

**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ І ГЕОХІМІЇ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН**

На правах рукопису

**Кохан Оксана Михайлівна**

УДК 551.863(477.9)

**ГЕОЛОГО-ПАЛЕООКЕАНОГРАФІЧНІ УМОВИ  
ОСАДОНАГРОМАДЖЕННЯ СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОМАЙКОПСЬКИХ  
ГАЗОНОСНИХ ВІДКЛАДІВ ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ  
ПРИЧОРНОМОРСЬКОГО МЕГАПРОГІНУ**

Спеціальність 04.00.17 – геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:  
доктор геологічних наук,  
старший науковий співробітник  
Григорчук Костянтин Григорович

Львів – 2019

## АНОТАЦІЯ

Кохан О. М. Геолого-палеоокеанографічні умови осадонагромадження середньо-верхньомайкопських газоносних відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.17 «Геологія нафти і газу». – Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, 2019.

Дисертаційна робота присвячена з'ясуванню особливостей просторово-вікових варіацій літологічного складу, реконструкції умов осадонагромадження середньо-верхньомайкопських відкладів західної частини Північчорноморського мегапрогину та визначенню на цій основі характеру поширення порід-колекторів та покришок і, в кінцевому варіанті, локалізації перспективних об'єктів.

За характером співвідношення аргілітів, алевролітів і пісковиків виділено чотири типи розрізу відкладів середнього майкопу. Північний (св. Тендрівська-19) – характеризується наявністю у верхній та середній частинах розрізу потужних горизонтів пісковиків та алевролітів. Південний (св. Центральна-1) – притаманне рівномірне перешарування у розрізі пластів алевролітів та пісковиків. Західний (св. Гамбурцева-2) – відрізняється наявністю у нижній частині шарів пісковиків до 2 м. Східний (св. Борисівська-1) – є істотно глинистим з рівномірним розвитком шарів (до 1 м) алевролітів. За особливостями поширення пісковиків встановлено п'ять ареалів максимального розвитку: Тендрівський, Шмідтівський (ізоліти пісковиків понад 100 м), Фланговий, Центральний та Десантний (50–100 м). Поле максимального поширення алевролітів (ізоліти 200–350 м) тяжіє до центральної частини седиментаційного басейну.

За літологічною структурою розріз верхньомайкопської товщі подібний до середньомайкопського. Північний тип розрізу (св.Голіцина-2) характеризується

рівномірним перешаровуванням (до 3–5 м) пісковиків, алевролітів та аргілітів; західний (св.Флангова-2) – відрізняється розвитком у нижній та верхній частинах потужніших (до 7–9 м) горизонтів пісковиків та алевролітів; східний (св.Тетянівська-3) - літологічно подібний до північного, але є менш потужним, для північно-східного (св.Каїркінська-1) – притаманні потужні (до 20–30 м) алевролітові та піщано-алевролітові пачки.

Локалізовано два субширотні ареали максимального поширення пісковиків: Фланговий та Каркінітсько-Каїркінський (50–60м). Алевроліти мають практично регіональне поширення, а їх сумарна потужність досягає 79 м.

За результатами літологічного аналізу встановлено домінування у середньомайкопських відкладах глинистих літмітів, які у приосьовій частині басейну складають понад 65–70 % загальної потужності розрізу. У периферійних ділянках басейну важливу роль відіграють алевролітові та піщані літміти. Максимальний розвиток останніх зафіксовано у районі площ Десантна, Олімпійська, Гамбурцева, Таврійська, Херсонська, Каїркінська.

Вперше у розрізі середньомайкопської товщі виділено три субрегіональні кластогенні пачки (Мс-I, Мс-II, Мс-III). Базальна пачка (Мс-I) потужністю 20–80 м розвинена у склепіннях та на схилах піднять у північних, західних та східних районах регіону. Вона складена переважно літмітами змішаного, локально піщаного та алевролітового полів. Розріз характеризується тонким перешаруванням алевролітів (0,2–1,0 м) та аргілітів (0,5–4,0 м), іноді пісковиків (0,1–0,5 м).

Пачка (Мс-II) потужністю 20–40 м тяжіє до середньої частини розрізу та простежена в межах практично усієї вивченої території, а формують її переважно утворення змішаного, місцями (у північних ділянках регіону) піщаного та алевролітового полів. Будова пачки, в останньому випадку, характеризується перешаруванням пластів пісковиків (30 %, потужністю 0,5–2 м) та алевролітів (55 %, 1,0–5,0 м) з поодинокими прошарками аргілітів (15 %, до 1,5 м).

Пачка (Мс-III) чітко фіксується у розрізах на схилах Української монокліналі, де її потужність перевищує 50 м. У південному напрямку вона різко виклинюється. Складена пачка утвореннями змішаного, алевролітового та піщаного полів: перешарування пісковиків (потужністю до 10 м) та алевролітів (0,5–15,0 м), іноді аргілітів (1,0–3,0 м).

У розрізі верхнього майкопу також домінують змішані та глинисті літміти. Піщано-алевролітові – розвинені переважно у припідшовній та припокрівельній частинах розрізу у північних (площі Таврійська, Новомаячкінська, Голіцина, Каркінітська) та східних ділянках регіону (Борисівська, Міжводненська площі). Такі утворення насамперед фіксуються у припідшовній та припокрівельній частинах розрізу. Вони формують верстви (до 20 м) літмітів алевролітового та піщаного полів. Наскрізний розвиток глинистих літмітів (вміст у розрізах понад 60%) виокремлено у південній частині регіону (площі Архангельського, Центральна).

Вперше здійснені реконструкції умов осадоагромадження середньо- та пізньомайковських відкладів. Седиментолого-палеоокеанографічні моделі (5 перетинів) дали можливість встановити особливості просторово-вікових варіацій фаціальних обстановок протягом пізнього олігоцену та раннього міоцену.

На початку середнього майкопу (пачка Мс-I) на північно-західному борті прогину існувала алювіально-дельтова система р. Пра-Дністра. Руслові утворення, якої у напрямку з півночі на південь, заміщувалися відкладами гирлових барів та конусів виносу.

Наприкінці середнього майкопу (пачка Мс-III) на північному сході регіону (св. Ново-Маячкінська-71, Таврійська-1) формувалися гирлові бари, які у південному напрямку (св. Каркінітська-1) заміщувалися конусами виносу. Це засвідчує ймовірне існування у згаданій ділянці у меридіональної річкової системи (Пра-Дніпра).

У пізньому майкопі також фіксуються дві алювіально-дельтові системи. Так, у західній частині регіону (св. Флангова-2), локалізовані гирловий бар та конус виносу, які в східному напрямку (св. Голіцина-2) заміщуються пачкою перешарувань-утворень бар'єрного острова, конусу виносу та вздовжберегового бару. Друга алювіально-дельтова система тяжіла до північного борта прогину. Так, у св. Ново-Маячкінська-71 наявні утворення гирлового бару, які в південному напрямку (св. Каіркінська-1, Таврійська-1) заміщуються відкладами бар'єрного острова та конусів виносу.

В осьових зонах Михайлівської (св. Голіцина-1, Архангельського-1) та Таврійської (св. Борисівська-1, Таврійська-1) депресій та Гамбурцівсько-Октябрській ділянці (св. Центральна-1) впродовж пізньоолігоцен-ранньоміоценового часу панували обстановки мулової пелагічної седиментації.

На основі описаних моделей, дослідженнях за окремими свердловинами та врахуванні літолого-фаціальних даних здійснені седиментаційні реконструкції для певних вікових інтервалів середнього та пізнього майкопу.

На початок пізнього олігоцену у Скіфській (північній) частині седиментаційного басейну домінували прибережно-морські та алювіально-дельтові умови осадоагромадження. Тут переважала теригенна седиментація, а скид уламкового матеріалу забезпечували три річкові системи північно-західного простягання, які сформували псамо-алевритові тіла русел, гирлових барів та конусів виносу. На північному схилі Кримського острова були розвинені вздовжберегові бари. У Михайлівській та Таврійській западинах прогнозується розвиток конусів виносу, які утворюють піщано-алевритові клиноформні тіла в товщі збагачених органічною речовиною пелагічних глинистих мулів.

У Чорноморській (південній) частині басейну переважали плитководні умови осадоагромадження. Тут домінувала теригенна седиментація шельфових рівнин, де під дією течій північно-західного спрямування формувалися акумулятивні тіла вздовжберегових барів.

Наприкінці пізнього олігоцену (пачка Мс-III) седиментаційні обстановки в межах регіону зазнали певних змін. Так, інтенсивність теригенного скиду з Молдовського суходолу зменшилася. Основний обсяг кластичного матеріалу в седиментаційний басейн надходив з північного сходу.

Обстановки пізньомайкопського осадоагромадження в межах Скіфського шельфу, у порівнянні з середнім майкопом, відрізнялися зменшенням площі водойми та її глибини. Переважала теригенна шельфова седиментація, а скид кластичного матеріалу забезпечувала річкові системи (Пра-Дністер та Пра-Дніпро), що фіксується видовженими ареалами розвитку пісків, які заміщуються осадами гирлових барів, бар'єрних островів та конусів виносу. Схили та осьові зони конседиментаційних піднять облямовують утворення вздовжберегових барів.

Зовнішня Чорноморська область осадоагромадження облямовувала з півдня Добрудзько-Кримський архіпелаг. Панувала тут теж теригенна седиментація шельфових рівнин з незначним надходженням уламкового матеріалу та невеликими швидкостями осадоагромадження.

На основі літолого-фаціальних, літмологічних та геолого-палеоокеанографічних досліджень встановлена літофізична структура середньомайкопської товщі (поширення тріщинних та порових колекторів вуглеводнів і покришок). В цілому намічається тенденція домінування колекторів порового типу на північному та південному бортах прогину, їх редукція та заміщення колекторами тріщинного типу в його осьовій зоні.

У відкладах середнього майкопу виділена низка нафтогазоперспективних об'єктів різної природи.

*Перспективні об'єкти локалізовані у пастках антиклінального типу.* На площі Голіцина це два горизонти комбінованих (тріщинних і порових колекторів) у нижній та середній частинах розрізу. На площі Шмідта перспективними є порові колектори середньої частини та комбіновані – нижньої частини розрізу. На Міжводненській площі прогнозується розвиток

трьох резервуарів, які складені тріщинними колекторами. На площі Штормова виділено чотири перспективні об'єкти (згори до низу): перший та другий представлені колекторами тріщинного, третій – порового, а четвертий – комбінованого (порового та тріщинного) типів. На площі Архангельського виокремлено три потужні пачки порід-колекторів. З верхньої – отримано промисловий приплив газу. Натомість у двох нижніх відсутні достатні структурні передумови для формування антиклінальної пастки, тому ці об'єкти розглядаються як умовно перспективні. *Перспективні об'єкти зафіксовані у пастках літологічного типу.* У Тендрівсько-Таврійській ділянці у верхній частині розрізу середнього майкопу прогнозується протяжна смуга виклинювання переважно порових колекторів, а в Одесько-Осетровій – тріщинних. У межах Каркінітсько-Борисівської ділянки у середній частині розрізу виклинюється горизонт тріщинних порід-колекторів, а в його низах – подібні особливості притаманні двом пачкам порових порід-колекторів.

*Ключові слова:* Причорноморський мегапрогин, середній-пізній майкоп, літофації, седиментогенез, породи-колектори, пастки вуглеводнів, газоперспективні об'єкти.

#### SUMMARY

Kokhan O. M. - Qualification scientific work on the rights of the manuscript.

Geological and paleoceanographic conditions of sedimentation in the Middle - Upper Maikop gas deposits of the western part of the Black Sea megadeep

Thesis for the degree of candidate of geological sciences (philosophy doctor (phD)) in specialty 04.00.17 "Geology of oil and gas". - Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, 2019.

The dissertation is dedicated to the establishment of the features of the spatial-temporal variations of the lithological composition, reconstruction of the sedimentary environments, characterization of reservoir-rocks' and seals' distribution, and

finally, the location of oil and gas prospective objects in the Oligocene-Lower Miocene (Maikop) deposits of the Black Sea megadeep.

On the basis of lithologic-facial, mineralogical-petrographic, sedimentological-paleoceanographic investigations for the first time for the Black Sea-Crimean region the lithologic-facial and lithomologic models of deposits of Middle and Upper Maikop were constructed, their mineralogical and petrographic features were studied, sedimentological-paleoceanographic reconstructions for separate age intervals were made, the lithophysical structure of the Middle Maikop layers, in which the oil and gas prospective objects are localized, was determined.

By the nature of argillites, siltstones and sandstones correlation four types of sections of Middle Maikop are distinguished. Northern (well Tendrivska-19) – is characterized by the presence in the upper and middle parts of the section of the sequence horizons of sandstones and siltstones. Southern (well. Centralna-1) - is characterized by a uniform distribution in the section of siltstone and sandstone layers with the thickness of 1,5-2 m. Western (well Hamburtseva-2) - differs by the presence in its lower part of sandstone layers (up to 2 m). Eastern (well Borysivska-1) - is essentially clayey with even distribution of siltstone layers (up to 1 m).

By the peculiarities of sandstones' distribution five areas of their maximum development are established: Tendrivskyj, Shmidtskyj (sandstones isolites over 100 m), Flangovyj, Centralnyj and Desantnyj (50-100 m). The field of maximum spread of siltstones (isolites 200-350 m) tends to the central part of the sedimentary basin.

By the lithological structure, the Upper Maikop section is similar to the Middle Maikop one. The Northern type of the section (well Golitsyna-2) is characterized by uniform intercalations (up to 3-5 m) of sandstones, siltstones and argillites; the Western one (well Flangova-2) differs by the development in the lower and upper parts of the thicker (up to 7-9 m) horizons of sandstones and siltstones; the Eastern one (well Tetyanivska-3) by its lithological structure is similar to the northern one, but less thick, the North-Eastern one is characterized by thick (up to 20-30 m) siltstone and sand-siltstone strata (well Kairkinska-1).



By the nature of the distribution of sandstones, two sublatitudinal areas of their maximum content are localized: Flangovyj and Karkinitsko-Kairkinskyj (isolites 50-60 m). Aleurolites have practically regional distribution, and their total thickness reaches 79 m.

According to the results of lithological analysis, the predominance of clay lithmites in the Middle-Maikop deposits has been established, which in the axial zone of the basin make up more than 65-70% of the total strata thickness. In the peripheral parts of the basin, the silty and sandy lithmites play an important role in the structure of the layers. The maximum development of the latter was recorded in the areas Desantna, Olympiyska, Hamburtseva, Tavriyska, Khersonska, and Kairkinska.

For the first time, in the Middle-Maikop sequence, three sub-regional cluster strata (Ms-I, Ms-II, Ms-III) have been identified.

The base strata (Ms-I) with a thickness of 20-80 m is developed in arches and elevations in the northern, western and eastern parts of the region. It consists mainly of lithmites of mixed, locally sandy and siltstone fields. The section is characterized by a thin layers of siltstones (0,2-1,0 m) and argillites (0,5-4,0 m), sometimes sandstones (0,1-0,5 m).

A strata (Ms-II) with a thickness of 20-40 m tends to the middle part of the section and is traced within the limits of practically all the studied territory. It is formed mainly by the deposits of mixed sand and siltstone fields in the northern parts of the region. The lithological structure of the strata in the latter case is characterized by the intercalations of sandstone layers (30%, thickness 0,5-2 m) and siltstones (55%, 1,0-5,0 m) with single interbeds of argillites (15%, up to 1,5 m).

A strata (Ms-III) is clearly fixed only in sections on the slopes of the Ukrainian monocline, where its thickness exceeds 50 m. In southern direction it sharply pinches out. A strata is formed by the formation of mixed, siltstone and sandy fields. Its section is formed by the intercalations of sandstones (up to 10 m thickness) and siltstones (0,5-15,0 m), sometimes argillites (1,0-3,0 m).

In the section of the Upper Maikop strata, mixed and clayey lithmites are also dominating. Sand and siltstone ones are developed mainly in the northern (Tavrijska, Novomayachkinska, Golitsyna, Karkinitska) and eastern sites of the region (Borysivska, Mizhvodnenska areas). Such formations are first and foremost fixed in the base and top parts of the section. They form strata (up to 20 m) of lithmites of siltstone and sandy fields. The throughout development of clay lithmits (content in sections of more than 60%) is noted in southern parts of the region (Arkhangelskogo, Centralna areas).

For the first time, the sedimentary environments of the Middle- and Late-Maikop deposits were reconstructed. Sedimentological-paleoceanographic models (5 sections) allowed establishing the features of spatial-temporal variations of facial conditions during the late Oligocene and Early Miocene.

At the beginning of Middle Maikop (strata Ms-I) on the northwestern side of the trough there was an alluvial-deltaic system of the Pre-Dniester River. River-bed formations in the direction from north to south were replaced by deposits of mouth bars and fans.

At the end of the Middle Maikop (strata Ms-III) in the northeastern part of the region (well Novo-Mayachkinska-71, Tavrijska-1) formed the mouth bars, which in southern direction (well Karkinitska-1) were replaced by fans. This testifies to the existence of the Sibmeridional River System in this area (Pre-Dniro).

In Late Maikop, there were also two alluvial-deltaic systems. In western areas of the region (well Flangova-2), the mouth bar and fan are located, which in eastern direction (well Golitsyna-2) are replaced by a strata of the barrier island interbeddings, the fan and the longshore bar. The second alluvial-deltaic system is clearly fixed on the northern side of the deep. In well Novo-Mayachkivska-71 occur the formations of the mouth bar, which in the southern direction (well Kairkinska-1, Tavrijska-1) are replaced by deposits of the barrier island and fans.

During the Oligocene-Miocene period, the conditions of the pelagic sedimentation prevailed in the axial zones of Mykhaylivska (well Golitsyna-1,

Arkhangelskogo-1) and Tavrijskoyi (well Borysivska-1, Tavriyska-1) depressions and Hamburcivsko-Oktyabrskij area (well Centralna-1).

Based on the described models, studies on individual wells and taking into account the lithologic-facial data, the paleoceanographic reconstructions for separate age intervals of Middle and Late Maikop deposits were made.

The sedimentary environments at the beginning of Late Oligocene (strata Ms-I) retained the main features that were inherent at the beginning of the Early Oligocene time. However, due to removal of denudation areas and increase of the basin area, the amount of clastic material entering the sedimentary basin has slightly decreased. The Skifsky (northern) part of it were dominated by coastal-marine and alluvial-deltaic conditions of sedimentation. The terrigenous sedimentation here dominated, and the three-river system of the northwest direction, which drained the territory of the Moldovian land, provided the dumping of the clastic material. The clastic material formed the psamo-aleuritic bodies of the river-bed, mouth bars and fans. Long shore bars were developed on the northern slope of the Crimean island. At the outer shelf (Mikhailivska and Tavriyska depressions), the development of fans, which form sandy-aleuritic bodies in the sequence of organic-rich pelagic muds, is projected.

In the Black Sea (southern) part of the shelf basin the shallow-water depositional environments prevailed. The terrigenous sedimentation of the shelf plains dominated here, where, under the influence of the flows of the northwest direction the bodies of long shore bars were formed.

At the end of the Late Oligocene (strata Ms-III) sedimentary conditions within the region have undergone some changes. The intensity of terrigenous dumping from the Moldovian land has decreased. Three sub-latitudinal stretches of the watercourse of the Pre-Dnister River formed small areas and low-volume accumulation bodies of river beds, mouth bars, fans and long shore bars. The main volume of clastic material in the sedimentary basin came from the north-east.

The situation of the Late Maikop sedimentation within the limits of the Skif shelf, in comparison with the Middle Maikop, differed by the decrease in the basin area and its depth.

The terrigenous shelf sedimentation dominated here, and the discharge of clastic material was provided by river systems (Pre-Dnister and Pre-Dnipro), which is fixed by elongated areas of development of sands, which at dipping the shelf are replaced by sediments of mouth bars, barrier islands and fans. The slopes and axial zones of the consedimentary elevations are bordered by the formation of long shore bars.

The external Black Sea region surrounded by a narrow strip the Dobrugzhsko-Crimean archipelago from the south. The terrigenous sedimentation of the shelf plains also dominated here, but with a small input of clastic material and low sedimentation rate.

Based on the complex of lithological-facial, lithologic and sedimentological-paleoceanographic research, models of the lithophysical structure of the Middle Maikop deposits at separate sections were created. As a result, the conditions of spatial-temporal development of reservoir-rock of various types (pore, fracture) and reservoirs of different rank are determined. In general, there is a tendency for the reservoirs of the porous type to dominate on the northern and southern sides of the Karkinitzko-Northern-Crimean deflection, their reduction and substitution by fracture-type reservoirs in its axial zone.

A number of gas prospecting objects of different types were distinguished in the Middle Maikop. Prospective objects in traps of anticline type. At Golitsyna area there are two horizons of combined (fracture and pore reservoirs) in the lower and middle parts of the section. At the area of Schmidta there are promising porous reservoirs in the middle part and combined in the lower part of the section. At Mizhvodenskaya area the development of three reservoirs that are made up of fracture reservoirs is projected. Four level objects (from top to bottom) are located at Shtormova area: the first and the second are represented by the reservoirs of the fracture, the third - the pore, the fourth - the combined (pore and fracture) types. At the area of Arkhangelska

there are three thick strata of reservoirs. From the upper one the commercial gas flow has been produced. Instead, the two lower ones lack sufficient structural preconditions for the formation of an anticlinal trap, so these targets are considered as conditionally perspective. Perspective objects in traps of lithological type. In the Tendrivsko-Tavriyskij area at the upper part of the section of the Middle Maikop is predicted a long stretching pinching out band of the mainly pore reservoirs, while in Odesko-Osetrovij – the fracture ones. Within the Karkinitsko-Borisovskoyi area in the middle part of the section the horizon of fracture reservoir-rocks is wedging out, and in its lower parts such features are observed in two strata of porous reservoir-rocks.

Key words: Black Sea deep, Middle-Late Maikop, lithofacial, sedimentation, reservoir-rocks, oil and gas bearing, oil and gas prospecting objects.

#### *Список публікацій здобувача*

1. Літогенез осадових комплексів океану Тетіс. Ю. М. Сеньковський, К. Г. Григорчук, Ю. В. Колтун, В. П. Гнідець, Н. Я. Радковець, І. Т. Попп, М. В. Мороз, П. В. Мороз, А. О. Ревер, Г. Я. Гавришків, Ю. П. Гаєвська, **О. М. Кохан**, Л. Б. Кошіль. Київ: Наукова думка, 2018. 157 с. (**МОНОГРАФІЯ**) (Особистий внесок: написані розділи, які стосуються майкопських відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину)
2. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 3. Середній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. В. Баландюк, **О. М. Кохан**. Геологія і геохімія горючих копалин. 2009. № 3-4. С. 55-69 (Особистий внесок – побудова графіки, петрографічний опис шліфів).
3. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 4. Верхній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. В. Баландюк, **О. М. Кохан**. Геологія і геохімія горючих копалин.

2012. № 3-4. С. 55–65 (Особистий внесок – побудова графіки до статті, інтерпретація даних та аналіз літературних джерел).

4. Мінералогічні та хімічні індикатори умов формування крейдово-палеогенових відкладів Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс / І. Т. Попп, **О. М. Кохан**, Г. Я. Гавришків, Ю. П. Гаєвська, П. В. Мороз. Мінералогічний збірник. 2014. №64. С. 151-167. (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація отриманих даних та літературних джерел).

5. Sedimentogenesis of Lower Maykop (Lower Oligocene) Deposits in The Azov-Black Sea Region / **О. М. Kokhan**, А. О. Rever. Геодинаміка. 2016. № 1 (20). С. 63-74. (*INDEX COPERNICUS*) (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, аналіз літературних джерел, узагальнення фактичного матеріалу та формування основного тексту і висновків).

6. Геолого-палеоокеанографічні умови седиментації олігоцен-нижньоміоценових (майкопських) відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово-порядного басейну / К. Г. Григорчук, В. П. Гнідець, **О. М. Кохан**. Вісник Київського національного університету ім. Т. Г. Шевченка. 2016. 3 1 (72). С. 6-12 (*Web of Science*) (Особистий внесок – аналіз літературних джерел, обробка графіки та комп'ютерне опрацювання зібраної інформації).

7. Геолого-палеоокеанографічні моделі Карпато-Чорноморської континентальної окраїни океану Тетіс / **Сеньковський Ю.**, Григорчук К., Колтун Ю., Гнідець В., Попп І., Радковець Н., Мороз М., Мороз П., Ревер В., Ревер А., Баландюк Л., Гаєвська Ю., Гавришків Г., Кошіль Л., **Кохан О.** Геодинаміка. 2016. № 2 (21). С. 84-100. (*INDEX COPERNICUS*) (Особистий внесок – обробка та побудова графіки, інтерпретація отриманих результатів, аналіз літературних джерел, обговорення результатів та формування висновків).

8. Особливості літофізичної структури відкладів середнього майкопу Чорноморсько-Північнокримського району. Григорчук К. Г., Гнідець В. П., **Кохан О. М.** Геологічний журнал. 2018. № 1 (362). С. 80-88. (*DOI: 10.30836/igs.*

*1025-6814.2018.1.126570*) (*РИНЦ*) (Особистий внесок – обробка та побудова графіки, інтерпретація отриманих результатів, аналіз літературних джерел, обговорення результатів та формування висновків).

9. Сеньковський Ю. М., Григорчук К. Г., **Кохан О. М.** Седиментологічні аспекти геологічної палеоокеанографії Азово-Чорноморського сегменту Паратетису. Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюїдодинамики формирования месторождений нефти и газа: мат. VIII Междунар. конф., Крым, 2009. Ялта – Симферополь, 2009. С. 62 - 65. (Особистий внесок – обробка та побудова графіки, аналіз літературних джерел, обговорення результатів)

10. **Кохан О. М.** Літологічні особливості відкладів середнього майкопу Каркінітсько-Північнокримського осадово-породного басейну. Сучасні проблеми геологічних наук: матеріалів II всеукраїнської молодіжної конференції-школи, Київ, 2010. С. 7.

11. Попп І. Т., **Кохан О. М.** Мінералогічні особливості олігоценових вуглецьвмісних відкладів Українських Карпат та Причорномор'я. Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки: мат. Наукової конференції ЛНУ ім. І. Франка, геол. факультет, Львів, 2010. С. 172-173. (Особистий внесок – комп'ютерна обробка та побудова графіки, інтерпретація отриманих результатів, аналіз літературних джерел, обговорення результатів та формування висновків)

12. Попп І. Т., мороз П. В., **Кохан О. М.** Геохімічні умови седиментодіагенезу нижньокрейдових і олігоценових вуглецьвмісних відкладів Українських Карпат та Причорномор'я. Геологія і геохімія горючих копалин: мат. Міжнародної наукової конференції до 60-річчя ІГГГК НАН України, Львів, 2011. С. 148 – 149. (Особистий внесок – обробка та побудова графіки, інтерпретація отриманих результатів, аналіз літературних джерел)

13. **Кохан О. М.** Літогенез нижньомайкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и

флюидодинамики формування местороджень нафти і газу: мат. X Междунар. конф., Крым, 2012, 10-15 сентября, Крым, Симферополь, 2012. С.87-89.

14. **Кохан О. М.** Палеогеография среднего майкопа акваториальной части Каркинитско – Северокримского прогиба. Приоритетные и инновационные направления литологических исследований: мат. IX Уральское литологическое совещание, Екатеринбург, 2012, III декада октября, Екатеринбург, 2012. С. 84-85.

15. **Кохан О. М.** Літофації та типи розрізів середньомайкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину. Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій: мат. Міжнародної наукової конференції, Київ, 2012. С. 47.

16. **Кохан О. М.** Палеоокеанографічні умови пізньоолігоцен-ранньоміоценового осадконагромадження північно-західного шельфу Чорного моря. Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України: мат. IX – наукова конференція молодих вчених та спеціалістів, Львів, 2013. С. 29.

17. **Кохан О. М.** Палеоокеанографічні дослідження верхньомайкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формування местороджень нафти и газа: мат. XI международная конференция, Крым, 2013. С. 92-93.

18. Попп І. Т., Мороз П. В., **Кохан О. М.** Геохімічні умови седиментодіагенезу вуглецевмісних відкладів Причорномор'я та Українських Карпат (крейда, олігоцен). Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формування местороджень нафти и газа: мат. XI международная конференция, Крым, 2013. С. 85. (Особистий внесок – аналіз літературних джерел, обробка та побудова графіки, інтерпретація отриманих результатів, формування висновків)



19. **Kokhan O. M.**, Andriyashcheva A. O., Gnidets V. P. Paleooceanography of Oligocene-Early Miocene sedimentation of the southern regions of Ukraine. 5<sup>th</sup> International Students Geological Conference. Budapest, Hungary, April, 2014/ P. 56. (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, аналіз літературних джерел, узагальнення фактичного матеріалу та формування основного тексту і висновків)
20. Попп І. Т., Гавришків Г. Я., Гаєвська Ю. П., Мороз П. В., **Кохан О. М.** Мінералогічні та хімічні індикатори умов формування крейдово-палеогенових відкладів Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс. Мінералогія: сьогодні і майбуття: VII наукові читання імені академіка Євгена Лазаренка, Львів – Карпати, 2014. С. 136-137. (Особистий внесок – аналіз літературних джерел, побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, узагальнення фактичного матеріалу)
21. **Кохан О. М.** Палеоокеанографія Причорноморсько-Кримського сегменту океану Тетіс в олігоцен-ранньоміоценовий час. Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій: мат. Міжнародної наукової конференції, Київ, 2014. С. 45.
22. **Кохан О. М.**, Ревер А. О. Літологічні особливості та геолого-палеоокеанографічні умови формування нижньоолігоценових нафтогазоносних відкладів Азово-Чорноморського регіону. Сучасні проблеми нафтогазової геології: Всеукраїнська науково-практична конференція з міжнародною участю, Київ, 16-17 червня, 2016. С. 114 – 117. (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, аналіз літературних джерел, формування основного тексту)
23. **Кохан О. М.** Палеоокеанографія олігоцен-нижньоміоценових (майкопських) відкладів Каркінітсько- Північнокримського осадово-породного басейну. Новітні проблеми геології: матеріали науково-практичної конференції пам'яті В. П. Макридіна, Харків, 27-28 травня, 2016. С. 15 – 16.

24. **Сеньковський Ю.**, Григорчук К., Колтун Ю., Гнідець В., Попп І., Радковець Н., Мороз М., Мороз П., Ревер В., Ревер А., Баландюк Л., Гаєвська Ю., Гавришків Г, **Кохан О.** Геолого-палеоокеанографічні умови седиментолітогенезу осадових товщ Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс. Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища. Матеріали VI Міжн. наук. конф. до Карпатського відділення Інституту геофізики ім. С.І. Суботіна НАН України та 85-річчя професора Ярослава Сапужака, першого керівника КВ ІГФ НАН України, Львів, 20–23 вересня, 2016, Львів: СПОЛОМ, 2016. С. 261 – 262. (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, аналіз літературних джерел, узагальнення фактичного матеріалу)
25. Гнідець В. П., Григорчук К. Г., **Кохан О. М.** Особливості літофізичної будови та прогноз нафтогазоперспективних об'єктів у відкладах середнього майкопу Каркінітсько–Північнокримського регіону. Геологія і геохімія горючих копалин: мат. Міжнародної наукової конференції присвячена 100-річчю від дня народження академіка Григорія Назаровича Доленка, Львів, 2017. С. 57. (Особистий внесок – побудова графіки, інтерпретація результатів досліджень, аналіз літературних джерел, обговорення результатів та висновків)
26. **Кохан О.** Геолого-палеоокеанографічні умови осадонагромадження середньо-верхньомайкопських відкладів Північнокримського прогину. Матеріали X наукової конференції молодих вчених та спеціалістів «Геологія та геохімія горючих копалин», присвяченої 100-річчю НАН України, Львів, 19-21 вересня, 2018. Геологія і геохімія горючих копалин. 2018. № 1-2(174-175). С. 87–89.
27. **Кохан О.** Прогноз нафтогазоперспективних об'єктів у відкладах середнього майкопу Північнокримського регіону. Матеріали X наукової конференції молодих вчених та спеціалістів «Геологія та геохімія горючих копалин», присвяченої 100-річчю НАН України, Львів, 19-21 вересня, 2018. Геологія і геохімія горючих копалин. 2018. № 1-2(174-175). С. 89–91.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b>	21
<b>РОЗДІЛ 1</b> ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГАЗОНОСНОСТІ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	26
<b>РОЗДІЛ 2</b> СТАН ВИВЧЕННЯ ЛІТОЛОГІЇ ТА ГАЗОНОСНОСТІ МАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	42
<b>РОЗДІЛ 3</b> МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ	50
<b>РОЗДІЛ 4</b> ЛІТОФАЦІЇ ТА ТИПИ РОЗРІЗУ МАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ	53
4.1 Середній майкоп	53
4.2 Верхній майкоп	65
<b>РОЗДІЛ 5</b> ЛІТМОЛОГІЧНА БУДОВА СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОМАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ	73
5.1 Середній майкоп	73
5.2 Верхній майкоп	77
<b>РОЗДІЛ 6</b> ГЕОЛОГО-ПАЛЕООКЕАНОГРАФІЧНІ УМОВИ ПІЗНЬООЛІГОЦЕН-РАННЬОМІОЦЕНОВОГО ОСАДОНАГРОМАДЖЕННЯ.	82
6.1 Седиментаційні моделі	84
6.2 Обстановки седиментації	93
<b>РОЗДІЛ 7</b> ЛІТОФІЗИЧНА БУДОВА ТА ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ У ВІДКЛАДАХ СЕРЕДНЬОГО МАЙКОПУ	106
7.1 Особливості розвитку порід-колекторів та флюїдоупорів у розрізі	107
7.2 Локалізація та характеристика перспективних об'єктів	121
<b>ВИСНОВКИ</b>	127
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	131

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Відклади майкопської серії є одним з найперспективніших комплексів південної нафтогазоносною області України. Їх промислова газоносність встановлена у межах усього Причорноморського мегапрогину. В західній його частині відкриті Голіцинське, Архангельське, Південно-Голицинське, Шмідта, Кримське газові родовища, поклади яких пов'язані з колекторами у піщано-алевролітових пачках середнього майкопу.

Усе це засвідчує необхідність поглибленого вивчення літології відкладів цього віку з метою встановлення їх літофаціальної зональності, реконструкції умов седиментації, що є одним із критеріїв визначення перспектив нафтогазоносності, оскільки дає змогу з'ясувати особливості поширення порід-колекторів, флюїдоупорів та в кінцевому варіанті локалізації газоперспективних об'єктів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, темами.** Робота виконана у відділі седиментології провінцій горючих копалин Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України відповідно до наукового напрямку: геологічна і геохімічна палеоокеанографія давніх континентальних окраїн (постанова Президії НАН України № 117 від 30. 03. 2011 р).

Дослідження, результати яких висвітлені у дисертаційній роботі, здійснені автором під час виконання бюджетних науково-дослідних тем: «Геологічна палеоокеанографія безкисневих океанських подій в контексті проблеми нафтогазоносності давніх континентальних окраїн (Карпато-Чорноморський сегмент океану Тетіс)» (2010) державний реєстраційний номер 0106U002032; «Геолого-палеоокеанографічні умови седименто-літогенезу нафтогазоносних товщ Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс» (2015) державний реєстраційний номер 0111U002020; а також науково-дослідних робіт за угодами з НАК «Нафтогаз» України: «Наукове обґрунтування просторово-вікового поширення нафтогазоперспективних об'єктів в Чорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції» (2009) державний реєстраційний номер

0108U000924; «Прогноз нафтогазоносності Азово-Чорноморського регіону на основі палеоокеанографічних, геодинамічних та термобарогеохімічних критеріїв» (2011) державний реєстраційний номер 0107U000156.

**Мета роботи та основні завдання досліджень.** Встановлення літолого-фаціальних та седиментолого-палеоокеанографічних особливостей середньо-верхньомайкопських відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину та оцінка їх газоперспективності з літогенетичних позицій.

Для досягнення мети вирішувалися такі основні завдання: 1) Вивчення структурно-речовинних особливостей порід, проведення типізації розрізів, з'ясування літологофаціальної та літмологічної будови відкладів; 2) Здійснення седиментолого-палеоокеанографічних реконструкцій; 3) встановлення особливостей розвитку природних колекторів різного типу та покришок і локалізація перспективних об'єктів.

**Об'єкт досліджень:** верхньоолігоцен-нижньоміоценові (середньо-, верхньомайкопські) відклади західної частини Причорноморського мегапрогину

**Предмет досліджень:** літологія та геолого-палеоокеанографічні умови осадонагромадження середньо-верхньомайкопських відкладів та оцінка перспектив їх нафтогазоносності з літогенетичних позицій.

**Методи досліджень:** мінералого-петрографічний, літолого-фаціальний, седиментолого-палеоокеанографічний та літофізичний.

#### **Наукова новизна одержаних результатів:**

1. Встановлено особливості літолого-фаціальної зональності відкладів середнього та верхнього майкопу. Локалізовано ареали максимальної піскуватості: середній майкоп: – Гендрівський, Шмідтівський, Фланговий, Центральний, Десантний; верхній – Фланговий та Каркінітсько-Каїркінський.

2. Вперше за результатами літмологічного аналізу побудовано перетини для середньо-верхньомайкопських відкладів, і визначено, що у при осьовій зоні прогину домінують глинисті літміти, на його бортах – змішані та піщано-

алевролітові. Виділено чотири субрегіональні кластогенні пачки (Мс-I, Мс-II, Мс-III, Мв-II), які розмежовані потужними глинистими нашаруваннями.

3. Вперше встановлено седиментолого-палеоокеанографічні умови на початок та кінець пізнього олігоцену та раннього міоцену. У першому випадку теригенний скид здійснювався р. пра-Дністер з північного заходу, в другому – з північного сходу (р. пра-Дніпро), руслові утворення в напрямку депоцентру заміщуються гирловими барами, бар'єрними островами та конусами виносу. На конседиментаційних підняттях та їх схилах формувалися вздовжберегові бари.

4. Визначено особливості просторово-вікового розвитку порід-колекторів різного типу (порових, тріщинних) у відкладах середнього майкопу. На підставі отриманих результатів показано, домінування порових колекторів на північному та південному бортах Причорноморського мегапрогину їх редукція та заміщення колекторами тріщинного типу в осьовій зоні.

5. Вперше на основі літофаціальних, літмологічних та седиментолого-палеоокеанографічних досліджень у відкладах середнього майкопу виділено газоперспективні об'єкти антиклінального та літологічного типів.

**Практичне значення отриманих результатів.** Літолого-фаціальні, літмологічні та седиментолого-палеоокеанографічні дослідження дали змогу визначити просторовий розвиток потенційних порід-колекторів (тріщинних, порових) та флюїдоупорів, локалізувати перспективні об'єкти у пастках антиклінального та літологічного типів, що впливатиме на стратегію пошуково-розвідувальних робіт.

**Особистий внесок здобувача.** Результати та висновки, представлені в роботі отримані здобувачем самостійно. Робота виконана на підставі вивчення кернового матеріалу, шліфів порід, інтерпретації результатів геофізичного дослідження 25 свердловин, пробурених в межах північно-західного шельфу Чорного моря та суміжних суходолів. Автором описано понад 150 шліфів порід з 20 свердловин, вивчено та проінтерпретовано дані 12 рентгендіфрактограм, проведені мінералого-петрографічні, літолого-фаціальні дослідження середньо-

та верхньомайкопських відкладів, з'ясовано умови їхньої седиментації, побудовано літолого-фаціальні, седиментолого-палеоокеанографічні та літофізичні моделі. На основі отриманих результатів вперше виділена низка газоперспективних об'єктів (пасток) різного типу у середньомайкопських відкладах.

**Апробація результатів дисертації.** Основні наукові розробки дисертаційної роботи були представлені на міжнародних конференціях: «Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа» VIII Междунар. конф. «Крым - 2009» (Крым, Ялта, – Симферополь, 2009 г.); «Сучасні проблеми геологічних наук» (Збірник матеріалів II всеукраїнської молодіжної конференс-школи, Київ-2010 р.); «Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки», тези доп. Наукової конференції (ЛНУ ім. І. Франка, геол. факультет, 2010 р.); Тези доп. Міжнародної наукової конференції до 60-річчя ІГГГК НАН України, Львів-2011р., Геологія і геохімія горючих копалин (№ 1-2, 2011р.); Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа (тез. докл. X Междунар. конф. «Крым - 2012» (Крым, Ялта, 10-15 сентября 2012 г.). – Симферополь, 2012 г.); Приоритетные и инновационные направления литологических исследований (тез. докл. IX Уральское литологическое совещание (III декада октября 2012 г.). – Екатеринбург, 2012 г.); Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій (тез. доп. Міжнародної наукової конференції, Київ 2012 р.; IX – наукова конференція молодих вчених та спеціалістів Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України Львів 2013 р; XI международная конференция «Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа» «Крым – 2013»; 5<sup>th</sup> International Students Geological Conference. Budapest, Hungary, April-2014; VII наукові читання імені академіка Євгена Лазаренка. Мінералогія: сьогодні і майбуття. Львів-Карпати, 2014 р; Сучасні проблеми

літології осадових басейнів України та суміжних територій (тез. доп. Міжнародної наукової конференції, Київ 2014 р.). Всеукраїнська науково-практична конференція з міжнародною участю «Сучасні проблеми нафтогазової геології», м. Київ, 16-17 червня 2016 р.; «Новітні проблеми геології» Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В. П. Макридіна, м. Харків, 27-28 травня 2016 р; Матеріали VI Міжн. наук. конф. до Карпатського відділення Інституту геофізики ім. С.І. Суботіна НАН України та 85-річчя професора Ярослава Сапужака, першого керівника КВ ІГФ НАН України, м. Львів, 20–23 вересня 2016 р. – Львів: СПОЛОМ, 2016. Міжнародна наукова конференція «Геологія і геохімія горючих копалин» (присвячена 100-річчю від дня народження академіка Григорія Назаровича Доленка), м. Львів, 23-25 лютого 2017 р. – Львів; X наукова конференція молодих вчених та спеціалістів «Геологія та геохімія горючих копалин», присвячена 100-річчю НАН України, Львів, 19-21 вересня, 2018.

**Публікації.** Основні результати дисертаційної роботи викладені у 27 публікаціях, з яких 1 монографія, 7 статей у фахових журналах, затверджених «Переліком ДАК України», з них 3 статті у журналах, які входять у список міжнародних наукометричних баз та 19 тезах і матеріалах міжнародних наукових конференцій.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертаційна робота, загальним обсягом 140 сторінок друкованого тексту, складається з вступу, 7 розділів, 47 рисунків і 5 таблиць, висновків та списку використаних літературних джерел із 77 найменувань.

