29,6	1,06	0,77	0,201	-	-	208	Д ₁	-	-
93	Фігура (ОБ)	11	Ia	(N ₁ ¹ , P ₂)mk	2000	-	62,0	антикліналь	0,5	31,0	10	0,20	0,62	1,07	21,4	1,075	0,83	7,34	-	-	8074	Д ₁	-	-
89	Геологічна - 5 (ОБ)	11	IV	K ₁	3050	50	3,5	антикліналь	0,65	2,28	8	0,14	0,72	1,04	31,6	0,944	0,76	0,438	-	-	452	Д ₁	-	-
43	Північногеологічна (ОБ)	11-12	Ip (N ₁ P), 1988, Im (N ₁ ¹ , P ₂), P ₂	N ₂ P	450(460)	30	4,0 / 73,5	куловова антикліналь (авандельтові відстані)	0,74	2,96	10	0,29	0,63	1,1	5,0	1,25	0,97	0,328	-	-	328	С ₂	-	-
163	Східноприберегова (ОБ)	10	III	N ₂ ² m	750(620)	40	17,6 / 73,5	брахіантикліналь	0,74	12,95	10	0,28	0,63	1,07	8,0	1,21	0,93	2,056	-	-	2056	С ₂	-	-

№	№ на карті рис. 4.2.	Назва структур (об'єктів), родовищ ВВ, в дужках - стан вичисленості (див. в кінці табл. примітки)	Глибина моря, м	Горизонт та рік підготовки	Індекс передбачуваного покладу	Глибина залягання продуктивного горизонту чи ізогіпси контуру підрахунку площі, м	Амплітуда підняття, м	Площа структури, кв. км	Тип об'єкту (структури) за даними сейсмозвідки	Коефіцієнт заповнення структури, долі одиниці	Площа передбачуваного покладу, км ²	Середня газонасичена товщина передбачуваного продуктивного горизонту, м	Кп (коэф. пористості)	Кг (коэф. газонасиченості)	Кан (коэф. аномальності)	Пластовий тиск (Рпл.), МПа	Поправка на відхилення від закону Бойля - Маріотта, у	Поправка на температуру, f	Ресурси газу, млрд. м ³	Прийнятий газоконденсатний фактор, г/м ³	Ресурси конденсату, тис. т	Сумарні ресурси, тис. т	Категорії ресурсів	Примітки до п.п. 1-23	Сумарні ресурси (I запаси) ВВ, млрд. м ³ в т.ч. по основному горизонту (Д1); С ₃ -категорія ресурсів: запаси (С ₁ , С ₂) [В2]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Альпійська складчаста споруда. Індого-куванський крайовий прогин (південноазовський прогин) (кп)																									
92	Крабова (ОБ)	11	Ia	(N ₁ ¹ - P ₂)mk ₂	2000	50	30,0	прирозломна антиклиналь	0,5	15,0	10	0,20	0,62	1,07	21,4	1,075	0,83	3,552	100	355,2	3907	Д ₁	Була в буринні	-	
90	Геологічна - 6 (ОБ)	11	IV	K ₁	3850	50	5,0	прирозломна куполовидна складка	0,65	3,25	10	0,115	0,72	1,01	39,0	0,93	0,715	0,698	33	23,034	721	Д ₁	-	-	
95	Зойдова - 2 (ОБ)	10	Ia	(N ₁ ¹ - P ₂)mk ₂	2200	50	56,0	прирозломна брахантиклиналь	0,5	29,0	10	0,19	0,62	1,06	23,4	1,060	0,82	6,71	100	671,0	7381	Д ₁	-	-	
96	Зойдова - 3 (ОБ)	10	Ia	(N ₁ ¹ - P ₂)mk ₂	2300	50	63,0	брахантиклиналь	0,5	31,5	10	0,18	0,62	1,06	24,4	1,055	0,81	7,33	100	733,0	8063	Д ₁	-	-	

ПРИМІТКИ: для українського сектору акваторії Азовського моря:

Р - родовища ВВ, Б - родовища і структури (об'єкти) в буринні;

П - підготовлені структури (об'єкти) до глибокого буріння

В - виявлені (перспективні) структури (об'єкти) сейсмозвідкою,

ПР - пронозно-перспективні структури (об'єкти);

Для російського сектору Азовського моря:

Р - родовища ВВ

ОБ - (об'єкти) (структури) не розкласифіковані по рівнях фондів вичисленості.

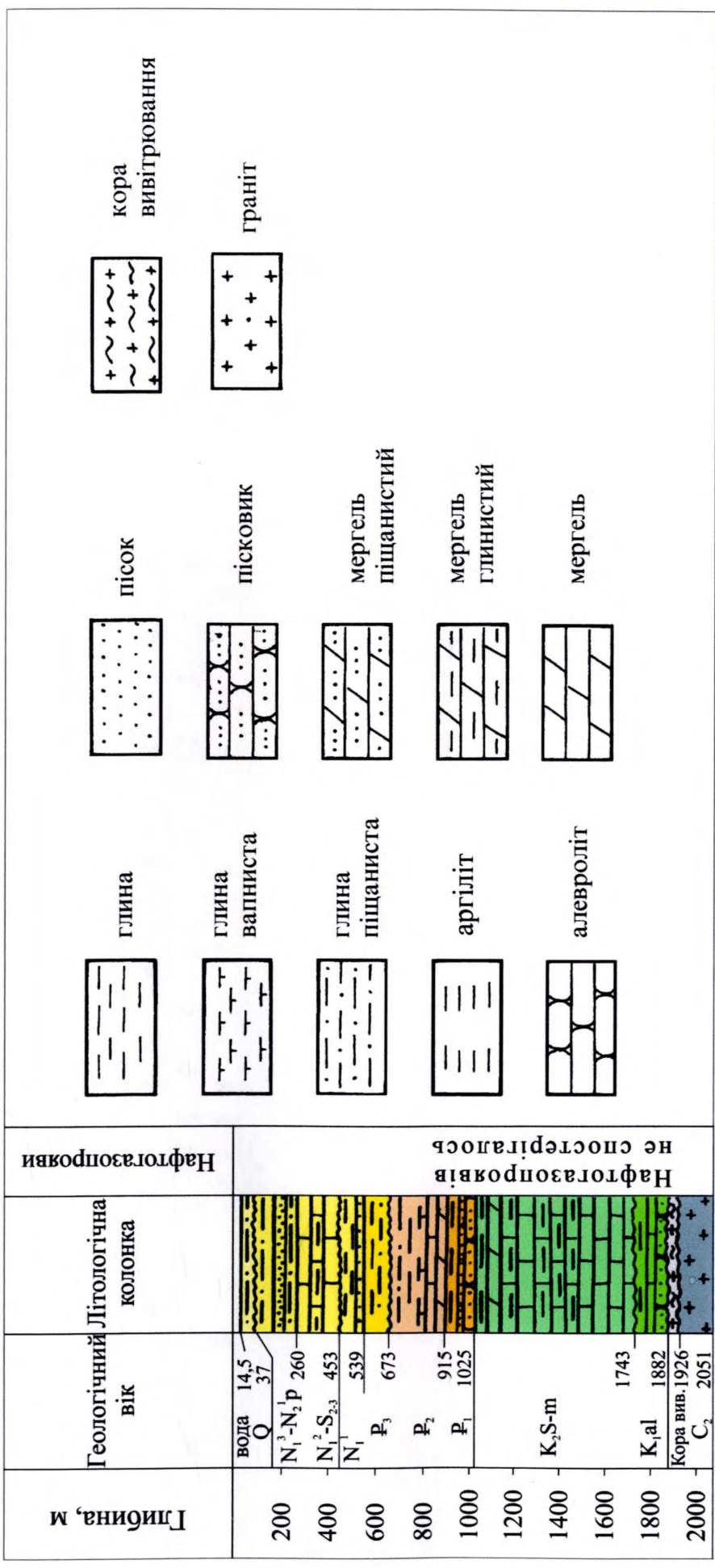
В дужках приведені інші дані, які заслуговують на увагу

Призовське родовище газу (№122) відкрито на Південноукраїнській монокліналі Східноєвропейської платформи на східній (можливо частина

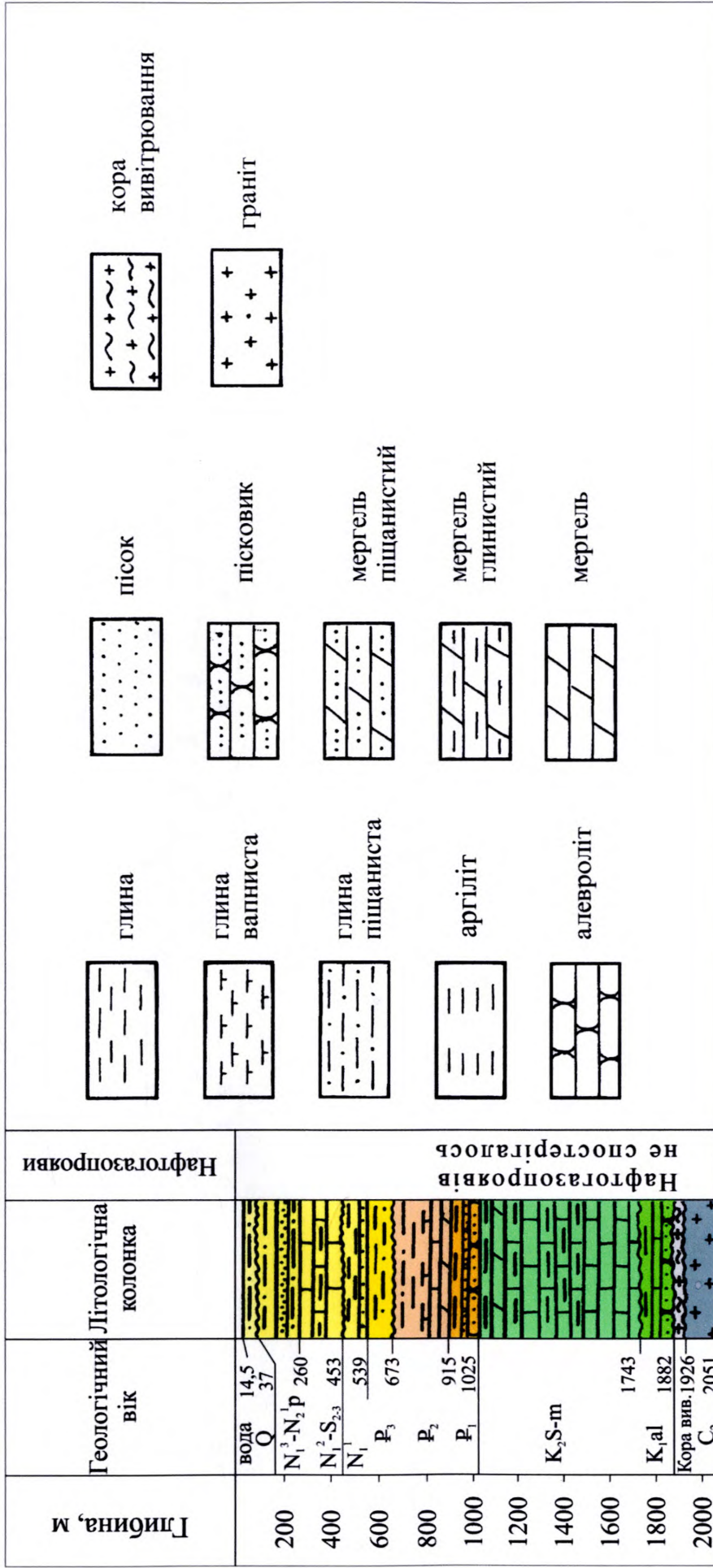
родовища знаходиться в Північноазовському прогині в акваторії, можливе віднесення його до Чингульської складовини+Північноазовському прогину)

(прод. гориз. N₁² к-дк) (розвідані запаси в N) (початкові ресурси 2,26 млрд. м³ газу).

