

Міністерство освіти і науки України

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

Факультет геології, географії, рекреації і туризму

Кафедра фундаментальної та прикладної геології

*До захисту допущено
кафедрою фундаментальної та прикладної геології
протокол №_____ від _____*

завідувач кафедри _____ Вячеслав ПЕТИК

«___» _____ 2025 р.

Кваліфікаційна робота
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти

**Ресурси вуглеводнів у шельфі Чорного моря: причини та умови їхнього
накопичення**

Спеціальність (спеціалізація) 103. Науки про Землю

Освітня програма Геологія / Геологія нафти і газу / Гідрогеологія /
Інженерна геологія

Виконавець _____ студент, Сергій ТРОЦЬКИЙ

Науковий керівник _____ д.г.-м.н., професор Василь СУЯРКО

Харків – 2025

Міністерство освіти і науки України

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

Факультет (навчально-науковий інститут) _____

Кафедра _____

До захисту допущено

Кафедрою _____ протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____
(підпис) (ім'я, прізвище)

« _____ » _____ 2025 р.

Кваліфікаційна робота

здобувача _____ рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

(назва роботи)

Спеціальність (спеціалізація) _____

(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності - за наявності)

Освітня програма _____
(назва освітньої програми)

Виконавець _____
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2025

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота містить 91 сторінки тексту, 20 рисунків, 6 таблиць та 33 джерел посилань. Робота присвячена комплексному аналізу геологічних умов формування, накопичення та збереження вуглеводнів у межах українського шельфу Чорного моря.

Об'єкт дослідження — ресурси вуглеводнів у шельфі Чорного моря.

Предмет дослідження — умови формування, розміщення та перспективи використання вуглеводневих ресурсів українського шельфу Чорного моря.

Мета роботи — перспективи нафтогазоносності українського сектора шельфу Чорного моря.

Методи дослідження: аналіз літературних і фондових джерел; тектонічний і стратиграфічний аналіз; інтерпретація геофізичних даних; картографічне моделювання; методики оцінки прогнозних ресурсів; порівняльний аналіз зі світовими шельфовими басейнами.

Основні результати. Описано геологічну будову шельфу Чорного моря, визначено основні елементи нафтогазових систем — породи-генератори, колектори, покришки та типи пасток. Охарактеризовано процеси генерації та міграції вуглеводнів, встановлено чинники їх збереження. Наведено сучасний стан ресурсної бази традиційних покладів і узагальнено дані щодо перспектив газогідратів як нетрадиційного джерела енергії. Виділено найбільш перспективні райони пошуково-розвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу - Каркінітської та Індоло-Кубанської западин. Проведено порівняння вуглеводневого потенціалу Чорного моря з іншими світовими шельфовими басейнами.

Наукова новизна полягає у формуванні цілісної геологічної моделі шельфу Чорного моря та уточненні чинників, що визначають його нафтогазоносність.

Практичне значення полягає у можливості використання результатів дослідження для планування морських геологорозвідувальних робіт, уточнення прогнозних ресурсів та вибору пріоритетних ділянок освоєння.

Економічна ефективність. Освоєння ресурсів шельфу сприятиме підвищенню енергетичної незалежності України, формуванню стабільної ресурсної бази вуглеводнів та залученню інвестицій у їх пошук, розвідку та видобування.

Ключові слова: Чорне море, шельф, нафтогазоносність, пастки, ресурси, газогідрати, міграція вуглеводнів.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. ІСТОРІЯ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ	8
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ	11
2.1. Географічне положення та морфометрія Чорного моря	11
2.2. Геологічна історія та тектонічна будова Чорноморського басейну	14
2.3. Осадкові товщі та особливості осадонакопичення шельфу Чорного моря	17
2.4. Гідрологічна та геохімічна характеристика шельфу Чорного моря	23
РОЗДІЛ 3. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНСЬКОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ	26
3.1. Сучасний стан розвідки та видобутку нафти й газу на шельфі західної частини Чорного моря	26
3.2. Родовища нафти й газу на українському шельфі	29
3.3. Газогідрати Чорного моря: прогнозні ресурси, особливості видобутку	35
3.4. Порівняльна характеристика вуглеводневих ресурсів шельфу Чорного моря з іншими морськими басейнами світу	38
РОЗДІЛ 4. ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ НАКОПИЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ	42
4.1. Умови формування нафтових і газових родовищ	42
4.2. Джерела органічної речовини	45

4.3. Міграція вуглеводнів у товщі мейзо-кайнозойських відкладів	46
4.4. Пастки і резервуари нафти та газу	49
4.5. Особливості утворення й накопичення газогідратів	51
4.6. Фактори збереження покладів	53

РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНІ, ЕКОЛОГІЧНІ ТА БЕЗПЕКОВІ АСПЕКТИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ ЧОРНОГО МОРЯ

5.1. Прогнозні ресурси та запаси вуглеводнів у межах українського шельфу	55
5.2. Ресурси газогідратів як стратегічний резерв майбутнього	57
5.3. Сучасні технології розробки шельфових родовищ	60
5.4. Можливості та ризики видобутку газогідратів	65
5.5. Потенційні екологічні ризики шельфового видобутку	69
5.6. Проблема сірководню Чорного моря та його вплив на розробку родовищ	72
5.7. Шляхи мінімізації екологічних ризиків і раціонального використання вуглеводневих ресурсів	76
5.8. Геополітичне та стратегічне значення вуглеводневих ресурсів Чорного моря	79

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Шельфова зона Чорного моря є одним із найперспективніших регіонів для розвитку нафтогазової галузі України та країн Причорномор'я. Незважаючи на тривалу історію геолого-розвідувальних робіт, потенціал глибоководної та шельфової частин басейну реалізований лише частково, що зумовлено як складними геотектонічними умовами, так і недостатньою геофізичною та буровою вивченістю окремих ділянок. В сучасних умовах, коли питання енергетичної незалежності України є стратегічно важливим, дослідження структури, геологічних умов формування та перспектив розвитку вуглеводневих систем шельфу набуває особливої актуальності.

Чорноморський басейн вирізняється специфічними геологічними рисами, зумовленими його формуванням у межах Середземноморсько-Анатолійського орогенічного поясу. Тут поєднуються різновікові геоструктури: Східноєвропейська платформа, Понтійські та Кавказькі тектонічні зони, Анатолійський блок. Це визначає складну конфігурацію осадових басейнів, тектонічних порушень, пасток і резервуарів. Літолого-стратиграфічна будова шельфу, умови осадконакопичення, гідрогеохімічна специфіка та газогідратні системи створюють передумови для формування різнотипних покладів нафти, газу та газогідратів.

Поглиблений аналіз сучасного стану ресурсної бази Чорного моря показує, що перспективність регіону визначається поєднанням класичних структурних пасток північно-західного шельфу (Дніпровсько-Дністровська, Каламітська, Голіцинська антеклізи), складнобудованих тектонічних блоків центральної улоговини та широко розвинених газогідратних систем у придонній частині. Суттєве значення відіграють новітні методи ресурсної оцінки, використання сучасних геофізичних даних (GEBCO, EMODnet), а також аналіз міжнародного досвіду освоєння шельфових басейнів.

Об'єкт дослідження — ресурси вуглеводнів у шельфі Чорного моря.

Предмет дослідження — умови формування, розміщення та перспективи використання вуглеводневих ресурсів українського шельфу Чорного моря.

Мета роботи — перспективи нафтогазоносності українського сектора шельфу Чорного моря.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі **завдання**:

1. Дослідити історію геолого-розвідувальних робіт на шельфі Чорного моря та визначити рівень його вивченості.
2. Охарактеризувати географічні, геоморфологічні, тектонічні й стратиграфічні особливості Чорноморського басейну та шельфової зони.

3. Проаналізувати сучасний стан вуглеводневих ресурсів шельфу, включаючи родовища нафти й газу та прогнозні ресурси газогідратів.
4. Визначити геологічні умови формування пасток, джерел органічної речовини, процесів катагенезу та міграції вуглеводнів, а також фактори збереження покладів.
5. Побудувати узагальнену геологічну модель накопичення вуглеводнів у межах шельфу Чорного моря та оцінити перспективні напрями подальших пошуково-розвідувальних робіт.

Методи дослідження: аналіз літературних і фондових джерел; тектонічний і стратиграфічний аналіз; інтерпретація геофізичних даних; картографічне моделювання; методики оцінки прогнозних ресурсів; порівняльний аналіз зі світовими шельфовими басейнами.

Наукова новизна полягає у формуванні цілісної геологічної моделі шельфу Чорного моря та уточненні чинників, що визначають його нафтогазоносність.

Практичне значення полягає у можливості використання результатів дослідження для планування морських геологорозвідувальних робіт, уточнення прогнозних ресурсів та вибору пріоритетних ділянок освоєння.

Структура роботи зумовлена метою та завданнями дослідження і містить 91 сторінки тексту, 20 рисунків, 6 таблиць та 33 джерел посилань. Складається зі вступу, **п'ять розділів**, у яких послідовно розглянуто історію геолого-розвідувальних робіт на шельфі Чорного моря, геолого-географічну характеристику шельфової зони, сучасний стан та особливості вуглеводневих ресурсів, геологічні передумови накопичення вуглеводнів і перспективні напрями подальших досліджень, а також висновки, список використаних джерел.

РОЗДІЛ 1. ІСТОРІЯ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ

Геолого-розвідувальні роботи на шельфі Чорного моря мають багаторічну історію, що охоплює декілька етапів — від перших геофізичних спостережень у другій половині ХХ століття до сучасних високоточних досліджень із застосуванням морських сейсморозвідок, геохімічного аналізу та супутникових методів. Розвиток робіт визначався як загальними науковими підходами до вивчення морських басейнів, так і економічно-енергетичними потребами прибережних держав [2, 4].

Перші систематичні дані про геологічну будову шельфу були отримані під час геофізичних експедицій 1960–1970-х років, коли проводилися широкомасштабні сейсмічні профілювання, спрямовані на визначення меж осадового чохла та загальної конфігурації морського басейну. У цей період була закладена основа для розуміння великомасштабних структур північно-західного шельфу, зокрема Дніпровсько-Дністровської та Каламітської антекліз, які згодом стали головними об'єктами бурових робіт [7, 13].

Важливим етапом стала активізація робіт у 1980–1990-х роках, коли в межах української частини Чорного моря вперше були проведені бурові роботи з метою пошуку промислових покладів нафти й газу. Саме тоді було відкрито низку перспективних структур та підтверджено нафтогазоносність окремих ділянок північно-західного шельфу [5, 8]. Паралельно тривали регіональні сейсморозвідувальні роботи, що дозволило уточнити будову розрізу осадових товщ та визначити основні перспективні об'єкти.

На початку 2000-х років розвідувальні роботи було доповнено сучасними методами сейсморозвідки 2D і 3D, морськими геохімічними дослідженнями та аналізом структури глибоководних частин басейну. Особлива увага приділялася вивченню пасток у межах тектонічно активних зон шельфу, а також визначенню просторового поширення газогідратних систем, які привернули міжнародний інтерес завдяки своєму значному енергетичному потенціалу [19].

Подальший розвиток отримали геофізичні дослідження на основі даних міжнародних батиметричних проєктів GEBCO та EMODnet, які дозволили детальніше описати морфоструктурні елементи шельфу, уточнити особливості континентального схилу та встановити взаємозв'язок між тектонічними зонами і зонами локального накопичення вуглеводнів [2, 5]. У цей період відбувалося поглиблення уявлень про літолого-стратиграфічні умови, розвиток осадконакопичення та формування пасток різного типу.

Загалом історія вивчення шельфу Чорного моря є складовою розвитку морської геології та нафтогазової розвідки Східної Європи. На сучасному етапі регіон вважається перспективним для подальших досліджень, проте залишається низка проблем, пов'язаних із недостатньою глибинною вивченістю окремих структур, складністю тектонічних взаємодій та необхідністю залучення новітніх технологій для інтерпретації геологічних моделей [1].

1.1. Початковий етап досліджень (1960–1980 рр.)

У цей період були проведені перші широкомасштабні сейсмічні дослідження, що заклали основу для розуміння геологічної будови регіону. Було визначено межі осадового чохла, виявлено основні тектонічні елементи шельфу, проведено регіональні дослідження морфології та структури дна моря. Перші дані дозволили виділити перспективні ділянки, де згодом проводилися бурові роботи [2, 7].

1.2. Активізація геолого-розвідувальних робіт (1980–2000 рр.)

У цей період зросли масштаби бурових робіт. Було підтверджено нафтогазоносність ряду структур, проведено дослідження пасток, визначено параметри осадових товщ і здійснено уточнення тектонічної будови північно-західного шельфу. Протягом цього етапу було відкрито низку перспективних об'єктів, що стали основою для подальших геолого-технічних програм [2, 5].

1.3. Сучасний етап досліджень (після 2000 року)

Після 2000 року дослідження набули сучасного технічного рівня: застосовувались сейсмозвідка 2D/3D, морська геохімія та супутникові методи. Уточнено будову літолого-стратиграфічного розрізу, визначено зони локалізації пасток і ділянки найбільш перспективного осадконакопичення [13, 19]. Значна увага приділяється вивченню газогідратів, їхнього поширення та взаємозв'язку з геологічними структурами.

Для систематизації відомостей про основні етапи геолого-розвідувальних робіт на шельфі Чорного моря мною на основі опрацьованих літературних та фондових джерел узагальнено ключову інформацію в (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Етапи геолого-розвідувальних робіт на шельфі Чорного моря

Період	Основні виконавці та установи	Типи робіт	Ключові результати	Особливості та проблеми етапу
1960–1980 рр.	Геофізичні експедиції, АН СРСР	Сейморозвідка 2D; батиметричні дослідження; геохімічні спостереження	Визначені межі осадового чохла; виявлені великі тектонічні структури (антеклізи); попередня оцінка перспектив	Низька деталізація; відсутність буріння; обмежене технічне оснащення
1980–2000 рр.	«Чорноморнафтогаз», науково-дослідні інститути України та СРСР	Буріння; регіональна сейморозвідка; структурні дослідження	Підтверджена нафтогазоносність; відкриття нових перспективних структур; уточнення геологічного розрізу	Недостатня щільність профілів; фінансові обмеження 1990-х; частково незавершені програми буріння
2000–2010 рр.	«Чорноморнафтогаз», приватні компанії, ІГН НАН України	Сейморозвідка 2D/3D; морська геохімія; морська геофізика	Підвищення деталізації геологічної моделі; виділення локальних пасток; покращення стратиграфічних інтерпретацій	Закритість частини даних; нерівномірність покриття; недостатня глибина буріння
2010–2024 рр.	GEBCO; EMODnet; міжнародні геофізичні компанії	Високодетальна сейморозвідка; супутникова морфометрія; інтегроване 3D моделювання	Уточнено структури пасток; визначено зони газогідратів; побудовані сучасні геолого-геофізичні моделі шельфу	Мала кількість бурових свердловин; політичні обмеження в акваторії; необхідність нових комплексних програм

Примітка. Інформацію, подану в таблиці, узагальнено на основі джерел: [2, 7, 19].

Враховуючи вище вказану інформацію, можемо зробити висновок, що історія геолого-розвідувальних робіт на шельфі Чорного моря відображає поступовий розвиток підходів до вивчення морських басейнів — від перших геофізичних досліджень до сучасних комплексних методів. Хоча основні структурні елементи регіону вивчено достатньо добре, низка ділянок потребує додаткової розвідки. Отримані результати створюють основу для подальшого

аналізу геолого-географічних умов шельфу (розділ 2) та оцінки його ресурсного потенціалу (розділ 3).

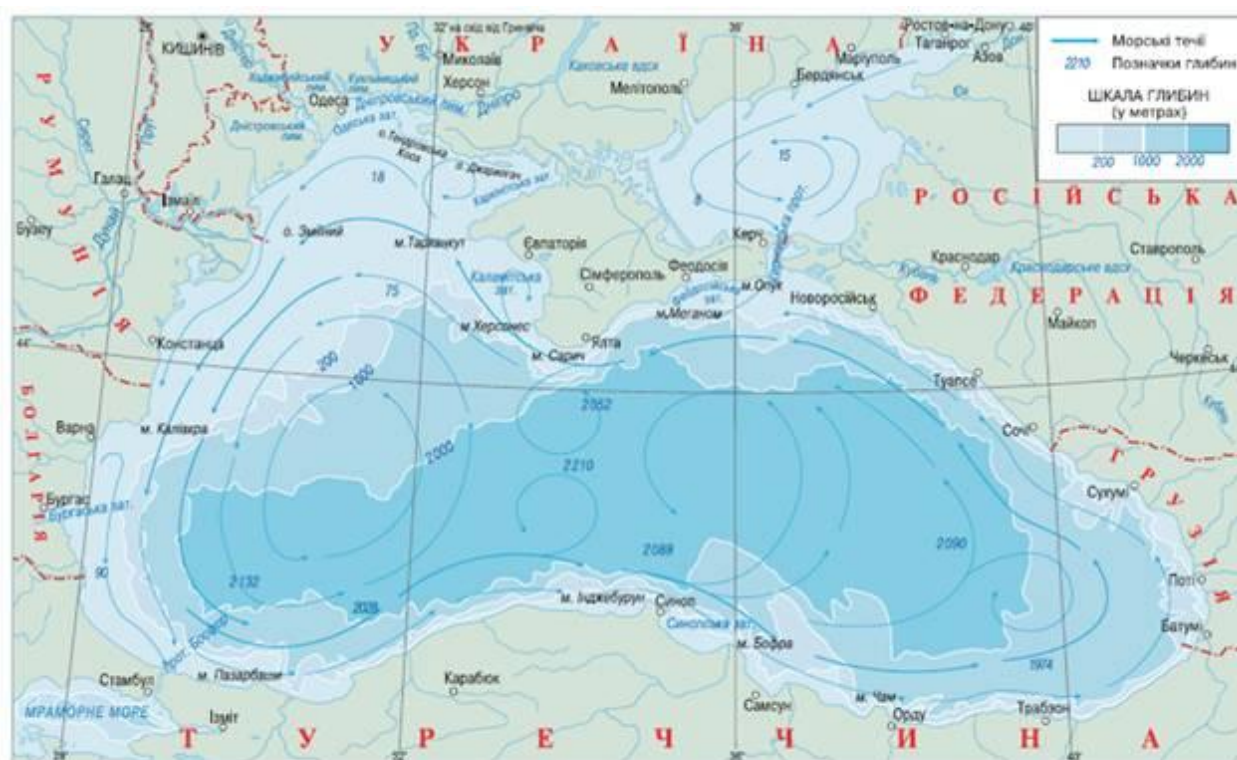
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

Шельф Чорного моря є складною у геологічному та тектонічному відношенні територією, формування якої відбувалося в умовах активних геодинамічних процесів Середземноморсько-Анатолійського орогенічного поясу. Геоструктурна позиція моря визначає специфіку осадконакопичення, будову осадового чохла, особливості морфології дна та розподіл перспективних нафтогазоносних об'єктів [2, 6]. У межах української частини шельфу переважають широкі рівнинні та слабкохвилясті форми рельєфу, що чергуються із зануреними валами та тектонічними уступами [20, 21].

2.1. Географічне положення та морфометрія Чорного моря

Чорне море — внутрішнє море Атлантичного океану, розташоване між Європою та Малою Азією. Воно сполучається із Середземним морем через протоку Босфор, Мармурове море та Дарданелли, а з Азовським морем — через Керченську протоку [7, 22]. Координати центральної частини моря становлять приблизно 42° – 47° пн. ш. і 27° – 42° сх. д.

Площа Чорного моря становить близько 436 тис. км², його максимальна довжина сягає приблизно 1150 км, а ширина — до 600 км. Середня глибина становить близько 1250 м, а найглибша точка — Евксинська западина — досягає 2210–2245 м. Загальна протяжність берегової лінії перевищує 3400 км. До басейну належать такі причорноморські держави, як Україна, Туреччина, Болгарія, Румунія та Грузія [27].



Фізико-географічне положення Чорного та Азовського морів

Рис. 2.1. Фізико-географічне положення Чорного та Азовського морів (джерело: освітній портал disted.edu.vn.ua, 2023).

Регіональне розташування Чорного моря, його зв'язок із Середземноморським басейном і межі прилеглих країн. Це дає можливість визначити географічний контекст території (рис 2.1.) та оцінити вплив географічних чинників на розвиток шельфової зони.

Морський басейн має видовжену з заходу на схід форму й складається з трьох основних морфоструктурних елементів: шельфу, континентального схилу та глибоководної улоговини. Шельф займає близько 22 % загальної площі моря [19, 23]. Його ширина варіює від 10–20 км біля турецького узбережжя до 100–200 км у північно-західній частині, що належить Україні. Саме український шельф вирізняється найбільш сприятливими умовами для формування та збереження вуглеводневих ресурсів [7, 12].

Рельєф дна Чорного моря є різноманітним. У північно-західній частині простежуються підводні долини, що є продовженням сучасних річкових долин Дунаю, Дністра, Південного Бугу та Дніпра. Їх формування пов'язане з періодами зниження рівня моря у плейстоцені, коли Чорне море частково ізолювалося від Середземноморського басейну та набувало озерного режиму [22].

Згідно з українськими дослідженнями, виконаними в Одеському національному університеті ім. І. І. Мечникова, потужність осадового чохла у

центральної частині моря становить 12–14 км, а в межах шельфу — 5–8 км. Дані сучасних сейсмічних досліджень українського сектора підтверджують наявність структурних антекліз — Дніпровсько-Дністровської, Голіцинської та Каламітської, що є перспективними зонами для формування пасток нафти і газу [7, 15].

Зовнішній край шельфу переходить у континентальний схил з нахилом 3–5°, подекуди до 10°. Нижче розташована глибоководна рівнина, де потужність осадових товщ досягає максимальних значень. Сучасні батиметричні дослідження Держгідрографії України свідчать про значне підвищення точності цифрових моделей дна завдяки застосуванню сучасних морфометричних технологій [27, 32].

Рівень Чорного моря в середньому відповідає рівню Світового океану та характеризується незначними коливаннями в межах $\pm 0,3$ –0,5 м. За даними супутникових спостережень останніх десятиліть, підйом рівня становить близько 3 мм/рік, що відповідає глобальним тенденціям [14].

Особливості рельєфу та морфометрії визначають гідрологічні та геохімічні процеси в басейні. За матеріалами української програми EMBLAS-II, зона сірководню починається з глибин 90–160 м, а за останні 20–25 років її межа піднялася на 20–25 м, що значною мірою впливає на геохімічні умови осадонакопичення.

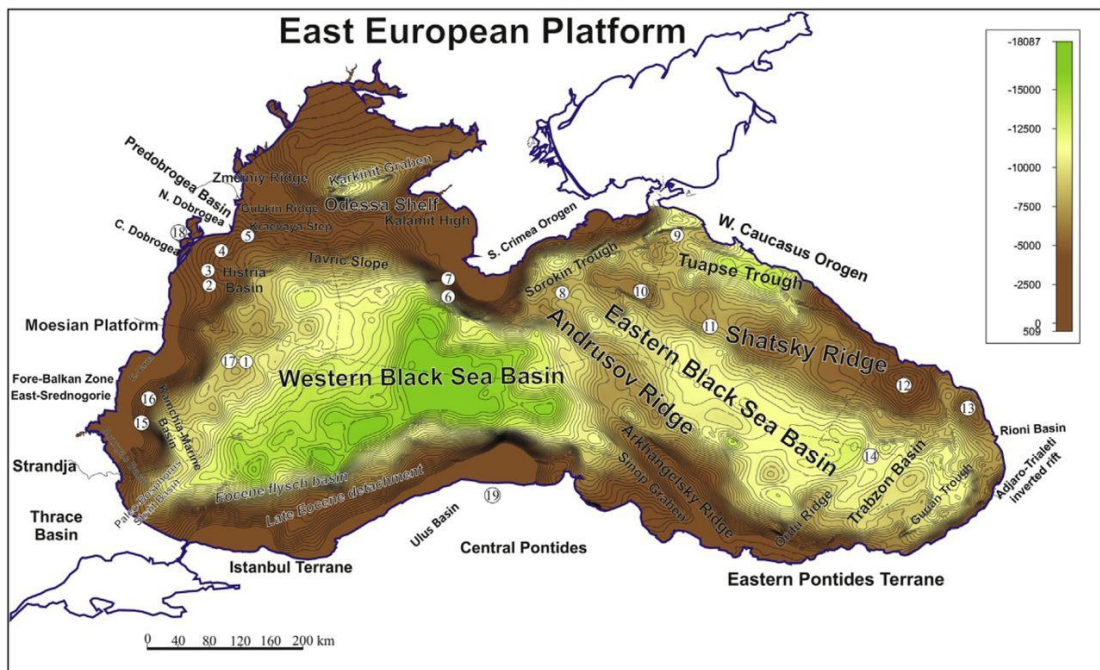


Рис. 2.2. Морфоструктурна схема Чорного моря з позначенням основних підняттяв, западин і структурних елементів басейну (джерело: Robinson A.G. (ed.). *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region*. AAPG Memoir 68. – 1997. – P. 25–27.).

Морфоструктурна схема Чорного моря (рис. 2.2) відображає поділ басейну на дві головні улоговини — Західну та Східну, розділені Андрусівським хребтом. Карта демонструє положення основних структурних елементів, таких як Шацький хребет, Туапсинський прогин, Каламітське підняття, Каркінітська западина та континентальні терани Понтиди. Глибинні ізобати й морфологія дна підтверджують рифтове походження басейну та різний тип земної кори в його західній і східній частинах [14, 27]. Показані елементи мають ключове значення для формування нафтогазових пасток, міграційних шляхів і зон осадонакопичення [12].

Отже, Чорне море характеризується складною морфометричною та геологічною будовою. Для українського сектора характерні широкий шельф, розвиток антеклізових структур і сприятливі умов осадонакопичення, що визначає значний потенціал щодо формування покладів нафти, газу та газогідратів [7, 14].

2.2. Геологічна історія та тектонічна будова Чорноморського басейну

Чорне море є одним із наймолодших внутрішніх морських басейнів на території Євразії. Його геологічна історія складна та відображає тривалу еволюцію земної кори від мезозою до кайнозою. Сучасна структура Чорного моря сформувалася внаслідок поєднання процесів розтягнення, занурення й неотектонічних рухів, які спричинили розділення єдиного осадового простору на дві частини — західну та східну улоговини, розмежовані Андрусівським хребтом [15, 25].