Автор вдячний науковому керівнику доктору геолого-мінералогічних наук, член-кореспонденту НАН України, професору Ю. М. Сеньковському. Висловлюю подяку за консультації та постійну увагу: доктору геологічних наук К. Г. Григорчуку та кандидату геолого-мінералогічних наук В. П. Гнідцю за допомогу у зборі фактичних матеріалів, поради і підтримку у дослідженнях. Автор вдячна за допомогу у проведенні рентгеноструктурних аналізів



кандидату геологічних наук Яремчук Я. В., а також працівникам відділу седиментології провінцій горючих копалин ІГГК НАН України за підтримку та допомогу в роботі над дисертацією.

# РОЗДІЛ 1

## ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГАЗОНОСНОСТІ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

### Основні риси тектонічної будови

На сьогоднішній день існує декілька схем тектонічного районування території півдня України (Полухтович, 2000; Ступка, 1986; Павлюк, 2014; Туголесов, 1985 та інші). При проведенні досліджень, за основу нами прийнята тектонічна карта Азово-Чорноморського регіону, що розроблена колективом геологів ДП «Південьгеоцентр» М. І. Павлюк, М. Е. Герасимовим, Г. К. Бондарчуком, В. В. Юдіним та іншими (Тектонічна карта Півдня України, головний ред. Павлюк М. І. 2006). Згідно останньої, район досліджень охоплює зони трьох структурних елементів першого порядку: Причорноморського частково, Нижньопрутсько-(Придунайсько)-Кримського мегапідняття (рис. 1.1).

*Причорноморський мегапрогин* у географічному відношенні охоплює терени західного та північного Причорномор'я, Рівнинний Крим, північно-західний шельф Чорного моря. У межах мегапрогину виділяються структурно-тектонічні елементи другого порядку: Південноукраїнська монокліналь, Північнокримський та Північноазовський рифтогенні прогини.

Південноукраїнська монокліналь – структура широтного простягання, з незначними ( $1-2^\circ$ ) кутами південного падіння, виповнена крейдовими, палеогеновими, неоген-четвертинними відкладами потужністю до 3 км. В межах монокліналі простежується серія флексурно-розривних порушень, тераси і уступи, вали, вузькі жолоби, поодинокі локальні, в основному, брахіантиклінальні підняття, а також депресії (Херсонська, Генічеська) та розмежовуючий їх Балашівський виступ – структурні елементи більш високого порядку.

На півдні монокліналь межує з Північнокримським рифтогенним прогином, сильно видовженою субширотного простягання асиметричною в

розрізі з похилим північним та крутим південним бортами структурою. Західна центрикліналь прогину накладена на Придунайське підняття, структурний елемент Нижньопрутсько-(Придунайсько)-Кримського мегапідняття, а східна – кулісоподібно з'єднується з Північноазовським прогином. Будова прогину ускладнена низкою депресій (Михайлівська, Серебрянська, Джанкойська) та поперечними виступами (Міжводненський, Роздільненський), а також різноспрямованими розривними порушеннями, конусами ранньокрейдових палеовулканів та локальними складками. Виповнений рифтогенний прогин крейдово–палеогеновими відкладами, максимальна потужність яких в межах північно-західного шельфу Чорного моря досягає 8–10 км. Потужність досліджуваних майкопських нашарувань коливається від 500 м у периферійних зонах прогину до 3,0 км у його центральній частині (див. рис. 1.1).

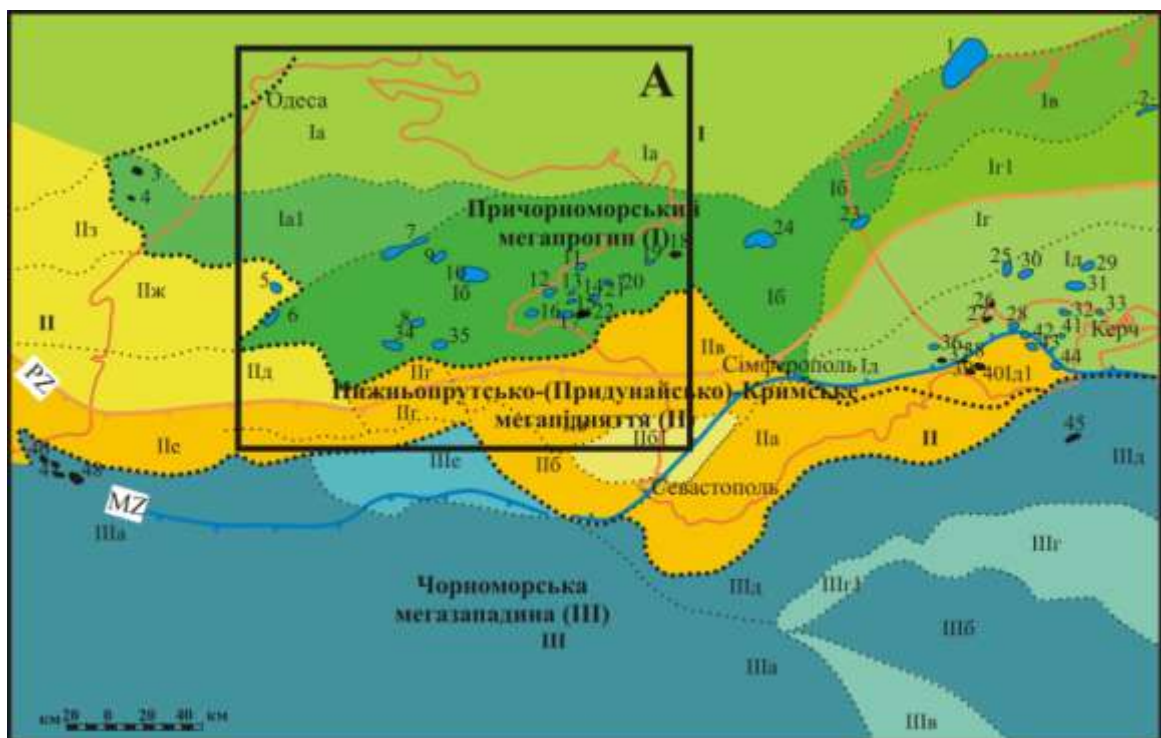


Рис. 1.1 Тектонічна карта Півдня України (Тектонічна карта Півдня України, головний ред. Павлюк М. І. 2006).

PZ – Пізньопалеозойська сутура (Дунайсько-Терська), MZ – Мезозойські сутури (Печеняга-Камена і Кримсько-Кавказька). I – Причорноморський мегапрогин: Ia – Південноукраїнська монокліналь; Ib – Північнокримський рифтогенний прогин; Ів –

Північноазовський прогин; Іг – Середньоазовське підняття; Іг1 – Азовський вал; Ід - Індоло-Кубанський рифтогенний прогин; Ід1 - Приморська монокліналь. II – Нижньопрутсько-(Придунайсько)-Кримське мегапідняття: Па – Гірськокримська складчасто-насувна споруда; Пб – Качинський блок ранньомезозойської пасивної окраїни Лавразії з накладеним Альмінським прогином; Пб1 – Альмінський прогин; Пв – Центральнокримське підняття; Пг – Іллічівське підняття; Пд – Підняття Губкіна; Пе – Крайова ступінь (північна бортова зона Західно-Чорноморського рифтогенного прогину); Пж – Придунайське підняття; Пз – Болград-Лиманський блок. III – Чорноморська мегазападина: Ша – Західночорноморський рифтогенний прогин; Шб – Східночорноморський рифтогенний прогин; Шв – Центральнорноморське залишкове рифтогенне підняття; Шг – залишкове рифтогенне підняття Шатського; Шг1 – підняття Тетяєва; Шд – Прикримсьо-Кавказька зона складок; Ше – Передмізійський верхньоюрсько-нижньокрейдний крайовий прогин. В квадраті район досліджень.

Перелік родовищ: 1 – Приазовське, 2 – Морське, 3 – Східно-Саратське, 4 – Жовтоярське, 5 – Безіменне, 6 – Одеське, 7 – Голіцинське, 8 – Архангельське, 9 – Південно-Голіцинське, 10 – Шмідтівське, 11 – Ярилгацьке, 12 – Чорноморське, 13 – Карлавське, 14 – Глібівське, 15 – Краснополянське, 16 – Оленівське, 17 – Західно-Октябрське, 18 – Тетянівське, 19 – Серебрянське, 20 – Задорненське, 21 – Кіровське, 22 – Октябрське, 23 – Стрілкове, 24 – Джанкойське, 25 – Північно-Казантипське, 26 – Актаське, 27 – Семенівське, 28 – Поворотне, 29 – Північно-Керченське, 30 – Східно-Казантипське, 31 – Північно-Булганакське, 32 – Войківське, 33 – Борзовське, 34 – Штормове, 35 – Кримське, 36 – Південно-Сиваське, 37 – Владиславівське, 38 – Балочне, 39 – Мошкарівське, 40 – Куйбишівське, 41 – Придорожне, 42 – Олексіївське, 43 – Фонтанівське, 44 – Приозерне, 45 – Субботіна, 46 – Сіноє, 47 – Західна Лебада, 48 – Східна Лебада.

*Нижньопрутсько-(Придунайсько)-Кримське мегапідняття*, структура першого порядку, локалізована в південних районах регіону. Це структура широтного простягання асиметрична в розрізі з крутим північним та похилим південним схилом. Потужність осадового чохла коливається в межах від 1500 до перших метрів, за потужності майкопських відкладів – до 200 м.

В складі мегапідняття виділяється низка структурно-тектонічних елементів вищого порядку.

На крайньому заході це Придунайське підняття, на південь від якого знаходиться підняття Губкіна, східна частина останнього занурюється і переходить в Іллічівське підняття, яке у свою чергу на сході межує з Центральнокримським підняттям, яке замикається структурними елементами Гірського Криму. Потужність осадового чохла підняття Губкіна досягає 1 км, зростаючи в південному напрямку, через Крайову ступінь до 4 км на північному борті Західночорноморського рифтогенного прогину.

Окрім піднять, у центральній частині мегапідняття локалізований накладений Альмінський прогин (див. рис. 1.1). Ця структура являє собою неглибоку депресію, яка розмежовує зону піднять та Гірськокримську складчасто-насувну споруду. Прогин має ізометричну у плані та асиметричну у розрізі з крутим південним та похилим північним бортами форму. Виповнений він, в основному, крейдовими, палеогеновими та неогеновими відкладами сумарною потужністю до 2000 м.

Нижньопрутсько-(Придунайсько)-Кримське мегапідняття на півдні межує з *Чорноморською мегазападиною* (див. рис. 1.1). Остання це крупна депресійна структура, що має форму трохи стисненого та зігнутого овалу. Ускладнюють структуру два крупні рифтогенні прогини Західно- та Східночорноморський, що розмежовані валом Андрусова. Осадовий чохол в межах прогинів виповнений крейдово-четвертинними утвореннями, сумарна потужність яких перевищує 15 км.

### **Загальна стратиграфічна характеристика**

Осадове виповнення Причорноморського мегапрогину загальною потужністю 2–15 км, включає декілька структурно-літологічних комплексів – ератем (Гожик, 2006): верхньопотерозойська (байкальський структурний комплекс), палеозойська (герцинський структурний комплекс), мезозойська (кіммерийський структурний комплекс) та кайнозойська (рис. 1.2).

#### *Верхньопотерозойська ератема*

Найдавніші породи, вивчені в межах описаної території, ймовірно *рифейського віку*. Це зеленосланцеві та теригенні в різній ступені метаморфізовані утворення, що зустрічаються у вигляді локальних останців під крейдовими відкладами. Вони розкриті на Бакальській косі та на піднятті Голіцина (Глушко, 1981; Белоусов, 1989; Астахова, 1984) (рис. 1.3).

#### *Палеозойська ератема*

*Девон-нижньотріасові відклади* в межах регіону користуються значним просторовим поширенням. Розкриті вони глибокими свердловинами в межах Новоселівського та Сімферопільського піднять (Рівнинний Крим), східної центрикліналі Північнокримського прогину та в Придобруджі. Представлені утворення літотипами аспідної, флішоїдної, глинисто-карбонатної та моласової формацій, сумарною потужністю від 600 м (Рівнинний Крим) до понад 4000 м (Придобруджа) (Гожик, 2006; Глушко, 1981)

#### *Мезозойська ератема*

*Тріас-юрські утворення мезозойської ератеми* (кіммерійський структурний комплекс) розкриті глибокими свердловинами в межах Північнокримського прогину, Української монокліналі та Нижньопрутсько-Кримського підняття. Літологічну структуру розрізу товщ формують переважно теригенні літотипи – алевроліти, пісковики, аргіліти, вапняки і конгломерати (Глушко, 1981; Мельник, 1985). В підпорядкованих відношеннях відмічаються прошарки вуглистих та кременисто-вуглистих сланців. Значним просторовим поширенням користуються ефузивні (андезити, андезито-дацитові порфірити) та інтрузивні (діабази, кварцові діорити тощо) різновиди. Сумарна потужність тріас-юрських утворень, за даними сейсмозвідки, варіює від 1–2 до 3–4 км (Гожик, 2006).

На тріас-юрських утвореннях з кутовою незгідністю залягає потужна (понад 2500 м) *нижньокрейдова товща* теригенних літотипів з локальними прошарками (потужністю від перших сантиметрів до 500 м) вулканітів

(вулканічні, вулканогенно-осадові, пірокластичні, вулканоміктові утворення)  
(Гнідець, 2010; Гожик, 2006; Геворкьян, 1976).

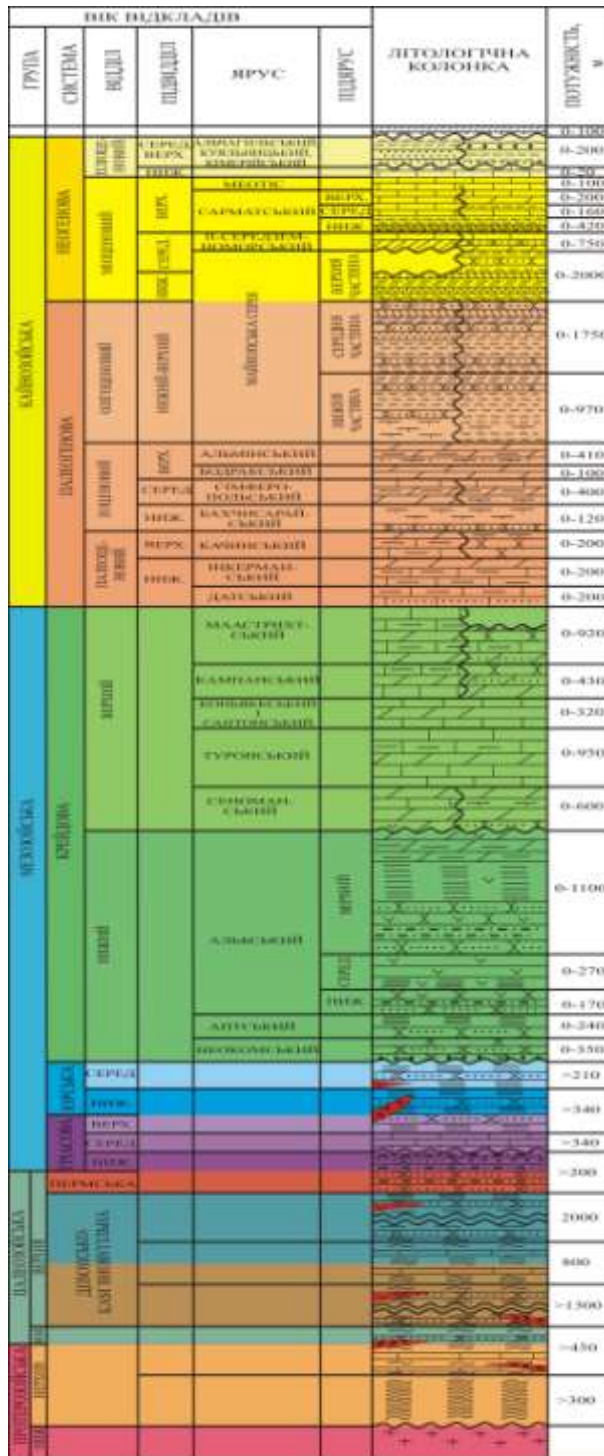


Рис. 1.2 Зведений стратиграфічний розріз Рівнинного Криму, Північного Причорномор'я та північно-західного шельфу Чорного моря (Глушко, 1981; Михайлов, 2014)

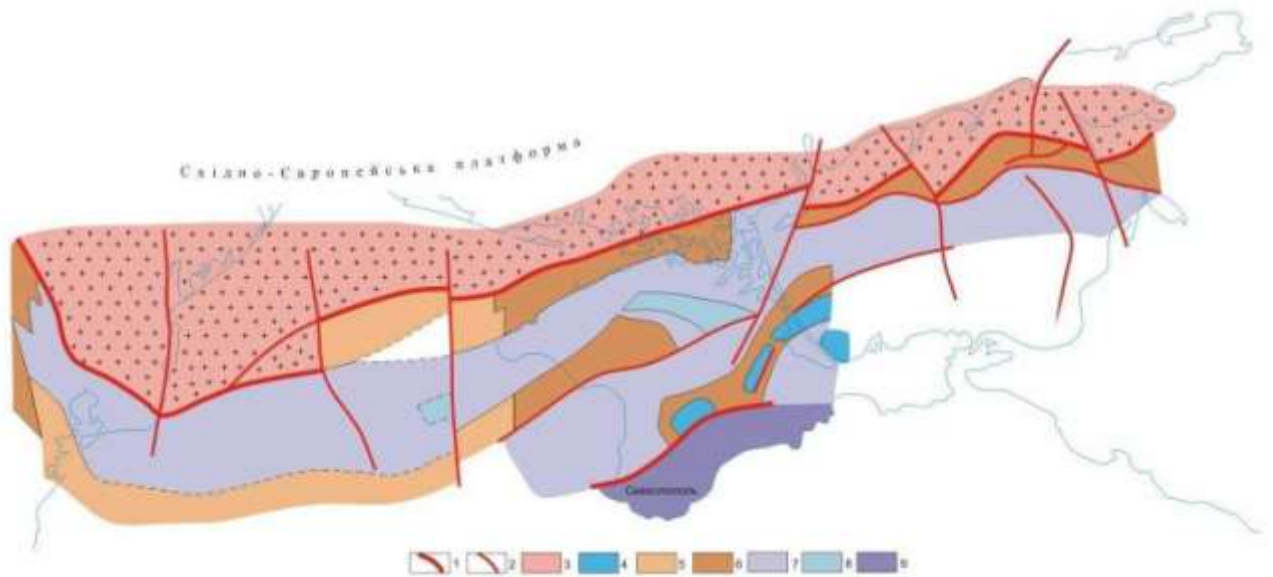


Рис. 1.3 Структурні комплекси фундаменту Скіфської плити (Молодые..., 1994, Михайлов, 2014)

1–шовні зони, 2–глибинні розломи, 3–кристалічний фундамент Східноєвропейської платформи; складчасті комплекси: 4–байкальський, 5–байкальсько-герцинський нерозчленовані, 6–герцинський, 7–тріасово-юрський нерозчленований, 8–юрський, 9–тріасово-ранньоюрський флішовий

*Верхньокрейдові відклади* ератеми в межах вивченого регіону представлені одноманітною, в літологічному відношенні, товщею перешарування вапняків (пелітоморфних, органічно-детритових, глинистих) та мергелів з підпорядкованими прошарками аргілітів, пісковиків, рідше спонголітів. Сумарна потужність верхньокрейдових утворень, як і нижньокрейдових, перевищує 2500 м (Гнідець, 2013; Гожик, 2006).

#### *Кайнозойська ератема*

*Палеоцен-еоценові утворення* залягають на підстилаючих породах з локальною незгідністю і представлені вапняками, мергелями, рідше глинами і пісковиками, а в південно-східних районах спостерігаються прошарки вулканогенних літотипів. Потужність комплексу не перевищує 500 м.



*Олігоцен-нижньоміоценові (майкопська серія)* утворення в межах південних районів України мають значне просторове поширення і відсутні локальними ділянками на теренах Добруджі, Гірського Криму, склепінній зоні Центрально-Кримського мегапідняття, західних та східних районах Північного Причорномор'я (схили Українського щита). В той же час повнота розрізу зазначеної товщі та її потужність характеризуються значними варіаціями (Гожик, 2006; Глушко, 1981; Маслун, 2005; Цихоцька, 1986; Астахова, 1984).

Потужний та повний розріз майкопу розкритий в межах північно-західного (Одеського) шельфу Чорного моря. Тут потужність товщі становить 1600 і більше метрів. Натомість на теренах Західного та Північного Причорномор'я, Рівнинного Криму, центральної та північної акваторії Азовського моря розвинений, скорочений розріз майкопу, потужність коливається від 300–400 м (Альмінська западина, північні райони Причорномор'я, схили та склепінна зони Кілійсько-Зміїного та Центрально-Кримського підняття) до 700–1000 м (східні та західні терени Рівнинного Криму). Причому скорочення розрізу в цих районах відбувається як в результаті закономірного зменшення потужності окремих горизонтів, так і за рахунок їх виклинювання або наступного розмиву. Верхні горизонти майкопської товщі в межах Рівнинного Криму, західного Причорномор'я; середні – в межах Альмінської западини, нижні – центральних районах Рівнинного Криму, Північного Причорномор'я були розмиті або не формувались з різних причин.

На поверхню олігоцен–міоценові утворення виходять смугою субширотного простягання в передгірських районах Гірського Криму (м. Білогорск–с. Насипне) (Гожик, 2006).

Олігоцен-міоценові утворення, як правило, неузгоджено залягають на карбонатних нашаруваннях пізнього еоцену та незгідно перекриваються карбонатними відкладами тортону. Обидві границі доволі чіткі і відбиваються як за геофізичними, так і літологічними та палеонтологічними ознаками.

У товщі олігоцен-ранньоміоценового віку за палеонтологічними ознаками виокремлено планорбеловий, остракодовий (молочанський, ранній олігоцен), керлеутський (пізній олігоцен) та батисифоновий (ранній міоцен) регіояруси: (Гожик, 2006) (рис. 1.4). Щоправда, незначний відбір керового матеріалу, літологічна одноманітність розрізу не сприяють чіткому її розмежуванню та обґрунтуванню границь між ярусами.

*Планорбеловий регіоярус. Ранній олігоцен.* Розкритий свердловинами практично на всій території Причорноморської мегазападини. Товща потужністю понад 640 м залягає згідно або незгідно на мергельно-глинистих відкладах еоцену. Літологічна її структура одноманітна і сформована пачками перешарування глинистих літотипів (аргілітів, глин) та алевролітів з поодинокими прошарками дрібнозернистих пісковиків. За літологічним складом і палеонтологічними даними регіоярус поділяється на дві підсвіти: нижньо- та верхньопланорбелову.

Млн років	Загальна шкала				Регіональні стратиграфічні підрозділи			
	Палеомагнітна шкала	Відрізок Північний	Відрізок Південний	Фораїніфери (Berggen, 1988)	Накопичення (Martini, 1971)	Верстви з фораїніферами (за матеріалами Є.Я. Красової, Н.В. Маслун, Т.С. Улановської)	Регіоярус	Літологічна характеристика
23	C6 Bn C6 Br	1 2n	МОЦЕН	M1 b	NN2	<i>Nonton bogdanowicz</i> <i>Porosonotom dendriticus</i> <i>P. polymorphus</i> <i>Haplophragmoides</i> <i>Cyclammina</i>	Кавказький	Глини темно-сірі карбонатні До 100 м.
24	C6 Cn	1 2n	МОЦЕН	M1 a	NN1		Кавказький	
25	C6 Cr C7 n C7 r	1 2n	МОЦЕН	P22	NP25	<i>Caucasina schischkynskyaе</i> <i>Saccammina zuramcensis</i> <i>S. grzybowskii</i> <i>Bolivina goudkoffi</i> <i>Globigerina praebulloides</i> <i>Gl. brevispira</i>	Керлеутський	Глини сірі, слабкоалевритисті, слабокарбонатні До 120 м. Тонке перешарування глин зеленувато-сірих алевритистих, алевролітів безкарбонатних До 80 м.
26	C8 n C8 r	2n	МОЦЕН			<i>Globigerina ciproensis</i> <i>Spiroplectammina terencensis</i> <i>Sphaeroidina variabilis</i> <i>Haplophragmoides deformabilis</i> <i>Grzybowskella tenuis</i> <i>Brizalina mississippiensis</i> <i>Gl. praebulloides</i>	Керлеутський	Глини темно-сірі до чорних, зеленувато-сірі, щільні, безкарбонатні, збагачені піритом До 120 м.
27	C9 n C9 r	1 2n	МОЦЕН	P21 b	NP24	<i>Gl. angulifurcata</i> <i>Pg. opima s. s.</i> <i>ISZ</i>	Керлеутський	
28	C10 n C10 r	1 2n	МОЦЕН	P21 a	NP24	<i>Gl. angulifurcata</i> <i>Ch. cubensis</i> <i>CRSZ</i>	Керлеутський	
29	C11 n C11 r	1 2n	МОЦЕН	P20	NP23	<i>Gl. selli</i> PRZ	Молочанський	Глинисто-сидеритова товща: перешарування глин, сидеритолітів, пісковиків, алевролітів До 200 м.
30	C12 n C12 r	1 2n	МОЦЕН	P19	NP23	<i>T. ampliapertura</i> IZ	Молочанський	Глини зеленувато-сірі, масивні, з прошарками щільних сидеритових порід До 500 м.
31	C12 r		МОЦЕН	P18	NP22	<i>T. cerroazulensis</i> - <i>Pseudohastigerina</i> spp. IZ	Молочанський	Глини темно-сірі, зеленуваті, тонкошаруваті з поодинокими прошарками алевролітів До 300 м.
32	C13 n C13 r	1 2n	МОЦЕН	P17	NP21	<i>T. cerroazulensis</i> IZ	Молочанський	Глини зеленувато-сірі, алевритисті, безкарбонатні, з прошарками алевролітів До 250 м.
33	C14 n C14 r	1 2n	МОЦЕН	P16	NP	<i>T. cunialensis</i> / <i>Cr. inflata</i> CRZ	Планорбеловий	Глини зеленувато-сірі, алевритисті, слабокарбонатні, з поодинокими прошарками алевролітів До 360 м.
34	C15 n C15 r	1 2n	МОЦЕН	P15	NP	<i>Po. seminvoluta</i> IZ	Планорбеловий	Мергелі зеленувато-сірі та сірі, щільні або тонкошаруваті, алевритисті
35	C16 n C16 r	1 2n	МОЦЕН			<i>Globigerina tropicalis</i> <i>Subbotina gortani</i>	Альпійський	

Рис. 1.4 Стратиграфічна схема олігоценових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря (Маслун, 2005)

*Нижньопланорбелова підсвіта* представлена глинами сірими, зеленувато-сірими, з прошарками світло-сірого алевроліту. Розріз характеризується ритмічністю у розподілі карбонатних і некарбонатних порід. Найбільша потужність відкладів підсвіти розкрита свердловинами на піднятті Голіцина, де досягає 450 м. У південній частині Північнокримського прогину потужність цих відкладів становить 200–300 м і поступово у південному напрямку зменшується до 100 м (підняття Десантне, Олімпійське). У західному напрямку – підняття Безіменне, Гамбурцева та Одеське (схили Кілійсько-Зміїного підняття) пачка виклинюється (Гожик, 2006).

*Верхньопланорбелова підсвіта* теж представлена переважно глинистими некарбонатними літотипами зеленувато-сірого та темно-сірого з зеленуватим відтінком кольору, щільними, слабо слюдистими, часто алевритистими, з плитчастою окремістю. Максимальна розкрита потужність товщі близько 500 м. На підняттях Шмідта, Південно-Голіцинське, Голіцина, Архангельського, Кримське потужність відкладів 300–100 м, у західному напрямку – підняття Штормове пачка виклинюється, і на підняттях Сельського, Десантне, Безіменне та Олімпійське вона зовсім відсутня (Гожик, 2006).

*Остракодовий (молочанський) регіоярус*. Ранній олігоцен. Відклади регіоярису залягають узгоджено або неузгоджено на алевритистих некарбонатних глинах планорбелового, та перекриваються глинисто-алевролітовим комплексом керлеутського регіоярису. Максимальна потужність, до 500 м, на піднятті Центральне. На підняттях Каркінітське, Шмідта, Південно-Голіцинське, Голіцина, Архангельського, Кримське, Сельського потужності цих відкладів досягають 300 м. У західних районах регіону, на підняттях Штормове, Гамбурцева, Безіменне, Одеське, вона суттєво зменшується і на останньому, наприклад, потужність відкладів становить лише 28 м (Гожик, 2006).

За літологічним складом розріз регіоярису двокомпонентний. Нижня товща представлена тонкошаруватими алевритистими глинами, темно-сірими із

зеленкуватим відтінком, нерівномірно ущільненими, плитчастими. Верхня товща відрізняється насиченістю глин значною кількістю (до 40 %) сидериту, що спостерігається у вигляді як поодиноких зерен розміром до 0,05 мм так і численних грудкуватих ізометричних скупчень.

Товща *керлеутського регіоярису пізньоолігоценового віку*, за літологічною структурою розрізу виявляє трикомпонентну будову: нижня – алевроліто-глиниста (нижньокерлеутська підсвіта), середня – глинисто-алевролітова та верхня – глиниста з незначною домішкою алевритового матеріалу (верхньокерлеутська підсвіта) (Гожик, 2006).

*Нижньокерлеутська підсвіта* представлена переважно глинами темно-сірими, майже чорними, інколи зеленкувато-сірими, алевритистими, слюдистими, щільними, шаруватими, з дзеркалами ковзання. Максимальна розкрита потужність досягає 120 м на структурах Каркінітська, Шмідта, Голіцина, Південноголіцинське.

*Верхньокерлеутська підсвіта* представлена у нижній частині перешаруванням брунатно - і темно-сірих глин, алевролітів та пісковиків, а у верхній – зеленкувато-сірими глинами з невеликим вмістом алевритових зерен та тонкими поодинокими лінзоподібними прошарками алевролітів. Потужність підсвіти досягає 200 м.

Відклади верхньокерлеутської підсвіти поступово догори за розрізом заміщуються темно-сірими глинами *батисифонової світи ранньоміоценового віку*. Характерною ознакою товщі є відсутність фрагментів та решток черепашок форамініфер при відчутному вмісті у складі біоти спікул губок, діатомей, залишків скелетів та луски риб (Гожик, 2006).

#### *Четвертинна система*

Четвертинна система північно-західного шельфу Чорного моря і прилягаючого суходолу представлена плейстоценовими і голоценовими відкладами морської, лиманної, алювіальної і субаеральної фацій. Найбільше

стратиграфічно повні розрізи знаходяться в області сучасного шельфу, де максимальні потужності відкладів становлять 100 м (Гожик, 2006).

### Нафтогазоносність

У межах Рівнинного Криму та північно-західного шельфу Чорного моря на теперішній час розвідано 10 родовищ нафти та газу (Атлас..., 1998) (Рис. 1.5). Нафтогазоносність регіону встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні від ранньої крейди до міоцену в інтервалі глибин від 280 до 5000 м. З урахуванням просторово-вікового положення в розрізі горизонтів порід-колекторів та флюїдоупорів виокремлюються нижньокрейдовий, верхньокрейдово-еоценовий, олігоцен-ранньоміоценовий (майкопський) та неогеновий нафтогазоносні комплекси.

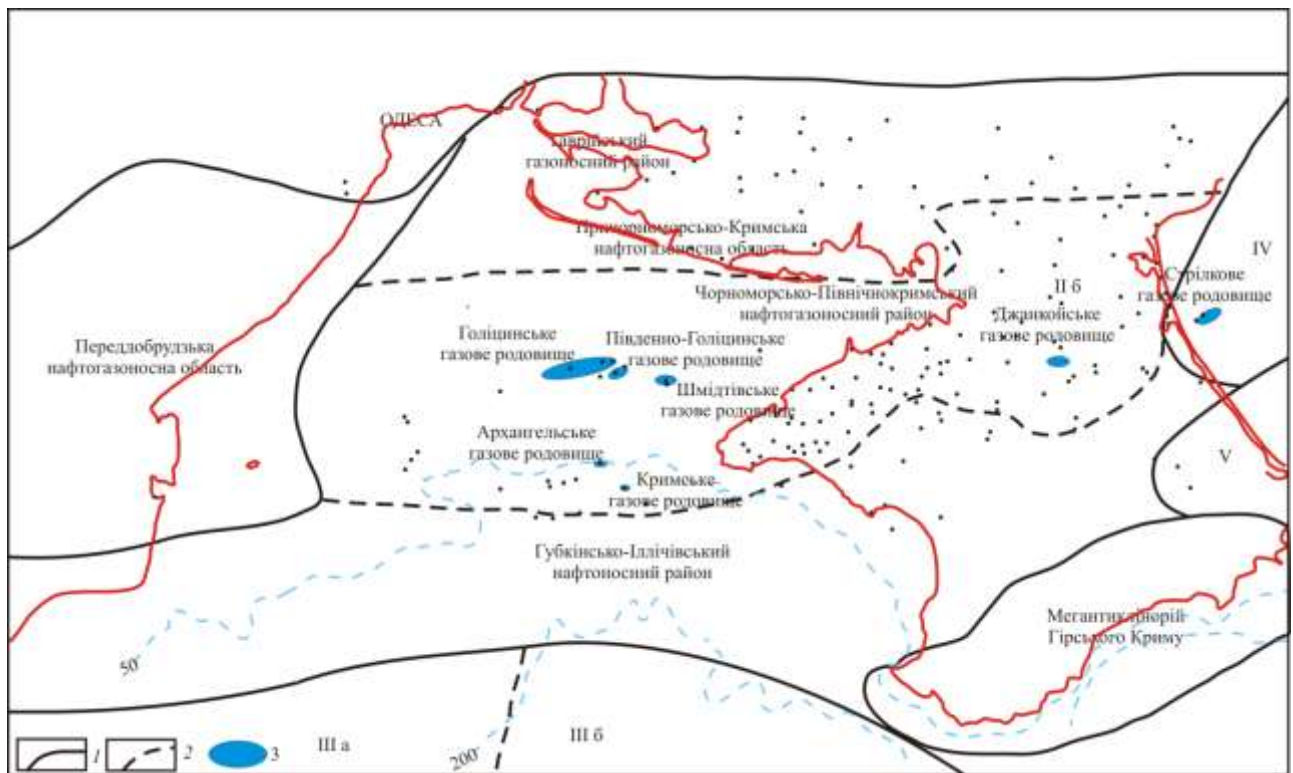


Рис. 1.5 Схема нафтогеологічного районування Південної нафтогазоносної області України та розташування родовищ вуглеводнів, пов'язаних з майкопськими відкладами (Атлас..., 1998)

1 – межі нафтогазоносних областей, 2 – межі нафтогазоносних районів, 3 – газонафтові родовища

Майкопські відклади, в цілому, розглядають як потужну регіонально поширену екрануючу товщу у наступних роботах (Атлас..., 1998; Гожик, 2011; Михайлов, 2014; Баженова 2004; Доленко, 1985; Довжок, 1995); а також звітах (Окуловский, 1987; Плахотный, 1971; Богаец 1986; Глушко, 1981). У літологічній структурі її розрізу домінують глинисті відклади – ефективні флюїдоупори, а породи-колектори, які представлені алевролітами, рідко дрібнозернистими пісковиками, мають підпорядковане значення та зональне або локальне поширення.

Таблиця 1.1

Геолого-промислова характеристика родовищ у відкладах майкопу західної частини Причорноморського мегапрогину (звіти Богаєць, 1986; Коморний, 2004)

№ № пп		Найменування родовища, площі	Інтервал залягання продуктивного горизонту чи глибина прояву, м	Вік продуктивного горизонту, індекс	Отримані результати	Початкові видобувні запаси категорій А+В+С <sub>1</sub>
1	Експлуатаційні родовища	Голицинське	520-572	Майкоп М-III, IV, V	Приплив газу до 250 тис. м <sup>3</sup> /добу	1147 млн м <sup>3</sup> газу
			2120-2180	Палеоцен П-XI	Приплив газоконденсату до 1060 тис. м <sup>3</sup> /добу	3822 млн м <sup>3</sup> конденсату
2	Експлуатаційні родовища	Архангельське	613-626	Нижній сармат	Приплив газу до 80 тис. м <sup>3</sup> /добу	174 млн м <sup>3</sup> газу
			806-890	Майкоп М-III, V	Приплив газу до 180 тис. м <sup>3</sup> /добу	5104 млн м <sup>3</sup> газу
			2970-3115	Палеоцен	Приплив газу до 0,5 тис. м <sup>3</sup> /добу	
	Розвідані поклади	Південно-Голицинське	550-620	Майкоп М-III, V	Приплив газу до 250 тис. м <sup>3</sup> /добу	1850 млн м <sup>3</sup> газу
		Шмідта	600-790	Майкоп М-III, IV, V	Приплив газу до 100 тис. м <sup>3</sup> /добу	2729 млн м <sup>3</sup> газу
		Кримське	880-920	Майкоп	Приплив	650 тис м <sup>3</sup>

				М-III, V	газу до 150 тис. м <sup>3</sup> /добу	газу
--	--	--	--	----------	--	------

В межах північно-західного шельфу Чорного моря, відкрито 5 родовищ: Голицинське, Південно-Голицинське, Шмідта, Архангельське, Кримське, які пов'язані з середньомайкопськими відкладами (Таб.1.1). Всі вони багатопластові (від двох до чотирьох пластів), склепінного типу, у деяких випадках (Голицинське, Шмідта) (рис. 1.6) – окремі пласти мають літологічне обмеження. Поклади газові, максимальна встановлена глибина залягання покрівлі верхнього продуктивного пласта становить 880 м, а потужність продуктивних пачок варіює від 3 до 16 м (Атлас..., 1998). Поклади контролюються піщано-алевролітовими пачками середнього майкопу, до високоперспективних відносяться також теригенні утворення базального горизонту середнього майкопу, покрівельного та базального нижнього. Максимальне просторове поширення останніх відмічене в межах Північного Причорномор'я, Рівнинному Криму та прилеглих акваторіях шельфу Чорного моря. Причому в межах Рівнинного Криму та Північного Причорномор'я дані утворення вже опішуквані, а основні перспективи на сьогоднішній день пов'язуються з кластогенними горизонтами майкопу Причорноморського мегапрогину.

Генераційний потенціал, переважно газоподібних вуглеводнів, майкопських утворень регіону доволі високий і за оцінками різних авторів (Атлас..., 1998; Михайлов, 2014; Довжок, 1995) досягає від 174 млн. м<sup>3</sup> на суші до 5104 млн. м<sup>3</sup> на акваторії. Максимальна концентрація ОР, сприятливі геолого-геохімічні умови його нагромадження, а також прояви міграційного бітумоїду у відкладах притаманні найбільш зануреним ділянкам регіону.

За даними сейсмогеологічних досліджень (Окуловский, 1987; Богаец, 1986; Глушко, 1981; Довжок, 1995; Савчак, 2010), в межах шельфу Чорного моря виявлено близько 300 локальних піднять. Останні переважно, дрібні і середні за розмірами і лише декілька мають площу від 80 до 350 км<sup>2</sup>.

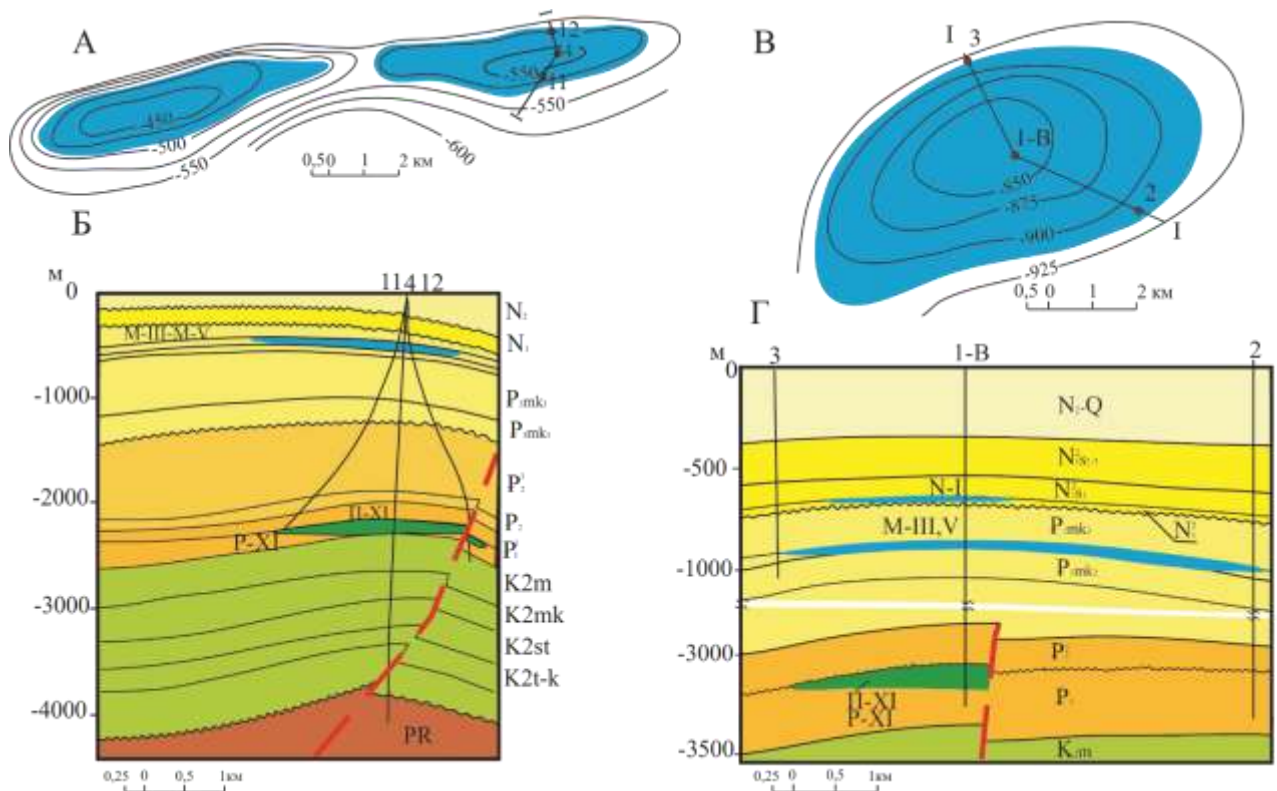


Рис. 1.6 Голицинське газове родовище (А, Б); Архангельське газове родовище (В, Г)

А – структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту М-III середнього майкопу (за О. Я. Дергачовою, 1987 р.) (Атлас..., 1998); Б – геологічний розріз по лінії І-І (за О. Я. Дергачовою і В. В. Гайдуком, 1987 р.). В - структурна карта по покрівлі горизонту М-V (за Г. П. Курилом, О. Я. Дергачовою, 1988 р.); Г – геологічний розріз по лінії І-І (за Г. П. Курилом, О. Я. Дергачовою, 1988 р.) (Атлас..., 1998).