Матроська площа. Розріз свердловини Матроська-1. Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2002

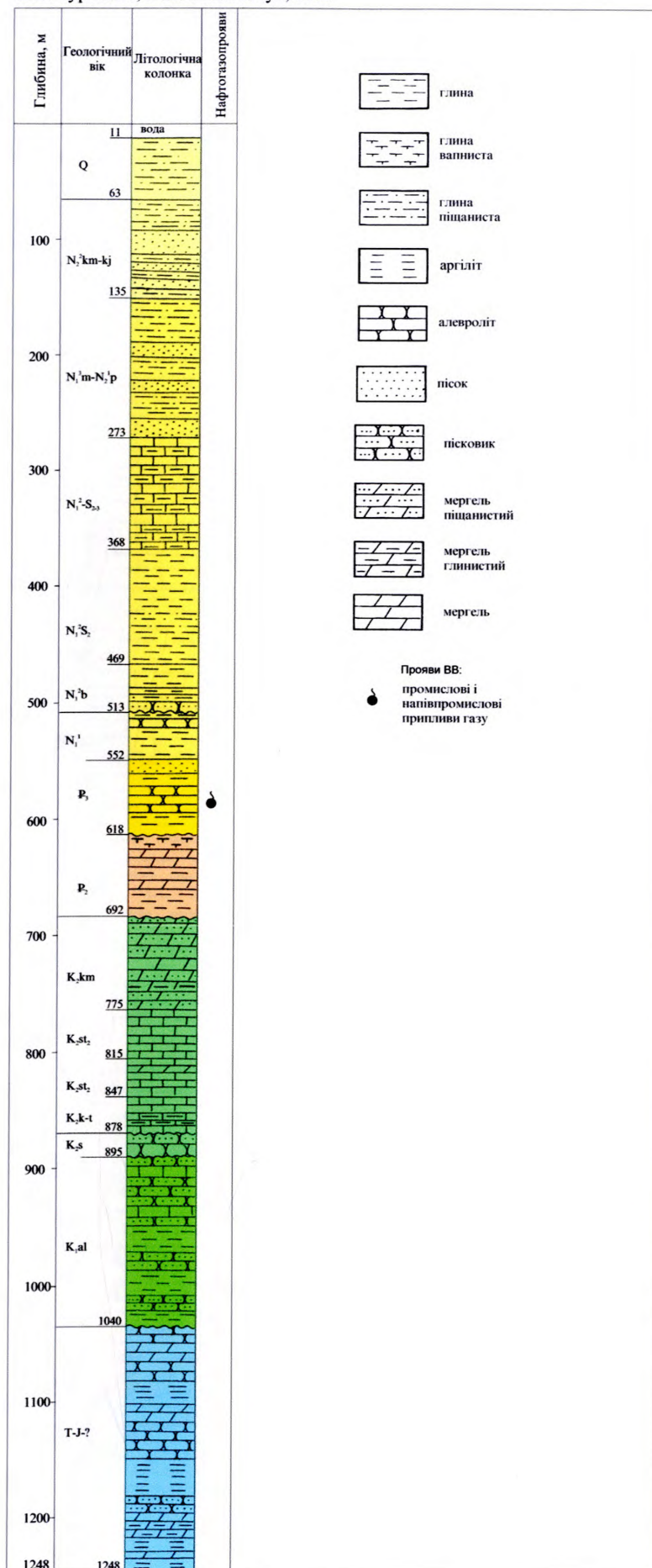


Додаток Б
 Матроська площа. Розріз свердловини Матроська-1. Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2002



Додаток В

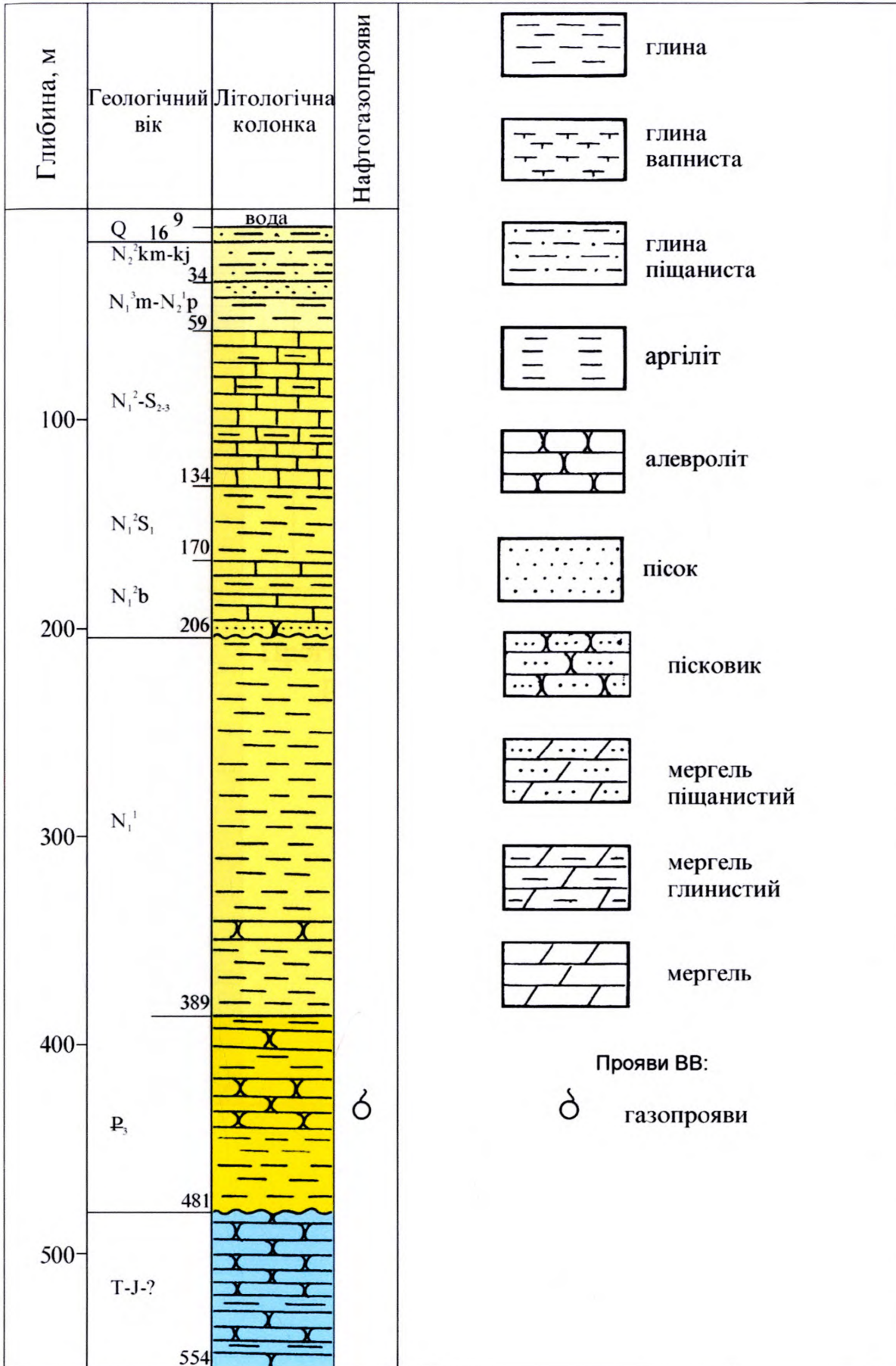
Площа Морська-1. Розріз свердловини Морська-2. Склали: Б.М. Полухтович,
Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



Додаток Д

Площа Обручєва. Розріз свердловини Обручєва-1.

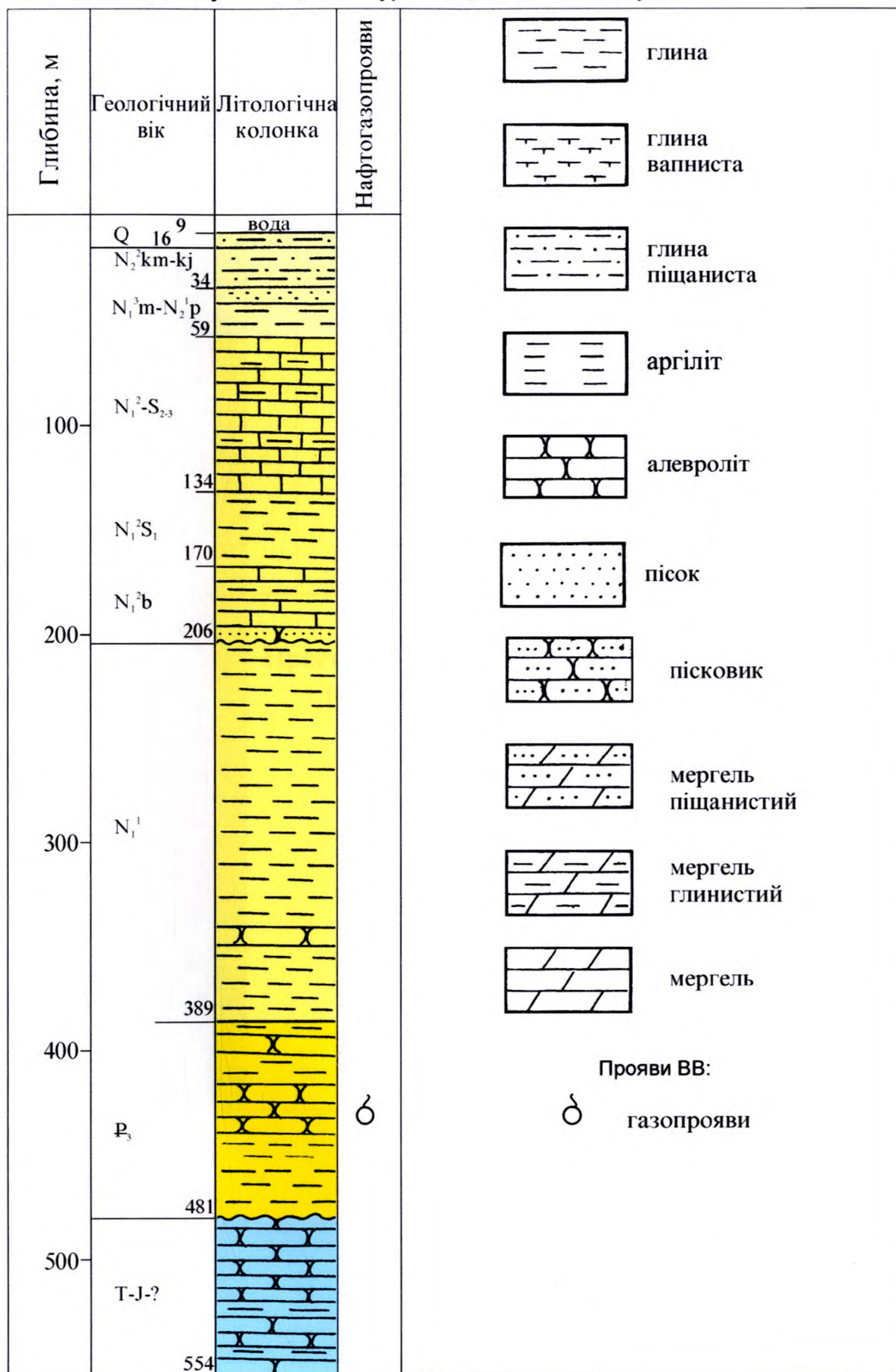
Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



Додаток Д

Площа Обручєва. Розріз свердловини Обручєва-1.

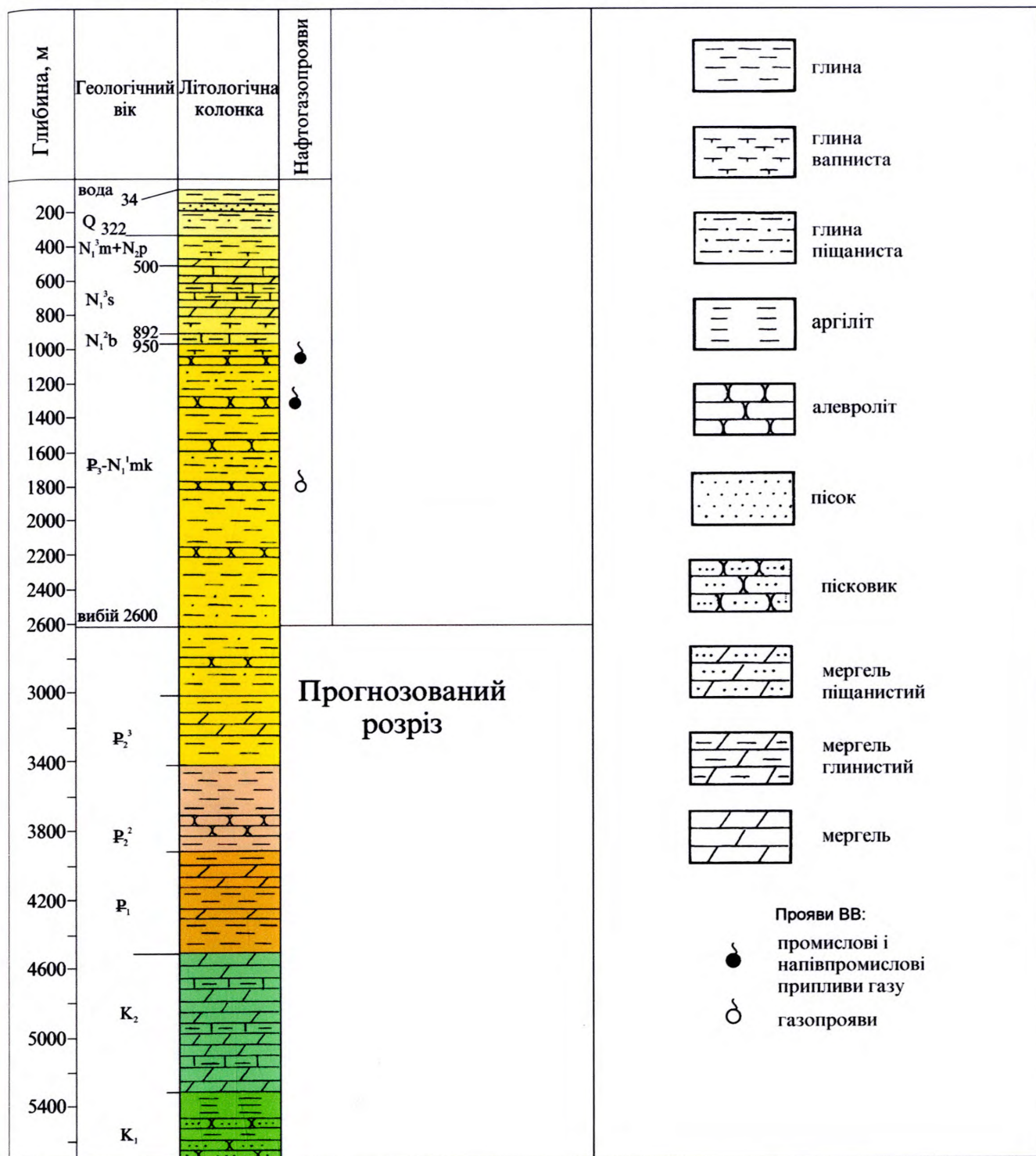
Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