Формування басейну

Згідно з сучасними геотектонічними моделями (Nikishin et al., 2015; Oka et al., 2020), формування Чорного моря пов'язане з процесами рифтогенезу, що розпочалися у пізній крейді — палеоцені. У цей період розтягнення земної кори спричинило утворення первинних прогинів, які згодом перетворилися на глибоководні западини. Подальші етапи розвитку були зумовлені субдукцією океанічної кори Неотетису під Понтійсько-Кавказьку зону, що визначило основні риси сучасного рельєфу та тектоніки басейну [9, 11].

Чорноморський басейн має подвійне походження. Його західна частина розвивалася в умовах пасивного розтягнення континентальної кори, тоді як східна — у результаті більш інтенсивних рифтогенних процесів і занурення літосфери. Між ними утворився структурний елемент — Андрусівський хребет, який виконує роль роздільника між двома морфоструктурними зонами [10].

Тектонічна будова

У геотектонічному відношенні Чорне море належить до Середземноморського складчастого поясу й розташоване між двома великими геоструктурами — Східноєвропейською платформою на півночі та Малоазійським орогеном на півдні [32].

Основними тектонічними елементами басейну є:

- Західна чорноморська улоговина — характеризується глибиною до 2200 м і потужним осадовим комплексом (до 12 км). Сформувалася в умовах рифтогенезу у пізньокрейдову добу
- Східна чорноморська улоговина — глибша частина моря, товща осадів сягає 14 км; має ознаки океанічного типу кори
- Андрусівський хребет — підняття, що розділяє дві улоговини, складене мезозойськими й кайнозойськими відкладами.
- Північно-західний шельф — частина Східноєвропейської платформи з відносно пологою будовою та слабовираженими розломами.
- Північно-західний шельф — частина Східноєвропейської платформи з відносно пологою будовою та слабовираженими розломами [6; 15].

Етапи геологічного розвитку

Умовно в розвитку Чорноморського басейну виділяють кілька основних етапів:

- Мезозойський (до 100 млн р. тому): формування передумов рифтогенезу на межі Східноєвропейської платформи й Тетійського океану.
- Палеогеновий (66–23 млн р. тому): активізація тектонічних рухів, утворення Андрусівського хребта, початок осадонакопичення.
- Неогеновий (23–2,6 млн р. тому): формування основного осадового чохла, стабілізація континентального схилу, активне нагромадження теригенних відкладів.
- Антропогеновий (2,6 млн р. тому – сучасність): трансгресивно-регресивні коливання рівня моря, формування сучасного рельєфу, шельфу та гідрологічних умов [9].

Сучасна тектонічна активність

Хоча Чорне море вважається відносно стабільним регіоном, геодинамічні спостереження свідчать про повільні неотектонічні рухи (1–3 мм/рік), особливо в районах Кавказького та Анатолійського орогенів. Це призводить до періодичних землетрусів у східній. Хоча Чорне море вважається відносно стабільним регіоном, геодинамічні спостереження свідчать про повільні неотектонічні рухи (1–3 мм/рік), особливо в районах Кавказького та Анатолійського орогенів. Це призводить до періодичних землетрусів у східній

частині моря. Сучасні GPS-спостереження підтверджують поступове зміщення літосферних блоків у напрямі південного заходу [7].

Вплив тектонічної будови на накопичення вуглеводнів

Тектонічна будова басейну має безпосередній вплив на формування пасток і резервуарів вуглеводнів. Структурні підняття шельфової зони (Дніпровсько-Дністровська, Голіцинська, Каламітська антеклізи) створюють умови для акумуляції нафти та газу. Розломні зони, пов'язані з Андрусівським і Шацьким хребтами, сприяють міграції глибинних флюїдів і утворенню газогідратних полів [5].

Таким чином, сучасна тектонічна модель Чорного моря пояснює як його морфологічну будову, так і закономірності поширення вуглеводневих ресурсів [10, 15].

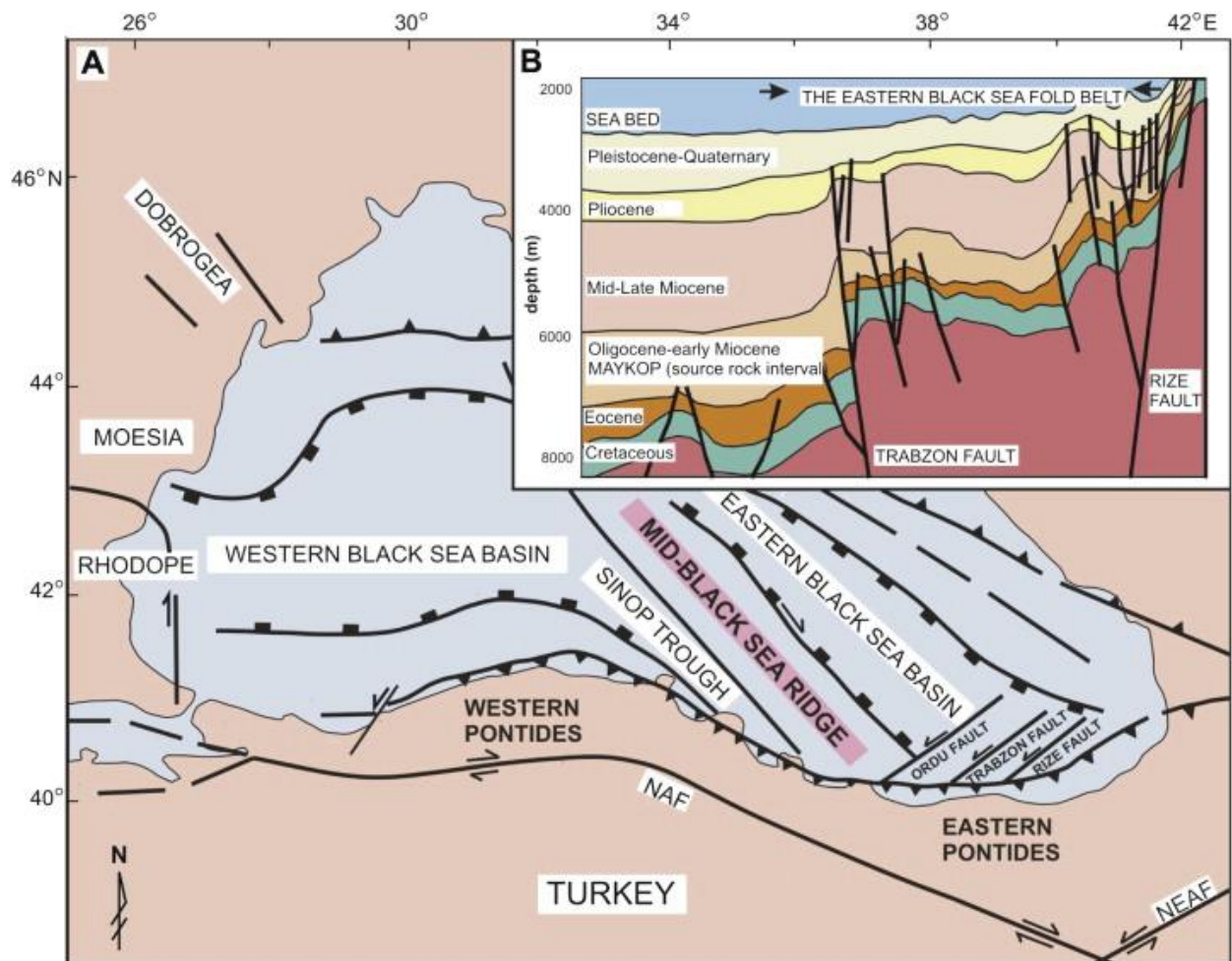


Рис. 2.3. Тектонічна карта Чорного моря з виділенням основних структурних елементів (західна та східна улоговини, Андрусівський хребет, розломи та осадові товщі) (джерело: Turkish Petroleum Corporation, 2023, ResearchGate).

Тектонічна схема Чорного моря (рис. 2.3) демонструє поділ басейну на дві головні улоговини — Західну та Східну, розділені Середнім чорноморським хребтом. На карті позначено головні структурні елементи:

Сінопський прогин, Понтійські терани, Мезійську плиту та систему регіональних розломів, що контролюють формування осадового чохла. Панель В зображує стратиграфічну будову східної частини басейну від крейдових до плейстоценових відкладів, що свідчить про складну тектонічну історію та етапи осадонакопичення.

2.3. Осадові товщі та особливості осадонакопичення шельфу Чорного моря

Осадочний чохол Чорного моря формувався протягом тривалого часу — від мезозою до сучасності — і має потужність від 5–8 км на шельфі до 12–14 км у глибоководних улоговинах. Формування цих товщ тісно пов'язане з історією тектонічного розвитку басейну, змінами рівня моря та кліматичними коливаннями [7].

Стратиграфічна характеристика осадових товщ

У межах Чорного моря виділяють кілька основних стратиграфічних комплексів осадових порід, які відображають етапи геологічної еволюції басейну:

- Мезозойський комплекс (крейда):
Представлений глинами, вапняками, мергелями, які накопичувалися в умовах глибокого спокійного моря. Саме ці відклади утворюють фундамент осадового розрізу й визначають морфологічну будову западин [6].
- Палеогеновий комплекс (еоцен–олігоцен):
Для цього періоду характерне формування глинистих і алевритових товщ, насичених органічною речовиною. Найважливішим горизонтом є майкопська світа (Maikop Series) — головна порода-джерело вуглеводнів Чорного моря. У ній міститься до 4–6 % органічного вуглецю, що створює умови для генерації нафти й газу [25].
- Неогеновий комплекс (міоцен–пліоцен):
Представлений пісковиками, алевролітами та глинами, які утворювалися в умовах активного надходження теригенного матеріалу з суші (дельти Дунаю, Дністра, Дніпра). У цей час відбувалося інтенсивне формування структурних пасток [6, 7].
- Антропогенові (четвертинні) відклади:
Сформувалися під впливом змін рівня моря в періоди зледенінь та потеплінь. Складаються з пісків, мулів і глин, принесених сучасними

річками. Потужність шару не перевищує 50–100 м, але він відіграє важливу роль у сучасному осадоутворенні [26].

Умови осадонакопичення

Процес накопичення осадів у Чорному морі контролюється взаємодією тектонічних, кліматичних і гідрологічних факторів.

- Тектонічні умови.

Активні рухи земної кори створили систему депресій (улоговин) і піднять (антекліз), де осідали осадові породи. Найінтенсивніше осадонакопичення відбувалося в межах континентального схилу [17].

- Кліматичні фактори.

У міоцені–пліоцені переважав теплий і вологий клімат, що забезпечував активне надходження річкового матеріалу. У пізньому плейстоцені, під час зледенінь, рівень моря різко знижувався, і Чорне море перетворювалося на прісноводне озеро (Yanko-Hombach et al., 2021) [26].

- Гідрологічні умови.

Сучасна глибока частина моря характеризується розвитком сірководневої зони, яка починається з глибин 90–160 м. Анаеробне середовище сприяє збереженню органічної речовини, що накопичується у донних відкладах, створюючи потенціал для формування нових джерел вуглеводнів [31].

Значення осадових товщ у формуванні вуглеводнів

Осадові комплекси Чорного моря формують повноцінну нафтогазову систему:

- Маїкопські відклади — породи-генератори (source rocks).
- Пісковики неогену — колектори (reservoir rocks).
- Глини четвертинного віку — покритишки (seal rocks), які забезпечують збереження покладів [6].

Взаємодія цих елементів створює умови для накопичення та збереження нафти, газу і газогідратів у шельфовій зоні [7, 25].

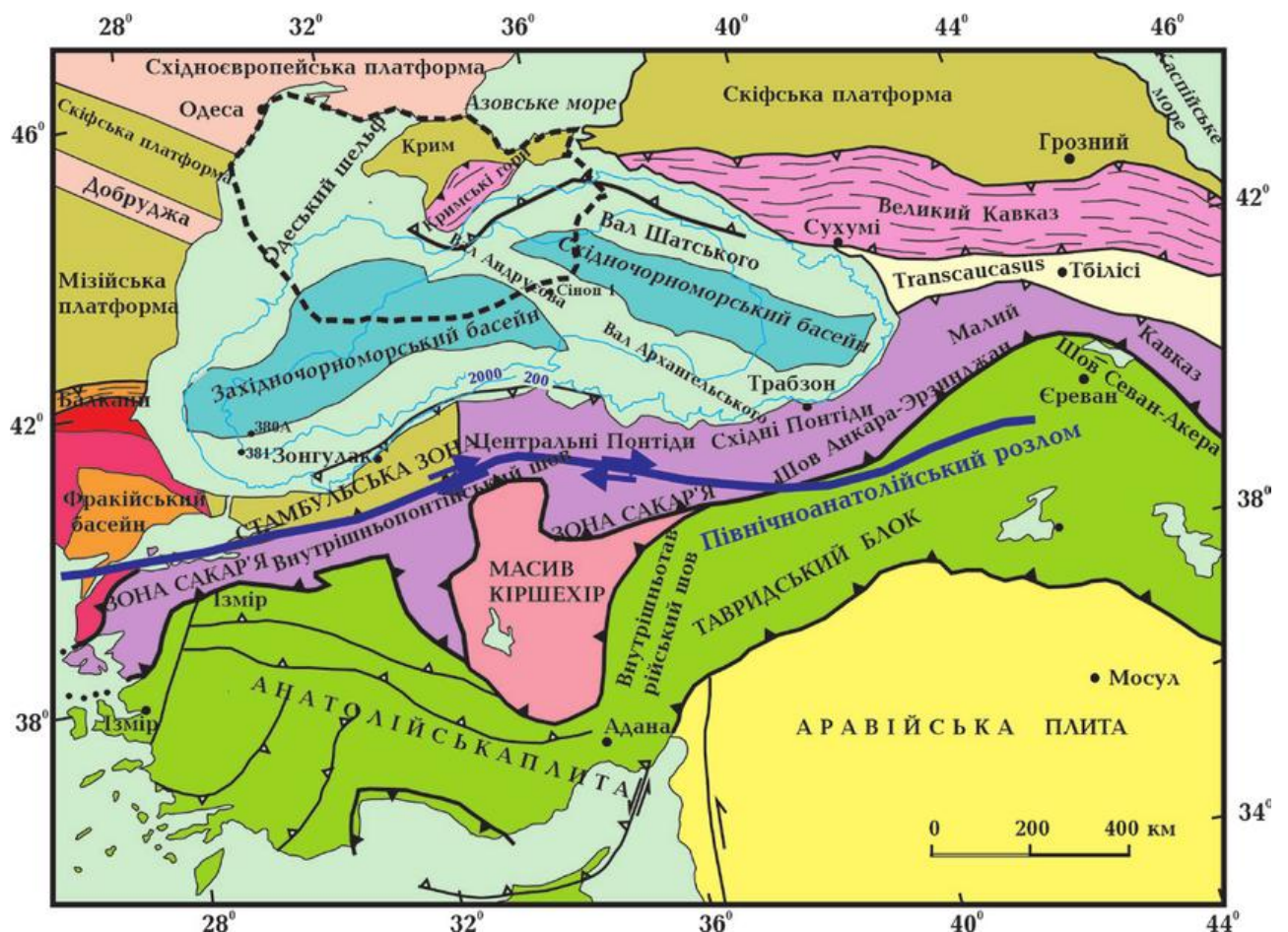


Рис. 2.4. Геодинамічна схема Чорноморського регіону із позначенням основних тектонічних блоків, плит, зон субдукції та глибинних розломів (джерело: ІГН НАН України та МТА Turkey).

Геодинамічна схема (рис. 2.4.) відображає структуру Чорноморського регіону, сформовану внаслідок взаємодії великих тектонічних плит — Анатолійської, Аравійської, Мізійської та Східноєвропейської. Зображено головні розломні системи, що визначають сучасну тектоніку басейну: Північноанатолійський розлом, зона Сакар'я, Ізмітська зона та Індоло-Кубанська система. На карті також виділено Західночорноморський і Східночорноморський басейни, їхні межі та структурні елементи — вал Шатського, вал Архангельського і центральні Понтиди. Схема демонструє, що регіон є результатом складних колізійних процесів, які визначили будову й нафтогазову перспективність Чорного моря.

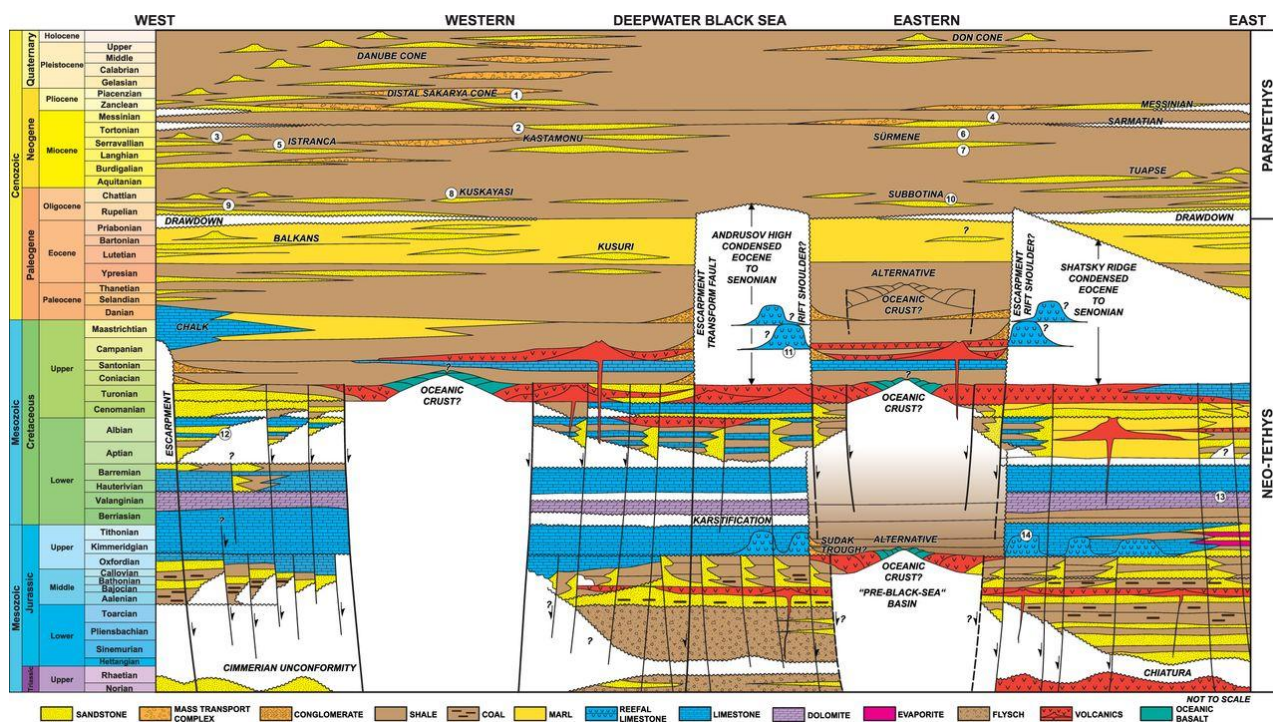


Рис. 2.5. Узагальнений стратиграфічний розріз Чорного моря від західної до східної частини з виділенням головних осадових комплексів і структурних елементів (джерело: Tari G., Simmons M. History of deepwater exploration in the Black Sea and an overview of deepwater petroleum play types, 2018).

Стратиграфічний розріз (рис. 2.5.) відображає зміну осадових товщ Чорноморського басейну із заходу на схід. У моделі виділено основні мезозойсько-кайнозойські комплекси, сформовані в різних тектонічних умовах — від рифтогенезу неотетисової системи до розвитку паратетису. Простежуються регіональні неузгодженості (кіммерійська, сеноманська) та зміни потужності й літології відкладів у межах західної та східної улоговин. Центральні частини басейну пов'язані з океанічною або субокеанічною корою, тоді як окраїни включають перехідні та континентальні комплекси. Розріз використовується як базова модель для реконструкції геологічної еволюції та оцінки нафтогазоносного потенціалу Чорного моря.

Особливості шельфової зони

Шельф Чорного моря є однією з найважливіших структурних частин басейну, оскільки саме в його межах зосереджено основні родовища нафти й газу [9]. За своїми морфологічними, геологічними та літологічними особливостями шельф Чорного моря істотно відрізняється від інших акваторій Середземноморського басейну, що визначає його нафтогазоносний потенціал [15, 25].

Геоморфологічна характеристика шельфу

Шельфова зона охоплює близько 22 % площі Чорного моря [25]. Її ширина змінюється від 10–20 км у південній (турецькій) частині до 100–200

км у північно-західній (українській) частині. Середня глибина шельфу становить до 200 м, нижче якого починається континентальний схил [26]. Найбільше розвинений північно-західний шельф, що простягається від дельти Дунаю до мису Тарханкут і характеризується відносно пологою поверхнею з невеликим нахилом ($0,01-0,05^\circ$). У його межах виділяють низку морфологічних елементів — Дніпровсько-Дністровську, Каламітську, Голіцинську антеклізи, які є перспективними зонами нафтогазоносності [9]. Південний (турецький) і східний (грузинський) шельфи значно вужчі, оскільки в цих районах море обмежене глибокими тектонічними западинами, а континентальний схил має різку крутизну [26, 31].

Морфологія дна

Морфологічно шельф Чорного моря представлений слабо хвилястою акумулятивною поверхнею з локальними підняттями та зниженнями, які збігаються з тектонічними структурами [15].

У межах українського сектора спостерігаються:

- підводні дельтові виступи Дунаю, Дністра, Дніпра;
- ерозійні канали, що простягаються у напрямку до глибоководної частини моря;
- акумулятивні рівнини, складені піщано-глинистими відкладами.
- Уздовж краю шельфу відзначаються незначні уступи — ознака стародавніх берегових ліній, які утворилися під час регресій моря у плейстоцені [25].

Літологічний склад відкладів

Літологія шельфу визначається поєднанням річкового, морського й делювіального матеріалу, що потрапляє в акваторію під дією сучасних процесів осадонакопичення.

На північно-західному шельфі України переважають піщано-глинисті відклади, що утворилися за рахунок виносу теригенного матеріалу річками. Потужність голоценових осадів сягає 10–30 м, неогенових — до 200 м [5, 6].

На східному шельфі (Кримський і Кавказький райони) зростає частка карбонатних і алевроитових порід, а в глибших ділянках — глинистих мулистих осадів, збагачених органічною речовиною.

У південній частині моря домінують уламкові відклади та вулканогенні матеріали, принесені з Понтійського орогену [26].

Дослідження зразків осадів, проведені EMBLAS-II (2023), показують, що сучасні донні відклади містять підвищену кількість органічного вуглецю

(до 2–3 %), що створює передумови для утворення нових генераційних шарів у глибших горизонтах [17].

Динаміка сучасних процесів

У шельфовій зоні активно відбуваються процеси:

- акумуляції (переважно в дельтових зонах річок),
- ерозії (у районах із сильними придонними течіями),
- газовиділення (міграція метану з глибинних шарів).

Дані геоакустичних зйомок фіксують численні газові факели (gas seeps) на глибинах 40–150 м, особливо поблизу Одеського й Штормового родовищ. Це свідчить про постійну активність флюїдних потоків у межах шельфу [9, 15].

Геологічне значення шельфу

Північно-західний шельф Чорного моря є найбільш перспективною зоною для розвитку нафтогазовидобувної галузі України. Поєднання таких чинників, як:

- значна ширина шельфу,
- наявність генераційних і колекторних товщ,
- структурні пастки антеклізового типу,
- сприятливі гідрогеохімічні умови — створюють високий потенціал для накопичення і збереження вуглеводнів [5, 6, 7, 9].

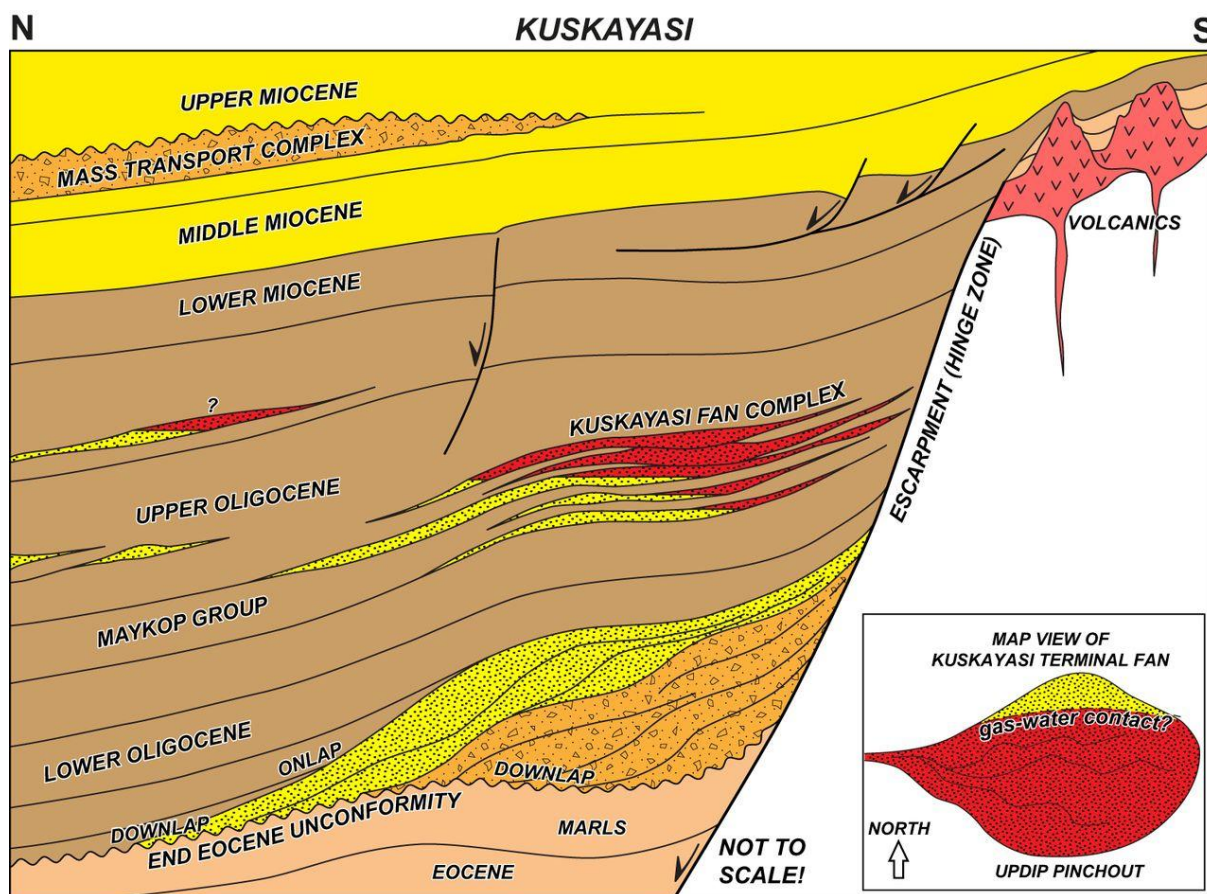


Рис. 2.6. – Геологічний розріз південного шельфу Чорного моря (район Kuskayasi) із відображенням осадових товщ, зони перегину шельфу та газоносного комплексу (джерело: Tari G., Simmons M. History of deepwater exploration in the Black Sea and an overview of deepwater petroleum play types, 2018).