Підняття представляють собою прирозломні антиклінальні складки похованого або наскрізного типів, структури чітко проявлені в крейдяній товщі, в якій досягають максимальних розмірів, а в олігоцені і неогені згасають. Доволі невисока щільність локальних піднять та домінуючий розвиток серед них похилих ( $5-10^{\circ}$ ) брахіантиклінальних складок невеликої амплітуди визначають актуальність питання пошуку клиноподібних тіл в майкопській товщі, пов'язаних з поверхнями неузгодження та літологічними заміщеннями.

Визначаючи подальші напрямки пошуково-розвідувальних робіт більшість дослідників (Богаец, 1986; Глушко, 1981; Гожик, 2011; Михайлов, 2014; Довжок, 1995; Ключина, 2006), вважають нижньокрейдений та олігоценевий



(майкопський) теригенні нафтогазоносні комплекси основними перспективними об'єктами північно-західного шельфу Чорного моря, а пошуки родовищ нафти та газу рекомендують сконцентрувати в межах північного та південного бортів Причорноморського мегапрогину. При цьому основні перспективи тут пов'язуються не так з локальними підняттями, а з літологічно та стратиграфічно екранованими, а також комбінованими пастками. Просторово-вікове поширення останніх у майкопській товщі регіону зумовлене, в першу чергу, умовами їх осадоагромадження. У зв'язку з цим важливого значення набувають дослідження особливостей майкопського седиментогенезу у цій частині регіону, що необхідне, зокрема, для з'ясування характеру просторового поширення піщано-алевритових утворень всередині товщі та для обґрунтованого прогнозу розвитку порід-колекторів у межах перспективних ділянок.

## РОЗДІЛ 2

### СТАН ВИВЧЕННЯ ЛІТОЛОГІЇ ТА ГАЗОНОСНОСТІ МАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

Ґрунтовне вивчення геології майкопських (олігоцен-нижньоміоценових) відкладів Причорноморського мегапрогину припадає на шістдесяті-сімдесяті роки минулого століття. В цей час розпочалися масштабні пошуково-розвідувальні роботи на нафту та газ, що з одного боку надавало новий фактичний матеріал, а з іншого – потребувало його оперативного аналізу та інтерпретації. Результати цих досліджень висвітлені у роботах Апостолової М. Я., Баранової Н. М., Башкирцевої А. А., Беліхова В. Ф., Бехер Н. І., Богайця О. Т., Бондаренко В. Г., Бондарчука Г. К., Герасимова М. Є., Гнідця В. П., Григорчука К. Г., Голубничої Л. М., Гожика П. Ф., Григорьєвої В. А., Денєги Б. І., Доленка Г. Н., Захарчука С. М., Казанчина М. І., Карпенка І. В., Ключиної А. В., Коморного А. Ф., Мурзіної Г. І., Павлюка М. І., Полухтовича Б. М., Попадюка І. В., Рібакової Ф. А., Савчак О. З., Самарського А. Д., Сеньковського Ю. М., Стовби С. М., Ступки О. С., Фролова В. Д., Маслун Н. В., Плотнікової А. Ф., Цихоцької Н. Н. та інших відомих дослідників.

Слід зазначити, що вивчення майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря та суміжних суходолів проводилося за двома основними напрямками. Перший – стосується оперативної обробки результатів розвідувального та структурно-пошукового буріння, що викладене у численних звітах УкрНДГРІ (Полухтович, 2005; Карпенко, 2005; Богаєц, 1978, 1981; Григорьєва, 1968), ВО «Кримгеологія» (Апарєєв, 2000, 2009; Бондаренко, 1967, 1978, 1990) та «Чорноморнафтогаз» (Бондарчук, 1990); другий – це роботи узагальнюючого плану ІГГК та ІГН НАН України (Сеньковський, 2007, 2010, 2015; Павлюк, 2014), ДП «Науканафтогаз» (Стовба, 2006; Крупський, 2009; Попадюк, 2005).

У рамках першого напрямку виконувались дослідження зі стратиграфічної прив'язки відкладів розкритих в результаті пошуково-

розвідувального буріння на окремих площах Придобрудзького, Каркінітсько-Північнокримського, Індоло-Кубанського прогинів та Південноукраїнської монокліналі. Одночасно проводились і детальні літологічні, мінералого-петрографічні, частково геохімічні та петрофізичні дослідження, які слугували первинним матеріалом для формування загальних уявлень щодо поширення, літологічних особливостей та умов осадонагромадження майкопських відкладів на локальних структурах або в межах окремих ділянок регіону.

Так, у роботах Полухтовича Б. М., Захарчука С. М., Плахотного Л. Г., Апостолової М. Я. Бондаренко В. Г. (Плахотный, 1968; Бондаренко, 1974, 1978, 1990; Апостолова, 1981; Захарчук, 1983) наведена детальна пошарова літологічна характеристика розрізів майкопських нашарувань, розкритих на Олімпійській, Голіцинській, Скадовській, Херсонській та інших площах регіону. Авторами встановлено розвиток нижньо-, середньо- та верхньомайкопських нашарувань потужністю понад 1500 м. Простежено особливості розвитку теригенних (середньо-дрібнозернистих пісковиків та алевролітів) літотипів в північних районах регіону та глинистих утворень у південних, виділена низка внутрішньоформаційних неузгоджень. Наведені детальні мінералого-петрографічна та геохімічна характеристики, що дозволило локалізувати декілька областей живлення даного вікового діапазону, серед яких, автори основну роль відводять підняттям Українського щита. Петрофізичні дослідження дозволили Плахотному Л. Г. з співавторами в майкопському розрізі Стрілкового родовища виділити низку продуктивних горизонтів (М-III-VII) та оцінити їх нафтогазоперспективність.

Ці результати оперативної обробки первинних матеріалів склали підґрунтя для проведення регіональних стратиграфічних, літолого-фаціальних, палеогеографічних узагальнень та оцінки перспектив нафтогазоносності відкладів олігоцен-ранньоміоценового віку Західного, Північного Причорномор'я, Рівнинного Криму, північно-західного шельфу Чорного моря.

Результати стратиграфічних та частково літолого-фаціальних досліджень викладено у наступних роботах (Гожик, 2006; Маслун, 2005; Маслун, 1990; Иванова, 2003; Астахова, 1984; Хрящевская, 2009). В останніх розроблені кореляційні схеми майкопських відкладів Гірського та Рівнинного Криму, Північного Причорномор'я, північно-західного шельфу Чорного моря, висвітлені особливості варіацій речовинного складу відкладів. Так, у монографічній праці (Гожик, 2006), на основі аналізу біостратиграфічних та геолого-геофізичних матеріалів уточнено стратиграфічну схему крейдово-неогенового розрізу регіону в цілому та майкопських нашарувань, зокрема. Обґрунтовано виділення в стратиграфічній структурі олігоценової товщі регіону нашарувань планорбелового, молочанського, керлеутського та частково кавказького регіорусів. Доведений рюпенський вік планорбелового та молочанського регіорусів та хатський – керлеутського. Охарактеризовані палеогеографічні умови осадонагромадження даного вікового діапазону.

Результати багаторічних геолого-палеоокеанографічних та седиментологічних досліджень мезозой-кайнозойських утворень району досліджень викладені у працях колективу авторів відділу седиментології провінцій горючих копалин ІГГГК НАН України під науковим керівництвом член-кореспондента НАН України Ю. М. Сеньковського (Григорчук, 2009; Гнідець, 2009(2); Гнідець, 2009(3-4); Сеньковський, 2004; Сеньковський, 2012; Сеньковський, 2016). В даних розробках, на основі комплексних літологічних, мінералого-петрографічних, геохімічних та інших досліджень висвітлені умови формування осадових нашарувань палеозой-кайнозойського віку Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс.

Особливості геологічної будови осадового чохла в межах шельфу Чорного моря розглянуто у серії монографічних робіт колективу авторів під редакцією Шнюкова Є. Ф. (Мельник, 1985; Богаец, 1986; Астахова, 1984; Бородулин, 1987). У їх роботі розглянуто характер варіацій літологічного складу майкопської товщі регіону, наведена детальна петрографічна

характеристика основних літологічних відмін, описано їх структурні та мінералого-петрографічні особливості, зокрема показано, що мінеральний склад глинистої речовини представлений в основному монтморилонітом, рідше каолінітом та гідрослюдою. Авторами реконструйовані фаціальні умови осадонагромадження олігоцену в межах регіону. При цьому зазначається, що питання відносно областей живлення залишається невизначеним, висловлюються сумніви щодо вирішального впливу на мінеральний склад порід Українського щита. Крім того на літолого-палеогеографічній схемі границі фаціальних зон виділені умовно. Останнє вочевидь засвідчує необхідність додаткових седиментологічних досліджень і беззаперечно підтверджує актуальність даної роботи, яка присвячена власне вивченню цих аспектів.

В роботі (Мельник, 1985; Богаец, 1986; Астахова, 1984; Бородулин, 1987), наведена геолого-промислова характеристика розвіданих нафтогазових родовищ в межах південних районів України та обґрунтовані перспективи нафтогазоносності окремих осадових комплексів. Основні перспективи майкопського комплексу південно-західного шельфу Чорного моря пов'язуються з локально поширеними піщано-алевролітовими горизонтами північно-західних районів шельфу, менш перспективними вважаються південні райони оскільки в літологічній структурі розрізу товщі тут прогнозується незначний вміст кластогенних прошарків.

Результати комплексних сейсмічних та геофізичних досліджень з геології крейдово-неогенових нашарувань північно-західного шельфу Чорного моря та суміжних теренів суходолу наведені у низці праць геологів ДП «Науканафтогаз» (Довжок, 2013; Хрящевская, 2009; Слишинський, 2007 та інші), в тому числі звіти: Стовба, 2009; Крупський, 2009; Попадюк, 2009.

Так у звітах наведені уніфіковані схеми кореляції основних стратиграфічних комплексів крейдових і палеогенових утворень північно-західного шельфу Чорного моря. На основі результатів інтерпретації сейсмічних матеріалів представлені структурні побудови та карти потужності

по відбиваючих горизонтах, що дозволило авторам аргументувати основні риси тектонічної еволюції регіону в цей період часу. Обґрунтовано виділення в межах шельфу двох вуглеводневих систем: нижньокрейдово-еоценова та майкопська, що були продуктивними відповідно в олігоцені та міоцені.

В роботі (Довжок, 2013) на основі геолого-геофізичних даних, результатів літолого-фацального, літологічного та мінералого-петрографічного аналізів створені оригінальні літолого-фаціальні моделі планорбелових, молочанських, керлеутських та верхньомайкопських відкладів шельфів Чорного та Азовського морів, аргументовано просторову локалізацію в межах седиментаційного басейну трьох фаціальних зон: прибережно-морська, лагунно-затокова та морська.

Особливості седиментогенезу майкопських відкладів Чорноморсько-Кримського регіону вивчались колективом авторів Київського відділення УкрНДГРИ під науковим керівництвом Карпенко І. В. Зокрема, в роботах за 2005 рік викладені результати досліджень авторів, спрямовані на встановлення геологічної моделі розвитку району західної центрикліналі Каркінітського прогину (Одеська, Флангова, Осетрова площі) в палеогеновий час. Аналізуючи літологічну структуру товщі, автори пов'язують перспективи нафтогазоносності майкопського комплексу цього району з наявністю у розрізі потужних та просторово витриманих алевро-псамітових верств – гранулярних порід-колекторів з високими ємнісно-фільтраційними властивостями. При цьому підкреслюється, що останні характеризуються дискретним розвитком, а для встановлення особливостей їх просторово-вікового поширення необхідне проведення геолого-палеоокеанографічних та седиментологічних досліджень.

Результати вивчення петрофізичних властивостей порід майкопської серії, оцінки їх нафтоматеринського потенціалу, складу пластових флюїдів, геологічних характеристик родовищ висвітлені в численних публікаціях (Глушко, 1981; Атлас..., 1998; Гожик, 2011; Михайлов, 2014; Богаец, 1986; Осадчий, 2007; Фадеева, 2002; Баженова, 2004; Доленко, 1985; Довжок, 1995;

Баженова, 2006; Лазарук, 2003). Роботи представляють собою не тільки джерело фактичних матеріалів в аспекті просторово-вікових варіацій колекторських та екрануючих властивостей перспективних нафтогазоносних комплексів по окремих площах акваторії Чорного моря, Рівнинного Криму, Північного та Західного Причорномор'я, Керченського півострова, але й наводять науково обґрунтовану оцінку нафтогазоносного потенціалу осадових комплексів, виділяють першочергові об'єкти пошуково-розвідувальних робіт. Так в монографії (Глушко, 1981), плануючи подальші їх напрямки в межах північно-західного шельфу Чорного моря основну увагу приділено палеогеновим, крейдовим та неогеновим утворенням Каркінітсько-Північнокримського прогину та південній зоні підняття його облямування. Рекомендується сконцентрувати пошуки вуглеводнів на підняттях Сельського, Іллічівському, Одеському.

Вищенаведений огляд попередніх досліджень однозначно засвідчує нафтогазоперспективність майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря, яка пов'язана, головню, з теригенними піщано-алевролітовими горизонтами. Втім особливості їх просторово-вікового розвитку дотепер достеменно не визначені. Це, зокрема, спричинене відсутністю аргументованих моделей обстановок осадонагромадження. Останнє ймовірно пов'язане з тим, що вищерозглянуті дослідження зазвичай охоплюють об'єм усього осадового чохла, тому фаціальні реконструкції майкопського часу є доволі фрагментарними. З іншого боку деякі побудови є дуже схематичними, що, в принципі, відзначають і самі автори.

Усе це переконливо засвідчує необхідність детального вивчення літологічних та седиментологічних особливостей осадової товщі власне олігоцен-ранньоміоценового віку, що і визначає актуальність даних досліджень.

Треба зазначити, що останніми роками опубліковано декілька робіт, у яких розглянуті саме такі аспекти зазначеної проблеми.

Так, в роботі (Клюшина, 2006), на основі вивчення речовинного складу порід розроблена класифікація теригенних відкладів майкопської товщі північно-західного шельфу Чорного моря, дана їх детальна мінералого-петрографічна та геохімічна характеристика. Проведена літолого-фаціальна структуризація району досліджень, встановлений значний вплив на розподіл окремих літофацій седиментологічних, морфоструктурних та тектонічних факторів. Реконструйовані умови седиментогенезу, при цьому наголошується наскрізний, протягом всього олігоценового віку, розвиток відносно глибоководного морського басейну з диференційованою морфологією дна в межах Каркінітського прогину та розвиток локальних конусів виносу в районі Одеського підняття. Втім, це знову ж стосується відносно широкого вікового інтервалу розвитку майкопських відкладів.

В роботах (Григорчук, 2009; Гнідець, 2009(2-4)), на основі оригінального методологічного підходу, з'ясовані літофаціальні та літологічні особливості нижньомайкопських відкладів, визначена їх седиментаційна циклічність, показано, що моменти нагромадження піщано-алевролітових горизонтів корелюються з епізодами зниження рівня моря. Останнє засвідчує їх квазісинхронність, що дозволяє більш достовірно реконструювати обстановки осадонагромадження для відносно вузьких вікових інтервалів. Так, для нижньомайкопських верств Каркінітсько-Північнокримського прогину виділені три кластогенні горизонти регіонального, субрегіонального та локального рангів ( $M_H-I$ ,  $M_H-II$  та  $M_H-III$ ), формування яких спричинене періодичним впливом річкової діяльності на морський внутрішньошельфовий седиментогенез. Визначена фаціальна приналежність горизонтів: акумулятивні тіла русел, барів (гирлових, вздовжберегових) та конусів виносу. Для базального регіонального горизонту  $M_H-I$  реконструйовані палеоокеанографічні умови осадонагромадження, локалізовані області денудації та водотоки, що їх дренивали; виокремлені фаціальні зони теригенного шельфу: русло, гирловий



бар, бар'єрний острів, конус виносу, вздовжбереговий бар, зовнішній та внутрішній шельф.

Використовуючи вищезазначений методичний підхід (Григорчук, 2009; Гнідець, 2009(2-4)), у представленій роботі здійснено літологічне, літолого-фаціальне, седиментолого-палеоокеанографічне моделювання та визначені літогенетичні передумови формування нафтогазоносних комплексів для утворень середнього та пізнього майкопу.

### РОЗДІЛ 3

#### МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

Седиментологічні моделі є основою прогнозу поширення перспективних в аспекті розвитку резервуарів вуглеводнів різноманітних фаціальних обстановок. Тому важливе значення має ступінь достовірності цих моделей, що досягається науково обґрунтованим підходом та знанням певних законів палеоседиментації, змін фаціальних умов, циклічності осадоагромадження, особливостей поширення різних фацій.

У зв'язку з проблемою здійснення прямих седиментологічних досліджень, зокрема характеру нашарувань та структурно-текстурних особливостей порід, на закритих територіях на перший план виходять дистанційні методи вивчення. Так, результати ГДС представлені низкою якісних та кількісних параметрів, що відображають певні риси літологічного складу та умов утворення відкладів. Отже, інтерпретація даних ГДС є підґрунтям для створення як літологічних, так і седиментаційних моделей, які врешті рещт дозволяють визначити характер поширення потенційних порід-колекторів, пов'язаних з певними генетичними типами фацій.

Власне такий методичний підхід розроблений у відділі седиментології провінцій горючих копалин ІГГГК НАН України, який був апробований при вивченні нижньо- та верхньокрейдових (Гнідець, 2010, 2013), еоценових (Гнідець, 2013 (1)) та нижньомайкопських (Григорчук, 2009 (1)) нашарувань Північнокримського прогину. Послідовність досліджень є наступною:

1. Побудова літологічних розрізів по окремих свердловинах на основі інтерпретації комплексу ГДС з урахуванням фрагментарних кернових матеріалів.
2. Типізація розрізів згідно з особливостями або відповідно до особливостей.
3. Побудова літолого-фаціальних моделей (ізоліти).

4. На основі літмологічного аналізу встановлюється циклічність осадової товщі. Метод базується на виділенні в розрізі осадових тіл надпорідного рівня – літмітів – породно-шарових систем (Карогодін, 1980). Останні, виділялись шляхом визначення середньозваженого вмісту основних літотипів (пісковики, алевроліти, аргіліти) у розрізі з кроком 20 м. Такий інтервал обраний з досвіду досліджень нижньомайкопської товщі цього регіону (Григорчук, 2009 (1)). На літмологічних перетинах, виокремлюємо літміти регіонального, зонального та локального поширення, враховуючи, що кластогенні їх відміни відбивають крупні регресивні епізоди седиментації в історії осадового басейну і є квазісинхронними.

5. Вивчення структурних, петрографічних та мінералого-геохімічних особливостей порід в аспекті їх седиментологічної інтерпретації.

6. Проведення фаціальної діагностики кластогенних акумулятивних утворень за даними ГДС, згідно з методикою (Муромцев, 1983; Porębski, 1999). Побудова на цій основі седиментаційних перетинів, які становлять підґрунтя для регіональних седиментолого-палеоокеанографічних реконструкцій.

7. Створення седиментолого-палеоокеанографічних моделей на час формування регіональних кластогенних літмітів. Обґрунтованість реконструкцій контролюється відсутністю протиріч просторовому поширенню фаціальних обстановок. Зокрема, враховується положення про уніфіковану фаціальну структуру теригенного шельфу (Селли, 1989), повноту комплексу акумулятивних тіл та їхнє закономірне просторове співвідношення: русло–гирловий бар–бар’єрний острів–конус виносу. При локалізації вздовжберегових барів приймається до уваги конфігурація та морфоструктурні особливості седиментаційного басейну.

8. Літофізична структура середньомайкопської товщі регіону та локалізація нафтогазоперспективних об’єктів встановлена відповідно до, розроблені методики (Гнідець, 2010; Попп, 2000) при дослідженні крейдових та олігоценівих відкладів.

Послідовність таких досліджень дасть змогу з'ясувати взаємозв'язок обстановок осадоагромадження, виявлених по окремих фаціальних елементах, прогнозувати просторовий розвиток фацій згідно обраної моделі седиментації, вивчити літофізичну структуру середнього майкопу та прогнозувати газоперспективні об'єкти.

## РОЗДІЛ 4

### ЛІТОФАЦІЇ ТА ТИПИ РОЗРІЗУ МАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ

#### 4.1 Середній майкоп

*Літофації та типи розрізів.* Середньомайкопські утворення в складі керлеутського регіоярису в межах південних районів України мають значне просторове поширення, але повнота їх розрізу та потужність характеризується суттєвими варіаціями. Найбільш повні розрізи середнього майкопу розкриті в межах акваторії північно-західного шельфу Чорного моря, де виявлені два практично ізометричні депоцентри: Михайлівський та Таврійський з потужностями товщі понад 650 м (рис. 4.1). Натомість у Західному та Північному Причорномор'ї, Рівнинному Криму, на Крайовій ступені розріз майкопу скорочений (25–300 м). Редукція останнього тут відбувається як в результаті закономірного зменшення потужності та виклинювання окремих горизонтів, внаслідок розмиву. Верхні горизонти середнього майкопу в межах Української монокліналі, Рівнинного Криму, Західного та Північного Причорномор'я, нижні – валу Губкіна, Крайової ступені були розмиті або не формувались з різних причин.

Літологічний склад середньомайкопської товщі Причорноморського мегапрогину є доволі одноманітний. Основу складають глинисті утворення (до 70 % розрізу), які різняться за вмістом алевроліто-псамітових та карбонатних компонентів. Так, прошарки кластогенних літотипів (потужністю 0,5–3,0 м), простежуються у нижніх, середніх та верхніх частинах розрізу. Їхня роль зростає при наближенні до ймовірних джерел зносу уламкового матеріалу або в межах певних структурно-морфологічних форм басейну (схили та склепінні зони конседиментаційних піднять).

За характером поширення товщеформуючих компонентів виділено (рис. 4.2) чотири основні типи літологічної структури середньомайкопської товщі: північний (св. Гендрівська-19), центральний (св. Центральна-1), південний (св. Гамбурцева-2) та східний (св. Борисівська-1), що очевидно спричинене

просторово-віковими варіаціями надходження уламкового матеріалу в седиментаційний басейн, які зумовлені режимом розвитку регіону та трансгресивно-регресивною динамікою змін рівня Світового океану.

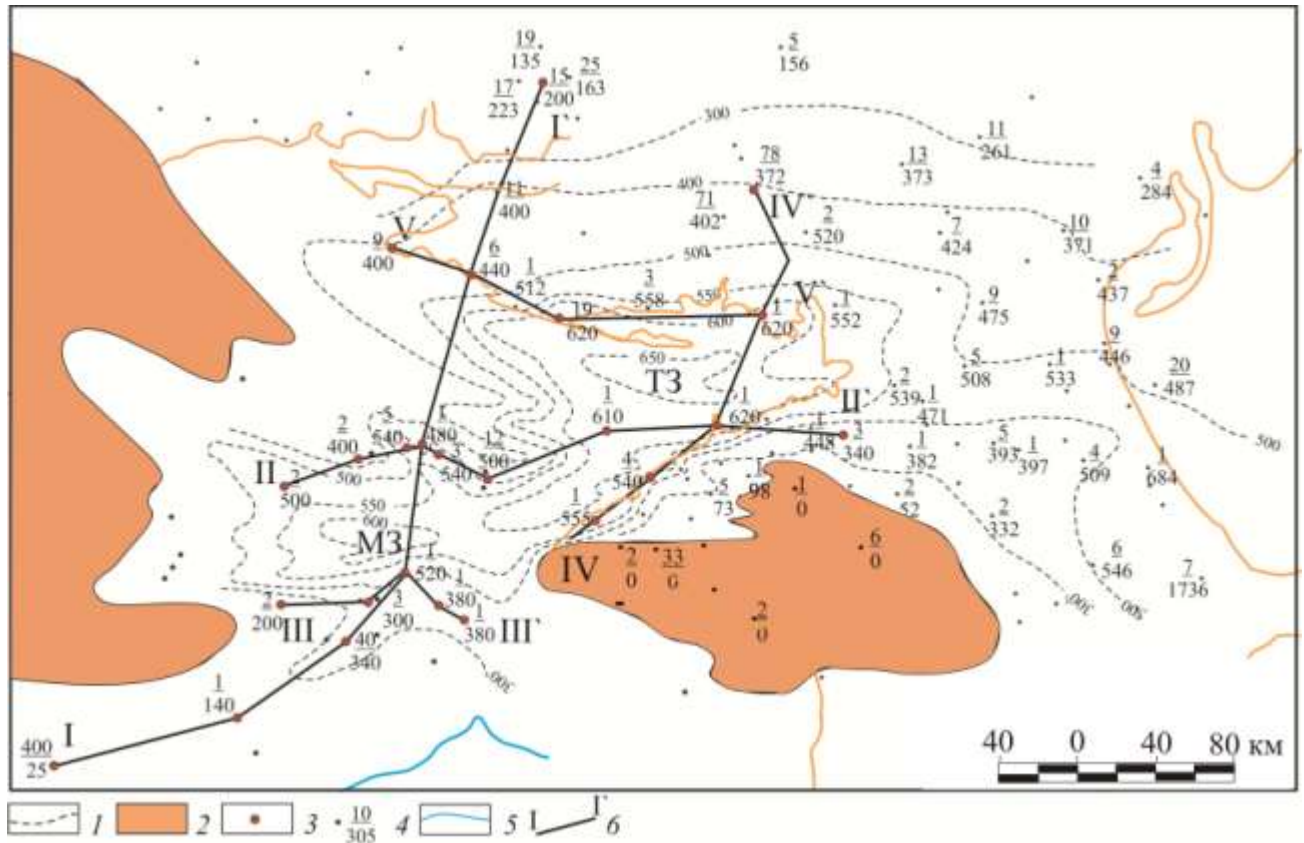


Рис. 4.1 Карта потужності середньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан, 2009) (топооснова за даними «ВО Кримгеологія»)

1 – ізопахіти, 2 – відсутність відкладів. 3 – свердловини, що використані в профілях. 4 – свердловини та потужність товщі. 5 – сучасна брівка шельфу. 6 – профілі. Депоцентри: МЗ – Михайлівський; ТЗ – Таврійський.

Найбільш повні та потужні розрізи середньомайкопської товщі розкриті у північних (св. Тендрівська-19) та східних (св. Борисівська-1) районах. В тектонічному плані це північний борт та східна центрикліналь Причорноморського мегапрогину. Максимальна потужність товщі в обох районах є близькою і перевищує 600 м, але літологічна структура відчутно різниться. На північному борті прогину (св. Тендрівська-19) розріз середнього

майкопу характеризується широким розвитком у його верхній частині окремих шарів потужністю до 10–15 м піщано-алевролітових різновидів.

Східний (св. Борисівська-1) тип розрізу є істотно глинистим з мінімальним розвитком піщано-алевролітових прошарків потужністю до 1,0 м (див. рис. 4.2).

Подібний тип розрізу, але з розвитком піщано-алевролітових порід (0,5–2,0 м) у його нижній частині вивчено у св. Гамбурцева-2 (південний борт прогину). Розріз доволі скорочений за рахунок виклинювання нижніх горизонтів товщі (див. рис. 4.2).

Літологічна структура середньомайкопської товщі, що вивчена у приосьовій зоні прогину (св. Центральна-1), характеризується рівномірним поширенням у розрізі піщано-алевролітових різновидів (потужність пластів 0,2–1,5 м) (див. рис. 4.2).

Усереднений склад середньомайкопської товщі Причорноморського мегапрогину наступний: вміст псамітів в розрізах коливається від 0 до 26 % (середнє значення 9 %); алевролітів – від 27 до 43 % (33 %); глин (аргілітів) – від 28 до 75 % (58 %) (Таблиця 4.1).

За особливостями просторового поширення кластогенних порід встановлено ареал максимального розвитку (район св. Тендрівська-19) пісковиків з сумарною потужністю більше 100 м, та трьох (св. Флангова-2, Центральна-1, Таврійські-6, -9) – з потужностями 50–100 м (рис. 4.3). Комплексний аналіз характеру просторового поширення піщано-алевролітових утворень та розподілу потужності товщі дає змогу передбачати значний вплив на їх розміщення седиментаційних факторів: просторового положення водотоків, надводних та підводних височин.

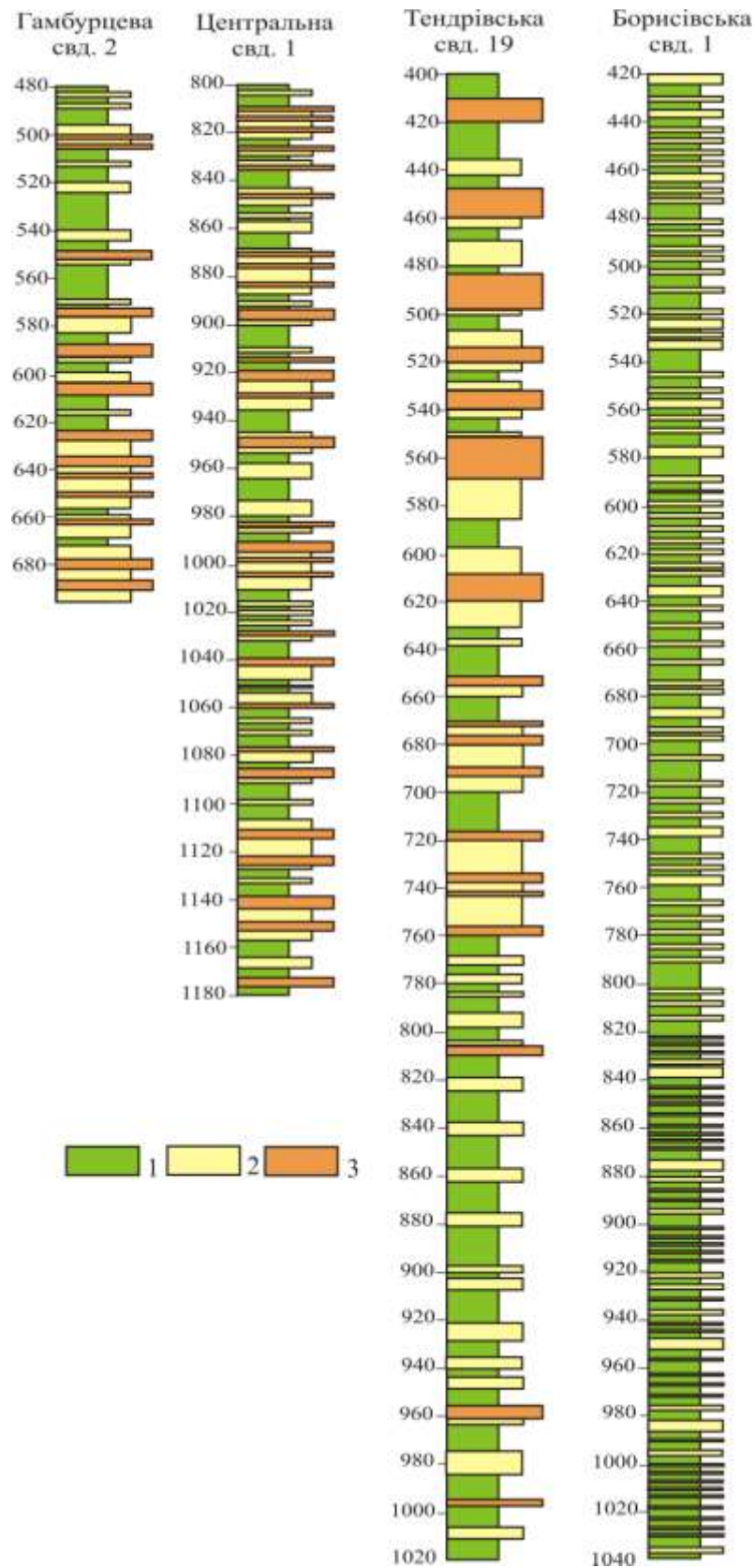


Рис. 4.2 Типи розрізу середньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан, 2009). 1 – аргіліти (глини), 2 – алеволіти, 3 – пісковики



Таблиця 4.1

Потужність, вміст пісковиків та алевролітів у розрізах середнього майкопу

№ пп	Площа, свердловина	Загальна потужн., (м)	Пісковики		Алевроліти	
			м	%	м	%
1	Каркінітська-1	640	21,8	3,4	172	26,9
2	Голіцина-1	480	38,9	8,1	157	32,8
3	Голіцина-2	400	8,0	2,0	142	35,5
4	Голіцина-3	540	47,0	8,7	163	30,3
5	Голіцина-5	540	8,3	1,5	217	40,2
6	Тетянівська-3	340	8,5	2,5	137	40,3
7	Штормова-3	300	4,8	1,6	106	35,2
8	Шмідта-12	500	8,5	1,7	186	37,1
9	Флангова-2	500	62,5	12,5	156	31,1
10	Каїркінська-1	520	60,8	11,7	140	26,9
11	Гамбурцева-2	200	74,0	26,4	112	40,0
12	Борисівська-1	620	0	0	196	31,6
13	Архангельського-1	520	29,6	5,7	189	36,3
14	Таврійська-1	620	27,9	4,5	199	32,1
15	Десантна-1	140	77,0	16,0	202	42,0
16	Центральна-1	380	74,1	19,5	74,0	19,4
17	Міжводненська-4	540	0	0	204	37,8
18	Кримська-1	380	2,0	0,5	146	38,5
19	Тендрівська-19	620	122,1	19,7	245	39,5
20	Таврійська-6	440	73,3	14,1	194	37,3
21	Таврійська-9	400	92,5	18,5	147	29,5
22	Сельського-40	340	33,3	9,8	100	29,3
23	Вел.Клинівська-24	480	51,2	8,4	262	43,0
24	Шмідта-6	500	11,5	22,3	176	35,1
25	Херсонська-15	200	42,0	21,0	59	29,5

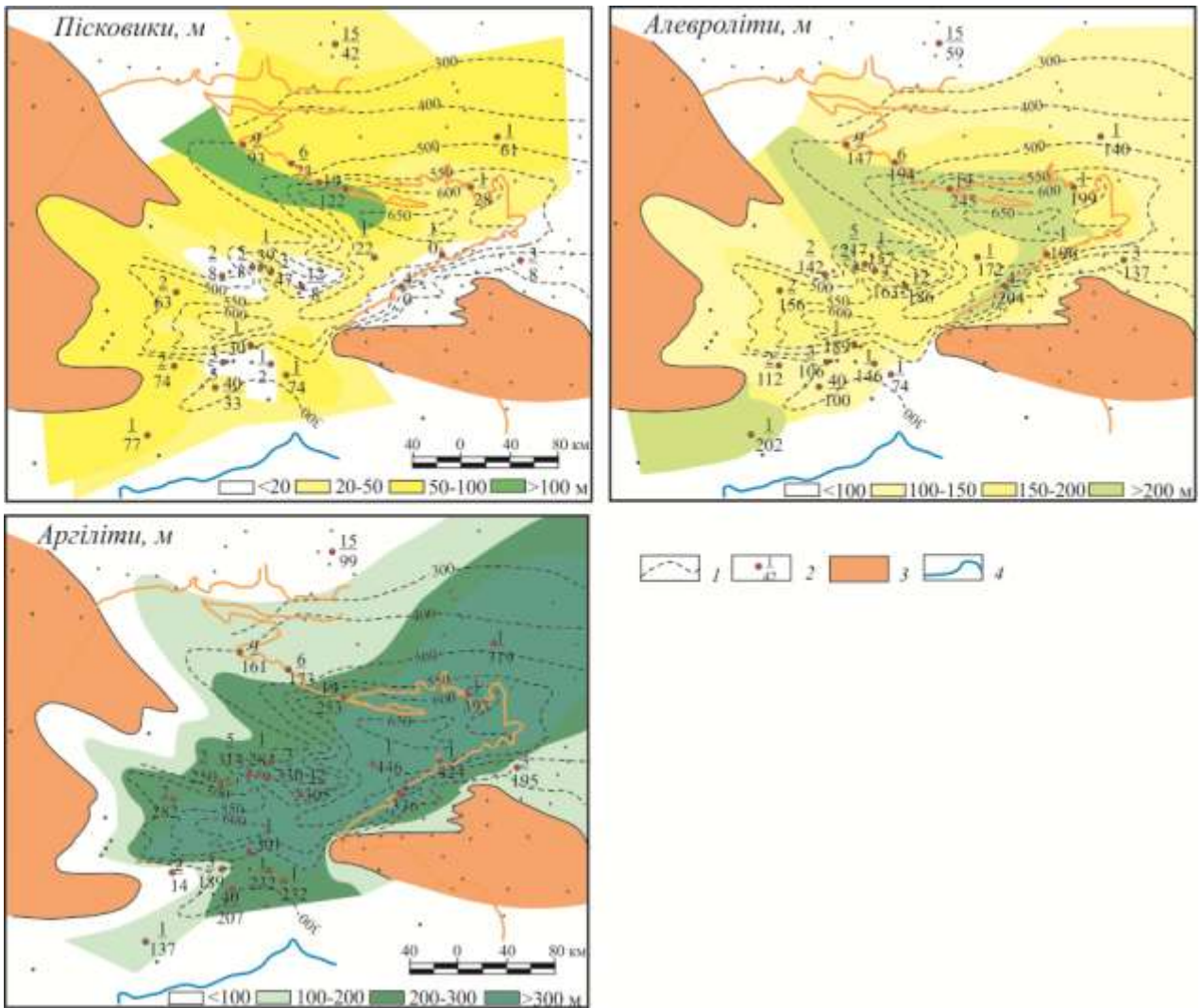


Рис. 4.3 Схеми літофацій середньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан, 2009) (топооснова за даними «ВО Кримгеологія»)

1 – ізопахіти середньомайкопської товщі. 2 – свердловина та сумарна потужність пісковиків, алевролітів чи аргілітів. 3 – відсутність відкладів. 4 – сучасна брівка шельфу.

Деякі інші риси має характер поширення алевролітів. В першу чергу це пов'язане з ширшим їх розвитком, що проявляється і в підвищених сумарних потужностях, які досягають 200–350 м (див. рис. 4.3). По-друге, дані утворення формують практично єдиний ареал, який охоплює осьові зони Михайлівської та Таврійської западин – депоцентри седиментаційного басейну.

**Мінералого–петрографічна характеристика.** У розрізі середнього майкопу домінують слабокарбонатні *аргіліти*. Породи зеленкувато-бурого або темно-сірого до чорного кольору, з алеврито-пелітовою структурою, масивною,

лінзоподібно-шаруватою текстурою (рис. 4.4; 4.5) за рахунок нерівномірного розподілу уламкового матеріалу (лінзи та прошарки до 2–3 мм алевриту), породи місцями сильно перем'яті.



Рис. 4.4 Аргіліт з гніздоподібними (лінзоподібними) скупченнями алевритового матеріалу (до 12 %) (св. Голіцина-1, інт. 585–590 м, ніколі X)

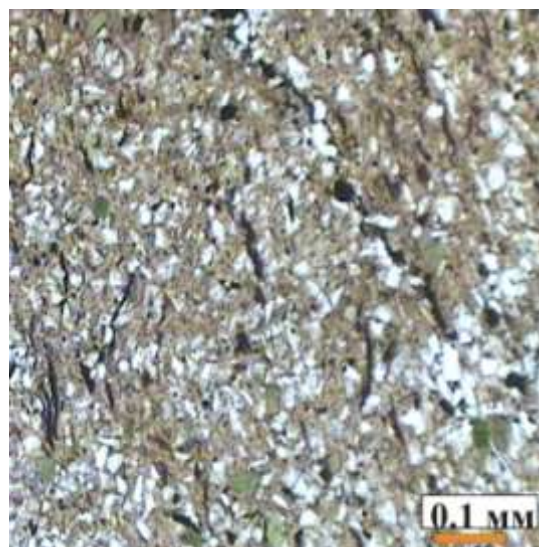


Рис. 4.5 Аргіліт алевритистий з фрагментами вуглефікованого рослинного детриту (св. Голіцина-25, інт. 704–714 м, ніколі II)

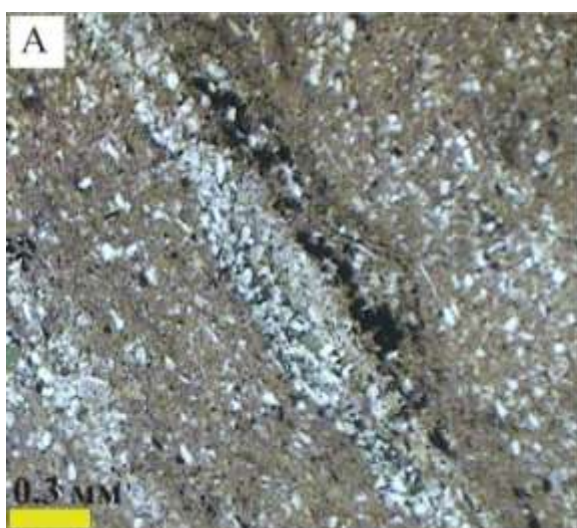


Рис. 4.6 Аргіліт. Лінза алевриту з прожилком піриту (А); стяжіння піриту (Б). (св. Голіцина-1, інт. 620–625 м. Ніколі II)

Основна маса порід тонкодисперсна гідрослюдистого складу (рис. 4.7, 4.8) з домішкою пелітоморфного карбонату.

Кластичний матеріал (5–25 до 35–40 %) представлений кутастими та напівобкатаними іноді тріщинуватими зернами кварцу (0,04–0,1 рідко до 0,5x0,2 мм). У підпорядкованій кількості відмічені польові шпати (плагіоклаз, мікроклін), луски мусковіту, хлорит, уламки кременистих та ефузивних порід.

У породах постійно у кількості 4–10 % відмічається глауконіт, світло-зелені овальні стяжіння якого розміром 0,12–0,5 мм рівномірно розподілені по породі. Зрідка спостерігаються порожнини, виповнені жовтими фосфатами та поодинокі дрібні зерна сидериту. Прошарками вміст останнього зростає до 10–15 %. Акцесорні мінерали – епідот, цоїзит, циркон, турмалін, рутил гранат та лейкоксен. З рудних – у вигляді тонкодисперсних зерен та лінзовидних скупчень (1,2x0,12 мм) присутній пірит (до 10 %) (рис. 4.6).