Додаток Е

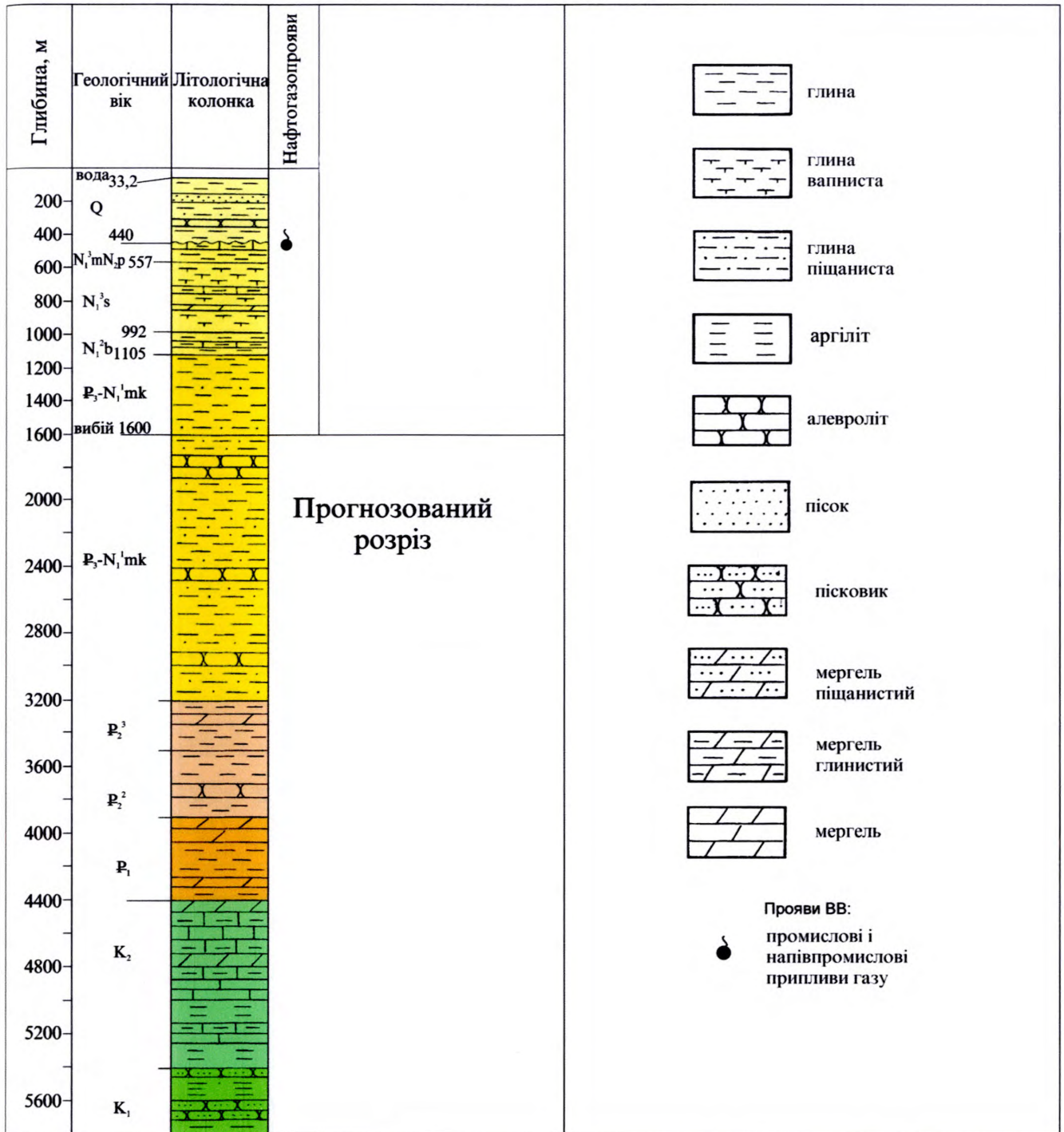
Північноказантипська площа. Розріз свердловини Північноказантипська-3.

Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



Додаток Ж

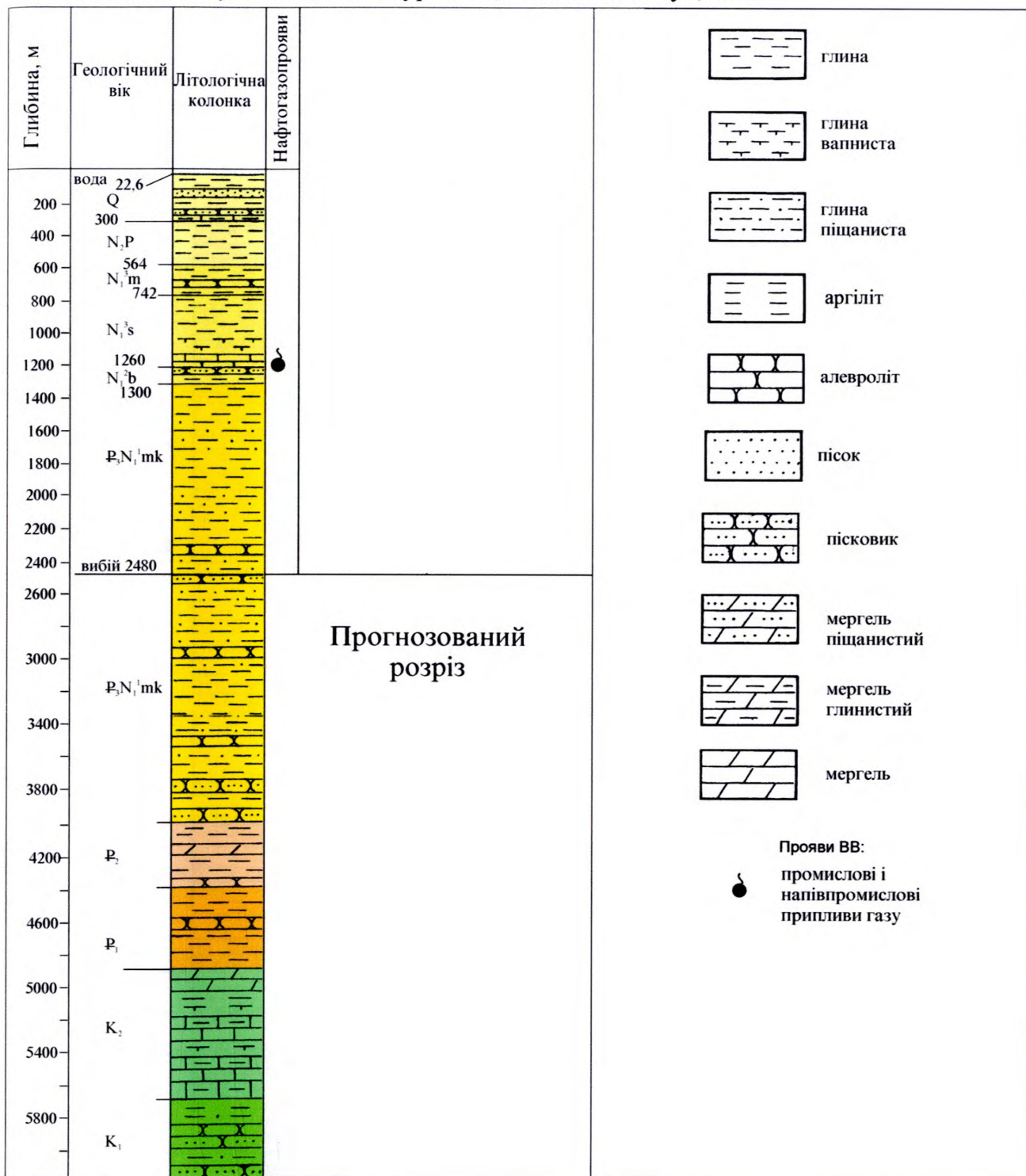
Східноказантипська площа. Розріз свердловини Східноказантипська-1.
Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



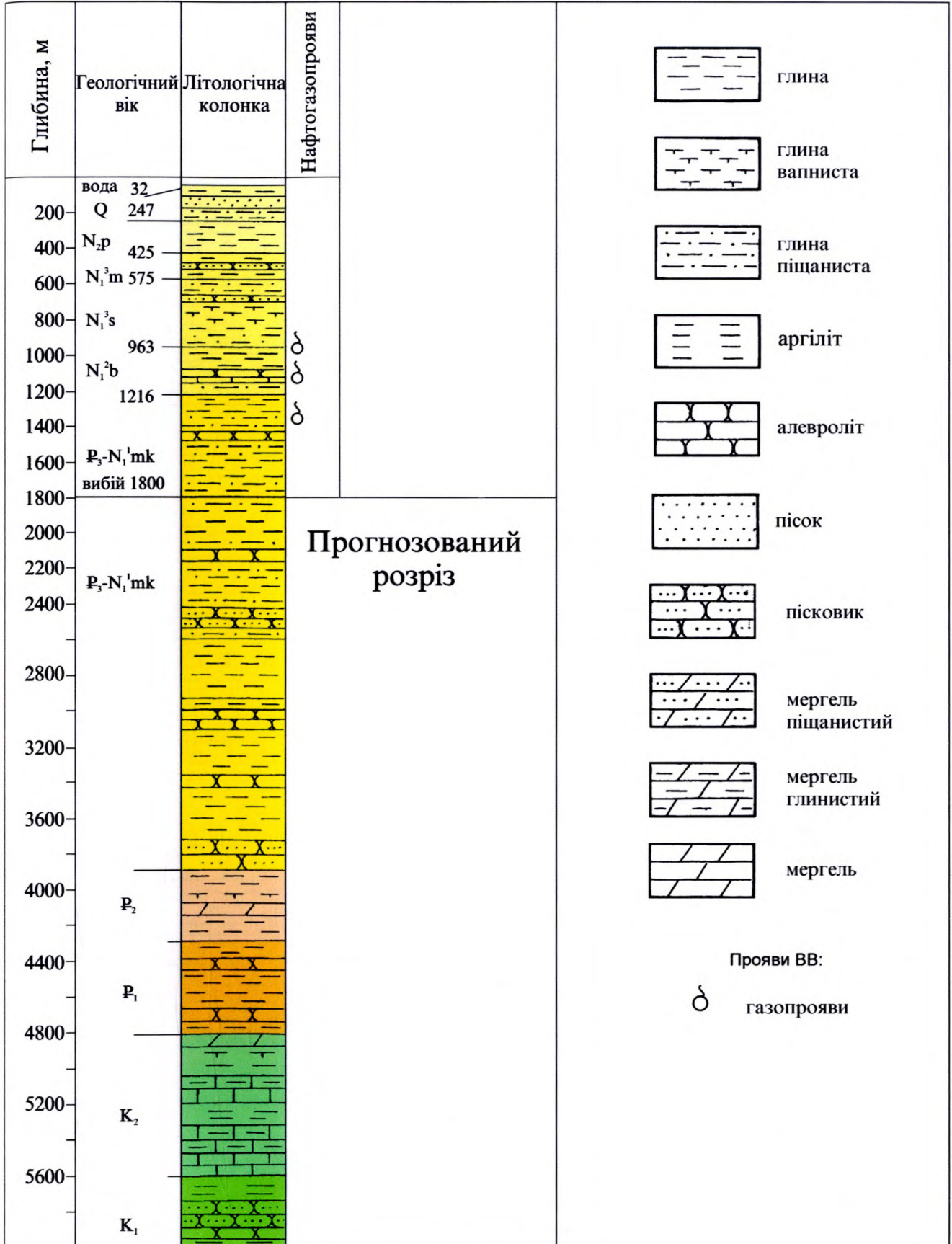
Додаток 3

Північнокерченська площа. Розріз свердловини Північнокерченська-1.

Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003

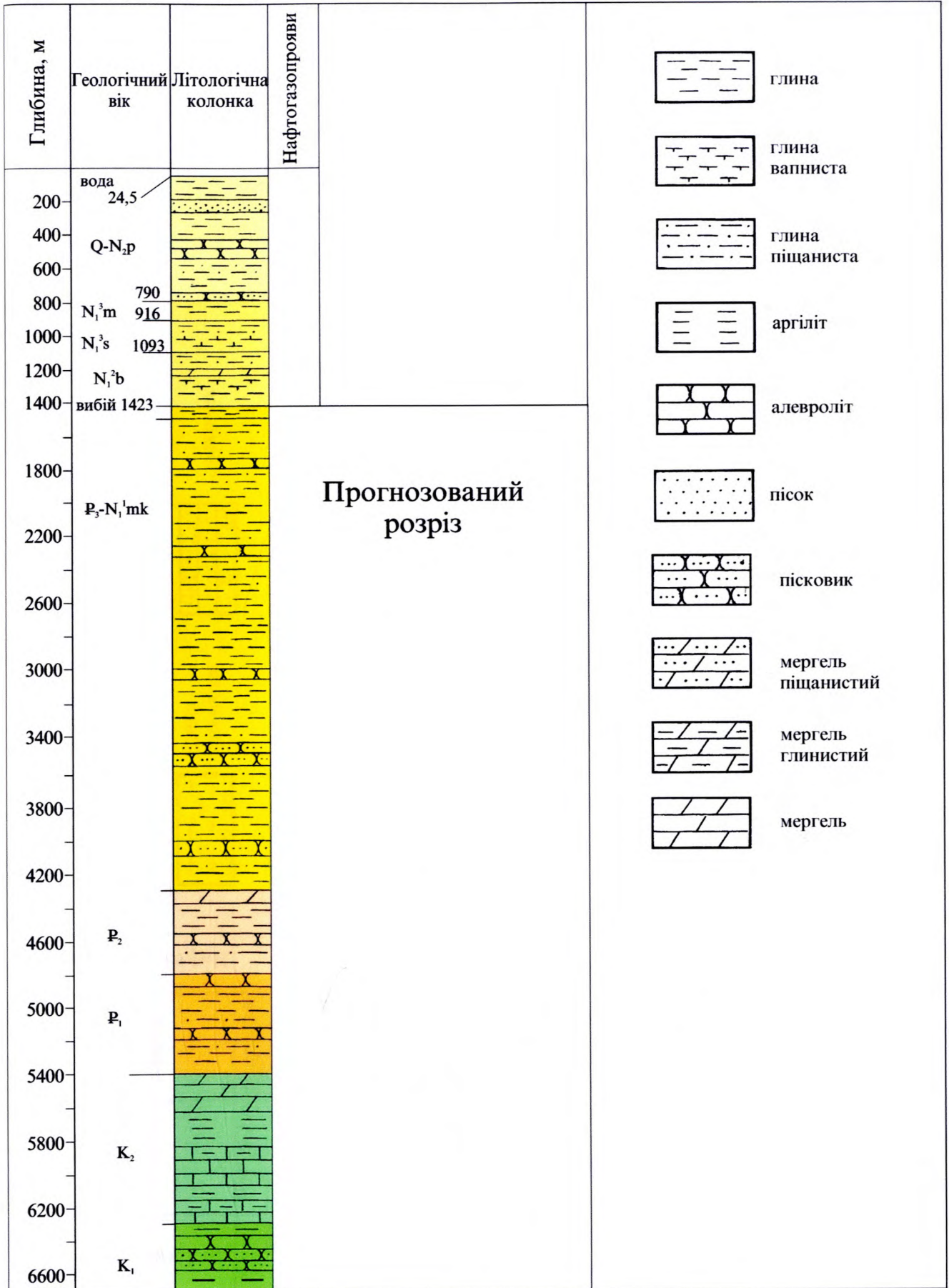


Додаток И
 Північнобулганацька площа. Розріз свердловини Північнобулганацька-2.
 Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003



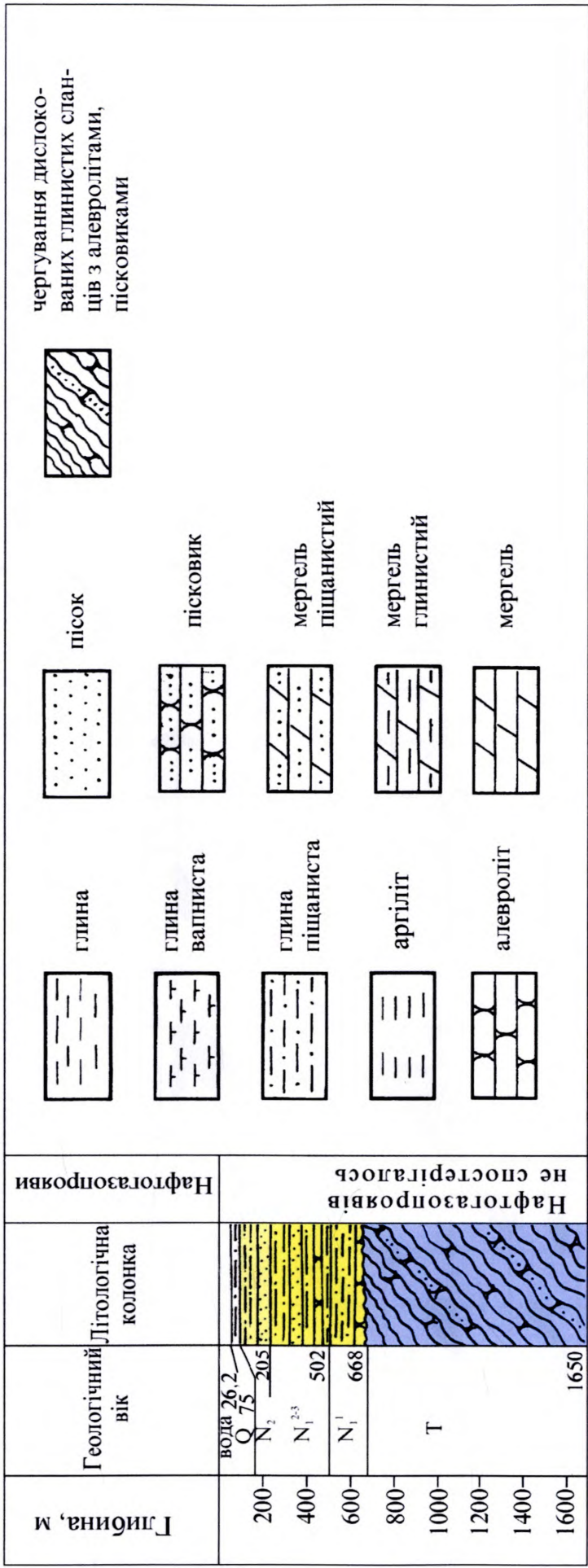
Додаток К

Площа Сейсмозвідувальна. Розріз свердловини Сейсмозвідувальна-2.
Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003

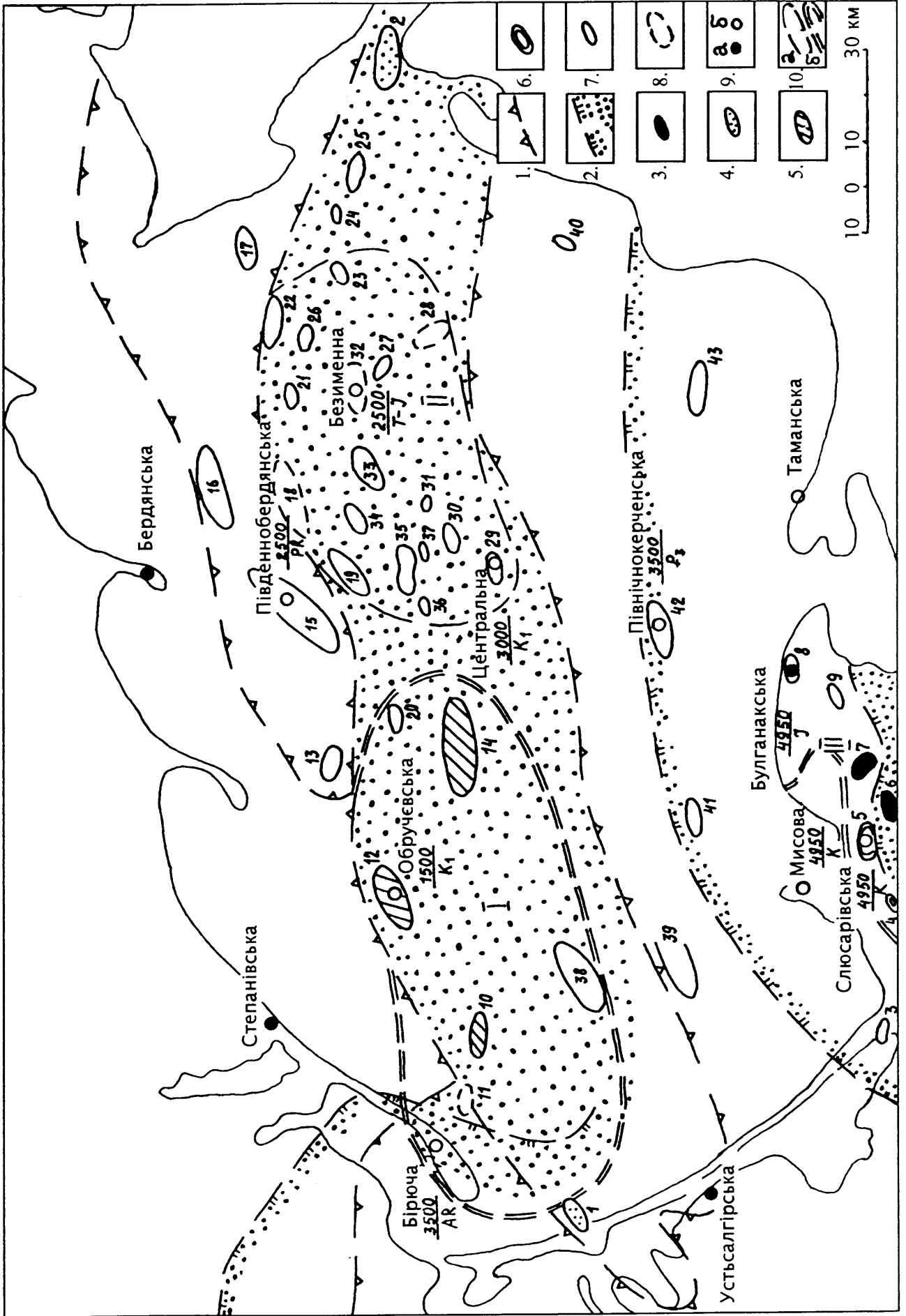


Площа Електророзвідувальна. Розріз свердловини Електророзвідувальна-1. Склали: Б.М. Полухтович, Є.В. Туркевич, П.Я. Максимчук, 2003

Додаток Л1



Додаток Н
Карта основних напрямків геологорозвідувальних робіт станом на 1975 рік за С. М. Захарчуком і Ю. Х. Овчаренком



Додаток П
Список свердловин акваторії Азовського моря
і вибірково оточуючого суходолу

Свердловини на рисунках і додатках: Рис. 2.5., 2.9. – 2.12., 2.21. – 2.23., 2.25., 2.26., 2.28. – 2.32., 2.35., 2.37., 3.2., 3.7. – 3.9., 3.15. – 3.18., 5.3., додатки: Б, В, Е, Ж, З, И, К, Л, М, Н, П

