

ЗМІСТ

	Стор.
Історія освоєння регіону	4
Стратиграфічний нарис	9
Тектоніка	18
Нафтогазоносність	27
Розробка родовищ	36
Стан запасів і ресурсів вуглеводнів	38
Напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту та газ	41

Родовища Передобрудзької нафтогазоносної області

1. Східно-Саратське нафтове	44
2. Жовтоярське нафтове	48

Родовища Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області

3. Одеське газове	52
4. Голицинське газоконденсатне	56
5. Південно-Голицинське газове	63
6. Шмідтівське газове	67
7. Штормове газоконденсатне	72
8. Архангельське газове	77
9. Кримське газове	82
10. Оленівське газоконденсатне	85
11. Чорноморське газоконденсатне	89
12. Краснополянське газоконденсатне	93
13. Західно-Октябрське газоконденсатне	97
14. Октябрське нафтове	103
15. Кіровське газове	107
16. Глібівське газоконденсатне	111
17. Карлавське газоконденсатне	117
18. Ярилгацьке газове	121
19. Задорненське газове	125
20. Серебрянське нафтове	131
21. Тетянівське газоконденсатне	135
22. Джанкойське газове	140
23. Приазовське газове	146

Родовища Азовсько-Березанської газозносної області

24. Стрілкове газове	151
25. Морське газове	158

Родовища Індоло-Кубанської нафтогазоносної області

26. Північно-Керченське газове	161
27. Владиславівське нафтове	164
28. Південно-Сиваське газоконденсатне	167
29. Семенівське нафтове	171
30. Актаське нафтове	179
31. Мошкарівське нафтове	183
32. Куйбишевське газове	186
33. Олексіївське газове	190
34. Поворотне газове	194
35. Фонтанівське газоконденсатне	198
36. Войківське нафтове	203
37. Борзівське нафтогазове	208
38. Придорожнє газове	213
39. Приозерне нафтове	217

Умовні позначення

Скорочення	223
Алфавітний покажчик родовищ	224

CONTENTS

	Page
History of the region's exploration	4
Stratigraphical essay	9
Tectonics	18
Oil-and-gas bearingness	27
Fields development	36
The state of the hydrocarbons reserves and resources	38
Directions of the exploration works on oil and gas	41

The fields of the Predobrogean oil-and-gas-bearing area

1. Eastern Sarata oil field	44
2. Zhovty Yar oil field	48

The fields of the Black Sea-Crimean oil-and-gas-bearing area

3. Odesa gas	52
4. Golytsyno gas-condensate	56
5. Southern Golytsyno gas	63
6. Shmidt gas	67
7. Shtormove gas-condensate	72
8. Arkhangelske gas	77
9. Crimean gas	82
10. Olenivka gas-condensate	85
11. Chornomorske gas-condensate	89
12. Krasnopoljanske gas-condensate	93
13. Western Oktyabrskoe gas-condensate	97
14. Oktyabrskoe oil	103
15. Kirovske gas	107
16. Glibivka gas-condensate	111
17. Karlavka gas-condensate	117
18. Yarylgach gas	121
19. Zadornoe gas	125
20. Serebryanka oil	131
21. Tetyanivka gas-condensate	135
22. Dzhankoy gas	140
23. Pryazovske gas	146

The fields of the Azov-Berezan gas-bearing area

24. Strilkove gas	151
25. Morske gas	158

The fields of the Indol-Kuban oil-and-gas-bearing area

26. Northern Kerch gas	161
27. Vladyslavivka oil	164
28. Southern Syvash gas-condensate	167
29. Semenivka oil	171
30. Aktash oil	179
31. Moshkarivka oil	183
32. Kuybyshevka gas	186
33. Oleksiivka gas	190
34. Povorotne gas	194
35. Fontanivka gas-condensate	198
36. Voykivka oil	203
37. Borzivka oil-gas	208
38. Prydorozhne gas	213
39. Pryozerne oil	217

Legend

Abbreviations	223
Alphabetic index of the fields	224

Південний нафтогазоносний регіон охоплює Західне та Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я, Кримський півострів, Чорне і Азовське моря (у межах економічної зони України), а в адміністративному відношенні – Одеську, Миколаївську, Херсонську, Запорізьку і Донецьку області та Автономну Республіку Крим. Площа регіону 290,6 тис. км², у тому числі акваторій – 123,5 тис. км².

ІСТОРИЯ ОСВОЄННЯ РЕГІОНУ

Надра півдня України здавна відомі як вмістилище природних вуглеводів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках Боспорського царства (4–2 тис. років до н. е.), знайдені на Керченському півострові.

Буріння перших неглибоких свердловин поблизу природних витоків нафти на Керченському півострові (1864 р.) значних результатів не дало, однак на окремих площах було створено невеликі нафтопромисли і проводився видобуток нафти.

У 20-х роках ХХ ст. під керівництвом А.Д. Архангельського виконуються науково-дослідні роботи по вивченню стратиграфії і тектоніки Керченського півострова, оцінці його нафтогазоносності.

У 1935–1937 рр. В.В. Колюбінською, Г.О. Личагіним, М.В. Муратовим узагальнено геологічний матеріал по всьому Кримському півострову і складено геологічну карту масштабу 1:100000. Визначено головні напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Керченському півострові і рекомендовані структури, перспективні у відкладах міоцену і майкопу (Борзівська, Малобачицька, Керлеутська, Машкарівська, Актаська). Бурові роботи проводив головним чином створений у 1933 р. трест “Кримнафтогаз”. Видобуток нафти відновлений у 1921 р. на Чонгелецькій (Приозерній) та Машкарівській площах. З 1936 р. Краснодарською геофізичною конторою розпочато електророзвідувальні дослідження на Керченському півострові (метод “спір”). Таким чином, роботи в той час концентрувалися тільки на Керченському півострові. Видобуток нафти (досить незначний) здійснювався лише на двох родовищах.

Із створенням у 1944 р. тресту “Кримнафтогазрозвідка” пов'язаний наступний етап вивчення і освоєння надр регіону. Він характерний парощуванням обсягів пошуків, поступовим охопленням нових районів, включаючи Рівнинний Крим і Північне Причорномор'я,

Southern oil-and-gas-bearing region includes Western and Northern Black Sea areas, Northern Azov Sea area, the Crimean peninsula, the Black and Azov Seas (in the limits of the economic zone of Ukraine), and administratively – Odesa, Mykolaiv, Kherson, Zaporizhyya, Donetsk regions and Autonomous Republic of the Crimea. Its area is 290,6 th. km², including 123,5 th. km² of water areas.

HISTORY OF THE REGION EXPLOITATION

The bowels of the south of Ukraine have long been known as the reservoirs of natural hydrocarbons. To this fact the amphoras with oil in burials of the Bosphorus kingdom (4–2 th. years B.C.) witness, which were found in the Kerch peninsula.

The drilling of the first shallow wells near the oil natural sources in the Kerch peninsula (1864) did not give any significant results, but in separate areas small oil fields were created and oil recovery was carried out.

In the 1920's under the leadership of A.D. Arkhangel'sky here scientific-research works was carried out on the study of stratigraphy and tectonics of the Kerch peninsula, estimation of its oil-and-gas-bearingness.

In 1935–1937 the geological material by the whole Crimean peninsula was generalized by V.V. Kolyubinska, G.O. Lychagin, V.V. Muratov and the geological map with scale 1:100000 was compiled. The main directions of exploration works on oil and gas in the Kerch peninsula were established, and the structures perspective in the Miocene and Maykopian deposits (Borzivka, Maly Babchik, Kerleut, Moshkarivka, Aktash) were recommended. The drilling was mainly carried out by the trust “Krymnaftogas” organized in 1933. Oil recovery was renewed in 1921 in the Chongelets (Pryozerne) and Moshkarivka areas. Since 1936 Krasnodar geophysical office had begun electrical survey investigations in the Kerch peninsula (method “spir”). Thus, exploration works at that time were concentrated only in the Kerch peninsula. Oil production (quite limited) was carried out only in two fields.

With the organizing in 1944 of the trust “Krymnaftogasrozvidka” the next stage of study and exploitation of the region bowels is connected. It is characterized with the increasing of the prospecting volumes, with the gradual enveloping the new regions, including the Plain Crimea and the Northern Black Sea area, and also with the enlarging of stratigraphical range of the investi-

а також збільшенням стратиграфічного діапазону досліджуваних відкладів. У цей період розширюються комплекси геофізичні роботи, що стають основою для нових геологічних побудов. За даними гравіметричної зйомки (1946–1952 рр.) складено зведену карту аномалії сили тяжіння масштабу 1:500000 для всього Рівнинного Криму (Н.В. Біркган). На ній виділені головні структурні елементи Криму (Новоселівське підняття, Сімферопольський виступ тощо). У Північному Присивашні (1957 р.) виявлено Каркінитський (Скадовський) мінімум сили тяжіння, що ототожнюється з однойменним грабеном Причорноморської западини. У 1947–1949 рр. проведена геомагнітна зйомка масштабу 1:200000 (А.Г. Курнішов). Встановлено, що магнітне поле Рівнинного Криму за своїм характером різко відрізняється від магнітного поля Північного Присивашня. За матеріалами електророзвідки методом ВЕЗ на півночі Рівнинного Криму складено схематичну структурну карту масштабу 1:100000 по опорному електричному горизонту в покрівлі глинистих відкладів нижнього-середнього сармату. Значну роль у розвитку нафтогазопошукових робіт відіграли сейсмічні дослідження методом відбитих хвиль, які стали обов'язковою і достатньою підставою для постановки пошукового буріння на нафту і газ на локальних об'єктах.

У 1944–1960 рр. пошуки родовищ вуглеводнів поширюються на інші регіони Криму і Присивашня, зростають їх стратиграфічний обсяг до відкладів нижньої крейди включно і глибинисть буріння. Однак родовищ, які б мали промислове значення, виявлено не було. Лише на Керченському півострові збільшився фонд дрібних родовищ (Мисове, Малобабчинське та ін.).

Перший фонтан газу в Рівнинному Криму одержано на Задорненській площі з утворень палеоцену в 1960 р. Згодом були відкриті Октябрське нафтове та Глібівське і Карлавське газові родовища (1961 р.). Протягом 60-х років геофізичними роботами виявлені пастки не лише в палеоценових, але і в майкопських відкладах. Глибоким бурінням відкрито ще ряд родовищ газу. Все це дозволило прокласти перші в Криму газопроводи (1966–1967 рр.) з Глібівського родовища на Євпаторію, Саки, Сімферополь, Бахчисарай та Севастополь. Пізніше були підключені інші газові родовища і вся система газопостачання Криму з'єднана з загальнореспубліканською (1976 р.).

Наприкінці 60-х – на початку 70-х років з'являються перші узагальнюючі роботи з геологічної будови Криму і Причорномор'я (М.Ф. Скопиченко, В.Л. Гуревич, М. В. Чирвинська, В. Б. Соллогу́б), які ґрунтувалися на геофізичних даних. Активну участь у дослідженні регіону крім працівників тресту «Кримнаф-

гед deposits. In this period the complex geophysical works are widened and became the basement for new geological constructions. By the data of gravimetric survey (1946–1952) the summary map of gravity anomalies with scale 1:500000 for the whole Plain Crimea was compiled (N.V. Birkgan). In this map the main structural elements of the Crimea are expressed (Novoselivka uplift, Simferopol bench, etc.). In the Northern Syvash area (1957) Karkinit (Skadovsk) minimum of gravity force was established, which was identified with the graben of the same name of the Black Sea depression. In 1947–1949 geomagnetic survey with scale 1:200000 was done (A.G. Kurnyshov). It was established that the magnetic field of the Plain Crimea by its character sharply differs from that of the Northern Syvash area. By the materials of electrical survey by vertical sounding in the north of the Plain Crimea the schematic structural map was compiled with scale 1:100000 by the key electrical horizon in the top of the Lower-Middle Sarmatian clay deposits. The significant role in the development of oil-gas-searching works was played by seismic investigations by reflection method, which became the obligatory and sufficient grounding for exploration drilling on oil and gas in the local objects.

In 1944-1960 the hydrocarbon fields searching further spread on the other regions of the Crimea as well as the Syvash area, their stratigraphical volume increased down the Lower Cretaceous including. The drilling depth grew too. But no fields with commercial meaning were established. Only in the Kerch peninsula did the fund of small fields increase (Mysove, Maly Babchyk and so on).

The first gas flow in the Plain Crimea was obtained in the Zadorne area from the Paleocene formations in 1960. Later the Oktyabrskoe oil field and Glibivka and Karlavka gas fields were discovered (1961). During 1960's by geophysical works, the traps were established not only in the Paleocene, but in Maykopian deposits also. Deep drilling discovered a number of gas fields too, which made possible to build the first gas pipelines in the Crimea (1966-1967) from the Glibivka field to Evpatoria, Saky, Simferopol, Bakhchysaray and Sevastopol. Later other gas fields were connected, and the whole system of the Crimea gas supply was united with the common republican one (1976).

At the end of 1960's – and at the beginning of 1970's the first generalizing works on the geological structure of the Crimean and the Black Sea area by M.F. Skopichenko, V.L. Gurevych, M.V. Chyrvynska, V.B. Sollogub based on geophysical data appeared. An active part in the region's investigation took, alongside

тогазрозвідка” брали співробітники науково-дослідних інститутів: ВІДГНІ, ВІДГГаз, УкрІДГРІ, ІГ АН України, ІГГК АН України. Розширюються лабораторні дослідження, тематичні роботи, зміцнюються допоміжні структури і матеріально-технічна база. Різко, майже на порядок, збільшуються обсяги пошуково-розвідувального буріння та глибини свердловин. Зростає фронт геофізичних досліджень, що виконуються Дніпропетровською і Кримською експедиціями тресту “Дніпрогеофізика”, ІДГеофізика. Використовуються нові методи, впроваджується удосконалене обладнання. Характерними рисами сейсмічних робіт стали їх комплексність (МВХ, КМЗХ), збільшення глибини досліджень (3–5 км) та детальності розчленування розрізу. Це сприяло вивченню глибокозалягаючих комплексів порід.

Відкриття у 60-х роках ряду родовищ вуглеводнів у Рівнинному Криму спонукало до пошуків нафти і газу в прилеглих шельфах Чорного та Азовського морів. Геологічні прогнози, які базувалися на аналізі структурних та літолого-фаціальних умов нафтогазоагромадження в Рівнинному Криму та Присивашні, дозволили оптимістично оцінити надра цих акваторій.

На початок 70-х років на північно-західному шельфі Чорного моря сейсмічними дослідженнями було підготовлено ряд структур під глибоке буріння, і в 1975 р. на піднятті Голцішна зі свердловини 7 отримано перший фонтан газу на Чорноморському шельфі України. Почався повний етап нафтогазопошукових робіт, на якому важливу роль відігравали дослідження в акваторіях. У 1976 р. одержано приплив газу з свердловини 1-Північно-Керченська в Азовському морі.

З 1970 по 1980 рік у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 40, а на шельфі Азовського моря – 20 перспективних структур. Створюється спеціалізована установа для пошуково-розвідувального буріння на шельфі Чорного моря (зараз ДВП “Чорноморнафтогаз”).

На сьогодні на Чорноморському шельфі вже відкрито сім, у тому числі чотири середніх, а на Азовському – три газових та газоконденсатних родовища. Функціонує морський газопровід.

На терені Західного Причорномор’я починаючи з 1946 р. бурінням встановлені численні газопрояви. З 1946 по 1954 рік пошуками нафти і газу тут займалися різні організації – Молдавські нафторозвідувальна і геофізична експедиції, Молдавська контора розвідувального буріння, Українська геофізична експедиція, Українсько-Молдавська експедиція Московського філіалу ВІДГРІ. Завдяки цим дослідженням одержані

the trust “Krymnaftogazrozvidka”, was also taken by the employees of the scientific research institutes: VNDGNI, VNDIGas, UkrNDGRI, IG AN Ukraine, IGGK AN Ukraine. Laboratory investigations and thematical works were enlarged, subsidiary structures and the material-technical base were strengthened. Sharply, almost by an order, had grown the volumes of exploration drilling and the depths of the wells. The volume of geophysical investigations, which were done by the Dniropetrovsk and Crimean expeditions of the trust “Dniprogeophysics”, NDI Geophysics increased. New methods were used, improved equipment was introduced. The characteristic features of the seismic works were their complexity (reflection method, method of refracted waves), increase in the investigations depths (3–5 km) and in the detailing of the section’s dismembering. It helped to study the deep-bedded complex of the rocks.

The discovery in the 1960’s of a number of hydrocarbon fields in the Plain Crimea led to prospecting oil and gas in the adjoining water areas of the Black Sea and the Azov Sea. Geological prognoses, based on the analysis of structural and lithological-facial conditions of oil-gas-accumulation in the Plain Crimea and Syvash area, made it possible to evaluate the bowels of these water areas optimistically.

At the beginning of the 1970’s in the north-western shelf of the Black Sea a number of structures was prepared for deep drilling by seismic investigations, and in 1975 in the Golytsyno uplift the first gas flow was obtained from well 7 in the Black Sea shelf of Ukraine. A new stage of exploration works on oil and gas began, at which an important role was played by the investigations in the water areas. In 1976 a gas influx was obtained from well 1-Northern Kerch in the Azov Sea.

From 1970 to 1980 in the north-western part of the Black Sea shelf about 40 perspective structures were discovered by geophysical methods, and in the Azov Sea shelf – 20 ones. A specialized corporation for exploration drilling in the Black Sea shelf is being formed (now GPC “Chornomornaftogas”).

As of today seven gas and gas-condensate fields have been discovered in the Black Sea shelf, including four average ones, and in the Azov Sea shelf – three. A marine gas pipeline is functioning.

On the territory of the Western Black Sea area drilling established numerous gas shows, beginning with 1946. From 1946 to 1954 different organizations were engaged in oil and gas exploration here – the Moldavian oil research and geophysical expeditions, Moldavian office of prospecting drilling, Ukrainian geophysical expedition, Ukrainian-Moldavian expedition of the

перні уявлення про глибини будову Дністровсько-Прутського межиріччя. Однак пошуки нафти і газу не дали позитивних результатів, і з 1954 р. їх припинено.

З 1963 р. відновлено систематичне вивчення Західного Причорномор'я геофізичними методами та бурінням. Зокрема, уточнено геологічну будову мезо-кайнозойських та верхньої частини палеозойських відкладів. Принципово важливим для стратегії пошуків вуглеводнів у Західному Причорномор'ї стало відкриття у 1983 р. Східно-Саратського нафтового родовища в карбонатних середньодевонських породах. Воно змінило думку багатьох дослідників про перспективність цього регіону. Пізніше виявлено Жовтятьорське нафтове родовище та невеликі поклади на Білоліській та Сариярській площах.

У наш час територія суні півдня України покрита різними видами геофізичних зйомок неоднакового ступеня детальності. Проте недостатня достовірність підготовлених сейсмозвідкою об'єктів для пошукового буріння стала однією з головних причин низької результативності геологорозвідувальних робіт. Особливо це стосується юрського та палеозойського комплексів Західного Причорномор'я і нижньокрейдових утворень Криму.

Ступінь вивченості основних нафтогазоносних і перспективних комплексів регіону, з точки зору щільності сейсмічних досліджень МСГТ, у цілому характеризується невисокою достовірністю. В Північному Причорномор'ї деякі перспективні комплекси, зокрема нижньокрейдовий, досліджені незадовільно. Тут близько 15 років нафтопошукові роботи не проводяться.

Ступінь розбуреності основних нафтогазоносних та перспективних комплексів змінюється в досить широкому діапазоні. Слабо висвітлені бурінням глибоко-залягаючі товщі порід – силурійсько-нижньокам'яновугільна та юрська в Переддобруджі, а також крейдова на Керченському півострові і в Північному Причорномор'ї. Показники розбуреності перших двох становлять 4,61 та 8,88 м/км² відповідно. Недостатньо вивчені також юра Керченського півострова (2,02 м/км²), нижня крейда в Північному Причорномор'ї, на Керченському півострові та в Рівнинному Криму (0,66; 5,66 і 34,69 м/км² відповідно). Деяко краще досліджений верхньокрейдово-еоценовий комплекс у Рівнинному Криму (103,48 м/км²), значно гірше – на Керченському півострові і в Північному Причорномор'ї (4,70 і 2,67 м/км² відповідно).

Майкопський комплекс слабо вивчений бурінням у Північному Причорномор'ї (2,52 м/км²), відносно добре – на Керченському півострові (92,47 м/км²). В інших районах цей показник становить 18,55 м/км².

VNDGRI Moscow branch. Due to these investigations the first ideas as to the deep structure of the area between the Dniester and the Prut were obtained. But the exploration of oil and gas did not give the positive results, so in 1954 it was stopped.

Since 1963 the systematic study of the Western Black Sea area by geophysical methods and drilling had been renewed. In particular, the geological structure of the Mesozoic-Cenozoic and the upper part of Paleozoic deposits were specified. The discovery of the Eastern Sarata oil field in Middle Devonian carbonates in 1983 became principally important for the strategy of hydrocarbons prospecting. It changed the idea of many geologists as to the good prospects of this region. Later the Zhovty Yar oil field and small pools were established in the Biloliske and Sary-Yar areas.

Now the territory of the Ukraine's south land area is covered by various kinds of geophysical surveys with different degrees of exactness. But the insufficient trustworthiness of the prepared by seismic survey objects for exploration drilling became one of the main reasons of poor results of geological-exploration works. Especially it concerns the Jurassic and Paleozoic complexes of the Western Black Sea area and Lower Cretaceous formations of the Crimea.

The degree of studying the main oil-and-gas-bearing and perspective complexes of the region is of the whole characterized, from the point of view of the seismic investigations density by the method of common-depth-point, as that of low trustworthiness. In the Northern Black Sea area some perspective complexes, Lower Cretaceous one in particular, are not studied well. For about 15 years now no oil prospecting works have been carried out.

The degree of the drilling out of the main oil-and-gas-bearing and perspective complexes changes in rather a wide range. The following rock thicknesses are weakly studied: Silurian-Lower Carboniferous and Jurassic in Predobrogea, as well as Cretaceous in the Kerch peninsula and in the Northern Black Sea area. The indices of drilling out of the first two ones are 4,61 and 8,88 m/km² correspondingly. Jurassic of the Kerch peninsula is studied not sufficiently (2,02 m/km²), Lower Cretaceous in the Northern Black Sea area in the Kerch peninsula, and in the Plain Crimea also (0,66; 5,66 and 34,69 m/km²). A bit better has the Upper Cretaceous-Eocene complex been studied in the Plain Crimea (103,48 m/km²), but much worse – in the Kerch peninsula and in the Northern Black Sea area Northern Black Sea area (4,70 and 2,67 m/km² correspondingly).

У цілому по осадовому чохлау розбуреність півдня України характеризується так: Західне Причорномор'я – 22,5 м/км², або 109,5 км²/1 св., Рівнинний Крим – 60,3 м/км², або 44,7 км²/1 св., Північне Причорномор'я – 2,5 м/км², або 784,2 км²/1 св., та Керченський півострів – 88,5 м/км², або 33,5 км²/1 св. Вивченість глибоким бурінням південних областей України в цілому складає 35,1 м/км², або 77,5 км²/1 св.

У межах морських акваторій України геофізичними дослідженнями охоплені весь осадовий чохлау. Бурові роботи проводилися переважно на верхні горизонти: крейдові, палеогенові та неогенові. Ступінь їх вивченості у районах різний.

Вивченість основних нафтогазоносних і перспективних комплексів на шельфах характеризується певною достовірністю. Значно гірше досліджені континентальний схил та глибоководна западина. Тут підготовлених до глибокого буріння об'єктів поки що немає. Виділені на акваторіях України відбиті та умовні сейсмічні горизонти вважаються цільовими, оскільки приурочені до основних продуктивних та перспективних комплексів, на які проводяться нафтогазопошукові роботи. Однак рівень сейсмічних побудов не завжди достатньо високий, що впливає на достовірність уявлень про підготовлені об'єкти і є однією з головних причин негативних результатів.

Ступінь розбуреності основних комплексів у цілому залишається невисоким. Глибокозалагаючі товщі порід – силурійсько-нижньокам'яновугільна, пермсько-тріасова та юрська – бурінням не вивчалися. Глибокі свердловини поки що проводилися тільки у чотирьох районах: Чорноморсько-Північно-Кримському нафтогазоносному, Губкінсько-Іллічівському нафтоносному та Індольському нафтогазоносному (Азовське море). Крейда у перших трьох характеризується дуже низькою розбуреністю: нижня – відповідно 0,03; 0,04 і 0,62 м/км² і верхня – 0,97; 0,27 і 0,70 м/км². Деякі краще вивчені товщі палеоцену (відповідно 2,67 і 0,16 м/км²), майкопу (2,04 і 0,33 м/км²) та неогену (6,09 і 0,40 м/км²) у Чорноморсько-Північно-Кримському та Губкінсько-Іллічівському районах. Розбуреність цих комплексів у Центральноазовському районі становить відповідно 1,44; 0,34 і 4,70 м/км². В Індольському районі бурінням вивчалися поки що тільки неогенові утворення. Показник дуже низький (0,94 м/км²).

У цілому по осадовому чохлау розбуреність акваторій України у згаданих чотирьох районах характеризується таким чином: Чорноморсько-Північно-Кримський – 9,6 м/км², або 303,7 км²/1 св., Губкінсько-Іллічівський – 0,7 м/км², або 3575,0 км²/1 св.,

The Maykopian complex is poorly studied by drilling in the Northern Black Sea area (2,52 m/km²), relatively well – in the Kerch peninsula (92,47 m/km²). In other regions this index is 18,55 m/km².

In all by the sedimentary cover the drilling out of the Ukrainian South is characterized in the following way: the Western Black Sea area – 22,5 m/km², or 109,5 km²/1 w., the Plain 'rimea – 60,3 m/km², or 44,7 km²/1 w., the Northern Black Sea area – 2,5 m/km², or 784,2 km²/1 w., the Kerch peninsula – 88,5 m/km², or 33,5 km²/1 w. The study by deep drilling of Ukraine's southern areas is 35,1 m/km², or 77,5 km²/1 w.

In the limits of Ukraine's water areas the whole sedimentary cover was studied by geophysical investigations. The drilling was carried out mainly on the upper horizons: Cretaceous, Paleogene and Neogene. The degree of their studying in the areas is different.

The study of main oil-and-gas-bearing and perspective complexes in the shelves is characterized as that of not high trustworthiness. Much worse have been the continental slope and the deep-water depression investigated. There are no objects prepared for deep drilling here. The reflecting and conditional seismic horizons, singled out in Ukraine's water areas, are considered to be purposeful because they belong to the main productive and perspective complexes, on which oil-gas-prospecting works are carried out. But the level of seismic constructions is not always high, that influences the trustworthiness of the idea about prepared objects and is one of the main reasons of negative results.

The degree of the main complexes' drilling out at whole is not high. The deep-bedded thicknesses of the rocks – Silurian-Lower Carboniferous, Permian-Triassic and Jurassic – were not studied by drilling. Deep wells were drilled so far only in four areas: Black Sea – Northern Crimea oil-and-gas-bearing, Gubkinsk-Illichivsk oil-bearing and Indol oil-and-gas-bearing (the Azov Sea). Cretaceous deposits in the first three ones are characterized by a very low drilling out: Lower Cretaceous – correspondingly 0,03; 0,04 and 0,62 m/km², and Upper Cretaceous – 0,97; 0,27 and 0,70 m/km². A bit better are studied the thicknesses of Paleocene-Eocene (correspondingly 2,67 and 0,16 m/km²), Maykopian (2,04 and 0,33 m/km²) and Neogene (6,09 and 0,40 m/km²) in the Black Sea – Northern Crimea and Gubkinsk-Illichivsk areas. The drilling out of these complexes in the Central Azov area is correspondingly 1,44; 0,34 and 4,70 m/km². In Indol area only Neogene formations have been studied by drilling as yet. The index is very low (0,94 m/km²).

Центральноазовський – 3,7 м/км², або 500,0 км²/1 св., і Індольський – 0,9 м/км², або 1725,0 км²/1 св. Вивченість глибоким бурінням акваторій України низька – 2,2 м/км², або 1198,7 км²/1 св. Поки що досліджувалися переважно відклади, що залягають до глибини 3 км. Розбуреність до 3 км зазначених районів відповідно становить: 529,0; 3575,0; 500,0 і 1725 км²/1 св. Свердловини глибше 3 км проводилися тільки у Чорноморсько-Північно-Кримському районі. Розвіданість ними становить 713,0 км²/1 св. Свердловини глибше 5 км на акваторіях поки що не бурилися.

At whole by the sedimentary cover drilling out of the Ukraine water areas in the four mentioned areas are characterized as follows: Black Sea-Northern Crimean – 9,6 m/km², or 303,7 km²/1 w., Gubkinsk-Ilichivsk – 0,7 m/km², or 3575,0 km²/1 w., Central Azov – 3,7 m/km², or 500,0 km²/1 w. and Indol – 0,9 m/km², or 1725,0 km²/1 w. The studying by deep drilling of the Ukraine water areas is low – 2,2 m/km², or 1198,7 km²/1 w. So far mainly the deposits bedding at depth to 3 km were studied. The drilling out of the mentioned areas is correspondingly: 529,0; 3575,0; 500,0 and 1725,0 km²/1 w. The wells deeper than 3 km were drilled only in the Black Sea-Northern Crimean area. Prospecting by them is 713,0 km²/1 w. The wells deeper than 5 km in the water areas have not been drilled as yet.