Зрідка спостерігаються фрагменти черепашок форамініфер, порожнини яких виповнені кальцитом. Практично повсюдно наявні рештки вуглефікованого рослинного детриту (див. рис. 4.5).

*Алевроліти піскуваті та пісковики* у вивчених розрізах простежується переважно в вигляді прошарків потужністю 0,3–1 м серед глинистих нашарувань. Породи зеленкувато-сірого, світло-сірого кольору, псамо-алевритової структури, масивної, лінзоподібно-шаруватої, рідше горизонтально шаруватої текстури, за рахунок нерівномірного розподілу псамітового та глинистого матеріалу.

Кластичний матеріал (70–75 %) порівняно добре відсортований та більш-менш рівномірно розподілений, алевритові зерна кутастої та необкатаної форми, а псамітові – кутасто-обкатані, інколи зі звивистими (бухтоподібними) контурами.

Представлений він зернами кварцу, в підпорядкованих кількостях відмічаються таблички польових шпатів, луски мусковіту, рідко спостерігаються уламки кременистих порід. Зерна кварцу переважно безколірні





м; Б – аргіліт. св. Кримська-3, інт. 801–911 м; В – глина. св. Сельського-40, інт. 1056–1060 м; Г – глина. св. Одеська-4, інт. 766–773 м; Д – глина. св. Архангельського-11, інт. 879–889 м

Ізометричні зерна глауконіту (4–5 %) розподілені у породах рівномірно. Рудні мінерали представлені ільменітом, неправильної форми зернами лейкоксену та піритом, який простежується у вигляді окремих зерен та їх скупчень.

Цемент (до 25–30 %) глинистий, гідрослюдистого (рис. 4.8; 4.11; таб. 4.2), іноді карбонатно-гідрослюдистого складу. Тип цементу поровий, ділянками контактний.

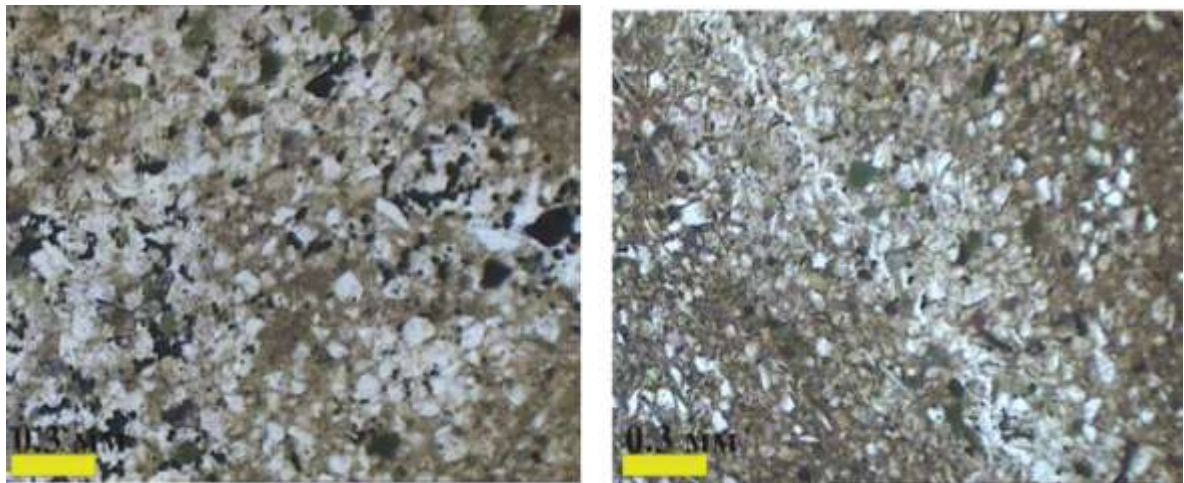


Рис. 4.8 Алевроліт (з включеннями глауконіту та бітумів).

Св. Голіцина-1. Інт. 590–594 м. Ніколі Х.

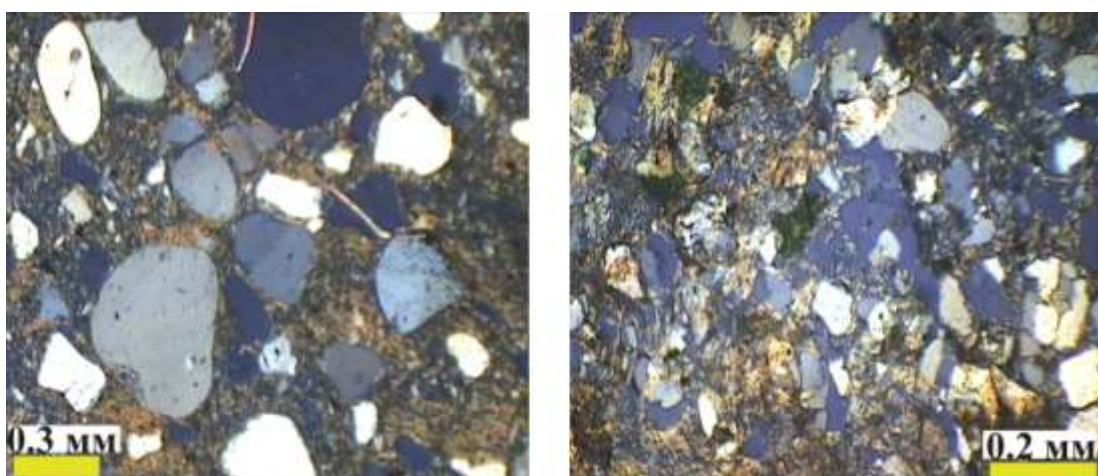


Рис. 4.9 Пісковик алевритистий з тонкими мікротріщинами та навколозерновими каналами

св. Голіцина-2. Інт. 485–494 м. Ніколі Х

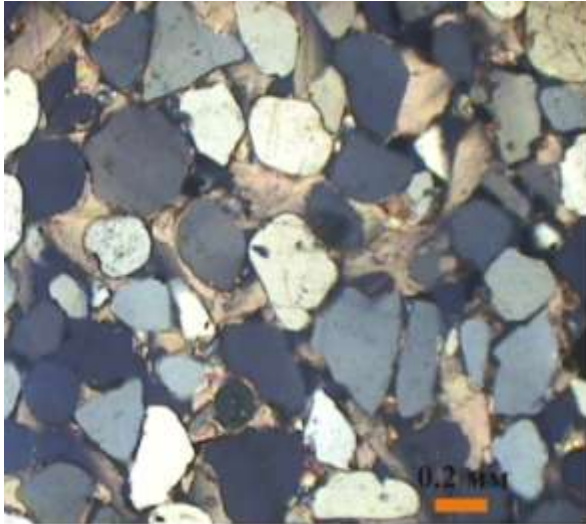


Рис. 4.10 Пісковик з пойкилітовим кальцитовим цементом. св. Таврійська-9. інт. 750–751 м. Ніколі Х.

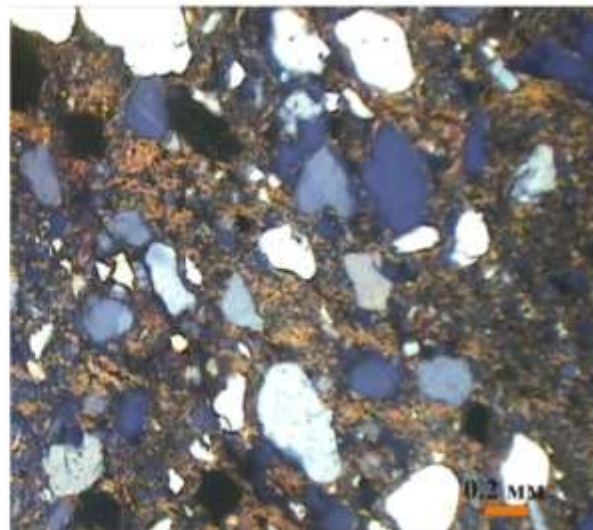


Рис. 4.11 Аргіліт алеврито-псамітовий. Св. Шмідта-25. інт. 654–661 м. Ніколі Х

Таблиця 4.2

Хімічний склад порід середньомайкопської товщі св. Голіцина-1

Порода	Глибина, м	SiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	CaO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
алевроліт	561–569	55,6	3,71	4,41	1,85	2,58	1,75	0,85	16,44
глина	561–569	53,2	7,17	0,71	1,05	2,37	1,78	0,6	16,08
глина	580–585	69,5	3	1,52	1,23	2,34	1,95	0,85	12,05
алевроліт	585–590	64,58	3,4	2,39	1,6	2,58	1,75	0,85	13,58
алевроліт	585–590	65,18	2,96	2,44	1,48	2,4	2,09	0,85	13,78
глина	590–594	71	3,03	2,03	1,23	2,34	1,88	0,85	10,53
глина	590–594	66,11	3,17	2,25	1,6	2,65	2,02	0,69	12,81
глина	600–609	60,53	4,18	3,99	1,97	2,58	1,75	0,85	13,13
алевроліт	614–620	63,34	3,14	2,46	1,6	2,65	2,02	0,85	14,42
глина	625–630	62,84	3,87	2,32	1,72	2,65	1,88	0,69	14,3
глина	630–635	66,32	5,18	0,89	3,4	2,5	1,67	2,56	9,61
глина	630–635	62,38	4,09	2,12	1,72	2,58	1,68	0,85	14,3

У розрізах часто спостерігаються породи змішаного типу – аргіліти алеврито-псамітові або псамо-алевролітові. Вміст кластичних зерен в основній глинистій (гідрослюдистій) масі варіює від 4 до 40 % (у середньому 25–30 %). Розміри зерен змінюються від 0,02 до 0,4 мм при домінуванні двох фракцій: близько 0,08 та 0,2 мм.

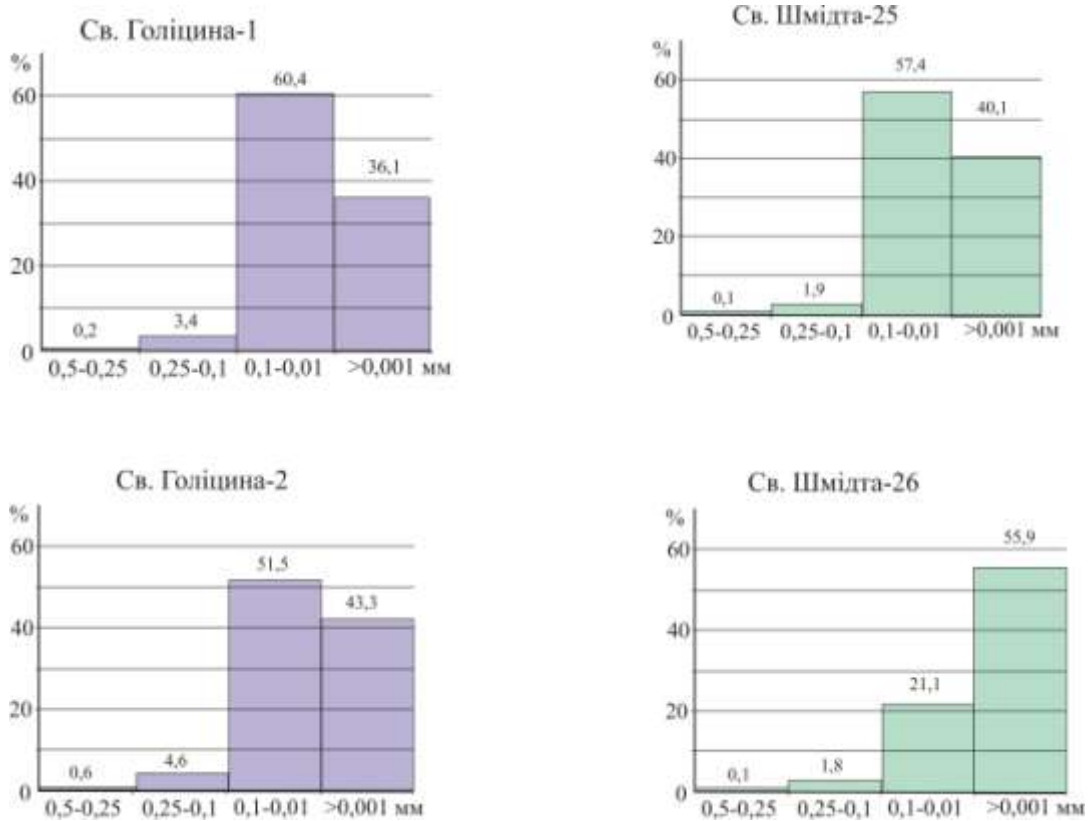


Рис. 4.12 Усереднений гранулометричний склад піщано-алевролітових порід середньомайкопських відкладів (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан, 2009) (за даними «ВО Кримгеологія»)

(св. Голіцина-1 інт. 590–594 м; св. Голіцина-2 інт. 485–494 м; св. Шмідта-25, інт. 654–661 м; св. Шмідта-26 інт. 660–670 м)

Лише у поодиноких випадках досліджені псамітові породи (див. рис. 4.12), представлені кварцовими різнозернистими пісковиками. Розміри переважно добре обкатаних зерен становлять 0,12–0,6 мм при домінуванні фракції близько 0,25 мм. У породах розвинений базальний пойкилітовий карбонатний (18–23 %) та місцями ізотропний кременистий (до 10 %) цемент.

## 4.2 Верхній майкоп

**Літофації та типи розрізів.** Відклади верхнього майкопу Причорноморського басейну пов'язані поступовими переходами з теригенними глинистими утвореннями середнього майкопу та перекриваються з стратиграфічною незгідністю карбонатними породами тортону. Характер



варіацій потужностей відкладів верхнього майкопу виявляє значні відміни від нижньо- (Гнідець, 2009(2)) та середньомайкопських (рис. 4.13).

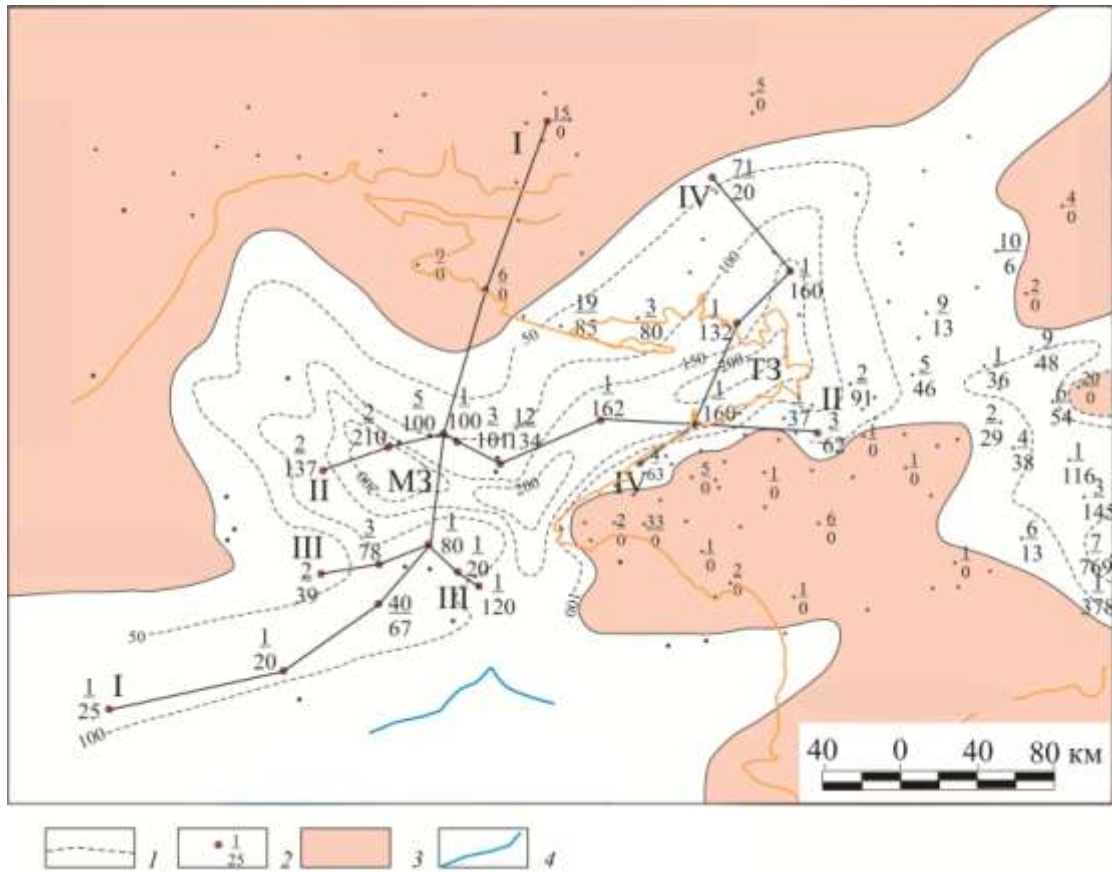


Рис. 4.13 Карти потужностей верхньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2012) (топооснова за даними «ВО Кримгеологія»)

1 – ізопахіти; 2 – свердловини та потужність товщі; 3 – суша; 4 – сучасна брівка шельфу, Депоцентри: МЗ – Михайлівська, ТЗ – Таврійська.

В межах прогину намічаються два депоцентри (Михайлівський та Таврійський) з максимальними потужностями верхньомайкопської товщі, які перевищують 200 м (рис. 4.14).

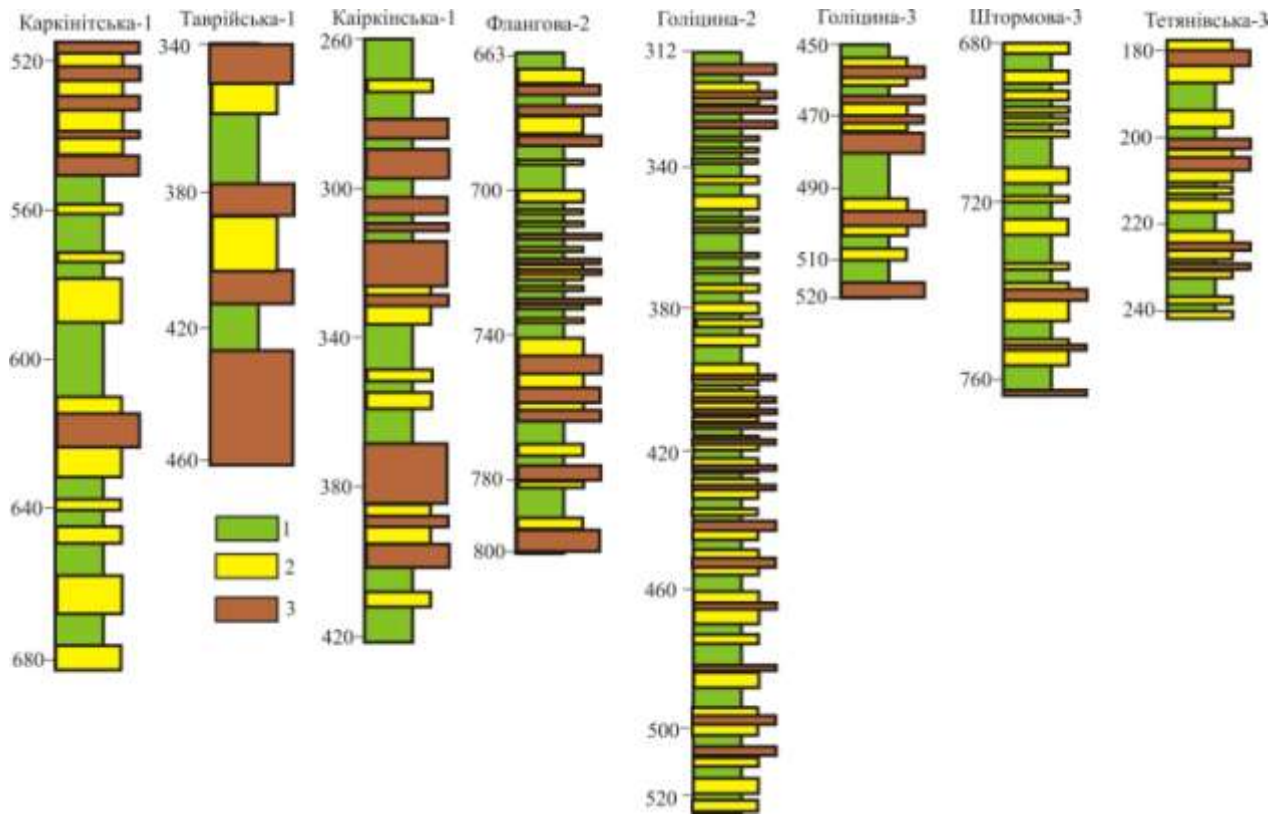


Рис. 4.14 Літологічні розрізи верхньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2012). 1 – аргіліти, 2 – алевроліти, 3 – пісковики

Зазначене вище зменшення (порівняно з середньомайкопськими) ареалу поширення верхньомайкопських нашарувань регіону підкреслюється і зміною характеру просторового поширення піщаних та алевролітових утворень.

Сумарна потужність псамітів в розрізі товщі коливається від 4 до 54 м (4–41 %) (Таб. 4.3). При цьому локалізовано два сильно видовжені субширотного простягання ареали.

Таблиця 4.3

Потужності і процентний вміст пісковиків та алевролітів у розрізі верхнього майкопу Причорноморського мегапрогину

№ пп	Площа, свердловина	Загальна потужність (м)	пісковики		алевроліти	
			Потужність (м)	Проценти	Потужність (м)	Проценти
1	Каркінітська-1	162	31	18	58	30

2	Голіцина-1	100	13	13	40	40
3	Голіцина-2	210	28	13	79	37
4	Голіцина-3	101	19	20	17	18
5	Голіцина-5	100	4	4	32	32
6	Тетянівська-3	62	11	17	23	35
7	Штормова-3	78	4	5	28	35
8	Шмідта-12	134	15	11	61	46
9	Олімпійська-400	25	7	28	10	40
10	Флангова-2	137	31	22	43	31
11	Каїркінська-1	160	58	36	26	16
12	Гамбурцева-2	39	0	0	22	56
13	Борисівська-1	160	35	21	25	15
14	Архангельського-1	80	7	8	23	28
15	Таврійська-1	132	54	41	24	18
16	Десантна-1	20	6	30	5	28
17	Центральна-1	120	16	13	44	36
18	Міжводненська-4	63	18	28	29	46
19	Сельського-40	67	9	15	22	34

На відміну від пісковиків, алевроліти мають практично регіональне поширення, а їх сумарна потужність становить 5–79 м або 15–46 % розрізу. Значне зменшення розвитку алевролітів відмічається в склепінних зонах та на схилах конседиментаційних піднять.

**Мінерало–петрографічна характеристика.** За літологічним складом розріз верхньомайкопської літолого-фаціальній товщі подібний до нижньо-середньомайкопського. Його основу складають глинисті різновиди, які різняться за вмістом алеврито-псамітового та карбонатного компонентів. В нижніх та верхніх частинах розрізу простежуються горизонти алевролітових та піщаних різновидів, роль яких зростає при наближенні до джерел зносу уламкового матеріалу або в межах певних морфологічних форм (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2012).

Мінерало-петрографічні особливості порід верхньомайкопської товщі регіону вивчені в межах північно-східних (Північне Причорномор'я) та центральних районів регіону (структури Голіцина, Іллічівська).

*Аргіліти (глини)* в розрізі товщі формують як малопотужні (0,2–0,3 м) прошарки, так і монолітні пачки потужністю понад 10 м. Породи темно-сірого

та сірого кольору з зеленкуватим відтінком, алевритисті, слабо- (до 9 %) або невапнисті з плямистою, шаруватою або масивною мікротекстурою, зумовленою нерівномірним розподілом кластичного матеріалу (рис. 4.16, 4.17).

Уламковий матеріал, вміст якого в породах варіює від перших процентів до 50 %, алеврито-псамітової розмірності (від 0,04 до 0,5 мм), розподілений дуже нерівномірно в вигляді прошарків, безформних скупчень, лінз. Представлений він переважно обкатаними та необкатаними зернами кварцу, поодинокими зернами польових шпатів та лусок мусковіту. Доволі характерна наявність світло-зелених розтрісканих стяжінь глауконіту (до 10 %), розміром від 0,1 до 0,5 мм (рис. 4.18). Також відмічаються поодинокі стяжіння піриту (рис. 4.20).

*Пісковики та алевроліти* характерний літотип розрізу верхньомайкопської товщі північних теренів регіону. Макроскопічно породи зеленкувато-сірого та сірого, прошарками темно-сірого та чорного кольору, місцями сильно глинисті, переважно дрібнозернисті, рідше середньо-крупнозернисті, некарбонатні, олігоміктового складу. Текстура масивна, структура лінзоподібно-плямувата, лінзоподібна, зумовлена нерівномірним розподілом глинистого матеріалу (рис. 4.20, 4.21).

Кластичний матеріал (60–75 %) розміром 0,1–0,6 мм рідко 1,0 мм, обкатаний та напівобкатаний, розподілений нерівномірно. Представлений він зернами кварцу (понад 80 %), поодинокими зернами калієвих польових шпатів (до 15 %), уламками кременистих порід, слюдистих та слюдисто-хлоритових сланців, лусками слюд (мусковіт, рідко біотит).

Зерна аутигенного глауконіту (близько 10 %) (див. рис. 4.21) світло-зеленого кольору, розміром 0,1–0,5 мм, лапатої ізометричної форми часто тріщинуваті.

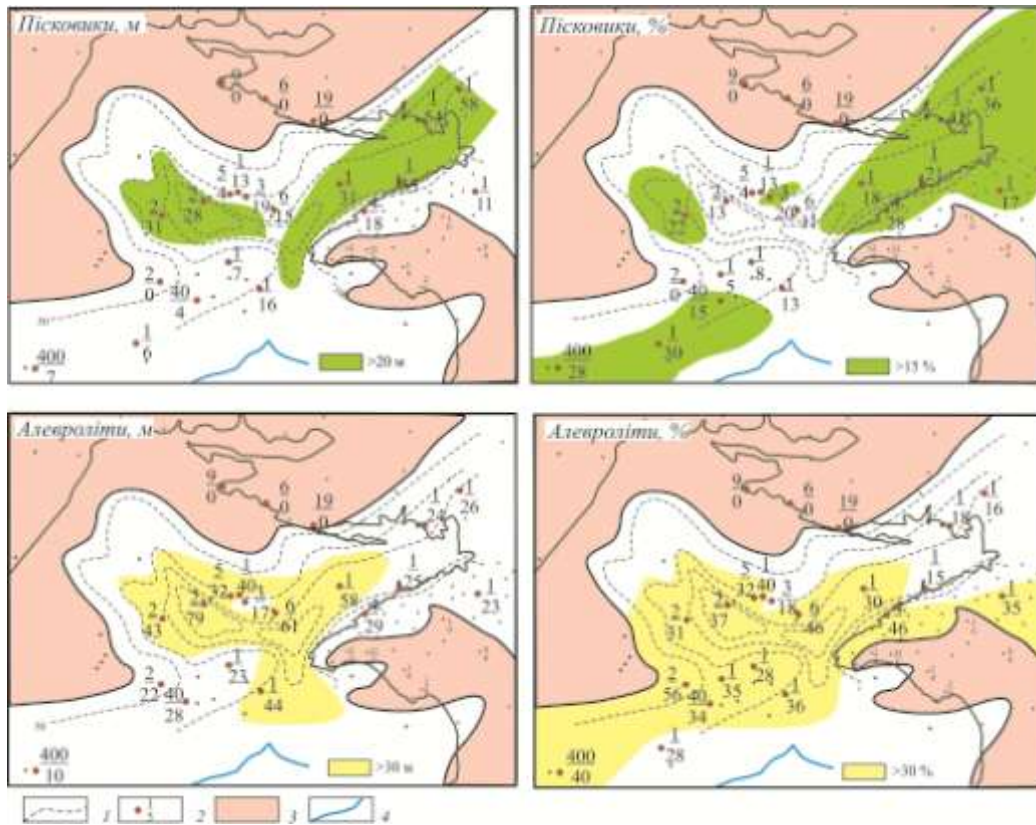


Рис. 4.15 Карти літофацій верхньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2012) (топооснова за даними «ВО Кримгеологія»)

1 – ізопахіти середньомайкопської товщі. 2 – свердловина та сумарна потужність пісковиків чи алевролітів. 3 – відсутність відкладів. 4 – сучасна брівка шельфу.

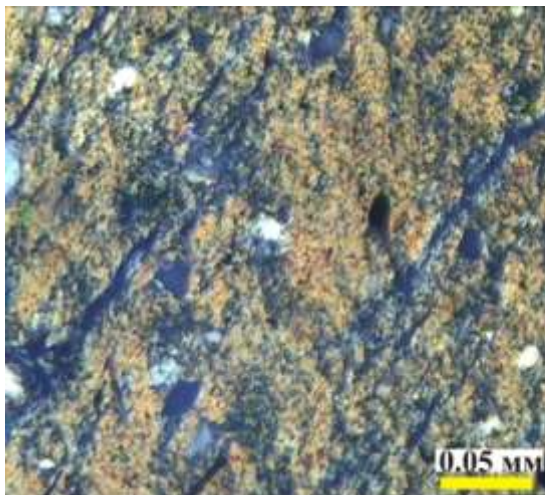


Рис. 4.16 Аргіліт алевритистий з оптично орієнтованою мікротекстурою та з серією мікротріщин. св. Голіцина-6. інт. 420–427 м. Ніколі Х

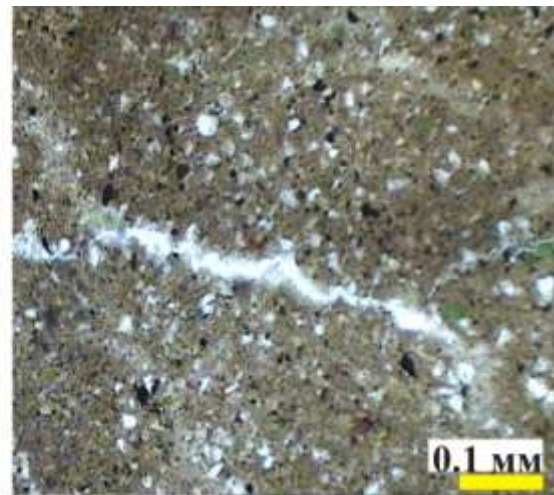


Рис. 4.17 Аргіліт алевритистий з розсіяною піритизацією. св. Голіцина-2. інт. 458–463 м. Ніколі П.





Рис. 4.18 Аргіліт піскувато-алевритовий з глауконітом. св. Голіцина-2. інт. 494–503 м. Ніколі Х

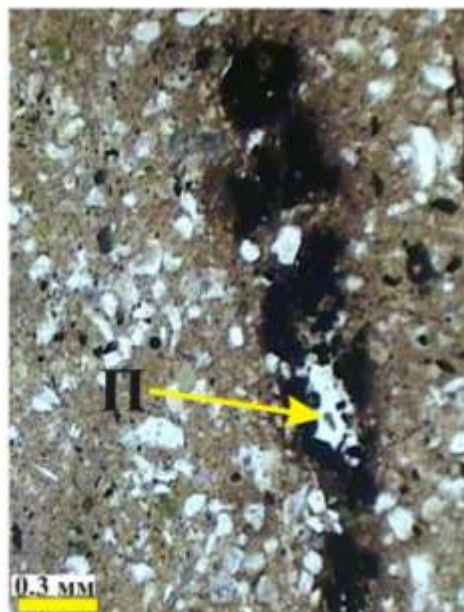


Рис. 4.19 Аргіліт алевритистий з зоною піритизації, всередині якої є порожнини (П). св. Голіцина-2. інт. 463–471 м. Ніколі П.

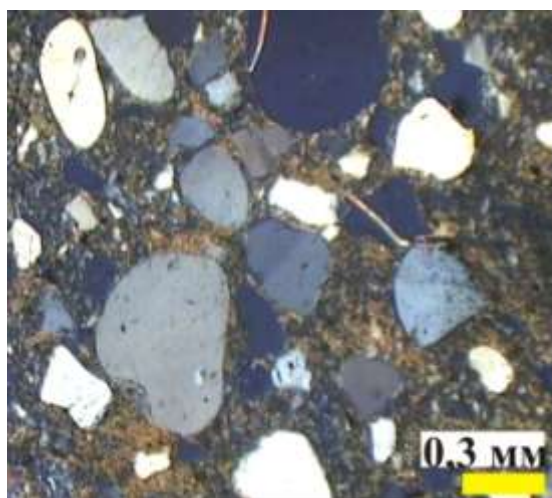


Рис. 4.20 Пісковик алевритистий з глинистим цементом базального типу. св. Голіцина-2. інт. 485–494 м. Ніколі Х.

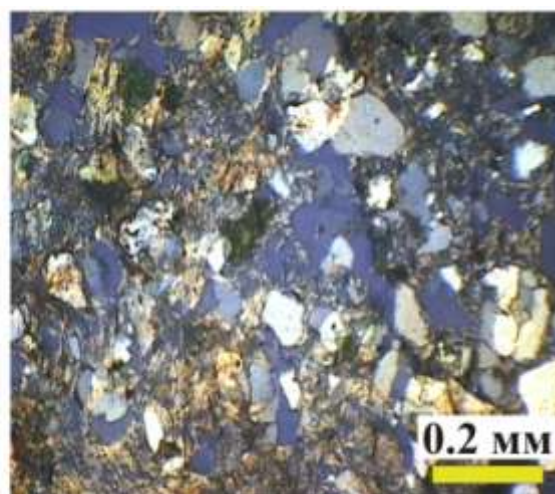


Рис. 4.21 Пісковик алевритистий з тонкими мікротріщинами св. Голіцина-2. інт. 485–494 м. Ніколі Х.

Характерна доволі значна домішка акцесорних мінералів, серед яких визначені зерна турмаліну, гранату, епідоту, сфену, ставроліту та інші.

Рудні мінерали представлені піритом (поодинокі дрібні кристали, та їх скупчення), гематитом. Відмічені зерна лейкоксену та фосфатних мінералів.

Цемент (35–40 %) гідрослюдистого та хлорит-гідрослюдистого складу з незначною домішкою карбонатного матеріалу (сидериту), базального та контактово-порового типу.

За характером співвідношення аргілітів, алевролітів і пісковиків типізовано розрізи відкладів середнього та верхнього майкопу. *Середній майкоп*: Тендрівський тип розрізу характеризується наявністю у верхній та середній частинах потужних (до 10 - 15 м) горизонтів пісковиків та алевролітів; Борисівський – є істотно глинистим з рівномірним розвитком окремих шарів (до 1 м) алевролітів; Гамбурцівський – відрізняється наявністю у нижній частині шарів пісковиків (до 2 м); Центральний – характеризується рівномірним поширенням у розрізі пластів алевролітів та пісковиків потужністю 1,5-2 м. *Верхній майкоп*: Голіцинський тип розрізу характеризується рівномірним чергуванням тонких (до 3–5 м) шарів цих порід; Фланговий – відрізняється розвитком у нижній та верхній частинах потужніших (до 7–9 м) горизонтів пісковиків та алевролітів; Тетянівський тип за літологічною структурою подібний до Голіцинського, але його потужність не перевищує 70 м; для Каїркінського – притаманні потужні (до 20–30 м) алевролітові та піщано-алевролітові пачки. Встановлені особливості літолого-фаціальної зональності відкладів. Для *середнього майкопу* локалізовано п'ять ареалів максимального розвитку пісковиків: Тендрівський, Шмідтівський (ізоліти пісковиків понад 100 м), Фланговий, Центральний та Десантний (ізоліти 50-100 м). Поле максимального поширення алевролітів (ізоліти 200-350 м) тяжіє до центральної частини седиментаційного басейну (Михайлівський та Таврійський депоцентри). Для *середнього майкопу* на фоні зменшення площі розвитку відкладів цього віку спостерігається різниця просторового поширення пісковиків та алевролітів. Локалізовано два ареали підвищеної піскуватості: Фланговий та Каркінітсько-Каїркінський (ізоліти 50-60 м), натомість, алевроліти характеризуються регіональним поширенням.

## РОЗДІЛ 5

### ЛІТМОЛОГІЧНА БУДОВА СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОМАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ

Вивчення характеру послідовностей нашарування осадових тіл є важливим фактором не тільки при літостратиграфічному розчленуванні товщ, але й при фаціальному аналізі окремих циклічних одиниць. Оскільки початок трансгресії чи регресії майже синхронно проявляється у різних ділянках басейну седиментації, тому границі регіональних ритмічних серій вважають ізохронними. Особливості нашарування та наявність регіональних верств, несуть чітку генетичну інформацію та слугують важливим підґрунтям для седиментологічних реконструкцій.

#### 5.1 Середній майкоп

Літмологічний аналіз, базується на виділенні в розрізах літмітів – осадових тіл надпорідного рівня, які, згідно (Григорчук. 2009(1), Карогодін, 1980), представляють собою асоціації породних тіл (шарів). Літміти виділялися шляхом визначення вмісту основних літотипів (пісковик, алевроліт, аргіліт) у розрізі з кроком 20 м (рис. 5.1 а, б). При побудовах використовували класифікаційну літмологічну трикутну діаграму (рис. 5.1 в).

Літмологічні перетини демонструють принципові особливості структури відкладів середнього майкопу Причорноморського мегапрогину та суміжного суходолу (рис. 5.2).

Найбільшого просторового поширення в регіоні набувають глинисті ліміти (поля VI та VII, від 0 до 76 % в середньому 48 %).

Широкий, практично наскрізний розвиток піщано-алевролітових літмітів простежений в південно-західній частині регіону (площі Олімпійська, Десантна, Гамбурцева). Тут, за потужності середньомайкопської товщі 40–200 м в її розрізі домінують утворення змішаного (III, до 100 %) та піщаного (II, до 61 %) класифікаційних полів.



Піщано-алевролітові літміти широко розвинені і на півночі регіону (Таврійська, Херсонська площі), де потужність середньомайкопської товщі варіює від 60 до 450 м. Тут виділяються літміти усіх шести класифікаційних полів, але при цьому сумарний вміст піщано-алевролітових утворень (II, III, IV, Vполя) становить 45 - 65 %.

На решті території доля піщано-алевролітових літмітів в розрізі середньомайкопської товщі не перевищує 25 % (див. рис. 5.2).

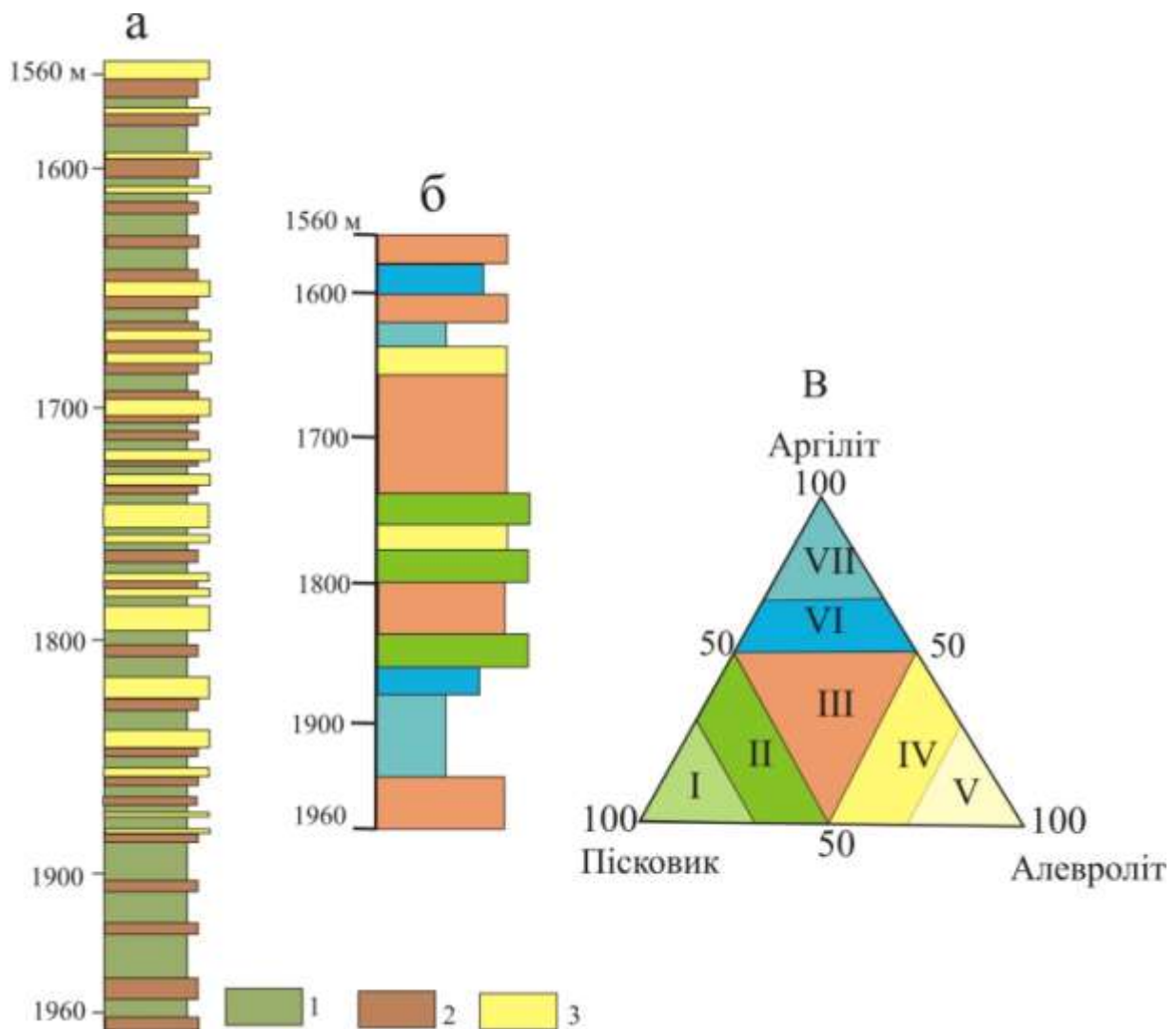


Рис. 5.1 Приклад літологічного (а) та літмологічного (б) розчленування майкопського розрізу та класифікаційна літмологічна трикутна діаграма (в) (Григорчук. 2009(1))

Св. Олімпійська-400. 1 – аргіліти; 2 – алевроліти; 3 – пісковики

Доволі виразно на перетинах простежуються три субрегіональні кластогенні пачки (Мс-I, Мс-II, Мс-III) (див. рис. 5.2).