	Ачуєвська-1(вибій 5800 м, горизонт на вибої – юра), свердловина на суходолі, ТС, РФС;
82.	Бейсугська-1 (2134, J ₁₋₂ -Т), покрівля J ₁₋₂ 1369 м, передбачувана поверхня PZ на 3500 м, суходіл КБВ, РФС;
	- 2 (1659, J ₁₋₂ -Т), покрівля J ₁₋₂ 1430 м, передбачувана поверхня PZ на 3700 м, суходіл КБВ, РФС;
	- 3 (1801, Т ₃), покрівля Т ₃ 1431 м, передбачувана поверхня PZ на 3000 м, суходіл КБВ, РФС;
	- 5 (1860, J-Т), покрівля J-Т 1812 м, передбачувана поверхня PZ на 3000 м, (розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ (майкоп), P ₂ , K ₂ , K ₁ , J-Т), суходіл КБВ, РФС;
	- 14 (1650, J-Т), покрівля J- Т 1620, море КБВ, РСАМ;
	- 15 (1730, J-Т), покрівля J- Т 1700, море КБВ, РСАМ;
	- 35 (1550, J ₁ -Т), покрівля J ₁ -Т 1495 м, (розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁ , Т – J ₁), море, КБВ, РСАМ. Крім того, в морі на цій площі пробурені свердловини: 25, 30, 40, розрізи перших двох співпадають з св. 14 і 15, а третьої з св. 35;
	Бердянська-1 (1270, AR-PR) (Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , K, AR-PR), суходіл, ПАМ/ПАП, УС;
	Березанська-200 (4004, Т) (розріз: Q+N ₂ , Nm, N _{1s} , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁ , Т ₃), суходіл, КБВ, РФС;
	- 15 (2730, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2690, суходіл, КБВ, РФС;
	- 3 (2661, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2621, суходіл, КБВ, РФС;
	- 6 (2601, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2580, суходіл, КБВ, РФС;
	- 12 (2680, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2600, суходіл, КБВ, РФС;
	- 21 (2700, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2580, суходіл, КБВ, РФС;
	- 22 (2788, Т ₃), покрівля Т ₃ з 2748, суходіл, КБВ, РФС;
	Брюховецька-3 (3486, Т), покрівля Т 3113 м, передбачувана поверхня PZ на 3650 м, суходіл, ТС, РФС;
	- 2 (3556, Т), покрівля Т 3294 м, передбачувана поверхня PZ на 3460 м, суходіл, ТС, РФС;
	- 1 (3374, Т), покрівля Т 3274 м, передбачувана поверхня PZ на 3400 м, суходіл, ТС, РФС;
	Булганацька-1 (4750, P ₁₋₂) (Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₁₋₂), суходіл, ІКП, КП, УС;
	Ведмедівська (Медведівська)-2 (6320 м, Т), покрівля Т 5188, передбачувана поверхня PZ на 6720 м, (Q+N ₂ +N ₁ ² (1530), P ₃ -N ₁ ¹ (850), P ₂ (550), P ₁ (650), K ₂ (600), K ₁ (450), J _{3t} (400), J ₁₋₂ (150)), суходіл, ТС, РФС;
	Воронцівська-1 (2240, K ₁), (Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁), суходіл, ЄЄП, РФС;
	Владиславівська-18 (540, P ₃ -N ₁ ¹), суходіл, МГК, УС;
	Генічеська-5 (3233, PZ), розкрито: Q-N ₂ (0-277), P ₃ -N ₁ ¹ (277-877), P ₂ (877-1211), P ₁ (1211-1421), K ₂ (1421-2619), K ₁ (2619-2694), J (J ₂ ?) (2694-2910), PZ (2910-3233), суходіл, ГД, УС;
	Геологічна-258 (2100, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q-N ₁ ² , N ₂ ¹ p, N ₁ ³ m, N ₁ ²⁻³ s, N ₁ ² кг-ськ, P ₃ -N ₁ ¹), море, ТС, РСАМ;

	Горностаївська-5 (4750, K ₂), розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ -P ₁ , K ₂ , суходіл, МГК, УС;
50.	Електророзвідувальна-1 (1650, Т- J), Т- J з 668, розкрито: Q+меотіс (0-168), верх. серед. сармат (168-455), N _{1t} 455-500, P ₃ -N ₁ ¹ 500-668, J-Т (668-1650), море, АВ, УСАМ;
80.	Західнобейсугська-1 (1770, J-Т), розкрито: Q-кп-к _j (0-230), N ₂ ¹ р (230-340), N _{1m} (340-448), N _{1s} (448-682), N _{1кп} (682-753), P ₃ -N ₁ ¹ (753-1064), P ₂ (1064-1201), K ₁ (1201-1252), J-Т (1252-1770), море, КБВ, РСАМ;
	- 2 (1800, J-Т), розкрито: Q-N ₂ к _j (0-122), N ₂ к _m (122-286), N ₂ ¹ р (286-420), N _{1m} (420-500), N _{1s} (500-680), N _{1кп} (680-708), N _{1кп} (708-792), P ₃ -N ₁ ¹ (792-1084), хадум (1084-1109), P ₁ інк. (1109-1218), K ₂ (1218-1240), K ₁ (1240-1390), J-Т (1390-1800), море, КБВ, РСАМ;
	- 3 (1660, J-Т), розкрито: Q-N ₂ ²⁻³ , N ₂ ² к _m , N ₂ ¹ р, N ₁ ³ м, N ₁ ²⁻³ с, N ₁ ² кп-к _p , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , K ₂ , K ₁ , J-Т, море, КБВ, РСАМ;
	- 205 (1600, Т- J), Т- J з 1250, розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , J-Т, море, КБВ, РСАМ;;
	- 206 (1605, Т- J), Т- J з 1500 м, розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁ , Т- J, море, КБВ, РСАМ;
	- 211 (1600, Т- J), Т- J з 1114 м, розкрито: Q-N ₂ к _j (0-128), N ₂ к _m (128-270), N ₂ ¹ р (270-450), N _{1m} (450-490), N _{1s} (490-631), N _{1кп} (631-658), N _{1кп} (658-744), P ₃ -N ₁ ¹ (744-1000), хадум (1000-1015), P ₂ (1015-1114), K ₁ (1114-1600), море, КБВ, РСАМ;
131.	Канівська-12 (1780, J-Т), J-Т з 1760 м, розкрито: Q-N ₂ (0-760), P ₃ -N ₁ ¹ (760-1160), P ₂ (1160-1390), K ₂ (1390-1680), K ₁ (1680-1760), Т- J (1760-1780), суходіл, КБВ, РФС;
	- 8 (2000, Т), Т з 1980 м, передбачувана поверхня PZ на 3200 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 10 (2000, Т), Т з 1980 м, передбачувана поверхня PZ на 3300 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 15 (2200, Т), Т з 2180 м, передбачувана поверхня PZ на 3200 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 16 (2213, Т), Т з 2086 м, випробув. фундаменту (Т): 2182-2120 м, 2094-2148: води 30 м ³ /д, газу 80 тис. м ³ /д, конденсату 3,6 м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
	- 22 (2350, J-Т), J-Т з 2300 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 35 (1700, Т), покр. Т з 1652 м, випробув. фундаменту (Т): 1656-1690 м: газу 270,2 тис. м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
	- 45 (2904, Т), покр. Т з 2140 м, випробув. фундаменту (Т): 2306-2336 м: газу 115 тис. м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
	- 46 (1800, Т), покр. Т з 1690 м, випробув. фундаменту (Т): 1720-1750 м: газ, суходіл, КБВ, РФС;
	- 52 (4002, Т), покр. Т з 2116 м, випробув. фундаменту (Т): 2117-2130 м: газу 150 тис. м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
	- 60 (2980, J-Т), J-Т з 1670 м, передбачувана поверхня PZ на 3050 м, розкрито: P ₁ (0-400), понт (400-500), меотіс (500-580), сармат (580-730), караган (730-810), P ₃ -N ₁ ¹ (810-1240), P ₂ (1240-1360), K ₂ (1360-1510), K ₁ (1510-1670), Т- J (1670-2980), суходіл, КБВ, РФС, склепінна частина;
92.	Крабова (Геологічна)-1. Розріз ідентичний св. Геологічна-258 (2100 м, P ₃ -N ₁ ¹), розкриті: Q-N ₂ ²⁻³ , N ₂ ¹ р, N ₁ ³ м, N ₁ ²⁻³ с, N ₁ ² кп-к _p , P ₃ -N ₁ ¹ , море, ТС, РСАМ, умови неоптимальні;
	Краснодарська-1 (4342, P ₃ -N ₁ ¹), Q-N ₂ -N ₁ ² (0-2800), P ₃ -N ₁ ¹ (2800-4342 м), передбач.: товщина повна майкопу 2200 м, покр. Т з 8142 м, PZ з 9200 м, суходіл, ЗКЗ, РФС
132.	Криловська-2 (2466, Т) покр. Т з 2374 м, передбач. PZ на 4050 м, розкрито: Q-N ₂ (0-600), P ₃ -N ₁ ¹ (600-1000), P ₂ (1000-1350), P ₁ (1350-1550), K ₂ (1550-2075), K ₁ (2075-2374), Т (2374-2466), повний Т (2374-4750), передбач. PZ з 4750 м, суходіл, ІЗ, РФС;
	- 3 (2320, К- J ₁₋₂), передбач. Т з 2420, а PZ на 4050 м, суходіл, ІЗ, РФС;

	- 4 (2520, Т), Т з 2450, передбач. PZ на 4050 м, розкрито: Q-N ₁₋₂ ¹ (0-580), P ₃ -N ₁ ¹ (580-940), P ₂ (940-1300), P ₁ (1300-1557), K ₂ (1570-2170), K ₁ (2170-2420), Т (2420-2520), повний Т (2450-4050), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 5 (2502, Т), Т з 2430, передбач. PZ на 4230 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-800), P ₃ -N ₁ ¹ (800-1130), P ₂ (1130-1480), P ₁ (1480-1680), K ₂ (1680-2230), K ₁ (2230-2430), Т (2430-2502), передбач. повний Т (2430-4230), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 9 (2490, Т), Т з 2450, передбач. PZ на 4100 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-650), P ₃ -N ₁ ¹ (650-1000), P ₂ (1000-1350), P ₁ (1350-1600), K ₂ (1600-2150), K ₁ (2150-2450), Т (2450-2490), передбач. повний Т (2450-4100), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 12 (2474, Т), Т з 2428, передбач. PZ на 3920 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-750), P ₃ -N ₁ ¹ (750-1070), P ₂ (1070-1470), P ₁ (1470-1720), K ₂ (1720-2220), K ₁ (2220-2420), Т (2428-2474), передбач. повний Т (2428-3920), суходіл, ІЗ, РФС. Випробовування: 2430-2440 м: газ: 325 тис. м ³ /д, конденсат: 7,2 м ³ /д;
	- 13 (2495, Т), Т з 2405, передбач. PZ на 3750 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-750), P ₃ -N ₁ ¹ (750-1060), P ₂ (1060-1460), P ₁ (1460-1710), K ₂ (1710-2205), K ₁ (2205-2405), Т (2405-2495), передбач. повний Т (2405-3750), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 20 (2623, K-J ₁₋₂), Т з 2780 (передбачено), передбач. PZ з 4200 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-700), P ₃ -N ₁ ¹ (700-1050), P ₂ (1050-1380), P ₁ (1380-1650), K ₂ (1650-2170), K ₁ (2170-2550), K-J ₁₋₂ (2550-2623), повна товщ. K-J ₁₋₂ (2550-2780), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 35 (3504, Т), Т з 2540, передбач. PZ з 4150 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-740), P ₃ -N ₁ ¹ (740-1090), P ₂ (1090-1440), P ₁ (1440-1690), K ₂ (1690-2240), K ₁ (2240-2540), Т (2540-3504), повний Т (2540-4150), суходіл, ІЗ, РФС;
	- 50 (2467, Т), Т з 2450, передбач. PZ з 4750 м, суходіл, ІЗ, РФС;
	- 60 (2532, Т), Т з 2350, передбач. PZ з 5350 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-600), P ₃ -N ₁ ¹ (600-1000), P ₂ (1000-1350), P ₁ (1350-1600), K ₂ (1600-2150), K ₁ (2150-2350), Т (2350-2532), повний Т (2350-5350), суходіл, ІЗ, РФС;
	Кугоєйська-1 (2810, AR ₂ -PR ₁), AR ₂ -PR ₁ з 2800 розкрито: Q- N ₂ (0-550), P ₃ -N ₁ ¹ (550-850), P ₂ (850-1200), P ₁ (1200-1500), K ₂ (1500-1850), K ₁ (1850-2100), K-J(?) (2100-2800), AR ₂ -PR ₁ (2800-2810 (вибій), суходіл, РВ УЩ, РФС;
	Куцівська-7 (1519, AR ₂ -PR ₁), AR ₂ -PR ₁ з 1510 розкрито: Q- N ₁ ² (0-400), P ₃ -N ₁ ¹ (400-600), P ₂ (600-950), K ₂ (950-1400), K ₁ (1400-1519), суходіл, РВ УЩ, РФС;
	Леб'яжа-1 (2960, Т), Т з 2660, передбач. PZ на 5450 м, розкрито: Q-N ₁ ² (0-960), P ₃ ¹ (960-1460), P ₂ (1460-1960), P ₁ (1960-2060), K ₂ (2060-2360), K ₁ (2360-2660), Т (2360-5450), суходіл, ІЗ, РФС;
	Ленінградська-2 (2563, Т), Т з 2450, передбач. PZ на 3140 м, розкрито: Q-N ₁₋₂ (0-800), P ₃ -N ₁ ¹ (800-1150), P ₂ (1150-1650), P ₁ (1650-1950), K ₂ (1950-2300), K ₁ (2300-2540), Т (2540-3140) передбач., суходіл, ІЗ, РФС;
	- 3 (2668, Т), Т з 2643, передбач. PZ на 3100 м, розкрито: Q-N ₁₋₂ (0-875), P ₃ -N ₁ ¹ (875-1175), P ₂ (1175-1700), P ₁ (1700-1975), K ₂ (1975-2325), K ₁ (2325-2643), Т (2643-3100) передбач., суходіл, ІЗ, РФС;
	- 10 (2309, Т), Т з 2300, передбач. PZ на 4300 м, розкрито: Q-N ₁₋₂ (0-600), P ₃ -N ₁ ¹ (600-900), P ₂ (900-1400), P ₁ (1400-1600), K ₂ (1600-2100), K ₁ (2100-2300), Т (2300-4300) передбач., суходіл, ІЗ, РФС;
125.	Малобабчицька-6 (272, N), суходіл, ІКП, УС;
34.	Матроська-1 (2074, С ₂), Ткв з 1882, PZ (С ₂) з 1926, розкрито: Q (0-37), N ₁ ³ - N ₂ ¹ р (37-260 N ₂ ¹ s ₂₋₃ (260-453), P ₃ -N ₁ ¹ (453-673), P ₂ (673-915), P ₁ (915-1025), K ₂ (1025-1743), K ₁ (1743-1882, (тріас або кора вивітрювання палеозойського фундаменту) (1882-1926), С ₂ (1926-2074), море, ПАП/АВ (СП/СЄП), УСАМ; є колектор в K ₁ , одержано 360 м ³ /д води з докрейдяного фундаменту;
	Мигутинська-2 (2803, Т), Т з 2400, передбач. AR ₂ -PR ₁ на 3650 м, Q-N ₁₋₂ (0-750), P ₃ -N ₁ ¹ (750-1100), P ₂ (1100-1450), P ₁ (1450-1700), K ₂ (1700-2100), K ₁ (2100-2400), Т (2400-2803), повний Т (2400-3650), AR ₂ -PR ₁ (3650-), суходіл, КД, РФС;