СТРАТИГРАФІЧНИЙ НАРИС

Стратиграфічний розріз півдня і акваторій України представлений породами архею, протерозою і фанерозою (рис. 1). Архейські і протерозойські метаморфічні та магматичні утворення розкриті свердловинами в Північному Причорномор'ї і Приазов'ї в фундаменті Східно-Європейської платформи. Здогадно верхньодокембрійські-нижньопалеозойські сланці та магматичні комплекси виявлені глибоким бурінням у складчастій основі молодій Скіфській плиті, яку в Криму переважно утворюють імовірно палеозойські, триасові та місцями юрські породи. На півдні Одеської області і суміжному чорноморському шельфі головну частину платформеного чохла складають палеозойсько-триасові відклади. В інших районах домінують мезозойські і кайнозойські осадові породи, товщина яких найбільша (понад 8 км) на акваторіях Чорного і Азовського морів та деяких ділянках Тарханкутського і Керченського півостровів (5–7 км).

У Західному Причорномор'ї на породах фундаменту залягає піщано-глиниста товща (до 2 км) вендунижнього кембрію, що незгідно перекрита вапняками і доломітами силуру. Її розріз починається пачкою світло-сірих пісковиків і алевролітів товщиною 30–40 м, вище якої залягають темно- і зеленувато-сірі та фіолетово-бурі аргіліти, туфоаргіліти з прошарками туфітів, алевролітів і пісковиків потужністю до 750 м. Вона перекривається пластом тонкого чергування пісковиків, алевролітів та аргілітів переважно зеленувато- і темно-сірого, у верхах розрізу червоного забарвлення товщиною до 650 м.

STRATIGRAPHICAL OUTLINE

Stratigraphical section of the Ukraine south and water areas is represented by Archean, Proterozoic and Phanerozoic rocks (fig. 1). Archean and Proterozoic metamorphic and magmatic formations are uncovered by the wells in the Northern Black Sea and Azov areas in the basement of East-European platform. Presumably Upper Precambrian-Lower Paleozoic shales and magmatic complexes are established by deep drilling in the folded basement of young Scythian plate, which is formed in the Crimea mainly by Paleozoic, Triassic and Jurassic (here and there) rocks. In the south of Odesa region and adjoining shelf of the Black Sea the main part of the platform cover consists of Paleozoic-Triassic deposits. In the other areas Mesozoic and Cenozoic sedimentary rocks prevail, which thickness is the largest (above 8 km) in the water areas of the Black and the Azov Seas and in some areas of the Tarkhankut and the Kerch peninsulas (5–7 km).

In the Western Black Sea area on the basement rocks sandy-clay thickness (to 2 km) of Vendian-Lower Cambrian is bedded, which is overlapped unconformably by Silurian limestones and dolomites. Its section begins with a group of strata of light-grey sandstones and aleurolites with thickness 30–40 m, above them dark- and greenish-grey and violet-brown argillites, tuffoargillites with the interbeds of tuffites, aleurolites and argillites mainly of greenish- and dark-grey, in the upper parts of the section – red colour with thickness to 650 m.

Lower Cambrian deposits are found only in the limited area of Moldavian part of the Western Black Sea

Нижньокембрійські відклади зустрічаються лише на обмеженій ділянці молдавської частини Західного Причорномор'я і представлені балтійською серією. Вона складена сірими аргілітами, алевролітами, пісковиками, зрідка гранітами потужністю до 280 м.

Утворення ордовіцького віку поширені приблизно в тому ж районі, що і нижньокембрійські, перекриваючи їх трансгресивно. Вони представлені світлими кварцитоподібними пісковиками з прошарками темніших аргілітів. Їх потужність не перевищує 30 м.

Силурійські відклади розвинуті майже по всій території Західного Причорномор'я і на о. Зміїний, де залягають трансгресивно на породах пізньопротерозойського, місцями кембрійського або ордовіцького віку. У найбільш повних розрізах простежуються всі яруси нижнього та верхнього відділів: ландоверійський, венлоцький, лудловський та даунонський загальною товщиною до 610–660 м. У більшості розрізів вони складені сірими і темно-сірими пелітоморфними та органогенно-детритовими глинистими, зрідка доломітованими вапняками і мергелями з проветками аргілітів. У південних районах карбонатні утворення змінюються однорідною товщею чорних аргілітів з рідкими прошарками мергелів та глинистих вапняків.

Молодні потужні (понад 2,5 км) відклади тут представлені в цілому піщано-глинистою, сульфатно-карбонатною і переважно карбонатною товщами відповідно нижнього, середнього і верхнього девону, які залягають, як правило, без слідів перерви на породах силуру.

Нижній девон у складі жединського, зигенського і емського ярусів виражений переважно темно- та зеленувато-сірими аргілітами з тонкими прошарками мергелів, глинистих вапняків, зрідка алевролітів і пісковиків. У південно-східних районах Переддобруджя і на о. Зміїний у нижній частині товщі аргіліти заміщаються мергелями та вапняками. Товщина нижнього девону досягає 1460 м.

Середньо-верхньодевонський розріз представлений всіма ярусами. Ейфельський повсюдно складений сірими і бурувато-сірими доломітами та ангідритами потужністю до 500 м. Живетський, франський і фаменський яруси на заході складені переважно доломітованими вапняками, а на узбережжі та, очевидно, в акваторії – доломітами, вапняками й ангідритами. Зустрічаються прошарки мергелів, аргілітів, зрідка пісковиків. Їх колір сірий і темно-сірий. Загальна товщина досягає 1220 м.

У будові кам'яновугільної системи в східній частині Західного Причорномор'я беруть участь карбонатні утворення турнейського-нижньовізейського і тери-

area and are represented by Baltic series. It is composed with grey argillites, aleurolites, sandstones, seldom granites with thickness to 280 m.

Ordovician formations are spread approximately in the same area as Lower Cambrian, but overlap them transgressively. They are represented by light quartzite-like sandstones with the interbeds of darker argillites. Their thickness does not exceed 30 m.

Silurian deposits are developed almost in all the territory of the Western Black sea area and in Zmiiny island, where they are bedded transgressively on the rocks of Late Proterozoic, sometimes Cambrian or Ordovician age. In the most full sections there are all the stages of lower and upper sectors: Llandoveryian, Wenlock, Ludlovian and Dautonian with common thickness to 610–660 m. In the majority of the sections they are composed with grey and dark-grey pelitomorphic and organogenic-detritic clay, seldom dolomitized limestones and marls with the interbeds of argillites. In the southern regions carbonate formations change into a homogeneous thickness of black argillites with rare interbeds of marls and clay limestones.

Young thick (above 2,5 km) deposits here are represented at whole by sandy-clay, sulphate-carbonate and mainly carbonate thicknesses correspondingly of Lower, Middle and Upper Devonian, which are bedded, as a rule, without traces of break on Silurian rocks.

Lower Devonian in the composition of Gedinnian, Zigenian and Emian stages is represented mainly by dark- and greenish-grey argillites with thin interbeds of marls, clay limestones, seldom aleurolites and sandstones. In the south-eastern regions of Predobrogea and on Zmiiny island in the lower part of the thickness argillites are substituted by marls and limestones. Lower Devonian thickness reaches 1460 m.

Middle-Upper Devonian section is represented by all the stages. Eifelian is completely composed with grey and brown-grey dolomites and anhydrites with thickness to 500 m. Givetian, Frasnian and Famennian stages in the west are composed mainly with dolomitized limestones, on the shore and, probably, in the water-area – with dolomites, limestones and anhydrites. Also the interbeds of marls, argillites, seldom sandstones are met. Their colour is grey and dark-grey. Total thickness reaches 1220 m.

In the structure of Carboniferous system of the eastern part of the Western Black Sea area the carbonate formations of Tournaisian-Lower Visean and terrigenous- clay ones – of Upper Visean-Serpukhovian stages with summary thickness 1,2 km take part. They are conformably bedded on Upper Devonian deposits.

Група, підгрупа Group, subgroup		Система System		Відділ, серія Section, series		Ярус Stage		Літологія Lithology		Макс. товщина Max. thickness		Нафтогазоносність Oil-and-gas-bearingness		
KZ	N	K	K ₂	K ₁						1000	△	○	●	
														600
MZ	J	J	J ₃	J ₂	J ₁	km-tl				850	△			
										500	△	▲		
										700	▲	▲		
										1500	△	△		
										1500	△	△		
										1500	△	△		
	T	T	T ₃	T ₂	T ₁	k-n					3200		●	
											>950			
											>950			
											>950			
											>950			
											>950			
PZ	C	C ₁	C ₁	C ₁	s					2500	△	△		
										500				
										250	▲			
	D	D	D ₃	D ₂	D ₁	f-fm					300	△	▲	
											850	△	●	
											900		●	
											1050			
											500	○	▲	
											500			
	S	S ₂	S ₁	S ₂	S ₁	z-e					540		▲	
120														
€-O					sl-v					350				
										350				
PR	PR ₃	V								1300				
										1300				
AR-PR _{1,2}														

1

Група, підгрупа Group, subgroup		Система System		Відділ, серія Section, series		Ярус Stage		Літологія Lithology						
KZ	N	K	K ₂	K ₁										
										600				
MZ	J	J	J ₃	J ₂	J ₁	km-tl				850	△			
										500	△	▲		
										700	▲	▲		
										1500	△	△		
										1500	△	△		
										1500	△	△		
	T	T	T ₃	T ₂	T ₁	k-n					3200		●	
											>950			
											>950			
											>950			
											>950			
											>950			
PZ	C	C ₁	C ₁	C ₁	s					2500	△	△		
										500				
										250	▲			
	D	D	D ₃	D ₂	D ₁	f-fm					300	△	▲	
											850	△	●	
											900		●	
											1050			
											500	○	▲	
											500			
	S	S ₂	S ₁	S ₂	S ₁	z-e					540		▲	
120														
€-O					sl-v					350				
										350				
PR	PR ₃	V								1300				
										1300				
AR-PR _{1,2}														

2

Рис. 1. ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ РОЗРІЗИ ПЕРЕДДОБРУДЗЬКОЇ (1), ПРИЧОРНОМОРСЬКО-КРИ

Fig. 1. LITOLOGICAL-STRAATIGRAFICAL SECTIONS OF PREDOBROGEAN (1), BLACK SEA

System	Відділ, серія Section, series	Ярус Stage	Літологія Lithology	Макс. товщина Max. thickness	Нафтогазоносіть Oil-and-gas-bearingness
N	N ₂			350	○
	N ₁			550	○
P	P ₃ mk			1600	○
		P ₂		1300	○
		P ₁		800	○
K	K ₂	m		950	●
		km		430	●
		k-st		320	●
		t		950	△
		s		600	● ○
K ₁	al		2000	△ ▲	
	a		500	△	
	q-br		200	● ○	
J	J ₂			>550	△ ▲
	J ₁			>340	
T	T ₃			>340	
	T ₂			>200	
F	T ₁			>200	
				2000	
D-C				800	
				>1300	
				>1000	

2

Група, підгрупа Group, subgroup	Система System	Відділ, серія Section, series	Ярус Stage	Літологія Lithology	Макс. товщина Max. thickness	Нафтогазоносіть Oil-and-gas-bearingness	
KZ	N	N ₂			400		
			m		200	●	
		N ₁ ²	s		850	● ●	
			bd		750	● ●	
		N ₁	mk	mk ₃		2200	△
				mk ₂		1600	▲
	P	P ₃	mk ₁		1200	○	
			al		100	● ▲	
			bd		160		
		P ₂	sm		190		
			bh		150		
			kč		330		
K	P ₁	in		300	●		
		d		350			
		m		500	▲		
	K ₂	km		350			
		st		100			
		t-k		450	●		
		s		180	▲		
MZ	K ₁	al		1500	△		
		a		550	△		
		v-h-br		350			
	J	J ₃	o-km-tt		>2000		
			b-bt-k		>500		
				b		320	

3

1), ПРИЧОРНОМОРСЬКО-КРИМСЬКОЇ (2) ТА ІНДОЛО-КУБАНСЬКОЇ (3) НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБЛАСТЕЙ

EDOBROGEAN (1), BLACK SEA-CRIMEAN (2) INDOL-KUBAN (3) OIL-AND-GAS-BEARING AREAS

генно-глинисті – верхньовізейського-серпуховського ярусів сумарною товщиною 1,2 км. Вони згідно залягають на верхньодесонських відкладах. Найбільш повні їх розрізи виявлені в північно-східних районах Переддобруддя та прогнозуються в прилеглий акваторії. Турнейський ярус і нижня половина візейського тут представлені сірими і темно-сірими різною мірою глинистими вапняками, іноді доломітами й ангідритами товщиною до 560 м, верхня частина візейського і серпуховський яруси – темно-сірими аргілітами, сірими алевролітами та пісковиками з тонкими прошарками кам'яного вугілля, зрідка вапняків. Потужність вугленосної товщі досягає 650 м. На заході Переддобрудзького прогину розріз нижньокам'яновугільних утворень різко скорочений. Тут простежуються тільки карбонатні породи турнейського та візейського ярусів товщиною до 320 м.

Нижньокам'яновугільні відклади незгідно перекриті пермсько-нижньотріасовими червоноколірними континентальними (до 1 – 1,2 км) з включеннями вулканогенних різновидів. Вони залягають трансресивно з кутовою незгідністю на породах ранньокам'яновугільного віку і представлені червоноколірними пісковиками, алевролітами й аргілітами з прошарками гравелітів, конгломератів та вулканогенних утворень. У районі сіл Татарбунари – Фурманівка останні відіграють у розрізі істотну, а місцями навіть головну роль. На крайньому північному заході Переддобрудзького прогину (Баймаклійська, Готенгська, Голубойська площі) поряд з піщано-глинистими породами поширені карбонатні та сульфатні. Товщина їх досягає 1300 м.

В інших районах півдня України утворення даною віку достовірно не встановлені. Умовно до них можна віднести зеленувато-сірі аргіліти, алевроліти, пісковики, гравеліти та дрібногалькові конгломерати під юрськими або нижньокрейдовими відкладами в північно-західному Приазов'ї. Сюди ж дослідники відносять докрейдовий комплекс порід, розкритий у Північному Причорномор'ї на Скадовській площі. Він представлений червоноколірними плямистими різнозернистими пісковиками з прошарками гравелітів, зрідка алевролітів та аргілітів. Товщина їх досягає 436 м.

Мезозойські морські відклади тріасу, юри і крейди розвинуті в Причорномор'ї, Криму і суміжних шельфах Чорного і Азовського морів. Серед осадків середнього-верхнього тріасу на заході регіону переважають карбонатні фації, на сході – піщано-глинисті. В Гірському Криму останні разом з нижньоюрськими аргілітами, алевролітами і пісковиками утворюють флішоподібну таврійську серію.

У будові середньотріасової частини розрізу в придунайській зоні беруть участь світло-сірі та сірі з

The most full sections were established in the north-eastern areas of Predobrogea and are prognosed in the adjoining water area. Tournaisian and the lower part of Visean stages here are represented by grey and dark-grey clay limestones, sometimes dolomites and anhydrites with thickness to 560 m, the upper part of Visean and Serpukhovian stages – by dark-grey argillites, grey aleurolites and sandstones with the thin interbeds of black coal, seldom limestones. The thickness of coal-bearing seam reaches 650 m. In the west of Predobrogean deep the section of Lower Carboniferous formations is sharply shortened. Here only carbonate rocks of Tournaisian and Visean stages are traced with thickness to 320 m.

Lower Carboniferous deposits are unconformably overlapped by Permian-Lower Triassic red-coloured continental ones (to 1–2,1 km) with the inclusions of volcanogenic varieties. They are bedded transgressively with an angular unconformity on Early Carboniferous rocks and are represented by red-coloured sandstones, aleurolites and argillites with the interbeds of gravelites, conglomerates and volcanogenic formations. In the vicinity of the villages Tatarbunary-Furmanivka the latter play the main role in the section. In the extreme north-west of the Predobrogean deep (Baymakliya, Goteshty, Goluboyka areas) alongside with sandy-clay rocks also carbonate and sulphate formations are spread. The thickness of these deposits reaches 1300 m.

In other regions of the Ukraine south the formations of this age are not established for certain. Conditionally it is possible to include to them greenish-grey argillites, aleurolites, sandstones, gravelites and fine-cobbled conglomerates under Jurassic or Lower Cretaceous deposits in the north-western Azov Sea area. The investigators also attribute here Precretaceous complex of rocks, uncovered in the Northern Black Sea area in Skadovsk territory. It is represented by red-coloured spotty various-grained sandstones with the interbeds of gravelites, seldom aleurolites and argillites. Their thickness reaches 436 m.

The Mesozoic marine deposits of Triassic, Jurassic and Cretaceous are developed in the Black Sea area, the Crimea and adjoining shelves of the Black and the Azov Seas. Among Middle-Upper Triassic deposits in the west the region carbonate facies prevail, in the east – sandy-clay ones. In the Mountain Crimea the last facies with Lower Jurassic argillites, aleurolites and sandstones form the flyschoid Tavrian series.

In the structure of Middle Triassic part of the section in Predanubian zone light-grey and grey limestones with different tints, dolomites and darker marls, sometimes argillites and sandstones take part. Their thickness exceeds 300–350 m.

різними відтінками вапняки, доломіти та більш темні мергелі, іноді аргіліти і пісковики. Їх товщина перевищує 300–350 м.

Верхній триас у цьому ж районі представлений карпійським та порійським ярусамі. Вони складені на Старотроянівській площі потужною (3140 м) товщею темно-сірих пелітоморфних, органогенно-пелітоморфних та тонко- і дрібнозернистих мергелів з пластами і окремими пачками світло- і темно-сірих пелітоморфних дрібно- і середньозернистих органогенно-детритових вапняків, тонкими прошарками сірих та темно-сірих дрібно-, середньо-, крупно- і різнозернистих пісковиків та алевролітів. У верхах розрізу зустрічаються аргіліти і зрідка ангідрити.

У південно-східному напрямку (с. Десапне) кількість і товщина карбонатних та глинисто-карбонатних утворень зменшуються. На крайньому північному заході Переддобруджя (с. Муразліївка) під середньою юрою розкриті сірі аргіліти, мергелі та вапняки пізньотриасового віку потужністю понад 127 м.

У межах північно-західного шельфу Чорного моря в останній час середньо-верхньотриасові породи розкриті на Єваторійській структурі. Вони представлені чергуванням сірих (до темно-сірих) дрібно-, середньо- і різнозернистих пісковиків, піщанистих алевролітів та чорних слюдистих аргілітів. Їх потужність перевищує 1288 м. У Західному Причорномор'ї та Присивашші середньоюрські переважно глинисті платформенні утворення, товщиною 0,2–1,7 км, трансгресивно залягають на більш древніх, зокрема пермсько-триасових. Теригенно-карбонатний склад верхньої юри простежується на півдні Одеської області і Автономної Республіки Крим. У межах Кримських гір потужними товщами верхньоюрських вапняків збудовані яйлинські нагір'я.

У Переддобруджі середня юра встановлена в об'язі верхньобайоського та нижньобатського під'ярусів і келовейського ярусу. Розріз під'ярусів складений темно-сірими аргілітами з прошарками сірих алевролітів та пісковиків. У північно-західній частині прогину істотно зростає роль теригенних різновидів. Товщина середньоюрських утворень у найбільш угнутій частині западини досягає 3234 м (св. Червоноармійська-2).

Келовейські відклади представлені на півночі алевролітами, аргілітами та вапняками, в центральній частині прогину – аргілітами і вапняками, а на півдні – аргілітами та алевролітами. Колір їх – від світло- до темно-сірого.

На акваторії Чорного моря до середньої юри відносяться породи, розкриті під крейдою на Десапній, Іллічівській і Фланговій площах, – темно-сірі до чор-

Upper Triassic in this region is represented by Karnic and Norian stages. They are composed in Starotroyanivka area with thick (3140 m) seam of dark-grey pelitomorphic, organogenic-pelitomorphic and thin- and fine-grained marls with the beds and separate groups of strata of light- and dark-grey pelitomorphic fine- and medium – grained organogenic – detritic limestones, thin interbeds of grey and dark-grey fine-, medium-, coarse- and various-grained sandstones and aleurolites. In the upper parts of the section argillites and seldom anhydrites are met.

In the south-eastern direction (v. Desantne) the number and thickness of carbonate and clay-carbonate formations decrease. In the extreme north-west of Predobrogea (v. Murazliivka) under Middle Jurassic grey argillites, marls and limestones of Late Triassic age with thickness above 127 m are uncovered.

In the limits of the Black Sea north-western shelf at the last time Middle-Upper Triassic rocks are uncovered in Eypatoria structure. They are represented by alternation of grey (to dark-grey) fine-, medium- and various-grained sandstones, sandy aleurolites and black micaceous argillites. Their thickness reaches 1288 m. In the Western Black Sea and Syvash areas Middle Jurassic, mainly clay, platform formations with thickness 0,2–1,7 m are transgressively bedded on the older ones, on Permian-Triassic, in particular. Terrigenous-carbonate composition of Upper Jurassic is traced in the south of Odesa region and the Autonomous Republic of the Crimea. In the limits of the Crimean mountains Yayla upland is built with thick seams of Upper Jurassic.

In Predobrogea Middle Jurassic is established in the limits of Upper Bajocian and Lower Batian substages and Callovian stage. The section of substages is composed with dark-grey argillites with the interbeds of grey aleurolites and sandstones. In the north-western part of the deep the role of terrigenous varieties grows. The thickness of Middle Jurassic formations in the most downwarped part of the depression reaches 3234 m (w. Chervonoarmiyska-2).

Callovian deposits are represented in the north by aleurolites, argillites and limestones, in the deep central part – by argillites and limestones, and in the south – by argillites and aleurolites. Their colour is from light- to dark-grey.

In the Black Sea water area to Middle Jurassic are related the rocks, which were uncovered under Cretaceous in Desantne, Illichivsk and Flangova areas – dark-grey to black argillites with the interbeds of grey to dark-grey fine-grained sandstones and seldom aleurolites.

них аргіліти з прошарками сірих до темно-сірих дрібнозернистих пісковиків та зрідка алевролітів.

Фауністично доведені відклади середньої юри в центральній і південно-східній частинах Рівнинного Криму відповідно на Новоселівській та Шубинській площах, а також у північно-західному Присиваншії (район м. Генічеськ). Вони залягають тут під нижньокрейдовими утвореннями і представлені переважно темно-сірими аргілітами і дрібнозернистими пісковиками. Місцями зустрічаються проверстки глинистих сидеритів, дайки діабазів та діабазових порфіритів. У районі м. Генічеськ ці породи залягають субгоризонтально на пермсько-ранньотріасовій (?) товщі.

Утворення оксфордського віку в Переддобруджі складені переважно вапняками целітоморфними, оолітовими, органогенно-уламковими, рифогенними, і тільки в центральній частині прогину розвинуті глини, алевроліти і пісковики. До кімеридзького ярусу відносяться сірі вапняки та глини з прошарками доломітів і ангідритів, а до титонського – товща строкатих глин, алевролітів та пісковиків. Сумарна потужність верхньоюрських порід досягає 2000 м.

На акваторії Чорного моря породи титонського віку виявлені на Прадніпровській площі. Це сірі і темно-сірі алевритисто-піщанисті та органогенно-детритові вапняки і темно-сірі тонкозернистопелітоморфні мергелі з прошарками чорних та сіро-зелених аргілітів і зрідка сірих та світло-сірих грубозернистих до гравійних пісковиків. Їх розкрита товщина 164 м.

Верхньоюрські відклади в стратиграфічному діапазоні від оксфорду до титону зустрінуті свердловинами в Південно-Східному Криму. Вони представлені карбонатними і теригенними породами. Серед вапняків переважають органогенно-уламкові й органогенні, в тому числі рифогенні різновиди. Розкрита потужність досягає 1288 м.

Породи нижньої крейди широко розвинуті на півдні України, де найчастіше незгідно залягають на різновікових утвореннях (від архею до юри) і перекриваються сеноманськими. В центральній частині Азовського моря і пониззі р. Дунай крейдові відклади відсутні. У товщі нижньої крейди переважають аргіліти і алевроліти. У Рівнинному Криму суттєву роль в її розрізі відіграють вулканогенні і карбонатно-глинисті різновиди альбського ярусу, а також пісковики неокому-нижнього апту і верхнього альбу.

Морські фації беріаського віку простежуються тільки в Гірському та Південно-Східному Криму. Вони виражені аргілітами, мергелями та вапняками і утворюють флішодну товщу потужністю до 240–270 м. Вище залягають породи неокому товщиною до 130 м.

Faunistically Middle Jurassic deposits are proved in the Plain Crimea central and south-eastern parts correspondingly on Novoselivka and Shubyno areas, and also in the Syvash north-western area (vicinity of the town of Genichesk). They are bedded here under Lower Cretaceous formations and are represented by mainly dark-grey argillites and fine-grained sandstones, sometimes the interbeds of clay siderites, the dikes of diabases and diabase porphyrites. In the vicinity of the town of Genichesk these rocks are bedded subhorizontally on Permian-Early Triassic (?) thickness.

Oxfordian formations in Predobrogea are composed mainly with pelitomorphous, oolitic, organogenic-cobbled, reefogenic limestones, and only in the deep central part clays, aleurolites and sandstones are developed. Grey limestones and clays with the interbeds of dolomites and anhydrites are referred to Kimmeridgian stage, and the thickness of mottled clays, aleurolites and sandstones – to Tithonian one. Summary thickness of Upper Jurassic rocks reaches 2000 m.

In the Black Sea water area Tithonian rocks are established in Pradnieper area. They are grey and dark-grey aleurolitic-sandy and organogenic-detritic limestones and dark-grey thin-grained-pelitomorphous marls with the interbeds of black and grey-green argillites and seldom grey and light-grey coarse-grained to gravel sandstones. Their uncovered thickness is 164 m.

The Upper Jurassic deposits in the stratigraphic range from Oxfordian to Tithonian were found by wells in the South-Eastern Crimea. They are represented by carbonate and terrigenous rocks. Here organogenic-cobbled and organogenic limestones prevail, reefogenic varieties including. The uncovered thickness reaches 1288 m.

Lower Cretaceous rocks are widely developed in the south of Ukraine, where they are often bedded on the formations of different age (from Archean to Jurassic) and are overlapped by Senomanian ones. In the Azov Sea central part and the lower Danube Cretaceous deposits are absent. In the Lower Cretaceous thickness argillites and aleurolites prevail. In the Plain Crimea the significant role in its section is played by volcanogenic and carbonate-clay varieties of Albian stage, and also the sandstones of Neocomian-Lower Aptian and Upper Albian.

The marine facies of Berriasian age are traced only in the Mountain and North-Eastern Crimea. They are expressed by argillites, marls and limestones and form the flyschoid thickness of up to 240–270 m. Higher above Neocomian rocks are bedded with a thickness of up to 130 m. It is the interbedding of gravelite-breccias,

Це перешарування гравеліто-брекчій, аргілітів, вапняків, зрідка алевролітів та пісковиків. Вони перекриваються аргілітами і алевролітами з прошертками пісковиків та включеннями сидеритів аптського віку загальною потужністю 520 м.

На більшій частині Рівнинного Криму в підопві нижньокрейдового розрізу залягають, як правило, континентальні строкаті або сіроколірні утворення: пісковики, алевроліти та глини з прошарками гравелітів, іноді конгломератів потужністю до 100–150 м, які відносяться до готеривського та баремського ярусів. Вони перекриваються прибережно-морськими і мілководними відкладами пізньобаремського-ранньоаптського віку. Це сірі та світло-сірі пісковики й алевроліти з прошарками грубоуламкових порід і більш темних глин або аргілітів, зрідка органогенно-детритових піщанистих вапняків. Їх товщина досягає 150–200 м. Уверх по розрізу пісковики та алевроліти поступово заміщаються алевритистими глинами або аргілітами з включеннями сидеритів потужністю до 200 м, які відносяться до верхнього апту.

У північній зоні Кримського півострова, в акваторії Каркінітської затоки (Каркінітська площа), в Північному Причорномор'ї, а також на деяких підняттях в інших районах Рівнинного Криму і прилеглої акваторії (Євпаторійська площа) верхній барем випадає з розрізу і безпосередньо на складчастій основі залягають утворення аптського (а місцями навіть альбського) віку – базальні шари нижньої крейди. Вони являють собою пісковики з прошарками алевролітів, глин, місцями грубоуламкових порід. Їх потужність становить, як правило, 40–80 м.

У Західному Причорномор'ї і, очевидно, на прилеглий акваторії розріз неокому – апту приблизно аналогічний вищеописаному. Він починається товщею переважно континентальних утворень потужністю до 440 м, які умовно відносяться до валанжин-готериву та представлені строкатими плямистими глинами, алевролітами і пісковиками, зрідка з тонкими прошертками вапняків. Вище залягає пачка прибережно-морських та мілководних відкладів баремського і аптського віку. Це піщанисті глини, різнозернисті піски та пісковики, збагачені глауконітом.

Породи альбу найкраще вивчені в Криму та Північному Причорномор'ї, де вони розділяються на три під'яруси. Розріз нижнього альбу складений алевритистими глинами й алевролітами. Остатні переважають на заході Криму і в північно-східному Присивашші. Середньоальбські відклади представлені темно-сірими ваннистими глинами або аргілітами, які містять у Рівнинному Криму прошерстки туфів та туфитів.

argillites, limestones, seldom aleurolites and sandstones. They are overlapped by argillites and aleurolites with the sandstone interbeds and siderite inclusions with the total thickness of 520 m.