Перша з них Мс-I (базальна), потужністю 20–80 м розвинена, в основному, у склепіннях та на схилах конседиментаційних піднять в північних, західних та східних районах регіону. На півдні та в осьових зонах депресій ці утворення не зафіксовані. Пачка Мс-I складена переважно літмітами змішаного (III) з локальним розвитком піщаного (II) чи алевролітового (IV) полів. Розріз характеризується тонким перешаруванням алевролітів (0,2–1,0 м) та аргілітів (0,5–4,0 м), іноді пісковиків (0,1–0,5 м) (рис. 5.3).

Друга пачка (Мс-II) тяжіє до середньої частини розрізу і простежується в межах практично усієї вивченої території. Потужність пачки становить 20–40 м, а формують її переважно утворення змішаного (III), місцями (у північних ділянках регіону) піщаного (II) та алевролітового (IV) полів. Літологічна структура на південному борті прогину характеризується перешаруванням пластів пісковиків (30 %, потужність 0,5–2 м) та алевролітів (55 %, потужність 1,0–5,0 м) з поодинокими прошарками аргілітів (15 %, потужністю до 1,5 м).

Третя пачка (Мс-III) доволі чітко проявляється лише у розрізах на схилі Української монокліналі, де її потужність перевищує 50 м. У південному напрямку (депоцентр седиментаційного басейну) вона різко виклинюється. Складена пачка кластогенними утвореннями змішаного (III), алевролітового (IV) та піщаного (II) полів. Розріз характеризується перешаруванням пісковиків (потужністю до 10 м) та алевролітів (0,5–15,0 м) з поодинокими прошарками аргілітів (1,0–3,0 м) (рис. 5.4).

## 5.2. Верхній майкоп

На основі аналізу особливостей літологічної структури верхньомайкопської товщі Північнокримського прогину встановлено домінування у її розрізі літмітів змішаного піщано-алевроліто-глинистого та глинистого класифікаційних полів.

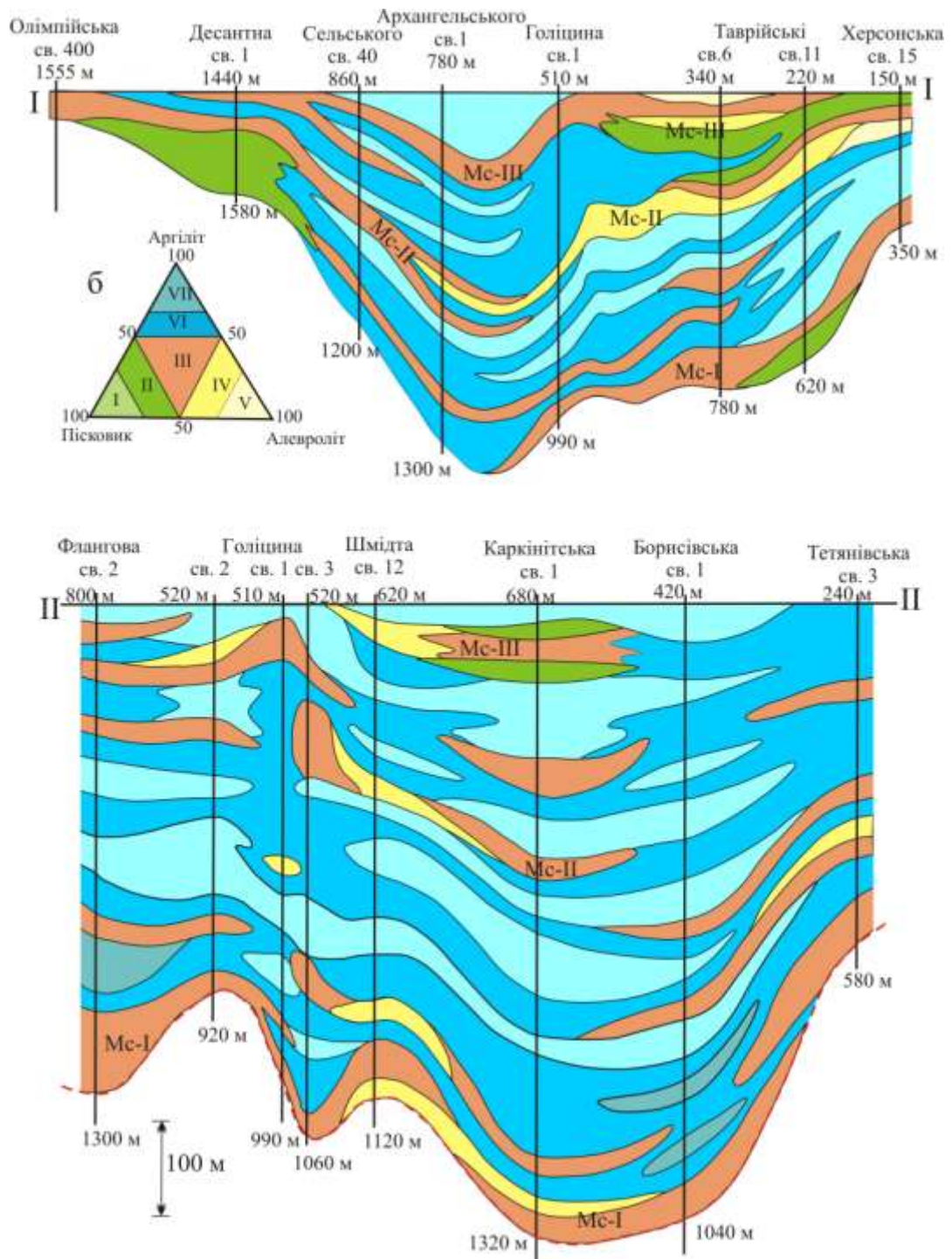


Рис. 5.2 Літнологічні перетини середньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2009). б-літнологічна класифікаційна трикутна діаграма

Положення перетинів див. рис. 4.1

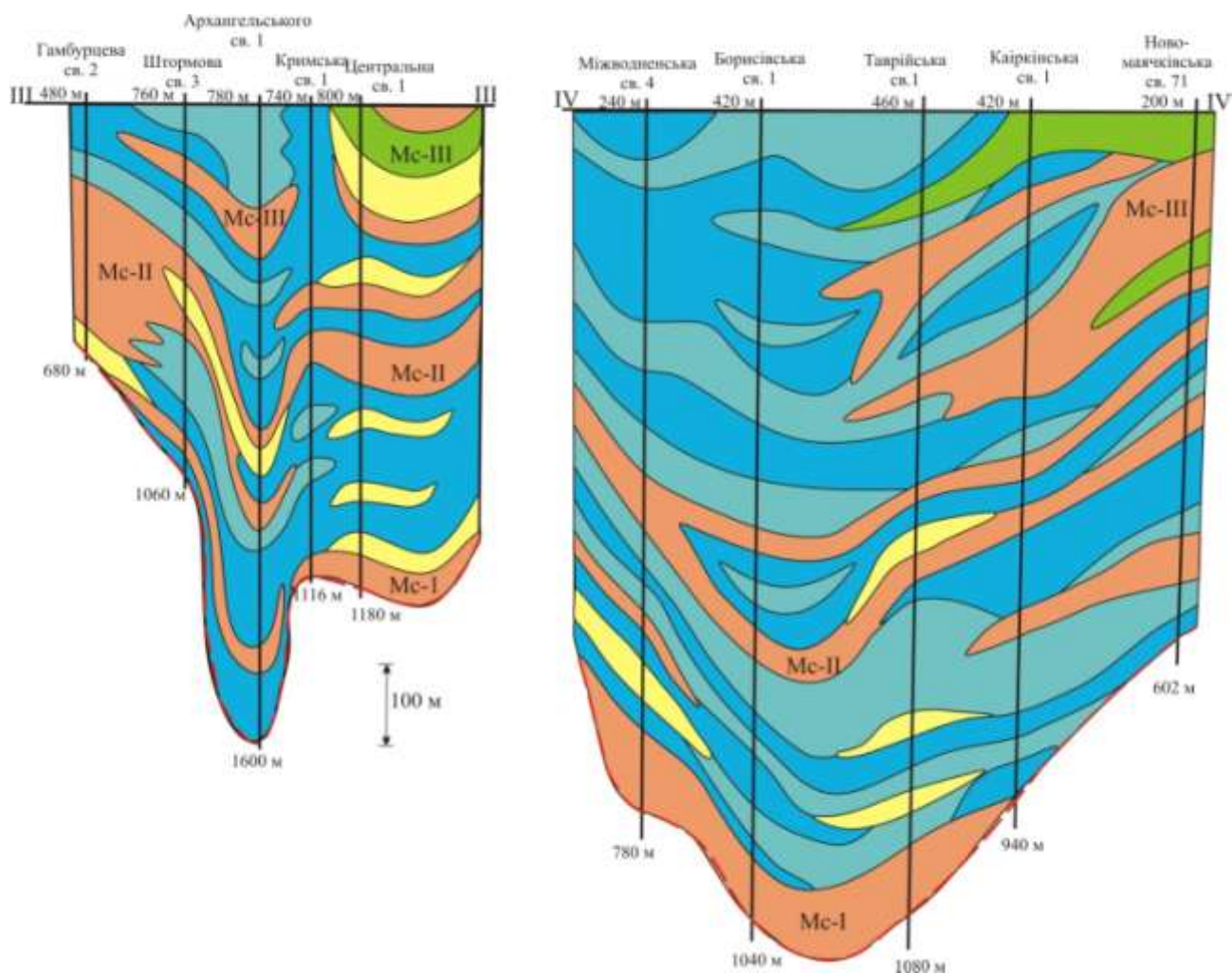


Рис. 5.2. (Продовження).

В той же час, кластогенні піщано-алевролітові літміти мають практично наскрізний розвиток в північно-східних (Таврійська, Ново-Маячкінська площі) та східних (Борисівська, Міжводненська площі) районах вивченого регіону. Тут при потужностях верхньомайкопської товщі від 20 до 160 м в її розрізі домінують літміти змішаного (поле III, до 60 %), піщаного (поле II, до 40 %) та алевролітового (поле IV, до 20 %) класифікаційних полів (рис. 5.5) (Гнідець, 2012).

Широкий розвиток кластогенних літмітів також зафіксований в межах північно-західних (північний борт Причорноморського мегапрогину, площі Голіцина, Шмідта, Каркінітська) ділянках регіону, де потужність товщі



перевищує 200 м, а поряд з піщано-алевролітовими літмітами розвинені і глинисті (поля VI, VII, до 30 %).

Слід зазначити характерне, практично регіональне, поширення піщано-алевролітових літмітів у припідшовній та припокрівельній частинах верхньомайкопської товщі. Останні формують малопотужні (до 20 м), але добре виражені в розрізі верстви літмітів алевролітового (поле IV) та піщаного (поле II) класифікаційних полів (Гнідець, 2012).

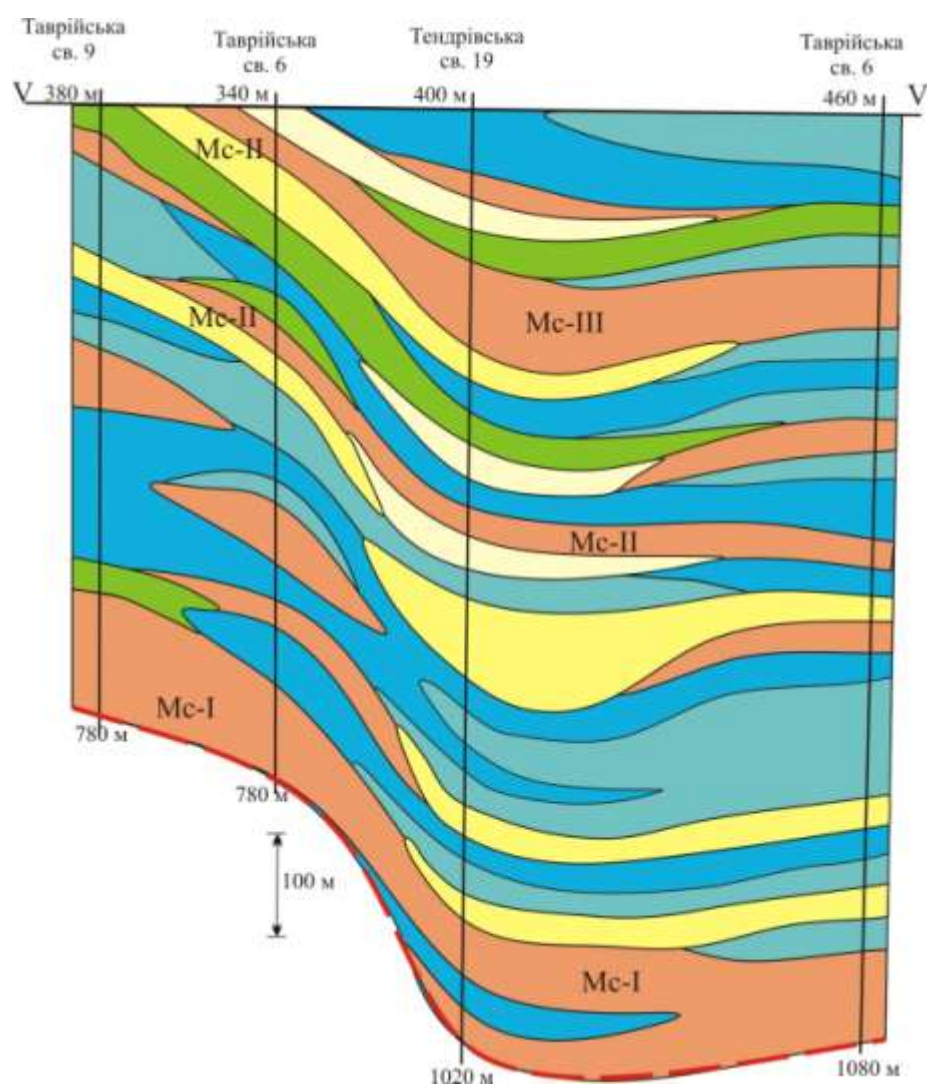


Рис. 5.2. (Продовження).

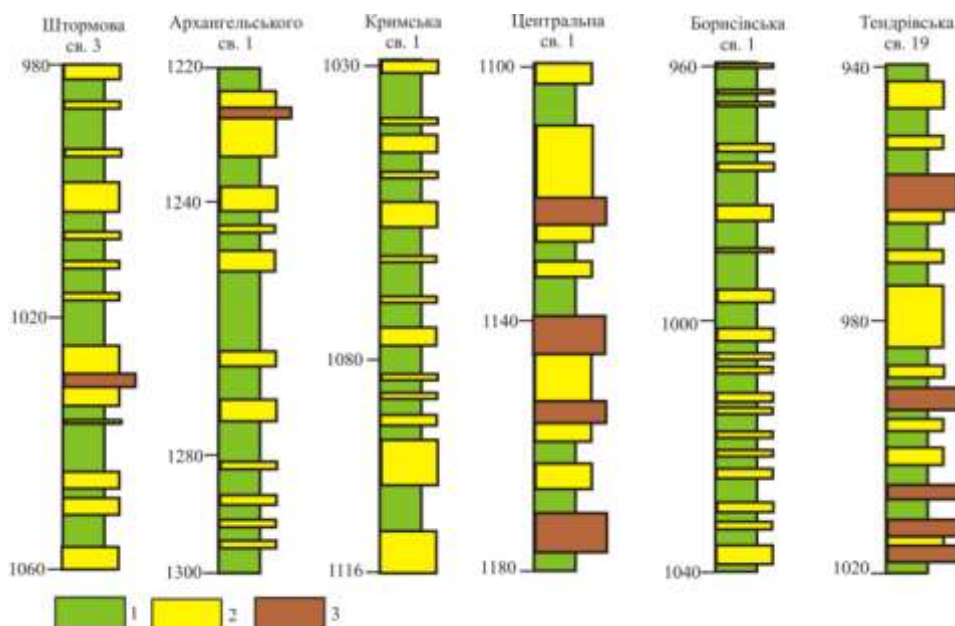


Рис. 5.3 Літологічні розрізи літмітів пачки Мс-I середньомайкопської товщі  
1 – аргіліти, 2 – алевроліти, 3 – пісковики.

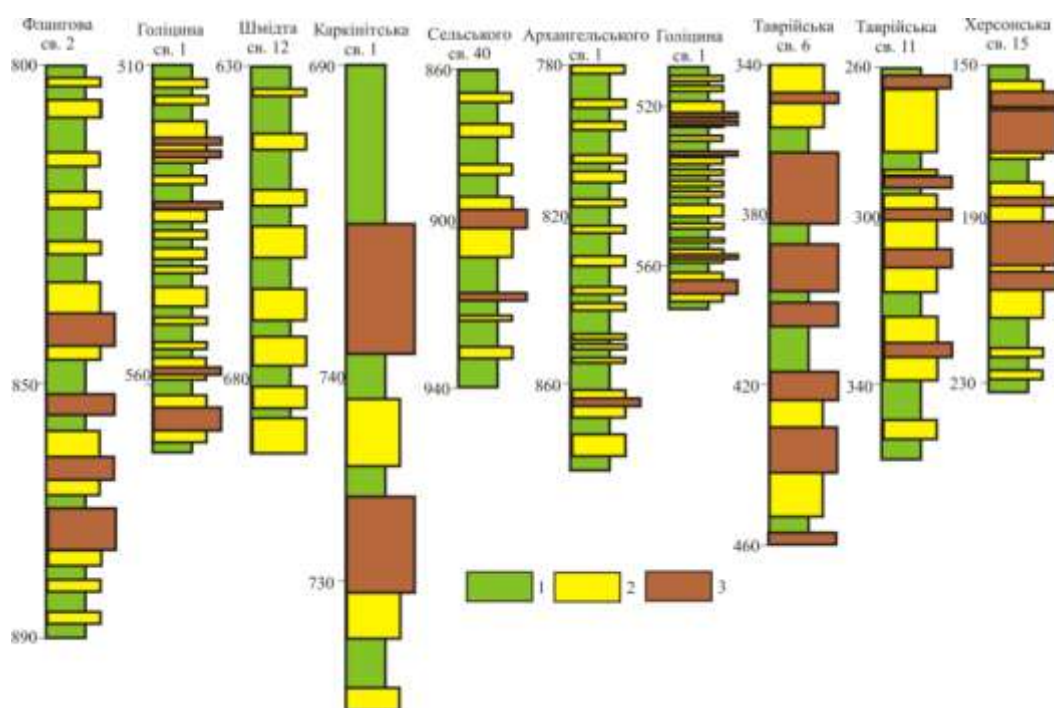


Рис. 5.4 Літологічні розрізи літмітів пачки Мс-III середньомайкопської товщі (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2009)  
1 – аргіліти, 2 – алевроліти, 3 – пісковики

Наскрізний розвиток літмітів глинистого типу в розрізі відмічається в південних районах регіону. Тут при потужності товщі близько 200 м понад 60 % її розрізу становлять глинисті літміти (VI та VII класифікаційні поля).

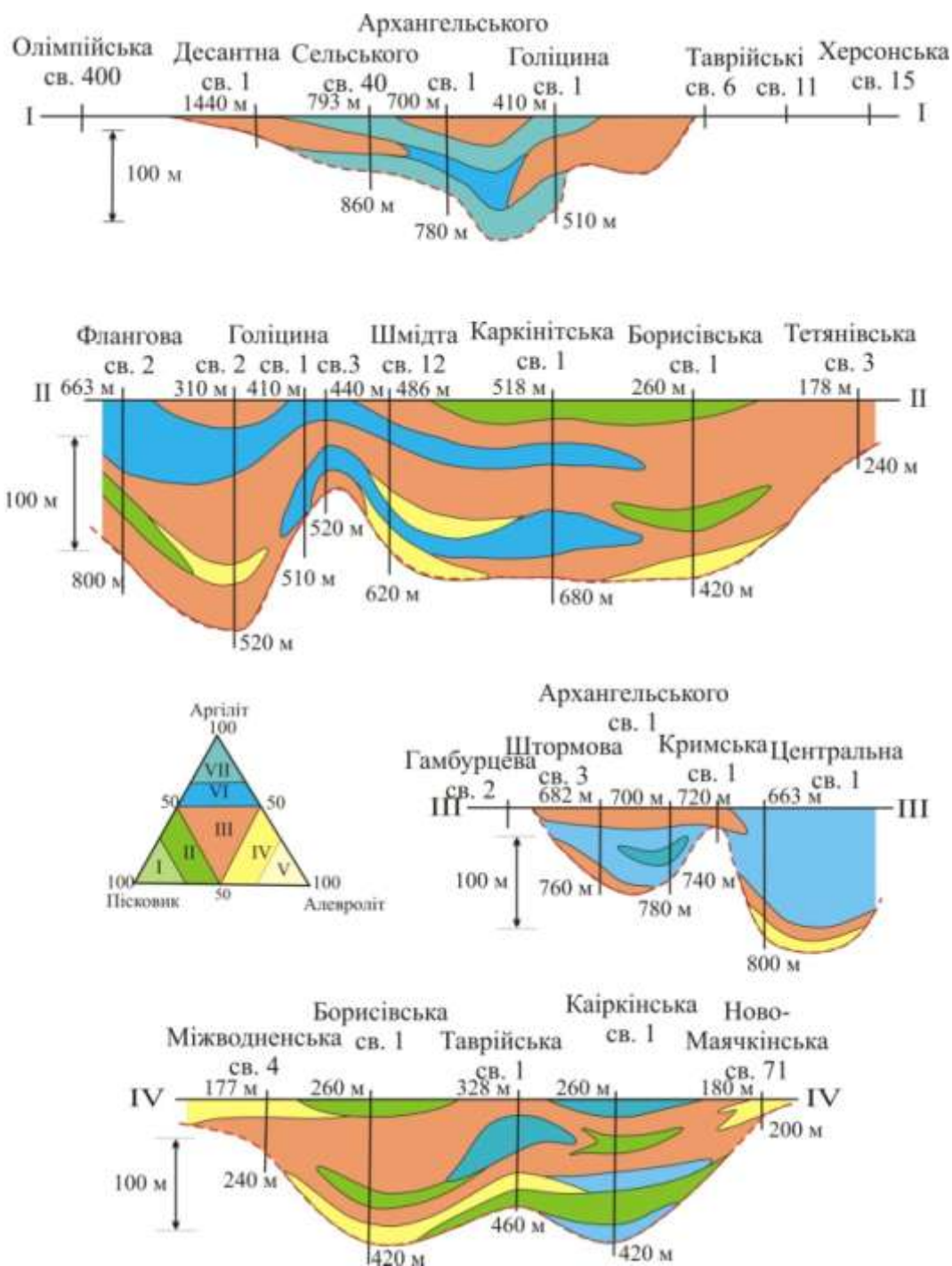


Рис. 5.5 Літмологічні перетини верхньомайкопської товщі та класифікаційна трикутна діаграма (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2009)

Просторове положення профілів див. рис. 4.14

На основі літмологічного аналізу встановлена ритмічна будова *середньо майкопської та верхньомайкопської товщі*. Виділено чотири субрегіональні кластогенні пачки (Mc-I, Mc-II, Mc-III, Mb-II), які розмежовані потужними глинистими нашаруваннями. Ці пачки у периферійних частинах басейну

складені піщаними та алевролітовими літмітами, які у напрямку депоцентру заміщуються літмітами змішаного типу. Циклічність розвитку кластогенних горизонтів добре корелюється з епізодами зниження рівня моря протягом олігоцен-міоценового часу. На початку пізнього майкопу певне зниження рівня водойми зумовило нагромадження переважно кластогенних літотипів (базальних верств). Подальші трансгресивні тенденції спричинили формування переважно пелагічних пелітових та алевро-пелітових мулів. Наприкінці пізньомайкопського часу знову проявився регресивний епізод з утворенням алевроліто-піщаних акумулятивних тіл.



## РОЗДІЛ 6

### ГЕОЛОГО-ПАЛЕООКЕАНОГРАФІЧНІ УМОВИ ПІЗНЬООЛІГОЦЕН- РАННЬОМІОЦЕНОВОГО ОСАДОНАГРОМАДЖЕННЯ.

Проведені мінералого-петрографічні дослідження майкопських нашарувань Причорноморського мегапрогину (розділ 4) показали, що для майкопських відкладів характерна сумісна наявність глауконіту, вуглефікованого рослинного детриту, сидериту, лейсти слюд, що вказує, згідно (Селли, 1989), на домінування дельтових обстановок седиментації; а наявність горизонтів з пелагічними фауністичними рештками – на змішаний – алювіально-дельтово-морський седиментогенез.

Характер просторового розподілу в межах регіону алеврито-псамітових утворень (розділ 5) та наявність у важкій фракції майкопських відкладів акцесорних мінералів (розділ 4): гранату, турмаліну, дістену, силіманіту, ставроліту, олівіну засвідчує, що основним джерелом теригенного скиду слугувала Фено-Сарматська денудаційна область.

Погоджуючись з думкою (Григорчук, 2009(1)), вважаємо, що нагромадження майкопських відкладів відбувалося за умов періодичного впливу алювіальних та морських чинників. Так, на регресивних етапах розвитку басейну формувалися алювіально-дельтові осадові комплекси, які під час трансгресії в тій чи іншій мірі руйнувалися з перерозподілом теригенного матеріалу у водоймі під впливом хвиль, донних та приберегових течій.

Фаціальна діагностика теригенних акумулятивних тіл проводилася за результатами ГДС, з методичними підходами (Муромцев, 1983; Porębski, 1999). Втім, як було справедливо зазначено (Григорчук, 2009(1)), комбінований характер осадонагромадження спричиняв складну природу цих осадових тіл, а наявність "генетично чистих" утворень мабуть є винятком.

Проведений автором відповідний аналіз середньо-пізньомайкопських відкладів показав домінування в їх структурі утворень шельфових рівнин з

локальним розвитком таких фаціальних відмін як русло, гирловий бар, бар'єрний острів, вздовжбереговий бар та конус виносу (рис. 6.1).

Кожний з цих генетичних типів характеризується певними літологічними особливостями будови розрізів. Так, відклади шельфових рівнин з пасивною гідродинамікою (св. Херсонська-15) складені перешаруванням пачок аргілітів (0,1–3,0 м) та алевролітів (0,1–0,5 м), при переважанні перших (в середньому 66 %). Відповідно, літологічна структура розрізів представлена літмітами глинистого класу (поля VI та VII). Натомість, утворення шельфових рівнин з активною гідродинамікою (св. Голіцина-3) представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків, що у літологічній структурі відповідають більше літмітам змішаного типу (поле III).

Акумулятивні тіла вздовжберегових барів св. Шмідта-12 (див. рис. 6.1), потужність яких становить переважно 20 – 40 м (локально до 200 м) складені перешаруванням пісковиків (в середньому 7 %), алевролітів (47 %) та аргілітів (46 %). У трансгресивних барах догори за розрізом спостерігається зменшення ролі кластогенних порід: від домінування пачок перешарування алевролітів і пісковиків потужністю 0,5–5 м до істотно глинистих горизонтів потужністю 3,0–10,0 м. Регресивні бари характеризуються зворотною зміною літологічної структури розрізу. Відклади барів складені літмітами змішаного (поле III) та локально глинистого класів (поле IV).

Осадкові тіла конусів виносу (потужність до 50 м) характеризується домінуванням в їх розрізах пісковиків та алевролітів (15 % та 65 % відповідно) при вмісті аргілітів до 20 %. Потужність кластогенних горизонтів змінюється від 0,5 до 15 м, а глинистих – 0,5–2 м. Догори за розрізом дані відклади заміщуються утвореннями шельфових рівнин, а по латералі – вздовжберегових барів.

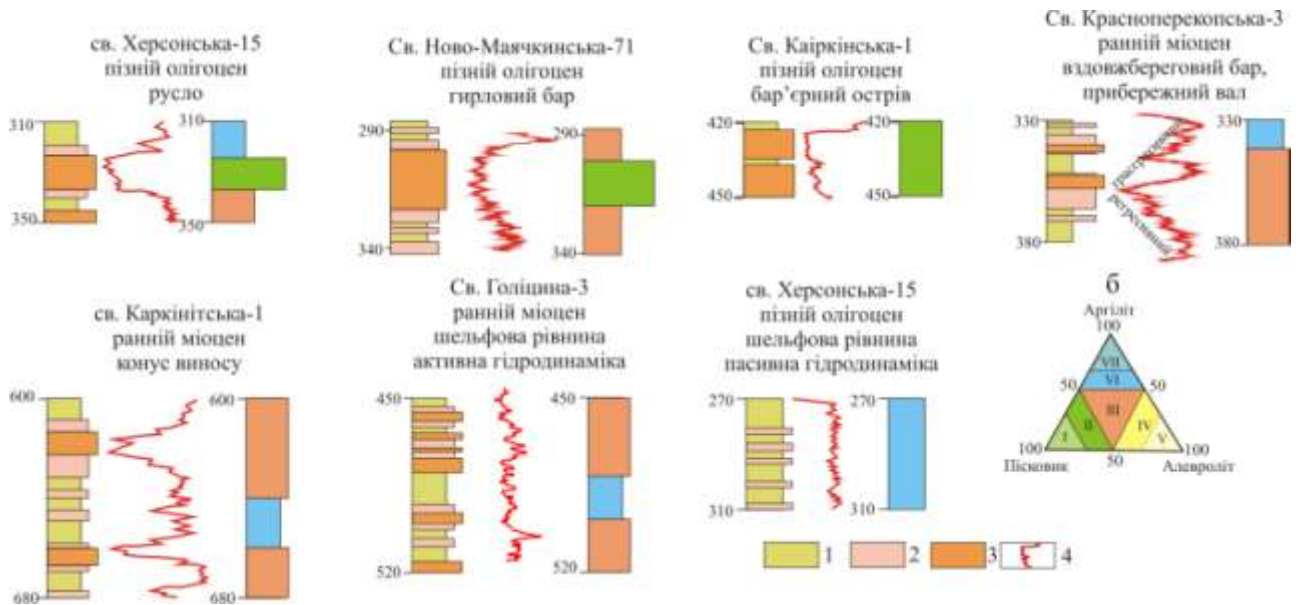


Рис. 6.1 Типові літологічні та літмологічні розрізи кластогенних тіл різних генетичних типів. 1 – аргіліти, 2 – алевроліти, 3 – пісковики, 4 – крива ПС (за даними «ВО Кримгеологія»). б – літмологічна класифікаційна діаграма.

У відкладах північних та північно-західних ділянок регіону ідентифіковане руслове тіло (св. Херсонська-15, див. рис. 6.1), яке складене пачками (потужністю до 20 м) алевролітів (25 %) та пісковиків (75 %). Руслові утворення у напрямку депоцентрів заміщуються гирловими барями (св. Ново-Маячкінська-71), які відрізняються зменшенням потужності пластів (до 5–10 м) та їх частішим перешаруванням. Мористіше гирлові бари переходять у відклади бар'єрного острова (св. Каїркінська-1, див. рис. 6.1), які теж представлені перешаруванням пісковиків та алевролітів, але вже з менш потужними горизонтами аргілітів.

Вищеописані утворення складені літмітами піщаного та змішаного класів (поля II та III відповідно), які в межах осадового басейну формують видовжені ареали.

### 6.1 Седиментаційні моделі

Седиментаційні реконструкції базувалися на вивченні особливостей просторово-вікового поширення різних літофацій (літмітів), їх мінералого-

петрографічній спеціалізації, а також літогенетичній інтерпретації результатів геофізичних досліджень за окремими свердловинами.

### *Середній майкоп*

У припідшовній частині відкладів середнього майкопу (профіль I–I: св. Олімпійська-400 – Херсонська-15) на північному борті прогину ідентифіковані утворення алювіально-дельтової системи.

Так, у напрямку з півночі на південь (рис. 6.2) руслові утворення заміщуються відкладами гирлового бару і далі нашаруваннями конусів виносу. У св. Голіцина-1 зафіксоване акумулятивне тіло типу бар'єрного острова. Відповідно змінюється і літологічна структура розрізу. Так, у св. Херсонська-15 розвинена алевроліто-піщана пачка потужністю близько 30 м, яка складена пластом пісковика товщиною 15 м та шарами алевролітів (до 3 м). У св. Таврійська-11 ця пачка (40 м) представлена перешаруванням трьох пластів пісковиків (9–16 м) з алевролітами (3–5 м).

У напрямку св. Таврійська-6 розріз (товщина близько 40 м) стає піщано-алевроліто-глинистим. Чотири горизонти алевролітів (3–5 м) перешаровуються з аргілітами (три пачки товщиною 2–7 м); потужність горизонту пісковиків не перевищує 4 м. У св. Голіцина-1 структура розрізу є подібною: піщаний пласт до 5 м; три горизонти алевролітів (по 2–4 м); три горизонти аргілітів по (3–6 м).

У горішній частині середнього майкопу у крайових частинах прогину спостерігається (див. рис. 6.2) регіональна кластогенна пачка (Mc–III), яка у напрямку Михайлівського депоцентру розщеплюється на 2–3 горизонти. Відповідно, спостерігаються певні зміни фаціальних типів кластогенних тіл: літоральні бари заміщуються утвореннями конусів виносу. Останні відіграють головну роль у розрізах св. Сельського-40, Архангельського-1, Голіцина-1. Це дозволяє прогнозувати існування найбільш глибоководної ділянки водойми між площами Сельського та Голіцина.

Згідно з фаціальною зональністю змінюється і літологічна структура розрізу. Так, виклинювання алевроліто-псамітових горизонтів відбувається між

св. Таврійська-6 та Голіцина-1. Розріз св. Голіцина-1 за домінування алевролітів, відрізняється тонким перешаруванням аргілітів (1–2,5 м), алевролітів (1–3 м), зрідка пісковиків (0,5–3,5 м).

У розрізах св. Сельського-40 та Архангельського-1 переважають глинисті пачки (5–15 м), які перешаровуються з горизонтами алевролітів (2–5 м), іноді пісковиків (до 5 м).

На профілі II–II (св. Флангова-2–Тетянівська-3) у припокрівельній кластогенній пачці (Mc–III) зафіксовані тіла (св. Каркінітська-1) алювіально-дельтового походження (русло, гирловий бар) (див. рис. 6.2). Локальність їх розвитку вказує на ймовірне субмеридіональне положення водотоку. Це підтверджується і доволі різкою зміною літологічної будови по латералі: заміщення піщаних (поле II) алевритовими (поле IV) та змішаного типу (поле III) літмітами. На породному рівні це також знаходить доволі чітке відображення (див. рис. 5.2).

Так, у св. Каркінітська-1 у цій частині розрізу спостерігається три пласти пісковиків (3,5; 15; 20 м), які перекриті глинистою пачкою потужністю до 25 м. У св. Шмідта-12 розвинені виключно алевроліто-глинисті нашарування. Спостерігається зростання вмісту алевролітів донизу по розрізу, що фіксується зменшенням товщини пластів аргілітів (від 5 до 1,5 м) і відповідним збільшенням потужності алевролітів (від 1 до 5 м). Розріз св. Голіцина-1 при домінуванні алевролітової складової відрізняється більш тонкою шаруватістю: аргіліти (1–2,5 м), алевроліти (1–3 м), рідко пісковики (0,5–3,5 м).

У середній частині розрізу товщі розвинені головним чином літміти глинистого сімейства (поля VII, VI), складені переважно перешаруванням глинистих (потужністю до 15–25 м) та алевролітових (2–5 м) пачок. Локалізовані у цій товщі малопотужні кластогенні літміти (поля III, IV) виявляють переважно баровий генезис. Лише у західній частині профілю (св. Флангова-2, Голіцина-2) фіксуються акумулятивні тіла бар'єрного острова та

гирлового бару (див. рис. 6.2), що може вказувати на існування водотоку субширотного простягання.

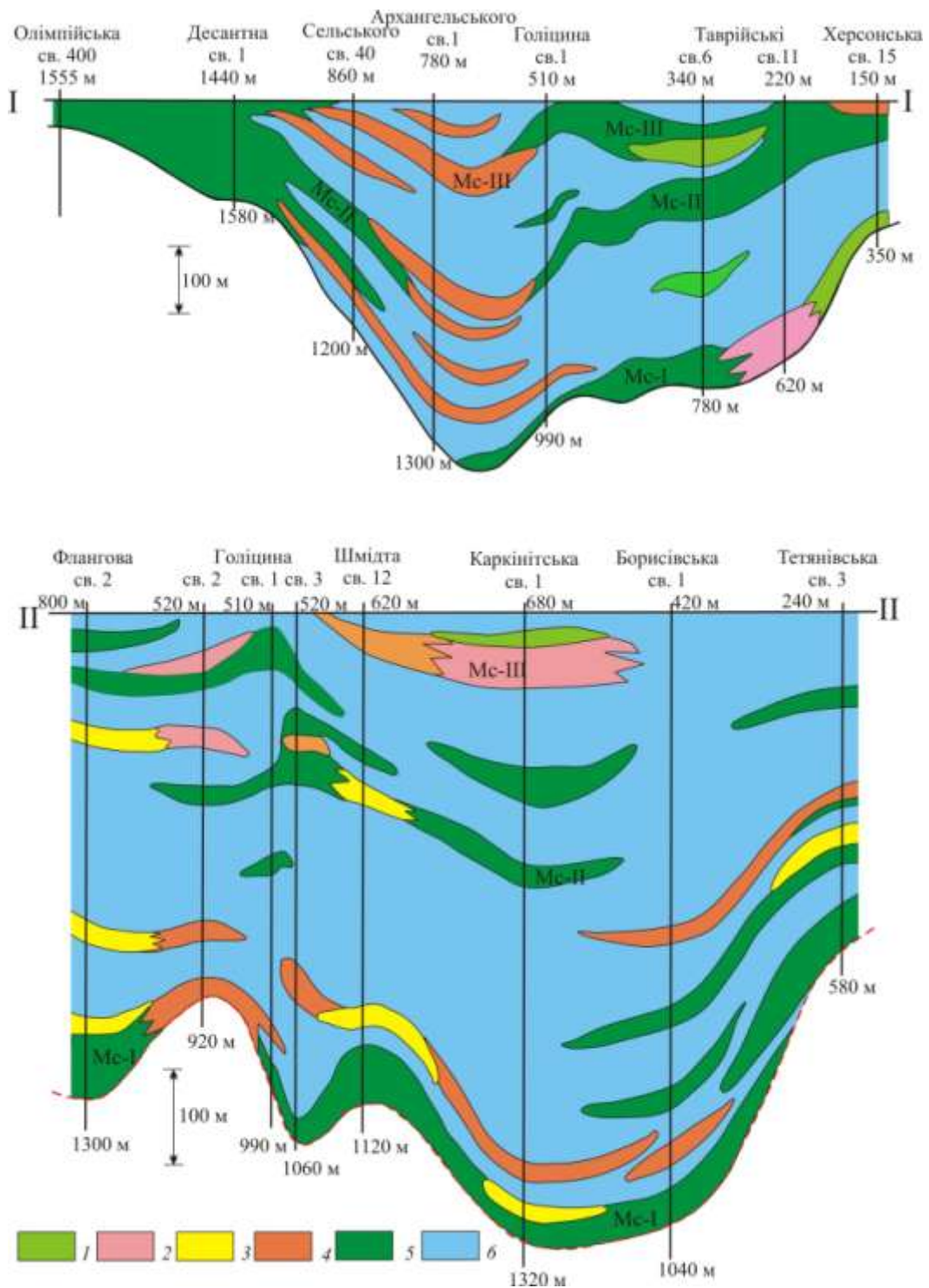


Рис. 6.2 Седиментаційні моделі середнього майкопу (профілі I–I; II–II) (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2009)

1 – русло, 2 – гирлові бари, 3 – бар’єрні острови, 4 – конуси виносу, 5 – вздовжберегові бари, прибережні вали, 6 – пелагічні мули (Просторове положення перетинів див. рис. 4.1)



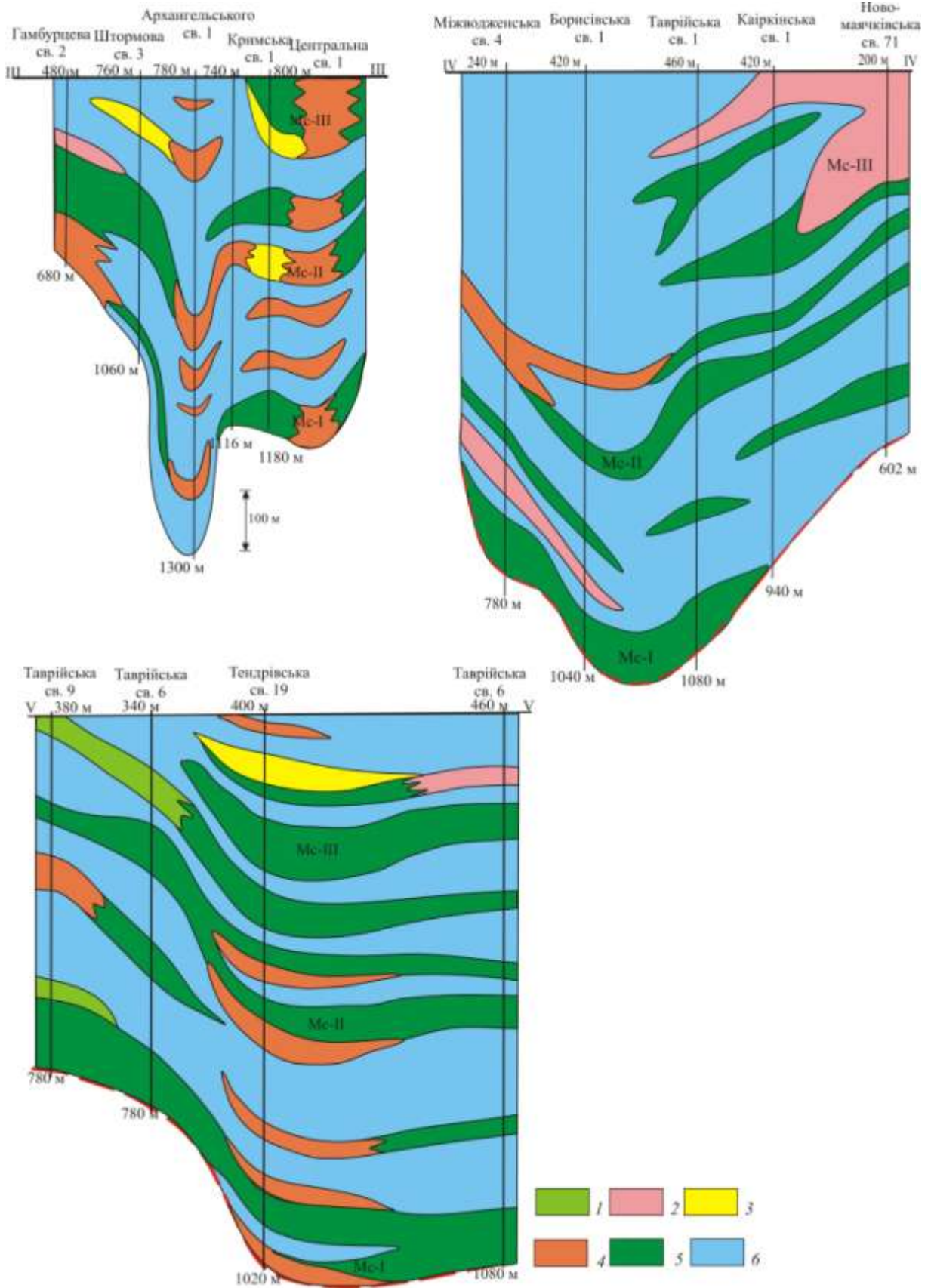


Рис. 6.2 (Продовження) Профілі III-III; IV-IV; V-V.