Геологічний розріз південного шельфу Чорного моря (рис. 2.6.) відображає типову для цього регіону будову осадового чохла, що включає еоценові та олігоценові марли, майкопську товщу, а також нижньоміоценові та верхньоміоценові відклади. Особливу увагу привертає осадовий віяловий комплекс Kuskayasi, сформований унаслідок гравітаційного переносу та накопичення теригенного матеріалу з південних схилів басейну. Саме в межах цього комплексу виділено газоносні горизонти, що пов'язані з літологічними пастками та виклинюванням піщаних пластів у напрямку підняття. Зона перегину шельфу (hinge zone) слугує важливою структурною межею, що контролює як осадонакопичення, так і міграцію флюїдів.

2.4. Гідрологічна та геохімічна характеристика Чорного моря

Гідрологічні та геохімічні особливості Чорного моря визначають його як один із найунікальніших морських басейнів світу. Основними характеристиками є наявність сірководневого шару, стабільна стратифікація водних мас, обмежений водообмін із Середземним морем та високий вміст органічної речовини у донних відкладах [7, 8]. Усе це безпосередньо впливає

на процеси осадо накопичення, діагенезу та формування вуглеводневих систем.

Гідрологічна структура моря

Водна товща Чорного моря чітко стратифікована. Умовно виділяють три головні шари:

- Поверхневий (0–50 м) — утворений пріснішими водами, що надходять із великих річок (Дунай, Дніпро, Дністер, Південний Буг). Солоність тут становить 17–18‰, температура влітку сягає +25 °С, узимку — +8...9 °С.
- Проміжний (50–150 м) — зона активного змішування морських і середземноморських вод. Тут формується різкий градієнт солоності та температури. Солоність зростає до 20–22‰, а температура знижується до +8...9 °С протягом року.
- Глибинний (нижче 150–200 м) — холодний, слабо рухомий шар із сталою температурою +8,6...9,1 °С та солоністю близько 22–22,5‰. Саме в цій зоні спостерігається анаеробне середовище, насичене сірководнем (H_2S) [20].

Сірководнева зона та її генезис

Чорне море є найбільшим у світі сірководневим басейном. Межа поширення сірководню починається на глибинах 90–160 м (EMBLAS-II, 2023) і сягає дна. Концентрація H_2S у глибинних шарах становить до 8–10 мг/л, що створює повністю анаеробне середовище.

Основні джерела сірководню:

- біогенне відновлення сульфатів морськими бактеріями у процесі розкладу органічної речовини;
- термохімічне відновлення сульфатів у глибших шарах осаdів;
- підземна дегазація та вихід флюїdів з осаdового чохла [12, 27].

Завдяки цим процесам у Чорному морі сформувалася стійка гідрологічна стратифікація, яка існує понад 7–8 тисяч років — з часу постгладіальної трансгресії.

Хімічний склад вод і донних відкладів

Глибинні води характеризуються збагаченістю метаном (CH_4), аміаком (NH_3), вуглекислим газом (CO_2) та сірководнем (H_2S) [16]. Ці гази утворюються в результаті мікробіологічного розкладу органічної речовини, що осідає з поверхневих шарів.

У донних відкладах північно-західного шельфу вміст органічного вуглецю сягає до 3 %, а в глибоководних мулах — до 5 % [20]. Така висока

концентрація є передумовою утворення нових генераційних товщ, зокрема у неогенових і четвертинних осадах [21].

Геохімічна стратифікація та її вплив на осадо накопичення

Сучасна стратифікація вод сприяє накопиченню сульфідів заліза, марганцю, а також метанових включень у товщі мулів. В умовах анаеробного середовища відбувається збереження органічної речовини, що є важливою передумовою для формування потенційних нафтогазоносних шарів. У зонах перетину сірководневого шару з донними осадами відзначається акумуляція газогідратів, особливо у південній і центральній частинах моря (Popescu et al., 2023).

Газогідрати Чорного моря

Газогідрати (переважно метанові) виявлені на глибинах 500–2000 м, у товщах осадів, що межують із зоною стабільності гідратів (BSR – Bottom Simulating Reflector). За оцінками UkrNDIGaz (2023), потенційні ресурси газогідратів у межах українського шельфу можуть сягати до 60 млрд м³ у перерахунку на вільний газ [9, 21]. Ці утворення мають значення не лише як джерело енергії, а й як показник активної газової міграції з глибинних горизонтів [28, 33].

Роль гідрологічних і геохімічних умов у нафтогазоносності

Гідрологічна стратифікація, наявність сірководневого шару та підвищений вміст органічної речовини створюють замкнену геохімічну систему, у якій відбувається:

- збереження органічного матеріалу без окиснення;
- формування відновного середовища, сприятливого для генерації вуглеводнів;
- утворення газогідратних пасток, пов'язаних із вертикальними потоками метану.

Ці процеси пояснюють високий потенціал Чорного моря у контексті нетрадиційних джерел вуглеводнів, зокрема газогідратів та біогенних газів [21, 12, 21].

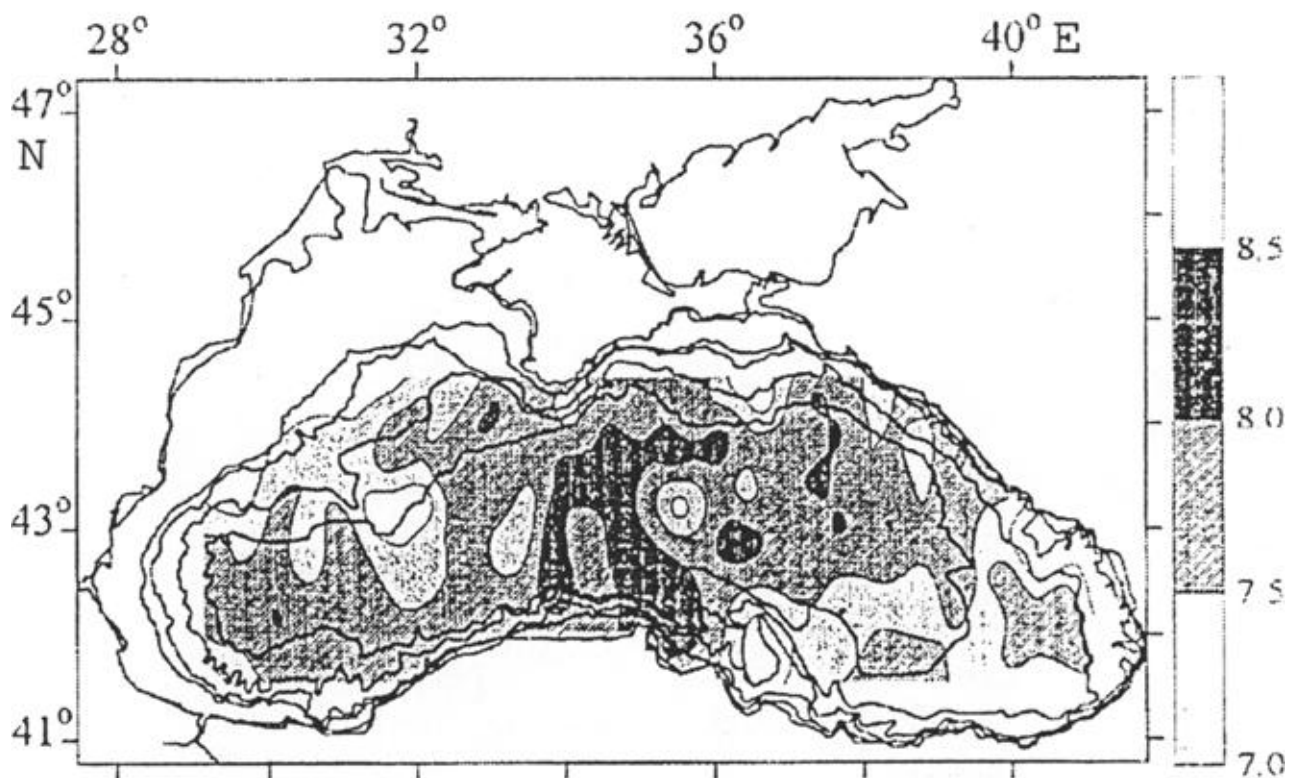


Рис. 2.7. Карта розподілу концентрацій сірководню у придонному шарі вод Чорного моря (джерело: Popovich A. I. *Hydrogen sulfide fields of the Black Sea*, 2012).

Просторовий розподіл концентрацій сірководню (H₂S) у придонному шарі вод Чорного моря зображено (рис. 2.7.). Максимальні значення (8,0–8,5 мг/л) зосереджені в центральній та південній частинах басейну, тоді як менші концентрації характерні для прибережних районів. Такий розподіл свідчить про стабільну стратифікацію водної товщі, відсутність глибокої вертикальної циркуляції та активні анаеробні процеси, притаманні ізольованим глибоководним улоговинам Чорного моря.

РОЗДІЛ 3. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

3.1. Сучасний стан розвідки та видобутку нафти й газу на шельфі західної частини Чорного моря

Розвиток нафтогазової галузі на шельфі Чорного моря у ХХІ столітті характеризується активізацією геологорозвідувальних робіт і збільшенням частки морського видобутку у загальному енергетичному балансі прибережних держав [2]. Видобуток вуглеводнів ведеться як на континентальному шельфі, так і на окремих глибоководних структурах, однак ключова роль належить шельфовим родовищам, які простіші у розробці та забезпечують стабільний видобуток природного газу [5, 23].

Україна

Україна має найширший шельф серед чорноморських країн — понад 90 тис. км², з яких приблизно 60 % вважаються перспективними на нафту й газ. Основними структурами є північно-західний шельф, Каркінітська западина та Дніпровсько-Дністровська антекліза [2, 5].

До 2014 року видобуток здійснювався переважно АТ “Чорноморнафтогаз”, який експлуатував Штормове, Голіцинське, Одеське, Безіменне та інші газові родовища [7].

На той час видобуток становив близько 1,6 млрд м³ газу на рік, що покривало понад 5 % внутрішніх потреб України (УкрНДІГаз, 2023).

У 2018–2023 рр. українські геологічні установи — Інститут геологічних наук НАН України, Держгеонадра та УкрНДІГаз — провели оновлення 3D-сейсмічної бази даних шельфу.

За результатами цих робіт було підтверджено понад 20 локальних структур, готових до буріння.

Прогнозні ресурси українського шельфу оцінюються у 1,3–1,5 млрд т нафтового еквіваленту (EMODnet, 2024) [23, 29].

В останні роки Україна розвиває проєкти спільного моніторингу з європейськими партнерами (GeoEcoMar, EMODnet Energy), а також розглядає можливість використання шельфових ділянок для геотермальної енергії та підводного зберігання CO₂ — за моделлю Північного моря.

Туреччина

Туреччина є найбільш активною державою у сучасному видобутку газу на Чорному морі. У 2020–2023 рр. Turkish Petroleum Corporation (ТРАО) оголосила про відкриття газового родовища Сакар’я (Sakarya Field) на

глибоководді у західній частині моря (район Туна-1, глибина понад 2100 м) [29].

Оціночні ресурси становлять 710 млрд м³ природного газу, що стало найбільшим відкриттям у регіоні за останні десятиліття (ТРАО, 2023).

Компанія побудувала морський газопровід і до 2024 року почала подачу газу до національної мережі. Уряд Туреччини заявив про плани повної експлуатації родовища до 2028 року з обсягом видобутку понад 15 млрд м³ на рік. Активно ведеться також пошук нових структур у центральній частині моря (проекти “Filyos-2” і “Sile-1”), що фінансуються у партнерстві з TotalEnergies та ExxonMobil.

Румунія

Румунія має добре розвинений шельф і стала однією з перших держав регіону, що перейшла до промислового видобутку [23].

Основними компаніями-операторами є OMV Petrom та Black Sea Oil & Gas (BSOG). Найважливіший проєкт — Neptun Deep, де прогнозні запаси оцінюються у 100 млрд м³ природного газу [7].

У 2022–2024 рр. на румунському шельфі введено в експлуатацію Midia Gas Development Project — перший великий приватний газовидобувний об’єкт на Чорному морі.

Очікуваний щорічний видобуток — 1 млрд м³ газу, що покриває близько 10 % національного споживання.

Румунія планує до 2030 року стати регіональним експортером чорноморського газу та підключити свої родовища до системи ЄС через інтерконектори BRUA .

Болгарія

У Болгарії видобуток здійснюють компанії Petroceltic Bulgaria, TotalEnergies, OMV і Repsol [17].

Основні родовища — Галата, Каварна, Каліакра — розташовані поблизу Варни, у межах шельфу з глибинами 70–120 м.

Сумарні видобувні ресурси оцінюються у близько 15 млрд м³ газу [23].

У 2023 році Болгарія відновила програму геологічної розвідки на глибоководді (“Block Nan Asparuh”), залучивши нові 3D-сейсмічні дослідження [29].

Також ведуться переговори з TotalEnergies щодо спільного освоєння з Румунією прикордонних структур.

Грузія

Грузія має вузький шельф (до 20 км) і поки що не здійснює промислового видобутку [29].

Однак проведені бурові роботи (2020–2024 рр., компанія Block Energy Ltd) підтвердили наявність газоносних товщ у неогенових відкладах [30].

Потенційні ресурси грузинського сектора оцінюються у 20–25 млрд м³ газу, що може забезпечити внутрішній попит країни на десятиліття вперед [25].

Уряд Грузії спільно з Eni та OMV Petrom веде перемовини про проведення додаткових сейсмічних робіт на глибоководді, орієнтуючись на досвід Туреччини [7].

Для узагальнення сучасного стану розвідки та видобутку нафти й газу на шельфі західної частини Чорного моря складено порівняльну характеристику основних країн-операторів (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристика розвитку шельфового видобутку вуглеводнів на Чорному морі

Країна	Основні діючі родовища	Оціночні ресурси (млрд м³)	Річний видобуток (2024 р.)	Особливості
Україна	Штормове, Одеське, Безіменне	1 300 (екв.)	—	Найширший шельф, високий потенціал, потребує відновлення розвідки
Туреччина	Sakarya (Tuna-1)	710	3–4 → до 15 (план)	Найбільше відкриття в регіоні, активна глибоководна розвідка
Румунія	Neptun Deep, Midia, Ana	100+	1,0	Перший приватний видобуток, експорт до ЄС
Болгарія	Galata, Kaliakra, Kavarna	15	0,2	Локальний видобуток, співпраця з TotalEnergies
Грузія	Supsa, Kolkheti Basin	20–25	—	Початковий етап розвідки, іноземні інвестори

Примітка. Дані, наведені в таблиці, узагальнено за матеріалами джерел: [1, 2, 13, 15, 20].

Основні тенденції розвитку

1. Туреччина та Румунія — лідери у глибоководному бурінні та переході до самостійного забезпечення газом.
2. Україна — має найбільший потенціал шельфу, проте потребує модернізації технічної бази й міжнародних партнерств.
3. Болгарія та Грузія — перебувають на стадії розширення розвідувальних робіт.

Спільна тенденція — розробка цифрових морських ГІС, спільні енергетичні проекти ЄС, розвиток газогідратного напрямку.

3.2. Родовища нафти та газу на українському шельфі

У цьому розділі розглянуто сучасний стан розвідки та видобутку вуглеводнів на шельфі Чорного моря, характеристику основних нафтових і газових родовищ українського сектору, ресурси газогідратів та їхнє значення, а також проведено порівняльний аналіз вуглеводневого потенціалу Чорного моря з іншими морськими басейнами світу. Особливу увагу приділено українському шельфу як стратегічному елементу енергетичної безпеки держави [10].

Родовища нафти на шельфі України

Український сектор Чорного моря є частиною Північно-західної нафтогазоносною провінції, яка охоплює площу понад 90 тис. км² і простягається від дельти Дунаю до Каркінітської затоки. Основна частина покладів вуглеводнів зосереджена у неогенових, палеогенових і верхньокрейдових відкладах, що утворюють сприятливі умови для накопичення як газу, так і рідких вуглеводнів (нафти, конденсату) [2, 5].

Хоча більшість промислово розвіданих родовищ мають газовий або газоконденсатний тип, на українському шельфі також виявлено низку нафтових покладів і зон із високим вмістом конденсату, що мають реальне промислове значення [1, 5].

Геологічні умови формування нафтових покладів

Нафтогазоносність шельфу пов'язана переважно з трьома головними структурно-стратиграфічними комплексами:

- Маїкопський (олігоцен–нижній міоцен) — головний генераційний горизонт, насичений органічною речовиною сапропелевого типу. Ці породи є джерелом як газу, так і легких фракцій нафти.
- Неогеновий (середній–верхній міоцен, пліоцен) — головна зона колекторів. Тут нафта і газ накопичуються у пісковиках і алевролітах дельтового походження, перекритих глинистими відкладами [7, 10].

- Мезозойський (верхня крейда) — представлений карбонатними товщами, де можливе формування пасток структурно-літологічного типу (куполи, блокові підняття) [11].

Тектонічно всі поклади приурочені до антеклізових структур (Голіцинська, Штормова, Одеська, Безіменна), що утворюють систему локальних пасток із замкненими куполами, заповненими вуглеводнями [2].

Основні нафтові й газоконденсатні родовища

1. Голіцинське родовище

- Відкрите у 1975 році, розташоване за 70 км від узбережжя Криму на глибинах моря 30–40 м.
- Колектори — пісковики середнього міоцену, перекриті глинистими товщами пліоцену.
- Тип покладу — газоконденсатно-нафтовий.
- Запаси оцінюються у понад 12 млрд м³ газу і 1,3 млн т нафти та конденсату (ІГН НАНУ, 2024) [2, 5].
- Нафта має низьку в'язкість ($\rho = 0,82\text{--}0,86$ г/см³), високий вміст легких фракцій (до 40 %).

2. Штормове родовище

- Виявлене у 1974 році, розташоване на південний захід від Голіцинського, за 65 км від узбережжя.
- Тип покладу — газоконденсатний із нафтовими прошарками у пісковиках середнього міоцену.
- Вміст конденсату у газі — до 120 г/м³.
- Поклади приурочені до локального купольного підняття, перекритого глинистими товщами.
- За оцінками УкрНДІГаз (2023), залишкові балансові запаси становлять близько 9 млрд м³ газу та 0,8 млн т нафти [11].

3. Одеське родовище

- Розташоване у північно-західній частині моря, за 130 км від узбережжя.
- Тип — газоконденсатне з нафтовими включеннями, відкрито у 1987 році.
- Потужність продуктивних шарів — до 120 м.
- Вміст рідких фракцій у газі сягає 80–100 г/м³.
- Поклади залягають у пісковиках верхнього міоцену, перекритих глинами неогену.
- Одеське родовище розглядається як перспективне для покращеного видобутку конденсату методом газоциклу [1, 2].

4. Безіменне родовище

- Відкрите у 1989 році, розташоване поблизу Одеського.
- Тип — газоконденсатне, із домішками важких нафтових фракцій у нижніх горизонтах.
- Колектори — пісковики середнього міоцену, глинисті породи виступають як покришки.
- Потенційні запаси — до 6 млрд м³ газу і 0,5 млн т нафти та конденсату.

5. Архангельське та Суботинське родовища

- Менш вивчені, але характеризуються наявністю нафтових проявів у неогенових і палеогенових відкладах. Глибина залягання пластів — 2,5–3,5 км.
- Нафта легка, парафіниста, із високим вмістом фракцій C₁₀–C₂₀.
- За даними ІГН НАНУ (2024), ресурси цих ділянок можуть перевищувати 1 млн т нафти кожна, але потребують додаткової геофізичної розвідки [2].

Фізико-хімічні характеристики чорноморської нафти

Дослідження зразків із Голіцинського та Штормового родовищ показують, що чорноморська нафта належить до легких малосірчистих типів ($S < 0,4 \%$). У складі домінують вуглеводні метан-нафтової серії, що робить її екологічно придатною для переробки [5, 11].

Вміст парафіну — до 2 %, сірководню — незначний.

Такі параметри свідчать про високий ступінь термokatалітичного перетворення органічної речовини, що відповідає середнім глибинам формування 2500–3000 м [11].

Перспективи подальшої розвідки нафтових покладів

У 2023–2025 рр. українські наукові установи завершили оновлення карт потенційних нафтогазоносних структур шельфу, зокрема за межами вже освоєних родовищ [2, 10].

Виділено кілька перспективних блоків:

“Дельта-Дунай” — очікується наявність нафтових пасток у неогенових відкладах товщиною до 7 км.

“Каркінітська западина” — прогноуються нафтові й газоконденсатні горизонти у палеогенових пісковиках.

“Південно-Штормовий” блок — потенційно містить запаси легких нафт у міоценових товщах.

За попередніми оцінками ІГН НАНУ (2024), сукупні прогнозні запаси нафти на українському шельфі становлять близько 60–70 млн т, що може забезпечити видобуток упродовж 20–25 років за умови інвестицій у сучасні морські бурові технології [1, 2].

Родовища газу на шельфі України

Український шельф Чорного моря характеризується високою газоносністю, що пов'язана з розвитком неогенових та палеогенових осадових товщ [2, 5].

За даними Інституту геологічних наук НАН України (2024), прогнозні ресурси природного газу у межах шельфу становлять близько 1,3 трлн м³, із яких понад третина зосереджена у північно-західній частині моря [2, 1].

Геологічні передумови газоносності

Основні колектори газу приурочені до пісковиків середнього та верхнього міоцену і частково — олігоцену, які формувалися у дельтових і прибережно-морських фаціях. Верхні пласти мають високу пористість (20–25%), гарну проникність (до 500 мД) та перекриті потужними глинистими товщами неогену, що створює герметичні пастки.

Джерелом газу є маїкопські відклади, насичені органічною речовиною сапропелевого типу [5, 10].

Тектонічно газові поклади контролюються куполами, антиклінальними складками та блоковими підняттями у межах Каркінітського прогину та Голіцинсько-Штормової зони [2, 7].

Основні родовища природного газу українського шельфу

1. Одеське газове родовище

- Одне з найбільших родовищ українського шельфу, розташоване за 130 км від узбережжя на глибинах моря 90–120 м.
- Відкрите у 1987 році, розробляється з 2011 року.
- Поклади залягають у пісковиках середнього міоцену, перекритих глинами пліоцену.
- Сумарні запаси газу — понад 21 млрд м³.
- Видобуток здійснюється через самопіднімальні бурові установки типу “Таврида” та “Сиваш”.
- Газ має низький вміст сірководню й азоту, що робить його придатним для безпосереднього транспортування у газопровідну мережу [1].

2. Безіменне газове родовище

- Відкрите у 1989 році, розташоване поблизу Одеського.

- Поклади приурочені до міоценових і пліоценових відкладів, представлених пісковиками з гарними колекторськими властивостями.
- Поклади — газоконденсатні, із вмістом конденсату до 100 г/м³.
- Прогнозні запаси становлять приблизно 10 млрд м³ газу.
- Розробляється з 2012 року, видобуток ведеться через платформу “Годованець” [5, 10].

3. Штормове родовище

- Відкрите у 1976 році, розташоване за 65 км від узбережжя Криму.
- Це найбільше родовище північно-західного шельфу, із запасами понад 30 млрд м³ природного газу та 1 млн т конденсату.
- Продуктивні горизонти приурочені до неогенових відкладів середнього міоцену.
- Розробка почалася у 1983 році.
- Видобуток здійснювався із чотирьох бурових платформ, газ транспортувався підводним трубопроводом до узбережжя [5, 11].

4. Голіцинське родовище

- Одне з найстаріших освоєних газоконденсатних родовищ на українському шельфі.
- Відкрите у 1975 році, розташоване на глибинах моря 30–40 м.
- Запаси становлять близько 12 млрд м³ газу і 1,3 млн т конденсату.
- Газ має високий вміст метану (до 98%), невеликий уміст азоту (до 1%) і практично не містить сірководню [5].

-

5. Архангельське родовище

- Відкрите у 1989 році, розташоване в центрі Каркінітської западини.
- Поклади приурочені до пісковиків середнього міоцену, перекритих глинистими шарами пліоцену.
- Газ — сухий, малоконденсатний.
- Прогнозні запаси оцінюються у близько 8 млрд м³, що робить його середнім за масштабами, але важливим з огляду на зручне розташування для підводної інфраструктури.

6. Інші родовища та перспективні структури

Серед менш вивчених, але перспективних родовищ — Суботинське, Кримське, Каркінітське, Задорненське, Дельта-Дунайська структура, а також глибоководна ділянка Prykerchenska, де, за оцінками Vanco Ltd., можуть залягати поклади газу з ресурсами понад 100 млрд м³. Станом на 2025 рік, детальне вивчення та моніторинг цих структур здійснюється за програмами

EMODnet Energy і УкрНДІГаз, які використовують сучасні методи 3D-сейсморозвідки й супутникового картування дна [7, 10].

Характеристика чорноморського природного газу

Газ українського шельфу — метановий типу "сухий", із домінуванням CH_4 (до 97–99%). Він має невеликий вміст етану й пропану, низьку теплотворну здатність, але стабільний тиск і температуру пласта. Завдяки цим властивостям чорноморський газ відзначається високою екологічною чистотою і не потребує складної підготовки перед подачею в мережу [1, 2].

Перспективи розвитку газовидобутку

Україна має значний потенціал для збільшення обсягів видобутку з морських родовищ.

Основні напрями розвитку:

- реконструкція існуючих платформ і відновлення видобутку на Штормовому та Одеському родовищах;
- розвідка нових структур на глибинах понад 1 500 м (Prykerchenska, Dnipro Delta Block);
- розвиток спільних проєктів із європейськими партнерами у межах Чорноморської енергетичної ініціативи ЄС;
- використання морських родовищ як сховищ для CO_2 після виснаження газових покладів [1, 2, 5, 10].