In the main part of the Plain Crimea in the floor of Lower Cretaceous section, as a rule, continental mottled or grey-coloured formations are bedded: sandstones, aleurolites and clays with the interbeds of gravelites, sometimes conglomerates with a thickness of up to 100–150 m, which are referred to Gotterivian and Barremian stages. They are overlapped by shore-marine and shallow-water deposits of Late Barremian-Early Aptian age. These are grey and light-grey sandstones and aleurolites with the interbeds of coarse-cobbled rocks and darker clays or argillites, seldom organogenic-detritic sandy limestones. Their thickness reaches 150–200 m. Up the section sandstones and aleurolites are gradually substituted by aleurolitic clays or argillites with siderite inclusions. They are referred to Upper Aptian and their thickness is up to 200 m.

In the northern zone of the Crimean peninsula, in the Karkinit bay water area (Karkinit area), in the Northern Black Sea area, and also in some uplifts in other regions of the Plain Crimea and the adjoining water area (Evpatoria area) Upper Barremian disappears from the section, and just on the folded basement Aptian formations (and sometimes even Albian) are bedded – Lower Cretaceous basal beds. They are sandstones with the interbeds of aleurolites, clays, sometimes coarse-cobbled rocks. Their thickness is, as a rule, 40–80 m.

In the Western Black Sea area and, probably, in the adjoining water area Neocomian-Aptian section is approximately analogous to the one mentioned above. It begins with the section of mainly continental formations with a thickness of up to 440 m, which are conditionally referred to Valanginian-Gotterivian and are represented by mottled spotted clays, aleurolites and sandstones, seldom with thin interbeds of limestones. Above the group of strata of shore-marine and shallow-water deposits of Barremian and Aptian age are bedded. These are sandy clays, various-grained sands and sandstones enriched with glauconite.

Albian rocks are best of all studied in the Crimea and the Northern Black Sea area, where they are divided into three substages. The Lower Albian section is composed of aleuritic clays and aleurolites. The latter prevail in the west of the Crimea and in the north-eastern Syvash area. The Middle Albian deposits are represented by dark-grey limey clays or argillites, containing the interbeds of tuffs and tuffites in the Plain Crimea. In some places effusive rocks are widely developed. Upper

Місцями широко розвинуті ефузивні породи. Верхньо-альбський під'ярус у центральній і південно-східній частинах Криму складений темно-сірими вапнистими глинами або аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. На іншій території Рівнинного Криму його розріз розчленовується на дві пачки. Піжнія в районі м. Євпаторія, сіл Крилівка та Єлизаветове виражена пісковиками, алевролітами і глинами, а на півночі вапнистими аргілітами з прошерстками алевролітів, пісковиків, туфів, іноді ефузивних порід, а верхня – переважно глинистими мергелями, нерідко з тонкими прошарками туфів та туфітів. Загальна потужність порід альбського віку змінюється в широкому діапазоні, досягаючи в районі с. Серебрянка 2–2,5 км.

У північно-західному Приазов'ї поряд з глинисто-теригеними утвореннями широко розвинуті кременісті. На захід, в околицях міст Каховка і Берислав, останні в розрізі переважають. Товщина цих відкладів не перевищує 150–360 м.

У Західному Причорномор'ї альбські породи представлені пісковиками, пісками та глинами, місцями з прошарками вапняків. Їх потужність 100 м.

Верхньокрейдові утворення виражені переважно вапняками і мергелями. Максимальні товщини порід як нижнього, так і верхнього відділів крейдової системи (понад 2–2,5 км) установлені в північно-західному Криму. Тільки в розрізі сеноманського ярусу істотну роль нерідко відіграють глини, алевроліти і пісковики. У молодших відкладах прошарки теригених порід у значних кількостях простежуються лише в Приазов'ї. На акваторії спостерігається скорочений і більш мілководний розріз верхньої крейди (Морська площа), а на Електророзвідувальній та Обручевській структурах у центральній зоні Азовського моря ці породи відсутні. Найбільш повний розріз верхньої крейди розкритий свердловинами в північно-західному Криму, де її потужність досягає 2600 м.

Кайнозойський комплекс (до 2,2 км) представлений в основному вапняками і мергелями палеоцену, глинами нижнього і мергелями середнього-верхнього еоцену, а також переважно глинистими породами майкопської серії (олігоцен – нижній міоцен).

У північно-західному Криму і прилеглому північно-західному шельфі (площі Голицина, Шмідта та ін.) у розрізі палеоцену превалюють вапняки та мергелі, а на Керченському півострові – глини, мергелі і вапняки з тонкими прошерстками алевролітів. На сході Рівнинного Криму, в Присиваншії, Північному Причорномор'ї та північно-західному Приазов'ї розвинуті більш мілководні утворення – детритусові піщанисті вапняки і мергелі з прошарками алевролітів та пісковиків.

Albian substage in the Crimean central and south-eastern parts is composed of dark-grey limey clays or argillites with the interbeds of aleurolites and sandstones. In the other territory of the Plain Crimea its section is dismembered into two groups of strata. The lower one in the vicinity of the town of Eupatoria, villages Krylivka and Elyzavetove is expressed by sandstones, aleurolites and clays, and in the north – by limey argillites with the interbeds of aleurolites, sandstones, tuffs, sometimes effusive rocks, and the upper one – mainly by clay marls, often with thin interbeds of tuffs and tuffites. Total thickness of Albian rocks changes in the wide range, reaching 2–2,5 km near the village of Serebryanka.

In the north-western Azov Sea area, alongside with clay-terrigenuous formations, flint rocks are widely developed. In the west, in the vicinity of the settlements of Kakhovka and Beryslav, the latter prevail in the section. The thickness of these deposits does not exceed 150–360 m.

In the Western Black Sea area Albian rocks are represented by sandstones, sands and clays, in some places with limestones interbeds. Their thickness is 100 m.

Upper Cretaceous formations are expressed mainly by limestones and marls. Maximum thickness of the rocks as of lower, so of upper parts of Cretaceous system (above 2–2,5 km) were established in the north-western Crimea. Only in the Senomanian stage section the main role is often played by clays, aleurolites and sandstones. In the young deposits the interbeds of terrigenous rocks in large quantities are traced only in the Azov Sea area. In the water area the shortened and more shallow-water section of Upper Cretaceous (Morske area) is observed, and in Electrorozvidualna and Obruchivka structures in the Azov Sea central zone these rocks are absent. The most complete section of Upper Cretaceous deposits is uncovered by the wells in the north-western Crimea, where its thickness reaches 2600 m.

The Cenozoic complex (to 2,2 km) is represented mainly by limestones and marls of Paleocene, clays of Lower and marls of Middle-Upper Eocene, and also by mainly clay rocks of Maykopian series (Oligocene – Lower Miocene).

In the north-western Crimea and adjoining north-western shelf (Golytshyno area, Shmidt area and others) in Paleocene section limestones and marls prevail, and in the Kerch peninsula – clays, marls and limestones with thin interbeds of aleurolites. In the Plain Crimea east, in the Syvash area, the Northern Black Sea area and the north-eastern Azov Sea area more shallow-water formations are developed – detritic sandy limestones and

Місцями теригенні різновиди переважають. Приблизно такий самий літологічний склад прогнозується в північній частині Азовського моря. В зоні Середньоазовського підняття палеоцен відсутній. У Західному Причорномор'ї він палеонтологічно визначений тільки в районі с. Мирне і представлений мергелями. Потужність палеоцену змінюється в широкому діапазоні, досягаючи на Тарханкутському півострові 400 м.

Розріз нижнього еоцену в північно-західному Криму, в прибережній зоні Північного Причорномор'я і на прилеглий акваторії складений темно- та зеленувато-сірими вапняними глинами, зрідка глинистими мергелями. На Керченському півострові і, очевидно, на сусідніх акваторіях поширені невапняні аргіліти. В інших районах нижній еоцен виражений більш мілководними фаціями – зеленуватими піщанистими глинами з проверстками алевролітів, пісковиків та мергелів. Потужність порід невелика, як правило, не перевищує 30–50 м. Тільки на Тарханкутському півострові і північно-західному шельфі Чорного моря вона збільшується до 100–150 м.

Середньоеоценові відклади представлені переважно вапняками та мергелями. В Північному та Західному Причорномор'ї крім них часто зустрічаються пісковики й алевроліти, звичайно в низах розрізу. На Керченському півострові розвинуті аргіліти з проверстками пісковиків, мергелів та вапняків. Товщина порід середнього еоцену змінюється від 30 до 100 м, досягаючи на Тарханкутському півострові 400 м.

Утворення верхнього еоцену майже повсюдно представлені світлими з зеленуватим відтінком мергелями, які місцями переходять у вапняні аргіліти або глини. На Керченському півострові, в східному Присивашші, Північному та Західному Причорномор'ї значне місце в розрізі займають піщано-алевролітові відклади. Потужність верхнього еоцену змінюється в широких межах, досягаючи на північно-західному шельфі Чорного моря 700 м.

Розріз майкопської серії, як правило, складений сірими і темно-сірими переважно невапняними та слабовапняними глинами з проверстками алевролітів і дрібнозернистих пісків і пісковиків. Істотну роль ці проварки відіграють у східній частині Рівнинного Криму, в Присивашші, на Керченському півострові, в Північному і Західному Причорномор'ї та прилеглих зонах акваторій. Товщина майкопської серії коливається від 900–1100 м у північно-західному Криму і на піднятті Голицина до 3–4 км на Керченському півострові.

Теригенно-карбонатні утворення неогенової системи (середній міоцен – пліоцен) майже скрізь, за винятком Гірського Криму, незгідно перекривають більш

marls with the interbeds of aleurolites and sandstones. In some places terrigenous varieties prevail. Approximately the same lithological composition is prognosed in the Azov Sea northern part. In the zone of Middle Azov uplift Paleocene is absent. In the Western Black Sea region it is paleontologically established only in the vicinity of v. Myrne and is represented by marls. Paleocene thickness varies widely, reaching in the Tarkhankut peninsula 400 m.

Lower Eocene section in the north-western Crimea in the near-shore zone of the Northern Black Sea area and in the adjoining water area is composed with dark and greenish-grey limey clays, seldom clay marls. In the Kerch peninsula and, probably, in the adjoining water areas non-limey argillites are spread. In other areas Lower Eocene is expressed by more shallow-water facies – greenish sandy clays with the interbeds of aleurolites, sandstones and marls. The thickness of the rocks is not large, as a rule, it does not exceed 30–50 m. Only in the Tarkhankut peninsula and in the north-western shelf of the Black Sea it reaches 100–150 m.

Middle Eocene deposits are represented mainly by limestones and marls. In the Northern and Western Black Sea areas, except them, sandstones and aleurolites are often met in the lower parts of the section, of course. In the Kerch peninsula argillites with the interbeds of sandstones, marls and limestones are developed. The thickness of the Middle Eocene rocks changes from 30 to 100 m, reaching 400 m in the Tarkhankut peninsula.

Upper Eocene formation almost everywhere are represented by light with greenish tinted marls, which in some places change into limey argillites or clays. In the Kerch peninsula, in the eastern Syvash area, northern and western Black Sea areas sandy-aleurolite deposits take significant place. Upper Eocene thickness changes in wide limits, reaching 700 m in the north-western shelf of the Black Sea.

Maykopian series section, as a rule, is composed with grey and dark-grey mainly non-limey and weakly limey clays with the interbeds of aleurolites and fine-grained sands and sandstones. These interbeds play a significant role in the Plain Crimea eastern part, in the Syvash area in the Kerch peninsula, in the Northern and Western Black Sea areas and the adjoining water areas zones. The thickness of Maykopian series varies from 900–1100 m in the north-western Crimea and in Golytsyno uplift to 3–4 km in the Kerch peninsula.

Terrigenous-carbonate formations of Neogene system (Middle Miocene-Pliocene) almost everywhere, except the Mountain Crimea, are unconformably bedded on the older deposits by relatively thin layer (0,1–0,5 km).

древні відклади відносно тонким шаром (0,1–0,5 км), максимум (до 0,7–1,1 км) спостерігається на півдні регіону в районі Керченського півострова. Товщина морських континентальних четвертинних переважно теригенних порід рідко перевищує 50 м.

На більшій частині регіону розріз середнього міоцену складений мілководними утвореннями невеликої (до 50–60 м) потужності. Вони представлені мушлевими та оолітовими вапняками, мергелями, різною мірою вапнистими і піщанистими глинами, пісковиками та пісками. В північно-східному Криму, на Керченському півострові і прилеглих акваторіях в основному розвинуті глини з підпорядкованими пропластками пісковиків та вапняків. Їх товщина досягає 750 м.

Розріз сарматського ярусу верхнього міоцену в більшості районів виражений у нижній частині темними шаруватими глинами з тонкими прошарками детритових вапняків та пісковиків, а в середній і верхній – черепанковими, оолітовими і мікрозернистими вапняками та мергелями, місцями з проверстками глин і пісковиків. У Західному Причорномор'ї нижньосарматські відклади представлені переважно карбонатними, а середньо- і верхньосарматські – піщано-глинистими та карбонатними утвореннями. На Керченському півострові весь ярус складений в основному глинами з пропластками вапняків, мергелів і пісковиків. Потужність порід сарматського ярусу, як правило, не перевищує 100–200 м, а на Керченському півострові досягає 600–800 м.

Меотичні відклади верхнього міоцену представлені глинами та вапняками (100–110 м) з рідкими прошарками пісковиків і пісків. Місцями на Керченському півострові зустрічаються моховаткові рифи. В Північному Причорномор'ї, північно-східному та західному Криму і суміжних районах шельфу поширені мушлеві, оолітові і мікрозернисті вапняки товщиною 10–60 м. В Західному Причорномор'ї меотис складений річковими, дельтовими та морськими піщано-глинистими осадами потужністю до 200 м.

Породи нижнього пліоцену виражені мушлевими та оолітовими вапняками, іноді з пропластками глин і пісків товщиною близько 10 м. В районі м. Одеса та Дністровського лиману крім вапняків розвинуті глини, а на захід – морські і континентальні піщано-глинисті відклади потужністю до 100 м.

Розріз середнього та верхнього пліоцену складений морськими глинами, пісками і пісковиками, місцями залізистими, товщиною до 200 м. На більшій частині сучасної суші поширені малопотужні континентальні строкаті піщано-глинисті породи.

their maximum (to 0,7–1,1 km) is observed on the south of the region in the Kerch peninsula. The thickness of marine and continental Quaternary, mainly terrigenous, rocks seldom exceeds 50 m.

In the larger part of the region the Middle Miocene section is composed with the shallow-water formations with small thickness (to 50–60 m). They are represented with shale and oolitic limestones, marls and, in various degree, limey and sandy clays, sandstones and sands. In the north-eastern Crimea, in the Kerch peninsula and the adjoining water areas are mainly developed the clays with subordinate interbeds of sandstones and limestones. Their thickness reaches 750 m.

Sarmatian stage section of Upper Miocene in most areas is expressed in the lower part with dark clays with thin interbeds of detritic limestones and sandstones, and in the middle and upper parts – with shell, oolitic and micro-grained limestones and marls, in some places with the interbeds of clays and sandstones. In the Western Black Sea area Lower Sarmatian deposits are represented with mainly carbonate, and Middle and Upper Sarmatian ones – with sandy-clay and carbonate formations. In the Kerch peninsula the whole stage is composed mainly with clays with the interbeds of limestones, marls and sandstones. The thickness of Sarmatian rocks, as a rule, does not exceed 100–200 m, and in the Kerch peninsula it reaches 600–800 m.

Meotian deposits of Upper Miocene are represented with clays and limestones (100–110 m) with rare interbeds of sandstones and sands. In some places in the Kerch peninsula bryozoan reefs are met. In the Northern Black Sea area, the north-eastern and western Crimea and the adjoining areas of the shelf shell, oolitic and micro-grained limestones are spread with thickness 10–50 m. In the Western Black Sea area Meotian is composed with the river, deltaic and marine sandy-clay sediments with thickness to 200 m.

Lower Pliocene rocks are expressed by shell and oolitic limestones, sometimes with the interbeds of clays and sands with the thickness of about 10 m. In the vicinity of the town of Odesa and Dniester estuary, except limestones, clays are developed, and in the west – marine and continental sandy-clay deposits with thickness to 100 m.

Middle and Upper Pliocene section is composed with marine clays, sands and sandstones, in some places ferruginous, with thickness to 200 m. In the larger part of present dry land continental mottled sandy-clay rocks with low thickness are spread.

ТЕКТОНІКА

Перші уявлення про геологічну будову території півдня України склалися завдяки дослідженням А.П. Карпінського, А.Д. Архангельського, М.С. Шатського, К.І. Макова, М.В. Муратова, В.Г. Бондарчука, І.О. Брода. В міру нагромадження даних вони суттєво уточнювалися, створювалися нові схеми тектонічного районування регіону (О.Т. Богаєць, В.Є. Бураковський, І.А. Гаркаленко, В.Л. Гуревич, Б.І. Денега, Г.Х. Дікенштейн, Г.Н. Доленко, С.М. Захарчук, М.І. Павлюк, Б.М. Полухтович, Л.Г. Плахотний, А.З. Краснощок, Г.А. Личагін, Я.П. Маловіцький, М.В. Муратов, Д.Є. Панченко, М.Р. Пустильников, А.І. Самсонов, В.В. Соллоуб, М.В. Чирвинська, А.В. Чекунов, Н.І. Черняк, А.Є. Шлезінгер, П.Ф. Шпак та ін.).

Більшість дослідників розвивають погляди М.В. Муратова (1955), який виділив між краєм докембрійської Східно-Європейської платформи та альпійськими спорудами Карпат, Балкан, Криму, Кавказу і Копетдагу область палеозойсько-ранньомезозойської складчастості (Скіфську плиту). Однак розміщення границь Скіфської плити, вік її складчастої основи в окремих районах, глибинна будова, вплив фундаменту на формування структури осадового чохла, границі структурних елементів останнього та інші питання все ще залишаються дискусійними.

Використавши найновіші дані геофізичних і бурових робіт, а також опубліковані матеріали, автори склали схему структурних елементів осадового комплексу території півдня України і прилеглих акваторій Чорного та Азовського морів (рис. 2, 3). Тут виділяються такі великі тектонічні елементи:

I. Східно-Європейська древня платформа:

- I₁. Молдавська монокліналь.
- I₂. Південно-Українська монокліналь.

II. Скіфська плита:

Система прогинів плити:

- II_а. Передобрудзький.
- II_б. Каркінітсько-Північно-Кримський.
- II_в. Північно-Азовський.
- II_г. Крайовий уступ.

Система піднять плити:

- II₁. Нижньопрутський виступ.
- II₂. Вал Губкіна.
- II₃. Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття.
- II₄. Середньозовське.

III. Альпійська складчаста споруда

Гірського Криму.

Система прогинів:

- III₁. Альмінська западина.

TECTONICS

The first ideas about geological structure of the Ukraine south territory were based on the investigations of A.P. Karpinsky, A.D. Arkhangelsky, M.S. Shatsky, K.I. Makov, M.V. Muratov, V.G. Bondarchuk, I.O. Brod. During the data accumulation they were essentially specified, the new schemes of the region tectonic zoning were compiled (A.T. Bogaets, V.E. Burakovsky, I.A. Garkalenko, V.L. Gurevych, B.I. Denega, G.Kh. Dickenshtein, G.N. Dolenko, S.M. Zakharchuk, M.I. Pavlyuk, B.M. Polukhtovych, L.G. Plakhotny, A.Z. Krasno-shchok, G.A. Lychagin, Y.P. Malovitsky, M.V. Muratov, D.E. Panchenko, M.R. Pustyl'nykov, A.I. Samsonov, V.V. Sollogub, M.V. Chyrvynska, A.V. Chekunov, N.I. Chernyak, A.E. Shlezinger, P.F. Shpak et al.).

The majority of the investigators develop the ideas of M.V. Muratov (1955), who singled out the area of Paleozoic-Early Mesozoic folding (Scythian plate) between the edge of Precambrian East-European platform and Alpine structures of the Carpathians, the Balkans, the Crimea, the Caucasus and the Kopetdag. But the location of the Scythian plate boundaries, the age of its folded basement in separate areas, the deep structure, the influence of the basement on the forming of the sedimentary cover structure, the boundaries of the structural elements of this cover are still under discussion.

Having used the newest data of geophysical and drilling works and also the published materials, the authors compiled the scheme of structural elements of sedimentary complex of the Ukraine south territory and adjoining water areas of the Black and Azov Seas (fig. 2, 3). Here the following large tectonic elements are singled out:

I. East-European old platform:

- I₁. Moldavian monocline.
- I₂. South-Ukrainian monocline.

II. Scythian plate:

System of the plate deeps:

- II_а. Predobrogean.
- II_б. Karkinit-Northern Crimean.
- II_в. Northern Azov.
- II_г. Marginal bench.

System of the plate uplifts:

- II₁. Lower Prut bench.
- II₂. Gubkin rampart.
- II₃. Kalamit-Central Crimean megauplift.
- II₄. Middle Azov uplift.

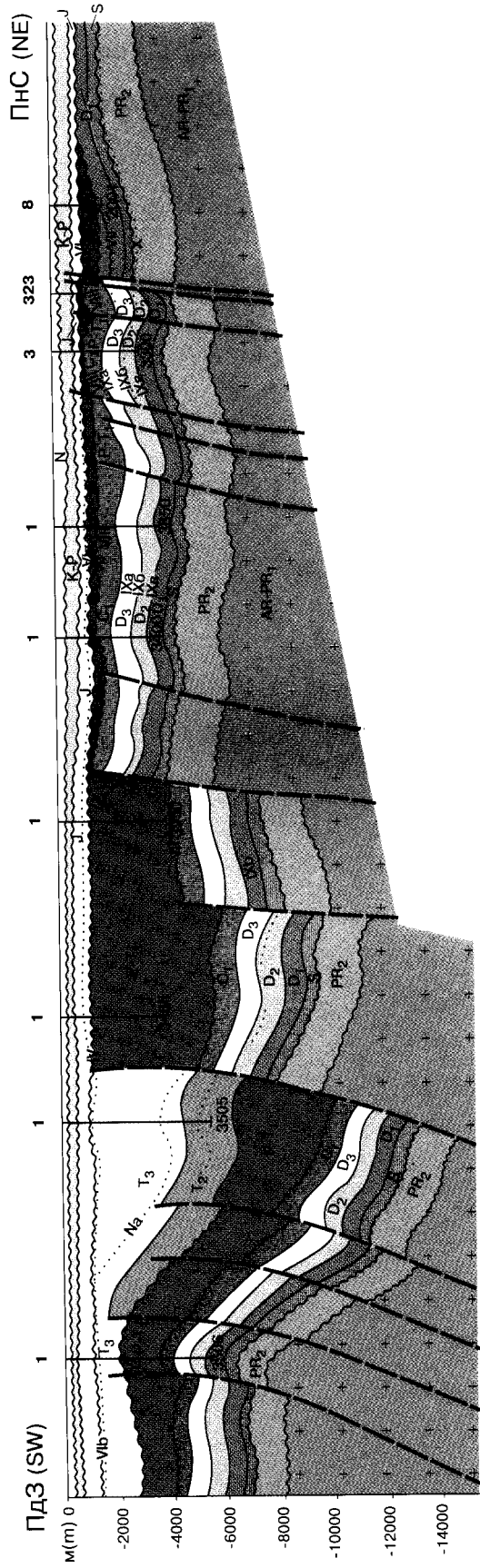
III. Alpine folded structure of the Mountain Crimea.

System of the plate uplifts:

- III₁. Alma depression.

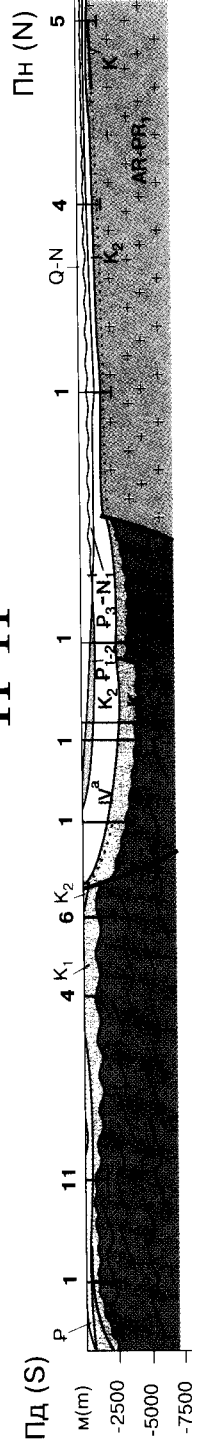
2500 м(м) 0 5 10 км(км)

I-I



5000 м(м) 0 10 20 км(км)

II-III



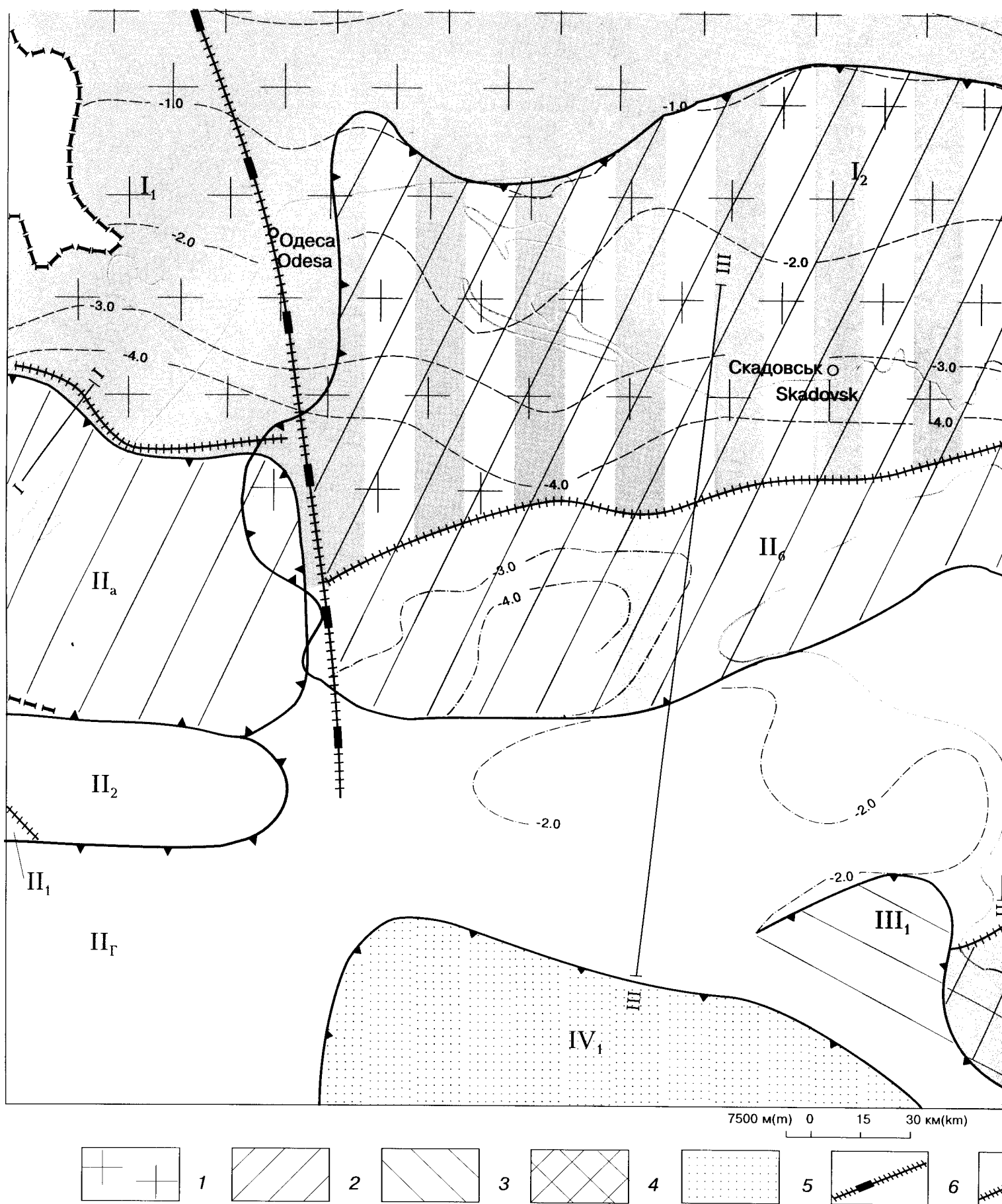


Рис. 2. ТЕКТОНИЧНА СХЕМА РЕГІОНУ
 1 – Східно-Європейська платформа; 2 – система прогинів Скіфської плити; 3 – зона прогинів, що облямовують альпійську структуру Криму та її південного і східного занурення; 5 – Чорноморська глибоководна западина; 6 – Одеський глибинний розрив; 7 – регіональні дис’юнктивні деформації; 8 – інші головні розломи; 9 – межі тектонічних елементів; 10 – ізогіпси давнього архейсько-протерозойського рельєфу.

Fig. 2. TECTONICAL SCHEME OF THE REGION
 1 – East-European platform; 2 – system of the Scythian plate deeps; 3 – zone of deeps, which fringe the alpine structure of southern and eastern plunges; 5 – Black Sea deep-water depression; 6 – Odesa deep break; 7 – regional disjunctive deformation structures; 8 – other main faults; 9 – boundaries of tectonic elements; 10 – isohypses of the old Archean-Early Proterozoic relief.