Регіональна кластогенна пачка Мс-I низів товщі представлена літмітом змішаного типу (поле III) у св. Каркінітська-1, Шмідта-12. В останньому випадку розвинені пласти алевролітів (до 5–8 м), зрідка пісковиків (1–2 м), які перешаровуються з нечисленними горизонтами аргілітів (1–5 м). В цілому практично уся пачка Мс-I за ГДС ознаками виявляє барове походження. Більша фаціальна різноманітність притаманна ділянці Флангова–Голіцина, де фіксуються утворення конусів виносу та бар'єрних островів.

У північно-східній частині території (Північне Причорномор'я) у горішній частині розрізу (пачка Мс-III) зафіксовані утворення гирлових барів. Останні максимальної потужності (до 100 м) досягають у св. Ново-Маячкінська-71, далі на південний схід вона зменшується і у св. Таврійська-1 не перевищує 20 м. Це вочевидь вказує на існування у цьому районі водотоку ймовірно субширотного простягання.

У Борисівсько–Міжводненській ділянці (захід Тарханкутського півострова) домінувала пелагічна мулова седиментація.

У верхах розрізу св. Центральна-1 (північний схил Каламітського підняття) розвинені акумулятивні тіла барів, бар'єрних островів, які доволі різко виклинюються у напрямку площ Кримська, Архангельського, Гамбурцева (південний борт Михайлівської депресії).

В районі останніх у припідшовній частині середнього майкопу розвинені переважно барові утворення. Лише у розрізах св. Архангельського-1 та Гамбурцева-2 зафіксовані конуси виносу. Ці особливості знаходять певне відображення і в літологічній будові товщі.

У св. Міжводненська-4 у низах середнього майкопу виявлено гирловий бар, що може вказувати на періодичне існування теригенного скиду з південної (Новоселівської) палеосуші.

Подібні утворення фіксуються і у середній частині розрізу св. Гамбурцева-2, що засвідчує певну роль як джерела зносу Кілійсько–Зміїного



підняття. Можливість цього згадана і у роботах Плахотного та Окульовського (Окуловский, 1987).

Седиментаційні моделі доволі чітко фіксують існування певної циклічності змін умов осадонагромадження протягом середньомайкопського часу Причорноморського мегапрогину, що в певній мірі корелюються з варіаціями рівня Світового океану (рис. 6.3). Регресивні тенденції на його початку зумовили формування „базальної” кластогенної пачки (Мс-I). Пізніше трансгресивна тенденція спричинила нагромадження переважно пелагічних пелітових та алеврито-пелітових мулів в межах практично усього седиментаційного басейну. Локально поширена пачка Мс-II, середньої частини розрізу середньомайкопської товщі, фіксує момент зниження рівня океану всередині керлеутського часу. Наприкінці середньомайкопського седиментаційного циклу знову проявився регресивний епізод з формуванням алеврито-піщаних акумулятивних тіл пачки Мс-III.

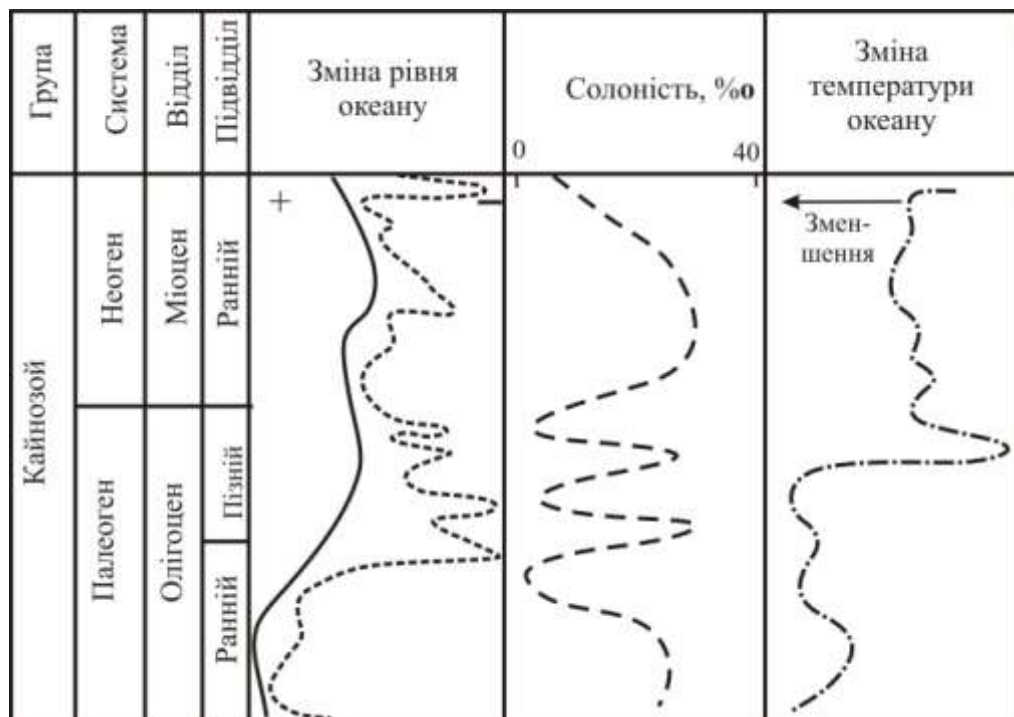


Рис. 6.3 Зміни рівня океану (Galloway, 1989) солоності вод (Жижченко, 1969) і температури (Хэлем, 1983)

### *Верхній майкоп*

Седиментолого-палеоокеанографічна інтерпретація літмологічних перетинів верхньомайкопської товщі Причорноморського мегапрогину виявляє наявність як мінімум двох потужних алювіально-дельтових систем, що тяжіють до її припідшовної частини (рис. 6.4).

Так, по профілю II–II (Флангова–Тетянівська площі) у припідшовній частині відкладів у св. Флангова-2 та Голіцина-2 розвинені літміти змішаного типу (поле III класифікаційного трикутника) товщиною 60–120 м з пачкою потужністю 20 м кластогенних літмітів (II та IV поля) в середній частині розрізу. Дані літміти, за геофізичними ознаками інтерпретуються як утворення гирлового бару та конусу виносу (св. Флангова-2), які в східному напрямку (св. Голіцина-2) заміщуються пачкою перешарувань відкладів бар'єрного острова, конусу виносу та вздовжберегового бару. Відповідно, в цьому ж напрямку змінюється і літологічна структура верхньомайкопської товщі з грубо- до тонкошаруватої (рис. 6.5). У св. Флангова-2 цей інтервал розрізу представлений перешаруванням горизонтів (1,5–3,0 м) алевролітів та пісковиків з прошарками аргілітів. У св. Голіцина-2 потужність окремих пластів не перевищує 1,0 м.

Фрагменти цієї ж алювіально-дельтової системи простежуються і на седиментолого-палеоокеанографічному профілю III–III (св. Гамбурцева-2 – Центральна-1). Так, в його західній частині у св. Штормова-3 відповідний інтервал розрізу складений переважно глинистими літмітами (поле VI та VII класифікаційного трикутника) з підпорядкованим розвитком літмітів змішаного типу (поле III). Останні представлені утвореннями бар'єрного острову(а), які перекриті відкладами гирлового та вздовжберегового барів (див. рис. 6.4).

Слід зазначити, що в обох випадках спостерігається регресивний характер зміни обстановок седиментації протягом пізньомайкопського часу в межах ділянки: конус виносу–бар'єрний острів–гирловий бар.

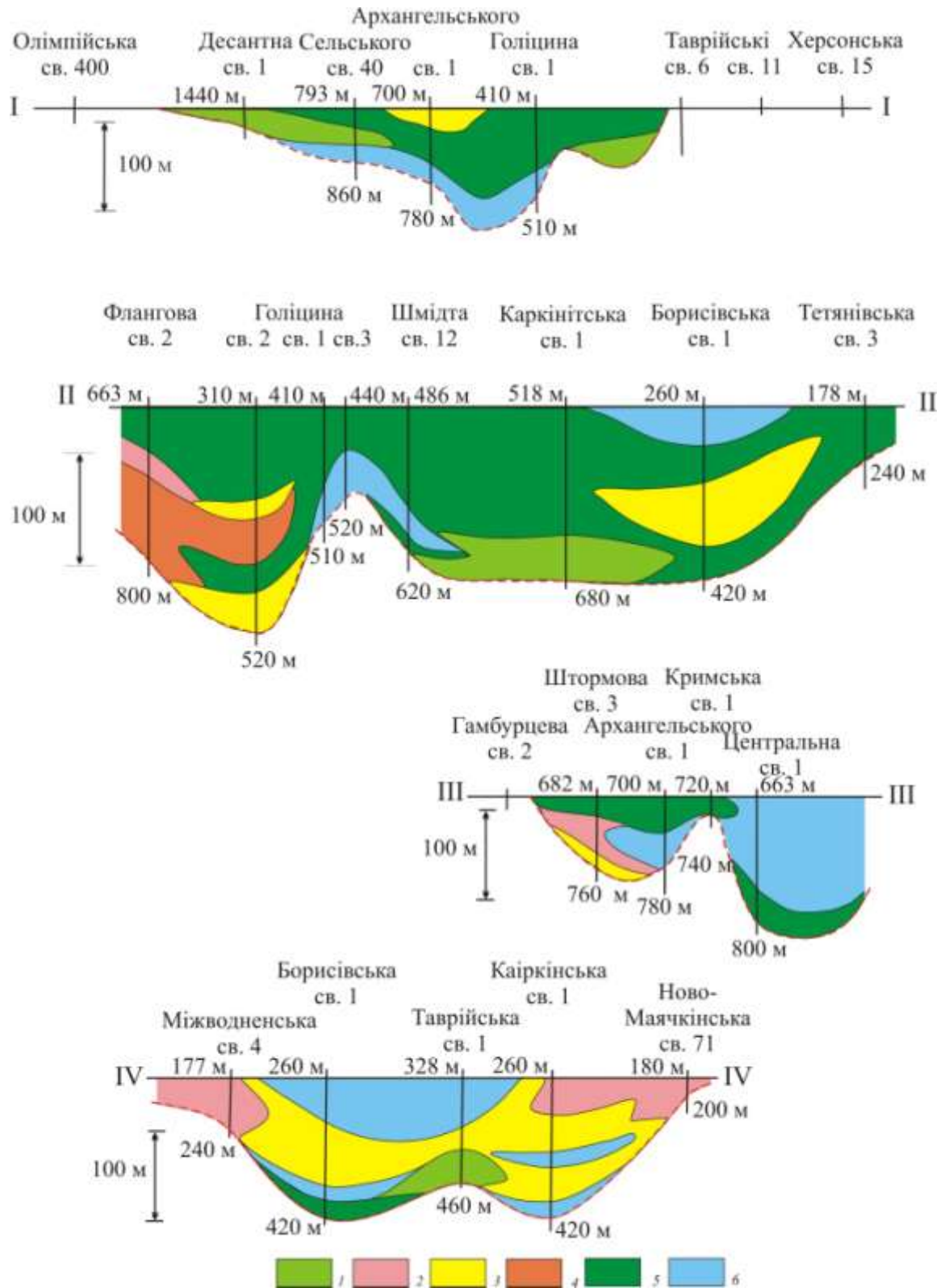


Рис. 6.4 Седиментаційні моделі верхнього майкопу (профілі I, IV) (Гнідець, Григорчук, Баландюк, Кохан; 2012)

1 – русло, 2 – гирлові бари, 3 – бар’єрні острови, 4 – конуси виносу, 5 – вздовжберегові бари, прибережні вали, 6 – пелагічні мули. (Просторове положення перетинів див. рис. 4.14)

Друга верхньомайкопська алювіально-дельтова система доволі чітко фіксується на седиментаційних перетинах II–II (св. Флангова-2–Тетянівська-3) та IV–IV (св. Міжводненська-4–Ново-Маячкінська-71). Так, у св. Ново-Маячкінська-71, верхньомайкопську товщу формують утворення гирлового бару, які складені алевролітовим літмітом IV класифікаційного поля потужністю 20 м. У південному напрямку (св. Каїркінська-1, Таврійська-1) останній фаціально заміщується відкладами бар'єрного острова та конусів виносу. В ньому ж закономірно змінюється і літологічна структура товщі: з грубошароватої (потужність окремих пластів 2,0–8,0 м, св. Каїркінська-1, Таврійська-1) до тонкошароватої (0,5–2,0 м, св. Каркінітська-1) (див. рис. 4.15).

В осьових зонах Михайлівської (св. Голіцина-1, Архангельського-1) Таврійської (св. Борисівська-1, Таврійська-1) депресій та Гамбурцівсько-Октябрській ділянці (св. Центральна-1) панували обстановки мулової пелагічної седиментації.

Як впливає з наведених даних, пізньомайкопський час, подібно як ранньо- та середньомайкопський, характеризувався циклічністю змін обстановок седиментації. На початку пізнього майкопу певне обміління водойми зумовило нагромадження переважно кластогенних літотипів (базальних верств). Наступні трансгресивні тенденції спричинили формування переважно пелагічних пелітових та алевро-пелітових мулів в осьовій зоні седиментаційного басейну. Наприкінці пізньомайкопського часу знову проявився регресивний епізод з утворенням алевроліто-піщаних акумулятивних тіл. (див. рис. 6.4)

## 6.2 Обстановки седиментації

Узагальнення результатів побудов за вищеописаними профілями (див. рис. 6.2, 6.4), дослідження за окремими свердловинами та врахування літолого-фаціальних даних, дали змогу вперше створити регіональні

палеоокеанографічні моделі для окремих вікових інтервалів (часу нагромадження регіональних кластогенних горизонтів) середнього та пізнього майкопу

Прогноз латерального розвитку того чи іншого генетичного типу відкладів здійснювався виходячи з принципу фаціальної збалансованості (Селли, 1989), зокрема стабільності структури алювіально-дельтової системи: русло – гирловий бар – бар'єрний острів – конус виносу. Поширення інших типів літоральних барів, зокрема вздовжберегових, узгоджувалося з конфігурацією та морфоструктурними особливостями басейну седиментації.

Враховуючи успадкованість розвитку окремих фаціальних зон майкопу протягом тривалого часу, були враховані дані, отримані при вивченні ситуацій ранньоолігоценового осадонагромадження (Григорчук, 2009(1)).

Умови майкопського осадонагромадження району визначалися регіональними палеоокеанографічними особливостями (Зоненшайн, 1987; Балуховський, 2000; Попов, 1993; Никишин, 2005; Невеская, 1984). Колізійні процеси в Альпійському поясі, що розпочалися наприкінці пізнього еоцену, призвели до збільшення площ суходолів та поглибленню депресійних зон. В результаті утворився складний ерозійно-тектонічний рельєф, у певній мірі був втрачений зв'язок з океанічним басейном Тетісу. Регресивні тенденції, пов'язані з евстатичним падінням рівня Світового океану (див. рис. 6.3), зумовили зменшення площі шельфових водойм, а глобальне похолодання – зміну біогенного (карбонатного), домінуючого в пізньоеоценовий час, осадонагромадження – теригенним.

У ранньому олігоцені, згідно з (Григорчук, 2009(1)), в Причорноморському мегапрогині розпочався трансгресивний етап розвитку з нагромадженням базальних верств. Трансгресія поширювалася у північному напрямку з Західночорноморської улоговини через Каламітську протоку, а осадонагромадження розпочалося у Чорноморській акваторії з подальшим її

просуванням в межі північно-західного шельфу Чорного моря, Рівнинний Крим та далі у Північне Причорномор'я (рис. 6.5).

Аналіз характеру розподілу потужності майкопських утворень в межах Чорноморського сегменту океану Тетіс, варіацій вмісту алевро-псамітових утворень у розрізі товщі (розділ 4) та дані (Зоненшайн, 1987; Казьмин, 2000; Казьмин, 2006) вказують, що в басейні протягом олігоцен-ранньоміоценового часу існувала субширотна Добрудзько-Кілійсько-Каламітсько-Кримська гряда підводно-надводних височин. Останні могли відігравати роль локальних джерел теригенного скиду та суттєво впливали на динаміку транспортування та розподілу осадового матеріалу. Ці височини періодично розділяли водойму на два басейни з різною динамікою вод та умовами осадонагромадження: внутрішній Скіфський та зовнішній Чорноморський.

У межах останнього в цей час відбулося зародження западин: Сорокіна (на сході) та Істринського (на заході), що представляли собою видовжені в плані асиметричні в розрізі структури, у яких нагромаджувалися турбідітові осади.

Основну частину Скіфського басейну займав Північнокримський прогин, у межах якого протягом олігоцену – раннього міоцену домінували шельфові обстановки теригенного переважно глинистого осадонагромадження.

Періодичне падіння рівня океану протягом цього часу спричинило часткову його ізоляцію від океану, що супроводжувалося формуванням алевро-піщаних горизонтів. Так, у межах Скіфського басейну, виходячи з наших досліджень, та враховуючи дані (Григорчук, 2009(1)), в структурі майкопської серії виокремлюються чотири основні регіональні кластогенні пачки: базальна Мн-I в основі нижньоолігоценного; базальна Мс-I в основі та Мс-III в верхній частині верхньоолігоценного і пачка Мв-II в верхній нижньоміоценовій її частині. Літологічна структура та мінералого-петрографічні особливостей

відкладів цих пачок вказують на існування, протягом усього олігоцен-ранньоміоценового часу, однієї основної денудаційної області.

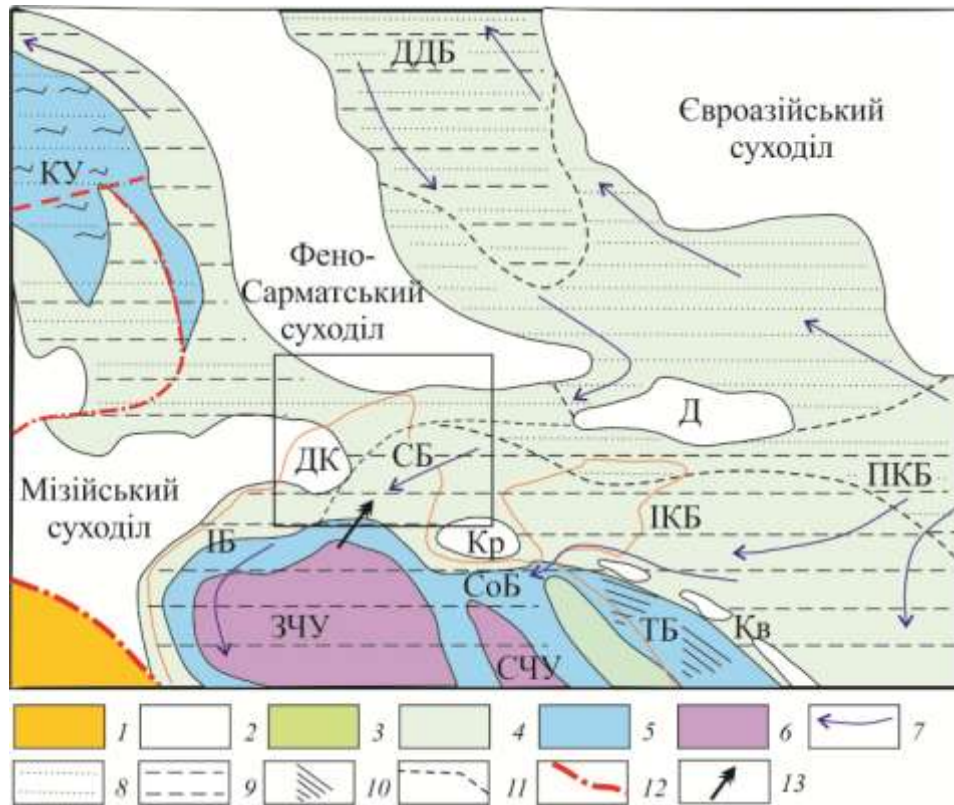


Рис. 6.5 Фрагмент палеогеографічної карти. Палеоген: олігоцен (35,4–23,4 млн. років)

(Балуховський, 2000), з доповненням автора

Басейни: BSB – Чорноморський, DDB – Дніпровсько-Донецький, PAB – Панонський. Мікроконтиненти: MOP – Мізійська платформа. 1 – середні та низькі гори; 2 – низинна рівнина; 3 – лагуни, прибережні рівнини періодично затоплені морем; 4 – шельф; 5 – континентальний схил; 6 – абісальна рівнина; 7 – напрямки морських течій; 8 – піски; 9 – алеврити, глини; 10 – турбідіти, фліш; 11 – границі зон осадонагромадження; 12 – розломи. 13 – напрямок трансгресії. Улоговини: КУ – Карпатська, ЗЧУ – Західночорноморська, СЧУ – Східночорноморська. Басейни: ДДБ – Дніпровсько-Донецький; СБ – Скіфський, ІКБ – Індоло-Кубанський, ПКБ – Прикаспійський, ІБ – Істринський, СоБ – Сорокіна, ТБ – Туапсінський. Суходоли: ДК – Добрудзько-Кілійський Д – Донецький, Кр – Кримський, Кв – Кавказьке зростаюче холмогір'я. В квадраті район досліджень.

Враховуючи характер фаціальної зональності та особливості розподілу потужностей товщі, слідом за (Григорчук, 2009(1)), домінуючу роль в

постачанні уламкового матеріалу відводимо Фено-Сарматському та Молдовському суходолам.

### **Середній майкоп (пізній олігоцен)**

Описані (Григорчук, 2009(1)) умови осадонагромадження, що були характерні для початку ранньоолігоценового часу, зберегли певні риси і на початок пізнього олігоцену (пачка Mc-I). Щоправда, дещо зменшився обсяг надходження кластичного матеріалу в седиментаційний басейн, що було зумовлено збільшенням площі водойми та просторовим віддаленням денудаційних областей.

У Скіфській частині седиментаційного басейну домінували прибережно-морські та алювіально-дельтові умови осадонагромадження. Переважала тут теригенна седиментація (глинисті та алеврито-глинисті мули, піски, алеврити), а скид уламкового матеріалу забезпечували три річкові системи північно-західного простягання, які дренивали терени Молдовського суходолу (рис. 6.6). Обсяги надходження кластичного матеріалу в басейн осадонагромадження були незначними, що на нашу думку, було зумовлене пенепленізацією суходолу. Кластичний матеріал формував невеликі за площею та потужністю псамо-алевритові тіла русел, гирлових барів та конусів виносу. Північні схили островів Новоселівського, ймовірно й Кілійського, облямовуються вздовжбереговими барами. Останні простежені також в центральних районах седиментаційного басейну у склепінних зонах локальних піднять. На зовнішньому шельфі (Михайлівська та Таврійська западини) прогнозується розвиток конусів виносу, які формують піщано-алевритові клиноформні тіла в товщі збагачених органічною речовиною глинистих мулів шельфових рівнин (Григорчук, 2016).

У шельфовій частині Чорноморського басейну переважали плитководно морські умови осадонагромадження. Домінувала тут теригенна седиментація шельфових рівнин, де під дією вздовжберегових течій північно-західного



спрямування формувалися алеврито-піщані акумулятивні тіла вздовжберегових барів (див. рис. 6.6).

Формування молодших горизонтів середньомайкопської товщі відбувалось переважно у спокійних гідродинамічних умовах шельфової водойми. Віддалення областей живлення та збільшення площі водойми призвело до скорочення обсягів надходження псамо-алевритового матеріалу і сприяло нагромадженню переважно глинистих та алеврито-глинистих мулів. Скид теригенного матеріалу, судячи з отриманих даних, також відбувався переважно з західного (Молдовського) суходолу.

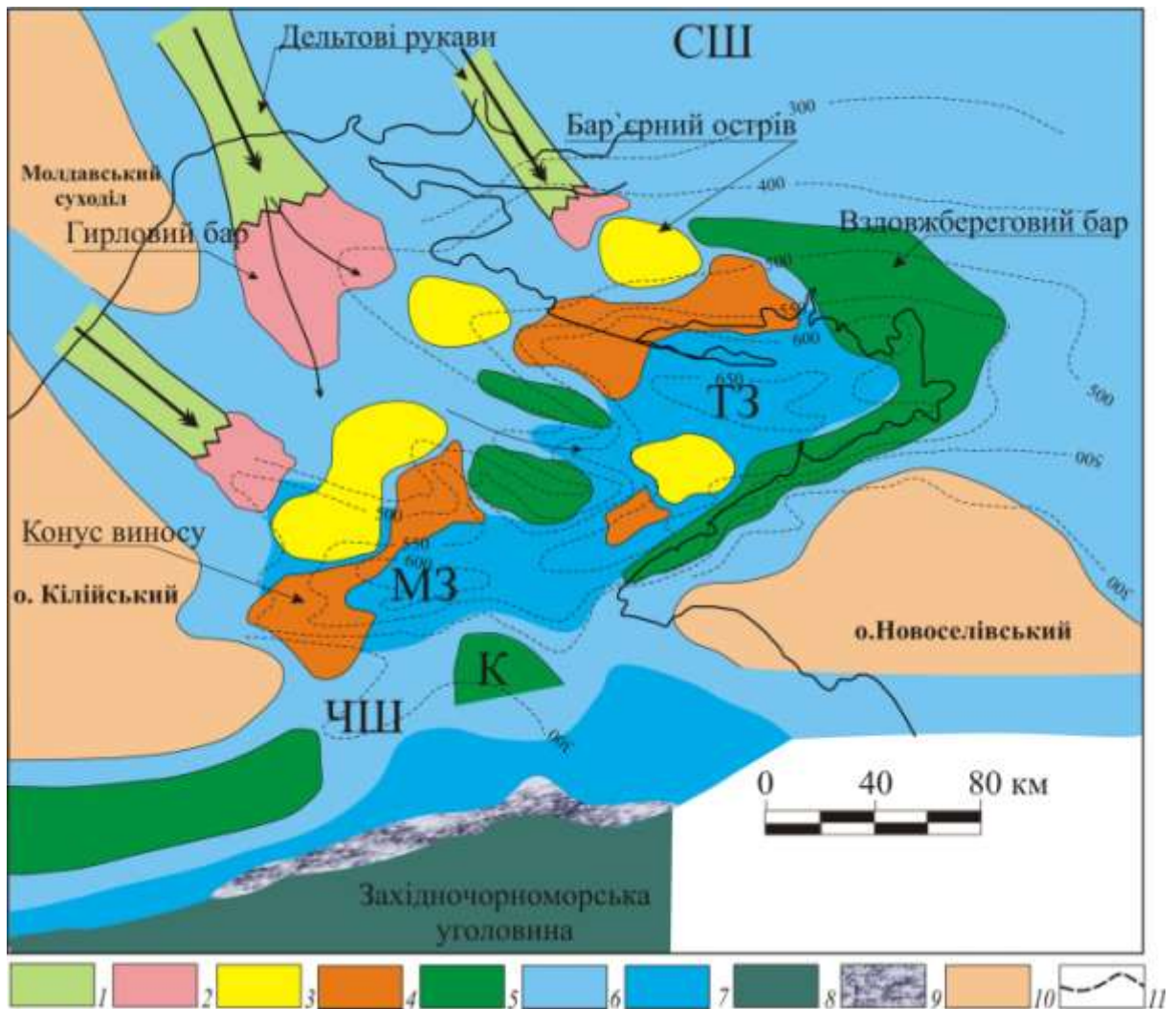


Рис. 6.6 Палеоокеанографічна модель Чорноморського сегменту океану Тетис. Початок середнього майкопу (пачка Мс-І) (Гнідець, Григорчук, Кохан; 2016)

1 – русло, 2 – гирловий бар, 3 – бар'єрний острів, 4 – конус виносу, 5 – вздовжбереговий бар, 6 – внутрішній шельф, 7 – зовнішній шельф. 8 – мезопелагіаль, 9 – брівка шельфу, 10 – суходіл. 11 – ізопахіти середньомайкопської товщі. Шельф: СШ – Скіфський, ЧШ – Чорноморський. Западини: МЗ – Михайлівська, ТЗ – Таврійська, К – Каламітське підняття.

У районі Голіцинського підняття простежується практично наскрізний розвиток алеврито-глинистих та алевритових мулів акумулятивних утворень конусів виносу та вздовжберегових барів. Такі ж фаціальні типи розвинені і на північному схилі Каламітського підняття (св. Кримська-1, Центральна-1 та інші) (Григорчук, 2016).

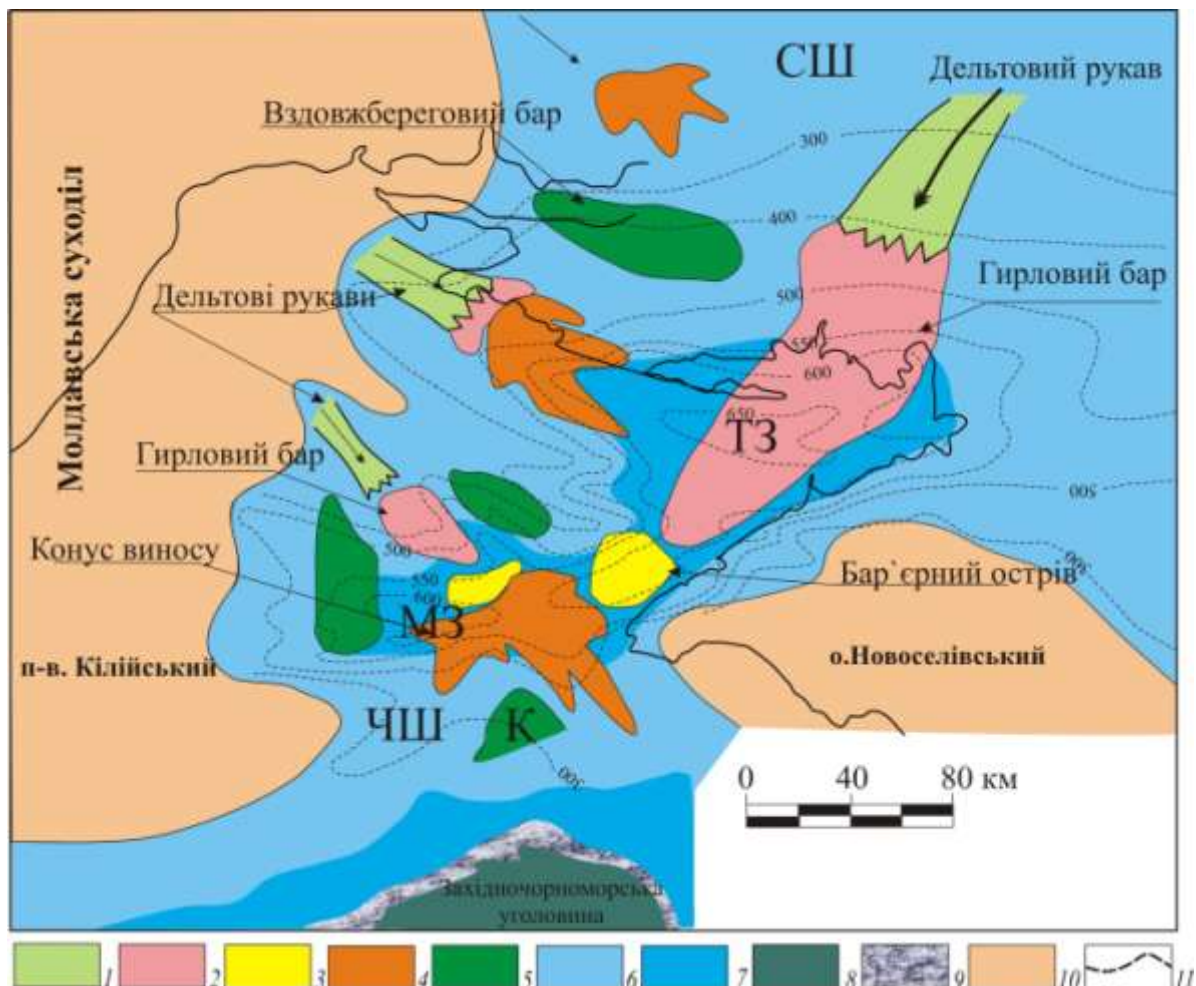


Рис. 6.7 Палеоокеанографічна модель Чорноморського сегменту океануТетис. Кінець середнього майкопу (пачка Мс-III) (Гнідець, Григорчук, Кохан; 2016)

1 – русло, 2 – гирловий бар, 3 – бар'єрний острів, 4 – конус виносу, 5 – вздовжбереговий бар, 6 – внутрішній шельф, 7 – зовнішній шельф. 8 – мезопелагіаль, 9 – брівка шельфу, 10 – суходіл. 11 – ізопакіти середньомайкопської товщі. Шельф: СШ – Скіфський, ЧШ – Чорноморський. Западни: МЗ – Михайлівська, ТЗ – Таврійська, К – Каламітське підняття.

Наприкінці пізнього олігоцену (час формування пачки Мс-III) палеоокеанографічна ситуація в межах Пичорноморського мегапрогину зазнала певних змін (рис. 6.7).

Так, інтенсивність теригенного скиду з Молдовського суходолу продовжувала зменшуватись. Три невеликі субширотного простягання водотоки р. Пра-Дністер сформували малопотужні акумулятивні тіла наступних генетичних типів: русло, гирловий бар, конус виносу, вздовжбереговий бар.

Основний же обсяг кластичного матеріалу в седиментаційний басейн надходив з північного сходу (див. рис. 6.7). Це підтверджується виявленням руслових утворень у верхній частині розрізу середньомайкопської товщі (св. Новомаячкінська-71). Відклади представлені пачками перешарування дрібнозернистих пісків та алевритів з підпорядкованими прошарками глинистих мулів. Такого ж типу осади встановлені і в акваторіальній частині північно-західного шельфу Чорного моря та на прилеглому суходолі (св. Каркінітська-1, Каркінська-1, Таврійська-1), де руслові утворення заміщуються відкладами гирлових барів.

### **Пізній майкоп (ранній міоцен)**

Пізньомайкопський час, подібно як ранньо- та середньомайкопський, характеризувався циклічністю змін обстановок седиментації. На його початку певне обміління водойми зумовило нагромадження кластогенних базальних верств. Наступні трансгресивні тенденції спричинили формування переважно пелагічних пелітових та алеврито-пелітових мулів в осьовій зоні седиментаційного басейну. Наприкінці пізньомайкопського часу знову

проявився регресивний епізод з утворенням алеврито-піщаних акумулятивних тіл (див. рис. 6.3).

Представлена палеоокеанографічна модель Чорноморського сегменту океану Тетіс побудована на кінець пізнього майкопу: час формування регіональної пачки Мс-II (рис. 6.8).

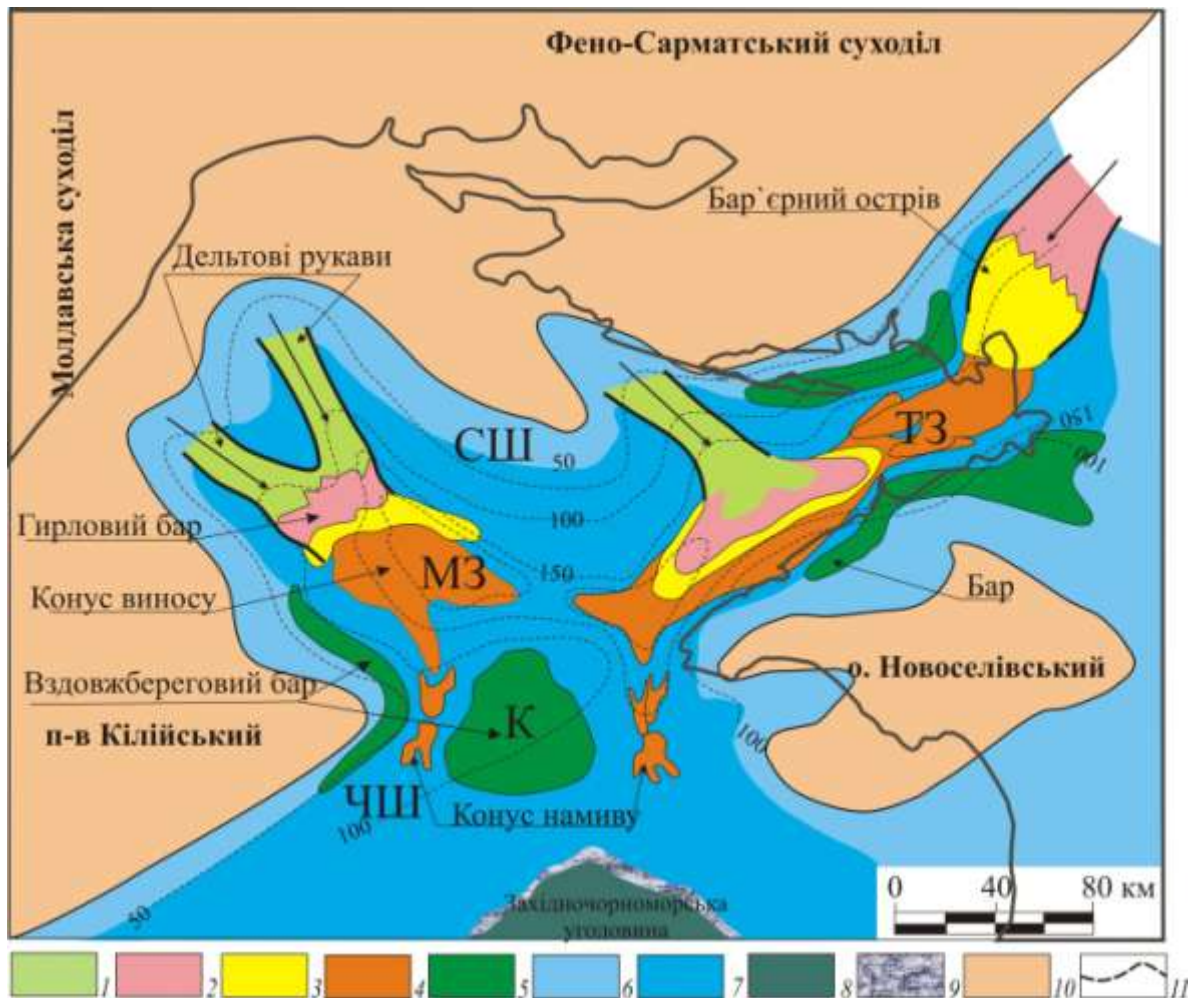


Рис. 6.8 Палеоокеанографічна модель Чорноморського сегменту океану Тетіс. Кінець пізнього майкопу (пачка Мс-II) (Гнідець, Григорчук, Кохан; 2016)

1— русло, 2 — гирловий бар, 3 — бар'єрний острів, 4 — конус виносу, 5 — вздовжбереговий бар, 6 — внутрішній шельф, 7 — зовнішній шельф. 8 — мезопелагіаль, 9 — брівка шельфу, 10 — суходіл. 11 — ізопахіти верхньомайкопської товщі. Шельф: СШ — Скіфський, ЧШ — Чорноморський. Западини: МЗ — Михайлівська, ТЗ — Таврійська, К — Каламітське підняття.



Обстановки пізньомайкопського осадонагромадження в межах Скіфського шельфу, у порівнянні з середнім майкопом, відрізнялися зменшенням площі водойми, більшою плитководністю і, відповідно, зростанням поширення акумулятивних кластогенних тіл та зміною головних напрямків скиду теригенного матеріалу з північно-західного на північно-східний. Останнє доволі чітко фіксується за характером поширення алеврито-піщаних відкладів (Григорчук, 2016).

У згаданому регіоні домінували дельтові та плитководноморські умови осадонагромадження. Депоцентр басейну простежується в центральних районах регіону і тяжіє до осьових зон Михайлівської та Таврійської депресій. Тут переважала теригенна седиментація (глинисті та алеврито-глинисті мули, піски та алеврити), а скид теригенного матеріалу, ймовірно, забезпечували річкові системи західного (Молдавського) суходолу (р. Пра-Дністер). Істотну кількість кластичного матеріалу в седиментаційній басейн привносила течія Донецької міжбасейнової протоки, що з'єднувала Скіфський шельфовий басейн з Дніпрово-Донецьким (див. рис. 6.8).

Долини цих водотоків простежуються у вигляді видовжених ареалів поширення теригенних утворень, які та електрометричними показниками відповідають русловим фаціям. Далі, виходячи з стандартної структури седиментаційних зон теригенного шельфу, прогнозується розвиток відкладів гирлових барів та бар'єрних островів, ще мористіше – конусів виносу. Схили та осьові зони конседиментаційних піднять обмежують вздовжберегові бари.

Зовнішня Чорноморська область осадонагромадження вузькою смугою облямовувала з півдня Кілійсько-Кримський підводно-надводний архіпелаг. Панувала тут теж теригенна седиментація відкритої шельфової рівнини, але з незначним надходженням псамо-алевритового уламкового матеріалу та невеликими швидкостями осадонагромадження.



Улоговини: *КУ* – Карпатська; *ЗчУ* – Західночорноморська; Прогини: *МЗ* – Михайлівський; *ІІ* – Істринський; *СІІ* – Сорокіна. Шельфові області: *ІІІ* – Подільська; *СІІ* – Скіфська. Протока: *ДІІ* – Донецька.

Незначна площа Карпатської епіпелагіалі (Подільський шельф) з грубозернистою теригенною седиментацією, інтенсивний скид уламкового матеріалу з суміжного суходолу при високому стоянні рівня моря зумовив нагромадження тут (на першому рівні седиментації) значних осадових мас. Останні при пониженні рівня моря або в результаті сейсмічних порухів гравітаційними потоками скидалися в область мезопелагіалі (на другий рівень седиментації) і розносилися підводними течіями північно-східного спрямування вздовж континентального схилу, формуючи значні за площею та потужністю фени: Пра-Вісли та Пра-Стрия. На відміну від Подільського, Скіфський шельфовий басейн в олігоцені час відрізнявся значною площею. У його внутрішній частині домінували прибережно-морські та алювіально-дельтові умови осадонагромадження. Скид уламкового матеріалу забезпечували три річкові системи, які дренивали терени Фено-Сарматського суходолу. У згаданому регіоні переважала теригенна седиментація (глинисті та алеврито-пелітові мули, піски, алеврити) з формуванням акумулятивних русел, гирлових барів, конусів виносу. В межах зовнішнього шельфу (Михайлівська западина) нагромаджувалися пелітові мули збагачені органічною речовиною.