	- 1 (2812, T), T з 2300, передбач. AR ₂ -PR ₁ на 3600 м, Q-N ₁₋₂ ¹ (0-700), P ₃ -N ₁ ¹ (700-1050), P ₂ (1050-1400), P ₁ (1400-1600), K ₂ (1600-2000), K ₁ (2000-2300), T (2300-2803), повний T (2300-3600), AR ₂ -PR ₁ з 3600, суходіл, КД, РФС;
	- 3 (2812, T), T з 2800, передбачається PZ на 4700 м, розкрито: Q-N ₁₋₂ ¹ (0-700), P ₃ -N ₁ ¹ (700-1050), P ₂ (1050-1400), P ₁ (1400-1600), K ₂ (1600-2200), K ₁ (2200-2800), T (2800-2812), повний T (2800-4700), PZ з 4700, суходіл, КД, РФС. Свердловина розташована в ІЗ СП. Межа між СП і ССП знаходиться в 0,5 км на північний захід від №3;
	Мисова-1 (420, N), ІКП, суходіл, УС;
	Мишастівська-1 (5700, J ₂), передбач. T-J з 5950, PZ на 6700 м; розкрито: Q-N ₁ ² (0-2000), P ₃ N ₁ ¹ (2000-2850), P ₂ (2850-3300), P ₁ (3300-3900), K ₂ (3900-4300), K ₁ (4300-4800), J ₃ (4800-5700), передбачено J ₂ (5700-5950), T-J (5950-6700), PZ з 6700, південь ТС, суходіл, РФС;
	Морівська-2 (2350, PZ), розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁ , PZ, суходіл, ССП, РФС;
	- 1 (2400, AR ₂ -PR ₁), AR ₂ -PR ₁ з 2300 розкрито: Q- N ² (0-850), P ₃ -N ₁ ¹ (850-1100), P ₂ (1100-1500), P ₁ (1500-1600), K ₂ (1600-2100), K ₁ (2100-2300), AR ₂ -PR ₁ (2300-), суходіл, ССП, РФС;
55.	Морська-1, св. 2 (1248 (1260), T- J?), T-J, з 1040, розкрито: Q (0-63), N ₂ ² км-кј (63-135), N ₁ ³ m-N ₂ ¹ p (135-273), N ₁ ² s ₂₋₃ (273-368), N ₁ ² s ₂ (368-469), N ₁ ² v (469-513), P ₃ -N ₁ ¹ (513-618), P ₂ (618-692), K ₂ (692-895), K ₁ (895-1040), T-J (1040-1248 (1260)), море, АВ, УСАМ;
	Мошкарівська-1 (4700, K ₁) розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ N ₁ ¹ , P ₂ , P ₁ , K ₂ , K ₁ , суходіл, МГК, УС;
65.	Невелика-225 (902 (923), T- J?), T-J, з 735, розкрито: Q-км-кј (0-80), N ₂ ¹ p (80-132), N ₁ m (132-260), N ₁ t-s ₁ (260-500), P ₃ -N ₁ ¹ (500-696), P ₂ (696-735), T-J (735-902 (923)), море, АВ, УСАМ;
	- 224 (980, T- J), T-J, з 770 м, розкрито: Q-N ₂ ²⁻³ , N ₂ p, N ₁ ³ m, N ₁ ² s, N ₂ ¹ кг-кп, P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , T- J, море, АВ, РСАМ;
	- 223 (950, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q-км (0-100), N ₂ ¹ p (100-176), N ₁ m (176-310), N ₁ s (310-490), N ₂ ¹ кп-кп (490-552), P ₃ -N ₁ ¹ (552-950), море, АВ, РСАМ;
77.	Невідома-285 (1200, T- J), T-J з 965 м, розкрито: Q-N ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , T- J ₁ , море, КБВ, РСАМ;
	- 286 (1000, T- J), T-J, з 925 м, розкрито: Q-N ₁ ² , P ₃ -N ₁ ¹ , P ₂ , T- J ₁ , море, КБВ, РСАМ;
	Нижньогірська-6 (3207, PR-PZ), PR (PZ) з 2745, розкрито: N (0-388), P ₃ -N ₁ ¹ (388-1371), P ₂ ³ (1371-1667), P ₁ (1667-1745), K ₂ (1745-2287), K ₁ (2287-2745), PZ чи PR (2745-3207), суходіл, НС, УС;
46.	Обручева-1 (570, T- J), T-J ₁ ? з 481 м, розкрито: Q-N ₂ ² км-кј (0-34), N ₁ m-N ₂ ¹ p (34-59), N ₁ ² s ₂₋₃ (59-134), N ₁ ² s ₁ (134-170), N ₂ ¹ v (170-206), P ₃ -N ₁ ¹ (206-481), T-J ₁ ? (481-570), море, АВ, УСАМ;
	- 2 (347, P ₃ -N ₁ ¹), море, АВ, УСАМ;
61.	Октябрьська (Жовтнева)-245 (1344 (1500), T- J?), T-J з 1128, розкрито: Q – куяльник, кімерій (0-124), N ₂ ¹ – понт (124-503), меотіс (503-556), в.+сер. сармат (556-696), тортон (N ₁ t) (696-768), майкоп (P ₃ -N ₁ ¹) (768-1128), T-J (1128-1344 (1500?)), море, АВ, УСАМ;
102.	Північнобулганацька-1 (1153, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q (0-219), N ₂ ¹ p (219-422), N ₁ ³ m (422-509), N ₁ ² s (509-926), N ₁ ² v (926-1142), P ₃ -N ₁ ¹ (1142-1153), море, ІКП, УСАМ;
	- 2 (1280, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q (0-247), N ₂ ¹ p (247-425), N ₁ ³ m (425-575), N ₁ ² s (575-963), N ₁ ² v (963-1216), P ₃ -N ₁ ¹ (1216-1800), передбачається: P ₃ -N ₁ ¹ (1216-3900), P ₂ (3900-4300), P ₁ (4300-4800), K ₂ (4800-5600), K ₁ (5600-), море, ІКП, УСАМ;
	- 3 (1255, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q (0-245), N ₂ ¹ p (245-408), N ₁ ³ m (408-506), N ₁ ² s (506-922), N ₁ ² v (922-1230), P ₃ -N ₁ ¹ (1230-1255), море, ІКП, УСАМ;

83.	Північноказантипська-1 (1115, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-110), N_2^2 – кімерій-куяльник (110-338), N_2^1p (338-450), N_1^3m (450-517), N_1^2s (517-860), N_1^2 (860-916), $P_3-N_1^1$ (916-1115), море, ІКП, УСАМ;
	- 2 (1400, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-110), N_2^2 – кімерій-куяльник (110-335), N_2^1p (335-442), N_1^3m (442-501), N_1^2s (501-885), $N_1^2в$ (885-994), $P_3-N_1^1$ (994-1400), море, ІКП, УСАМ;
	- 3 (2600, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-322), $N_1^3m-N_2^1p$ (322-500), N_1^3s (500-892), $N_1^2в$ (892-950), $P_3-N_1^1$ (950-2600); передбачається: $P_3-N_1^1$ (950-3000), P_2 (3000-3900), P_1 (3900-4500), K_2 (4500-5300), K_1 (5300-), море, ІКП, УСАМ;
	- 4 (1530, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-100), кімерій-куяльник (100-244), N_2^1p (244-418), N_1^3m (418-568), N_1^3s (568-717), $N_1^2в$ (717-915), $P_3-N_1^1$ (915-1530), море, ІКП, УСАМ;
	Північноканівська-1 (3000, T), T розкрито з 2850 м, передбачається: AR_2-PR_1 з 3300 м, розкрито: Q- N_{2-1} (0-750), $P_3N_1^1$ (750-1050), P_2 (1050-1450), P_1 (1450-1650), K_2 (1650-2200), K_1 (2200-2700), J_{1-2} (2700-2850), T (2850-3000), передбачається повна товщина T (2850-3300), AR_2-PR_1 (3300-), суходіл, КД, РФС;
103.	Північнокерченська-1 (2480, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-300), N_2^1 (300-564), N_1^3m (564-742), N_1^3s (742-1260), $N_1^2в$ (1260-1300), $P_3-N_1^1$ (1300-2480); передбачається: $P_3-N_1^1$ (1300-4000), P_2 (4000-4400), P_1 (4400-4900), K_2 (4900-5700), K_1 (5700-), море, ІКП, УСАМ;
	- 2 (1506, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-100), кімерій-куяльник (100-465), N_2^1p (465-571), N_1^3m (571-798), N_1^3s (798-1357), $N_1^2в$ (1357-1442), $P_3-N_1^1$ (1442-1506), море, ІКП, УСАМ;
	- 3 (1750, $P_3-N_1^1$), розкрито: Q (0-117), кімерій-куяльник (117-604), N_2^1p (604-775), N_1^3 (775-948), N_1^3s (948-1253), $N_1^2в$ (1253-1480), $P_3-N_1^1$ (1480-1750), море, ІКП, УСАМ;
	Північнокриловська-1 (2602, T), розкрито: Q- N_{1-2} (0-700), $P_3-N_1^1$ (700-1060), P_{2-1} (1060-1420), K_2 (1420-2045), K_1 (2045-2320), T (2320-2602), передбачається: T (2320-3820), пов. PZ на 3820 м, суходіл, ІЗ, РФС;
	Північнокущівська-50 (1505, AR_2-PR_1), розкрито: Q- N_2^1 (0-350), $P_3-N_1^1$ (350-575), P_2 (575-925), P_1 (925-1350), K_2 (1350-1501), AR_2-PR_1 з 1450 м, суходіл, РВ, РФС;
	Платніровська-1 (5200, J_1), нижче є триас товщиною 1000 м і нижче PZ, суходіл, ТС, РФС;
	Прибережна-1 (3200, $P_3-N_1^1$), розкрито відклади: Q- N_2^3 (0-675), N_2^2km (675-1260), N_2^1p (1260-1530), N_1^3m (1530-1935), $N_1^{2-3}s$ (1935-2250), N_1^2kr-kp (225-2100), N_1^2ck (2700-2925), $P_3-N_1^1$ (2925-3200), суходіл, ІКП, РФС;
	- 2 (3300, , $P_3-N_1^1$), розкрито той же розріз, що і св. 1, суходіл, ІКП, РФС;
	- 3 (3650, , $P_3-N_1^1$), розкрито той же розріз, що і св. 1 з збільшенням товщин, суходіл, ІКП, РФС;
	В акваторіальній частині Азовського моря на родовищу Прибережному пробурені морські свердловини 250,251, 252, 255 і 290. Свердловинами розкрито розріз неогену і верхнього майкопу, орієнтовна глибина структурних свердловин ~ 2000 м (розріз ідентичний розрізу св. 1).
104.	Сейсморозвідувальна-2 (1423, $N_1^2в$), розкрито: Q- N_2p (0-790), N_1^3m (790-916), N_1^3s (916-1093), $N_1^2в$ (1093-1423), передбачається: $N_1^2в$ (1093-1500), $P_3-N_1^1$ (1500-4300), P_2 (4300-4800), P_1 (4800-5400), K_2 (5400-6300), K_1 (6300-), море, ІКП, УСАМ;
	- 1 (1355, $N_1^2в$), розкрито: Q – кімерій-куяльник, понт (0-804), меотіс (804-905), сармат (905-1100), тортон (1100-1330), $P_3-N_1^1$ (1330-1355), море, ІКП, УСАМ;
	Сердюківська-23 (4004, J_{1-2}), розкрито: Q- N_{1-2} (0-925), $P_3-N_1^1$ (925-1325), P_2 (1325-1800), P_1 (1800-2140), K_2 (2140-2465), K_1 (2465-2745), J_{1-2} (2745-2764), передбачається J_{1-2} (2745-2995), T (2995-4495), PZ з 4495 м, суходіл, КБВ, РФС;
	-25 (2765, J_{1-2}), розкрито: Q- N_{1-2} (0-860), $P_3-N_1^1$ (860-1310), P_2 (1310-1810), P_1 (1810-2160), K_2 (2160-2450), K_1 (2450-2750), J_{1-2} (2750-2765), передбачається J_{1-2} (2750-