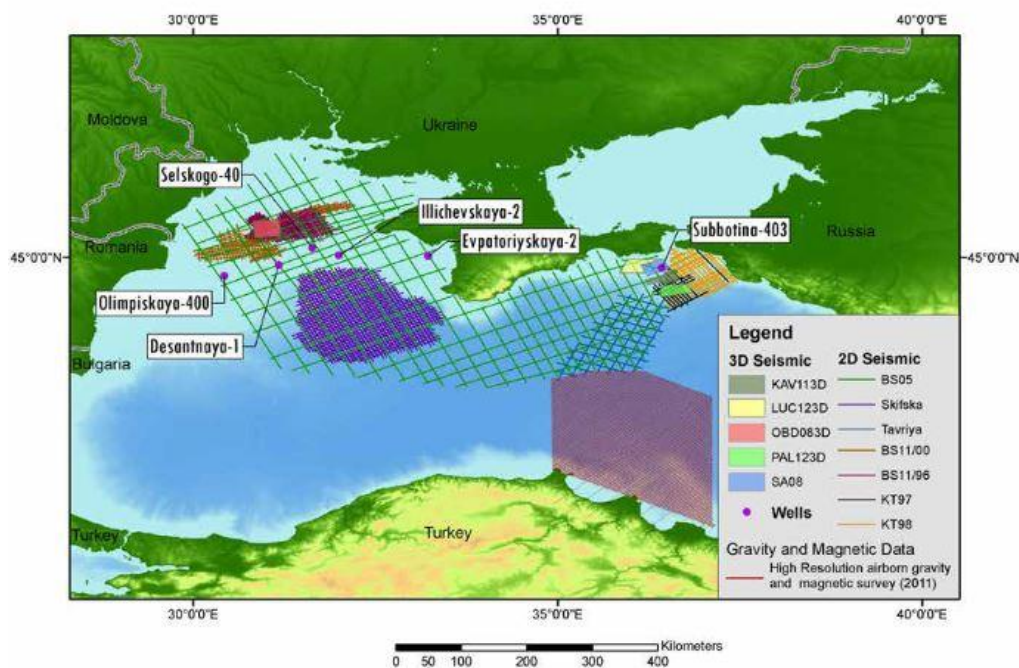


Рис. 3.1. схема сейсморозвідувальних робіт та пробурених свердловин на українському шельфі Чорного моря (джерело: Vanco International та Держгеонадр України).

Схема (Рис. 3.1.) проведення 2D та 3D сейсмозвідувальних робіт на українському шельфі Чорного моря із зазначенням пробурених свердловин та перспективних ділянок (Скіфська, Тарханкутська, Обода, Паласа, Са08). На схемі відображено: мережу 2D (лінійні профілі) та 3D (блокові площі) сейсмічних досліджень, розташування перспективних структур, а також пробурені свердловини (Selskogo-40, Olimpiyskaya-400, Desantnaya-1, Illichevskaya-2, Evpatoriyskaya-2, Subbotina-403).

3.3. Газогідрати Чорного моря: прогностні ресурси, особливості видобутку

Газогідрати — це кристалічні сполуки газу (переважно метану) з водою, які утворюються під дією високого тиску та низької температури. У Чорному морі вони є одним із найбільш потенційних нетрадиційних джерел енергії, а також важливим елементом морської геодинаміки, що впливає на стійкість схилів і міграцію газу [14, 31]. За своїми запасами газогідрати в десятки разів перевищують традиційні родовища природного газу.

У світовому масштабі їхні ресурси оцінюються у 2×10^{16} м³ метану, а в межах Чорного моря — до 25 трлн м³ (EMODnet, 2024), що робить цей регіон одним із найперспективніших у Європі [3, 9].

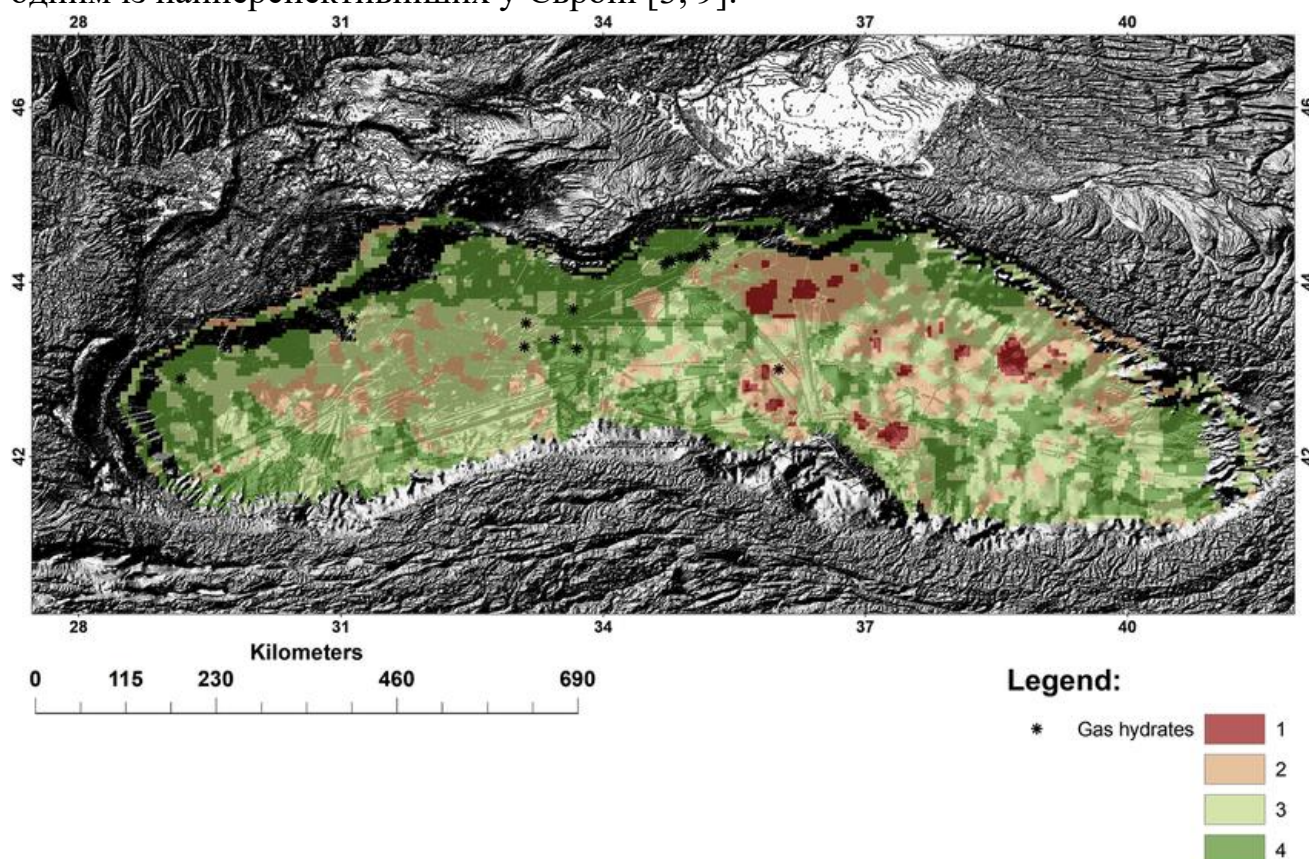


Рис. 3.2. Карта ймовірності поширення газогідратів у Чорному морі:
 1 – низька, 2 – помірна, 3 – висока, 4 – дуже висока (джерело: Vassilev A., Dimitrov L.
Spatial distribution of gas hydrates in the Black Sea // Geo-Marine Letters. – 2018. – Vol. 38. – P. 553–566).

Карта ймовірності поширення газогідратів у Чорному морі (рис. 3.2) демонструє просторовий розподіл зон з різним рівнем гідратоутворення. Найвищі значення концентрації газогідратів зосереджені у центральних і південно-східних глибоководних ділянках басейну, тоді як прибережні райони характеризуються низькою або помірною ймовірністю. Позначені локальні точки фіксації газогідратів узгоджуються з моделями високої та дуже високої перспективності.

Історія досліджень та відкриття в Чорному морі

Перші припущення про існування газогідратів у Чорному морі з'явилися в 1970-х роках після виявлення на сейсмічних профілях “рефлектора, що імітує морське дно” (BSR — Bottom Simulating Reflector) [4, 12]. Цей горизонт утворюється через різкий контраст між гідратонасиченими й вільногазовими шарами осаdів.

У 1980–1990-х роках українські дослідники (ІГН НАНУ, УкрНДІГаз) спільно з болгарськими й румунськими колегами підтвердили наявність зон гідратонакопичення у Каркінітському та Андрусівському регіонах. Під час буріння параметричних свердловин і відбору донних проб у 1990–2000-х роках виявлено газові включення з високим вмістом метану (до 99%) [20, 25].

Сучасний етап (2010–2025 рр.) характеризується активним використанням 3D-сейсмозв'язки, геоакустики та ROV-досліджень у межах міжнародних програм EMBLAS-II, EMODnet Energy та UNDP-Black Sea Project. Ці роботи підтвердили наявність потужних гідратоносних товщ на глибинах 600–2200 м, особливо у районах Андрусівського хребта та Судацького складчастого поясу [14, 25].

Геологічні та термодинамічні умови формування

Формування газогідратів у Чорному морі відбувається за умов:

- температури нижче +8 °С,
- гідростатичного тиску понад 5 МПа,
- високої концентрації метану у поровій воді,
- незначної швидкості осаdонакопичення (до 0,05 мм/рік) [14].

Основні джерела метану:

- біогенний метан — утворюється внаслідок анаеробного розкладу органічної речовини (сапропелю) у маїкопських та неогенових відкладах;
- термогенний метан — мігрує з глибших нафтогазоносних горизонтів через системи розломів [12, 18].

Формуються гідратоносні шари товщиною 50–250 м, що часто перекривають зони вільного газу. Такі “подвійні пастки” вважаються ідеальними об’єктами для майбутнього енергетичного освоєння [20, 25].

Географія поширення газогідратів

Виділяють чотири головні гідратоносні райони Чорного моря, характеристику яких наведено у (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Основні райони поширення газогідратів у Чорному морі та їх характеристика

Район	Глибина (м)	Походження газу	Особливості
Каркінітська западина	600–900	Біогенне	Перші підтверджені прояви гідратів у межах України
Андрусівський хребет	900–1500	Змішане	Потужні поклади, добре виражений BSR
Південний схил Криму	1200–2000	Термогенне	Активні грязьові вулкани, флюїдні джерела
Східна частина басейну (Трабзон, Грузія)	1500–2200	Біогенно-термогенне	Найглибше розташовані гідрати, підтверджені бурінням

Примітка. Дані, наведені в таблиці, узагальнено за матеріалами джерел: [3, 12, 25, 31].

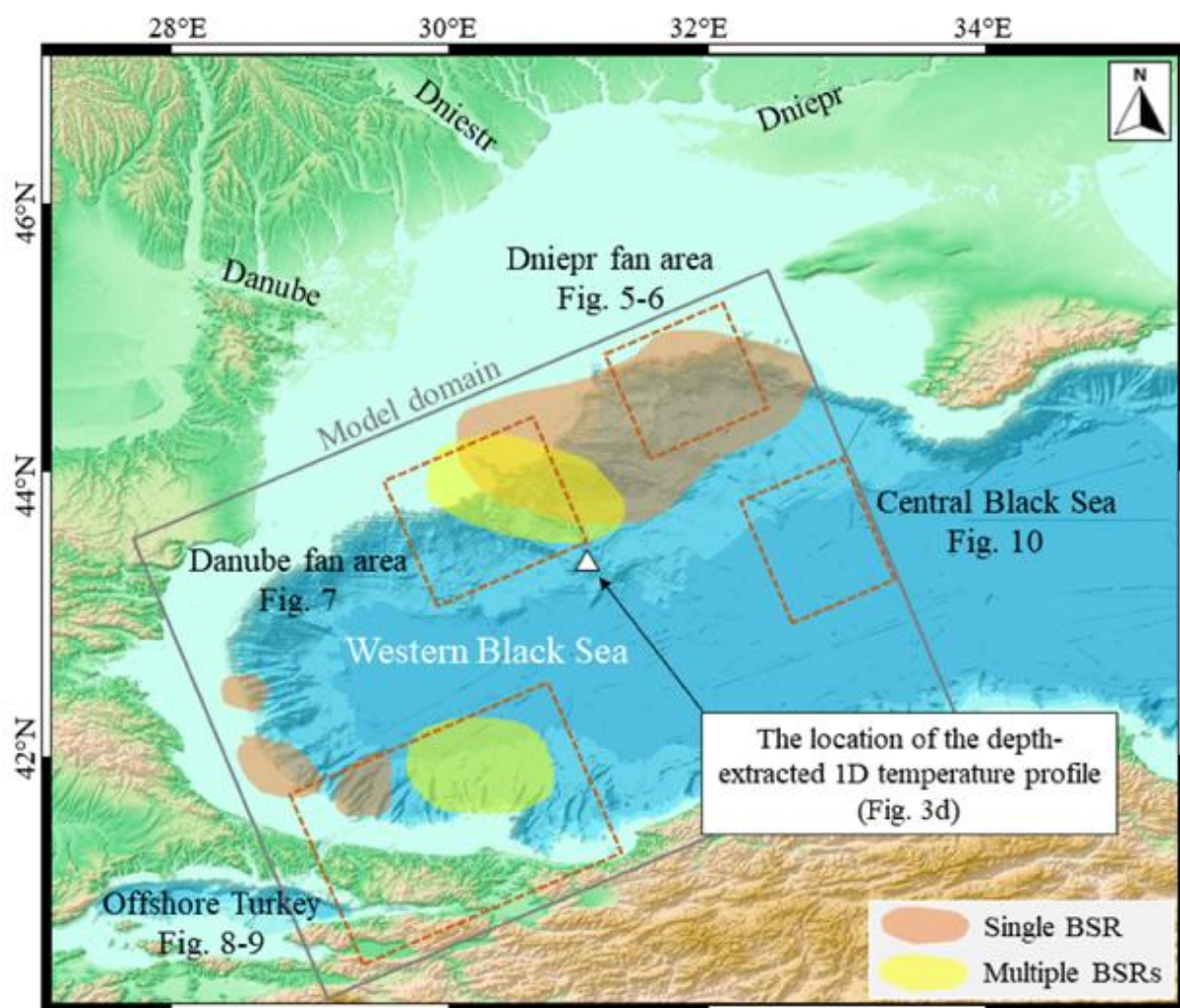


Рис. 3.3. Розташування зон одиничних та множинних BSR у західній частині Чорного моря (джерело: Pape T., Bahr A., Bohrmann G., et al. *The gas hydrate system of the western Black Sea Basin* // *Marine and Petroleum Geology*. – 2024. – 57 с.).

Розташування основних зон фіксації одиничних та множинних BSR у західній частині Чорного моря, включно з ділянками Дніпровського та Дунайського підводних віял, центральною глибоководною областю та шельфом Туреччини (рис.3.3.). Позначено модельний домен та точку отримання температурного профілю, використаного для моделювання умов існування газогідратів.

Методи дослідження та індикатори гідратів

Для виявлення газогідратів застосовують:

1. сейсмозв'язку МОГТ — фіксує BSR (межу стабільності гідратів) [4, 12, 31];
2. геоакустичне профілювання — визначає флюїдопрояви та газові стовпи;
3. буріння з відбором керну під тиском (метод “pressure coring”);
4. інфрачервону спектроскопію та термограму проб, що дозволяє виявляти газові клатрати безпосередньо в осадах;
5. ROV-спостереження та підводні сенсори метану [9, 12].

Прогнозні ресурси

Розрахунки EMODnet (2024), GeoEcoMar (2023) та ІГН НАНУ (2024) дають такі оцінки:

1. Загальні ресурси газу в гідратах Чорного моря — 20–25 трлн м³ метану [3, 8, 14];
2. Український сектор — до 7 трлн м³ ($\approx 30\%$ загального обсягу);
3. Потенційно видобувна частка — близько 1,5 трлн м³ за умови застосування сучасних технологій [10, 11].

Це еквівалентно більш ніж 60-річному споживанню газу в Україні.

Способи видобутку газу з гідратів

Видобуток метану з газогідратів є складним через ризик нестабільності морського дна та неконтрольованого вивільнення газу. Нині у світі апробовано три основні технологічні підходи, які потенційно можуть бути використані і в Чорному морі:

1. Депресійний метод (pressure reduction)

Полягає у зниженні тиску в пласті нижче межі стабільності гідратів, що призводить до їх розкладання.

Застосований у Японії (Nankai Trough Project) та Канаді (Mackenzie Delta).

Переваги: висока керованість процесу.

Недоліки: потребує герметичних свердловин і моніторингу зсувів дна [18, 20].

2. Тепловий метод (thermal stimulation)

Полягає у нагріванні порід (парою або гарячою водою), що викликає розкладання гідратів.

Використовується у Китаї (South China Sea). Підходить для неглибоких гідратоносних зон (до 800 м). В Чорному морі може бути ефективним у межах Каркінітської западини [25, 28].

3. Інгібіторний метод (chemical injection)

Полягає у закачуванні інгібіторів (метанолу, солей CaCl₂, етиленгліколю), які знижують температуру стабільності гідратів.

Використовується для контрольованого дегідратійного добування.

Вважається найперспективнішим для глибоководних районів Чорного моря, де високий тиск і низька температура.

4. Комбіновані методи

Новітні дослідження (2023–2025 рр., IEA Gas Hydrate R&D Program) пропонують поєднання депресійного та інгібіторного методів, що дозволяє добувати до 60–70 % газу без дестабілізації дна.

Перспективи для України

Україна має потенціал стати центром дослідження та випробувань технологій видобутку газогідратів у Європі. ІГН НАН України разом із GeoEcoMar (Румунія) та Naftogaz Exploration Division розробляють концепцію проєкту “BlackSeaHydrate-2030”, що передбачає:

- буріння першої науково-дослідної свердловини в районі Андрусівського хребта;
- створення підводного моніторингового полігону [12, 14];
- апробацію технології депресійного видобутку на глибинах до 1000 м [18, 28].

За оцінками ІГН НАНУ (2024), навіть використання 1 % ресурсів українських гідратів може забезпечити до 10 млрд м³ газу щороку — це рівень сучасного видобутку на суші на протязі найближчих 100 років.

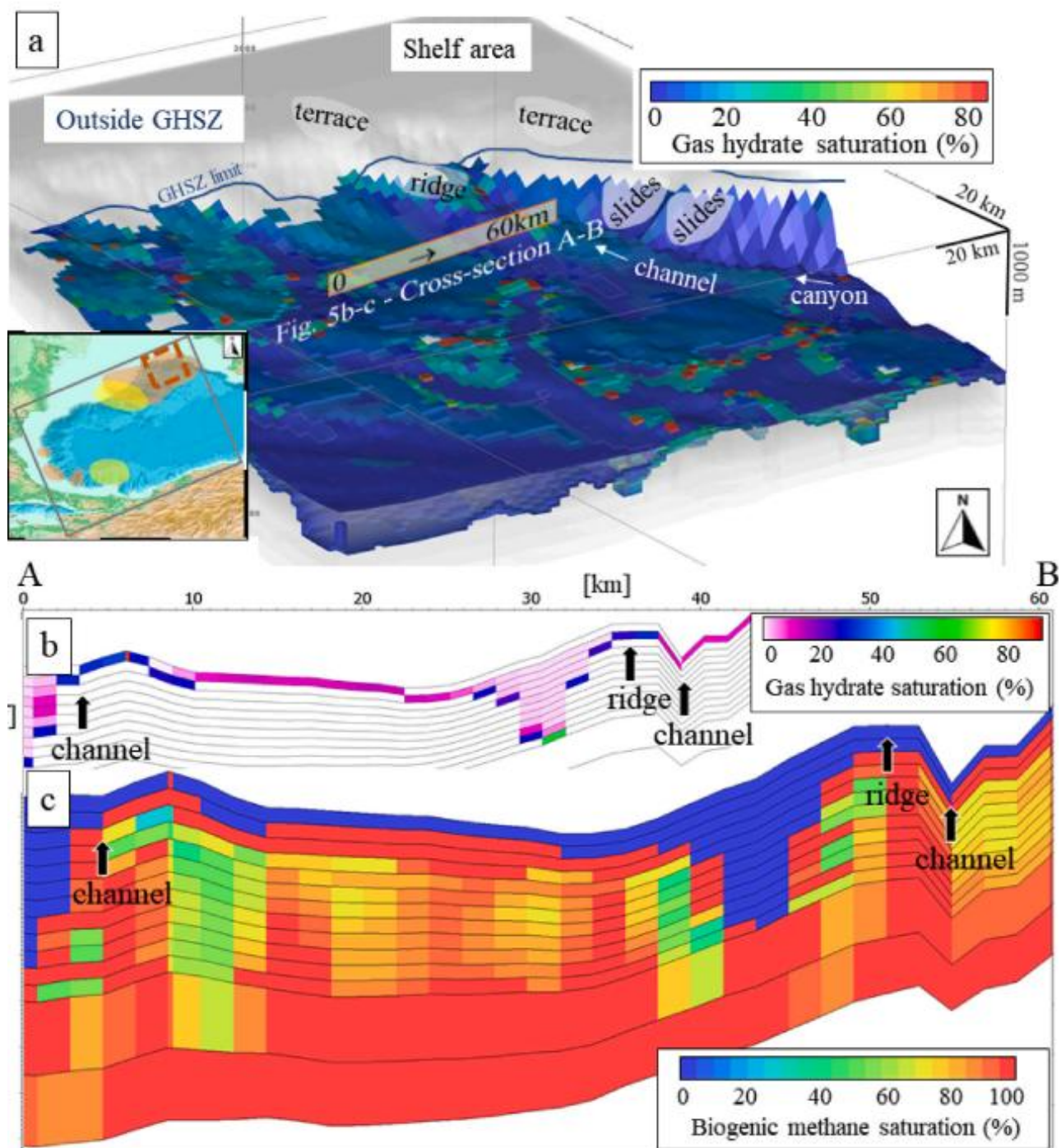


Рис. 3.4. Просторова модель насиченості газогідратів та біогенного метану у західній частині Чорного моря з виділенням каналів, схилів та гряд (джерело: Pape T., Bahr A., Bohrmann G., et al. The gas hydrate system of the western Black Sea Basin // *Marine and Petroleum Geology*. – 2024. – 57 с.).

Тривимірну структуру зони газогідратів у західній частині Чорного моря відображає (рис.3.4.), включно з каналами, грядками та ділянками підвищеної насиченості. Модель демонструє, що найбільш перспективні області зосереджені в межах підводних віял та схилових структур, що узгоджується з прогнозами щодо потенціалу українського сектору для створення дослідних полігонів і подальшої апробації технологій видобутку газогідратів.

3.4. Порівняльна характеристика вуглеводневих ресурсів шельфу Чорного моря з іншими морськими басейнами світу

Чорне море, попри відносно невелику площу (близько 436 тис. км²), має значний потенціал нафтогазоносності та займає одне з провідних місць серед внутрішніх морських басейнів світу за темпами геологічного дослідження [12, 15].

Його ресурсна база охоплює як традиційні (нафта, газ), так і нетрадиційні вуглеводні (газогідрати, біогенний метан).

Науковий інтерес до цього регіону обумовлений тим, що він поєднує ознаки молодого рифтового басейну та пасивної континентальної окраїни, що зумовлює складну багатоповерхову систему пасток і різнотипних колекторів [15, 25].

Місце Чорного моря серед світових шельфових басейнів

Для оцінки перспективності чорноморського шельфу проведено порівняння з іншими морськими регіонами, що активно розвідуються і розробляються на нафту та газ [10, 32].

Для узагальнення сучасного стану розвідки та видобутку нафти й газу на шельфі західної частини Чорного моря складено порівняльну характеристику основних країн-операторів (табл. 3.3)

Таблиця 3.3 – Порівняльна характеристика нафтогазових ресурсів морських басейнів світу

Морський басейн	Площа шельфу (тис. км²)	Оцінені запаси газу (трлн м³)	Оцінені запаси нафти (млрд т)	Тип басейну	Глибина основних родовищ (м)	Характерні особливості
Чорне море	436	1,3 (до 7 в гідратах)	0,06	внутрішній рифтовий	50–2200	Високий потенціал газу, наявність гідратів, молодий рифт
Каспійське море	390	9,0	3,0	міжконтинентальний	0–700	Гігантські родовища (Шах-Деніз, Кашаган)
Північне море	575	6,0	4,5	пасивна окраїна Європи	50–250	Розвинена інфраструктура, майже вичерпані поклади
Мексиканська затока	1 500	12,0	6,5	активна континентальна окраїна	100–3000	Глибоководні буріння, висока продуктивність
Аравійське море	800	8,5	4,2	пасивна окраїна Індії	100–1500	Значні запаси газу, високий сірководень
Південно-Китайське море	1 800	10,0	5,0	рифтово-западинний	100–2500	Величезні ресурси гідратів, складна політична ситуація
Берингове море	2300	5,0	0,8	акреційний басейн	200–3000	Мала розвіданість, складні кліматичні умови

Примітка. Інформацію, подану в таблиці, узагальнено на основі джерел: [13, 15, 22, 23].

Порівняльний аналіз

За запасами традиційного газу Чорне море поступається Каспійському та Північному морям, проте за потенціалом газогідратних структур воно належить до трійки найперспективніших регіонів Європи (поряд із Північним і Норвезьким морями).

Чорне море — єдиний басейн Європи, що поєднує ознаки океанічного і континентального дна, має дві западини (західну й східну), розділені Андрусівським хребтом, і тому відзначається різними типами колекторів — від неогенових пісковиків до карбонатних платформ [10, 12, 15].

На відміну від Північного моря, де родовища вже вичерпуються, у Чорному морі більшість структур ще не освоєні, а глибини (50–2200 м) дають змогу використовувати сучасні технології без значних ризиків.

На глибинах нижче 150–200 м Чорне море є аноксичною зоною, де відсутнє життя — тому потенційний видобуток газу або гідратів має менший екологічний вплив, ніж у морях з розвиненою біотою (наприклад, у Північному або Карибському морях) [26, 29].

На відміну від Південно-Китайського чи Перського басейнів, Чорне море має чітко визначену систему розподілу континентального шельфу, що полегшує міжнародне співробітництво у сфері розвідки.