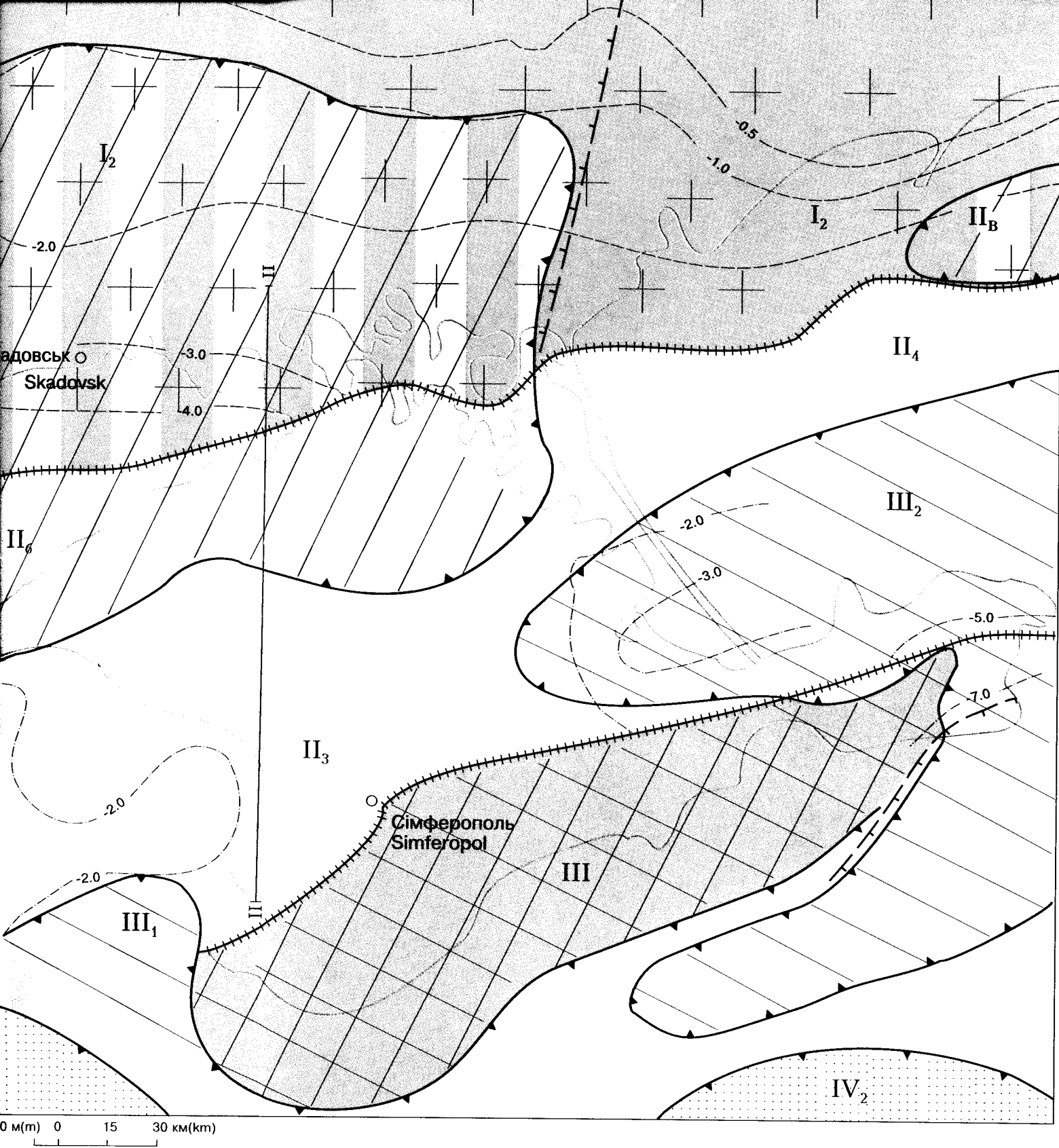


рис. 2. ТЕКТОНИЧНА СХЕМА РЕГІОНУ

3 – зона прогинів, що облямовують альпійську споруду Гірського Криму; 4 – альпійська складчаста споруда Гірського Криму та її глибинний розрив; 6 – Одеський глибинний розлом; 7 – регіональні розривні порушення, які розділяють надпорядкові тектонічні структури; 10 – ізогіпси древнього архейсько-ранньопротерозойського фундаменту; 11 – ізогіпси докрейдового комплексу

TECTONICAL SCHEME OF THE REGION

3 – zone of depressions, which fringe the alpine structure of the Mountain Crimea; 4 – the alpine structure of the Mountain Crimea and its deep break; 7 – regional disjunctive deformations, which divide the tectonic structures of high order; 10 – isohypses of the old Archean-Early Proterozoic basement; 11 – isohypses of Precretaceous complex

- III₂. Індоло-Кубанський крайовий прогин.
IV. Чорноморська глибоководна западина:
IV₁. Західно-Чорноморська улоговина.
IV₂. Східно-Чорноморська улоговина.

Згадані тектонічні елементи в процесі формування зазнали неодноразової перебудови. Тому осадовий чохол характеризується складною будовою, а границі структурних елементів по різних комплексах не завжди збігаються.

На Східно-Європейській платформі, враховуючи будову поверхні кристалічного фундаменту, повноту і товщину розрізів осадового чохла, чітко виділяють два райони: західний (Молдавська монокліналь) і східний (Південно-Українська монокліналь), границя між якими проходить по Одеському глибинному розлому.

Молдавська монокліналь характеризується пологим моноклінальним зануренням поверхні кристалічного фундаменту у південному та південно-західному напрямках із зміною глибин залягання від 0 до 2,5–3,5 км при середній крутизні близько 10 м на 1 км. Опускання складчастої основи проходить нерівномірно. Воно ускладнюється терасоподібними і флексурними уступами, структурними виступами та мульдами. Ці форми різною мірою відбиваються в структурі осадового чохла. За своєю природою і орієнтацією розривні порушення, розвинуті в фундаменті та нижніх горизонтах чохла, можна об'єднати в три системи розломів: субмеридіональні (Одеський, Фрузівсько-Арцизький), північно-західні (Придністровський) та субширотні (Кишинівський).

Південно-Українська монокліналь визначається зануренням на південь дорифейського кристалічного фундаменту, перекритого різновіковими відкладами осадового чохла. За структурними особливостями і стратиграфічним діапазоном розрізів в її межах можна виділити дві зони: Північно-Причорноморську, де значна за потужністю осадова товща починається крейдовими відкладами, і Приазовську, яка простягається на південь від Приазовського виступу Українського щита вузькою смугою із скороченим розрізом і відносно невеликими потужностями. Межа між цими зонами умовна і приблизно відповідає розміщенню Мелітопольського розлому.

У зоні монокліналі фундамент і породи, що на ньому залягають, плавно занурюються на південь від 0 до 3000–5000 м. На цьому тлі виділяються структурні виступи, депресії і локальні підняття, орієнтовані в північно-західному і субширотному напрямках. Структури, що ускладнюють монокліналь, в основному мають прирозломний характер.

- III₂. Indol-Kuban marginal deep.
IV. Black Sea deep-water depression:
IV₁. Western Black Sea hollow.
IV₂. Eastern Black Sea hollow.

The mentioned tectonic elements in the process of forming underwent not one reconstruction. So the sedimentary cover is characterized by complicated structure, and the boundaries of the structural elements by different complexes do not always coincide.

In the East-European platform, taking into consideration the structure of the crystalline basement surface, completeness and thickness of the sedimentary cover sections, two regions are distinctly singled out: the western (Moldavian monocline) and the eastern (South-Ukrainian monocline). The boundary between them lies along the Odesa deep break.

Moldavian monocline is characterized by a gentle monoclinial plunge of the crystalline basement surface in the southern and south-western directions with the change of the bedding depths from 0 to 2,5–3,5 km at average steepness about 10 m/1 km. The subsidence of the folded basement is uneven. It is complicated with terrace-like and flexure benches, structural ledges and troughs. These forms in various degree are reflected in the sedimentary cover structure. Disjunctive deformations, which are developed in the basement and the cover lower horizons, by their nature and orientation may be united into three systems of the breaks: submeridional (Odesa and Frunzivsk-Artsyzy breaks), north-western (Predniester break) and sublatitudinal (Kyshyniv break).

South-Ukrainian monocline is characterized with plunging to the south of Pre-riphen crystalline basement, overlapped by the sedimentary cover deposits of different age. In its limits two zones may be singled out by the structural peculiarities and stratigraphical range of the sections: the Northern Black Sea zone, where a great sediment thickness begins with Cretaceous deposits and the Azov Sea one, which stretches to the south from Preazovian bench of Ukrainian shield as a narrow stripe with a shortened section and relatively small thicknesses. The boundary between these zones is conditional and approximately corresponds to the location of Melitopol break.

In the zone of monocline, the basement and the rocks, bedded on it, gently plunge to the south from 0 to 3000–5000 m. At this background, structural benches, depressions and local uplifts are singled out oriented in the north-western and sublatitudinal directions. The structures that complicate the monocline have mainly near-break character.

На південь від Південно-Української монокліналі у межах Скіфської плити простягаються різновікові прогини, приурочені до складнопобудованої зони зчленування древньої Східно-Європейської платформи і молодшої Скіфської плити. Прогини вивопнені платформеними відкладами різних стратиграфічних діапазонів; вони залягають на різновіковому фундаменті або на дочохольних утвореннях, тектонічна природа яких трактується неоднозначно.

У Західному Причорномор'ї виділяється Передобрудзький грабеноподібний прогин. Його вивопнює потужна товща переважно вендських, палеозойських і тріасових відкладів, на яких з розмивом залягають породи юри і крейди. З півдня і півночі прогин обмежений протяжними зонами розривних порушень.

Передобрудзький прогин має асиметричну будову. Південно-західний його борт крутіший, що, очевидно, пов'язано з насувом Нижньопрутського виступу Північної Добруджі, а північно-східний – пологіший. Асиметрія фіксується за ступенем тектогенних деформацій порід, що вивопнюють прогин. Структура останнього диференційована на Алуатсько-Чалицьку, Тузлівську та Нижньодністровську депресії, розділені Готештсько-Баймаклійською, Суворовсько-Зміною, Лиманською та Саратсько-Балабанівською зонами підняття. В осадочному чохлі встановлено окремі лінійно витягнуті зони, утворені ланцюжками локальних структур.

На схід від Передобрудзького знаходиться Каркінітсько-Північно-Кримський прогин, вивопнений в основному крейдово-палеогеновими відкладами. Своєю західною центриклінальною він накладений на Передобрудзький, а на сході, в північно-західній частині Азовського моря, межує з Північно-Азовським відокремленням від нього антиклінальним перегином. Це асиметрична структура: північний пологий борт відносно слабо порушений розривними і плікативними дислокаціями, накладений на південний край Східно-Європейської платформи і відповідає Південно-Українській монокліналі, а південний – крутий, ускладнений системою локальних підняття і розривів, спирається на піднятий складчастий фундамент Скіфської плити. В основі його лежить смуга грабеноподібних структур пізньопалеозойсько-ранньомезозойського закладення, північна межа якої контролюється зоною розломів, що простягається, за геофізичними даними, від Одеського розлому на південь від Тендрівської коси, через Перекопський перешийок до о. Бірючий. У північній частині Криму це дислокаційний і прорваний інтрузіями парагеосинклінальний тріас-юрський комплекс, що відноситься багатьма дослідниками до кімерійської склад-

To the south from the South-Ukrainian monocline in the limits of Scythian plate the deeps of different age stretch, which belong to the complicated zone of the joint of old East-European platform and young Scythian plate. These deeps are filled with platform deposits of different stratigraphic ranges; they are bedded on the basement of different age or on precover formations whose tectonic nature is interpreted in different ways.

In the Western Black Sea area Predobrogean graben-like deep is singled out. It is filled with a thick seam of mainly Vendian, Paleozoic and Triassic deposits on which scouring Jurassic and Cretaceous rocks are bedded. From the north and the south the deep is limited with extensive zones of disjunctive deformations.

Predobrogean deep has an asymmetrical structure. Its south-western edge is steeper, and the north-eastern one – more gentle. It is, probably, connected with the thrust of Lower Prut bench of Northern Dobrogea. Asymmetry is fixed by the degree of tectogenic deformations of the rocks filling the deep. The structure of the deep is differentiated into Aluat-Chalych, Tuzlov and Lower Dniester depressions, which are divided by Goteshty-Baymakliya, Suvorovsk-Zmiiny, Lyman and Sarata-Balabanivka zones of uplifts. In the sedimentary cover the separate, linearly stretched zones are established formed with the chains of local structures.

To the east from Predobrogean deep there is Karakinit-Northern Crimean one, which is filled with mainly Cretaceous-Paleogene deposits. Its western centricline is overlapped on Predobrogean deep, and in the east in the Azov Sea north-western part it borders with Northern Azov one. The latter is separated from it by anticlinal bend. It is an asymmetric structure: the northern gentle edge is relatively weakly deformed by disjunctive and pllicative dislocations, is overlapped on the southern margin of East-European platform and corresponds to the South-Ukrainian monocline, and the southern one is steep, complicated with the system of local uplifts and breaks. It leans on the raised folded basement of Scythian plate. In its foundation is a stripe of Lower Paleozoic-Early Mesozoic graben-like structures, whose northern margin is controlled by latitudinal zone of breaks. They stretch, by geophysical data, from Odessa break to the south from Tendrivska Spit, through Perekop isthmus to the island of Biryuchy. In the Crimea northern part it is a dislocated and broken by intrusion parageosynclinal Triassic-Jurassic complex which is referred by many investigators to Kimmerian folded foundation, and in the vicinity of the town of Genichesk – the deposits of a platform character. The separate the southern zone of the Tarkhankut peninsula

частої основи, а в районі м. Генічеськ це відклади платформеного характеру. Вони відокремлюють південну зону складок Тарханкутського півострова від північного крила Новоселівського підняття.

Найглибша частина прогину – на захід від Тарханкутського півострова між Миколаївським і Одеським глибинними розломами – відома під назвою Михайлівської депресії, або улоговини. На півдні Каркінітсько-Північно-Кримський прогин межує із валом Губкіна і Каламітсько-Центральнокримським мегапідняттям. Межа останнього особливо чітка в західній частині Рівнинного Криму, де вона збігається з Донузлавською синкліналю, що відділяє Новоселівське підняття від Тарханкутської зони складок, приуроченої до південного борту прогину. Далі на захід вона проходить по зоні розривних порушень і великих градієнтів занурення крейдових відкладів, що обмежує з півночі західну перикліпаль описуваного мегапідняття. Південний борт прогину тут піднятий по великому Сулінсько-Тарханкутському розлому і ускладнений системою структур на зануренні Губкінського валу. Ці підняття по відкладах крейди групуються в дві антиклінальні зони – Гамбурцевсько-Архангельську і Сельсько-Кримську. Найбільш великими є складки Сельського і Гамбурцева, до менших відносяться Прибийна, Штилева, Штормова та ін.

На східному продовженні цих зон знаходяться Донузлавсько-Мілова і Красноярсько-Карлавська зони складок Тарханкутського півострова. Найбільш піднята Донузлавсько-Мілова, що включає Донузлавську, Новоіванівську, Октябрську, Західно-Октябрську, Родниківську, Мілову та Західно-Мілову структури. Більшість цих піднять високоамплітудні і порушені розривами. Амплітуда складок 200–700 м, на Міловій структурі – до 600 м; розміри змінюються від 3,5x1,5 до 12x4 км. Подібну характеристику має розміщена далі на північ Красноярсько-Карлавська зона.

Наступну зону антиклінальних структур на Тарханкутському півострові складає Чапаєвсько-Міжводненська. Вона відділена від Задорненської групи складок глибокою Джарилгацькою синкліналю, яка, розширюючись на захід, збігається з приосовою частиною Михайлівської депресії, помічаючи собою розміщення осі Каркінітсько-Північно-Кримського прогину по підшві крейдових відкладів. Зазначена зона складок включає Березівське, Каштанівське, Рилєєвське, Бакальське, Північне, Володимирське, Міжводненське підняття.

Характер дислокацій у центрі Каркінітсько-Північно-Кримського прогину утруднює проведення межі між ним і Центральнокримським мегапідняттям. На

zone of the folds from the northern flank of Novoselivka uplift.

The deepest part of the deep – to the west from the Tarkhankut peninsula between Mykolaiv and Odesa deep breaks – is known as Mykhailivka depression or hollow. In the south the Karkinit-Northern Crimean deep borders with Gubkin rampart and Kalamit-Central Crimean megauplift. The margin of the last is especially clear in the Plain Crimea western part, where it coincides with Donuzlav syncline. This syncline separates Novoselivka uplift from Tarkhankut zone of folds and belongs to the deep southern edge. Further to the west it comes along the zone of disjunctive deformations and large gradients of the Cretaceous deposits plunge, which limited the western pericline of the described megauplift from the north. The deep southern edge here is raised along large Sulin-Tarkhankut break and is complicated with a system of structures on the plunge of Gubkin rampart. These uplifts by Cretaceous deposits are grouped into two anticlinal zones – Gamburtsevo-Arkhangelske and Selske-Krymske. The largest are the folds of Selske and Gamburtsevo, to less ones Prybiyne, Shtyleve, Shtormove and others are referred.

In the eastern continuation of these zones are Donuzlav-Milova and Krasny Yar-Karlavka zones of the Tarkhankut peninsula folds. The most upraised is Donuzlav-Milova zone which includes Donuzlav, Novovianivka, Oktyabrsk, Western Oktyabrsk, Rodnykove, Milova and Western Milova structures. The majority of these uplifts have high amplitudes and are deformed with breaks. The folds' amplitude is 200–700 m, in Milova structure – to 600 m; the sizes vary from 3,5x1,5 to 12x4 km. Krasny Yar-Karlavka zone is located further to the north and has a similar characteristic.

The next zone of anticlinal structures in the Tarkhankut peninsula is composed with Chapayevske-Mizhvodne. It is separated from Zadorne group of folds by deep Dzharylgach syncline, which, widening to the west, coincides with preaxial part of Mykhaylivka depression and marks the location of the Karkinit-Northern Crimean deep axe by the floor of Cretaceous deposits. This zone of the folds includes Berezove, Kashtanove, Ryleeve, Bakalske, Volodymyrsk, Mizhvodne uplifts.

The character of dislocations in the centre of the Karkinit-Northern Crimean deep complicates the establishing of the boundary between it and Central Crimean megauplift. In the extreme east it is built simpler. In the northern edge zone Balashivka transverse bench is singled out. The deep axe here comes across the northern part of Arabat Strilka. To the east from this strilka the deep is closed, separating from Northern Azov

крайньому сході прогин збудований простіше. В зоні північного борту виділяється Балашівський поперечний виступ. Вісь прогину тут проходить через північну частину Арабатської стрілки, на схід від якої він замикається, відділяючись від Північно-Азовського Чингульською сідловиною. Остання знаходиться в Азовському морі на схід від о. Бірючий на зануренні південно-західного виступу Приазовського масиву УЩ, обмеженого Мелітопольським розломом. У межах сідловини поверхня фундаменту відносно піднята і залягає на глибинах 800–1500 м, занурюючись на схід до 2000–2500, а на захід до 3000–3500 м. Західна границя її дуже різка, східна – менш чітка. Будова сідловини ускладнена розривними порушеннями і прирозломними локальними структурами.

Крайовий уступ простежується на захід від Каламітсько-Центральнокримського мегапідняття. Поверхня складчастої основи тут занурюється в південному напрямку від 2500 до 5800 м. Низи осадового чохла (крейдові та палеогенові відклади) характеризуються скороченими потужностями і меншою повнотою розрізу. На деяких ділянках відсутні палеоценові відклади (Десантна площа). Товщина порід неогенового віку збільшується з півночі на південь від 1400 до 2000 м. У них, за матеріалами сейсморозвідки, простежуються лінзовидні тіла, які згодом збудовані утвореннями акумулятивного генезису.

Північно-Азовський прогин, за даними сейсмометричних досліджень, являє собою неглибоку асиметричну депресію шириною 20–30 км, витягнену в субширотному напрямку і вивопиєну породами середньої юри, крейди і палеогену. Максимальні потужності осадових відкладів, що уступами занурюються на південь, встановлені на південному краї прогину. Бердянська зона розломів відділяє його на півночі від Приазовської зони Південно-Української монокліналі. З півдня прогин обмежений так званім Головним Азовським порушенням амплітудою до 1000 м. Від нього відходять розломи, до яких приурочені великі складки – Бердянська, Білосарайська та інші, в їх склепіннях крейдові породи розмиті і мають невеликі потужності. В майкопських утвореннях прогин майже не виражений, а по неогенових йому відповідає пологі північне крило більшої структури – Азово-Кубанської западини. Західним обмеженням прогину є Чингульська сідловина, а на сході він простягається у Західне Передкавказзя. За типом будови прогин являє собою односторонній грабен.

На південь від описаної системи прогинів розміщена смуга піднятого залягання складчастої основи, чітко виражена в структурі осадового чохла. До неї

one by Chyngul sag. This sag is in the Azov Sea to the east from the island of Biryuchy on the plunge of the south-western bench of the Azov Sea massif of Ukrainian shield, limited by Melitopol break. In the sag limit the basement surface is upraised and is bedding at the depths 800–1500 m, plunging to the east to 2000–2500 m, and to the west – for 3000–3500 m. Its western boundary is very distinct, the eastern one – less. The sag structure is complicated with disjunctive deformation and near-break local structures.

Marginal bench is traced to the west from Kalamit-Central Crimean megauplift. The folded basement surface here plunges in the southern direction from 2500 to 5800 m. The bottoms of sedimentary cover (Cretaceous and Paleogene deposits) are characterized by shortened thicknesses and the section less completeness. In some areas Paleocene deposits are absent (Desantne area). The Neogene rocks thickness increases from the north to the south from 1400 to 2000 m. In them, by seismic survey data, the lense-like bodies are traced, which are, probably, built with the formations of accumulative genesis.

The Northern Azov deep, by the data of seismic metric investigations, represents a shallow asymmetric depression with the width of 20–30 km, extended in the sublatitudinal direction and filled with the rocks of Middle Jurassic, Cretaceous and Paleogene. The maximum thicknesses of sedimentary deposits, which plunge in echelon to the south, are established on the deep southern edge. Berdyansk zone of breaks separates it from the north from the Azov Sea zone of the South Ukrainian monocline. In the south the deep is limited by the so-called Main Azovian deformation with amplitude to 1000 m. From it the breaks deviate, to which the large folds belong – Berdyansk, Bilosaray and others, in their arches Cretaceous rocks are scoured and have small thicknesses. In Maykopian formations the deep is not almost expressed, and in Neogene ones – the gentle northern flank of the larger structure – Azov-Kuban depression – corresponds to it. Chyngul sag is the deep western limitation, and in the east it stretches to the Western Precaucasian. By the structure type the deep represents a single-edged graben.

To the south from the described system of the deeps the stripe of the folded basement's upraised bedding is located clearly expressed in the sedimentary cover structure. Lower Prut bench, Gubkin rampart, Kalamit-Central Crimean megauplift and the Middle Azov uplift belong to this region.

Lower Prut bench is located in the south-western corner of the area between the Dniester and the Prut

входять Нижньопрутський виступ, вал Губкіна, Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття та Середньозазовське підняття.

Нижньопрутський виступ займає південно-західний кут Дністровсько-Прутського межиріччя і являє собою північно-західне занурення Північної Добруджі, перекрите малопотужним чохлам неоген-антропогенових порід. Від Переддобрудзького прогину він відділяється Аджуд-Кагул-Георґіївським розломом. Фундамент виступу складений переважно варисційським комплексом з локально поширеними утвореннями кімерійського циклу. Його еродована поверхня порушена багатьма розломами переважно північно-західного простягання з амплітудою 50–100 м. В її рельєфі простежуються Валенське та Мантівське підняття, розділені Бринзенською депресією з перепадом глибин до 200 м.

Вал Губкіна обмежує з півдня Переддобрудзький грабеноподібний прогин. На південному заході він по глибинному розлому Георгіївського гирла Дунаю приєднується до Північної Добруджі, а на сході занурюється, замикаючись біля Одеського глибинного розлому.

По осадочному комплексу порід вал являє собою великий виступ, що складається з двох основних блоків – північного Кілійського і піднятого відносно нього на 1500–2000 м південного Губкінського. Їх розділяє регіональний Сулінсько-Тарханкутський розлом. Східна перикліналь Кілійського блока межує з Михайлівською депресією, чітко оконтурюючись вузькою зигзагоподібною смугою флексурно-розривних дислокацій. Тут виділяються локальні складки північно-східного і північно-західного простягання, поєднані з розривними порушеннями (Одеська, Безіменна та ін.). Губкінський блок плавно занурюється на схід, переходячи в південне підняте по Сулінсько-Тарханкутському розлому крило Михайлівської депресії.

Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття розміщене кулісоподібно до валу Губкіна. Крім Сімферопольського виступу і Новоселівського підняття в цю зону входять Каламітське підняття та Іллічівський виступ, розділені вузькими синклінальними перегибами, які контролюються в фундаменті і, ймовірно, в нижніх горизонтах осадочного чохла поперечними розривними порушеннями. Сюди ж слід віднести і велику Тарханкутську структуру, виявлену на південь від Тарханкутського півострова між Донузлавсько-Міловою зоною складок і Каламітським підняттям на продовженні Тарасівської антиклінальної зони.

Сімферопольський виступ знаходиться на півдні Рівнинного Криму і прилягає до Гірського Криму. В його основі на глибинах 300–500 м залягають сіро-

and represents the north-western plunge of Northern Dobrogea, overlapped by Neogene-Anthropogene cover with small thickness. From Predobrogean deep it is separated with Adzhud-Kagul-Georgiivsk break. The bench basement is composed by mainly Variscian complex with locally spread formations of Cimmerian cycle. Its eroded surface is deformed by many breaks of mainly north-western strike with amplitude 50–100 m. In its relief Valensk and Mantivsk uplifts are traced, which are divided by Brynzensk depression with the depths overfall to 200 m.

Gubkin rampart limits from the south Predobrogean graben-like deep. In the south-west by deep break of Georgiivsk mouth of the Danube it joins Northern Dobrogea, and in the east it plunges, closing near Odesa deep break.

By the rocks sedimentary complex the rampart represents a large bench which is composed with two main blocks – the northern Kiliya and the southern uplifted relatively to the first one for 1500–2000 m Gubkin blocks. They are divided with Sulin-Tarkhankut break. The eastern pericline of Kiliya block borders with Mykhailivka depression and is clearly contoured with a narrow zigzag-like stripe of flexure-disjunctive dislocations. Here the local folds of the north-eastern and north-western strike are singled out and are connected with disjunctive deformations (Odesa, Bezimenna and others). Gubkin block gently plunges to the east, passing into the southern, uplift along Sulin-Tarkhankut break, flank of Mykhailivka depression.

Kalamit-Central Crimean megauplift is located coulisse-like to Gubkin rampart. Besides Simferopol bench and Novoselivka uplift this zone includes Kalamit uplift and Illichivsk bench divided by narrow synclinal bends, which are controlled in the basement and, probably, in the lower horizons of the sedimentary cover by transverse disjunctive dislocations. The large Tarkhankut structure to the south from the Tarkhankut peninsula between Donuzlav-Milova zone of the folds and Kalamit uplift on the continuation of Tarasivka anticlinal zone must be referred here too.

Simferopol bench is in the south of the Plain Crimea and joins the Mountain Crimea. In its basement at depth 300–500 m grey-coloured shales and sandstones of Middle Paleozoic, green shales of approximately Riphean age are bedded. In the bench southern part on the boundary with the Mountain Crimea Middle Jurassic clay-sandy-conglomerate thicknesses are located. On them Cretaceous deposits are bedded unconformably, plunging fan-shapedly to the west, north and east. Here on the surface Lower Cretaceous rocks of

колірні сланці і пісковики середнього палеозою, зелені сланці приблизно рифейського віку. В південній частині виступу на межі із Гірським Кримом розміщені глинисто-піщано-конгломератові товщі середньої юри. На них незгідно залягають крейдові відклади, віялоподібно занурюючись на захід, північ і схід. Тут же на поверхні відслонюються нижньокрейдіві породи так званої мазанської світи. Максимальні потужності їх відмічаються на східному зануренні виступу, тоді як на західних схилах його вони малопотужні і виклинюються в бік Альмінської западини. На півночі Сімферопольський виступ відокремлюється від Новоселівського підняття Калинівсько-Гвардійським прогином – вузькою структурою типу грабена, що контролюється зоною розривних порушень, виражених у триасюрських і, ймовірно, в крейдових відкладах.

На північний захід від Сімферопольського виступу відходить Сакський структурний ніс, що відділяє Калинівсько-Гвардійський прогин від Альмінської западини.

Новоселівське підняття, розміщене в Центральному Криму, являє собою інверсійну структуру, що виникла на місці ранньокрейдівого прогину. Її формування почалося в пізній крейді і завершилося в основному в передсередньоміоценовий час. У склепінній частині підняття підосва крейді залягає на глибинах 1000 м, занурюючись на північному і східному крилах до 2000–2500 м. При цьому в центрі на нижньокрейдівих породах незгідно залягають середньоміоценові, в той час як на крилах розвинуті верхньокрейдіві та палеогенові.

На структурі виявлені локальні антиклінальні складки, що мають у східній частині північно-західне, а в західній – субширотне простягання. Вони групуються в антиклінальні зони, серед яких найбільш чітко виражена Тарасівська; її західне продовження фіксується в Чорному морі, де встановлена велика Тарханкутська структура.

Каламітське підняття виявлено на західному продовженні Новоселівського в акваторії Чорного моря. В його склепінній частині крейді залягає на глибинах приблизно на 710 м (св. Євпаторійська-1). При цьому, на відміну від Новоселівського підняття, нижньокрейдіві утворення різко зменшені в потужності і представлені тільки верхами, які трансгресивно залягають на вапняках триасу, розкритих свердловинами в районі м. Євпаторія.