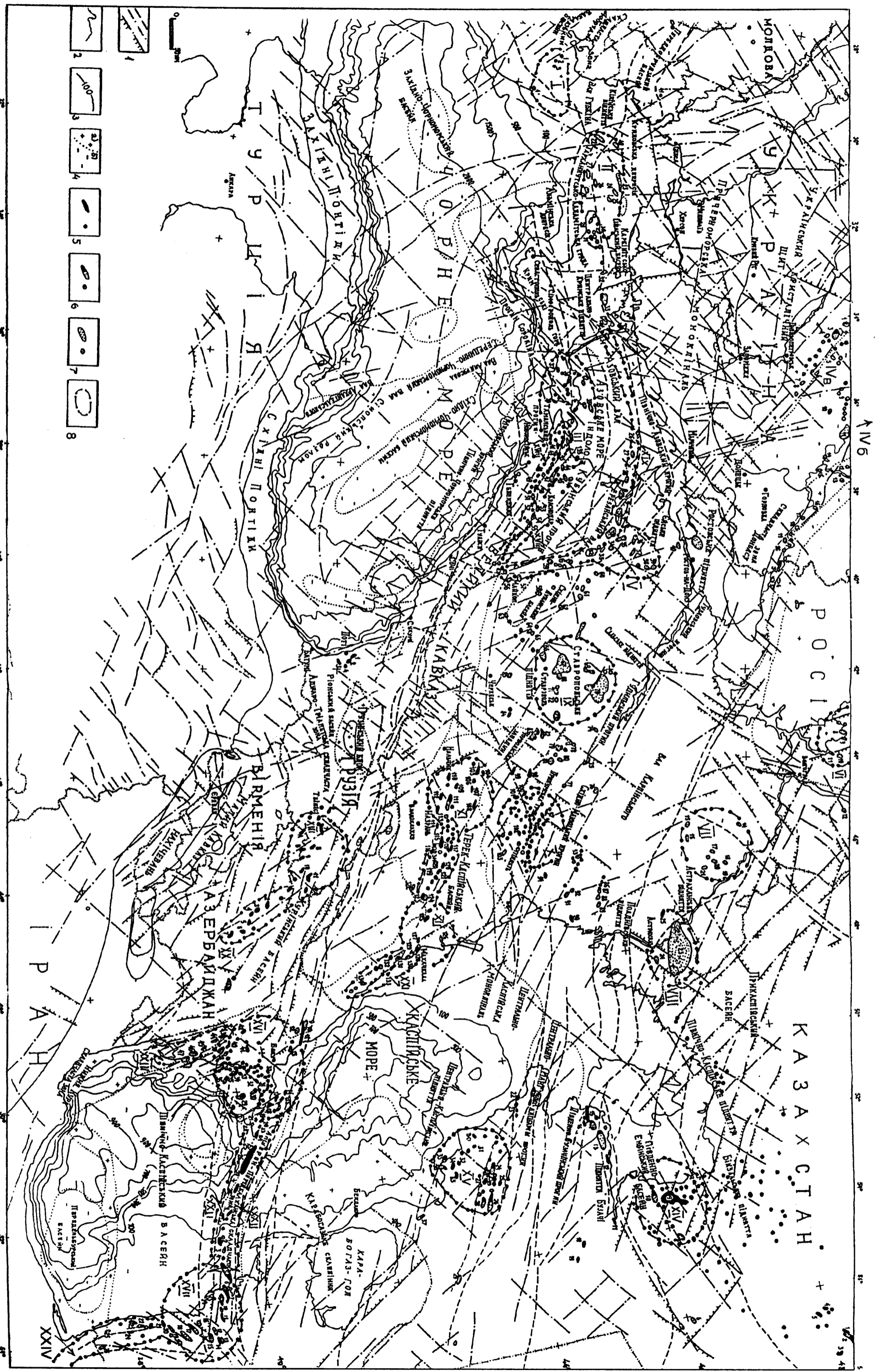
	3100), Т (3100-4450), PZ з 4450 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 1 (4004, Т), розкрито: Q-N ₁₋₂ (0-900), P ₃ -N ₁ ¹ (900-1350), P ₂ (1350-1850), P ₁ (1850-2200), K ₂ (2200-2500), K ₁ (2500-2850), J ₁₋₂ (2850-3125), Т (3125-4004), передбачається Т (3125-4425), PZ з 4425 м, суходіл, КБВ, РФС;
64.	Сигнальна-208 (872, Т-Т) розкрито: Q+кімерій-куяльник, понт (0-422), меотіс (422-460), верх.+сер. сармат (460-600), N _{1t} (600-680), P ₃ -N ₁ (680-827), Т-Т (827-872) – інтрузія, море, КБВ, РСАМ;
	Слюсарівська-2 (4409, еоцен), суходіл на межі ІКП і МГК;
133.	Старомінська-13 (2280,), Т (2200-2280), передбачається: Т (2200-5220), PZ з 5220, суходіл, ЛВ СП, РФС;
	- 52 (4002, Т), розкрито: Q-N ₁ ² (0-587), P ₃ -N ₁ ¹ (587-872), P ₂ (872-1332), P ₁ (1332-1512), K ₂ (1512-1972), K ₁ (1972-2130), Т (2130-4002), передбачається Т (2130-4700), PZ на 4700, суходіл, ЛВ, СП, РФС;
	- 45 (2905, Т). Т з 2110 м, випробування: 2252-2283, 2306-2336 – відповідно 115 і 164 тис. м ³ /д з конденсатом до 1,5 м ³ /д через 10 мм штуцер, ГВК по K ₁ знаходиться вище зазначених інтервалів випробування на 50-100 м;
	- 100 (3966, Т), розріз аналогічний розрізу св. 52, в нижній частині розкрито: K ₁ -J ₁₋₂ (1940-2242), Т (2242-3042), підкид, K ₁ -J ₁₋₂ (3042-3425); Т (3425-3966), передбачається: Т (3425-4025), PZ (4025-5225), РС (AR ₂ -PR ₁) з 5225 свердловина в зоні зчленування СП і ССП;
162.	Стрілкова-16 (600 м, P ₃ -N ₁ ¹), море, АВ, УСАМ (розчленування див. св. 20);
	- 17 (1250, P ₂), море, АВ, УСАМ;
	- 19 (1250, P ₂), море, АВ, УСАМ;
	- 20 (2023, Т-Т), розкрито: Q +тортон (0-406), P ₃ -N ₁ ¹ (406-1201), P ₂ (1201-1433), P ₁ (1433-1452), K ₂ (1452-1739), K ₁ (1739-1984), Т-Т (1984-2023), море, АВ, УСАМ;
101.	Східноказантипська-1 (1600, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q (0-440), N ₁ ³ m-N ₂ p (440-557), N ₁ ³ s (557-992), N ₁ ² v (992-1105), P ₃ -N ₁ (1105-1600), передбач. розріз: P ₃ -N ₁ ¹ (1105-3200), P ₂ (3200-3900), P ₁ (3900-4400), K ₂ (4400-5400), K ₁ (5400-), море, ІКП, УСАМ;
	- 2 (1800, P ₃ -N ₁ ¹), розкрито: Q (0-105), кімерій-куяльник (105-275), N ₂ ¹ p (275-428), N ₁ ³ m (428-619), N ₁ ³ s (619-996), N ₁ ² v (996-1089), P ₃ -N ₁ (1089-1800), море, ІКП, УСАМ;
	- 10 (463, меотіс), розкрито: Q (0-100), кімерій-куяльник (100-270), N ₂ ¹ p (270-422), N ₁ ³ m (422-463), море, ІКП, УСАМ;
	Тамань-2 (5633, P), суходіл, ІКП (поблизу структури № 160, на Таманському п-ві, РФС;
	- 3 (5750 м, K ₁), суходіл, Кам'яного рогу мис на Таманському п-ві, ІКП, РФС;
	- 5 (на Фонталівській площі: 4671, K ₁), суходіл, ІКП, Таманський п-в, РФС;
	Тимашівська-5 (4935, Т-Т), розкрито: Q-N ₁ ² (0-1300), P ₃ -N ₁ ¹ (1300-1900), P ₂ (1900-2400), P ₁ (2400-3000), K ₂ (3000-3500), K ₁ (3500-3800), J ₁₋₂ (3755-4605), Т (4605-4935), на рис. 3.9.: Т-Т (3755-4900), PZ з 4900, суходіл, ТС, РФС;
	Устьсалгірська-1 (2883, PR), розкрито: Q- N (0-562), P ₃ -N ₁ ¹ (562-1730), P ₂ ³ (1730-2020), P ₂ ² (2020-2035), P ₂ ¹ (2035-2046), P ₁ ² (2046-2054), P ₁ ¹ (2054-2095), K ₂ (2095-2255), K ₁ (2255-2815), PR (2815-2883), суходіл, ІКП, УС;
	Чебургольська-1 (5166, K ₁), суходіл, ІКП, РФС;
130.	Челбаська-4 (2122, Т), Т з 2070 м, PZ з 5570 м, суходіл, КБВ, РФС;
	- 5 (2120, Т), Т з 2074, випробування: 2080-2101: газу 137 тис. м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
	- 6 (2156, Т), розкрито: Q-N ₁ ² (0-900), P ₃ -N ₁ ¹ (900-1200), P ₂ (1200-1550), P ₁ (1550-1650), K ₂ (1650-1850), K ₁ (1850-2000), Т (2000-2156), передбачається: Т (2000-5400), PZ з 5400, суходіл, КБВ, РФС;
	- 7 (2122, Т), Т з 2122 м, суходіл, КБВ, РФС;

- 8 (2179, Т), Т з 2129, випробовування: 2130-2149 м: газу 80 тис. м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
- 13 (2247, Т), Т з 2240, суходіл, КБВ, РФС;
- 14 (2201, Т), Т з 2153, випробовування: 2163-2169 м: газу 148 тис. м ³ /д, конденсату – 5 м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
- 15 (2246, Т), Т з 2180, PZ з 5480 (передбачається, розріз аналогічний св. 6, суходіл, КБВ, РФС;
- 19 (2153, Т), Т з 2093, випробовування: 2100-2130 м: газу 153 тис. м ³ /д, конденсату – 5 м ³ /д, суходіл, КБВ, РФС;
- 25 (2343, Т), Т з 2264, , PZ з 5491 (передбачено), суходіл, КБВ, РФС;
- 40 (3006, Т), Т з 2101, випробовування: 2207-2244 м: газу 47 тис. м ³ /д, конденсату – 0,1 м ³ /д на 10 мм штуцері, приплив ВВ одержано нижче ГВК по К ₁ на 20 м. На Челбаській і Старомінській площах промислові припливи ВВ встановлені у фундаменти в локальних покладах, не пов'язаних з осадовим чохлам
Щербинівська (Камишувацька)-7 (2570, AR ₂ -PR ₁), розкрито: Q-N ₁ ² (0-650), P ₃ -N ₁ ¹ (650-900), P ₂ (900-1300), P ₁ (1300-1650), K ₂ (1650-2300), K ₁ (2300-2550), AR ₂ -PR ₁ (2550-2570), суходіл, РВ, РФС;
- 5 (Ясенівська) (2331, Т), розкрито: Q-N ₁ ² (0-675), P ₃ -N ₁ ¹ (675-950), P ₂ (950-1200), P ₁ (1200-1450), K ₂ (1450-2025), K ₁ (2025-2286), Т (2286-2331), передбачається Т (2286-2525), AR ₂ -PR ₁ з 2525 м, суходіл, КД, РФС;

ЧС – Чингульська сідловина, ПАМ – Південно азовськамонакліналь УЩ, ПАП – Північноазовський прогин, ЄСП – Єйсько-Єгорлицький прогин, РВ – Ростовський виступ УЩ, КД – Копанська депресія (синкліналь), ІЗ – Іркліївська западина (синкліналь), ЛВ – Ленінградський вал, АВ – Азовський вал (Середньоазовське підняття), КБВ – Канівсько-Березанський вал, ТС – Тимашівська ступінь (монакліналь) (Південноазовський виступ), ІКП – Індоло-Кубанський прогин, КТМП – Керченсько-Таманський міжпереклінальний прогин, МГК – мегантикліналь Гірського Криму (його східне занурення), ГД – Генічеська депресія, НС – Нижньогірська сідловина, ЗП – Західне Передкавказзя, КП – Керченський півострів, ТП – Таманський півострів, СК – Східний Крим, УСАМ – український сектор Азовського моря, РФС – Російська Федерація – суходіл, УС – Україна – суходіл, ГВК – газоводяний контакт.