Потенціал Чорного моря

Український сектор Чорного моря володіє унікальною комбінацією факторів, які роблять його стратегічним об'єктом майбутньої енергетичної безпеки Європи:

- великі обсяги неосвоєних запасів газу (традиційного і гідратного);
- доступна глибина буріння (до 2000 м);
- наявність сучасних 3D-сейсмічних даних [26, 32];
- сприятливі умови для міжнародних інвестицій;
- можливість інтеграції у європейську енергосистему через мережі LNG та газопровідні коридори (BRUA, Eastring) [10, 12].

Таким чином, за сукупністю геологічних, технічних і економічних показників, Чорне море входить до групи перспективних басейнів другого рівня (Tier-2), які можуть забезпечити регіональну енергетичну самодостатність.

Висновки до розділу

Чорне море — єдиний внутрішній басейн Європи, що поєднує традиційні та нетрадиційні джерела газу (гідрати, біогенний метан). За запасами гідратного газу воно перевищує Північне море та поступається лише Каспійському [29, 32].

Український сектор має найкращі геологічні умови для промислової розвідки — поєднання неогенових колекторів, маїкопських джерельних товщ і надійних глинистих покришок. При реалізації сучасних програм розвідки та міжнародного партнерства Чорне море може стати новим газовим центром Європи протягом наступних 20–30 років [10, 15, 25].

РОЗДІЛ 4. ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ НАКОПИЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ

Шельф Чорного моря є складним багатокомпонентним геологічним середовищем, де накопичення вуглеводнів відбувалося впродовж тривалого часу під впливом тектонічної еволюції, седиментаційних процесів і специфічних фізико-хімічних умов басейну [5, 15, 26].

Для пояснення закономірностей формування покладів необхідно враховувати:

1. природу джерел органічної речовини;
2. геодинамічні та тектонічні умови басейну;
3. типи колекторів і покришок;
4. напрямки міграції вуглеводнів;
5. умови та механізми збереження покладів;
6. формування газогідратних систем і їх роль у структурі надр.

У цьому розділі наведено систематизований аналіз усіх ключових елементів нафтогазоносної системи Чорного моря та їх взаємодії, що визначають перспективність українського шельфу [5, 7, 9].

4.1. Умови формування нафтових і газових родовищ

Формування родовищ вуглеводнів у межах Чорного моря зумовлене комплексною взаємодією геологічних, седиментаційних, тектонічних і геохімічних процесів, які визначили становлення повноцінної нафтогазової системи басейну. Морський басейн характеризується наявністю потужного осадового чохла, складеного породами крейди, палеогену та неогену, загальною товщиною понад 12–14 км. Саме така будова створює умови для генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів різного типу [5, 17].

Ключовим етапом формування нафтогазоносності став неоген–четвертинний період, коли в межах Західної та Східної улоговин, розділених Андрусівським хребтом, завершилося накопичення дельтово-морських і глибоководних осадів. Для цього часу характерні активне прогинання, підвищена швидкість седиментації та інтенсивний розвиток органічно багатих мулистих товщ, які стали основним джерелом вуглеводнів [9, 11].

Основними передумовами формування родовищ у межах шельфу є:

- наявність порід-генераторів — маїкопська світа палеогену та нижньонеогенові мули, які містять 4–6 % органічного вуглецю і формувалися в анаеробних умовах [9, 25];
- розвинена система колекторів — дельтові пісковики середнього й верхнього міоцену, алевроліти та карбонатні прошарки, що характеризуються доброю пористістю та проникністю;
- герметичні покришки — глини та мергелі середнього–верхнього неогену, які забезпечують надійне перекриття колекторів і запобігають дегазації покладів;
- структурна різноманітність — антикліналі, куполи, блокові підняття та комбіновані пастки, сформовані внаслідок тривалої рифтово-субсидентної еволюції [5, 7, 15];
- підвищений тепловий потік у межах глибинних улоговин, який забезпечив термальну зрілість органічної речовини та інтенсивну генерацію газу й конденсату.

Важливу роль відіграла диференційована тектонічна активність. Північно-західний шельф, де переважає платформний тип будови, є сприятливим для формування структурних пасток купольного й антиклінального типу [9, 17]. У глибоководних частинах переважають літологічні та стратиграфічні пастки, пов'язані з виклинюванням пісковиків і чергуванням дельтових та морських фацій.

Важливу роль у формуванні родовищ відіграли процеси диференційованої тектонічної активності: у зоні північно-західного шельфу утворилися сприятливі умови для формування структур типу куполів, тоді як глибоководні області Чорного моря характеризуються переважанням літологічних і стратиграфічних пасток [11; 17].

Сучасні геофізичні та геологічні дослідження (ІГН НАН України, 2023; УкрНДІГаз, 2024; EMODnet Geology, 2024) підтверджують, що найбільш перспективними зонами для промислового накопичення вуглеводнів є Каркінітська западина, Голіцинське підняття, Зміїнинська структура та Дунаєво-Дельтова зона. Саме тут спостерігається оптимальне поєднання всіх елементів нафтогазової системи: наявність генераційних товщ, ефективних колекторів, герметичних покришок і сприятливих міграційних умов [5, 6, 26].

4.2. Джерела органічної речовини

У межах Чорного моря виділяють три головні типи органічної речовини, що відрізняються своїм походженням, хімічним складом, умовами седиментації та здатністю до генерації вуглеводнів [9, 10, 15]. Їх характеристики узагальнено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні типи органічної речовини Чорного моря та їх генераційний потенціал

Тип органічної речовини	Походження і фації	Геологічні комплекси	Середній ТОС, %	Продукти генерації	Ступінь термічної зрілості (Ro)
Тип I (сапропелевий)	Глибоководні морські мули, анаеробні умови, висока продукція фітопланктону	Маїкопська світа (еоцен–олігоцен), нижній міоцен	4–6 %	Легка нафта, газоконденсат	0.4–1.0 %
Тип II (змішаний морсько-дельтовий)	Дельтові та прибережно-морські фації (Дунай, Дністер, Дніпро)	Нижній–середній міоцен	1–3 %	Газоконденсат, мокрий газ	0.6–1.2 %
Тип III (гумусовий, континентальний)	Річкові, болотні та алювіальні відклади	Верхній міоцен, четвертинні осади	0.5–1.0 %	Сухий газ	>1.2 %

Примітка. Дані, наведені в таблиці, узагальнено за матеріалами джерел: [5, 6, 17].

Опис і наукове пояснення

Узагальнені дані таблиці свідчать, що найбільш перспективним джерелом вуглеводнів у межах Чорного моря є породи з органічною речовиною типу I, характерні для маїкопської світи [2, 5, 6]. Високий вміст сапропелевої органіки морського походження (ТОС 4–6 %) вказує на здатність цих товщ генерувати рідкі вуглеводні та газоконденсат, що підтверджується промисловими покладами Голіцинського, Штормового та Одеського родовищ [9, 15].

Органічна речовина типу II характерна для дельтових і прибережно-морських фацій світи нижнього та середнього міоцену. Вона містить суміш морських і континентальних компонентів, що визначає переважно газоконденсатний характер генерації [5, 6].

Органічна речовина типу III, яка переважає в континентальних умовах седиментації, має найнижчий генераційний потенціал і є джерелом переважно сухого газу. Вона властива верхньоміоценовим та четвертинним відкладами, що мають обмежене промислове значення, проте важливі у контексті сучасних газогенних процесів [5].

Таким чином, аналіз складу й просторової мінливості органічної речовини дозволяє визначити маїкопську світу як головний генераційний горизонт Чорного моря, а неогенові товщі — як джерело газу та газоконденсату, що формують основу сучасної нафтогазоносності українського шельфу [15, 17, 31].

4.3. Міграція вуглеводнів у мейзо-кайнозойських відкладів

Міграція вуглеводнів у межах Чорноморського шельфу є багатостадійним та просторово диференційованим процесом, що визначається тектонічною еволюцією басейну, термічним станом джерельних товщ, літологічною неоднорідністю осадового чохла та гідродинамічними умовами [5, 6, 10]. Від ефективності міграції залежить формування промислових пасток, а також нафтогазоносність окремих структур північно-західного сектора.

Генераційні зони («kitchen areas») як джерело міграційних потоків

За даними Nikishin et al. (2015), ІГН НАНУ (2023) та GeoEcoMar (2023), у Чорному морі виділяють два головні генераційні центри (kitchens) [9]:

1. Каркінітська генераційна зона — домінує газогенерація ($R_o = 0,7-1,2$ %), формує висхідні потоки газу та газоконденсату.
2. Індоло-Кубанська генераційна зона — глибша, термально зріла ($R_o > 1,2$ %), генерує сухий метан та легкі газові фракції.

Ці зони створюють надлишковий флюїдний тиск, що ініціює вертикальну та латеральну міграцію вуглеводнів [5, 9].

Первинна міграція

Первинна міграція відбувається в межах порід-генераторів (маїкопська світа, нижньоміоценові глини), коли органічна речовина досягає термічної зрілості [10].

Основні механізми:

- видавлювання флюїдів із ущільнюваних глин під час діагенезу та катагенезу;
- висхідна міграція по мікротріщинах, що формується внаслідок підвищеного тиску в кухнях;
- дифузійне перенесення легких фракцій газу через глинисті товщі.

Швидкість первинної міграції є низькою (десяті частки метра на рік), однак достатньою для переміщення газів у напрямку зон меншого тиску.

Вторинна міграція: вертикальна та латеральна складові

Вторинна міграція є домінуючим процесом, що формує промислові поклади українського шельфу [15].

Вертикальна міграція

Відбувається по:

- розломах,
- діапірових структурах,
- зонах тріщинуватості,
- локальних розривних порушеннях [17, 28].

Діапіризм особливо важливий у районах Індоло-Кубанської та Каркінітської западин, де пластичні глини палеогену формують канали підвищеної проникності. Вертикальні потоки переважно переносили газ і конденсат із глибин >4 км до міоценових і пліоценових горизонтів [6, 9].

Латеральна міграція

Є головним типом міграції в межах північно-західного шельфу України. Газ і нафта переміщувалися:

1. уздовж піщано-глинистих товщ сармату;
2. по дельтових каналових системах Дунаю та Дністра;
3. по похилих напластуваннях міоценових колекторів [15].

Такий механізм зумовив формування покладів Одеського, Безіменного, Голіцинського та Штормового родовищ.

Updip-міграція (міграція «вгору по пласту»)

Це один із ключових процесів у формуванні пасток на шельфі.

Updip-міграція відбувається тоді, коли газ і нафта рухаються:

1. уздовж нахилених шарів колектора,
2. у напрямку структурних високів (антикліналей),
3. до зон зниженої проникності, де формуються пастки [9, 15].

Саме цей механізм пояснює концентрацію покладів у Голіцинській і Штормовій антикліналях.

Роль надлишкового тиску (overpressure)

У глибинних ділянках Каркінітської та Індоло-Кубанської западин існують зони надлишкового пластового тиску, що виникли внаслідок:

- високої швидкості осадонакопичення,
- недокомпактанції мулистих відкладів,
- глинистих покришок, що обмежують фільтрацію.

Overpressure:

- збільшує інтенсивність висхідної міграції;
- сприяє формуванню вертикальних каналів;
- підсилює наповнення пасток у верхньоміоценових горизонтах [17, 28].

Швидкість міграції

За моделями Укрнафтогазгеофізики (2022):

- у тріщинуватих системах: до 1 м/рік,
- у глинах: 0,01–0,05 м/рік,
- у пористих пісковиках — 0,1–0,5 м/рік [10].

Ці значення підтверджують, що ефективні пастки формуються в зонах структурних високів, де міграційні потоки сповільнюються та акумулюються.

Головні напрямки міграції та зони акумуляції

На основі сучасних даних простежуються такі закономірності [6, 10, 17]:

1. З Каркінітської западини → до Голіцинського та Штормового піднять
2. Із глибинних частин Індоло-Кубанської западини → до зовнішнього шельфу
3. По дельтових системах Дунаю → до Одеської та Безіменної структур

Саме ці напрямки визначають розташування основних промислових родовищ українського сектора.

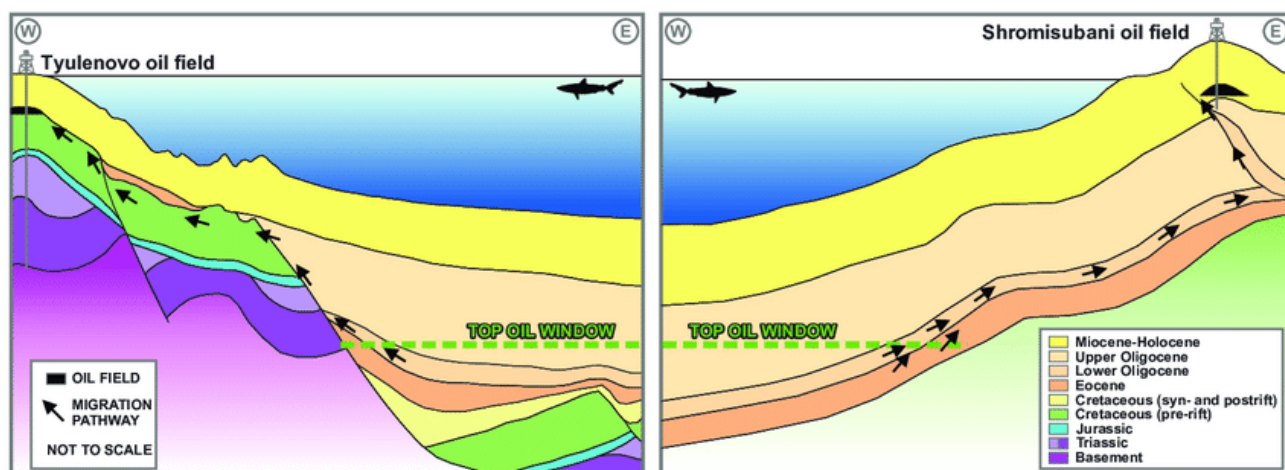


Рис. 4.1 – Схема вертикальної та латеральної міграції вуглеводнів у межах Чорноморського регіону на прикладі родовищ Тюленово та Шромісубані (джерело: Popescu et al., 2020).

Генераційні горизонти, напрямки міграції нафти та газу, а також положення верхньої межі “oil window” показує (рис. 4.1.). Мігруючі флюїди концентруються у структурних і стратиграфічних пастках, пов’язаних із розломними зонами та виклинюванням колекторів

Міграція вуглеводнів у шельфі Чорного моря має виражений регіонально-зональний характер і контролюється [9, 15]:

1. генераційними центрами,
2. структурними підняттями,
3. літологічною неоднорідністю,
4. діапіризмом і розломами,
5. зоною надлишкового тиску,
6. updip-міграцією,
7. ефективністю неогенових колекторів та покриток.

Розуміння цих закономірностей є основою для прогнозування нових перспективних пасток, особливо у малодосліджених секторах українського шельфу.

4.4. Пастки і резервуари нафти та газу

Пастки та резервуари є ключовими елементами нафтогазоносної системи Чорного моря, оскільки саме вони визначають місця акумуляції вуглеводнів, що мігрують із глибинних джерел [6, 17]. Їхня будова та поширення залежать від тектонічної еволюції басейну, літологічного складу відкладів і дії гравітаційно-гідродинамічних процесів.

У межах українського шельфу виділяють структурні, стратиграфічні та літологічно-екрановані пастки, сформовані в різні геологічні етапи. Найбільш характерними є антиклінальні структури й локальні куполи, що виникли внаслідок інтенсивної диз'юнктивної тектоніки під час міоценового етапу [28].

Серед відомих пасток Чорного моря особливе значення мають:

- Голіцинська і Штормова антикліналі, де накопичені значні поклади газу і конденсату;
- Одеська структура, сформована в неогенових відкладах, із чітко вираженими тектонічними замиканнями [9];
- Безіменна і Каркінітська ділянки, у межах яких виділяються комбінаційні пастки, де вуглеводні утримуються за рахунок одночасної дії літологічних і тектонічних факторів.

Резервуарами нафти й газу є пісковики, алевроліти та карбонатні породи неогенового віку, що характеризуються добрими колекторськими властивостями.

Пористість у пісковиках сармату сягає 18–25%, проникність — 50–200 мД, що забезпечує можливість активної фільтрації флюїдів [6].

Найбільш ефективними виявилися колектори сарматських і понтичних

горизонтів, перекриті глинистими товщами, які виконують роль природних покришок [7].

Пастки поділяються на:

- структурні — антиклінальні, купольні, блокові (Каркінітська, Голіцинська, Штормова);
- стратиграфічні — утворені внаслідок виклинювання порід або зміни літологічного складу;
- комбінаційні — поєднання структурних та літологічних факторів (характерні для Одеського й Безіменного родовищ) [15].

Уздовж континентального схилу також зафіксовано глибоководні пастки газу у вигляді газогідратних куполів, що формуються внаслідок фіксації метану у верхній частині осаdів у стабільних термобаричних умовах [17].

Геофізичні дослідження, проведені ІГН НАН України (2023) та EMODnet-Geology (2024), підтверджують наявність системи пасток на глибинах 800–1500 м у межах Каркінітської та Індоло-Кубанської западин, що потенційно містять промислові запаси газу [15, 28].

У межах Одеського родовища, за даними «Укрнафтогазгеофізики», товщина продуктивних пластів становить 15–35 м, а колекторські властивості покращуються до периферійних зон [7].

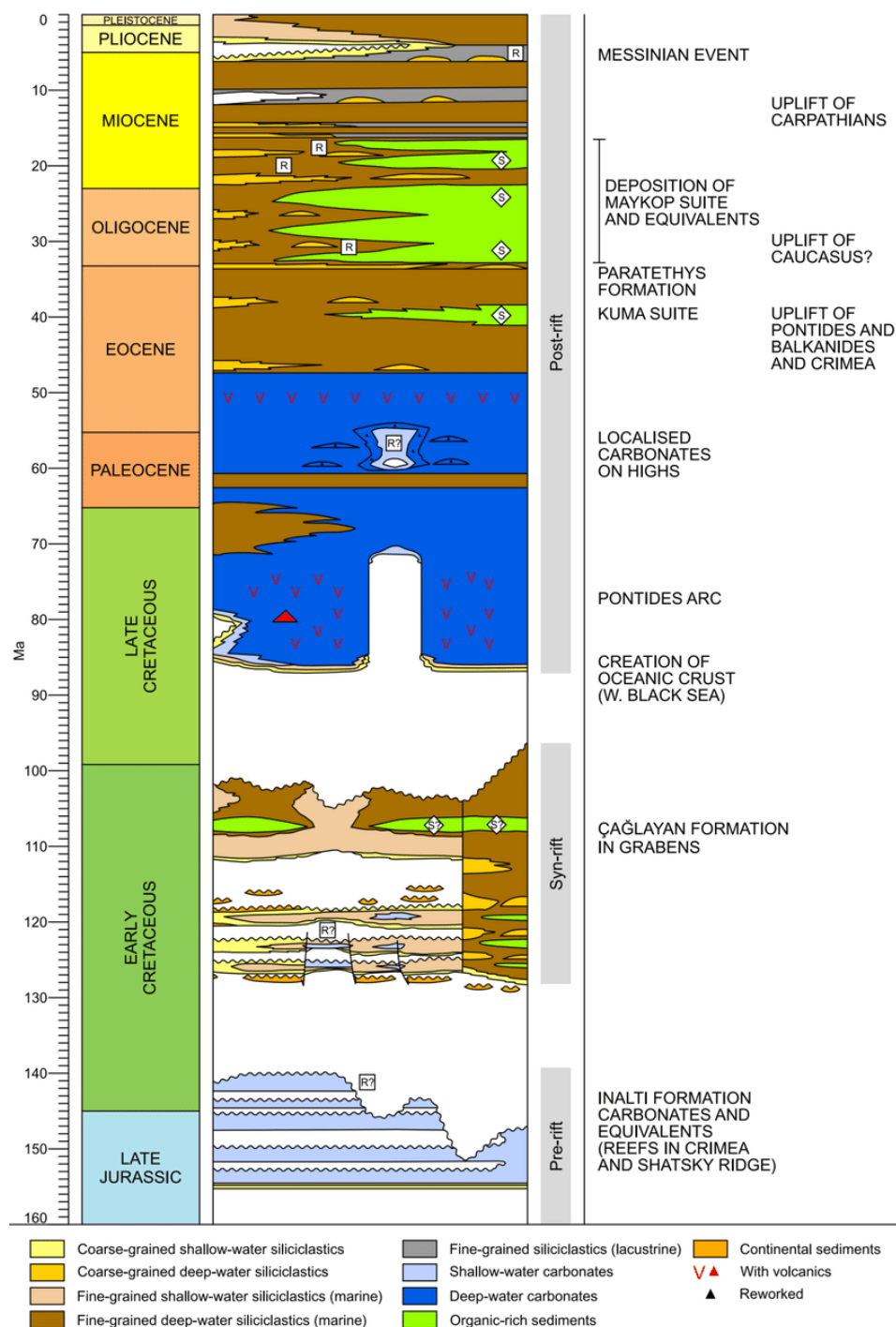


Рис. 4.2. Узагальнена стратиграфічна та тектонічна модель розвитку Чорноморського басейну (джерело: Robinson A.G., Rudat J.H., Banks C.J., Wiles R.L. *Stratigraphic and structural development of the eastern Black Sea basin* // *AAPG Bulletin*. – 1996. – Vol. 80, No. 6. – P. 951–976).

Стратиграфічну еволюцію Чорноморського басейну від юрського періоду до плейстоцену та демонструє ключові тектонічні події, які визначили формування нафтогазових систем (рис.4.2.). Показано розвиток рифтових структур, осадонакопичення у грабенах, формування органічно багатих товщ (маїкопська світа), а також зони можливих резервуарів і покритишок різного віку.

Схема підкреслює зв'язок між тектонічними режимами, типами осадів і умовами генерації та акумуляції вуглеводнів.

Отже, пастки й резервуари шельфу Чорного моря мають складну природу та формувалися під впливом як тектонічних, так і седиментаційних процесів. Їхня комбінація визначає високу перспективність регіону для подальших пошуково-розвідувальних робіт, зокрема з урахуванням можливостей сучасної 3D-сейсморозвідки й моделювання міграційних шляхів вуглеводнів.

4.5. Особливості утворення й накопичення газогідратів

У цьому підпункті розглянуто умови формування, просторове поширення та геологічні особливості залягання газогідратів у межах Чорного моря. Газогідратні системи є важливим елементом сучасних моделей нафтогазоносності шельфових регіонів і розглядаються як перспективне джерело нетрадиційного газу [3, 4, 12].

Газогідрати є однією з найперспективніших форм природних вуглеводнів у межах Чорного моря. Це кристалічні сполуки метану з водою, які утворюються в умовах високого тиску та низької температури у товщі морських відкладів. Для Чорноморського басейну характерні унікальні геологічні й термобаричні умови, що сприяють стабільності гідратних структур [8, 20].

Зона стабільності газогідратів (ЗСГ) у Чорному морі охоплює глибини понад 700–800 м, де температура донних відкладів не перевищує +2 °С, а тиск становить близько 8–10 МПа. Найбільш сприятливі умови для їх утворення виявлені у центральній частині моря та на континентальному схилі — від Одеського шельфу до Каркінітської западини [12, 14].

За результатами спільних досліджень Інституту геологічних наук НАН України, GeoEcoMar (Румунія) та EMODnet-Geology (2024), газогідратна товща має потужність від 100 до 250 м, а прогнозні ресурси метану оцінюються на рівні близько 50 трлн м³ [25]. Це робить українську частину Чорного моря одним із найбільших потенційних газогідратних резервів у Європі.

Основними чинниками накопичення газогідратів є:

1. Постійна анаеробна обстановка, спричинена наявністю сірководню в придонних шарах;
2. Висока газонасиченість осадів, пов'язана з розкладом органічної речовини типу II;

3. Наявність водоносних пластів і тріщинуватих зон, що забезпечують міграцію метану до зони стабільності;
4. Термобаричний режим, який утримує метан у твердому стані.

За сейсмічними профілями, у межах північно-західного шельфу зафіксовано характерні відбивальні горизонти типу BSR (Bottom Simulating Reflector), що вказують на межу розповсюдження газогідратного шару [28]. Виявлені структури мають куполоподібну або лінзоподібну форму, що відповідає зонам локального газонакопичення в товщі неогенових осадів.

На сучасному етапі основні ділянки перспективного накопичення газогідратів в українській частині моря розташовані:

- у межах Каркінітської западини,
- на Одеському шельфі,
- у зовнішній частині Індоло-Кубанської западини (український сектор) [18, 31].

У цих районах умови для стабільності гідратів найсприятливіші — температура порід становить від 1,5 до 3 °С, а тиск перевищує 9 МПа. Потенційна кількість метану, зв'язана у вигляді гідратів у межах українського сектора, за оцінками ІГН НАНУ (2023), становить не менше 10 трлн м³, що можна вважати стратегічним резервом майбутнього [12, 14].

Таким чином, газогідратні поклади Чорного моря мають високий енергетичний потенціал і формуються під впливом унікальних природних умов. Дослідження їхнього складу, поширення та динаміки розкладу є важливим етапом у визначенні можливостей безпечного промислового освоєння цієї форми вуглеводнів у майбутньому [6, 12, 25].