Будова підняття порівняно з Новоселівським більш проста. Склепіння ускладнено Євпаторійською брахіантиклінальною – структурою облямування триасових вапняків. Її розміри 22x10 км, амплітуда близько 100 м.

the so-called Mazane suite are outcropped. Their maximum thicknesses are marked in the bench eastern plunge, and in the western slopes they have small thicknesses and wedge out to Alma depression. In the north Simferopol bench is separated from Novoselivka uplift with Kalynivka-Gvardiyske deep – a narrow structure of graben type, which is controlled by a zone of disjunctive deformations, expressed in Triassic-Jurassic and, probably, in Cretaceous deposits.

To the north – west from Simferopol bench Saky structural nose deviates, which separates Kalynivka – Gvardiyske deep from Alma depression.

Novoselivka uplift is located in the Central Crimea and represents an inversion structure, that appeared in the place of Early Cretaceous deep. Its forming began in the Late Cretaceous and finished mainly in Premiddle Miocene. In the uplift arched part the Cretaceous floor is bedded at depth 1000 m, plunging in the northern and eastern flanks to 2000–2500 m. At this, in the centre on Lower Cretaceous rocks are unconformably bedded Middle Miocene rocks, and in the flanks Upper Cretaceous and Paleogene ones are developed.

The local anticlinal folds are established in this structure, which have in the eastern part the north-western, and in the western-sublatitudinal strikes. They are grouped in the anticlinal zones, among which Tarasivka one is the most clearly expressed; its western continuation is fixed in the Black Sea, where the large Tarkhankut structure has been established.

Kalamit uplift was found in the western continuation of Novoselivka one in the Black Sea water area. In its arched part Cretaceous surface is plunged approximately for 710 m (w. Evpatoria-1). But, in the difference of Novoselivka uplift, Lower Cretaceous formations are sharply decreased in the thickness and are represented by only the tops, which are transgressively bedded on Triassic limestones uncovered by wells in the vicinity of the town of Evpatoria.

The uplift structure in comparison with Novoselivka one is simpler. The arch is complicated by Evpatoria brachyanticlinal structure of Triassic limestones framing. Its size is 22x10 km, amplitude about 100 m.

Kalamit uplift is separated from Novoselivka one, by, probably, steep deformation of the north-western strike and narrow synclinal deeps belonging to it.

To the west of Kalamit uplift Illichevsk bench is located – the periclinal ending of the Central Crimean megauplift. In it three large brachyanticlines are singled out – Nakhimov, Illichivsk, Karbyshev. The largest Illichivsk one has the size 33x10 km and amplitude of 600 m. In its arched part there are,

Каламітське підняття відокремлено від Новоселівського, ймовірно, крутим порушенням північно-західного простягання і приуроченими до нього вузькими споклінальними прогинами.

На захід від Каламітського підняття розміщений Іллічівський виступ – периклінальне закінчення Центральнокримського мегапідняття. В ньому виділяються три великі брахіантиклінали – Нахімовська, Іллічівська, Карбишевська. Найбільша, Іллічівська, має розміри 33x10 км і амплітуду 600 м. В її склепішній частині нижньокрейдових відкладів, можливо, немає, а верхньокрейдові – незначні за потужністю. Північне крило підняття порушене двома малоамплітудними природними складками. Подібними за будовою і однотипними з Іллічівською є дві інші складки – Нахімовська і Карбишевська, які, однак, не виражені в верхній частині осадового чохла і є похованими структурами.

На північний схід від Карбишевського підняття знаходиться велика субширотно орієнтована Тарханкутська структура, дислокована на півдні і сході розривними порушеннями. Її розміри по ізогіпсі –2000 м орієнтовно 16x15 км, амплітуда до 400 м.

Каламітсько-Центральнокримське мегапідняття на сході контактує з Азовським валом через Нижньогірську сідловину, чітко виражену в структурі нижньокрейдових відкладів і орієнтовану в північно-східному напрямку. Сідловина одночасно є структурною границею між Каркінітсько-Північно-Кримським і Індоло-Кубанським прогинами. По покрівлі верхньокрейдових відкладів вона дещо зміщена на північний захід. Сідловина не є успадкованою структурою: її положення визначено активними зануреннями Каркінітсько-Північно-Кримського прогину в крейдовий і Індоло-Кубанського – в олігоценний час.

Середньоазовське підняття, існування якого під водами Азовського моря підтверджується геофізичними дослідженнями і морським бурінням, в системі виступів Скіфської плити пайбільш піднесене. Воно відокремлює Індоло-Кубанський і Північно-Азовський прогини.

У сучасному плані підняття є великою похованою структурою субширотного простягання, що виникла на місці тріасового прогину. Найбільш піднесена частина його знаходиться в центральному секторі моря, де потужність осадового чохла не перевищує 500–1000 м. На південь поверхня фундаменту занурюється до 3000–4000 м. Структура має асиметричну будову: північний схил її крутий, ускладнений великим розломом (Я.П. Маловицький назвав його Головним Азовським порушенням), південний – пологий. У будові підняття розрізняють дві антиклінальні зони – Обручевську і

probably, no Lower Cretaceous deposits, and Upper Cretaceous ones have small thickness. The uplift northern flank is deformed by two low-amplitudinal prebreak folds. Two more folds – Nakhimov and Karbyshev – are similar by the structure and the type with Illichivsk one. But they are not expressed in the sedimentary cover upper part and are the buried structures.

To the north-east from Karbyshev uplift there is a large sublatitudinally oriented Tarkhankut structure, which is dislocated in the south and in the east by disjunctive deformations. Its size by isohypse –2000 m is approximately 16x15 km, amplitude to 400 m.

Kalamit-Central Crimean megauplift contacts in the east with Azov rampart across Nyzhniogirsk sag, which is distinctly expressed in the structure of Lower Cretaceous deposits and is oriented in the north-eastern direction. The sag is simultaneously a structural boundary between the Karkinit-Northern Crimean and Indol-Kuban deeps. By the top of Upper Cretaceous deposits it is a bit displaced to the north-west. The sag is not an inherited structure: its location is marked by active plunges of the Karkinit-Northern Crimean deep in Cretaceous and Indol-Kuban one – in Oligocene time.

The Middle Azov uplift, whose existence under waters of the Azov Sea was proved by geophysical investigations and marine drilling, is the most upraised in the system of benches of Scythian plate. It separates the Indol-Kuban and Northern Azov deeps.

In the modern plan this uplift is a large buried structure of sublatitudinal strike, which appeared in the place of Triassic deep. Its most upraised part is located in the sea central sector, where the sedimentary cover thickness does not exceed 500–1000 m. To the south the basement surface plunges to 3000–4000 m. The structure is asymmetric: its northern slope is steep, complicated by a large break (Y.P. Malovytsky called it the Main Azov deformation), and the southern one – is gentle. In the uplift structure two anticlinal zones are singled out – Obruchevsk and Chelbask-Morske, which are divided by the zone of synclinal deeps. In the first zone, as the drilling results of the well Electro-rozviduvalna-1 and the seismic survey materials show, there are no Cretaceous deposits. Just on the scoured surface of the folded basement Maykopian formation is bedded. In the northern Chelbask-Morske anticlinal zone their thickness is not large, and in the arched parts of some structures (Beysuk and others) they are absent at all.

In the western periclinal plunge of the Middle Azov uplift in the vicinity of the Arabat Strilka and

Челбасько-Морську, розділені зоною синклінальних прогинів. У першій зоні, як показують результати буріння свердловини Електророзвідувальна-1 і матеріали сейсмозвідки, крейдових відкладів немає. Безпосередньо на розмитій поверхні складчастої основи залягають утворення майкопської серії. В північній Челбасько-Морській антиклінальній зоні їх потужність невелика, а в склепінних частинах деяких структур (Бейсузька та ін.) вони взагалі відсутні.

На західному периклінальному зануренні Середньоазовського підняття в районі Арабатської Стрілки і східної частини Сивашу розріз крейдових відкладів достатньо повний. Тут у нижній крейді виявлені невеликі антиклінальні підняття (Сиваське-1, Сиваське-2, Арабатське-1, Арабатське-2) північно-східного і північно-західного простягання, ускладнені системою малоамплітудних розривних порушень.

На південь від описуваної смуги підняття Скіфської плити розміщені Індоло-Кубанський прогин і Альмінська западина.

Індоло-Кубанський прогин утворився в олігоцені-міоцені одночасно з підняттями Кавказу і Гірського Криму. Вісь його по неогеновому комплексу порід проходить через південну частину Азовського моря, а по олігоценовому – розміщується на півночі Керченського півострова. Південною межею прогину є Парпацький гребінь у центральній частині Керченського півострова. Прогин успадкував структуру опускань більш древнього крейдового-еоценового закладання.

Середньоміоценові здимання на східному зануренні складчасто-блокових споруд Гірського Криму зумовили розчленування західної центриклінали єдиного в ранньому майкопі прогину на два розгалуження – Індольське та Південно-Керченське. Останнє, очевидно, дискордантно перетинає структури складчастих альпід Північно-Західного Кавказу і через Південно-Карагатську сідловину з'єднується з западиною Сорокіна, заповненою як і Індоло-Кубанський прогин майкопськими-неогеновими відкладами потужністю до 5–6 км. Довжина западини 150, ширина 45–50 км. Північний борт її крутий, південний – дуже пологий.

Новітніми геофізичними дослідженнями і бурінням підтвержене уявлення М.В. Муратова (1960) про те, що південно-західна рівнина Керченського півострова і прилегла до неї з півдня ділянка шельфу Чорного моря являють собою східне занурення Гірського Криму, окреслене Парпацьким гребенем. Південно-східна межа його збігається з Правдинським розломом, вздовж якого проходить також виклинювання і розмив неогенових відкладів. Виражені в крейдовому комплексі антиклінальні складки південно-західної рівнини

the Syvash eastern part the Cretaceous deposits section is full enough. Here in Lower Cretaceous small anticlinal uplifts are discovered (Syvash-1, Syvash-2, Arabat-1, Arabat-2) of the north-eastern and north-western strikes complicated with a system of low-amplitude disjunctive deformations.

To the south from the described stripe of the Scythian plate uplifts Alma depression and Indol-Kuban deep are located.

The Indol-Kuban deep was formed in Oligocene-Miocene simultaneously with the uplifts of the Caucasus and the Mountain Crimea. The deep axe by Neogene complex of the rocks comes across the Azov Sea southern part, and by Oligocene one – is located in the Kerch peninsula north. The southern boundary of the deep is Parpach crest in the Kerch peninsula central part. The deep inherited the structure of the plunges of the older Cretaceous-Eocene forming.

Middle Miocene uplifts in the eastern plunge of the folded-block structures of the Mountain Crimea stipulated the dismembering of the western centricline of early Maykopian unique deep into two offshoots – Indol and Southern Kerch. The latter, probably, crosses discordantly the structures of the Folded Alpides of the North-Western Caucasus and across the Southern Karagat sag joins Sorokin depression. This depression, as like as Indol-Kuban deep, is filled with Maykopian-Neogene deposits with the thickness of 5–6 km. The length of the depression is 150, its width – 45–50 km. Its northern edge is steep, the southern one – very gentle.

The newest geophysical investigations and drilling proved the ideas of M.V. Muratov (1960), that the Kerch peninsula south-western plain and the adjoining to it from the south the Black Sea water area part represent themselves the eastern plunge of the Mountain Crimea, contoured by Parpach crest. Its south-eastern boundary coincides with Pravdinsk break, along which the wedging out and plunging of Neogene deposits take place. The anticlinal folds of the south-western plain, expressed in Cretaceous complex (Moshkarivka, Vulkanivka, Krasnopilsk, Mariivske, Dyurmenske and others), are complicated by longitudinal deformations and are located in the continuation of the Mountain Crimea structural elements.

Alma depression is not a deep platform depression, which separates the Central Crimean zone of uplifts from the Mountain Crimea western margin and uncovers towards the Black Sea megadepression. In its axial zone the Cretaceous floor is bedded at the depths 1500–2000 m. As a compensational negative structure the depression was formed in Paleogene and Neogene time.

(Мошкарівська, Вулкапівська, Краснопільська, Мар'ївська, Дюрменська та ін.) і ускладнюючі їх поздовжні розриви знаходяться на продовженні структурних елементів Гірського Криму.

Альмінська западина – неглибока платформена депресія, що відокремлює Центральнокримську зону підняття від західної окраїни Гірського Криму і розкривається в бік Чорноморської западини. В її осьовій зоні подошва крейди залягає на глибинах 1500–2000 м. Як компенсаційна від'ємна структура западина сформувалася в палеогеновий і неогеновий час.

Чорноморська глибоководна западина являє собою велику депресійну структуру, північна частина якої знаходиться в межах економічної зони України. Вона відділяє Гірський Крим та Кавказ від складчастих споруд Балканського півострова та альпід Понгійського узбережжя. Западина має форму дещо стиснутого і зігнутого овалу, різко звуженого між берегами Криму та Малої Азії. Її довжина понад 1100 км, ширина від 150 до 300 км. Валом Андрусова вона розділяється на Західно-Чорноморську та Східно-Чорноморську улоговини. Перша з них довжиною понад 600 км, шириною 150–300 км заповнена кайнозойськими відкладами потужністю 13–14 км, друга також має довжину більше 600 км, ширину переважно 100–150 км і потужність кайнозойського виповнення до 10–11 км.

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Відомості про наявність нафти в Криму доходять з глибокої давнини, коли вона використовувалась у будівництві, для освітлення, у медичних, а також військових цілях. Видобуток нафти проводився на 20 дільницях ще у минулому столітті. Всього у Південному регіоні відкрито 39 родовищ, з них 10 нафтових, 7 газоконденсатних і 22 газових. 10 родовищ розміщено на акваторіях Чорного та Азовського морів, у тому числі 4 (2 газоконденсатних і 2 газових) за початковими запасами категорій $A+B+C_1+C_2$ відносяться до середніх. Найбільша кількість родовищ – 20 (13 на суші і 7 на акваторії) приурочена до Чорноморсько-Північно-Кримського району, дещо менше – 14 (13 на суші і 1 на акваторії) – до Індоло-Кубанської області. У Переддобруджі відомі 2 нафтових родовища, у Центральноазовському районі – 2 газових і у межах Таврійського – 1 газове.

В Причорномор'ї виділяється вісім нафтогазоносних і перспективних комплексів: силурійсько-кам'яно-вугільний, пермсько-тріасовий, юрський, нижньокрейд-

The Black Sea deep-water depression represents a large depression structure, which northern part is in the limits of the Ukraine economical zone. It divides the Mountain Crimea and the Caucasus from the folded structures of the Balkan peninsula and the Alpides of Pontian shore. The depression has a form of a bit compressed and curved oval, which is sharply narrowed between the Crimea shores and Asia Minor. Its length reaches above 1100 km, the width – from 150 to 300 km. It is divided by Andrusov rampart into the Western Black Sea and Eastern Black Sea sags. The first of them has the length above 600 km, the width 150–300 km, is filled with Cenozoic deposits with the thickness 13–14 km, the second one – has the length above 600 km, the width – mainly 100–150 km, and the thickness of Cenozoic fullfilment to 10–11 km.

OIL-AND-GAS-BEARINGNESS

The information about oil presence in the Crimea territory is very old, when it was used in construction, for illumination, in medical and military purposes. Oil was extracted in 20 areas in the last century. At all in the Southern region 39 fields were discovered, from them 10 oil, 7 gas-condensate and 22 gas ones. Ten fields are located in the water areas of the Black and the Azov Seas, including four (two gas-condensate and two gas fields), whose by initial reserves of categories $A+B+C_1+C_2$ are considered to be average ones. The largest number of the fields – 20 (including 13 on the land and 7 – in the water area) belongs to the Black Sea-Northern Crimean area, a bit less – 14 (13 on the land and one in the water area) – to Indol-Kuban region. In Predobrogea two oil fields are known, in the Central Azov area – two gas and in Tavrian zone – one gas fields.

In the Black Sea area eight oil-and-gas-bearing and perspective complexes are singled out: Silurian-Carboniferous, Permian-Triassic, Jurassic, Lower Cretaceous,

вий, верхньокрейдовий, палеоценово-еоценовий, олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) і середньоміоценово-пліоценовий.

Силурійсько-кам'яновугільний комплекс порід є перспективним у межах Переддобрудзького прогину і прилеглий до нього з півночі вузькій смузі схилу Східно-Європейської платформи на захід від Одеського розлому.

У результаті пошуково-розвідувальних робіт відкриті невеликі Східно-Саратське та Жовтоярське нафтові родовища з геологічними запасами відповідно 22,84 і 5,61 млн. т. Крім того, припливи важкої в'язкої нафти отримані на Білоліській, Розівській, Саратській, Сариярській і Ярославській площах та горючого газу на Жовтоярській структурі.

Породи-колектори переважно розвинуті у силурійській та середньодевонсько-візейській частинах розрізу, складених в основному органогенно-уламковими, дрібнозернистими та пелітоморфними вапняками і доломітами. Їх щільність становить 2640–2720 кг/м³, відкрита пористість 0,23–7,42%, частіше 1–3%. Медіанне значення відкритої пористості 3,1%. Міжзернова проникність не більша 0,0001 мкм², тріщинна – 0,8303 мкм². Каверни, вторинні пори і тріщини також підвищують ємкісні властивості порід. Про наявність добрих колекторів у даній частині розрізу свідчать припливи пластових вод, що досягали 240 м³/добу. Карбонатні породи силурійсько-ранньокам'яновугільного віку характеризуються як колектори порово-тріщинного та порово-каверново-тріщинного типів невисокої ємкості і різної проникності.

У переважно глинистих утвореннях нижнього девону і верхньої частини нижнього карбону, які є відповідно субрегіональною та зональною покришками, зустрічаються прошарки і пачки пісковиків та алевролітів, колекторські властивості яких практично не вивчені. До зональних та локальних скранів відносяться окремі пачки серед карбонатних порід середньодевонсько-візейського віку, збагачені сульфатними та глинистими різновидами.

На акваторії Чорного моря у палеозойських відкладах поки що виявлені тільки дві структури – Медуза та Катран. На глибинах до 3 км у товщі палеозойських порід очікуються нафтові поклади, в інтервалі 3–5 км – нафтові і частково газові (співвідношення 2:1), а нижче 5 км – переважно газові.

Пермсько-тріасовий перспективний комплекс порід викликає нафтогазопошуковий інтерес на акваторії Чорного моря на захід від Одеського розлому (Переддобрудзький прогин). Товща пермсько-тріасових порід тут не розкрита, а на прилеглий суші вивчена слабо.

Upper Cretaceous, Paleocene-Eocene, Oligocene-Lower Miocene (Maykopian) and Middle Miocene-Pliocene.

Silurian-Carboniferous rocks complex is perspective in the limits of Predobrogean deep and the narrow stripe of the East-European platform slope, adjoining to it from the north to the west of the Odesa break.

In the result of exploration works the small Eastern Sarata and Zhovty Yar oil fields were discovered with geological reserves 22,84 and 5,61 mln t correspondingly. Besides, the influxes of heavy viscous oil were obtained in Bilolisk, Rozivsk, Sarata, Sary Yar and Yaroslavsk areas, and the influx of combustible gas – in Zhovty Yar structure.

The rock-reservoirs are mainly developed in Silurian and Middle Devonian-Viscan parts of the section, which are composed with organogenic-cobbled, fine-grained and pelitomorphous limestones and dolomites. Their density is 2640–2720 kg/m³, open porosity – 0,23–7,42%, more often 1–3%. The median meaning of open porosity is 3,1%. Intergranular permeability is not more than 0,0001 mcm², fissured one – 0,8303 mcm². Caverns, secondary pores and fissures also increase the rocks capacity properties. As to the presence of good reservoirs in the given part of the section the formational waters influxes witness, they reached 240 m³/day. Carbonate rocks of Silurian-Early Carboniferous age are characterized as the reservoirs of porous-fissured and porous-cavernous-fissured types with low capacity and various permeability.

In the mainly clay formations of Lower Devonian and the upper part of Lower Carboniferous, which are correspondingly the subregional and zonal seals, the interbeds and groups of strata of sandstones and aleurolites are met, whose reservoir properties have not yet been practically studied. To the zonal and local screens the separate groups of strata are referred, which are placed among the carbonate rocks of Middle Devonian-Viscan age, enriched with sulphate and clay varieties.

In the Black Sea water area in Paleozoic deposits only two structures – Meduza and Katran – have been discovered as yet. At the depths to 3 km in the Paleozoic rocks thickness the oil pools are expected, in the interval of 3–5 km – oil and partly gas (ratio 2:1), and below 5 km – mainly gas ones.

Permian-Triassic perspective complex of the rocks attracts the oil-gas-exploration interest in the Black Sea water area to the west from Odesa break (Predobrogean deep). The thickness of Permian-Triassic rocks here is not uncovered, and on the adjoining land it is poorly studied.

Колектори представлені в основному пісковиками та алевролітами. Пермсько-нижньотріасові породи характеризуються високою щільністю (2650–2700 кг/м³) і низькою відкритою пористістю. Вона змінюється від 0,04 до 4,75%. Медіанне значення 1,85%. Проникність менша 0,0001 мкм².

Кращі колекторські властивості мають верхньотріасові пісковики. Щільність порід коливається від 2220 до 2670 кг/м³, збільшуючись з глибиною. Відкрита пористість 12,03–20,0% (медіанне значення 15,98%). Проникність 0,0021–0,0246 мкм². Униз по розрізу колекторські властивості істотно погіршуються. Відкрита пористість знижується до 0,04–3,3%, а проникність не перевищує 0,0001 мкм². Приблизно такими значеннями міжзернової пористості характеризуються і середньотріасові вапняки.

Ступінь тріщинуватості порід низький та середній. З них отримані припливи пластових вод до 15,7 м³/добу.

Таким чином, у пермсько-тріасовій товщі зустрічаються колектори порового і тріщинно-порового типу середньої ємкості та проникності. Роль покришок відіграють пачки аргілітів і щільних мергелів, що залягають у різних частинах розрізу і мають, імовірно, зональне поширення. Абсолютна проникність середньотріасових мергелів із свердловини Старотроянська-1 0,00128–0,0019 мкм².

На акваторії Чорного моря в пермсько-тріасових відкладах виявлена поки що одна структура – Безіменна.

Юрський перспективний комплекс у межах акваторій України викликає інтерес у Переддобрудзькому, Індоло-Кубанському і Північно-Азовському прогинах, центральній і південній частинах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину, на північному схилі Середньозовського підняття і східному зануренні Гірського Криму. Промислова нафтогазоносність комплексу на півдні України і акваторіях не доказана.

У середньоярській товщі теригенно-глинистих порід простежуються декілька пачок алевролітів і пісковиків, приурочених до приосьової зони Переддобрудзького прогину. Найбільш витриманою є пачка в базальній частині. Товщина її 200–250 м, інших – 15–60 м. Всі пачки розділені глинистими покришками потужністю від 40 – 50 до 340 – 410 м.

Відкрита пористість пісковиків і алевролітів змінюється від 4,93 до 25,53%, проникність складає 0,000175–0,3402 мкм², щільність – 2200–2500 кг/м³. У породах зустрічаються численні вертикальні тріщини, нерідко відкриті, шириною від 0,008 до 0,1 мм. Тріщинна проникність досягає 0,003046 мкм².

The reservoirs are represented mainly by sandstones and aleurolites. Permian-Lower Triassic rocks are characterized by high density (2650–2700 kg/m³) and low open porosity. It varies from 0,04 to 4,75%. The median meaning is 1,85%. Permeability is less than 0,0001 mcm².

Upper Triassic sandstones have the best reservoir properties. Density of the rocks varies from 2220 to 2670 kg/m³. Open porosity – 12,03–20% (median meaning 15,98%). Permeability is 0,0021–0,0246 mcm². Down the section the reservoir properties greatly worsen. Open porosity decreases to 0,04–3,3%, and permeability does not exceed 0,0001 mcm². Approximately the same values of intergranular porosity are characteristic for Middle Triassic limestones.

The degree of the rocks fissuring is low and average. From them the formational waters influxes to 15,7 m³/day were obtained.

Thus, in Permian-Triassic thickness the reservoirs of porous and fissured-porous type of average capacity and permeability are met. The role of seals is played by the groups of strata of argillites and dense marls, which are bedded in the section various parts and have, probably, zonal spreading. Absolute permeability of Middle Triassic marls from well Starotroyansk-1 is 0,00128–0,0019 mcm².

In the Black Sea water area in Permian-Triassic deposits only one structure was discovered as yet – Bezimenna.

Jurassic perspective complex in the limits of the Ukraine water areas is of great interest in Predobrogean, Indol-Kuban and Northern Azov deeps, the central and southern parts of the Karkinit-Northern Crimean deep, the northern slope of the Middle Azov uplift and the eastern plunge of the Mountain Crimea. The complex commercial oil-and-gas-bearingness in the Ukraine south and the water areas is not proved.

In Middle Jurassic thickness of terrigenous-clay rocks some groups of strata of aleurolites and sandstones are being traced, which belong to the preaxial zone of Predobrogean deep. The most persistent is a group of strata in the basal part. Its thickness is 200–250 m, the others – 15–60 m. All the groups of strata are separated with clay seals, whose thickness reaches from 40–50 to 340–410 m.

Open porosity of sandstones and aleurolites changes from 4,93 to 25,53%, permeability is 0,000175–0,3402 mcm², density – 2200–2500 kg/m³. In the rocks numerous vertical fissures are met, which are often open, with width from 0,008 to 0,1 mm. Fissured permeability reaches 0,003046 mcm².

Наведені матеріали характеризують піщано-алевритові породи середньоюрського віку як колектори порового і тріщинно-порового типів малої та середньої ємкості і різної проникності.

У верхньоюрській товщі колектори представлені вапняками, пісковиками та алевролітами. Найбільш витриманою є пачка колекторів у низах келовейського ярусу. Вона складена дрібнозернистими пісковиками та алевролітами потужністю до 250–270 м. Відкрита пористість змінюється від 9,38 до 24,30% (медіанне значення 10,38%), проникність досягає 0,0915 мкм².

На добрі колекторські властивості піщано-алевритових та карбонатних порід келовею вказують значні припливи пластових вод (від 12 до 120 м³/добу при зниженні рівня на 10–59 м від статичного, які були одержані на Баймаклійській, Готештській, Деневицькій та інших площах Західного Причорномор'я.

Серед порід оксфордського віку як колектори виділяються органогенні (у тому числі рифогенні), органогенно-уламкові, середньо-дрібнозернисті і пелітоморфні вапняки. Їх щільність 2200–2400 кг/м³, відкрита пористість 4,5–30,26% з переважаючими значеннями 5–8%. Міжзернова проникність, як правило, низька – до 0,0001 мкм², але в окремих різновидах досягає 0,3785 мкм². У карбонатних породах зустрічаються різноорієнтовані відкриті тріщини шириною до 0,3 мм, в результаті чого проникність підвищується до 0,6584 мкм². Про добрі фільтраційні властивості вапняків свідчать також великі припливи пластових вод – від 240 до 480 м³/добу при зниженні рівня на 10–50 м від статичного.

У товщі кімеридж-титонських відкладів простежуються лінзоподібні прошарки дрібнозернистих слабцементованих пісковиків і пісків, а також алевролітів нестабільної товщини. Відкрита пористість їх 22,54–32,17%, медіанне значення 29,62%, проникність 0,00101–0,4321 мкм². Дебіти пластової води досягали 86,4–364 м³/добу при зниженні рівня на 100 м від статичного.

Таким чином, піщано-алевритові і карбонатні породи келовейського та оксфордського віку можна розглядати як колектори порового і тріщинно-порового типів переважно малої і середньої пористості та проникності, а кімеридж-титонські пісковики й алевроліти як колектори порового типу середньої і високої пористості.

На акваторії Чорного моря в юрських відкладах поки що виявлені тільки три структури – Карбишева, Сундучна та Шатського.

На північно-західному шельфі Чорного моря прогноуються газові і нафтові поклади у співвідношен-

The given materials characterize the Middle Jurassic sandy-aleurolite rocks as the reservoirs of porous and fissured-porous types with small and medium capacity and different permeability.

In Upper Jurassic thickness the reservoirs are represented with limestones, sandstones and aleurolites. The most persistent is a group of strata of reservoirs in the lower parts of Callovian stage. It is composed with fine-grained sandstones and aleurolites with thickness to 250–270 m. Open porosity changes from 9,38 to 24,30% (median meaning is 10,38%), permeability reaches 0,0915 mcm².

Significant influxes of formational waters (from 12 to 120 m³/day at the level lowering for 10–59 m from the static one) prove good reservoir properties of sandy-aleurolite and carbonate rocks. Such influxes were obtained in Baymakliya, Goteshty and other areas of the Western Black Sea area.

Among Oxfordian rocks as the reservoirs organogenic (reefogenic including), organogenic-cobbled, medium-fine-grained and pelitomorphous limestones are singled out. Their density is 2200–2400 kg/m³, open porosity 4,5 – 30,26% with the prevailing meanings 5–8%. Intergranular permeability, as a rule, is low – to 0,0001 mcm², but in separate varieties reaches 0,3785 mcm². In carbonate rocks open fissures with different orientation are met, their width is to 0,3 mm. In the result of it permeability increases to 0,6584 mcm². Great influxes of formational waters – from 240 to 480 m³/day – witness to good filter properties of limestones at the level lowering for 10–50 m from the static one.

In Kimmeridgian-Tithonian deposits the lense-like interbeds of sandstones, sands and aleurolites with unstable thicknesses are traced. Their open porosity is from 22,54 to 32,17%, median meaning – 29,62%. Permeability is 0,00101–0,4321 mcm². Production of formational water reached 86,4–364 m³/day at the level lowering for 100 m from the static one.