У Західночорноморській улоговині нагромаджувалися потужні верстви алеврито-глинистих та глинистих мулів, сформованих як площинними гравітаційними, так і спрямованими гідродинамічними потоками. Перші – тяжіли до південних районів улоговини. Тут накопичувався грубозернистий теригенний матеріал, що зносився з південної гірської споруди і скидався гравітаційними потоками в глибоководні ділянки, формуючи доволі значні за площею поширення фени північного простягання (Пра-Камчії та інші) (див. рис. 6.10). Істринський прогин, що локалізований в західній частині басейну,

виповнювався, в основному, алеврито-глинистими мулами, потужного фену ріки пра-Прут.

У прогині Сорокіна, а також в межах південно-західних районів Західночорноморської улоговини, формувались значні за площею та потужністю фени, сформовані течіями вузьких міжбасейнових морських проток: пра-Керченського на сході та пра-Босфорського на заході. Останні в комплексі з вищеназваними фенами і зумовили формування в межах Західночорноморської улоговини потужного (понад 5 км) осадового комплексу переважно алеврито-глинистих збагачених органічною речовиною мулів.

Седиментолого-палеоокеанографічні реконструкції дозволили встановити основні риси осадоагромадження для окремих інтервалів середньо-пізньомайкопського часу. Інтенсифікація скиду уламкового матеріалу в седиментаційний басейн фіксується чотирма віковими рівнями розвитку кластогенних горизонтів субрегіонального ( $M_C-I$ ,  $M_C-II$ ,  $M_C-III$ ,  $M_B$ ) рангу, які корелюються з епізодами глобального зниження рівня океану, і представлені акумулятивними утвореннями русел, барів (гирлових, вздовжберегових) та конусів виносу. Ці нашарування розмежовані муловими пелагічними утвореннями. Побудовані седиментолого-палеоокеанографічні моделі на початок та кінець пізнього олігоцену (час формування кластогенних пачок  $M_C-I$  та  $M_C-III$ ) та ранній міоцен. У першому випадку скид теригенного матеріалу здійснювався р. пра-Дністер з північного заходу, в другому – з північного сходу (р. пра-Дніпро). Руслові утворення цих алювіальних систем в напрямку депоцентру басейну заміщуються гирловими барами, бар'єрними островами та конусами виносу. На конседиментаційних підняттях та їх схилах формувалися вздовжберегові бари. Розвиток останніх прогнозується також у приберегових ділянках, а також по периферії Кримського острова та Кілійського півострова.



## РОЗДІЛ 7

### ЛІТОФІЗИЧНА БУДОВА ТА ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ У ВІДКЛАДАХ СЕРЕДНЬОГО МАЙКОПУ

Вивчені відклади середнього майкопу входять до складу високоперспективного олігоцен-нижньоміоценового комплексу Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області (рис. 1.5). В цілому комплекс потужністю понад 1000 м представлений глинистими нашаруваннями часто алевритистими, рідко вапнистими з прошарками пісковиків та алевролітів.

На сьогоднішній день з резервуарами середньомайкопського комплексу пов'язано п'ять газових (Голіцинське, Південно-Голіцинське, Шмідтівське, Архангельське та Кримське) родовищ (див. рис. 1.5, табл.1.1). Останні пластово-склепіненого типу і відносяться до категорії малих за початковими запасами.

Традиційно ці поклади пов'язують з поровими колекторами у піщано-алевролітових пачках середнього майкопу (Атлас, 1998; Орач, Петруняк, 2016).

Породи-колектори – піщано-алевролітові утворення низів (нижній керлеут), середини (середина верхнього керлеуту) та верхів (верхи верхнього керлеуту) середнього майкопу, ефективною потужністю 0,5–7 м. Вони характеризуються високою ємністю та проникністю: відкрита пористість порід в діапазоні глибин 400–1050 м, змінюється від 15 до 38 % (в середньому становить 26 %), а проникність – від 0,7 до  $560 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Об'ємна щільність їх коливається від 1,69 до 2,1 г/см<sup>3</sup> (середнє значення 1,8–2,0 г/см<sup>3</sup>), карбонатність – від 0 до 7,8 % (середнє значення 0–1,99 %), вміст цементу – 20–40 %. Наведені значення дозволяють віднести вивчені відклади до порід-колекторів I–II класу за класифікацією (Ханин, 1969).

У зв'язку з тим, що за даними (Клубова, 1988; Суркова, Кузнецов, Рахматуллина, 2009), родовища вуглеводнів у майкопських відкладах Індоло-

Кубанського прогину пов'язані головню з колекторами тріщинного типу, а також припущенням (Аленкин, Баландин, Бондаренко и др., 1985; Богаец и др., 1978; Глушко, Максимов, 1968) щодо ймовірності розвитку порово-тріщинних колекторів у майкопській серії з'явилися підстави передбачати можливість розвитку такого типу природних колекторів і у відкладах середнього майкопу Причорноморського мегапрогину, що знаходить певне підтвердження при петрографічних дослідженнях (рис. 7.1).

### **7.1. Особливості поширення порід-колекторів та флюїдоупорів у розрізі**

При проведенні літофізичних побудов була врахована встановлена залежність типу (поровий, тріщинний) порід-колекторів від літологічної структури розрізу (Григорчук, 1994). Підтвердження цьому знаходимо у ряді робіт, які розглядають відклади з літологічною структурою розрізу, подібною до майкопських нашарувань.

Подібні особливості були відмічені і при дослідженні менілітових відкладів (літогенетичний і віковий аналог майкопських утворень) Карпатського регіону (Бортницкая, 1963). Так, у пачках, що складені перешаруванням алевролітів з аргілітами масово проявляються пошарові тріщини: відкриті або частково виповнені кальцитом чи рухомими маслянистими бітумами. Розкритість тріщин досягає 0,02 мм. Тріщинна проникність звичайно становить  $15\text{--}20 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Часто тріщини сполучаються між собою та утворюють єдину фільтраційну систему, що збільшує проникність до  $50 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . У піщаних пластах розвинуті поодинокі переважно заліковані кальцитом тріщинки. Відповідно у пісковиках при пористості 15–20 % проникність зрідка досягає  $10\text{--}25 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Я. О. Кульчицьким (Кульчицкий, 1963) наведені вельми цікаві факти, встановлені при проходженні тунелю між р.р. Терєбля та Рикой. Так, всупереч очікуванням, найбільші припливи були отримані не з товстошаруватих пісковиків, а з тонкоритмічних (алевроліто-глинистих) частин палеоцен-

еоценового розрізу. Даний висновок підтверджений і численними замірами коефіцієнта тріщинуватості порід, який закономірно знижується від 1,7–4,0 % у тонкошаруватих алевроліто-аргілітових різновидах до 1,8 % у середньо шаруватих пісковиках (потужність 0,5–1,0 м). У масивних та товстошаруватих псамітових літотипах тріщини практично відсутні.

Причина вищезазначеного полягає у великій кількості (при тонкому перешаруванні порід) контактів між різними літотипами. Ці контакти представляють собою ослаблені зони (Лукин, 2003), які в ході катагенетичних перетворень сприяють розвитку тріщин природного гідророзриву, а також різноманітних тріщин сколу та розтягу завдяки виникненню доволі високих перепадів тиску на контактах піщано-алевролітових прошарків з аргілітами.

Отже, виходячи з вищезгаданого, розрізи тонкоритмічного (0,2–2,0 м) чергування піщано-алевролітових порід (до 40–50 % розрізу) з аргілітами розглядаються як інтервали домінуючого розвитку колекторів тріщинного типу, а за наявності потужніших (понад 2–3 м) та численних (більше 50–60 % розрізу) шарів алевролітів і пісковиків – як інтервали розвитку колекторів порового типу (Попп та ін. 2000). Хоча, на нашу думку, у майкопському (чи менілітовому) типі розрізу чисто порові колектори відсутні, вони швидше за все є скоріше комбінованими: тріщинно-(каверно) поровими.

Інтервали розрізу з домінуванням глинистих літотипів (понад 50–60 % розрізу) та малопотужними (до 1–1,5 м) прошарками алевролітів розглядаємо як флюїдоупорні горизонти.

У зв'язку вищезазначеним, очевидним є, що поширення пачок різного типу порід-колекторів та флюїдоупорів виявляє певну узгодженість з характером розвитку літмітів.

У зонах виразних латеральних літологічних заміщень прогнозуємо формування субвертикальної тріщинуватості. Остання утворюється внаслідок нерівномірності гравітаційного ущільнення різних літологічних тіл. Так,

зменшення потужності глинистих нашарувань в катагенезі становить 50–60 %, а алевроліто-псамітових – до 10–20 % (Григорчук, 1994). Кластогенні утворення у ділянках літофаціальних заміщень змушені адаптуватися до нерівномірної усадки глинистих пачок. Це проявляється у втраті монолітності порід з утворенням субвертикальної системи тріщин, зон дроблення, які розвиваються успадковано протягом тривалого часу і слугували додатковими шляхами міграції флюїдів.

У зв'язку вищезазначеним, очевидним є, що поширення пачок різного типу порід-колекторів та флюїдоупорів, зон тріщинуватості пов'язані з літолого-фаціальними, літологічними та седиментологічними особливостями відкладів.

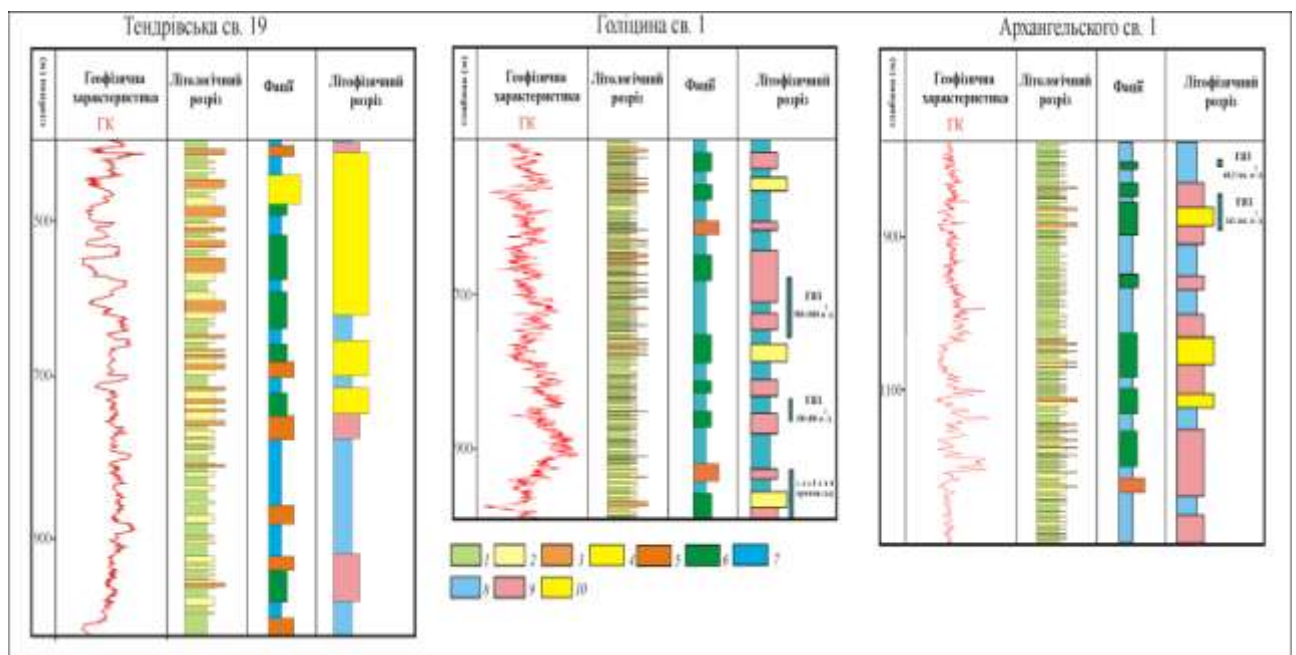


Рис. 7.1 Літологічні, фаціальні та літофізичні розрізи відкладів середнього майкопу. Літологічні розрізи: 1-аргіліти, 2-алевроліти, 3-пісковики; фації: 4-бар'єрні острови, 5-конуси виносу, 6-вздовжберегові бари, 7-шельфові рівнини; літофізичні розрізи: 8-флюїдоупори, колектори: 9-тріщинні, 10-порові

На рисунку 7.1 показані результати літологічного, фаціального, літофізичного розчленування відкладів середнього майкопу та дані промислових випробувань на прикладі деяких свердловин.

Як очевидно, природні колектори пов'язані головню з алевроліто-піщаними породами, насамперед найпоширенішими у наведених розрізах утвореннями вздовжберегових барів та конусів виносу.

Втім, вирішальну роль у розвитку певних типів колекторів (тріщинних, порових) вочевидь відіграє літологічна структура цих акумулятивних тіл, яка дещо різниться у різних ділянках седиментаційного басейну.

Так, потужніші бари в асоціації з відкладами бар'єрного острова (у горішній частині розрізу) та утвореннями конусів виносу (у середній та нижній частинах) розкриті, зокрема, св. Тендрівська-19. Згідно палеоокеанографічних реконструкцій (див.рис. 6.6, 6.7, 6.8), ця ділянка басейну перебувала у зоні алювіально-дельтової седиментації, що зумовило значний розвиток відносно потужних (до 10-15 м) алевроліто-піщаних пачок, що дозволило віднести ці утворення до типу порових порід-колекторів. Останні представлені дрібнозернистими слабозцементованими пісковиками та алевролітами переважно масивної текстури глауконіт-кварцевого складу. У нижній частині товщі простежуються прошарки товщиною до 1 м, карбонатизованих місцями кавернозних пісковиків.

Ємнісно-фільтраційні властивості цих колекторів практично не вивчені. Доволі значні дебіти води (до 500 м<sup>3</sup>/добу), що отримані при випробуванні свердловин цієї ділянки (св. Таврійські-1, -3, -6, -9, -11, Тендрівська-19, Більшоклінівська-1 та інших) дають підстави віднести їх до порід-колекторів I-II класу (за класифікацією Ханіна).

У центральних ділянках регіону (св.Голіцина-1) відклади середнього майкопу відрізняються меншою потужністю акумулятивних теригенних тіл

(бари, конуси виносу) та тонкошаруватою їх літологічною структурою (товщина алевролітових шарів не перевищує 5-7 м, піщаних – 2-3 м).

Породи характеризуються лінзоподібною або тонкошаруватою текстурою, дрібносамітовою та дрібно-середньоалевритовою структурою, олігоміктовим складом. Уламковий матеріал (60-70 %) добре відсортований, обкатаний та напівобкатаний, представлений зернами кварцу, польових шпатів, уламками кварцитів, лусками мусковіту. Доволі часто відмічаються стяжіння глауконіту (до 10 %), пірит, сидерит, лейкоксен. Часто спостерігаються піритизовані фрагменти вапнякових черепашок та вуглефікований рослинний детрит. Цемент порід гідрослюдистий.

Пористість цих порід варіюють від 15 до 38 % (в середньому становить 26 %), а проникність від 0,7 до  $560 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Об'ємна щільність порід коливається від 1,69 до 2,1 г/см<sup>3</sup> (середнє значення 1,8–2,0 г/см<sup>3</sup>). Наведені значення дозволяють віднести їх до порід-колекторів I–II класу за класифікацією (Ханин, 1969).

Як очевидно (див.рис. 7.2), тріщинні колектори у розрізі св. Голіцина-1 пов'язані не тільки з акумулятивними тілами барів та конусів виносу, але і з відкладами шельфових рівнин, які характеризуються переважанням глинистих порід з локальним їх тонким перешаруванням з шарами (до 1-2 м) алевролітів іноді пісковиків. Промислові припливи газу (до 1000 м<sup>3</sup> на добу) частково тяжіють власне до цих інтервалів розрізу.

На південному борті Причорноморського мегапрогину (св.Архангельського-1) акумулятивні тіла вздовжберегових барів, порівняно із св.Голіцина-1, є потужнішими (до 40-50 м). Це знайшло відображення у більш товстошаруватій літологічній структурі відкладів (алевроліто-піщані пачки досягають товщини 12-16 м) і, відповідно, у розвитку потужніших горизонтів колекторів, складених як тріщинними, так і поровими відмінами.

Останні представлені переважно шаруватими алевритовими пісковиками та алевролітами (часто глинистими). Відповідно вміст уламкового матеріалу змінюється від 10-30 до 60-80%. Він відрізняється нерівномірним розподілом (прошарки, лінзи) і представлений кварцом, лусками слюди, стяжіннями глауконіту, фрагментами та уламками мікрофауни. Характерна значна кількість (до 10 %) піриту (дрібні включення та лінзи), решток вуглефікованого рослинного детриту.

Ємнісно-фільтраційні властивості породи доволі високі: відкрита пористість варіює від 19,4 до 27%. Промисловий приплив газу дебітом 161 тис. м<sup>3</sup> на добу отриманий з припокрівельної пачки колекторів потужністю близько 80 метрів.

Враховуючи вищевикладене, було побудовано п'ять перетинів (рис. 7.2) літофізичної будови середньомайкопської товщі, які дозволили встановити характер просторово-вікового поширення різноманітних (різнорангових) резервуарів та з'ясувати внутрішню структуру останніх (особливості розвитку порід-колекторів різного типу). В цілому намічається тенденція домінування колекторів порового типу на північному та південному бортах Каркінітсько-Північнокримського прогину (Гнідець, 2017; Григорчук, 2018).

У першому випадку – це райони Таврійської та Гендрівської площ. Так у св. Гендрівська-19 пачка порових колекторів досягає максимальної товщини (більше 200 м) у верхах середнього майкопу. Натомість у середній частині розрізу розвинені менш потужні (до 40 м) горизонти порових колекторів.

Дана припокрівельна пачка доволі різко редує у західному, східному та південному напрямках частково за рахунок заміщення колекторами тріщинного типу. Так, у св. Таврійська-9 та -1 потужність порових колекторів вже не перевищує 20–30 м. Середній горизонт також характеризується нестабільною будовою: за латераллю він розщеплюється на дві одиниці та заміщується тріщинними колекторами.

У низах середньомайкопського розрізу в районі Таврійської площі (св. Таврійська-9) розвинена потужна пачка (більше 100 м) колекторів порового типу, які представлені дрібно-середньозернистими пісковиками, поровий простір яких місцями залікований карбонатними мінералами (рис. 7.3).

Подібна картина поширення порід-колекторів спостерігається і на південному борті прогину (див. рис. 7.2). Так, у св. Десантна-1 розвинена єдина (в об'ємі усього середнього майкопу) пачка, складена поровими (потужністю близько 100 м) та тріщинними (до 30 м) колекторами (у припідшовній та припокрівельній частинах розрізу). У напрямку св. Сельського-40 та Архангельського-1 порові колектори доволі різко виклинюються, натомість потужність тріщинних – зростає до 40–50 м.

Аналогічні особливості характерні і для площі Гамбурцева (св. 2), де у низах розрізу зафіксована потужна (до 150 м) пачка порід-колекторів: два горизонти порових різновидів, які розмежовані горизонтом тріщинних колекторів.

На площах, що розташовані ближче до осьової зони Причорноморського мегапрогину розріз характеризується дещо іншою природою: домінування тріщинних колекторів та тонка ритмічність розвитку колекторських горизонтів порового типу. Так, у св. Голіцина-1 фіксується три горизонти (до 20 м) порових колекторів (у верхній, середній та нижній частинах розрізу) та вісім пачок (до 40–50 м) колекторів тріщинного типу (див. рис. 7.2), які розмежовані флюїдоупорами (до 20–40 м). Тріщинні колектори представлені у різній мірі алевритистими аргілітами з розвитком переважно пошарових тріщин розкритістю до 0,02–0,03 мм (рис. 7.3). Власне з припокрівельної пачки подібних утворень отримані припливи газу (10–305 тис. м<sup>3</sup> на добу) на однойменному родовищі.

Такий характер поширення колекторів у середньомайкопській товщі зберігається і в напрямку св. Флангова-2, натомість у св. Шмідта-12 доволі



чітко виділяється лише чотири колекторські пачки. Нижня – потужністю близько 100 м складена двома горизонтами (20–40 м) порових колекторів, які розділені тріщинними різновидами. Ця пачка перекрита флюїдоупором (до 80 м). Вище, під екраном товщиною до 100 м, фіксується горизонт тріщинних колекторів (до 30 м). Над ними залягає пачка порових колекторів потужністю близько 40, яка виклинюється як у західному, так і східному напрямках (Гнідець, 2017; Григорчук, 2018).

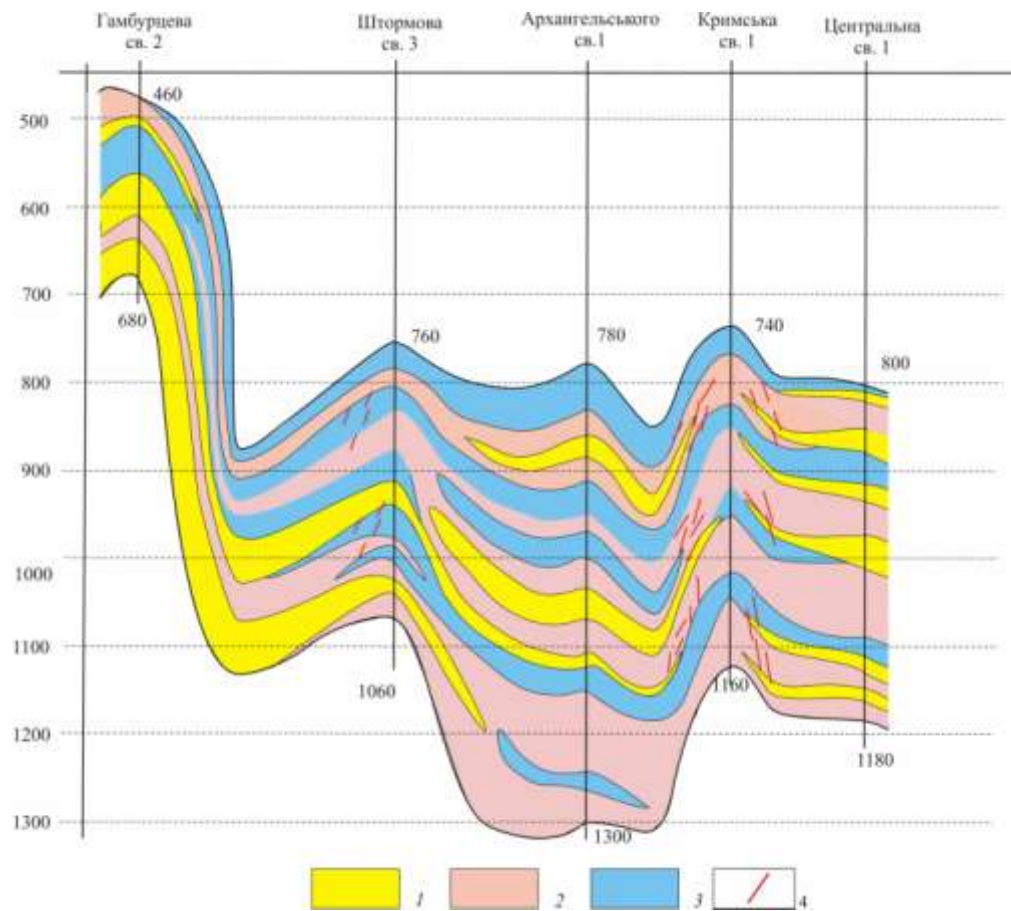


Рис. 7.2 Модель розвитку порід-колекторів і резервуарів. Середній майкоп. Профіль І–І. Породи-колектори: 1 – порові, 2 – тріщинні; 3 – флюїдоупори, 4 – субвертикальні зони тріщинуватості. Положення профілів див. рис. 4.1.

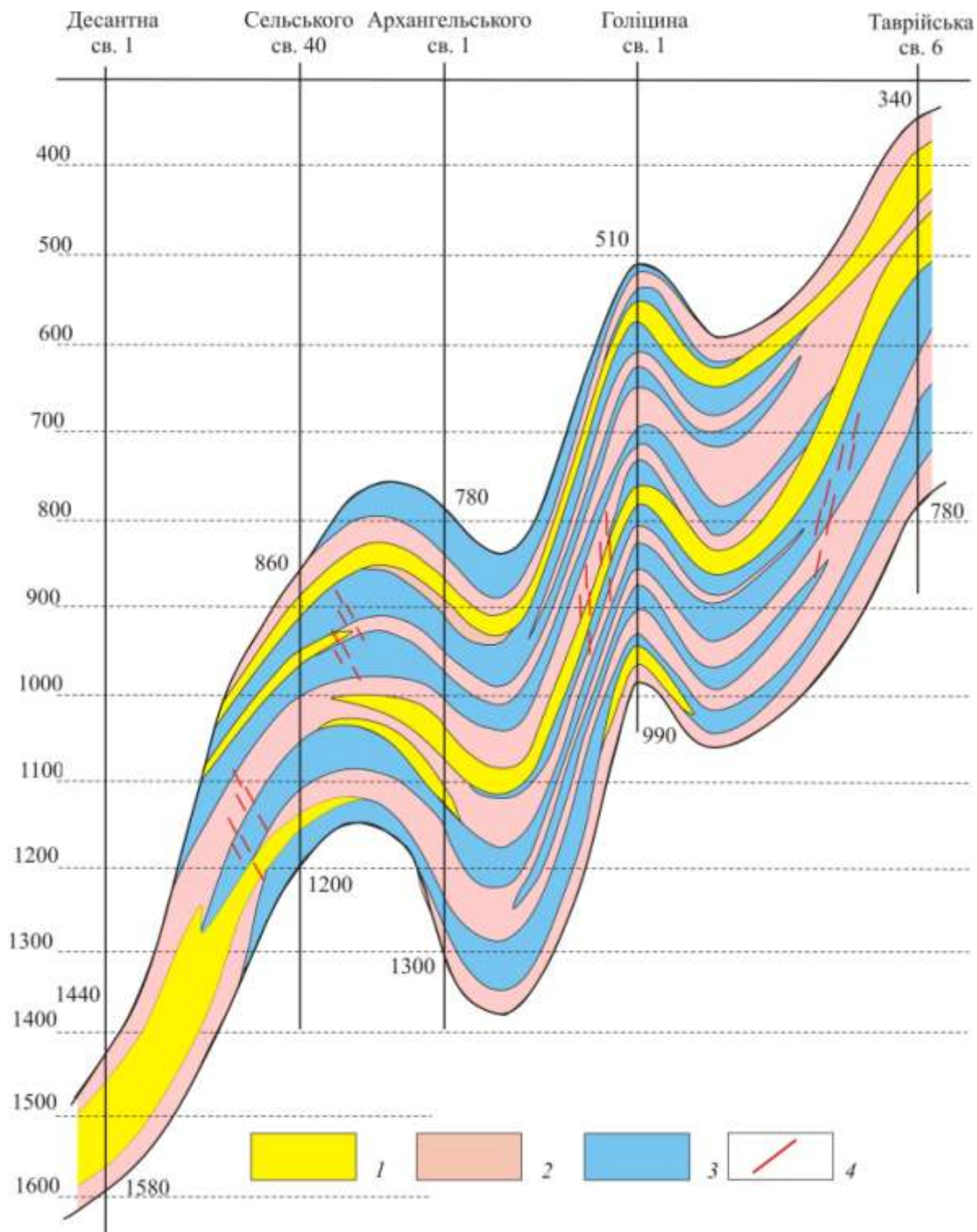


Рис. 7.2. (продовження). Профіль II-II.

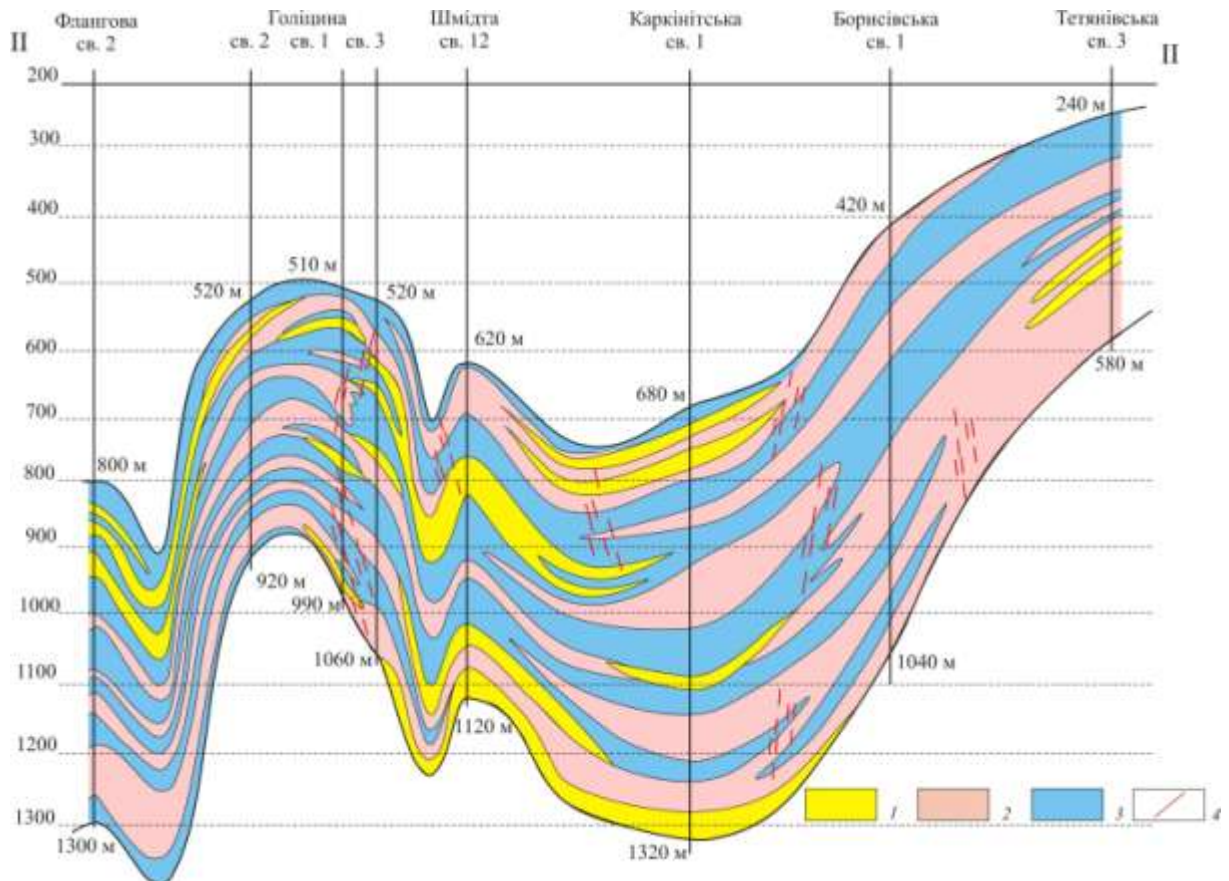


Рис. 7.2. (продовження). Профіль III–III

Припокрівельна частина середнього майкопу складена тріщинними колекторами (близько 80 м), які різко виклинюються вбік площі Голіцина, а в напрямку св. Каркінітська-1 частково заміщуються колекторами порового типу. Часом тріщинки переходять у мікрокавернозні зонки з роздувами до 0,1–0,15 мм (рис. 7.4). В алеволітах також спостерігається різноспрямована мікротріщинуватість (рис. 7.5). Власне з цієї частини розрізу у св. Шмідта-25 отримані промислові припливи газу (дебітом 85,5–141,2 тис. м<sup>3</sup> на добу).

Розріз середнього майкопу у св. Архангельського-1, Кримська-1 та Центральна-1 характеризується широким розвитком потужних колекторських пачок (див. рис.7.2). Максимально останні проявлені у св. Центральна-1, де спостерігається три потужні (до 200 м в середній частині товщі) пачки, які складені чергуванням горизонтів порід-колекторів різного типу .

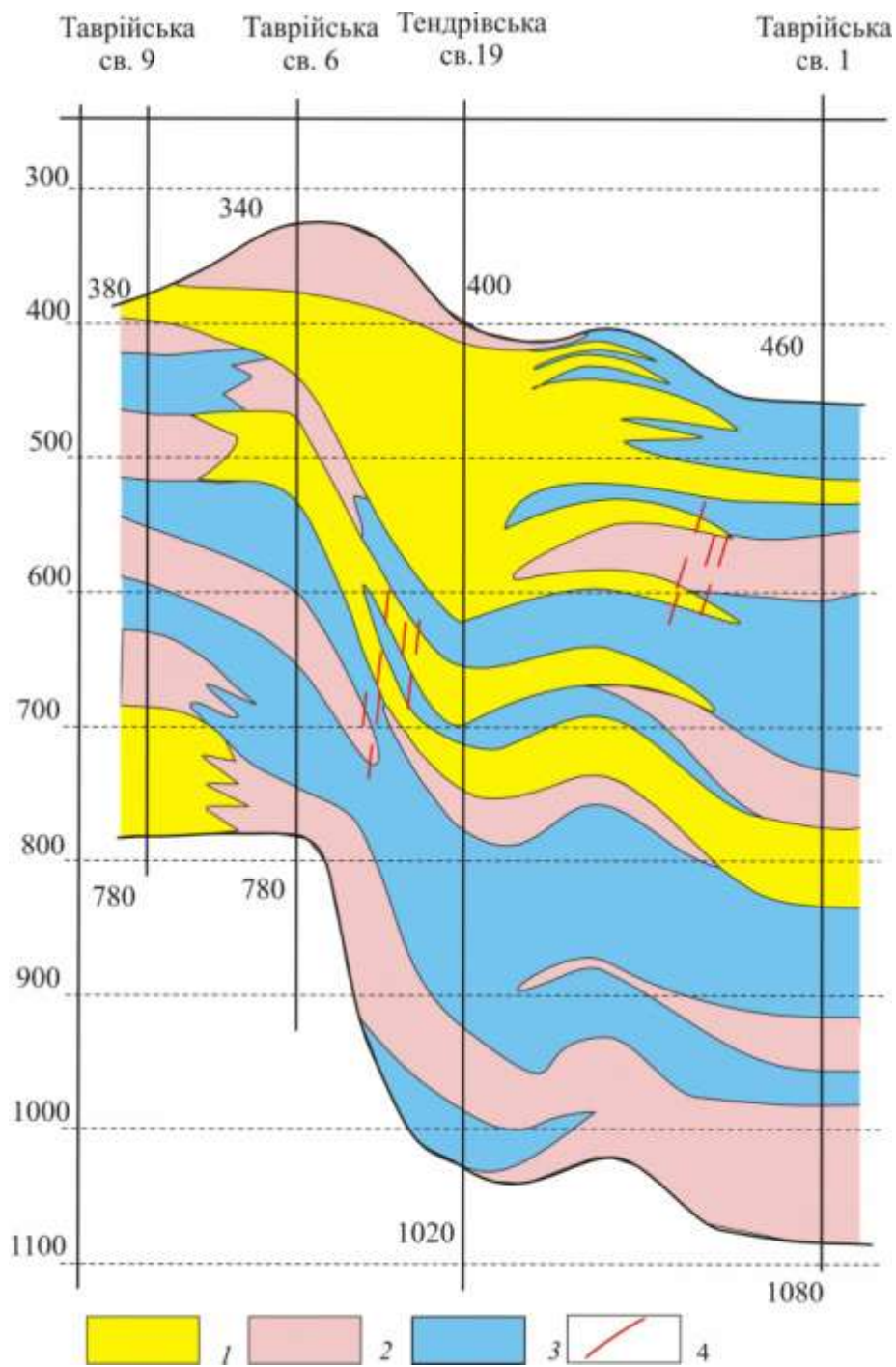


Рис. 7.2. (продовження). Профіль IV-IV.



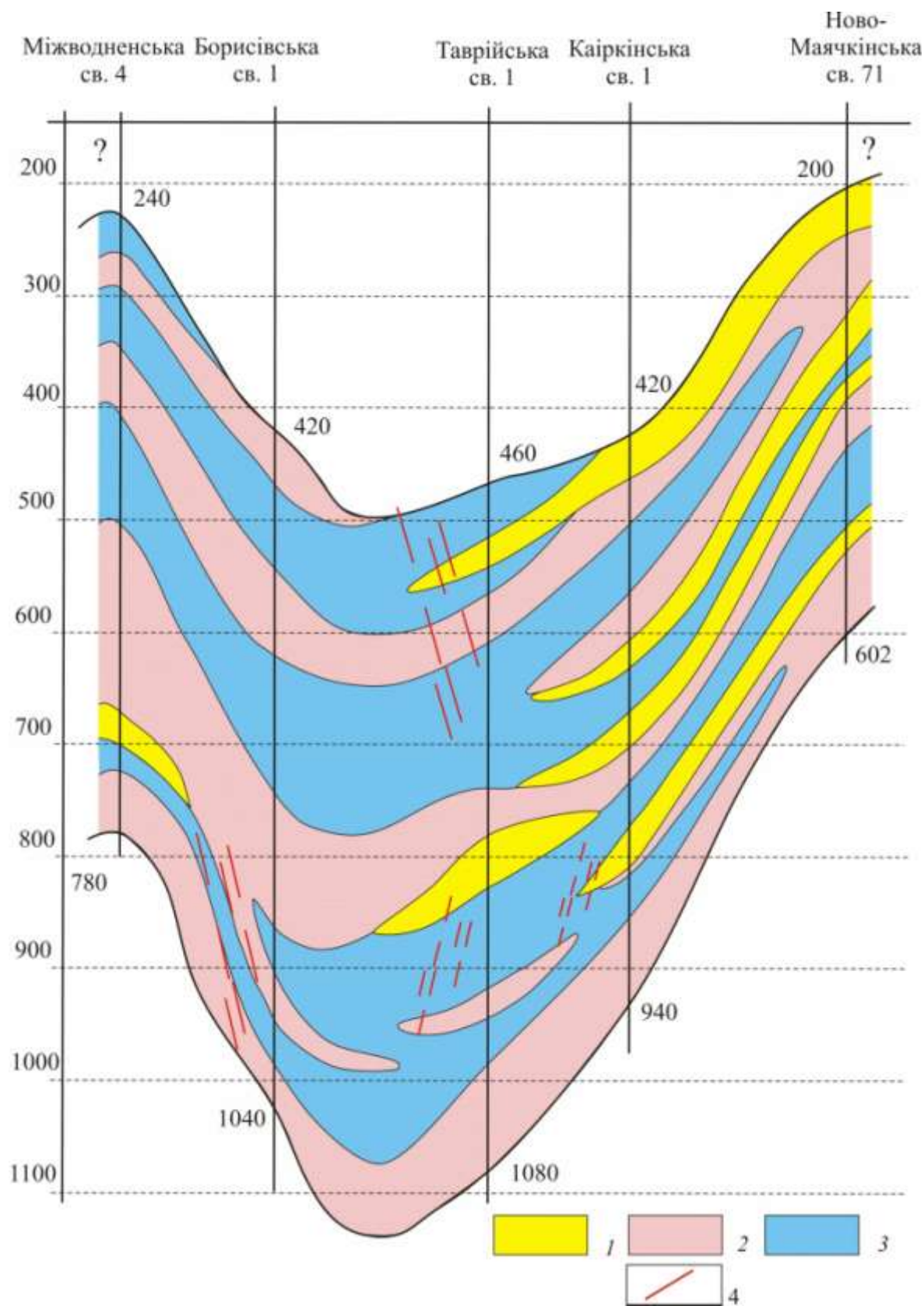


Рис. 7.2. (продовження). Профіль V-V.

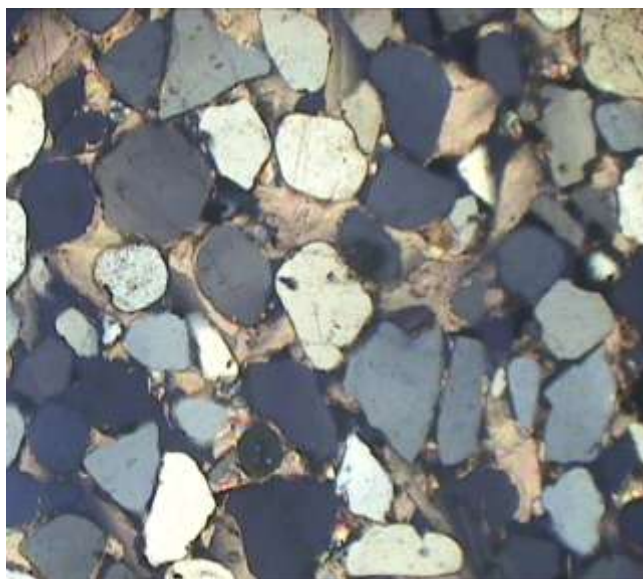


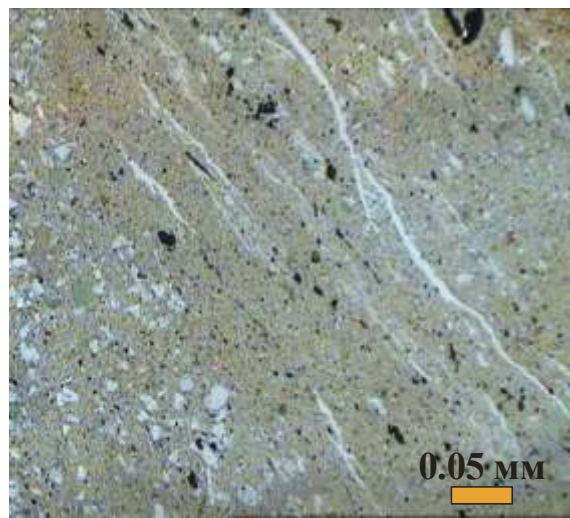
Рис. 7.3. Колектор (потенційний) порового типу.

Пісковик дрібно-середньозернистий з поїклітовим кальцитовим (18–23 %) цементом.

Св. Таврійська-9. інт. 750–751 м. Ніколі Х. Середній Майкоп.