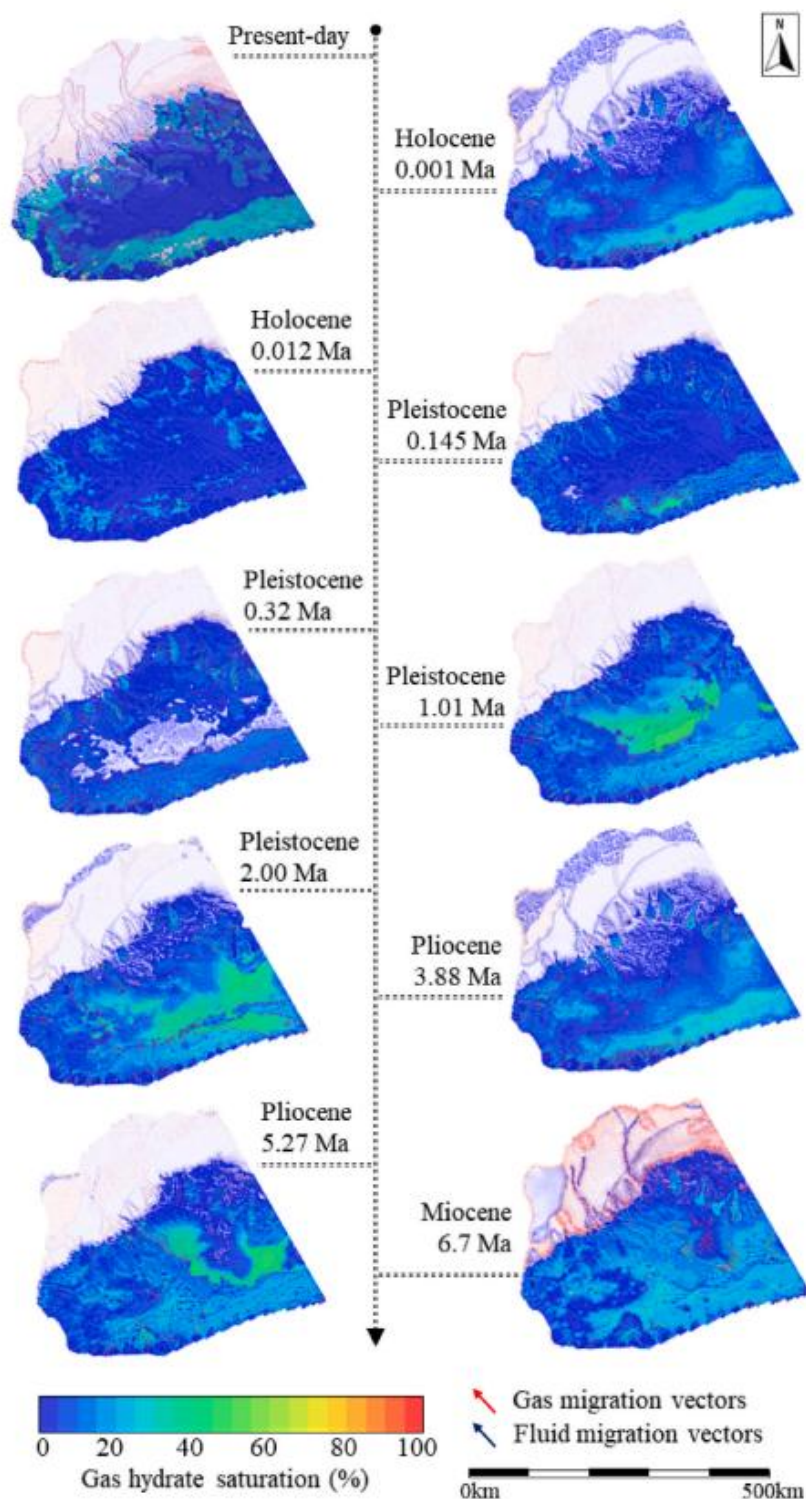


Рис. 4.3. Еволюція насиченості газогідратів у західній частині Чорного моря протягом міоцену–голоцену (джерело: Pape T., Bahr A., Bohrmann G., et al. *The gas hydrate system of the western Black Sea Basin // Marine and Petroleum Geology.* – 2024. – 59 с).

Еволюція насиченості газогідратами в західній частині Чорного моря упродовж міоцену–голоцену зображено на (рис.4.3.). Послідовні карти моделювання відображають зміни умов формування газогідратів у різні геологічні епохи, а також напрямки міграції газу та флюїдів. Максимальні

зони насичення концентруються у глибоководних частинах басейну та змінювалися відповідно до палеогеографічних і термодинамічних умов.

4.6. Фактори збереження покладів

Збереження покладів нафти та газу в межах шельфу Чорного моря визначається сукупністю геологічних, геохімічних і гідродинамічних чинників, які забезпечують герметичність пасток і стабільність накопичених вуглеводнів упродовж тривалого геологічного часу [2, 4, 17].

До основних факторів, що сприяють консервації покладів, належать:

1. Покришки глинистого типу.

У межах північно-західного шельфу ефективними є глини сарматського, понтичного та кімерійського віку, які формують суцільні пласти потужністю від 40 до 100 м. Їх низька проникність (менше 0,001 мД) запобігає дегазації і витоку вуглеводнів, створюючи надійні ізоляційні бар'єри між колекторами й перекриваючими товщами [5, 14].

2. Гідростатичний режим і тиск.

У межах глибоководних западин (Каркінітська, Індоло-Кубанська) зберігається підвищений пластовий тиск — до 12–14 МПа, що підтримує стабільний стан покладів. Зниження тиску або порушення гідродинамічної рівноваги може призвести до часткової дегазації, тому контроль цього чинника є критичним при бурінні та розробці.

3. Тектонічна стабільність.

Попри наявність розломів, більшість пасток розташовані у тектонічно спокійних ділянках. Активні тектонічні рухи у Чорному морі переважно приурочені до східної (російської) частини басейну, тоді як український сектор характеризується стабільним фундаментом і незначною сейсмічністю. Це забезпечує довготривале збереження структурних пасток [2, 5].

4. Геохімічні бар'єри.

У зонах переходу від окисного до відновного середовища (на глибинах 600–1000 м) утворюються сульфідні бар'єри, що перешкоджають міграції газу та нафти.

Такі умови сприяють утворенню гідратних покривів метану, які додатково стабілізують поклади, особливо у придонних шарах, де температура не перевищує +3 °С.

5. Літологічна неоднорідність.

Комбінація шарів пісковиків і глин створює багатоповерхові системи, у яких нафта та газ накопичуються на різних глибинах. Така багаторівнева будова

підвищує ймовірність збереження покладів навіть у разі порушення окремих локальних пасток [5].

6. Відсутність інтенсивного вилуговування.

У шельфових умовах сучасна гідроциркуляція обмежена, що знижує ризики розчинення або розсіювання газу. Анаеробна обстановка з наявністю сірководню також сприяє хімічній стабільності покладів [28].

У результаті взаємодії зазначених факторів український шельф Чорного моря зберігає значний потенціал нафтогазоносності. За оцінками ІГН НАНУ (2023), коефіцієнт збереження вуглеводнів у межах північно-західного сектора становить понад 0,85, що вважається високим показником для регіонів континентального типу [5, 6].

РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНІ, ЕКОЛОГІЧНІ ТА БЕЗПЕКОВІ АСПЕКТИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ ЧОРНОГО МОРЯ

Освоєння вуглеводневих ресурсів Чорного моря є стратегічним напрямом розвитку паливно-енергетичного комплексу України, що поєднує високий потенціал видобутку з комплексом економічних, екологічних та безпекових викликів [1, 2, 5]. Значні прогностичні запаси газу, у тому числі газогідратів, розташовані в межах українського шельфу, формують передумови для зміцнення енергетичної незалежності держави, диверсифікації джерел постачання та інтеграції до європейського енергетичного ринку [1, 2].

Однак ефективне використання цих ресурсів потребує системного підходу, який враховує не лише геологічні передумови та технічні можливості, а й економічну доцільність освоєння, потенційний вплив на довкілля та комплекс безпекових ризиків, посилених сучасною геополітичною ситуацією та військовою агресією проти України [1].

У цьому розділі розглянуто ключові аспекти, що визначають можливості та обмеження у розвитку шельфових нафтогазових проєктів, а саме: економічну ефективність та інвестиційну складову освоєння вуглеводневих ресурсів;

- екологічні наслідки та заходи щодо мінімізації впливу на морське середовище;
- безпекові та геополітичні фактори, що впливають на розвідку, буріння та експлуатацію родовищ [1, 2].

Комплексний аналіз цих аспектів дозволяє сформулювати цілісне уявлення про перспективи освоєння українського шельфу Чорного моря та визначити

пріоритети для подальших наукових досліджень, державної політики та інвестиційного планування [1].

5.1. Прогнозні ресурси та запаси вуглеводнів у межах українського шельфу

Український шельф Чорного моря є одним із найперспективніших регіонів Європи щодо освоєння вуглеводневих ресурсів і відіграє ключову роль у формуванні майбутнього енергетичного балансу держави [1, 2, 6]. Його ресурсний потенціал базується на сприятливих геологічних умовах, наявності розвинених генераційних товщ (маїкопські відклади), ефективних колекторах неогенового віку та значній кількості підтверджених й імовірних структурних пасток [2, 12].

За даними Державної служби геології та надр України (2021–2024), Інституту геологічних наук НАН України (2023–2024) та результатами міжнародних геофізичних програм EMODnet–Geology, прогнозні ресурси українського шельфу становлять [1, 2, 28]:

- 1,1–1,4 трлн м³ природного газу,
- 90–100 млн т нафти,
- 70–80 млн т газоконденсату,
- до 7 трлн м³ газу у вигляді газогідратів (окремо від традиційних ресурсів).

Сукупні ресурси роблять український сектор одним із найбільших невикористаних газонафтових регіонів Європи [1, 2].

Основні перспективні нафтогазоносні райони українського шельфу

Нижче наведено структуровану характеристику ключових зон, які визначають потенціал майбутнього морського газовидобутку.

1. Північно-західний шельф Чорного моря

Це найбільш детально вивчений район, де зосереджена основна частина підтверджених запасів [2, 5].

Родовища, підтверджені до 2014 р.:

- Одеське — понад 110 млрд м³ газу;
- Голіцинське — близько 45 млрд м³;
- Штормове — близько 22 млрд м³;
- Безіменне — орієнтовно 10 млрд м³.

Район має розвинену інфраструктуру (платформи «Таврида», «Сиваш», «Годованець»), що відіграє важливу роль у майбутній економічній реконструкції видобутку після повернення контролю [4].

2. Каркінітська западина

За сучасними даними EMODnet (2023–2024) та 3D-сейсміки:

- прогнозні ресурси газу становлять до 300 млрд м³,
- підтверджено наявність кількох структур із потенціалом газоконденсатних пасток,
- виявлено умови для формування глибших, ізольованих пасток, перспективних у палеогенових горизонтах.

Економічне значення: при старті промислової розробки цей район може забезпечити 1,5–2 млрд м³ газу на рік у середньостроковій перспективі (10–15 років) [4, 5].

3. Індоло-Кубанська западина (український сектор)

Менш досліджена, але надзвичайно перспективна зона.

- Потенційні ресурси нафти — 30–40 млн т;
- Ресурси газу — до 50 млрд м³;
- Висока ймовірність наявності комбінованих пасток у кайнозойських глибоких комплексах.

Цей район розглядається як можливе джерело легких нафтових фракцій, що має підвищену економічну цінність [12].

4. Глибоководний сектор (глибини понад 1000–1500 м)

За інтерпретаціями міжнародних геофізичних груп (EAGE, Total, EMODnet):

- виділено понад 30 структур,
- потенційний ресурс природного газу — до 200 млрд м³,
- високий потенціал нетрадиційних пасток (стратиграфічні, літологічні, комбінаційні).

Цей сектор у майбутньому може стати аналогом румунського проекту Neptun Deep, що відкрив доступ до родовищ на глибинах понад 2000 м [14].

Таблиця 5.1 – Узагальнені ресурсні характеристики основних нафтогазоносних районів українського шельфу

Район	Основні ресурси	Орієнтовні обсяги	Геологічні особливості	Економічна значущість
Північно-західний шельф	Газ, газоконденсат	180–200 млрд м ³	Неогенові колектори, антиклінальні пастки	Найшвидше відновлення видобутку
Каркінітська западина	Газ, конденсат	До 300 млрд м ³	Комбінаційні пастки, глибинні структури	Потенціал 1,5–2 млрд м ³ /рік
Індоло-Кубанська западина	Нафта, газ	30–40 млн т нафти; до 50 млрд м ³ газу	Глибокі палеогенові горизонти	Джерело легких нафт
Глибоководний сектор	Газ	До 200 млрд м ³	Стратиграфічні та літологічні пастки	Довгостроковий стратегічний резерв
Газогідрати	Метан	До 7 трлн м ³	Зона стабільності 700–2200 м	Нетрадиційний, стратегічний ресурс

Примітка. Інформацію, подану в таблиці, узагальнено на основі джерел: [1, 2, 4, 5, 11, 16].

За розрахунками ІГН НАН України (2023–2024) та прогнозних моделей «УкрНДІГаз» [1, 2]:

- після повернення контролю над шельфом Україна здатна щорічно нарощувати видобуток на 3–5 млрд м³,
- у перспективі 15–20 років можна досягти 10 млрд м³/рік,
- морський видобуток може задовольнити до 40–50 % внутрішнього споживання газу,
- освоєння шельфу здатне забезпечити до 2 млрд доларів прямих інвестицій на початковому етапі,
- запуск видобутку на основних структурах може принести 1,5–2,2 млрд дол./рік доходів державі (рентні платежі, податки, продаж газу) [1].

Український сектор шельфу Чорного моря є одним із ключових стратегічних ресурсів для зміцнення енергетичної незалежності та економічної стійкості держави. Наявність значних підтверджених і прогнозних запасів газу, потенційних нафтоконденсатних структур та унікальних гідратних покладів робить регіон одним з найважливіших об’єктів майбутнього енергетичного розвитку країни. З огляду на сучасну геополітичну ситуацію та перспективи повоєнного відновлення, освоєння українського шельфу може стати фундаментом національної енергетичної безпеки на найближчі десятиріччя [1, 2].

5.2. Ресурси газогідратів як стратегічний резерв майбутнього

Газогідрати метану в Чорному морі розглядаються як один із найперспективніших нетрадиційних видів вуглеводневої сировини, здатний у довгостроковій перспективі суттєво вплинути на енергетичний баланс України. Газогідрати формуються у верхній частині осадової товщі дна за умов підвищеного тиску та низьких температур, у межах так званої зони стабільності газогідратів (ЗСГ) [3, 8].

За результатами термобаричних моделей, газогідрати в Чорному морі починають утворюватися на глибинах приблизно від 600–700 м, при температурах придонних вод близько $+2...+4$ °С та тиску понад 6–7 МПа. Товщина зони стабільності під дном моря змінюється від 160 до 500 м залежно від глибини, геотермічного градієнта та солоності порових вод [21, 28].

За геофізичними даними, до 90 % глибоководної частини Чорного моря потрапляє в межі гідратно-стійкої зони, тобто потенційно придатне для накопичення газогідратів метану. ResearchGate Це підтверджується поширенням відбивального горизонту типу BSR (Bottom Simulating Reflector), який фіксує нижню межу ЗСГ на численних сейсмічних профілях [3, 9].

Оцінки ресурсів газогідратного метану

Загальні оцінки ресурсів метану у складі газогідратів для всього Чорноморського басейну варіюють у досить широких межах. За результатами узагальнення ряду моделей, ресурси метану, зв'язаного в гідратній формі, оцінюються в діапазоні приблизно 40–70 трлн м³, а в окремих роботах наводяться ще вищі значення (до 100 трлн м³ і більше) [18, 25].

Для українського сектора Чорного моря також подано кілька груп оцінок:

- за консервативними підрахунками українських дослідників, ресурси метану в газогідратній формі в межах нашої акваторії становлять приблизно 7 трлн м³;
- у низці робіт, де враховано більшу потужність ЗСГ та ширшу площу поширення, оцінки для українського сектору зростають до 20–30 трлн м³;
- окремі узагальнення щодо трьох найбільш перспективних зон поблизу українського шельфу наводять ще вищі значення — порядку 50–60 трлн м³, однак самі автори підкреслюють попередній характер таких оцінок.

Таким чином, навіть найобережніший варіант (≈ 7 трлн м³) на порядки перевищує розвідані запаси традиційного природного газу в українській частині Чорного моря. Це дає підстави розглядати газогідрати як стратегічний

резерв, потенційно здатний забезпечити країну власним газом у дуже тривалій перспективі [3, 12].

Особливості поширення в українському секторі

За результатами сейсмічних і геофізичних досліджень, виконаних у рамках міжнародних проектів METRO, ESONET та низки програм НАН України, виділено кілька основних зон, де умови для формування газогідратів найсприятливіші [14, 18, 28]:

- зовнішня частина північно-західного шельфу та континентального схилу;
- Каркінітська западина, де потужність ЗСГ досягає максимальних значень;
- окремі ділянки Індоло-Кубанської западини в межах українського сектора, пов'язані з грязьовими вулканами та зонами активної дегазації [12, 25].

У цих районах фіксуються:

- відбиткові горизонти BSR;
- грязьові вулкани й газові сипи;
- аномалії теплового потоку та концентрації метану у придонних водах. Це свідчить про наявність динамічної системи “газ — газогідрат — вільний газ”, яка одночасно є і ресурсом, і потенційним геологічним ризиком [8, 28].

Газогідрати як енергетичний та технологічний резерв

З погляду енергетичної безпеки України газогідрати Чорного моря розглядаються не як джерело «швидкого газу», а як довгостроковий стратегічний резерв, який може бути залучений у другій половині XXI ст. Причини такого підходу:

1. Надзвичайно високий потенціал енергомісткості.
Один кубічний метр газогідрату може містити до 160–180 м³ метану у вільному стані, що робить навіть локальні поклади енергетично значущими [28].
2. Складність і вартість розробки.
Сучасні технології видобутку газогідратів (зниження тиску у пласті, термічне нагрівання, введення інгібіторів, заміщення метану CO₂) перебувають переважно на стадії експериментальних чи пілотних проєктів у США, Японії, Канаді та кількох інших країнах. Для умов Чорного моря промислові технології все ще відсутні, що прямо відзначається в українських оглядах [14].

3. Поєднання з кліматичною політикою.

Частина сучасних концепцій передбачає вилучення метану з гідратів із одночасним закачуванням у пласт діоксиду вуглецю (CO₂), що теоретично дозволяє поєднати видобуток газу з довготривалим зберіганням парникових газів [25].

4. Стратегічний вимір для України та Європи.

Ряд аналітичних робіт наголошує, що глибоководні ресурси (включно з газогідратами) Чорного моря, які юридично належать Україні, розглядаються як один із потенційних елементів майбутньої енергетичної незалежності країни та зміцнення енергетичної безпеки [18, 25, 28].

Усе це дозволяє зробити висновок, що газогідратні ресурси українського сектора Чорного моря мають подвійний статус:

- з одного боку — це потужна ресурсна база, яка за своїми масштабами переважає традиційні запаси газу;
- з іншого — об'єкт довгострокових наукових досліджень і технологічних розробок, які потребують обережного підходу з урахуванням екологічних та геодинамічних ризиків (детальніше розглядається у підпунктах 5.4 і 5.5) [12, 16, 28].

5.3. Сучасні технології розробки шельфових родовищ

Розробка шельфових родовищ вуглеводнів є складним технічним та інженерним процесом, який потребує застосування високотехнологічних систем, адаптованих до морських умов, глибин, тисків і ризиків. З огляду на своє геологічне положення, Чорне море належить до категорії складних морських басейнів, де необхідні технології, здатні забезпечити безпеку, економічну доцільність і мінімізацію екологічного впливу [23].

Сучасні технології шельфового освоєння включають кілька ключових напрямів:

1. Морські бурові установки та платформи нового покоління

У світовій практиці використовуються такі типи бурових споруд [1, 5]:

- Джек-ап (Jack-up) платформи

Встановлюються на опори, що спираються на дно моря. Підходять для глибин до 100–120 м — тобто оптимальні для північно-західного шельфу України. Переваги: стабільність, низька вартість, висока безпека.

- Напівзанурені платформи (Semi-submersible rigs)

Працюють на глибинах 200–1500 м.

Особливо важливі для Каркінітської та Індоло-Кубанської западин.

- Плавучі бурові установки (Drillships)

Застосовуються на глибинах >1500 м.

Мають динамічне позиціонування — критично важливе у районах з нестійким дном і можливими грязьовими вулканами [5].

Такі технології використовують Equinor, OMV, BP, Shell та інші міжнародні оператори на аналогічних шельфах та чорноморських проектах.

Показані робочі глибини (рис 5.1), типи платформ і сфери застосування у шельфових умовах.

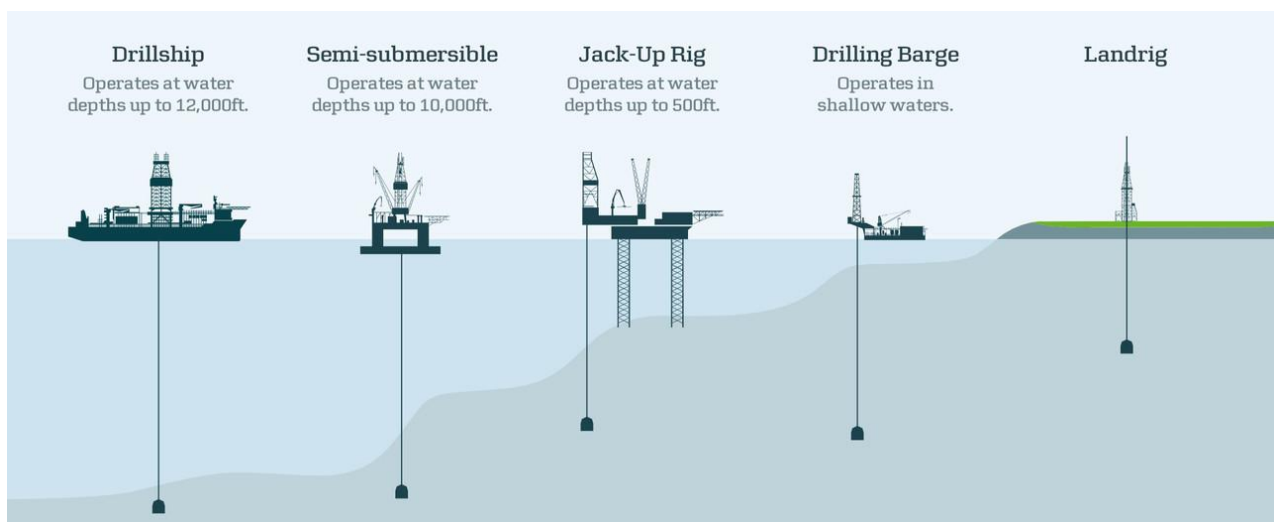


Рис. 5.1 – Порівняльна схема морських бурових установок (джерело: *Offshore Drilling Technology Review*, 2023.)).

2. Горизонтальне та похило-скероване буріння

Ці методи дозволяють розкривати продуктивні пласти з однієї точки, що зменшує:

- площу морської інфраструктури;
- техногенне навантаження;
- ризики підводних порушень.

Горизонтальні свердловини дають у 2–4 рази більшу продуктивність у піщаних пластах Чорного моря, які мають складну літологічну будову [1, 2, 18].

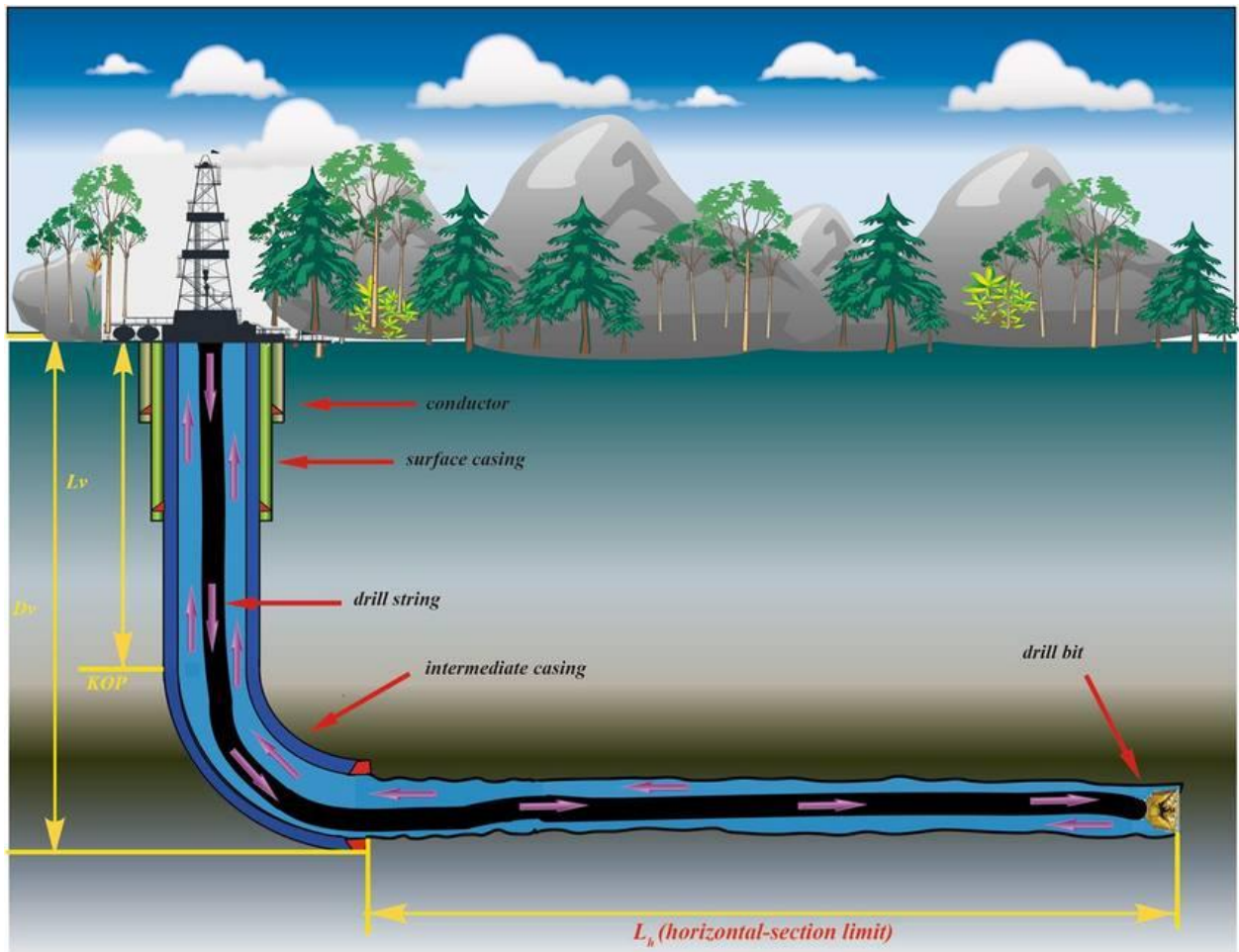


Рис. 5.2 – Схема вертикального, похило-скерованого і горизонтального буріння (джерело: Halliburton Directional Drilling Manual, 2022).

Відображено будову стовбура, радіус кривизни та зону максимального охоплення продуктивних пластів.

3. Підводні видобувні комплекси (Subsea Production Systems)

Це найбільш сучасне рішення для шельфу. До їх складу входять:

- підводні фонтанні арматури;
- підводні сепараційні модулі;
- системи керування й моніторингу;
- автономні підводні трубопроводи.