Thus, sandy-aleurolite and carbonate rocks of Callovian and Oxfordian age may be considered to be the reservoirs of porous and fissured-porous types with mainly small and medium porosity and permeability, and Kimmeridgian-Tithonian sandstones and aleurolites – the reservoirs of porous type with medium and high porosity.

In Jurassic deposits of the Black Sea water area only three structures have been discovered as yet – Karbyshev, Sunduchna and Shatsky.

In the Black Sea north-eastern shelf gas and oil pools are predicted with the ratio 3:4. Gas factor in the

ні 3:4. Газовий фактор в останніх очікується невисокий (судячи з матеріалів по Болгарії – 20–25 м³/т). У прикерченській частині акваторій Чорного та Азовського морів за аналогією зі Східно-Кубанським прогином передбачаються газоконденсатні поклади.

Нижньокрейдовий нафтогазоносний комплекс акваторій України вивчений слабо. На північно-західному шельфі Чорного моря він розкритий тільки 6 свердловинами на Голицинській, Шмідтівській, Іллічівській, Каркінитській, Прадніпровській та Євпаторійській площах. Товщина нижньокрейдових відкладів у цих свердловинах змінюється від 25 до 394 м. На Азовському морі дані утворення розкриті на Стрілковій структурі.

Неокомські – аптські породи-колектори представлені пачками пісковиків і алевролітів, сумарна кількість яких збільшується у південному напрямку. Їх щільність 1970–2670 кг/м³, відкрита пористість 1,8–29,1%, міжзернова проникність досягає 0,987 мкм².

Альбська глиниста товща, складена переважно аргілітами, зрідка глинистими мергелями, служить субрегіональною неоднорідною покришкою II–IV класів.

У Рівнинному Криму відкрито 3 невеликих родовища: Західно-Октябрське і Тетянівське газоконденсатні та Октябрське нафтогазове із сумарними геологічними запасами 18,6 млн. т умовного палива. Крім того, різної величини припливи газу з конденсатом отримані в окремих свердловинах на Серебрянській, Північно-Серебрянській і Карлавській площах.

Верхньокрейдовий нафтогазоносний комплекс повсюдно складений переважно карбонатними, рідше глинисто-карбонатними різновидами. Він, як і нижньокрейдовий, краще всього вивчений у північно-західних районах Криму.

Породи-колектори, як правило, порово-тріщинного типу, зустрічаються по всьому розрізу. Щільність вапняків та мергелів коливається від 2000 до 2770 кг/м³, відкрита пористість – від 0,3 до 18,9%, проникність досягає 0,00001 мкм², тріщинна проникність – 0,01 мкм².

У північно-західному Криму в верхньокрейдовій товщі розвідано 2 невеликих нафтових родовища: Серебрянське та Октябрське із сумарними геологічними запасами 9,0 млн. т умовного палива. Крім того, непромислові скупчення нафти відкриті на Бакальській площі та газу з конденсатом на Карлавській, Родниківській і Міжводненській складках. Припливи газу спостерігалися на Керченському півострові на Мошкарівській, Куйбишевській, Фонтанівській, Північно-Вулканівській, Мар'ївській і Краснопольській площах.

Горючий газ на акваторії Чорного моря отримано на родовищі Шмідта із маастрихтських карбонатних порід (інт. 2917–2932 м).

latter ones is expected to be low (about 20–25 м³/т). In the Kerch part of the Black and Azov Seas water areas gas-condensate pools are prognosed by the analogy with Eastern Kuban deep.

Lower Cretaceous oil-gas complex of the Ukraine water areas has been poorly studied. In the north-western shelf of the Black Sea it is uncovered by only six wells in Golytsyno, Shmidt, Illichivsk, Karkinit, Pradnieper and Evpatoria areas. The thickness of Lower Cretaceous deposits in these wells changes from 25 to 394 m. In the Azov Sea these formations are uncovered in Strilka structure.

Neocomian-Aptian reservoirs are represented with the beds of sandstones and aleurolites, their summary number increases in the southern direction. Their density changes from 1970 to 2670 kg/m³, open porosity – from 1,8 to 29,1%, intergranular permeability reaches 0,987 mcm².

Albian clay thickness is composed mainly by argillites, seldom clay marls and serves as a subregional non-uniform seal of the II–IV classes.

In the Plain Crimea three small fields were discovered: Western Oktyabrske and Tetyanivka gas-condensate and Oktyabrske oil-gas ones with summary geological reserves 18,6 mln t of standard fuel. Besides, the gas with condensate influxes of different value were obtained in separate wells in Serebryanske, Northern Serebryanske and Karlavka areas.

Upper Cretaceous oil-gas complex is everywhere composed with carbonate, more seldom clay – carbonate varieties. It, as well as Lower Cretaceous one, is best of all studied in the Crimean north-western regions.

The reservoirs, as a rule, of porous-fissured type are met all through the section. Density of limestones and marls varies from 2000 to 2770 kg/m³, open porosity – from 0,3 to 18,9%, permeability reaches 0,00001 mcm², fissured permeability – 0,01 mcm².

In the north-western Crimea in Upper Cretaceous thickness two small oil fields were discovered: Serebryanske and Oktyabrske with summary geological reserves 9,0 mln t of standard fuel. Besides, non-commercial oil accumulations were discovered in Bakalsk area and gas with condensate ones – in Karlavka, Rodnykove and Mizhvodne folds. Gas influxes were observed in the Kerch peninsula in Moshkarivka, Kuybyshevsk, Fontanivka, Northern Vulkanivka, Mariivka and Krasne Pole areas.

Combustible gas in the Black Sea water area was obtained in Shmidt field from Maastrihtian carbonate rocks (interval 2917–2932 m).

Палеоценово-еоценовий нафтогазоносний комплекс перспективний переважно в Причорноморсько-Кримській, Азовсько-Березанській та Індоло-Кубанській областях.

Карбонатні колектори тріщинно-порового типу. Їх щільність 1270–2640 кг/м³, відкрита пористість 1,0–47,8% з переважними значеннями 10–20, місцями 25–30%. Міжзернова проникність вапняків низька (до 0,001 мкм², в поодиноких зразках до 0,0049 мкм²). За рахунок відкритих тріщин вона підвищується до 2,18 мкм².

Пісковики являють собою колектори порового типу. Їх щільність 1680–2480 кг/м³, пористість 5,6–35,8%, проникність 0,001–1,005 мкм². Превалюють високопористі та проникні різновиди, про що свідчать великі припливи в свердловинах, які вимірюються, як правило, сотнями кубометрів на добу.

З палеоценово-еоценовим комплексом пов'язана низка газових та газоконденсатних родовищ у Рівнинному Криму і на Керченському півострові. На акваторії Чорного моря відкрито 5 родовищ.

Олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) нафтогазоносний комплекс є продуктивним в основному в межах Каркінітсько-Північно-Кримського, Північно-Азовського та Індоло-Кубанського прогинів. У перших двох він характеризується незначною дислокованою порід, порівняно невисокою щільністю структур та розвитком пологих брахіантиклінальних складок невеликих розмірів. В Індоло-Кубанському прогині набагато більшими є потужність комплексу, ступінь дислокованості порід та щільність структур; спостерігаються прояви діапіризму і грязьового вулканізму. Тут розвинуті брахіантиклінальні та куполовидні складки, звичайно діапірової і прихованодіапірової будови.

У цілому майкопська серія являє собою потужну регіонально поширену екрануючу товщу. Пісковики і алевроліти залягають переважно на двох стратиграфічних рівнях – у подошві (базальні верстви) і верхньокерлеутському горизонті, де вони об'єднуються в декілька пачок. Сумарна потужність їх змінюється в широкому діапазоні від 0 до 150–200 м. Відкрита пористість 4,6–30%, проникність 0,0001–0,6426 мкм².

З комплексом пов'язана низка покладів вуглеводнів у Рівнинному Криму, на Керченському півострові, Чорному та Азовському морях. Співвідношення запасів нафти і газу на глибинах до 3 км приймається рівним 1:4. В інтервалі глибин 3–5 км прогноуються газоконденсатні поклади, а нижче – газові.

Середньоміоценово-пліоценовий нафтогазоносний комплекс найкраще вивчений у північно-східних та східних районах Керченського півострова, які відно-

сьовані переважно в Причорноморсько-Кримській, Азовсько-Березанській та Індоло-Кубанській областях.

Карбонатні колектори тріщинно-порового типу. Їх щільність 1270–2640 кг/м³, пористість 1,0–47,8%, з переважними значеннями 10–20, місцями 25–30%. Міжзернова проникність вапняків низька (до 0,001 мкм², в поодиноких зразках до 0,0049 мкм²). За рахунок відкритих тріщин вона підвищується до 2,18 мкм².

Пісковики являють собою колектори порового типу. Їх щільність 1680–2480 кг/м³, пористість 5,6–35,8%, проникність 0,001–1,005 мкм². Превалюють високопористі та проникні різновиди, про що свідчать великі припливи в свердловинах, які вимірюються, як правило, сотнями кубометрів на добу.

З палеоценово-еоценовим комплексом пов'язана низка газових та газоконденсатних родовищ у Рівнинному Криму і на Керченському півострові. На акваторії Чорного моря відкрито 5 родовищ.

Олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) нафтогазоносний комплекс є продуктивним в основному в межах Каркінітсько-Північно-Кримського, Північно-Азовського та Індоло-Кубанського прогинів. У перших двох він характеризується незначною дислокованою порід, порівняно невисокою щільністю структур та розвитком пологих брахіантиклінальних складок невеликих розмірів. В Індоло-Кубанському прогині набагато більшими є потужність комплексу, ступінь дислокованості порід та щільність структур; спостерігаються прояви діапіризму і грязьового вулканізму. Тут розвинуті брахіантиклінальні та куполовидні складки, звичайно діапірової і прихованодіапірової будови.

У цілому майкопська серія являє собою потужну регіонально поширену екрануючу товщу. Пісковики і алевроліти залягають переважно на двох стратиграфічних рівнях – у подошві (базальні верстви) і верхньокерлеутському горизонті, де вони об'єднуються в декілька пачок. Сумарна потужність їх змінюється в широкому діапазоні від 0 до 150–200 м. Відкрита пористість 4,6–30%, проникність 0,0001–0,6426 мкм².

З комплексом пов'язана низка покладів вуглеводнів у Рівнинному Криму, на Керченському півострові, Чорному та Азовському морях. Співвідношення запасів нафти і газу на глибинах до 3 км приймається рівним 1:4. В інтервалі глибин 3–5 км прогноуються газоконденсатні поклади, а нижче – газові.

Середньоміоценово-пліоценовий нафтогазоносний комплекс найкраще вивчений у північно-східних та східних районах Керченського півострова, які відно-

сяться до південного борту Індоло-Кубанського прогину.

Колектори представлені органогенно-детритовими, черепашковими, оолітовими вапняками та збагаченими органогенним матеріалом мергелями, зрідка пісковиками і алевролітами. Вони залягають малопотужними пропарками серед глин, які домінують у розрізі. Найбільший інтерес викликає чокрацько-караганська частина комплексу. Тут простежується від 3–4 до 10–12 пластів-колекторів сумарною потужністю до 15 м з дуже мінливими колекторськими властивостями. Основну роль відіграють органогенно-детритові вапняки і мергелі. Їх щільність 1630–2530 кг/м³, пористість 6,1–37,7% (переважно 15–30%) і проникність 0,00005–0,492 мкм² (частіше до 0,005 мкм²). Найвищою проникністю характеризуються каверпозні різновиди вапняків. До покришок відносяться досить потужні пачки глин, які чергуються з колекторами, а також нижньосарматські глини, які служать субрегіональним нафтогазовим екраном.

З комплексом пов'язані невеликі за запасами нафтові і нафтогазові поклади на Керченському півострові і газові – в Північному Приазов'ї, Чорному і Азовському морях.

В основу нафтогазоносного районування півдня і акваторій України покладені сучасна структура осадочного чохла, розташування по площі і розрізу родовищ вуглеводнів та фактори, які зумовили нафтогазоносність. Виходячи з цього принципу виділено нафтогазоносні провінції, області, райони та зони нафтогазоагромадження.

Південь і акваторії України включають такі елементи районування (рис. 4):

Балтійсько-Переддобрудзька нафтогазоносна провінція.

- I. Переддобрудзька нафтогазоносна область.
 - Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангінплацька нафтогазоносна провінція.
- II. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область.
 - II₁. Таврійський газоносний район.
 - II₂. Чорноморсько-Північно-Кримський нафтогазоносний район.
 - II₃. Губкінсько-Іллічівський нафтоносний район.
- III. Азовсько-Березанська газоносна область.
 - III₁. Північно-Азовський перспективний район.
 - III₂. Центральоазовський газоносний район.
- IV. Індоло-Кубанська нафтогазоносна область.
 - IV₁. Індольський нафтогазоносний район.
 - IV₂. Тамансько-Керченський нафтогазоносний район.

The reservoirs are represented with organogenic-detritic, shell and oolitic limestones and marls, enriched by organogenic material, seldom sandstones and aleuro-lites. They are the interbeds with low thickness among clays, which prevail in the section. Chokrak-Karagan part of the complex attracts the greatest interest. Here from the 3–4 to 10–12 bed-reservoirs are traced with summary thickness to 15 m with very changeable reservoir properties. The main role is played by organogenic-detritic limestones and marls. Their density is 1630–2530 kg/m³, porosity – 6,1–37,7% (mainly 15–30%), permeability 0,00005–0,492 mcm², more often to 0,005 mcm². The highest permeability is characteristic for the cavernous varieties of limestones. To the seals here the thick groups of strata of clays are referred, which are alternated with the reservoirs, and also Lower Sarmatian clay, which serves as a subregional oil-gas screen.

With this complex small by the reserves the oil and oil-gas pools are connected in the Kerch peninsula, and gas ones- in the Northern Azov Sea area, in the Black and Azov Seas.

In the grounds of the oil-and-gas-bearing zoning of the Ukraine south and water areas is the modern structure of the sedimentary cover, the location by area and section of the hydrocarbon fields and the factors, which stipulated oil-and-gas-bearingness. In the result the oil-and-gas-bearing provinces, regions, areas and zones of oil-and-gas-accumulation were singled out.

The Ukraine south and water areas include the following elements of the zoning (fig. 4):

Baltic-Predobrogean oil-and-gas-bearing province.

- I. Predobrogean oil-and-gas-bearing region.
 - The Black Sea-Northern Caucasian-Mangyshlak oil-and-gas-bearing province.
- II. The Black Sea-Crimean oil-and-gas-bearing region.
 - II₁. Tavrian gas-bearing area.
 - II₂. The Black Sea-Northern Crimean oil-and-gas-bearing area.
 - II₃. Gubkin-Illichivsk oil-bearing area.
- III. Azov-Berezan gas-bearing region.
 - III₁. Northern Azov perspective area.
 - III₂. Central Azov gas-bearing area.
- IV. Indol-Kuban oil-and-gas-bearing region.
 - IV₁. Indol oil-and-gas-bearing area.
 - IV₂. Taman-Kerch oil-and-gas-bearing area.
- V. The Black Sea perspective region.
 - V₁. Predanubian perspective area.
 - V₂. Western Black Sea perspective area.
 - V₃. Eastern Black Sea perspective area.

V. Чорноморська перспективна область.

- V₁. Придунайський перспективний район.
- V₂. Західно-Чорноморський перспективний район.
- V₃. Східно-Чорноморський перспективний район.

Передобрудзька нафтогазоносна область охоплює однойменний прогин, північно-західну перикліналь Нижньопрутського виступу та південну смугу Молдавської монокліналі. Товща палеозойських і юрських порід характеризується сприятливим поєднанням колекторів і покришок, широким розвитком локальних піднять та пасток неантиклінального типу, в тому числі рифових споруд. У Передобрудзькій області виділяється Саратська зона нафтогазоагромадження з установленною нафтогазоносністю девонських відкладів. Вона займає північно-східну частину Передобрудзького прогину. За ступенем розвіданості область знаходиться на початковій стадії. Тут відкрито 2 нафтових родовища, отримані припливи нафти і газу на 4 площах (рис. 5). Перспективи пошуків вуглеводнів пов'язані в основному з силурійсько-кам'яновугільним комплексом, переважно з локальними підняттями і пастками тектонічно екранованого типу.

Губкінсько-Іллічівський район розташований на південь від Каркінітсько-Північно-Кримського прогину та валу Губкіна. На його продовженні у межах румунського шельфу на ділянці Лебеда відкрито три нафтових родовища, приурочених до нижньо-верхньокрейдових відкладів. Судячи з цього, а також з результатів буріння в розміщеному на північ Чорноморсько-Північно-Кримському районі, основний нафтогазопошуковий інтерес тут викликають палеогенові, нижньокрейдові і меншою мірою верхньокрейдові утворення. В результаті сейсморозвідувальних робіт виявлено близько 20 локальних піднять, низку зон виклинювання окремих горизонтів осадового чохла.

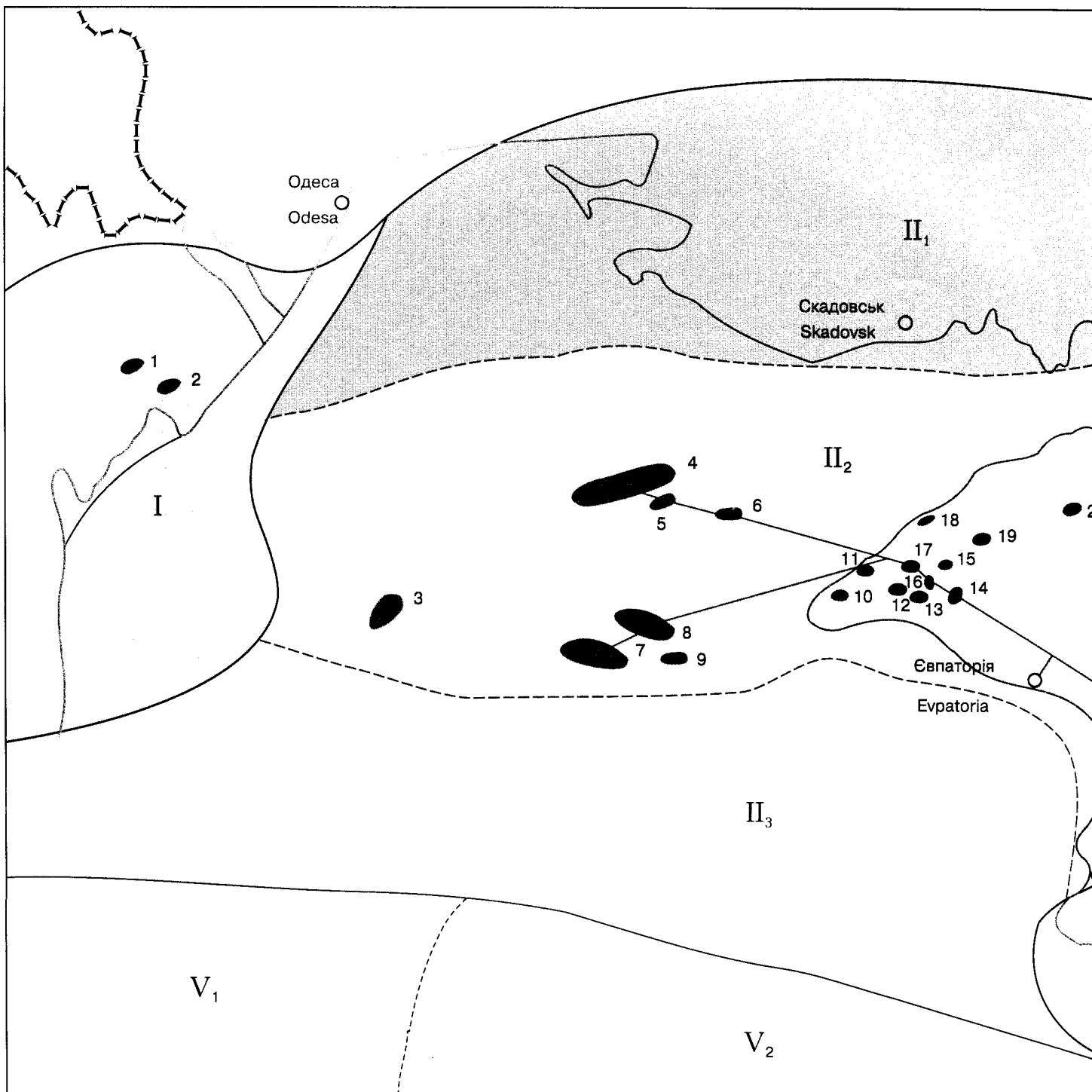
Чорноморсько-Північно-Кримський район розташований у межах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. В ньому відкрито 18 газових та газоконденсатних і 2 нафтових родовища, серед перших у шельфовій зоні 4 середніх за запасами. Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності досить широкий – від нижньої крейди до міоцену. Більшість родовищ пов'язана з палеоценовою товщею. Колекторами служать тріщинуваті органогенно-детритові вапняки нижнього та низів верхнього палеоцену, покришкою – нижньоєоценові глини. Другим за значенням є майкопський комплекс, до якого приурочені газові скупчення на ряді родовищ. Вони пов'язані з антиклінальними складками. Колекторами є пачки піщано-алевролітових порід. У товщі

Predobrogean oil-and-gas-bearing region occupies the deep of the same name, the pericline of Lower Prut bench and the southern stripe of Moldavian monocline. The Paleozoic and Jurassic rocks thickness is characterized by favourable connection of reservoirs and seals, wide development of local uplifts and non-anticlinal traps and reefs. In Predobrogean region Sarata zone of oil-gas-accumulation is singled out with the established oil-and-gas-bearingness of Devonian deposits. It occupies the north-eastern part of Predobrogean deep. By the degree of prospecting the region is at the initial stage. Here two oil fields are discovered, oil and gas influxes are obtained in four areas (fig. 5). The perspectives of hydrocarbon exploration are connected mainly with Silurian-Carboniferous complex with local uplifts and traps of tectonically screened type.

Gubkin-Illichivsk area is located to the south from Karkinit-Northern Crimean deep and Gubkin rampart. In its continuation in the limits of Romanian shelf in Lebeda area three oil fields were discovered, which belong to Lower-Upper Cretaceous deposits. Judging by this, and also by the drilling results, in the Black Sea-Northern Crimean area the main oil-gas-exploration interest here is attracted by Paleogene, Lower Cretaceous and, to a less degree, Upper Cretaceous formations. In the result of seismic survey works about 20 local uplifts are established and a number of zones of the sedimentary cover separate horizons wedging out.

The Black Sea-Northern Crimean area is located in the limits of the Karkinit-Northern Crimean deep. In it 18 gas and gas-condensate and two oil fields were discovered, among them four fields with average reserves are in the shelf zone. Stratigraphical range of oil-and-gas-bearingness is rather wide – from Lower Cretaceous to Oligocene. The most of the fields are connected with Paleocene thickness. The reservoirs are the fissured organogenic-detritic limestones of Lower and the lower parts of Upper Paleocene, the seals are Lower Eocene clays. The second by meaning is Maykopian complex, which has gas accumulations in some fields. They are connected with anticlinal folds. The reservoirs are the groups of strata of sandy-aleurolite rocks. In the thickness of Upper Cretaceous carbonate and clay-carbonate formations large influxes of oil, gas and condensate were obtained in the areas of Shmidt, Oktyabrsk, Karlavka, Bakalske, Serebryanske and Pervomayske. To Lower Cretaceous complex Western Oktyabrsk and Tetyanivka gas-condensate and Oktyabrsk oil fields belong.

In the Black Sea-Northern Crimea area Tarkhankut-Dzhankoy and Golytsyno zones of gas-oil-accumulation, which are located correspondingly in the southern and



7500 м(м) 0 15 30 км(км)

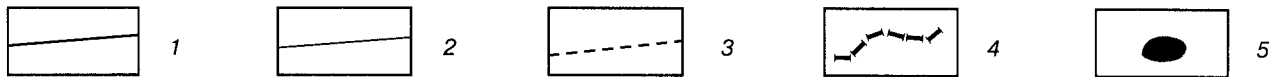
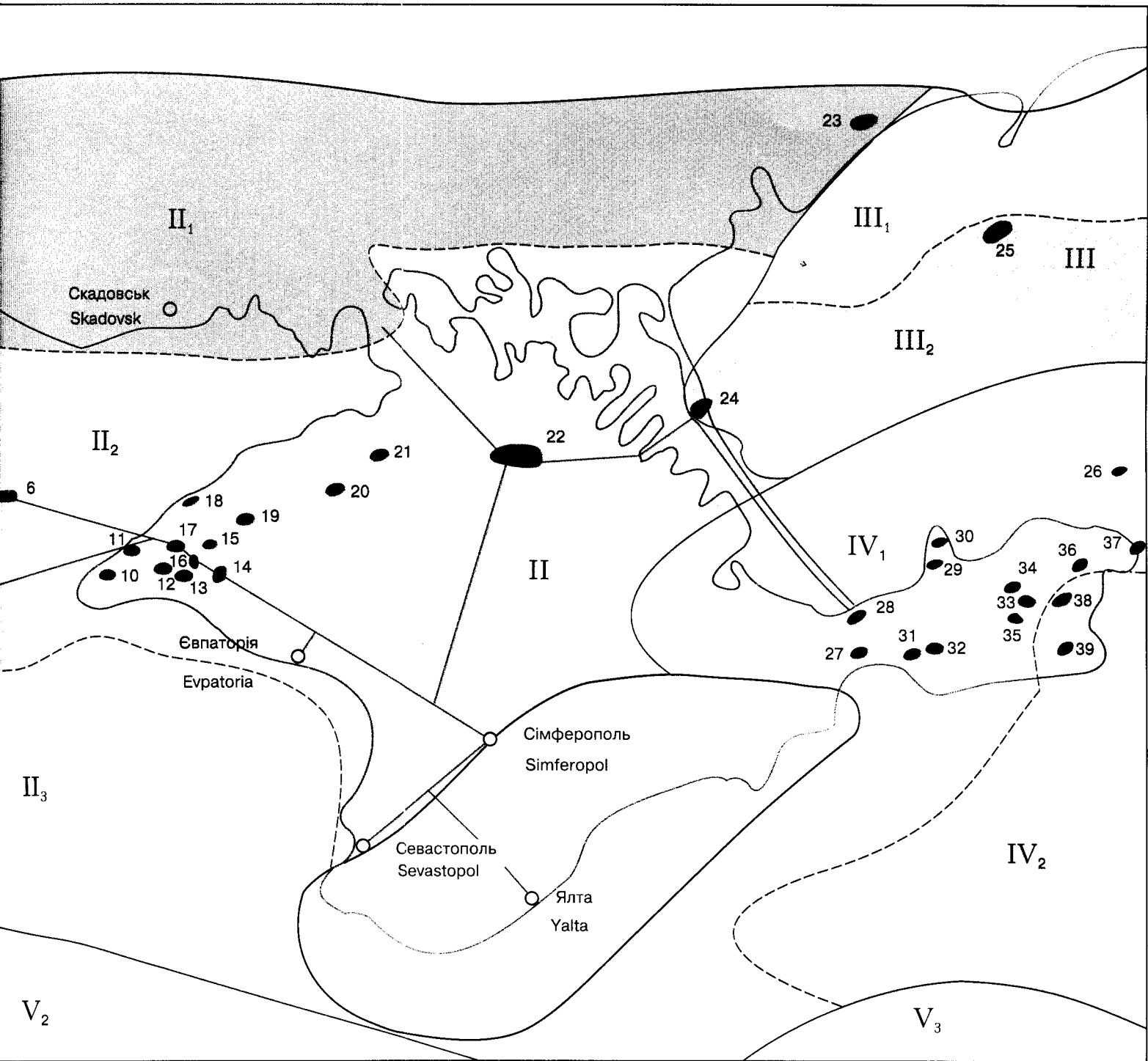


Рис. 4. СХЕМА НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ ПІВДЕННОЇ УКРАЇНИ

Границі: 1 – нафтогазоносних провінцій, 2 – нафтогазоносних областей, 3 – нафтогазоносних районів, 4 – України; родовища: 1 – Східно-Саратське, 2 – Жовтоярське, 3 – Одеське, 4 – Голицинське, 5 – Південно-Голицинське, 6 – Шмідтівське, 7 – Штормове, 8 – Архипівське, 9 – Східно-Саратське, 10 – Східно-Саратське, 11 – Східно-Саратське, 12 – Краснополянське, 13 – Західно-Октябрське, 14 – Октябрське, 15 – Кіровське, 16 – Глібівське, 17 – Карлавське, 18 – Ярильгач, 19 – Задорне, 20 – Серебрянка, 21 – Тарасівське, 22 – Владиславівське, 23 – Приазовське, 24 – Стрілкове, 25 – Морське, 26 – Північно-Керченське, 27 – Владиславівське, 28 – Південно-Сиваське, 29 – Семенівка, 30 – Актаське, 31 – Мохкарівка, 32 – Куйбішевське, 33 – Олексіївка, 34 – Поворотне, 35 – Фонтанівське, 36 – Войківське, 37 – Борзівське.