Додаток Р

Чорне і Каспійське моря. Осалочні басейні за Я.П. Маловицьким, 1997; Зони концентрації нафтових, нафтогазових, газових родовищ за В.П. Ключком, П.Я. Максимчуком, І.І. Чебаненком, В.О. Краюшкіним, П.Ф. Гожиком, М.І. Євдюшук, В.В. Глауном, Б.М. Полухтовичем, Б.І. Маєвським, 2004



Дод. Р. Чорне і Каспійське моря. Осадочні басейні за Я.П. Маловицьким, 1997; Зони концентрації нафтових, нафтогазових, газових родовищ за В.П. Клочком, П.Я. Максимчуком, І.І. Чебаненком, В.О. Краюшкіним, П.Ф. Гожиком, М.І. Євдощуком, В.В. Гладуном, Б.М. Полухтовичем, Б.Й. Маєвським, 2004

1 – тектонічні порушення; 2 – берегова лінія; 3 – батиметрія (м); 4 – структурно-тектонічні елементи: а – позитивні, б – від'ємні; родовища ВВ: 5 – нафтові, 6 – нафтогазові, 7 – газові; 8 – кушові і лінійні (ланцюжкові) концентрації (зони) нафтових, нафтогазових, газових родовищ та нафтогазоперспективних об'єктів з позицій розломно-блокової тектоніки.

Список родовищ ВВ:

Румунія: 1 – Синайське, 2 – Лебада-Захід, 3 – Лебада-Схід, 4 – Дойна;

Болгарія: 1 – Тюленевське, 2 – Старооріхівське, 3 – Галатське ;

Україна: 1 – Зачепилівське, 2 – Руденківське, 3 – Новомиколаївське, 4 – Михайлівське, 5 – Гупалівське, 6 – Перещепинське, 7 – Іллічівське, 8 – Левенцівське, 9 – Західноведмедівське, 10 – Миролобівське, 11 – Шебелинське, 12 – Північноголубівське, 13 – Дружелюбівське, 14 – Співаківське, 15 – Дробишівське, 16 – Червонопопівське, 17 – Муратівське, 18 – Борівське, 19 – Слов'яносербське, 20 – Вергунське, 21 – Кондрашівське, 22 – Одеське, 23 – Голіцинське, 24 – Південноголіцинське, 25 – Шмідтівське, 26 – Архангельське, 27 – Штормове, 28 – Кримське, 29 – Мілове, 30 – Карлавське, 31 – Октябрське, 32 – Тетянівське, 33 – Джанкойське, 34 – Стрілкове, 35 – Північнокерченське, 36 – Владиславівське, 37 – Мошкарівське, 38 – Слюсарівське, 39 – Кореньківське, 40 – Безіменне, 41 – Східносаратське, 1 – Ольхівське, 3 – Кружилівське;

Російська Федерація:

2 – Краснівське, 3 – Кружилівське, 4 – Грачицьке, 5 – Астахівське, 6 – Північне, 7 – Скопирське, 8 – Верхівське, 9 – Саушинське, 10 – Вешняківське, 11 – Нижньоіловайське, 12 – Лободинське, 13 – Південноплодовитенське, 14 – Царинське, 15 – Касаткінське, 16 – Полевське, 17 – Совхозне, 18 – Воропаївське, 19 – Бугринське, 20 – Щадринське, 21 – Халганське, 22 – Волошковське, 23 – Астраханське, 24 – Світлошаринське, 25 – Бешкульське, 26 – Морське, 27 – Сигнальне, 28 – Західнобейсугське, 29 – Бейсугське,

30 – Канівсько-Леб'яже, 31 – Челбаське, 32 – Березанське, 33 – Сердюківське, 34 – Південноленінодарське, 35 – Криловське, 36 – Старомінське, 37 – Ленінградське, 38 – Кущівське, 39 – Північнокущівське, 40 – Азовське, 41 – Білий Хутір, 42 – Суворівсько-Черкеське, 43 – Курчанське, 44 – Північноанастасіївське, 45 – Слов'янське, 46 – Фрунзенське, 47 – Анастасіївсько-Троїцьке, 48 – Шептальське, 49 – Українське, 50 – Північноохтирське (Льовкінське), 51 – Зибза-Глибокий Яр, 52 – Східноільське, 53 – Северське, 54 – Новодмитрівське, 55 – Калузьке, 56 – Тульське, 57 – Майкопське, 58 – Кошахабільське, 59 – Некрасівське, 60 – Олексіївське, 61 – Кавказьке, 62 – Соколовське, 63 – Кузнецівське, 64 – Советське, 65 – Олександрівське, 66 – Сенгілеєвське, 67 – Північноставропольське, 68 – Казінське, 69 – Безопасненське, 70 – Тахта-Кугульта, 71 – Казіно-Грачівське, 72 – Кугутське, 73 – Петровоблагодарненське, 74 – Дебретівське, 75 – Каміннобалківське, 76 – Ікібурульське, 77 – Синьобутрівське, 78 – Кучерлівське, 79 – Мирненське, 80 – Сільське, 81 – Південносерафимівське, 82 – Воробійовське, 83 – Журавське, 84 – Веселовське, 85 – Тернівське, 86 – Тенгутське, 87 – Олейніківське, 88 – Межовське, 89 – Промисловське, 90 – Каспійське, 91 – Уланхольське, 92 – Черноземельське, 93 – Червонокамишанське, 94 – Озерне, 95 – Безводненське, 96 – Прикумське, 97 – Величасво-Колодязне, 98 – Прикумське, 99 – Архангельське, 100 – Ачикулакське, 101 – Лісне, 102 – Західнобазіганське, 103 – Соліанське, 104 – Гірськозаводське, 105 – Советське, 106 – Курське, 107 – Уварівське, 108 – Моздоцьке, 109 – Ахловське, 110 – Гарбузинське, 111 – Північномалгобецьке, 112 – Заманкульське, 113 – Карабулак-Ачикулакське, 114 – Серноводське, 115 – Старогрозненське, 116 – Правобережне, 117 – Адурт, 118 – Октябрське, 119 – Ханкалінське, 120 – Брагуні, 121 – Західногудермеське, 122 – Беной, 123 – Новоланське, 124 – Аркабашське, 125 – Шамха-Булак, 126 – Октябрське, 127 – Тернаїр, 128 – Махачкалінське, 129 – Таркінське, 130 – Димитрівське, 131 – Ачі-Су, 132 – Ізбербаш, 133 – Східний Інчке-Мор, 134 – Дагестанські вогні, 135 – Прибережне;

Грузія:

1 – Кулеві, 2 – Східний Чаладіді, 3 – Шромісубані-Шкалтсмінда, 4 – Сумса-Омпареті, 5 – Норію, 6 – Телеті, 7 – Самгорі-Патардзеулі, 8 – Мтсарехеві, 9 – Банда-Чатма, 10 – Тарібані, 11 – Мірзаані, 12 – Патара-Шіракі, А – Даміртете, Б – Удабно;

Азербайджан:

1 – Гіюрзундаг, 2 – Далмамедлі, 3 – Аджідере, 4 – Саріілдаг, 5 – Нафталан, 6 – Мірбашир, 7 – Гіулліджа, 8 – Мурадханли, 9 – Кайнарджа Захід, 10 – Кайнарджа, 11 – Заглі, 12 – Агачай-Гілгілчі, 13 – Бегімдаг-Тегчай, 14 – Острів Апшерон, 15 – Банка Апшерон, 16 – Нахічевань, 17 – Банка Дарвіна, 18 – Острів Артьома, 19 – Гурджані-Деніз, 20 – Острів Жилой, 21 – Южна-2, 22 – Южна, 23 – Грязьові камні, 24 – Нафтодашарське, 24 – Гюнешлі, 25 – Чіраг, 26 – Азері, 28 – Капаз, 29 – Бахар, 30 – Гум-Деніз, 31 – Балахани-Сабунчі-Рамани, 32 – Бібі-Ейбат, 33 – Керчез-Кизилтепе, 34 – 8-марта, 35 – Острів Булла, 36 – Булла-Деніз, 37 – Пірсагат, 38 – Калмаз, 39 – Кіюрсангіа, 40 – Солоха-Карачірак, 41 – Юмбані, 42 – Каламадін, 43 – Кюровдаг, 44 – Карабагли, 45 – Бабазанан, 46 – Хіллі, 47 – Нафточала;

Казахстан:

1 – Козасай, 2 – Синельниківське, 3 – Кокпекти, 4 – Курсай, 5 – Каратюбе, 6 – Чагірла, 7 – Чуміштін, 8 – Боранкол, 9 – Тенгіз, 10 – Прорва, 11 – Комсомол, 12 – Каратурук, 13 – Каламнас, 14 – Північний Каражанбас, 15 – Каражанбас, 16 – Жальгістобе, 17 – Тасбаз, 18 – Каракудук, 19 – Арустанов, 20 – Тюбеджік, 21 – Джангурші, 22 – Скаліз-Мор, 23 – Джоласкан, 24 – Жетибай, 25 – Бурмаша, 26 – Узін, 27 – Тасбулат, 28 – Тенге, 29 – Коксу, 30 – Оймаша, 31 – Ашчіорла, 32 – Улюлюн, 33 – Сарсенбай, 34 – Північний Ракушечний, 35 – Західний Ракушечний, 36 – Ракушечний, 37 – Кендірлі, 38 – Південний Аламурін;

Туркменістан:

1 – Ліванівське, 2 – Лам-банка, 3 – Жаданівське, 4 – Причелекенське, 5 – Челекенське, 6 – Східний Челекен, 7 – Комсомол, 8 – Котур-Тепе, 9 – Барса-Гелмес, 10 – Буран, 11 – Небіт-Даг, 12 – Кизил-Кум, 13 – Каратепе, 14 – Кумдаг, 15 – Куїджік, 16 – Ердекі, 17 – Горгапдаг, 18 – Екізан, 19 – Бугдайлі, 20 – Корпедже-Кірпічлі, 21 – Камшилдза, 22 – Окарем, 23 – Кеймір, 24 – Міасер, 25 – Чикішляр, 26 – Аджіаб.

Кущові і лінійні (ланцюжкові) концентрації (зони) нафтових, нафтогазових і газових родовищ та нафтогазоперспективних об'єктів з позицій розломно-блокової тектоніки, перспективних на подальші пошуки нафти і газу за В.П. Клочком,

П.Я. Максимчуком, І.І. Чебаненком, В.О. Краюшкіним, П.Ф. Гожиком, М.І. Євдощуком, В.В. Гладуном, Б.М. Полухтовичем, Б.Й. Маєвським, 2004:

Кушові: I – Крайова-Лебада, II – Одесько-Тарханкутська, III – Керченсько-Таманська, IV – Дніпровсько-Донецькі (частково в межах карти: IVa – Луганська(лінійно-кушова), IVб – Харківська, IVв – Зачепилівська (ланцюжкова), V – Кущівська (Старомінська), VI – Вешняківська, VII – Касаткінська, VII – Астраханська, IX – Ставропольська, X – Прикумська, XI – Моздоцька, XII – Махачкалинська, XIII – Самгорська, XIV – Тенгізька, XV – Оймашинська, XVI – Бакинська, XVII – Небітдагська (Челекенська);

Лінійні (ланцюжкові): XVIII – Темрюксько-Майкопська, XIX – Стрілково-Бейсугсько-Майкопська, XX – Нафталанська, XXI – Грозненсько-Дагвонівська, XXII – Апшерон-Челекенська, XXIII – Нафталанська, XXIV – Чикішлярська.