Переваги для Чорного моря:

1. мінімізація надводної інфраструктури;
2. можливість роботи у складних гідрологічних умовах;
3. підвищена безпека в районах з ризиком штормів [2, 5, 23];

4. можливість розробки невеликих локальних структур без будівництва платформ.

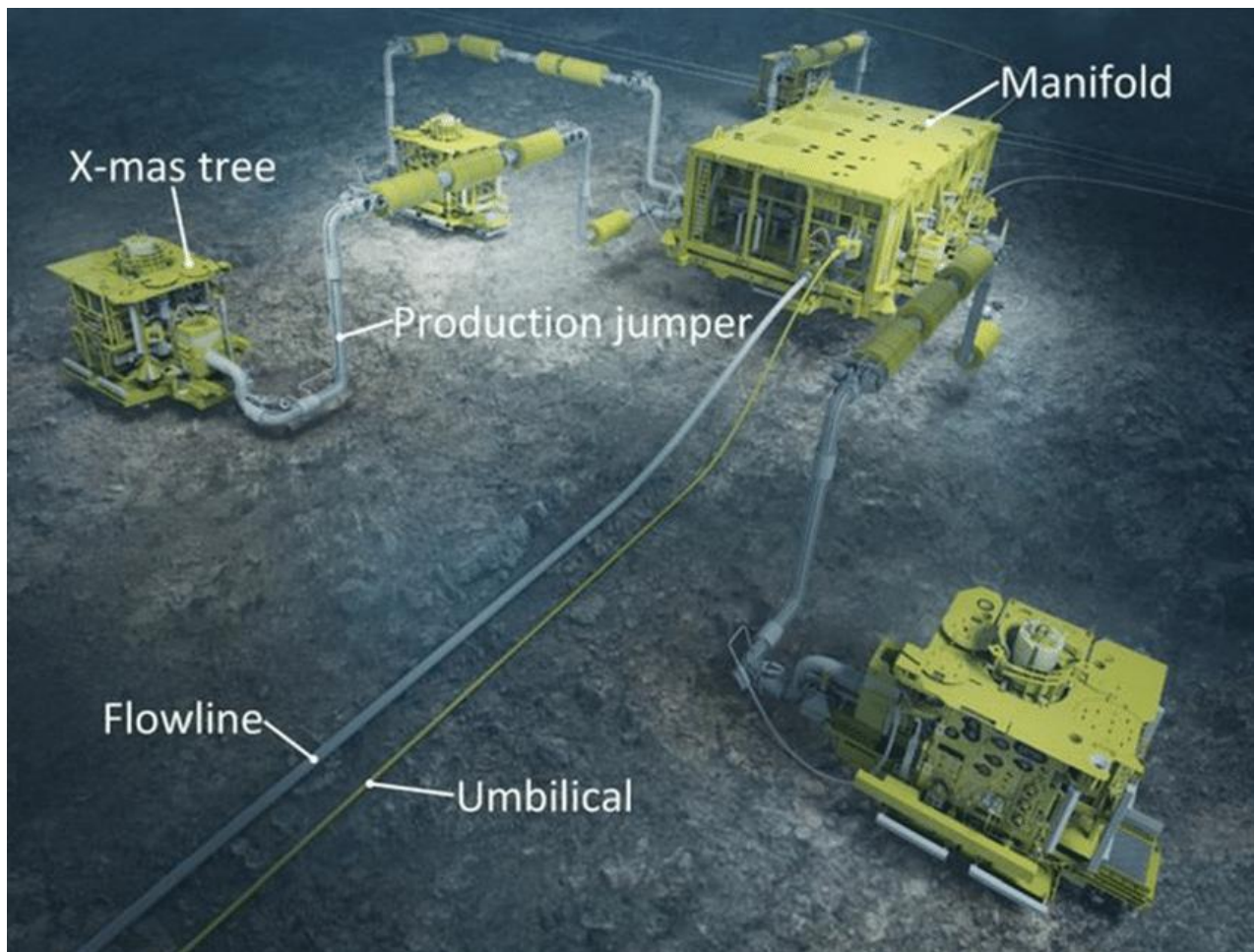


Рис. 5.3 – Підводна система видобутку: фонтанна арматура, маніфольд, система керування, підводні трубопроводи (джерело: FMC Technologies, Subsea Systems Overview, 2021.)

На (рис. 5.3.) продемонстроване розташування елементів subsea-комплексу, який дозволяє розробляти родовища без платформ.

4. Сучасні сейсмічні технології (3D/4D)

3D-сейсміка

Забезпечує детальне картування пасток, виділення літологічних змін та прогнозування ефективних колекторів [23];.

4D-сейсміка

Дозволяє відстежувати зміни у пластах під час розробки — вимірює, як переміщуються флюїди у резервуарах .

Ці методи вже застосовувалися в Чорному морі під час міжнародних досліджень OMV Petrom, ТРАО та GeoEcoMar (Рис. 5.4.).

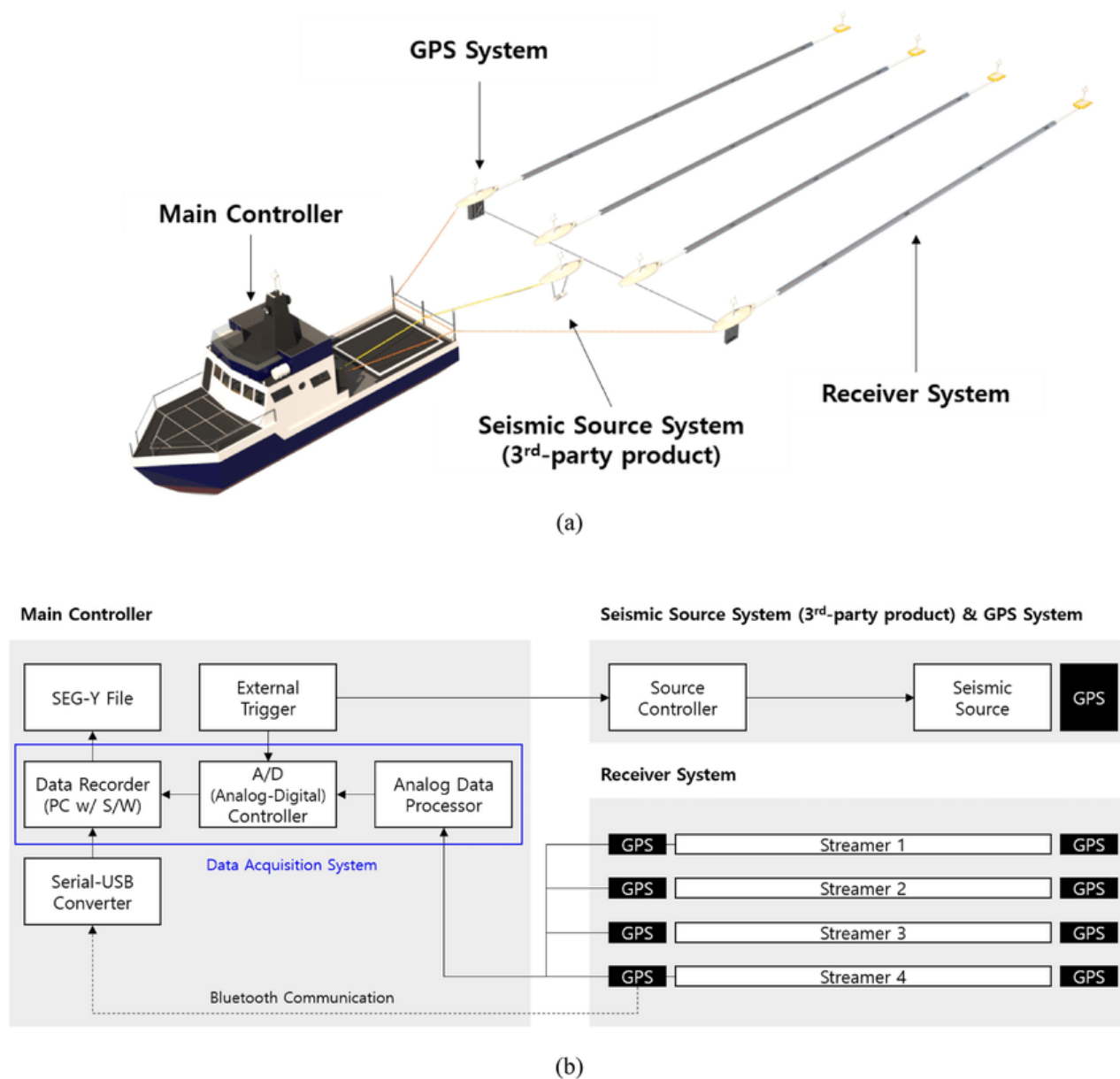


Рис. 5.4 – Схема роботи 3D та 4D морської сейсмозв'язки (джерело: Schlumberger Marine Seismic Imaging Handbook, 2023).

5. Технології підводного трубопровідного транспорту

Шельфові родовища вимагають прокладання високостійких труб:

1. з антикорозійним покриттям;
2. з системами захисту від H_2S ;
3. здатних працювати при високому тиску й низьких температурах.

На українському шельфі це особливо важливо, оскільки частина зон наближена до межі анаеробного сірководневого шару [2, 5].

6. Системи автоматизованого моніторингу (Digital Offshore)

До сучасних технологій відносяться:

- цифрові моделі родовищ (Digital Twins);
- системи реального часу для контролю тиску й температури;
- морська робототехніка (ROV/AUV);
- дрони для контролю платформ.

В Чорному морі такі системи потрібні через складні гідрологічні умови й ризики дегазації [2, 18, 23].

7. Технології енергоефективної розробки малих і маргінальних родовищ

Для українського шельфу дуже перспективними є:

- компактні мінімум-платформи;
- модульні плавучі установки (МПУ);
- підводні “satellite wells” із підключенням до берегової інфраструктури.

Такий підхід особливо актуальний для українського шельфу, де значна частина локальних структур має запаси 5–20 млрд м³ і не може бути економічно освоєна традиційними платформами. Використання компактних модулів і підводних свердловин дозволяє значно знизити вартість видобутку й скоротити час введення родовищ у розробку [1, 5, 29].

5.4. Можливості та ризики видобутку газогідратів

Газогідрати Чорного моря становлять один з найбільш перспективних, але водночас найскладніших у технологічному та екологічному аспекті видів нетрадиційних вуглеводнів. Їх освоєння може стати стратегічним напрямом енергетичного розвитку України в другій половині ХХІ століття, однак перехід від наукових досліджень до промислового видобутку вимагає всебічного розуміння потенційних можливостей і ризиків [3, 14, 20].

Можливості використання газогідратів Чорного моря

1. Стратегічний енергетичний резерв

Газогідрати за своїм ресурсним потенціалом значно перевищують традиційні запаси газу на українському шельфі. Різні групи дослідників оцінюють їх так:

- консервативні оцінки: ≈ 7 трлн м³ метану;
- розширені моделі: 20–30 трлн м³;
- верхні оцінки (за окремими міжнародними моделями): 50–60 трлн м³ [3, 8, 9].

Навіть мінімальні значення свідчать про можливість багаторічного забезпечення України природним газом без зовнішньої залежності.

2. Порівняння потенціалу з традиційними родовищами

Для порівняння:

- традиційні запаси газу на українському шельфі — $\approx 1,1\text{--}1,4$ трлн м³,
- потенціал газогідратів — у 5–40 разів більший [12].

Таким чином, газогідрати можуть стати ключовим енергетичним резервом на десятиліття.

3. Технологічні перспективи (досвід міжнародних проєктів)

У світі активно тестуються нові технології видобутку:

1. зниження тиску в пласті (депресійний метод) — пілот Японії (проєкт MH21, Nankai Trough);
2. тепловий вплив — Китай, Південно-Китайське море;
3. ін'єкція CO₂ з витісненням метану — США, Аляска; Канада (Mallik Project);
4. поєднані методи — КНР та Японія, 2019–2023.

Особливо цінною для України є можливість поєднувати видобуток газу зі зберіганням CO₂, що відповідає сучасним кліматичним стратегіям ЄС [12, 18].

4. Можливість створення міжнародного наукового полігону

Український сектор Чорного моря — один із найперспективніших у Європі та може стати центром:

- гідратних експериментальних бурових робіт,
- розробки pilot-виробництва,
- моніторингу геодинаміки та сейсмічності,
- співпраці з ЄС за програмами Horizon Europe та Blue Economy.

Ризики видобутку газогідратів

1. Геодинамічна нестабільність морського дна

Газогідрати виконують роль природного «цементу», що стабілізує донні породи. Їх дестабілізація може спричинити:

1. підводні зсуви та обвали,
2. руйнування підводних комунікацій,
3. зсуви на континентальному схилі (особливо у Каркінітській западині),
4. активізацію грязьових вулканів.

Такі процеси зафіксовані в інших регіонах світу та становлять серйозну техногенну загрозу [20].

2. Неконтрольоване вивільнення метану

Потенційні наслідки:

1. формування небезпечних газових хмар,
2. ризик вибухів у районі бурових платформ,
3. порушення хімічного складу придонних вод,
4. суттєвий парниковий ефект (метан у 28–34 рази активніший за CO₂).

3. Технічна складність і відсутність промислових технологій

Станом на 2025 рік:

- не існує жодної комерційної технології видобутку гідратів,
- усі експерименти — короткочасні, малоглибинні або невеликої продуктивності,
- Чорне море має додаткові ускладнювальні фактори: високий вміст H₂S, нестабільні відклади, грязьові вулкани, низькі температури [28].

4. Екологічні ризики

Порушення гідратної рівноваги може спричинити:

- руйнування унікальних хемосинтетичних біотопів,
- збільшення мутності води,
- дегазацію морського дна в аномальних масштабах,
- зміни у розподілі мікроорганізмів і хімічних сполук.

5. Правові та безпекові ризики

Особливо важливо для України:

- на значній частині шельфу зараз тривають бойові дії,

- морські міни та пошкодження інфраструктури ускладнюють дослідження,
- контроль над Чорним морем частково обмежений [3].

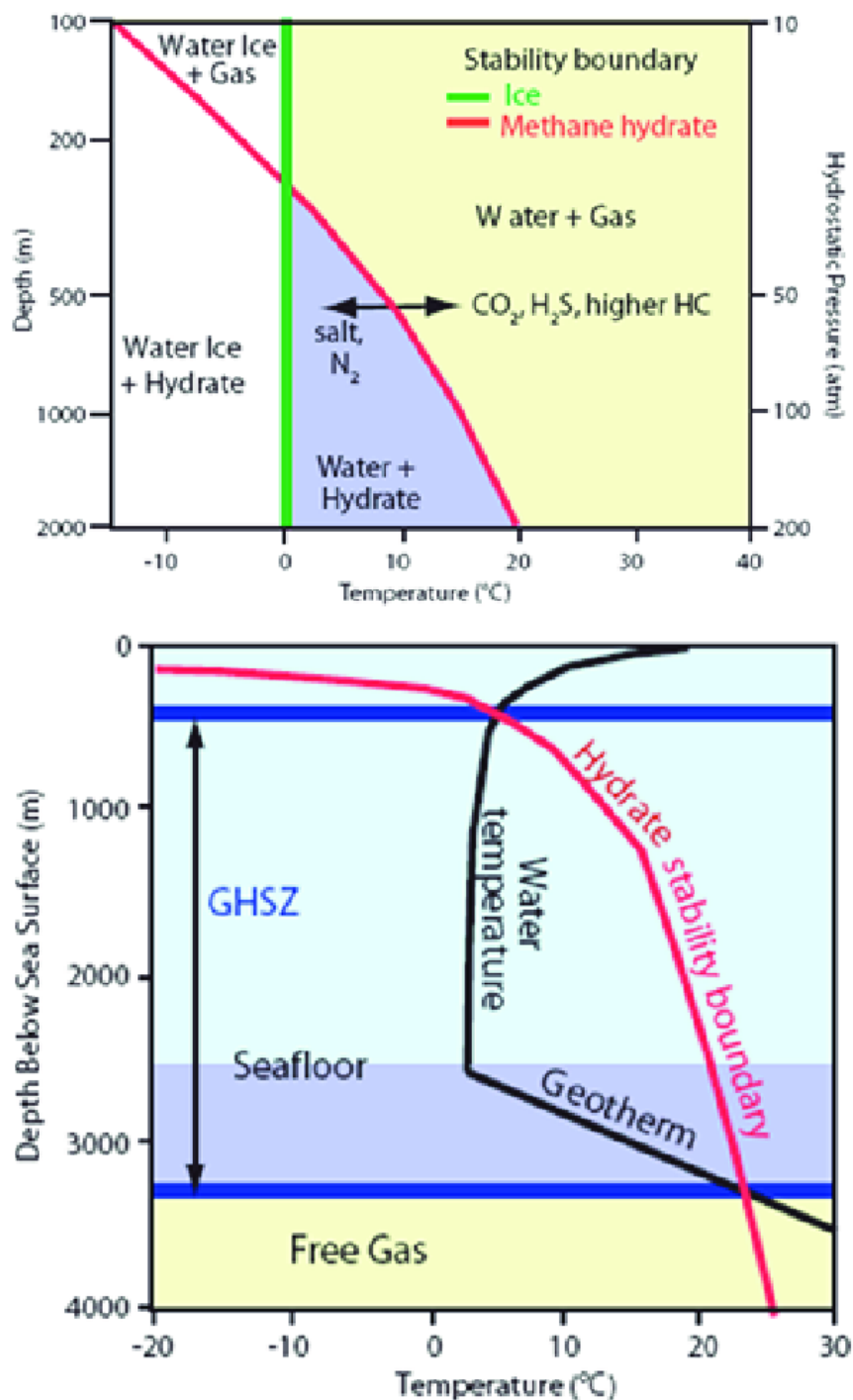


Рис. 5.5. схема зони стабільності газогідратів (ЗГГ) Чорного моря та потенційних ризиків її порушення (джерело: USGS Gas Hydrate Project).

Розташування гідратного шару показано на (рис. 5.5.), відбивальний горизонт BSR, зону дестабілізації, шляхи можливого вивільнення метану та зсуви донних порід.

Газогідрати є стратегічним, але високоризиковим ресурсом. Їх потенціал може забезпечити енергетичну безпеку України на багато десятиліть, однак освоєння можливе лише після створення безпечних технологій та систем моніторингу. На даному етапі більш реалістичним є розвиток наукових полігонів, а не промислового видобутку [12, 14, 20].

5.5. Потенційні екологічні ризики шельфового видобутку

Освоєння вуглеводневих ресурсів на шельфі Чорного моря супроводжується комплексом екологічних ризиків, обумовлених як природними особливостями басейну, так і техногенними впливами сучасних технологій видобутку. Чорне море є унікальною та вразливою екосистемою, що характеризується сильною стратифікацією вод, обмеженим водообміном із Середземним морем та наявністю потужного анаеробного шару, насиченого сірководнем. У таких умовах будь-який вплив може мати суттєві наслідки для довкілля [7, 9, 21].

1. Ризики, пов'язані з бурінням і розвідкою

1.1. Забруднення буровими розчинами та шламом

Під час бурових робіт у воду можуть потрапляти:

- 5. бурові рідини та хімічні добавки;
- 6. частинки шламу;
- 7. важкі метали, полімери, інгібітори корозії.

У Чорному морі, де вертикальна циркуляція води обмежена, подібні речовини можуть тривалий час зберігатися в придонній зоні та впливати на біологічні процеси [9, 13].

1.2. Підвищення мутності придонних вод

Порушення осаdів впливає на:

- 8. фотосинтезуючі організми,
- 9. придонні фільтратори (мідії, губки),
- 10. кормову базу риб [9, 13].

2. Ризики функціонування морської інфраструктури

2.1. Аварійні розливи нафти, конденсату та дизельного палива

Даже невеликі скиди можуть:

- 11. призвести до загибелі планктону,

- 12.вплинути на нерестові ділянки,
- 13.погіршити якість води у прибережних районах,
- 14.завдати економічної шкоди рибальству та туризму.

Дослідження EMBLAS підтверджують, що екосистема Чорного моря вже знаходиться в стані підвищеної вразливості [24, 33].

2.2. Механічне руйнування донних біотопів

Будівництво:

- опор платформ,
- трубопроводів,
- якорних систем,
- підводних модулів,

викликає руйнування донних екосистем, у тому числі унікальних геологічних структур (грязьові вулкани, ділянки активної дегазації) [21, 24].

3. Специфічні ризики Чорного моря

3.1. Порухення стабільності газогідратів

Чорне море містить значні товщі газогідратів, які стабілізують донні породи.

Їх руйнування може спричинити:

- 15.підводні зсуви та обвали,
- 16.локальні викиди метану,
- 17.підняття метанових хмар,
- 18.зміну хімічного складу вод,
- 19.пошкодження інфраструктури.

Метан — надзвичайно потужний парниковий газ, тому великі викиди мають глобальні наслідки [13, 24, 28].

3.2. Взаємодія з сірководневими водами

У Чорному морі нижче 150–200 м розташована зона H_2S .
Будь-які порушення можуть змінювати:

- 20.хімічну рівновагу вод,
- 21.стабільність екосистем,
- 22.технічний стан металевих конструкцій (прискорена корозія) [7, 9, 13].

4. Шумове та вібраційне навантаження

Сейсмозвідка, буріння та робота насосних станцій створюють потужні акустичні поля.

Наслідки:

1. зміна міграційних маршрутів дельфінів,
2. дезорієнтація морських ссавців,
3. порушення репродуктивної поведінки,
4. стресові реакції фауни.

Чорне море — область проживання афалін, білобочок і морських свиней, які надзвичайно чутливі до низькочастотного шуму [24, 33].

5. Правові та соціальні ризики

1. конфлікти з рибальством та судноплавством через створення зон обмежень;
2. неврегульованість українського законодавства щодо видобутку нетрадиційних ресурсів;
3. необхідність приведення норм до стандартів ЄС (Marine Strategy Framework Directive, OSPAR, MARPOL) [7, 9].

6. Необхідні заходи мінімізації ризиків

1. проведення ОВД на кожному етапі;
2. створення програм екологічного моніторингу (стан води, шум, донні біотопи, дегазація);
3. використання екологічно безпечних бурових рідин;
4. вибір технологій з мінімальним впливом на донні екосистеми;
5. заборона буріння в районах грязьових вулканів і активних сипів;
6. застосування підводних систем замість надводних платформ у чутливих зонах;
7. інтеграція цифрових систем екологічного контролю (Digital Monitoring) [7, 9, 19, 21, 24].

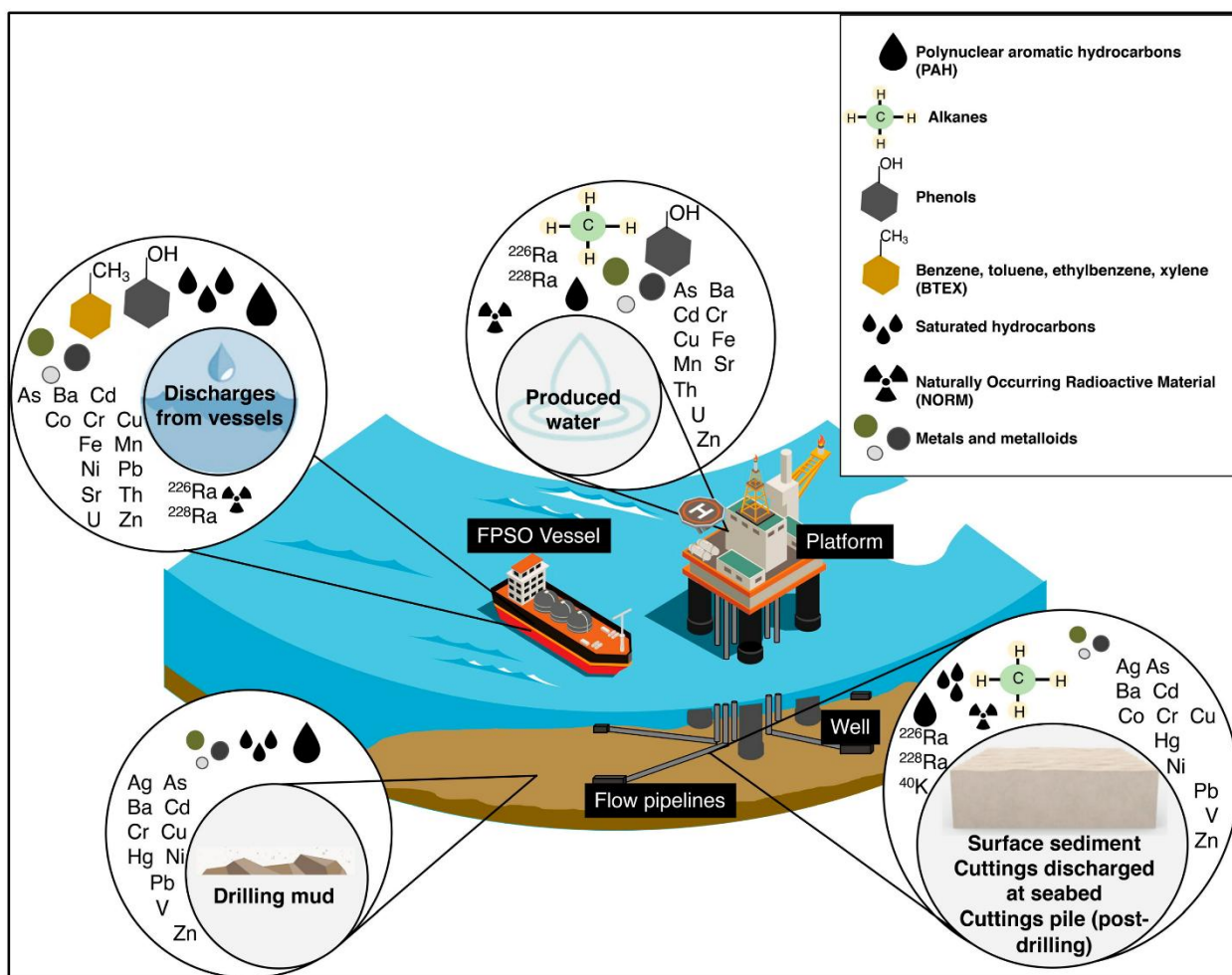


Рис. 5.6. – Основні екологічні ризики шельфового видобутку вуглеводнів (джерело: матеріали USGS, EMBLAS та EMODnet).

Джерела техногенного впливу (бурові роботи, платформи, трубопроводи) показано на (рис 5.6.), шляхи поширення забруднень, зони підвищеної чутливості (придонні біотопи, газогідратна зона) та можливі негативні наслідки.