Fig. 4. SCHEME OF OIL-GAS GEOLOGICAL ZONING OF SOUTHERN UKRAINE

Boundaries: 1 – of oil-and-gas-bearing provinces, 2 – of oil-and-gas-bearing regions, 3 – of oil-and-gas-bearing areas, 4 – of Ukraine; Fields: 1 – Eastern Sarata, 2 – Zhovty Yar, 3 – Odessa, 4 – Golytsyno, 5 – Southern Golytsyno, 6 – Shmidt, 7 – Shtormove, 8 – Arlypivske, 9 – Eastern Sarata, 10 – Eastern Sarata, 11 – Eastern Sarata, 12 – Krasnopolianske, 13 – Zakhidno-Oktjabr'ske, 14 – Oktjabr'ske, 15 – Kirov'ske, 16 – Glibivka, 17 – Karlavka, 18 – Yarylgach, 19 – Zadorne, 20 – Serebryanka, 21 – Tarasivske, 22 – Vladyslavivka, 23 – Prizov'ske, 24 – Strilkove, 25 – Morskoe, 26 – Pivnichno-Kerchen'ske, 27 – Vladyslavivka, 28 – Pivdenno-Syvash'ske, 29 – Semenivka, 30 – Aktash, 31 – Moshkarivka, 32 – Kuybyshevka, 33 – Oleksiivka, 34 – Povortne, 35 – Fontaniv'ske, 36 – Voykiv'ske, 37 – Borziv'ske.



7500 м(м) 0 15 30 км(km)



ТЕОЛОГІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

нафтогазоносних районів, 4 - України; родовища: 5 - нафтові, 6 - газові, 7 - газоконденсатні, 8 - нафтогазові; 9 - діючі газопроводи.
 5 - Південно-Голицинське, 6 - Шмідтівське, 7 - Штормове, 8 - Архангельське, 9 - Кримське, 10 - Оленівське, 11 - Чорноморське, 12 - Краснопольське, 13 - Західно-Краснопольське, 14 - Глібівське, 15 - Карлавінське, 16 - Глібівське, 17 - Карлавінське, 18 - Ярилгацьке, 19 - Задорненське, 20 - Серебрянське, 21 - Тетянівське, 22 - Джанкойське, 23 - П'язовське, 24 - Стрілкове, 25 - Владиславівське, 26 - Південно-Сиваське, 27 - Південно-Сиваське, 28 - Південно-Сиваське, 29 - Семенівське, 30 - Актацьке, 31 - Мошкарівське, 32 - Куйбишевське, 33 - Олексіївське, 34 - Поворотне, 35 - Фонтанівське, 36 - Войківське, 37 - Борзівське, 38 - Придорожнє, 39 - Приозерне

GAS GEOLOGICAL ZONING OF SOUTHERN OIL-AND-GAS-BEARING REGION

oil-and-gas-bearing areas, 4 - of Ukraine; fields: 5 - oil, 6 - gas, 7 - gas-condensate, 8 - oil-gas; 9 - active gas pipelines.
 5 - Golytsyno, 6 - Shmidt, 7 - Shtormove, 8 - Arkhangelske, 9 - Crimean, 10 - Olenivka, 11 - Chornomorske, 12 - Krasnopolyanske, 13 - Western Krasnopolyanske, 14 - Glibivske, 15 - Karlavinske, 16 - Glibivske, 17 - Karlavinske, 18 - Yarylga, 19 - Zadorne, 20 - Serebryanka, 21 - Tetyanivka, 22 - Dzhankoy, 23 - Pryazovske, 24 - Strilkove, 25 - Morske, 26 - Northern Kerch, 27 - Pivdenno-Sivask, 28 - Pivdenno-Sivask, 29 - Semenivske, 30 - Aktaske, 31 - Mozhkarivske, 32 - Kuybyshevka, 33 - Oleksiivka, 34 - Povortne, 35 - Fontanivka, 36 - Voykivka, 37 - Borzivka, 38 - Prydorozhne, 39 - Pryozerne

верхньокрейдових карбонатних і глинисто-карбонатних утворень значні припливи нафти, газу і конденсату отримані на площах Шмідта, Октябрській, Карлавській, Бакальській, Серебрянській і Первомайській. До нижньокрейдового комплексу приурочені Західно-Октябрське і Тетянівське газоконденсатні та Октябрське нафтове родовища.

У Чорноморсько-Північно-Кримському районі виділяються Тарханкутсько-Джанкойська та Голицинська зони газонафтонагромадження, які розміщені відповідно на південному і північному бортах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності – від нижньої крейди до міоцену. Перша зона характеризується значною дислокованістю всіх комплексів і в цілому добре вираженими антиклінальними складками. З ними зв'язані 11 з 12 виявлених тут родовищ. Значна літолого-фаціальна мінливість нижньокрейдових порід і велика кількість розривних порушень сприяють широкому розвитку літологічно обмежених і тектонічно скранованих пасток. Друга зона вивчена слабше. Тут доведена продуктивність майкопських і палеоценових утворень. Більшість скупчень газу і конденсату приурочені до локальних структур. На північному крилі підняття Голицина виявлений невеликий тектонічно скранований поклад.

У Таврійському газоносному районі встановлена промислова продуктивність тільки неогенового розрізу (Приазовське газове родовище). Нафтогазопрояви спостерігались під час розкриття палеоценових, крейдових, а на Скадовській площі і пермсько-тріасових утворень. З ними пов'язуються перспективи газоносності. Скупчення вуглеводнів можуть бути зосереджені у малоамплітудних складках і літолого-стратиграфічних пастках, які є або прогноуються в нижньокрейдовій та палеоценовій товщах.

Західна частина Азовсько-Березанської області розташована в північній та центральній зонах Азовського моря. Північно-Азовський перспективний та Центральноазовський газоносний райони займають відповідно неглибокий Північно-Азовський прогин з прилеглою вузькою смугою Південно-Української мопокліналі та Середньоазовське підняття. Характерними їх рисами є сильно скорочений розріз осадового чохла, товщина якого не перевищує 2–3 км.

У Центральноазовському районі відкрито п'ять невеликих газових родовищ. Продуктивна головним чином майкопська товща, рідше нижньокрейдові, соценові і неогенові утворення. Поклади вуглеводнів приурочені до антиклінальних підняття, а також пасток літологічно скранованого типу.

В Індоло-Кубанській області виділяються дві зони нафтогазонагромадження – Мошкарівська і

northern edges of the Karkinit-Northern Crimean deep, are singled out. Stratigraphical range of oil-and-gas-bearingness is from Lower Cretaceous to Oligocene.

The first zone is characterized with a significant dislocation of all the complexes and with the well-expressed anticlinal folds. With them 11 fields from 12 established in this zone are connected. Great lithological-facial variability of Lower Cretaceous rocks and a great number of disjunctive deformations favour the wide development of lithologically limited and tectonically screened traps. The second zone is studied worse. Here productivity of Maykopian and Paleocene formations is being proved. The majority of gas and condensate accumulations, belong to local structures. In the northern flank of Golytsyno uplift a small tectonically screened pool was discovered.

In Tavrian gas-bearing area commercial productivity of only Neogene section (Pryazovske gas field) was established. Oil-gas shows were observed during uncovering Paleogene, Cretaceous and in the Skadovsk area Permian-Triassic formations. The gas-bearingness perspectives are connected with them. Hydrocarbon accumulations may be concentrated in the small-amplitude folds and in lithological-stratigraphical traps, which are present or prognosed in Lower Cretaceous and Paleogene thicknesses.

The western part of Azov-Berezan region is located in the northern and central zones of the Azov Sea. The Northern Azov perspective and the Central Azov gas-bearing areas occupy correspondingly shallow Northern Azov deep with the adjoining narrow stripe of the Southern Ukraine monocline and the Middle Azov uplift. Their characteristic feature are the strongly shortened section of sedimentary cover, whose thickness does not exceed 2–3 km.

In the Central Azov area five small gas fields were discovered. Productive is mainly Maykopian thickness, more seldom – Lower Cretaceous, Eocene and Neogene formations. Hydrocarbon pools belong to anticlinal uplifts, and also to lithologically screened traps.

In Indol-Kuban region two zones of oil-and-gas-accumulation are singled out – Moshkarivka and Semnivka-Blagovishchenske. Tectonically the first zone is connected with the eastern plunge of the Mountain Crimea. Here commercial oil-and-gas-bearingness of Eocene and Maykopian formations has been proved. The discovered pools are bedded in combined and lithologically screened traps.

To Semnivka-Blagovishchenske zone of oil-and-gas-accumulation the western part of the Indol-Kuban southern edge belongs, where commercial oil-and-gas-bearingness of Maykopian and Neogene complexes has

Семенівсько-Благовіщенська. В тектонічному плані перша зв'язана зі східним зануренням Гірського Криму. Тут доведена промислова нафтогазоносність еоценових і майкопських утворень. Відкриті поклади залягають у комбінованих і літологічно екранованих пастках.

До Семенівсько-Благовіщенської зони нафтогазо-нагромадження відноситься західна частина південного борту Індоло-Кубанського прогину, де встановлена промислова нафтогазоносність майкопського і неогенового комплексів. Поклади вуглеводнів зв'язані з локальними підняттями, формування яких певною мірою зумовлено процесами діапїризму.

Чорноморська перспективна область охоплює Чорноморську глибоководну западину. Тут поклади вуглеводнів поки що не виявлені і пошукові роботи не проводилися. Перспективи нафтогазоносності пов'язуються переважно з потужною товщею неогенових порід, які залягають до глибини 5–7 км.

РОЗРОБКА РОДОВИЩ

На Керченському півострові нафта виявлена ще до нашої ери. Промисловий видобуток її розпочато в п'ятдесяті роки ХХ ст. на Мошкарівському, Владиславівському і Куйбишевському родовищах. Одержували нафти мало, і з часом експлуатація свердловин була майже припинена. В 1983 р. після застосування більш досконалих технологій розкриття пластів та інтенсифікації припливів розробку родовищ відновлено.

Промисловий видобуток газу в регіоні розпочато в 1966 р. на Глібівському родовищі у Рівнинному Криму. В наступні роки введені у розробку Задорненське (1967 р.) і Джанкойське (1970 р.), що дало можливість довести видобуток у 1972 р. до 853,5 млн. м³. Далі він поступово зменшується до 215,8 млн. м³ в 1981 р. (рис. 6).

Розробка першого на акваторії Чорного моря Голицинського родовища привела до різкого зростання видобутку газу в регіоні. В 1987 р. він становив 1210,3 млн. м³. У цей період газ одержували також на суші і Азовському морі (Джанкойське і Стрілкове родовища). Введення у розробку родовищ Архангельського (1992 р.) і Штормового (1993 р.) не мало суттєвого впливу на стабілізацію видобутку газу. В 1993 р. він знизився до 495,2 млн. м³.

Задорненське родовище у зв'язку з падінням пластового тиску до рівня тиску в газопроводі знаходиться в консервації. За час розробки з нього відібрано 924 млн. м³ газу, або 90,4% запасів. На Глібівському родовищі видобуто 4570 млн. м³ газу і 268 тис. т конденсату. Воно переведено в підземне газосховище із за-

been proved. Hydrocarbon pools are connected with local uplifts, which forming is stipulated in some degree by the processes of diapirism.

The Black Sea perspective region occupies the Black Sea deep-water depression. Here hydrocarbon pools have not been established as yet and exploration works have not been done. The oil-and-gas-bearingness perspectives are connected mainly with the thick seam of Neogene rocks, bedded at the depths to 5–7 km.

FIELDS DEVELOPMENT

In the Kerch peninsula oil was found before our era. Its commercial production began in the 1950's in Moshkarivka, Vladyslavivka and Kuybyshevsk fields. A little oil was extracted, and with time the wells exploitation was almost stopped. In 1983 after using more perfect technologies of the beds uncovering and of the influxes intensification the fields development was renewed.

Gas commercial production in the region began in 1966 in Glibivka field in the Plain Crimea. The next years Zadorne (1967) and Dzhan koy (1970) fields were brought into development, so it became possible to lead the production in 1972 up to 853,5 mln m³. Further it was gradually decreasing to 215,8 mln m³ in 1981 (fig. 6).

The development of Golyt syno field, the first one in the water area of the Black Sea, led to the sharp increase of gas production in the region. In 1986 it was 1210,3 mln m³. In this period gas was extracted also onshore (Dzhan koy and Strilkove fields). Bringing into development the fields of Arkhangelske (1992) and Shtormove (1993) had not any significant influence on the stabilization of gas recovery. In 1993 it dropped to 495,2 mln m³.

The field of Zadorne is in the conservation because of the formation pressure drop to the level of the pressure in a gas-pipeline. During development the field 924 mln cub. m of gas, or 90,4% of the reserves, were extracted. In Glibivka field 4570 mln m³ of gas and 269 th. t of condensate were obtained. It was transferred

$Q_{H(O)}$ – видобуток нафти, тис. т
 oil production, th. t
 $Q_{r(g)}$ – видобуток газу, млн. м³
 gas production, mln m³
 $Q_{K(O)}$ – видобуток конденсату, тис. т
 condensate production, th. t

$\Pi_{H(O)}$ – фонд нафтових свердловин, шт.
 fund of oil wells, number
 $\Pi_{r(g)}$ – фонд газових свердловин, шт.
 fund of gas wells, number
 $N_{r(g)}$ – кількість газових родовищ
 number of gas fields

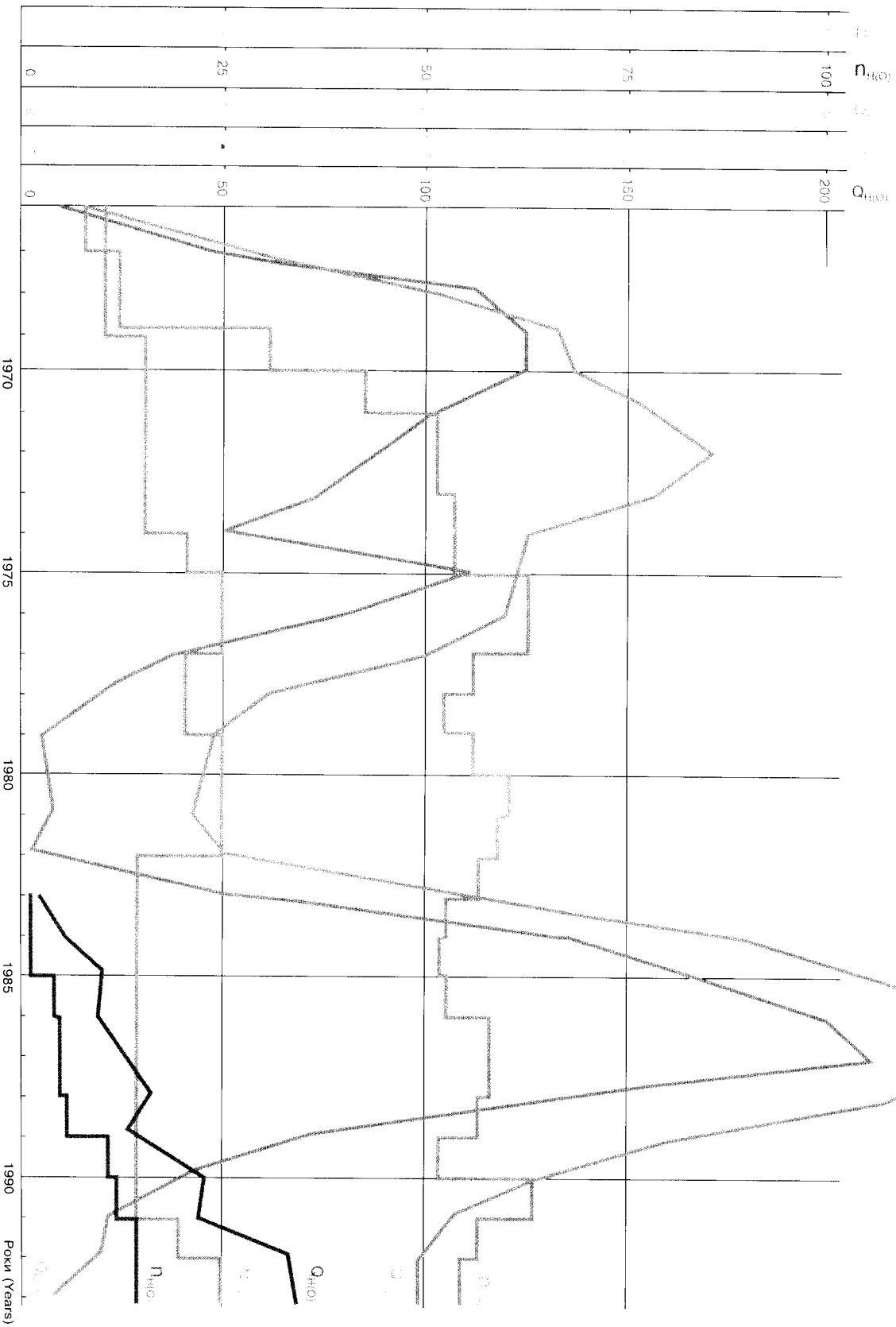


Рис. 6. ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Fig. 6. INDICES OF OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT

лишковими запасами газу 388,6 млн. м³ при пластовому тиску 1,82 МПа. З Джанкойського і Стрілкового відібрано відповідно 56,9 і 53,8% запасів.

На Голицинському родовищі палеоценово-датський горизонт розробляється 9 свердловинами: 2 – у західному і 7 – у східному склепіннях. Експлуатація перших супроводжується інтенсивним виносом пластової води і значним зменшенням дебітів. У свердловинах східного склепіння темпи їх спаду дещо нижчі. З 1987 р. у покладі зафіксовано прояв водонапірного режиму.

До специфіки розробки родовищ газу слід віднести розташування частини з них на акваторії, активне обводнення продукції, руйнування привибійної зони об'єктів у майкопському розрізі (Голицинське, Архангельське, Стрілкове, Джанкойське). У свердловинах утворюються ущільнені слабопроникні пробки, які перекривають експлуатаційні об'єкти. Це приводить до зниження їх продуктивності і газовіддачі. Тому забезпечення стабільного фонтанування свердловин, оптимізації режиму їх роботи є важливою передумовою ефективної розробки покладів газу в майкопських утвореннях.

На 1.01.1994 р. у Південному регіоні розробляється шість родовищ – одне нафтове і п'ять газових. Фонд діючих експлуатаційних свердловин налічує 70, у тому числі 15 нафтових і 55 газових.

Всього на 1.01.1994 р. з надр регіону видобуто близько 60 тис. т нафти, 17,1 млрд. м³ газу і 0,43 млн. т конденсату. Основним резервом збільшення видобутку газу поряд з очікуваним відкриттям нових покладів є прискорення темпів розробки Штормового та Одеського родовищ.

СТАН ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

На 1.01.1994 р. початкові сумарні видобувні ресурси Південного нафтогазопосного регіону становили 1812,9 млн. т умовного палива, у тому числі на суші 281,0 млн. т і на морських акваторіях 1531,9 млн. т, з них відповідно нафти – 22,3 млн. т і 115,0 млн. т, вільного газу – 231,0 млрд. м³ і 1294,9 млрд. м³, розчиненого газу тільки на морях – 22,0 млрд. м³, конденсату – 27,7 і 100,0 млн. т.

На суші і морських акваторіях ресурси розподіляються таким чином (млн. т умовного палива) (рис. 7–9):

Західне Причорномор'я	– 78,3
Північне Причорномор'я	– 23,0

to an underground gas-storage with the residual reserves of gas 388,6 mln m³, at formation pressure 1,82 MPa. From Dzhankoy and Strilkove fields 56,9 and 53,8% of reserves were correspondingly taken out.

In Golytsyno field Paleocene-Danian horizon has been worked out with 9 wells: 2 – in the western and 7 – in the eastern archs. Exploitation of the first wells is accompanied with intensive carrying-out of formation water and significant decrease of production. In the wells of the eastern arch the rates of its drop are a bit lower. Since 1987 in the pool the show of water drive regime has been fixed.

To the development specific character of the gas fields it is necessary to relate the location of some of them in the water area, active water cutting of production, destroying of the objects bottom-hole zone in Maykopian section (Golytsyno, Arkhangelske, Strilkove, Dzhankoy). In the wells the compacted plugs with low permeability are being formed, which dam the exploitation objects. It leads to the decrease of their productivity and gas recovery. So the ensuring of the wells stable flowing, optimization of the regime of their work is an important condition of the effective development of the Maykopian gas pools.

On 1.01.1994 in the Southern region six fields were developed – one oil and five gas deposits. The fund of active wells is 70: 15 oil and 55 gas ones.

In all on 1.01.1994 from the bowels of the region about 150 th. t of oil, 18,2 mlrd m³ of gas and 0,4 mln t of condensate were extracted. The main reserve of the gas recovery increase, alongside with the expected discovering of new pools, is the acceleration of the rate of development of Shtormove and Odesa fields.

THE STATE OF THE HYDROCARBONS RESERVES AND RESOURCES

On 1.01.1994 the initial summary recoverable resources of the Southern oil-and-gas-bearing region were 1812,9 mln t of standard fuel, including those on the land – 281,0 mln t and in water areas – 1531,9 mln t, from them correspondingly of oil were 22,3 and 115,0 mln t, free gas – 231,0 and 1294,9 mlrd m³, dissolved gas only in the seas – 22,0 mlrd m³, condensate – 27,7 and 100,0 mln t.

On the land and in the water areas the resources are distributed in the following way (mln t of standard fuel) (fig. 7–9):

Western Black Sea area	– 78,3
Northern Black Sea area	– 23,0

$Q_{(гг)}$ — запаси газу, млрд. м³
gas reserves, mird m³

$Q_{н(о)}^{в(і)}$ — видобувні запаси нафти, млн. т
recoverable oil reserves, mln t

$Q_{н(о)}$ — балансові запаси нафти, млн. т
oil reserves, mln t

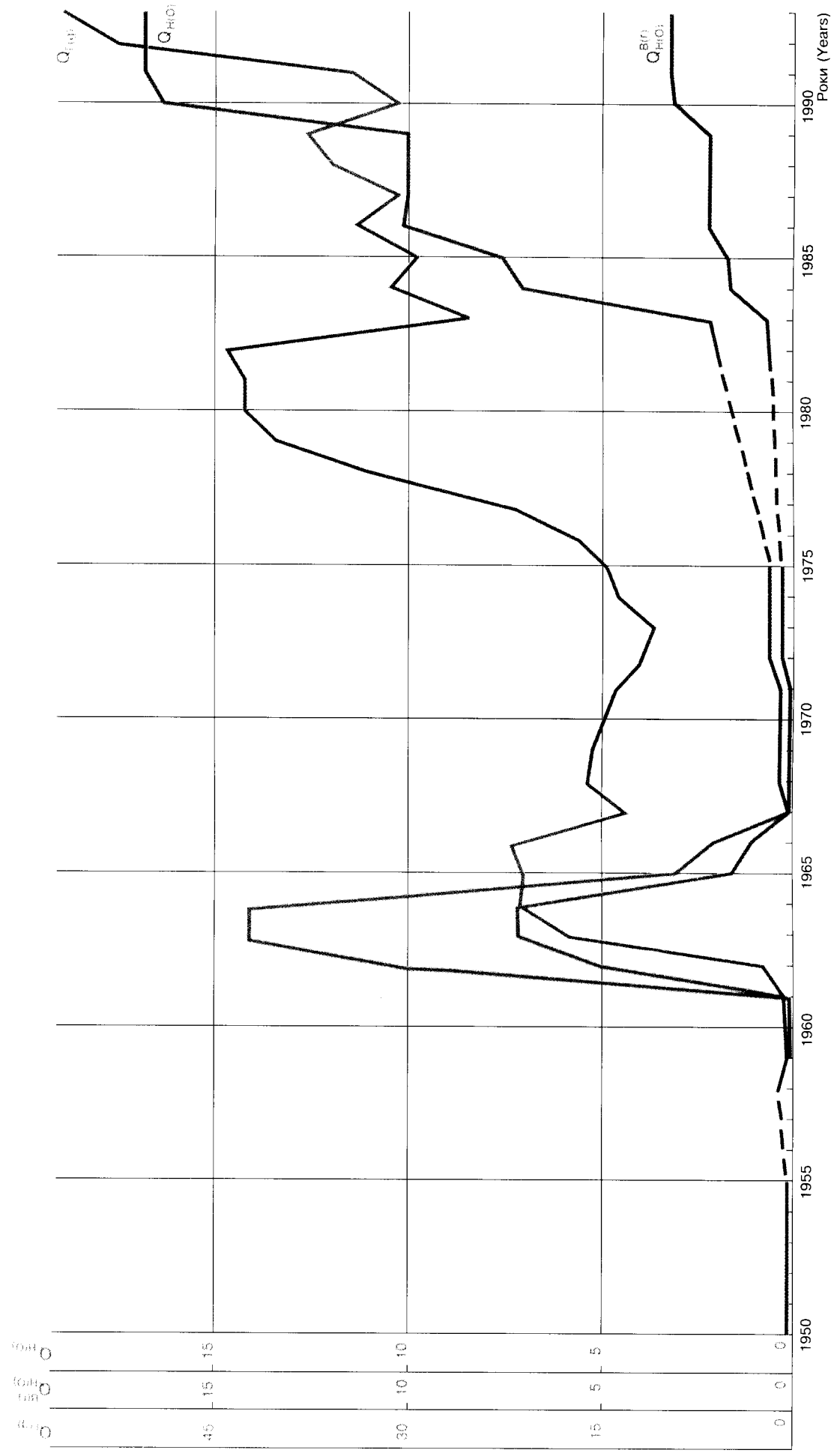


Fig. 7. DYNAMICS OF THE OIL AND GAS RESERVES

Рис. 7. ДИНАМІКА ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Північний Крим	– 54,0
Керченський півострів	– 128,7
Північно-західний шельф Чорного моря	– 604,1
Континентальний схил та глибоководна западина Чорного моря	– 346,0
Прикерченський шельф Чорного моря	– 257,0
Шельф Азовського моря	– 324,8.

Поточні запаси категорій А+В+С₁ становили на суші 3,24 млн. т нафти, 11,4 млрд. м³ вільного газу та 2,1 млн. т конденсату, на акваторіях – 46,32 млрд. м³ вільного газу і 1,39 млн. т конденсату.

З початку розробки видобуто на суші 0,06 млн. т нафти, 8,4 млрд. м³ вільного газу та 0,2 млн. т конденсату, на акваторіях – 8,7 млрд. м³ вільного газу і 0,23 млн. т газового конденсату. Крім того, запаси категорій С₂ на суші становлять 5,0 млн. т нафти, 11,7 млрд. м³ вільного газу та 3,9 млн. т конденсату, на акваторіях – 38,8 млрд. м³ газу і 0,4 млн. т конденсату.

Перспективні ресурси категорій С₃ підготовлених структур оцінюються на суші в 2,0 млн. т нафти та 39,0 млрд. м³ вільного газу, на акваторіях – 67,0 млрд. м³ вільного газу.

Прогнозні видобувні ресурси категорій D₁+D₂ на суші складають 12,0 млн. т нафти, 160,5 млрд. м³ вільного газу та 21,5 млн. т конденсату, на акваторіях – 1147 млрд. м³ вільного газу, 98 млн. т конденсату, 115 млн. т нафти і 22 млрд. м³ розчиненого газу.

Основними нафтогазоносними товщами на суші є майкопські (44 млн. т у.п.), силурійсько-кам'яновугільні (44 млн. т у.п.) та нижньокрейдові (39,5 млн. т у.п.) відклади, на акваторіях – середньоміоценово-пліоценові (355,0 млн. т у.п.), нижньокрейдові (315,0 млн. т у.п.), палеоценово-соценові (250,0 млн. т у.п.) і майкопські (248 млн. т у.п.).

За глибинами залягання на суші прогнозні ресурси вільного газу розподіляються таким чином:

Northern Crimea	– 54,0
Kerch peninsula	– 128,7
North-west shelf of the Black Sea	– 604,1
Continental slope and deep-water depression of the Black Sea	– 346,0
Kerch area shelf of the Black Sea	– 257,0
The Azov Sea shelf	– 324,8.

Current reserves of the categories А+В+С₁ were on the land 3,24 mln t of oil, 11,4 mlrd m³ of free gas and 2,1 mln t of condensate, in the water areas – 46,32 mlrd m³ of free gas and 1,39 mln t of condensate.

Since the beginning of the development on the land 0,06 mln t of oil, 8,4 mlrd m³ of free gas and 0,2 mln t of condensate were extracted, in the water areas – 8,7 mlrd m³ of free gas and 0,23 mln t of gas condensate. Besides, the reserves of category С₂ on the land are 5,0 mln t of oil, 11,7 mlrd m³ of free gas and 3,9 mln t of condensate, in the water areas – 38,8 mlrd m³ of gas and 0,4 mln t of condensate.

Perspective resources of the category С₃ of the prepared structures are the following: on the land – 2,0 mln t of oil and 39,0 mlrd m³ of free gas, in the water areas – 67,0 mlrd m³ of free gas.

Expected recoverable resources of the categories D₁+D₂ on the land are 12,0 mln t of oil, 160,5 mlrd m³ of free gas and 21,5 mln t of condensate, in the water areas – 1147 mlrd m³ of free gas, 98 mln t of condensate, 115 mln t of oil and 22 mlrd m³ of dissolved gas.

The main oil-and-gas-bearing thicknesses on the land are Maykopian (44 mln t SF), Silurian-Carboniferous (44 mln t SF) and Lower Cretaceous (39,5 mln t SF) deposits, in the water areas – Middle Miocene-Pliocene (355 mln t SF), Lower Cretaceous (315 mln t SF), Paleocene-Eocene (250,0 mln t SF) and Maykopian (248 mln t SF).