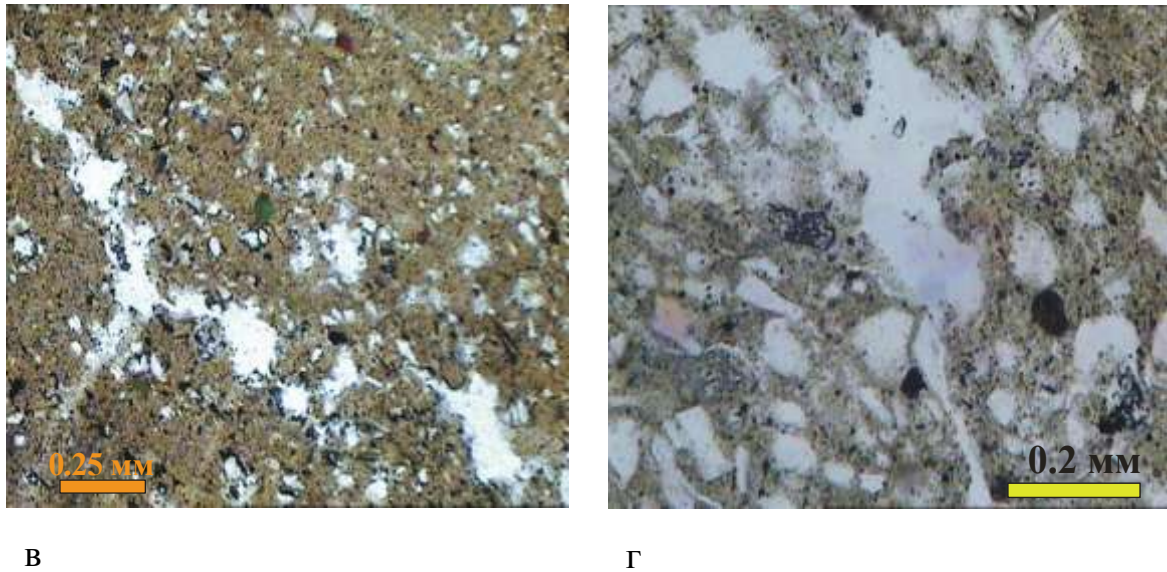


а



б





В

Г

Рис. 7.4. Колектори тріщинного (каверно-тріщинного) типу.

а) Розуцільнений (каверно-тріщинуватий) аргіліт. Св. Голіцина-6. інт. 825–835 м. Ніколі П. б) Мікротріщини в аргіліті мікросхаруватому алевритистому. Св Голіцина-1. інт. 706–711 м. Ніколі П. в) Кавернозна зонка по мікротріщині. Аргіліт алевритистий. Св. Шмідта-25. інт. 661–668 м. г) Тріщинно-кавернозна зонка в алевроліті глауконіт-кварцовому з глинисто-гідрослюдистим цементом. Св. Голіцина-6. інт. 574–581 м. Ніколі П.

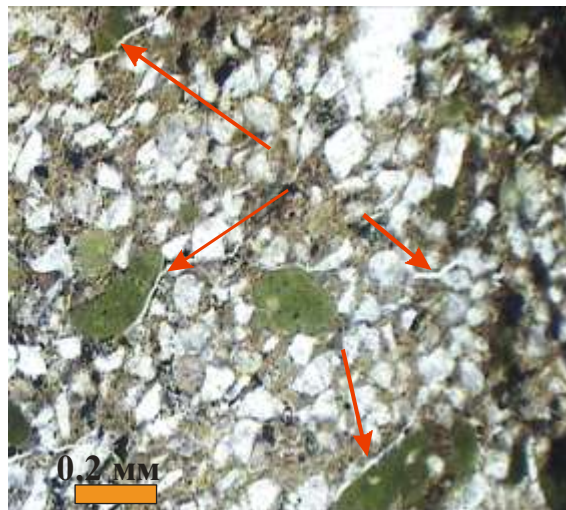


Рис. 7.5. Різнострамовані мікротріщини у глинистому алевроліті.

Св. Шмідта-25. інт. 675–682 м. Ніколі П.

Подібна картина притаманна і для відкладів, які розкриті св. Архангельського-1. Власне з верхньої пачки, яка представлена тут комбінацією порових та тріщинних колекторів, отримані припливи газу (дебітом 60–118 тис. м<sup>3</sup> на добу). Відсутність продукції з даної пачки у св. Центральна-1 може бути пов'язана з моноклінальним заляганням колекторських горизонтів, які поступово здіймаються у напрямку Кримської структури (див. рис. 7.2). На схилах останньої горизонти порових колекторів виклинюються і у його склепінній частині колектори представлені виключно тріщинними типами: чотири пачки товщиною по 50–60 м, які розмежовані флюїдоупорами потужністю до 30 м. Розвиток субвертикальних зон тріщинуватості поряд з відносно незначною товщиною екрануючих горизонтів, на нашу думку, може сприяти сполученню усіх пачок колекторів з утворенням єдиного резервуару під припокрівельним флюїдоупором (Гнідець, 2017; Григорчук, 2018). Власне з цього інтервалу розрізу у св. Кримська-1 отриманий приплив газу дебітом 10 тис. м<sup>3</sup> на добу.

В результаті проведених досліджень здійснено прогноз нафтогазоперспективних об'єктів у відкладах середнього майкопу (рис.7.6), що базувалося насамперед на літофізичних побудовах з врахуванням літмологічних та седиментолого-палеоокеанографічних моделей.

## **7.2. Локалізація та характеристика перспективних об'єктів**

### ***Перспективні об'єкти у пастках антиклінального типу.***

Площа Голіцина. Для відкладів середнього майкопу характерний вузький і латерально неоднорідний (орієнтований) характер розвитку порових колекторів, що чітко фіксується при порівнянні поздовжнього та поперечного перетинів (див рис. 7.2). Порові колектори фіксуються головним чином у св. 3 – локальні малопотужні тіла субмеридіонального простягання.

У товщі прогнозується широкий розвиток субвертикальної літогенетичної тріщинуватості, що могло сприяти флюїдним перетокам між



резервуарами різних гіпсометричних рівнів. З припокрівельного резервуару (тріщинні і порові колектори) отримано промисловий приплив газу. У середній частині і низах розрізу продуктивні горизонти характеризуються подібними особливостями, що дає підстави віднести їх до категорії нафтогазоперспективних (Гнідець, 2017; Григорчук, 2018).

Площа Шмідта. Відклади середнього майкопу характеризуються наявністю трьох потужних горизонтів колекторів (до 100 м), які перекриті екрануючими пачками товщиною до 80 м (див. рис.7.2). З верхнього (тріщинний колектор) отриманий промисловий приплив газу. Нафтогазоперспективними є порові колектори середньої частини та комбіновані – нижньої частини розрізу.

Площа Міжводненська. В межах площі у розрізі досліджуваної товщі прогнозується розвиток трьох резервуарів, які складені тріщинними колекторами. З верхнього – отриманий промисловий приплив газу (св. Ярилгацькі-1 та -2 інт. 206–250 м, дебіти газу 5–15 тис. м<sup>3</sup>/добу). На 100 м нижче по розрізу локалізований аналогічний за об'ємом та структурою горизонт, а у низах розрізу товщі виділена потужна (близько 200 м) пачка тріщинних колекторів. Ці об'єкти ми розглядаємо як нафтогазоперспективні.

Площа Штормова. Слід зазначити, що відклади майкопської серії у пробурених на цій структурі свердловинах не випробовувалися. Результати ж наших досліджень вказують, що ці нашарування представляють певний економічний інтерес. Так, у розрізі середнього майкопу площі виділено чотири перспективні об'єкти (див. рис.7.2, таб.7.1). Перший і другий згори представлені колекторами тріщинного, третій – порового, четвертий – комбінованого (порового та тріщинного) типів.

Площа Архангельського. У товщі середнього майкопу виділено три потужні пачки порід-колекторів комбінованого тріщинно-порового типу. З верхньої – отримано промисловий приплив газу (св. 1, інт. 806–812 та 855–891

м, дебіти газу 63,5–118 тис. м<sup>3</sup>/добу). Натомість у двох нижніх, аналогічних за будовою, відсутні явні структурні передумови для формування антиклінальної пастки (див. рис.7.2). Отже, ці об'єкти відносимо до категорії умовно перспективних.

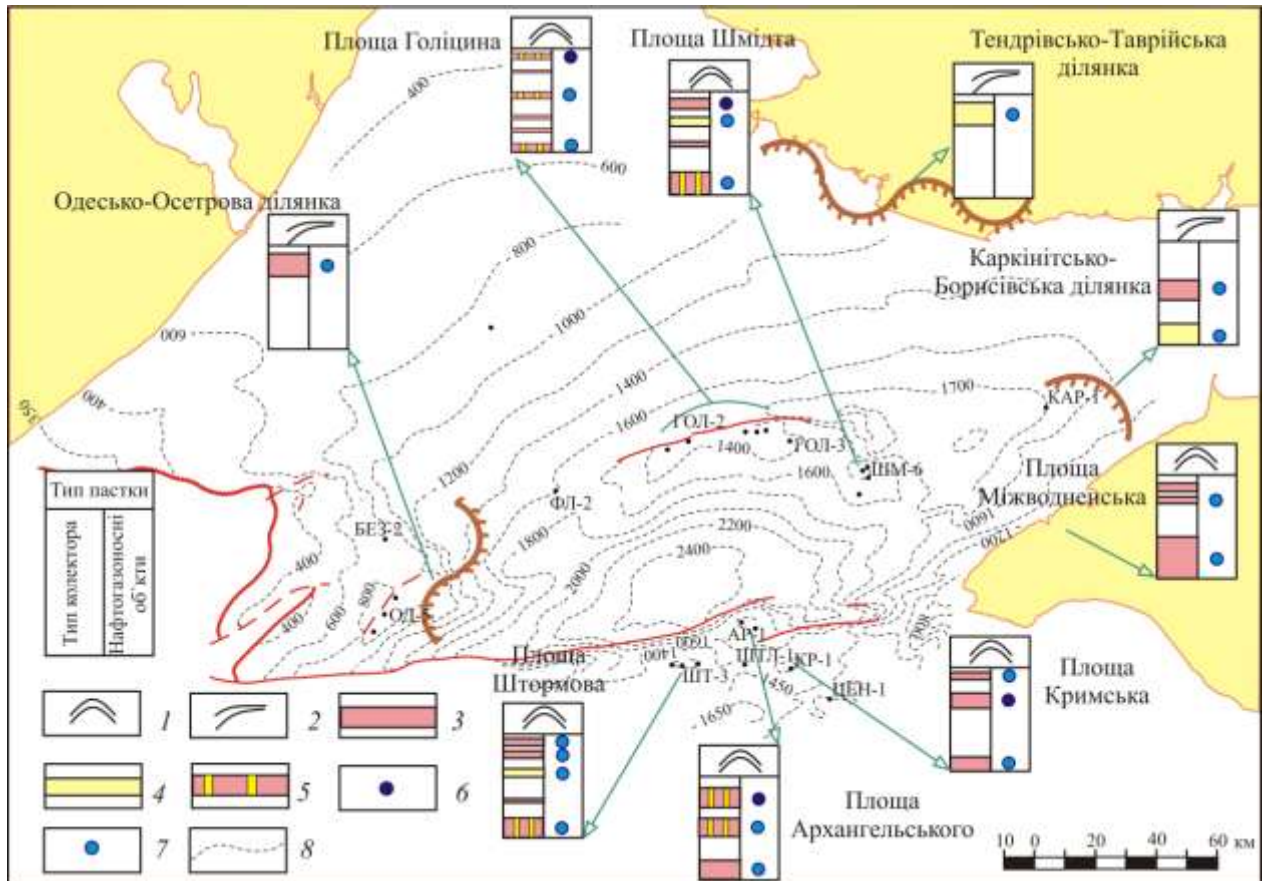


Рис. 7.6. Нафтогазоперспективні об'єкти у відкладах середнього майкопу.

Тип пастки: 1 – антиклінальний, 2 – літологічний. Тип колектора: 3 – тріщинний, 4 – поровий, 5 – тріщинно-поровий. Поклади вуглеводнів: 6 – виявлені, 7 – прогнознi. Структурна карта по підшві майкопських нашарувань за (Стовба, 2009).

Таблиця 7.1

Газоперспективні об'єкти у відкладах середнього майкопу Причорноморського мегапрогину та суміжного суходолу

Площа, св.	Глибина (м)	Тип колектора	Тип пастки
Голіцина-1	710–780	Тріщинний + поровий	антиклінальний

	910–980	Тріщинний + поровий	антиклінальний
Шмідта-12	760–820	Поровий	антиклінальний
	1020–1120	Тріщинний + поровий	антиклінальний
Міжводненська-4	340–410	Тріщинний	антиклінальний
	500–780	Тріщинний	антиклінальний
Штормова-3	785–805	Тріщинний	антиклінальний
	735–780	Тріщинний	антиклінальний
	918–940	Поровий	антиклінальний
	1000–1070	Тріщинний + поровий	антиклінальний
	1150–1300	Тріщинний	антиклінальний
Кримська-1	850–920	Тріщинний + поровий	антиклінальний
	950–1020	Тріщинний+ поровий	антиклінальний
	1050–1160	Тріщинний + поровий	антиклінальний
Тендрівсько-Таврійська ділянка	400–600	Поровий	літологічний
Одесько-Осетрова ділянка	~ 500–700	Тріщинний	літологічний
Каркінітсько-Борисівська ділянка	800–900	Тріщинний	літологічний
	1020–1050	Поровий	літологічний
	1220–1260	Поровий	літологічний

### ***Перспективні об'єкти у настках літологічного типу.***

Тендрівсько–Таврійська ділянка. Як було відмічено вище, у верхній частині середнього майкопу цієї ділянки локалізована потужна пачка колекторів порового типу (див. рис.7.2), яка виклинюється між св. Тендрівська-19 та Таврійська-1. Виходячи з вищенаведених палеоокеанографічних реконструкцій (глава 6) південніше Тендрівської коси прогнозується розвиток акумулятивних тіл (гирловий бар та бар'єрний острів), в структурі яких домінуючу роль відіграють порові породи-колектори. У північному напрямку прогнозується їх доволі різке вклинювання (Гнідець, 2017; Григорчук, 2018). Дана субширотного простягання видовжена зона виклинювання відноситься

нами до нафтогазоперспективних об'єктів з пастками неантиклінального типу (див. рис. 7.6).

Одесько-Осетрова ділянка. У верхній частині середнього майкопу у межах західної центрикліналі Північнокримського прогину за палеоокеанографічними побудовами прогнозується розвиток акумулятивних утворень вздовжберегових барів, в розрізі яких переважають породи-колектори тріщинного типу (див. рис. 7.2). У зв'язку з виклинюванням останніх у західному напрямку, в межах Одесько-Осетрової ділянки локалізований нафтогазоперспективний об'єкт неантиклінального типу (див. рис. 7.6).

Каркінітсько-Борисівська ділянка. У середній частині досліджуваної товщі виявлене потужне (до 100 м) тіло тріщинних порід-колекторів, яке виклинюється в північно-східному напрямку (між св. Каркінітська-1 та Борисівська-1). У низах розрізу подібні особливості притаманні двом пачкам порових колекторів. Ці об'єкти відносимо до нафтогазоперспективних об'єктів неантиклінального типу (див. рис. 7.6).

На основі комплексу літофізичних, літмологічних та седиментолого-палеоокеанографічних досліджень у відкладах середнього майкопу вперше виділена низка нафтогазоперспективних об'єктів (пасток) різного типу. *Перспективні об'єкти у пастках антиклінального типу.* На площі Голіцина це два горизонти комбінованих (тріщинних і порових колекторів) у нижній та середній частинах розрізу. На площі Шмідта нафтогазоперспективними є порові колектори середньої частини та комбіновані – нижньої частин розрізу. На Міжводненській площі прогнозується розвиток трьох резервуарів, які складені тріщинними колекторами. На площі Штормова виділено чотири перспективні об'єкти (згори до низу): перший та другий представлені колекторами тріщинного, третій – порового, четвертий – комбінованого (порового та тріщинного) типів. На площі Архангельського виділено три потужні пачки порід-колекторів. З верхньої – отримано промисловий приплив

газу. Натомість у двох нижніх відсутні достатні структурні передумови для формування антиклінальної пастки, тому ці об'єкти розглядаються як умовно перспективні. *Перспективні об'єкти у пастках літологічного типу.* У Тендрівсько – Таврійській ділянці у верхній частині розрізу середнього майкопу прогнозується протяжна смуга виклинювання переважно порових колекторів, а в Одесько-Осетровій –тріщинних. У межах Каркінітсько-Борисівської ділянки у середній частині розрізу виклинюється горизонт тріщинних порід-колекторів, а в його низах подібні особливості притаманні двом пачкам порових порід-колекторів.

## ВИСНОВКИ

У дисертації вперше для Причорноморсько-Кримського регіону побудовані літолого-фаціальні та літмологічні моделі відкладів середнього та верхнього майкопу, здійснені седиментолого-палеоокеанографічні реконструкції для окремих вікових інтервалів, вивчені мінералого-петрографічні особливості відкладів. На цій основі визначена літофізична структура середньомайкопських нашарувань, локалізовані нафтогазоперспективні об'єкти (пастки антиклінального та неантиклінального типів):

1. За характером співвідношення аргілітів, алевролітів і пісковиків типізовано розрізи відкладів середнього та верхнього майкопу. *Середній майкоп*: Тендрівський тип розрізу характеризується наявністю у верхній та середній частинах розрізу потужних (до 10–15 м) горизонтів пісковиків та алевролітів; Борисівський – є істотно глинистим з рівномірним розвитком окремих шарів (до 1 м) алевролітів; Гамбурцівський – відрізняється наявністю у нижній частині шарів пісковиків (до 2 м); Центральний – характеризується рівномірним поширенням у розрізі пластів алевролітів та пісковиків потужністю 1,5–2 м. *Верхній майкоп*: Голіцинський тип розрізу характеризується рівномірним чергуванням тонких (до 3–5 м) шарів цих порід; Фланговий – відрізняється розвитком у нижній та верхній частинах потужніших (до 7–9 м) горизонтів пісковиків та алевролітів; Тетянівський тип за літологічною структурою подібний до Голіцинського, але його потужність не перевищує 70 м; для Каіркинського – притаманні потужні (до 20–30 м) алевролітові та піщано-алевролітові пачки.

Встановлені особливості літолого-фаціальної зональності відкладів. Для *середнього майкопу* локалізовано п'ять ареалів максимального розвитку пісковиків: Тендрівський, Шмідтівський (ізоліти пісковиків понад 100 м), Фланговий, Центральний та Десантний (ізоліти 50–100 м). Поле максимального

поширення алевролітів (ізоліти 200–350 м) тяжіє до центральної частини седиментаційного басейну (Михайлівський та Таврійський депоцентри). Для *верхнього майкопу* на фоні зменшення площі розвитку відкладів цього віку спостерігається різниця просторового поширення пісковиків та алевролітів. Локалізовано два ареали підвищеної піскуватості: Фланговий та Каркінітсько-Каірінський (ізоліти 50–60 м), натомість, алевроліти характеризуються регіональним поширенням.

2. За результатами літмологічного аналізу встановлено домінування у *середньомайкопських* відкладах глинистих літмітів (вміст аргілітів у розрізі понад 50 %), які у приосьовій частині басейну складають понад 65–70% загальної потужності товщі. У периферійних ділянках басейну вирішальну роль у структурі розрізу відіграють алевролітові та піщані літміти (вміст відповідних літотипів складає 50–75%), вони перешаровуються та заміщуються змішаними літмітами у напрямку депоцентру. Максимальний розвиток кластогенних утворень зафіксовано у районі площ Десантна, Олімпійська, Гамбурцева, Таврійська, Херсонська, Каірінська. У розрізі *верхньомайкопської* товщі також домінують змішані та глинисті літміти. Піщано-алевролітові – розвинені переважно у північних (площі Таврійська, Новомаячкінська, Голіцина, Шмідта, Каркінітська) та східних ділянках регіону (Борисівська, Міжводненська площі). Такі утворення насамперед фіксуються у припідшовній та припокрівельній частинах *верхньомайкопської* товщі. Глинисті літміти максимально розвинені у південних районах регіону.

На основі літмологічного аналізу встановлена ритмічна будова *середньомайкопської та верхньомайкопської товщ*. Виділено чотири субрегіональні кластогенні пачки (Мс-I, Мс-II, Мс-III, Мв), які розмежовані потужними глинистими нашаруваннями. Ці пачки у периферійних частинах басейну складені піщаними та алевролітовими літмітами, які у напрямку депоцентру заміщуються літмітами змішаного типу. Циклічність розвитку

кластогенних горизонтів добре корелюється з епізодами зниження рівня моря протягом олігоцен-міоценового часу. На початку пізнього майкопу певне зниження рівня водойми зумовило нагромадження переважно кластогенних літотипів (базальних верств). Подальші трансгресивні тенденції спричинили формування переважно пелагічних пелітових та алевро-пелітових мулів. Наприкінці пізньомайкопського часу знову проявився регресивний епізод з утворенням алевроліто-піщаних акумулятивних тіл.

3. Седиментолого-палеоокеанографічні реконструкції дозволили встановити основні риси осадоного нагромадження для окремих інтервалів середньо-пізньомайкопського часу. Інтенсифікація скиду уламкового матеріалу в седиментаційній басейн фіксується чотирма віковими рівнями розвитку кластогенних горизонтів субрегіонального (Mc–I, Mc–II, Mc–III, Mv) рангу, які корелюються з епізодами глобального зниження рівня океану, і представлені акумулятивними утвореннями русел, барів (гирлових, вздовжберегових) та конусів виносу. Ці нашарування розмежовані муловими пелагічними утвореннями. Побудовані седиментолого-палеоокеанографічні моделі на початок та кінець пізнього олігоцену (час формування кластогенних пачок Mc–I та Mc–III) та ранній міоцен. У першому випадку скид теригенного матеріалу здійснювався р. пра-Дністер з північного заходу, в другому – з північного сходу (р. пра-Дніпро). Руслові утворення цих алювіальних систем в напрямку депоцентру басейну заміщуються гирловими барами, бар'єрними островами та конусами виносу. На конседиментаційних підняттях та їх схилах формувалися вздовжберегові бари. Розвиток останніх прогнозується також у приберегових ділянках, а також по периферії Кримського острова та Кілійського півострова.

4. Створені моделі літофізичної структури відкладів середнього майкопу по окремих перетинах. В результаті визначено особливості просторово-вікового розвитку порід-колекторів різного типу (порових, тріщинних) та резервуарів різного рангу. В цілому намічається тенденція



домінування колекторів порового типу на північному та південному бортах Причорноморського мегапрогину, їх редукція та заміщення колекторами тріщинного типу в його осьовій зоні.

5. На основі комплексу літофізичних, літмологічних та седиментолого-палеоокеанографічних досліджень у відкладах середнього майкопу вперше виділена низка газоперспективних об'єктів (пасток) різного типу. *Перспективні об'єкти у пастках антиклінального типу.* На площі Голіцина це два горизонти комбінованих (тріщинних і порових колекторів) у нижній та середній частинах розрізу. На площі Шмідта газоперспективними є порові колектори середньої частини та комбіновані – нижньої частин розрізу. На Міжводненській площі прогнозується розвиток трьох резервуарів, які складені тріщинними колекторами. На площі Штормова виділено чотири перспективні об'єкти (згори до низу): перший та другий представлені колекторами тріщинного, третій – порового, четвертий – комбінованого (порового та тріщинного) типів. На площі Архангельського виділено три потужні пачки порід-колекторів. З верхньої – отримано промисловий приплив газу. Натомість у двох нижніх відсутні достатні структурні передумови для формування антиклінальної пастки, тому ці об'єкти розглядаються як умовно перспективні. *Перспективні об'єкти у пастках літологічного типу.* У Тендрівсько – Таврійській ділянці у верхній частині розрізу середнього майкопу прогнозується протяжна смуга виклинювання переважно порових колекторів, а в Одесько-Осетровій – тріщинних. У межах Каркінітсько-Борисівської ділянки у середній частині розрізу виклинюється горизонт тріщинних порід-колекторів, а в його низах подібні особливості притаманні двом пачкам порових порід-колекторів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Аленкин В.М., Баландин Ю.Г., Бондаренко В.Г., Воскобойников В.М., Григорьев А.В., Иванов Ю.К., Иноземцев Ю.И., Кириченко О.Н., Конилов Е.Г., Котлов В.Ф., Краковский Б.И., Куприн П.Н., Лебедев Ю.С., Лимонов А.Ф., Луцив Я.К., Мельник В.И., Моргунов Ю.Г., Науменко П.И., Огородников В.И., Фёдоров П.В., Фролова Л.М., Хорошева Д.П., Цихоцкая Н.Н., Шехоткин В.В., Шнюков Е.Ф., Щербаков Ф.А., Янко В.В. Геология шельфа УССР. Литология; Наукова думка: Киев, 1985; с 1–192.

Астахова Т.В., Горак С.В., Краева Е.Я. Геология шельфа УССР. Стратиграфия (шельф и побережье Черного моря); Наукова думка: / ред. Ю. В. Тесленко. Киев, 1984; с 1–184.

Атлас родовищ нафти і газу України в шести томах. Південний регіон; Центр Європи / гол. ред. М. М. Іванюта. Львів, 1998; с 1– 224.

Баженова О.К., Фадеева Н.П. Количественная оценка масштабов нефтегазообразования в осадочных бассейнах Азово-Черноморского региона. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Международная Конференция, Тезисы Докладов, Москва, Россия, 2004, с 49-51.

Баженова О.К., Фадеева Н.П., Никишин А.М., Афанасенков А.П., Болотов С.Н., Лаврищев В.А. Геохимическая характеристика и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских и кайнозойских отложений Восточного Причерноморья. *Вестник МГУ, Геология, с Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. Т. 6. 2006. с. 43-51*

Балуховский А.Н., Буш В.А., Волков Ю.В., Гатинский Ю.Г., Казьмин В.Г., Калимулин С.М., Куликова Л.И., Миледин А.К., Натапов Л.М., Пугачева И.П., Суетенко О.Д., Филиппова И.Б., Ясаманов Н.А. Составители палинспастических реконструкций: Бочарова Н.Ю., Зоненшайн Л.П., Кононов М.К., Скотиз К. Палеогеографический атлас Северной Евразии. [Электронный ресурс]; Институт тектоники литосферных плит РАЕН. Москва. Издание:

CDROM.1998г.([http://neotec.ginras.ru/neomaps/M300\\_Euras.N\\_1998\\_Paleogeography\\_Paleogeograficheskiy-atlas-severnoy-evrazii.html](http://neotec.ginras.ru/neomaps/M300_Euras.N_1998_Paleogeography_Paleogeograficheskiy-atlas-severnoy-evrazii.html)) сайт neotec.ginras.ru

Белоусов В.В., Вольвовский Б.С. Строение и эволюция земной коры и верхней мантии Чорного моря; Наука: Москва, 1989, с 1–207.

Богаец А.Т., Бондарчук Г.К., Леськив И.В., Новосилецкий Р.М., Павлюк М.И., Палий А.М., Панченко Д.Е., Самарский А.Д., Хныкин В.И., Чир Н.М., Швай Л.П., Шевченко Е.Ф., Шпак П.Ф., Яцеленко В.С. Геология Шельфа УССР. Нефтегазоносность; Наукова думка: Киев, 1986; с 1–152.

Бородулин М. А., Бурьянов В. Б., Кутас Р. И., Пустильников М. Р., Рогоза О. И., Русаков О. М., Соллогуб В. Б., Соловьев В. Д., Сологуб Н. В., Старостенко В. И., Чекунов А. ВА., Шиманський А. А., Щербаков В. В. Геология шельфа УССР. Тектоника; Наукова думка: Киев, 1987; с 1–152.

Бортницкая В. М. Коллекторские свойства пород Долинского нефтяного месторождения. Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. Труды УкрНИГРИ: Москва, 1963, вып. III, с. 369-374.

Геворкьян В.Х. Геология нижнемеловых отложений юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы; Киев: Наукова думка, 1976; с 1–158.

Герасимов М.Е., Бондарчук Г.К., Скорик А.М. Тектонічна карта півдня України. Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона, Материалы VI международной конференции «Крим-2005», Тезисы докладов ПГТ, Гурзуф, Агео, 2006; с 11–40.

Глушко В.В., Максимова С.П. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и на прилегающих акваториях. Труды УкрНИГРИ, Недра: Москва, 1968; вып.30; с 1–270.

Гнідець В. П., Григорчук К. Г., Кохан О. М. Особливості літофізичної будови та прогноз нафтогазоперспективних об'єктів у відкладах середнього майкопу Каркінітсько–Північнокримського регіону. Геологія і геохімія

горючих копалин: мат. Міжнародної наукової конференції присвячена 100-річчю від дня народження академіка Григорія Назаровича Доленка, Львів, 2017. С. 57

Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Захарчук С.М., Мельничук П.М., Полухтович Б.М. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області (геолого-структурні умови, седименто-літогенез, породи колектори, перспективи нафтогазоносності); ЕКМО; Львів-Київ, 2010; с 1–248.

Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Куровець І.М., Куровець С.С., Приходько О.А., Грицик І.І., Баландюк Л.В. Геологія верхньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області України (геологічна палеоокеанографія, літогенез, породи-колектори і резервуари вуглеводнів, перспективи нафтогазоносності); Львів, 2013; с 1–160.

Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Баландюк Л.В., Кохан О.М. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 3. Середній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез. Геологія і геохімія горючих копалин 2009, 3–4 (148–149), с 55–69.

Гнідець В. П., Григорчук К. Г., Баландюк Л. В., **Кохан О. М.** Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 4. Верхній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез. Геологія і геохімія горючих копалин. 2012, № 3-4, с. 55–65

Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Баландюк Л.В. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 2. Нижній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез. Геологія і геохімія горючих копалин 2009, 2 (147), с 71–83.

Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Ревер В.Б. Літологічні комплекси та циклічність відкладів еоцену Каркінітсько-Північнокримського осадово-породного басейну. Геодинаміка 2013, 1 (14), с 38–44.

Гнідець В.П., Григорчук К.Р., Баландюк Л.В. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 2. Нижній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез. Геологія і геохімія горючих копалин 2009, 2 (147), с 71–83.

Гожик П.Ф., Євдошук М.І., Ставицький Е.А., Гладун В. В., Галко Т, М., Полухтович Б. М., Проскураков О. А., Захарчук С. М., Верховцев В. Г., Клочко В. П., Максимчук П. Я., Довжок Т. Є., Федун О. М., Колодій Е. О., Колодій І. В., Седлєрова О. В., Коваль А. М., Пахолок О. В., Мельничук П. М., Данилевич В. Я., Феदिшин А. І., Тарковська В. А., Ткаченко А. І., Волкова О. В., Романюк В. А., Вархоляк Л. А. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі прикерченського шельфу Чорного моря. Київ: ВП «ЕДЕЛЬВЕЙС», 2011. с 1–440.

Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Плотнікова Л.Ф., Іванік М.М., Якушин Л.М., Іщенко І.І. Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Київ : Логос, 2006. с. 1–171.

Григорчук К. Г., Гнідець В. П., Кохан О. М. Особливості літофізичної структури відкладів середнього майкопу Чорноморсько-Північнокримського району. Геологічний журнал. 2018. № 1 (362). с. 80-88.

Григорчук К. Г., Гнідець В. П., Кохан О. М. Геолого-палеоокеанографічні умови седиментації олігоцен-нижньоміоценових (майкопських) відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово-породного басейну. Вісник Київського національного університету ім. Т. Г. Шевченка, 2016. 3 1 (72), с. 6-12.

Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Баландюк Л.В. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово породного басейну. Стаття 1. Літологічні комплекси і седиментаційна циклічність майкопських відкладів. Геологія і геохімія горючих копалин 2009, 1 (146), с. 63–68.

Довжок Е. М., Шпак П. Ф., Бялюк Б. О., Ільницький М. К., Ключко В. П., Чебаненко І. І., Мельничук П. М., Марухняк М. Й., Крупський Б. Л., Іванюта М. М., Керусов Е. М., Окуловський С. М., Токовенко В. С., Шипілов А. Л., Свириденко В. Г., Пустовойт С. П. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного; Український нафтогазовий інститут НАН України: Київ, 1995; с 1–250.

Довжок Т.Є., Вакарчук С.Г., Іщенко І.І. Літолого-фаціальні особливості майкопського нафтогазоносного комплексу українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ 2013, 2(47), с 51–61.

Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В., Варичев С.О., Зелизна С.Т., Килын И.В., Колодий В.В., Копач И.П., Кравец В.В., Лагола П.М., Малюк Б.И., Медведев А.П., Павлюк М.И., Ризун Б.П., Ступка О.С., Сухорский Р.Ф., Чиж Е.И., Широбокова Г.М., Щерба В.М., Щерба О.С.). Нефтегазоносные провинции Украины; Наук. думка: Киев, 1985; с 1–172.

Жижченко Б.П. Методы стратиграфических исследований нефтегазоносных; Недра: Москва, 1969; с 1–372.

Зоненшайн Л.П., Деркур Ж., Казьмин В.Г. Эволюция Тетиса. В: История океана Тетис. Изд-во Ин-та океанологии АН СССР, Москва, 1987, с 104–115.

Иванова Т.А. К стратиграфии майкопских отложений южных районов Равнинного Крыма по фораминиферам. Сучасні проблеми геологічної науки 2003, с 304–307.

Казьмин В.Г., Тихонова Н.Ф. Позднемезозойские-эоценовые окраинные моря в Черноморско-Каспийском регионе: палеотектонические реконструкции. Геотектоника 2006, 3, с 9–22.

Казьмин В.Г., Шнейдер А.А., Финетти И. Ранние стадии развития Черного моря по сейсмическим данным. Геотектоника 2000, 1, с 46–60.

Карогадин, Ю.Н. Седиментационная цикличность; Недра: М., 1980; с 1–242.

Клубова Т. Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. Недра: Москва, 1988, с 1–157.

Клюшина Г-Х.В. Літологія і фаціальні особливості олігоценів відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук, Київ, 2006.

Коморный А.Ф., Луцкий С.С., Капенко И.В. Перспективы поиска залежей УВ в неструктурных ловушках на акватории Черного и Азовского морей. Нафта і газ України, Матеріали 5-ої між нар. наук-практ. конф., Полтава, 1998, Т 1, с 294-295.

Кохан О.М. Палеоокеанографічні дослідження верхньомайкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. XI міжнародна конференція «Азово-Черноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа», Тези док., Симферополь, Крим, 2013, с 92-93.

Кульчицкий Я. О. Время и условия формирования нефтегазоносных залежей в Восточных Карпатах. Геология и нефтегазоносность территории УССР. Труды УкрНИГРИ: Москва, вып. V, с. 80–90.

Лазарук Я.Г. Найбільше родовище Чорноморського шельфу: модель, формування, запаси. “Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона”, Сб. док. IV Международной конференции Симферополь, Крым, 2003, с 132-138.

Лукин А. Е. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов. Геологический журнал, 2003, 3, с. 9–25.

Маслун Н.В. Детальная стратиграфия, корреляция и условия образования палеоценовых отложений в нефтегазоносных областях Украины. Палеонт. и биостратигр. исслед. при геол. съемке на Украине, Киев, 1990, с 101 – 103.

Маслун Н.В., Іванік М.М., Цихоцька Н.Н., Ключина Г.В. Детальна стратифікація майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Біостратиграфічні критерії розчленування та кореляція відкладів фанерозою України, Київ, 2005, с 153–159.

Михайлов В.А., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Вижва С. А., Григорчук К. Г., Загнітко В. М., Гнідець В. П., Карпенко О. М., Куровець С. С. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія: у 8 кн. Кн. 3. Південний нафтогазоносний регіон; Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет»: К., 2014. с 1–215.

Молодые платформы и Альпийский складчатый комплекс. Литосфера Центральной и Восточной Европы / за ред. Чекунова А. В. Научная думка: Киев, 1994; с 1–331.

Муромцев, В.С. Диагностика континентальных и прибрежно-морских терригенных осадков по электрометрическим моделям фаций. Методы прогнозирования и закономерности размещения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа. Сборник науч. трудов ВНИГРИ Львов, 1983, с 7-37.

Невесская, Л.А., Воронина, А.А., Гончарова, И.А. История Паратетиса. 27-й Международн. геол. конгр. Палеоокеанология, Москва, Наука, Т 3, 1984, с 91–101.

Никишин А.М., Фокин П.А., Тихомиров П.Л., Барабошкин Е.Ю., Алексеев А.С., Ершов А.В., Коротаев М.В., Циглер П.А., Панов Д.И., С.Н. Болотов,



Шало-Пра Ф., Назаревич Б.П., Копаевич Л.Ф., Олферьев А.Г. 400 миллионов лет геологической истории южной части Восточной Европы. Издательство Геокарт ГЕОС: М., 2005; с 1–338.

Окуловский С.Н. Майкопские отложения северо-западного шельфа Черного моря. Геология нефти и газа 1987, 10, с 36–40.

Орач С., Петруняк В., Аналіз літолого-фаціальних критеріїв нафтогазоносності майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. В І С Н И К Київського національного університету імені Тараса Шевченка 2016, 3(74). с. 63–67.

Осадчий В.Г., Куровець І.М., Грицик І.І., Приходько, О.А. Геотермобаричний режим та розміщення покладів вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону України. Геолог України 2007, 4, с 36–42.

Павлюк М.І. Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів; Львів, 2014; с 1–365.

Плахотный Л.Г., Григорьева В.А., Гайдук И.С., Ромов В.Б., Лагутин А.А. Особенности распространения песчано-алевритовых пачек в майкопских отложениях на юге Украины. Геологический журнал 1971, 4(31), с 41 – 51.

Полухтович Б.М., Самарська О.В. Геологічна будова півдня України та прилеглих акваторій з позиції сучасних геотектонічних концепцій. Збірник тезисов Международной конференции «Тектоника и нефтегазоносность Азово-Чорноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов», Симфереполь, Украина, 2000, с 301-302.

Попов С.В., Ахметьев М.А., Запорожець Н.И., Воронина А. А., Столяров А. С. История восточного Паратетиса в позднем эоцене-раннем миоцене. Стратиграфия, геологическая корреляция, 1993, 1, 6, с 10–39.

Попп І. Т., Григорчук К. Г., Щерба О. С., Кілін І. В., Пивовар І. Г. Літогенетичні передумови формування порід-колекторів менілітових відкладів

Заводівського родовища. Теоретичні та прикладні проблеми нафтової геології, Київ, Т.2, 2000, с. 207–211.

Попп І. Т., Кохан О. М., Гавришків Г. Я., Гаєвська Ю. П., Мороз П. В. Мінералогічні та хімічні індикатори умов формування крейдово-палеогенових відкладів Карпато-Чорноморського сегменту океану Тетіс. Мінералогічний збірник, 2014, №64. С. 151-167

Савчак О.З. Структурні умови формування нафтових і газових родовищ Азово-Чорноморського шельфу; Наукова думка: Київ, 2010; с 1– 89.

Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления; Недр: М., 1989; с 1– 293.

Сеньковський Ю.М., Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Колтун Ю.В., Попп І.Т., Радковець Н.Я., Мороз М.В., Мороз П.В., Ревер В.Б., Ревер А.О., Баландюк Л.В., Кохан О.М., Гаєвська Ю.П., Гавришків Г.Я., Кошіль Л.Б. Геолого-палеоокеанографічні моделі Карпато-Чорноморської окраїни океану Тетіс. Геодинаміка, 2016, 21 (2), с 84–100.

Сеньковський Ю.М., Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Колтун Ю.В. Геологічна палеоокеанографія океану Тетіс (Карпато-Чорноморський сегмент); Наукова думка: Київ, 2004; с 1–171.

Сеньковський Ю.М., Колтун Ю.В., Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Попп І.Т., Радковець Н.Я. Безкисневі події океану Тетіс. Карпато-Чорноморський сегмент; Наукова думка: Київ, 2012; с 1–181.

Сеньковський Ю. М., Григорчук К. Г., Колтун Ю. В., Гнідець В. П., Радковець Н. Я., Попп І. Т., Мороз М. В., Мороз П. В., Ревер А. О., Гавришків Г. Я., Гаєвська Ю. П., Кохан О. М., Кошіль Л. Б. Літогенез осадових комплексів океану Тетіс; Наукова думка: Київ, 2018; с. 1–157

Слишинський С.Б., Жадан А.М., Попадюк І.В. Попередні результати регіональних сейсмозвідувальних досліджень МСГТ в межах українського

сектору акваторії Чорного моря. Проблеми нафтогазової промисловості. Збірник наукових праць ДП «Науканафтогаз» Київ 2007, Вим. 5, с 140-147.

Ступка О. С. Геодинамическая эволюция и структура земной коры Юга европейской части Советского Союза в докембрии; Наукова думка: К., 1986; с 1–224.

Суркова А.Н., Кузнецов А.В., Рахматуллина Ю.Ш. Нетрадиционные коллекторы майкопской серии пород Индоло-Кубанского прогиба. Георесурсы 2009, 4 (32), с.31–33.

Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины; Наука: Москва, 1985; с 1–215.

Фадеева Н.П., Баженова О.К., Сен-Жермес М.Л. Майкопская серия – аутигенная нефтегазоносная система Черноморско-Каспийского. Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского, Тез. докл. IV Междунар. конф., Симферополь, Крым, 2002, с. 193–194.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение; Москва, Недра, 1969. с. 1 – 365

Хрящевская О.И., Стовба С.Н., Попадю И.В. Стратиграфическая основа исследований Одесского шельфа (северо-западной части Чорного моря): состояние, проблемы и пути их решения. Геофизический журнал 2009, 31, 3, с 17–31.

Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / ред. Д. П. Найдина; пер. с англ. В. А. Борисова, М. Н. Шапиро. М: Мир, 1983. с. 1 – 328.

Цихоцька Н.Н., Пустовойт І.І., Крочак М.Д. Літолого-фаціальна характеристика порід майкопської серії північно-західного шельфу Чорного моря; Доп. АН УРСР, Сер.Б, 12, 1986; с 21–24.

Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов); Недра, Л., 1987; с 1–269.

Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Катагенные потери органического вещества пород как фактор геодинамической дестабилизации. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа, М-лы VII Межд. Конф, Москва, ГЕОС, 2005, с. 500-502.

Galloway W. E. Genetic stratigraphic sequence in basin analysis II: application to Northwest Gulf of Mexico Cenozoic Basin. 1989, 2, pp 143–154.

Kokhan O.M., Rever A.O. Sedimentogenesis of Lower Maykop (Lower Oligocene) Deposits in The Azov-Black Sea Region. Geodynamics, 2016, 1 (20). pp. 63–74.

Porębski S.I. Środowisko depozycyjne sukcesyj nadewaporatowej w rejonie Kraków Brztsko (Zapadlisko Przedkarpacie). Prace Państwowego Instytutu Geologicznego 1999, 168, pp 97–118.