Екологічні ризики шельфового видобутку Чорного моря є суттєвими та потребують спеціального підходу. Унікальна гідрохімічна структура, слабка циркуляція вод та наявність газогідратів роблять екосистему особливо чутливою до зовнішніх впливів. Для мінімізації ризиків необхідно поєднувати наукові дослідження, сучасні технології та європейські стандарти екологічного менеджменту [9, 13, 28].

5.6. Проблема сірководню Чорного моря та його вплив на розробку родовищ

Однією з найбільш специфічних і критичних особливостей Чорного моря є наявність потужного сірководневого шару у товщі води. Нижче глибин 80–120 м починається зона повної відсутності кисню, яка переходить у стабільне анаеробне середовище, насичене сірководнем (H_2S). За сучасними

оцінками, понад 90 % об'єму Чорного моря перебуває в анаеробному стані, що не має аналогів у світовій океанології (Yanko-Hombach et al., 2021) [7, 20, 27].

Цей шар формує унікальні геохімічні умови та створює серйозні технічні, екологічні й безпекові обмеження для освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу [8, 9].

1. Походження та особливості сірководневого шару

Сірководень у Чорному морі формується через:

- розклад органічної речовини анаеробними бактеріями (сульфатредукторами),
- слабкий водообмін із Середземним морем,
- великі обсяги річкового стоку,
- ізольований характер басейну.

У придонній зоні концентрації H_2S можуть перевищувати 8–10 мг/л, що визначає хімічний режим води та створює високу корозійну активність [9, 20].

2. Технічні ризики для обладнання та трубопроводів

H_2S є одним із найбільш агресивних чинників для металів.

Основні загрози:

- Воднева крихкість сталі (HIC/SWC) — руйнування металу через проникнення водню.
- Прискорена корозія трубопроводів та обсадних колон.
- Ризик катастрофічного розтріскування під напругою (SSC).
- Погіршення властивостей бурових рідин та обладнання.

Для роботи в таких умовах необхідно застосовувати:

- сплави, сертифіковані за стандартами NACE MR0175/ISO 15156;
- сірководнестійкі покриття (epoxy-based, polymer-coated systems);
- інгібітори корозії;
- подвійні обсадні колони;
- системи дегазації.

Це збільшує вартість буріння на 20–40 % порівняно з «чистими» морськими басейнами [7, 27].

3. Ризики для персоналу та безпеки робіт

Сірководень належить до сильних нейротоксинів.
Навіть невеликі концентрації (50–150 ppm) становлять загрозу життю.

Під час аварійних ситуацій можливі:

- раптові «газові прориви» зі свердловини;
- дегазація флюїдів із високим вмістом H_2S ;
- утворення небезпечних хмар газу поблизу технічних платформ.

Тому платформи повинні бути обладнані:

- автоматичними H_2S -датчиками,
- системами аварійної вентиляції,
- зонами евакуації low-oxygen response,
- спеціальними протигазами класу C [9].

4. Геохімічні та технологічні наслідки

Сірководень впливає на властивості флюїдів у пластах:

8. утворює сульфідні метали,
9. змінює фазовий стан природного газу,
10. може викликати утворення твердих відкладень у трубах,
11. впливає на стабільність газогідратів.

У складних зонах (Каркінітська та Індоло-Кубанська западини) H_2S поєднується з газогідратами та грязьовими вулканами, створюючи комбіновані ризики [20].

5. Екологічні ризики

Будь-яке втручання у вертикальну структуру моря може спричинити:

- підйом токсичних анаеробних вод,
- загибель риби й безхребетних,
- сильну дегазацію осадів,
- порушення біогеохімічного циклу сірки.

У північно-західному секторі такі явища вже спостерігались під час штормів і гідродинамічних подій (EMBLAS, 2023) [8, 9, 27].

6. Структуроване виділення ключових впливів H_2S

Корозійний вплив: прискорене руйнування металевих конструкцій.

Токсичність: небезпека для персоналу при аварійних викидах.

Геохімічні зміни: взаємодія з флюїдами, зміна фазового стану газу.

Екологічні ризики: можливий підйом токсичних шарів, дегазація.

Складність глибоководної розробки: поєднання H_2S , газогідратів, грязьових вулканів.

На мою думку проблема сірководню є одним із ключових обмежуючих факторів освоєння родовищ Чорного моря. Вона впливає на вибір технологій, матеріалів, систему безпеки, екологічний контроль і вартість проєктів. Без врахування геохімічної специфіки H_2S проведення глибоководних бурових робіт у Чорному морі є технічно та екологічно неприпустимим [7, 8, 9, 20].

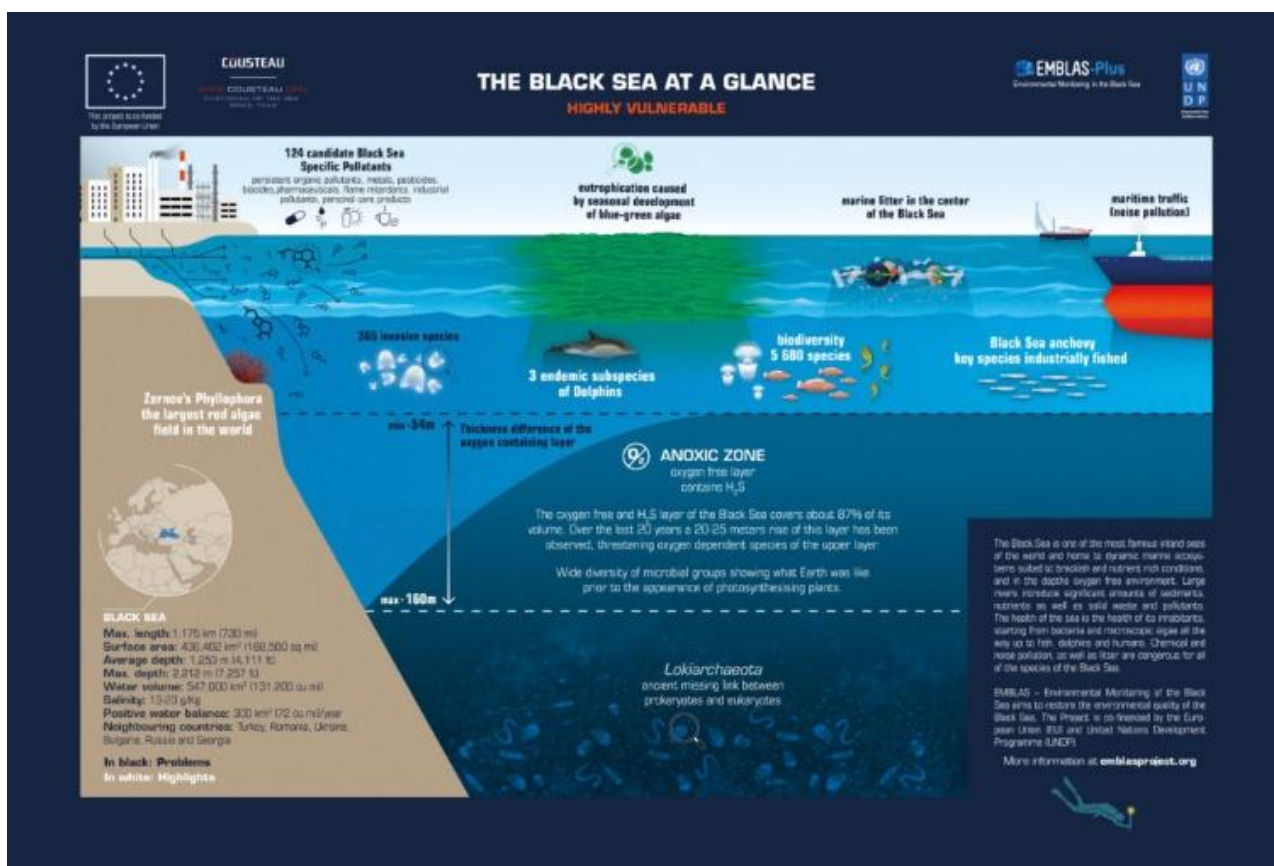


Рис. 5.7 – Схема вертикальної стратифікації Чорного моря з виділенням кисневого шару, перехідної зони та потужного сірководневого шару (джерело: інститут морської гідрофізики НАН України та EMBLAS-II 2023).

5.7. Шляхи мінімізації екологічних ризиків і раціонального використання вуглеводневих ресурсів

Освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу Чорного моря потребує впровадження комплексної системи заходів, що забезпечують зменшення техногенного впливу та раціональне використання природних ресурсів.

Унікальні гідрологічні умови Чорного моря, зокрема наявність потужного анаеробного сірководневого шару, грязьових вулканів та зон активної дегазації, роблять його екосистему надзвичайно чутливою навіть до незначних порушень. Тому всі технологічні процеси повинні відповідати принципам екологічної безпеки, сталого природокористування та міжнародним стандартам охорони довкілля [19, 21].

1. Екологічно безпечні технології буріння та видобутку

Одним із ключових напрямів мінімізації впливу на морське середовище є використання технологій, що зменшують контакт бурових рідин та техногенних відходів з водою. До них належать:

- системи «Zero Discharge», які не допускають скиду відходів у море;
- застосування малотоксичних бурових розчинів (synthetic-based muds, water-based muds);
- фільтраційні модулі багаторазового очищення шламу;
- герметизація вибою та колон, що перешкоджає витокам флюїдів;
- використання антикорозійних матеріалів, стійких до H_2S .

Сучасні морські компанії (Equinor, Petrom, Chevron) розглядають впровадження таких систем як основну вимогу до операцій у складних морських умовах [27, 33].

2. Створення системи постійного екологічного та геодинамічного моніторингу

Для умов Чорного моря моніторинг є критичним, оскільки дозволяє вчасно виявляти:

- дестабілізацію газогідратних структур;
- підводні зсуви;
- зміни у зонах газових сипів;
- дегазацію осадів;
- рухи сірководневих водних мас.

Необхідні елементи моніторингу:

1. підводні станції контролю газових еманаторів;
2. мережі сейсмічних датчиків;
3. системи AUV/ROV для інспекції дна;
4. дистанційні сенсори якості води (O_2 , H_2S , CH_4 , мутність);
5. цифрові системи Real-Time Monitoring для платформ.

Міжнародні програми (EMBLAS-II, ESONET, METRO) вже довели ефективність таких рішень у Чорному морі [24, 27].

3. Екологічне зонування та обмеження діяльності

Важливо виділяти зони, де господарська діяльність має бути обмеженою або забороненою:

- області з рідкісними біогенними спільнотами;
- нерестові ділянки риб;
- райони грязьових вулканів;
- зони активної дегазації дна;
- райони наукової охорони (marine protected areas).

Подібні підходи працюють у ЄС згідно з OSPAR та EU Marine Strategy Framework Directive.

У ряді випадків може бути прийнято рішення повністю виключити ділянку з промислової діяльності [19, 24]..

4. Зниження шумового навантаження

Чорне море є домом для трьох видів дельфінів, чутливих до акустичних хвиль. Сейсморозвідка може негативно впливати на:

1. міграції;
2. поведінку під час годування;
3. навігацію та комунікацію.
4. Для мінімізації впливу рекомендується:
5. планувати роботи поза міграційними періодами;
6. застосовувати мал шумні джерела сигналів;
7. використовувати профілі пасивної сейсморозвідки;
8. впроваджувати захисні акустичні зони навколо платформ [19, 21, 33].

5. Підвищення технологічної безпеки роботи в умовах H₂S

Для українського шельфу критичним є дотримання стандартів роботи в умовах сірководню:

- використання матеріалів згідно зі стандартами NACE MR0175/ISO 15156;
- герметичні системи сепарації та дегазації;
- датчики H₂S з автоматичним відключенням обладнання;
- дотримання системи аварійної евакуації та інструкцій.

Це дозволяє мінімізувати ризики корозії, аварійних викидів та небезпеки для персоналу [19].

6. Раціональне природокористування та оптимізація розробки

Раціональне використання ресурсів передбачає:

1. покрокове, науково обґрунтоване освоєння шельфу;
2. оптимізацію темпів видобутку для недопущення виснаження пластів;
3. застосування технологій Enhanced Gas Recovery (EGR);
4. проведення додаткових досліджень щодо нетрадиційних ресурсів (газогідрати);
5. відкладення промислової розробки газогідратів до появи безпечних технологій [33].

7. Міжнародна співпраця та інтеграція стандартів

Чорне море — басейн спільної відповідальності, тому важливо:

- залучати міжнародні наукові центри;
- брати участь у спільних моніторингових програмах;
- інтегрувати стандарти EIA (оцінки впливу на довкілля), EMSA та OSPAR;
- залучати інвестиції в безпечні морські технології [19, 21].

Ключові напрями мінімізації ризиків (структуровано)

- використання екологічно безпечних бурових технологій;
- впровадження систем постійного моніторингу;
- чітке зонування акваторії;
- удосконалення систем безпеки з урахуванням H₂S;
- відповідність міжнародним екологічним нормам (OSPAR, EMSA, EU EIA).

Комплексне поєднання технологічної обережності, моніторингу та раціонального планування створює умови для екологічно безпечного та ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів українського шельфу. За сучасного стану Чорного моря важливо застосовувати найкращі доступні технології та базувати всі рішення на науково підтверджених моделях впливу на довкілля [24, 27].

5.8. Геополітичне та стратегічне значення ресурсів Чорного моря

Ресурси українського шельфу Чорного моря мають комплексне стратегічне значення, що поєднує енергетичний, економічний та геополітичний виміри. Завдяки великим прогнозним запасам газу й нафти, вигідному географічному розташуванню та зростаючій ролі морських ресурсів у Європі, українська частина Чорного моря розглядається як ключовий елемент майбутньої енергетичної та геополітичної системи держави.

1. Енергетичний вимір

Європейський Союз та країни регіону протягом останнього десятиріччя системно зменшують залежність від імпорتنих вуглеводнів. В умовах російсько-української війни це питання набуло стратегічного значення. Прогнозні ресурси українського чорноморського шельфу — понад 1 трлн м³ газу — здатні суттєво вплинути на енергетичний баланс країни [1, 2, 5, 11].

Таким чином, освоєння чорноморських ресурсів дає можливість:

- зміцнити енергетичну незалежність України;
- збільшити внутрішній видобуток природного газу;
- зменшити імпорт енергоносіїв;
- підтримати стабільність енергетичної системи у післявоєнний період [2].

За оцінками ІГН НАНУ (2023), за умови відновлення контролю над шельфом потенціал видобутку може досягти 7–10 млрд м³ газу на рік у середньостроковій перспективі.

2. Геополітичний вимір

Чорне море історично є регіоном перетину інтересів кількох держав — Туреччини, Румунії, Болгарії, Грузії, Російської Федерації та України. Розробка шельфових ресурсів є інструментом посилення впливу на регіональну систему безпеки.

Кожна країна вже активно веде морську розвідку:

- Туреччина — розробка родовища «Сакарія» (запаси ~540 млрд м³);
- Румунія та Болгарія — проекти Neptun Deep, Han Asparuh;
- Грузія — програми глибоководної розвідки;

Відновлення доступу України до своїх морських ресурсів означає:

- повернення у геополітичну енергетичну конкуренцію Чорноморського регіону;

- посилення позицій у міжнародних перемовинах;
- зміцнення ролі у формуванні безпекової архітектури Чорного моря [5, 7, 23].

Особливого значення набувають норми Конвенції ООН з морського права (UNCLOS, 1982), що визначають суверенні права України на ресурси свого шельфу та виключної економічної зони.

3. Економічний вимір та інтеграція з ЄС

Освоєння чорноморських ресурсів є важливою складовою майбутньої економічної політики України. Паралельно формуються нові європейські енергетичні коридори:

1. LNG-термінали у Румунії та Болгарії;
2. розширення газових інтерконекторів у дунайському регіоні;
3. інтеграція України в ENTSO-G.
4. Україна може стати активним учасником цих процесів та потенційно:
5. забезпечувати частину потреб ЄС у природному газі;
6. брати участь у спільних проєктах із геологорозвідки та видобутку;
7. створювати нові транспортні маршрути через Чорне море та Дунай [5, 11, 29].

4. Питання безпеки та контроль над морською інфраструктурою

Втрати частини шельфу та об'єктів «Чорноморнафтогазу» у 2014 році стали прикладом того, що морські ресурси мають критичне значення не лише у сфері економіки, але й у сфері національної безпеки.

Повернення контролю над:

- самою акваторією,
- буровими платформами,
- портовою інфраструктурою,
- газотранспортними системами

є ключовою умовою енергетичної та оборонної стабільності України [2, 23].

Отже, ресурси українського шельфу Чорного моря є важливим складником майбутньої енергетичної моделі держави та інструментом її геополітичного зміцнення.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було проведено багаторівневий аналіз геологічних, гідрологічних, геохімічних та еколого-технологічних аспектів формування й освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного моря. Це дозволило сформулювати такі висновки:

1. Геолого-тектонічні умови формування басейну (розділ 1) зумовлені рифтогенними процесами мезо-кайнозойського етапу. Виділення Західної та Східної улоговин та розвиток Андрусівського хребта сформували структурний каркас Чорного моря, що визначає різноспрямовану тектонічну активність та складність розподілу осадових товщ.

2. Стратиграфічна побудова та осадовий чохол (розділ 2.2, 2.3) представлені потужними мезозойськими, палеогеновими та неогеновими товщами загальною потужністю 12–14 км. Маїкопська світа палеогену є основним породою-генератором (source rock), тоді як пісковики неогену утворюють продуктивні колектори (reservoir rocks), перекриті глинистими покришками сармату та понту (seal rocks).

3. Гідрологічні та геохімічні умови моря (розділ 2.4) визначаються унікальною сірководневою стратифікацією, що формується нижче 80–120 м. Наявність стійкого анаеробного шару та високий вміст органічної речовини в осадах створюють умови для збереження органіки та формування вуглеводневої системи.

4. Процеси генерації та міграції вуглеводнів (розділи 4.1–4.3) мають зональний характер. Первинна міграція відбувається в межах порід маїкопської світи при досягненні термічної зрілості (R_o 0.4–1.0%), вторинна — переважно латерально по піщано-глинистих товщах сармату. Вертикальна міграція пов'язана з діапіровими зонами та диз'юнктивними порушеннями.

Формування пасток та резервуарів (розділ 4.4) зумовлено поєднанням структурних, стратиграфічних і літологічних механізмів. Найперспективніші антиклінальні структури — Голіцинська, Одеська, Штормова — підтверджують наявність ефективних пасток із пористістю 18–25% і проникністю до 200 мД.

5. Газогідратні системи Чорного моря (розділ 4.5) характеризуються значною потужністю зони стабільності (160–500 м) та високими потенційними

ресурсами метану — мінімум 7 трлн м³. Їх формування контролюється термобаричними умовами та зонами активної дегазації.

Проведене магістерське дослідження доводить, що український шельф Чорного моря має значний нафтогазоносний і газогідратний потенціал. Його освоєння повинно базуватися на поєднанні сучасних технологій, екологічної відповідальності, міжнародних стандартів та глибокого наукового супроводу. Комплексний підхід забезпечить можливість сталого розвитку та збереження природного середовища Чорного моря.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Волович О. О., Михайлюк О. Л. Стратегія освоєння енергетичного потенціалу Чорного і Азовського морів : аналітична доповідь / за ред. А. О. Филипенка. Одеса : Фенікс, 2012. 70 с.
2. Зарубін Ю. О., Гунда М. В., Гришаненко В. П., Буренков В. В., Швидкий О. А. Розробка морських родовищ нафти і газу. Київ : ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2012. 312 с.
3. Любиченко, Р. В. Геологічні умови утворення газогідратів у Чорному морі та перспективність українського сегменту Чорного моря: кваліфікаційна робота бакалавра (Одеський національний університет ім. І. І. Мечникова). Одеса, 2023. 61 с.
4. П. Ф. Шпак, В. Х. Геворк'ян, П. Ф. Гожик та ін. – «Газогідрати Чорного моря – новий вид енергетичної сировини України», *Вісник НАН України*, 1994, №11–12, с. 43–49.
5. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків : ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2015. 413 с.
6. Суярко В. Г., Сердюкова В. О., Сухов В. С. Загальна та нафтогазова геологія : навч. посіб. Харків : ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2013. 212 с.
7. Шнюков Є. Ф., Гожик П. Ф. (ред.). Геологія і корисні копалини Чорного моря. Київ : Наукова думка, 2006. 320 с.
8. Шнюков Є. Ф., Коболев В. П., Пасинков А. А. Газовий вулканізм Чорного моря. Київ: Логос, 2013. 383 с.
9. Шнюков Є. Ф., Іванченко В. В., Перм'яков В. В. Грязьові вулкани і газогідрати як маркери нафтогазоносності дна Чорного моря. *Геологічний журнал*. 2019. № 2. 15–26 с.
10. Guliyev I. S., Feyzullayev A. A. Hydrocarbon generation in the South Caspian and Black Sea regions. *Journal of Petroleum Geology*. 2020. Vol. 43. P. 375–402.

11. Yanko-Hombach V., Gilbert A., Panin N. The Black Sea Flood Question: Changes in Coastal and Marine Environments. Springer, 2021. P. 13–24.
12. Vassilev A., Dimitrov L. Spatial distribution of gas hydrates in the Black Sea. *Geo-Marine Letters*. 2018. Vol. 38. P. 553–566.
13. GeoEcoMar (Romania). Black Sea Geophysical Survey Reports. 2018–2023. P. 138.
14. Bialas J., Haeckel M. Gas hydrate accumulations in the Black Sea. World Atlas of Submarine Gas Hydrates in Continental Margins / ed. J. Mienert. – Springer, Nature Switzerland AG, 2022. P. 1–22.
15. Constantinescu A. M., Toucanne S., Dennielou B., Jorry S. J., Mulder T., Lericolais G. Evolution of the Danube deep-sea fan since the Last Glacial Maximum: new insights into Black Sea water-level fluctuations. *Marine Geology*. 2015. Vol. 367. P. 50–68
16. Gassner L., Gerach T., Hertweck T., Bohlen T. Seismic characterization of submarine gas-hydrate deposits in the Western Black Sea by acoustic full-waveform inversion of ocean-bottom seismic data. *Geophysics*. 2019. Vol. 84. P. 311–324
17. Naudts, L., Greinert, J., Artemov, Y., et al. (2006). Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dnepr paleo-delta, northwestern Black Sea. *Marine Geology*, 227(3-4), 177–199.

Интернет ресурси

18. Aydin H., Merey S. The effect of gas production from deeper conventional gas reservoirs on shallower gas hydrate layer stability: a case study in the conditions of the Sakarya gas field, Western Black Sea. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. Vol. 94. URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104103>
19. Boian Koulov. Sustainable Environmental Management of the Black Sea *National Institute of Geophysics, Geodesy and Geography, Bulgarian Academy*

- of Sciences. Geoadria: 2012. Vol.17/1 P. 3-11. URL : <https://www.researchgate.net/publication/267965306>
- 20.Chazallon B., Rodriguez C. T., Ruffine L., Carpentier Y., Donval J.-P., Ker S., Riboulot V. Characterizing the variability of natural gas hydrate composition from a selected site of the Western Black Sea, off Romania. *Marine and Petroleum Geology*. 2021. Vol. 124. . URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104785>
- 21.Дікол О. С. Особливості розподілу вуглеводневих газів у донних відкладах Каркінітської затоки. *Вісник Одеського національного університету. Географічні та геологічні науки*. 2022. № 1(40). С. 133–142. URL : <http://visgeo.onu.edu.ua/article/view/257538/257733>.
- 22.EMODnet Geology. Seabed substrate and geological structure of the Black Sea 2019–2024. веб-сайт. URL : <https://www.emodnet-geology.eu>
- 23.Нафтогазовий клондайк: що Україна шукає на морському дні *Економічна правда*. 25.12.2017. веб-сайт. URL : <https://epravda.com.ua/publications/2017/12/25/632514/>
- 24.Національний інститут стратегічних досліджень. Аналіз екологічних проблем Чорного моря. Київ : НІСД, 2012. 36 с. URL: <https://niss.gov.ua/sites/default/files/2012-08/analiz-f1021.pdf>
- 25.Nikishin A. M., Okay A. I., Gökçekuş H., et al. The Black Sea Basin: Tectonic history and Neogene–Quaternary subsidence. *Geological Society, London, Special Publications*. 2015. Vol. 464. P. 1–5 URL : <https://www.lyellcollection.org/doi/full/10.1144/SP464.1>
- 26.Nikishin A. M., Okay A. I., Tüysüz O., et al. Black Sea deep seismic structure and basin evolution. *Marine and Petroleum Geology*. 2015. P. 1–33. URL : https://web.itu.edu.tr/~okay/makalelerim/122_nikishin_al_2015_black_sea_s_eismic_MPG.pdf
- 27.Океанографічний атлас Чорного та Азовського морів, № 601 URL: http://www.charts.gov.ua/oabs_ua.htm

28. Pape T., Bahr A., Bohrmann G., et al. The gas hydrate system of the western Black Sea Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2024. Vol. 168. 57–78 с. URL : <https://oceanrep.geomar.de/id/eprint/60480/7/1-s2.0-S0264817224003386-main.pdf>
29. Tari G., Simmons M. History of deepwater exploration in the Black Sea and an overview of deepwater petroleum play types *Geological Society, London, Special Publications*. 2018. Vol. 464. P. 439-475. URL: <https://www.lyellcollection.org/doi/full/10.1144/SP464.16>
30. Чепіжко О. В., Янко В., Кадурін В. М. Досвід застосування експертного аналізу та рангової кореляції під час геологічних та прогнозних робіт на вуглеводні. *Вісник Одеського національного університету Географія та геологія* 26 (1(38)). Одеса: 2021. 233-248 URL: <http://visgeo.onu.edu.ua/article/view/234716>
31. Шураєв І. М. Палеоген-неогенові відклади кримського континентального схилу Чорного моря : дис. канд. геол. наук : 04.00.04 – геотектоніка та геодинаміка. *Інститут геологічних наук НАН України*. Київ., 2019. 129 с. URL: https://www.igs-nas.org.ua/images/geology/specradi/26.162.04/shuraiev/disser_shuraiev.pdf
32. Vanessa Monteleone. Seismic stratigraphy and deep basin processes of the Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*. 2024. Vol. 161. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S026481722300510X>
33. Формування переліку морських екосистем Північно-Західної частини Чорного моря. *Звіти НДУ УкрНЦЕМ за 2024 р.* веб-сайт. URL : <https://sea.gov.ua/img/reports%04>