By the bedding depths on the land the forecast resources of free gas are distributed in the following way:

Інтервали глибин, м Intervals of the depths, m	Вільний газ, млрд. м ³ Free gas, mlrd m ³	Конденсат, млн. т Condensate, mln t	Нафта, млн. т Oil, mln t	Розчинений газ, млрд. м ³ Dissolved gas, mlrd m ³
Суша / Land				
До / To 1000	14,0	Немає / No	Немає / No	Немає / No
1000–2000	20,0	2,0	4,0	"
2000–3000	28,2	4,0	5,5	"
3000–4000	36,1	9,0	1,5	"
4000–5000	14,2	6,5	1,0	"
5000–7000	48,0	4,0	Немає / No	"
Акваторії / Water areas				
До / To 1000	133,0	Немає / No	6,0	2,0
1000–2000	194,0	7,0	6,0	Немає / No
2000–3000	298,0	30,0	48,5	6,0
3000–4000	171,0	22,0	21,0	5,0
4000–5000	168,0	23,0	15,5	6,0
5000–7000	183,0	16,0	18,0	3,0

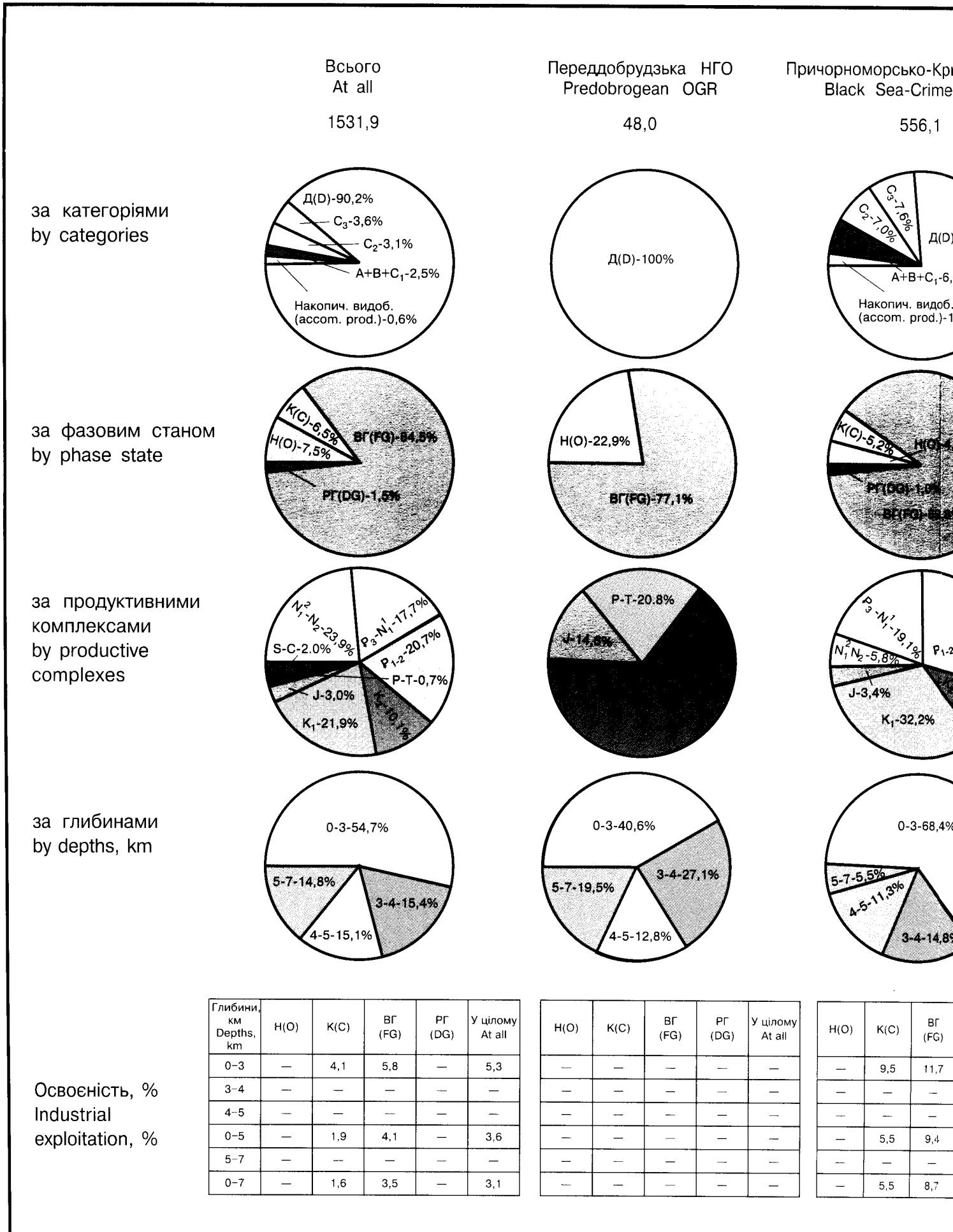
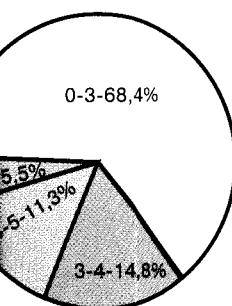
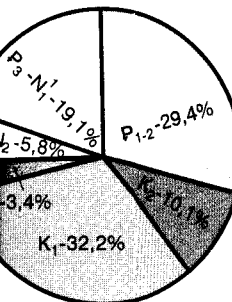
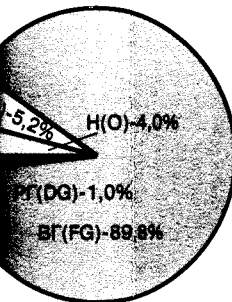
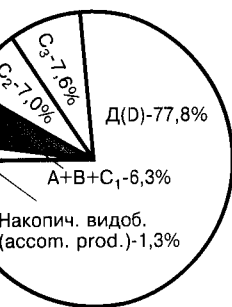


Рис. 8. СТРУКТУРА ВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ ПІВДЕНН

Fig. 8. THE STRUCTURE OF RECOVERABLE RESERVES AND RESOURCES OF THE SOUTH

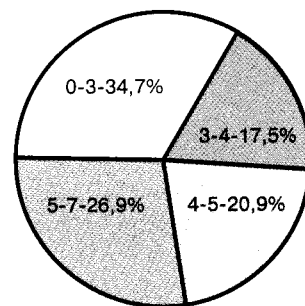
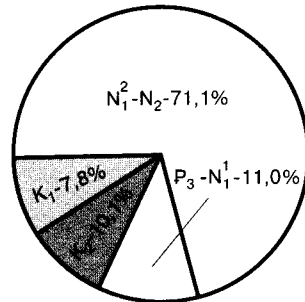
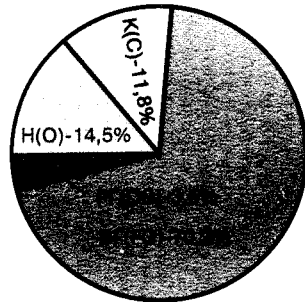
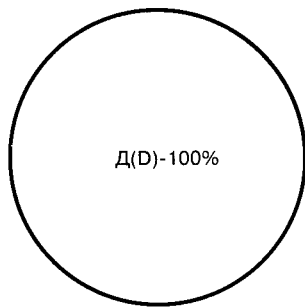
Чорноморсько-Кримська НГО
Black Sea-Crimean OGR

556,1



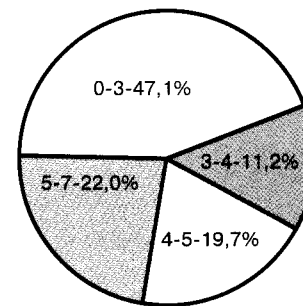
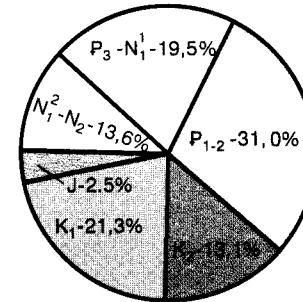
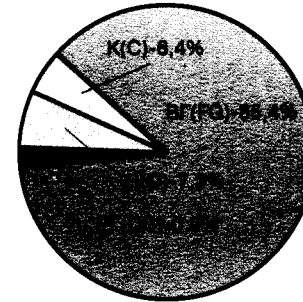
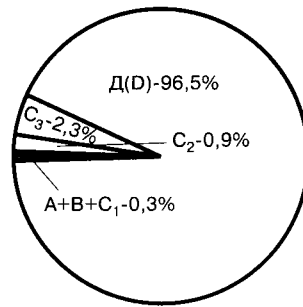
Чорноморська ПО
Black Sea PR

346,0



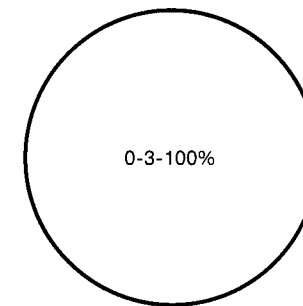
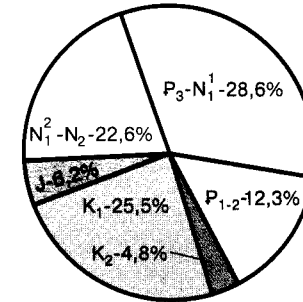
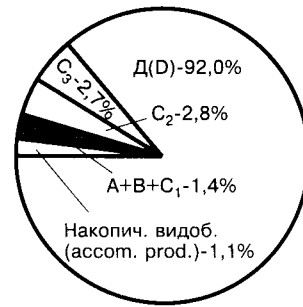
Індоло-Кубанська НГО
Indol-Kuban OGR

436,1



Азовсько-Березанська ГО
Azov-Berezan GR

145,7



	K(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	у цілому At all
	9,5	11,7	—	11,0
	—	—	—	—
	—	—	—	—
	5,5	9,4	—	8,1
	—	—	—	—
	5,5	8,7	—	7,6

	Н(O)	K(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	у цілому At all
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—

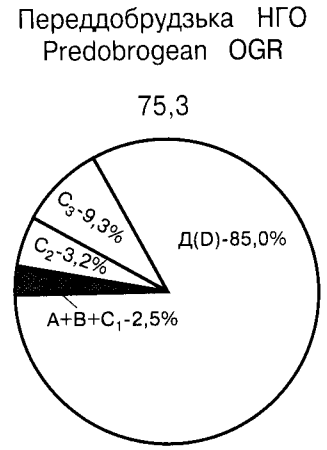
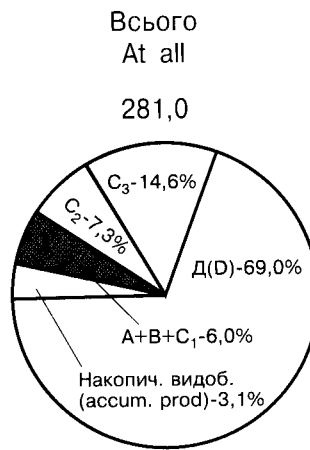
	Н(O)	K(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	у цілому At all
	—	—	0,9	—	0,8
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	0,5	—	0,4
	—	—	—	—	—
	—	—	0,2	—	0,3

	Н(O)	K(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	у цілому At all
	—	—	2,5	—	2,5
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	2,5	—	2,5
	—	—	—	—	—
	—	—	2,5	—	2,5

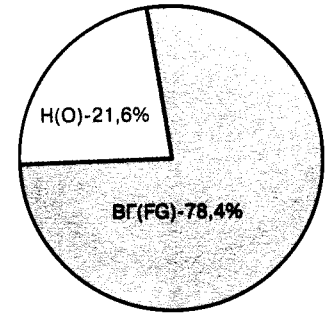
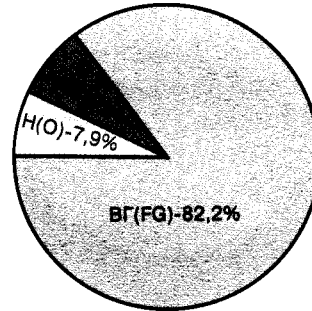
ВІСІВ ПІВДЕННОГО РЕГІОНУ (АКВАТОРІЇ) НА 1.01.1994 р. У МЛН. Т УП

OF THE SOUTHERN REGION (WATER-AREA) ON 1.01.1994 IN MLN. T OF STANDARD FUEL (SF)

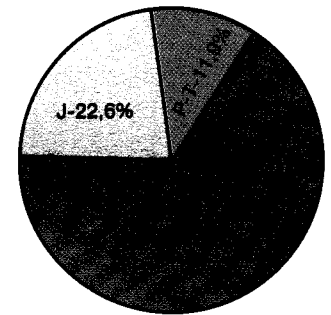
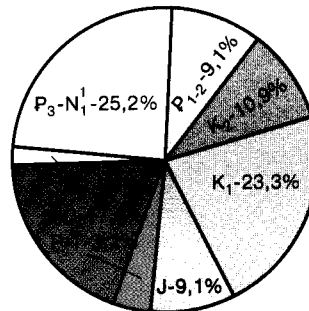
за категоріями
by categories



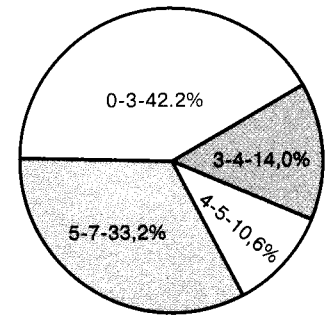
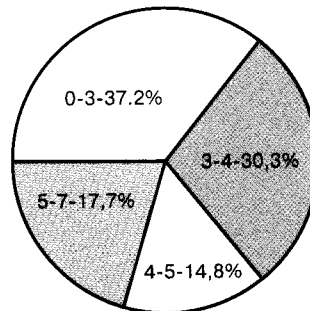
за фазовим станом
by phase state



за продуктивними комплексами
by productive complexes



за глибинами
by depths, km



Освоєність, %
Industrial exploitation, %

Глибини, км Depths, km	Н(O)	К(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	У цілому At all
0-3	16,7	—	18,4	—	17,7
3-4	—	9,8	6,7	—	7,0
4-5	—	12,2	4,5	—	10,9
0-5	14,8	8,4	11,3	—	5,9
5-7	—	—	—	—	—
0-7	14,8	8,4	8,9	—	9,1

Н(O)	К(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	У цілому At all
13,8	—	—	—	6,0
—	—	—	—	—
—	—	—	—	—
11,7	—	—	—	4,7
—	—	—	—	—
11,7	—	—	—	2,5

Рис. 9. СТРУКТУРА ВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ ПІВДЕННОГО

Fig. 9. THE STRUCTURE OF RECOVERABLE RESERVES AND RESOURCES OF THE SOUTHERN

ка НГО
OGR

Таврійський ГР
Tavria GA

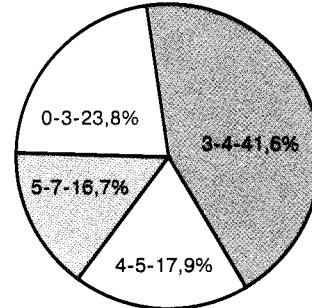
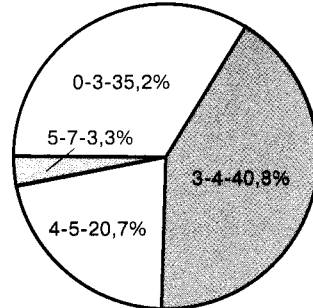
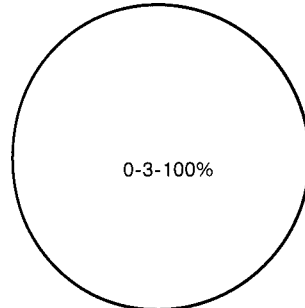
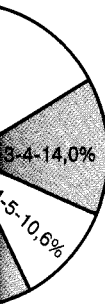
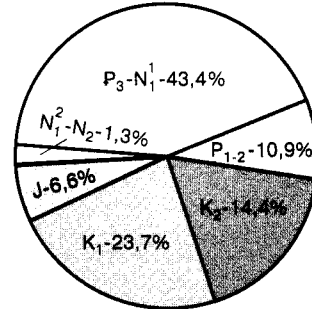
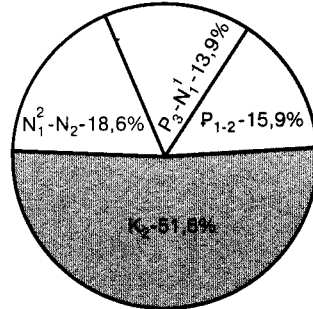
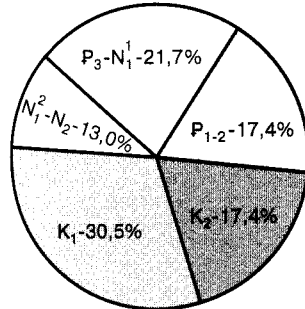
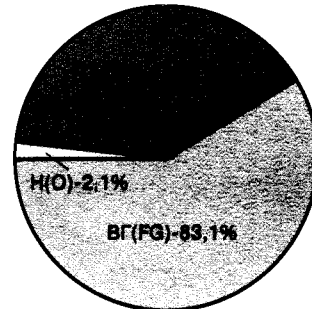
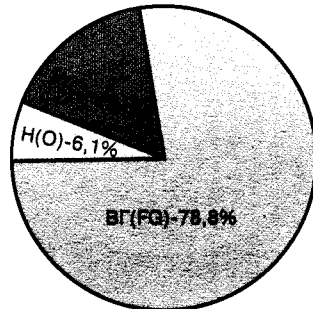
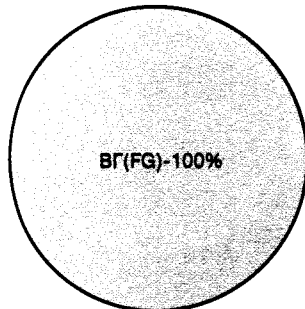
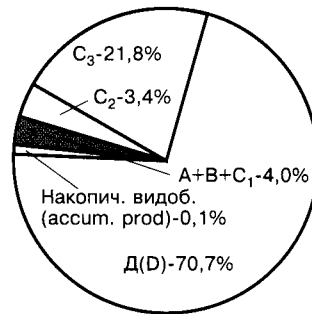
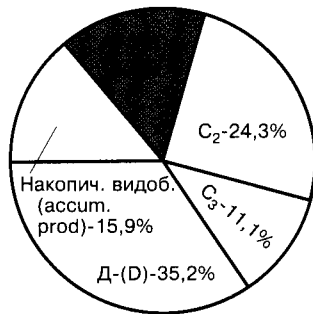
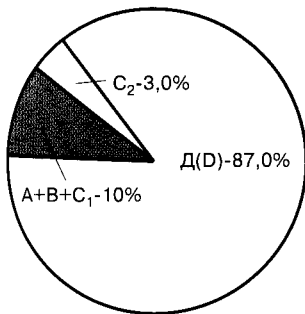
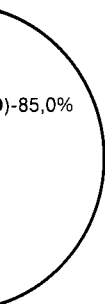
Чорноморсько-Північно-Кримський НГР
Black-Sea-Northern-Crimean OGA

Індоло-Кубанська НГО
Indol-Kuban OGR

23,0

54,0

128,7



РГ (DG)	У цілому At all
—	6,0
—	—
—	—
—	4,7
—	—
—	2,5

Н(O)	К(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	У цілому At all
—	—	10,0	—	10,0
—	—	—	—	—
—	—	—	—	—
—	—	10,0	—	10,0
—	—	—	—	—
—	—	10,0	—	10,0

Н(O)	К(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	У цілому At all
3,0	—	91,3	—	73,1
—	15,4	7,9	—	9,7
—	31,2	6,4	—	25,5
3,0	20,9	5,1	—	12,2
—	—	—	—	—
3,0	20,9	33,2	—	29,4

Н(O)	К(C)	ВГ (FG)	РГ (DG)	У цілому At all
48,1	—	—	—	4,3
—	6,2	15,9	—	7,5
—	—	—	—	—
48,1	1,8	4,1	—	14,8
—	—	—	—	—
48,1	1,8	3,3	—	4,1

СУРСІВ ПІВДЕННОГО РЕГІОНУ (СУША) НА 1.01.1994 р. У МЛН. Т УП

RES OF THE SOUTHERN REGION (LAND) ON 1.01.1994 IN MLN. T OF STANDARD FUEL (SF)

Переважаюча частина ресурсів вуглеводнів шельфу Чорного та всі ресурси акваторії Азовського морів припадають на глибини моря до 100 м.

The prevailing part of the hydrocarbon resources of the Black Sea shelf and all the resources of the Azov Sea water area belong to the sea depths to 100 m.

НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НАФТУ ТА ГАЗ

DIRECTIONS OF THE EXPLORATION WORKS ON OIL AND GAS

У межах півдня і акваторій України нафтогазопошукові роботи проводяться в Індоло-Кубанському, Переддобрудзькому та Каркінітсько-Північно-Кримському прогинах і прилеглих до них піднятих зонах. Донедавна основні обсяги робіт були сконцентровані на суші (Керченський півострів, Західне Причорномор'я та Північний Крим). Однак акваторіальні частини згаданих структурних елементів уявляються сьогодні більш перспективними.

Результати геологорозвідувальних робіт і дані кількісної оцінки перспективних та прогнозних ресурсів вуглеводнів станом на 1.01.1994 р., вивченість регіону, освоєність ресурсів дають підстави визначити такі напрямки нафтогазопошукових досліджень:

I. На території півдня України:

1. В Індоло-Кубанській нафтогазоносній області: пошуки і розвідка скупчень вуглеводнів у неогенових (у першу чергу нижньомайкопських) і верхньокрейдових відкладах;

вивчення та оцінка перспектив нафтогазоносності органогенних тіл пізньопалеоценового віку і літологічно обмежених пасток, приурочених до крил нижньомайкопських складок;

дослідження рифогенного комплексу пізньюрського віку і нижньокрейдових теригенних порід;

вивчення розрізу і пошуки покладів вуглеводнів у зонах піднасувів.

2. У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області:

пошуки і розвідка покладів у нижньокрейдовому комплексі.

3. У Переддобрудзькій нафтогазоносній області:

пошуки і розвідка покладів вуглеводнів у карбонатній товщі девонського і ранньокам'яновугільного віку, а також оцінка перспектив нафтогазоносності силурійсько-нижньодевонського комплексу;

вивчення та оцінка перспектив палеозойсько-мезозойських відкладів в умовах покривно-насувних дислокацій у центральній і південно-західній частинах

In the limits of the Ukraine south and water areas oil-gas-exploration works are carried out in Indol-Kuban, Predobrogean and Karkinit-Northern Crimean deeps and the adjoining to them uplifted zones. Not long ago the main volumes of the works were concentrated on the land (the Kerch peninsula, Western Black Sea area, the Northern Crimea). But the water area parts of the mentioned structural elements today are thought to be more perspective.

The results of geological-prospecting works and the data of quantitative evaluation of perspective and expected resources of hydrocarbons on 1.01.1994, the study of the region, the exploitation of resources make possible to establish the following directions of oil-gas-exploration:

I. On the territory of the Ukraine south:

1. In the Indol-Kuban oil-and-gas-bearing region: exploration of hydrocarbon accumulations in Paleogene (Lower Maykopian in the first place) and Upper Cretaceous deposits;

study and evaluation of the oil-and-gas-bearingness perspectives of the Late Paleocene organogenic bodies and the lithologically limited traps, which belong to the Lower Maykopian folds flanks;

investigation of the Late Jurassic reefogenic complex and the Lower Cretaceous terrigenous rocks;

study of the section and prospecting of the hydrocarbon pools in the underthrusts zones.

2. In the Black Sea-Crimean oil-and-gas-bearing region:

exploration of the pools in Lower Cretaceous complex.

3. In Predobrogean oil-and-gas-bearing region:

exploration of hydrocarbon pools in carbonate thickness of Devonian and Early Carboniferous age, and also evaluation of the oil-and-gas-bearingness of Silurian-Lower Devonian complex;

study and evaluation of perspectives of Paleozoic-Mesozoic deposits under conditions of nappe-thrust dislo-

прогину, а також порід цього віку Нижньодністровської депресії;

оцінка перспективності юрських теригенних і карбонатних утворень у південно-західній частині Переддобрудзького прогину в умовах розвитку середньоюрських теригенних та верхньоюрських соленосних відкладів.

II. На акваторії Чорного моря:

1. На північно-західному шельфі:

дослідження розрізу нижньо- і верхньокрейдових, палеогенових і неогенових відкладів Каркінітсько-Північно-Кримського прогину і прилеглої до нього з півдня зони підняття у межах Крайового уступу та пошуки приурочених до них скопчень вуглеводнів у пастках переважно антиклінального типу;

регіональне вивчення розрізу і перспектив нафтогазоносності палеозойських, тріасових і юрських порід морського продовження Переддобрудзького прогину.

2. На прикерченському шельфі:

вивчення геологічної будови і нафтогазоносності верхньоюрських-неогенових відкладів та пошуки приурочених до них скопчень вуглеводнів.

III. На акваторії Азовського моря:

пошуки покладів вуглеводнів у крейдових, палеогенових і неогенових відкладах антиклінальних підняття у різних тектонічних зонах;

вивчення зон виклиповання крейдових і палеогенових відкладів на схилах Середньоазовського підняття.

Запропоновані геолого-геофізичні роботи дозволять уточнити оцінку перспектив нафтогазоносності всіх комплексів осадового чохла Південного регіону, а також створити базу для широкого розвитку пошуків родовищ вуглеводнів на акваторіях Чорного та Азовського морів.

cations in the deep central and south-western parts, and also the rocks of the same age in Lower Dniester depression;

evaluation of perspectiveness of Jurassic terrigenous and carbonate formations in the south-western part of Predobrogea deep under conditions of the development of Middle Jurassic terrigenous and Upper Jurassic salt-bearing deposits.

II. In the Black Sea water area:

1. In the north-western shelf:

investigation of the section of Lower and Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene deposits of the Karkinit-Northern Crimean deep and the adjoining to it from the south zone of uplifts in the limits of Marginal bench and exploration of the hydrocarbon accumulations belonging to them in the traps of mainly anticlinal type;

regional study of the section and the oil-and-gas-bearingness perspectives of Paleozoic, Triassic and Jurassic rocks of the Predobrogea deep marine continuation.

2. In the Kerch area shelf:

study of geological structure and oil-and-gas-bearingness of Upper Jurassic-Neogene deposits and exploration of the belonging to them hydrocarbon accumulations.

III. In the Azov Sea water area:

exploration of hydrocarbon pools in Cretaceous, Paleogene and Neogene deposits of anticlinal uplifts in different tectonical zones;

investigation of the zones of wedging out of Cretaceous and Paleogene deposits on the slopes of Middle Azov uplift.

The proposed geological-geophysical works make possible to specify the evaluation of the oil-and-gas-bearingness perspectives of all the complexes of the Southern region sedimentary cover, and also to prepare the base for wide development of the hydrocarbon fields exploration in the water areas of the Black and Azov Seas.

**РОДОВИЩА ПІВДЕННОГО
НАФТОГАЗОНОСНОГО
РЕГІОНУ**

**THE FIELDS OF THE SOUTHERN
OIL-AND-GAS-BEARING
REGION**

СХІДНО-САРАТСЬКЕ
НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

EASTERN SARATA OIL FIELD

$$H(O) \frac{9353}{1403}$$

У консервації
In the conservation

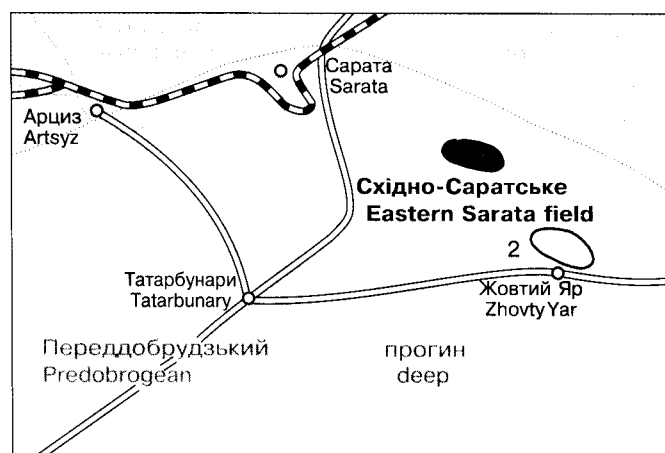
Родовище розташоване на території Саратського району Одеської області на відстані 34 км від м. Арциз. У тектонічному відношенні воно входить до складу Саратсько-Балабанівської зони складок, яка простежується на крайньому північному сході північного борту Переддобрудзького прогину.

Саратське підняття виявлене і підготовлене до пошукового буріння сейсмічними дослідженнями МВХ у 1972 р. Після буріння параметричної свердловини 6 і перегляду матеріалів сейсмозвідки виділено дві складки: Саратську і Східно-Саратську. Пошукове буріння на останній проводилось у 1981–1986 рр. У свердловині 1 із пачки D_2-2 (інт. 2884–2984 м) отримано стабільний приплив нафти $1,5 \text{ м}^3/\text{добу}$ переливом через штуцер діаметром 2 мм. Всього на площі пробурено 5 пошукових і розвідувальних свердловин. У результаті розвідано 3 поклади нафти в карбонатних відкладах середнього (два) та верхнього (один) девону. Максимальний дебіт, одержаний у свердловині 3 після неодноразових солянокислотних обробок, становив $15\text{--}20 \text{ м}^3/\text{добу}$ через діафрагму діаметром 6 мм.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1983 р.

Розріз Східно-Саратського підняття складений осадовими породами верхнього протерозою, силуру, девону, нижнього карбону, пермо-тріасу, юри, крейди, палеогену, неогену і антропогену.

За матеріалами сейсмозвідки МСГТ та буріння по відбиваючому горизонту IX_V , приуроченому до підшви сульфатно-карбонатної товщі середнього девону, Східно-Саратське підняття являє собою антиклиналь субширотного простягання розміром $3,8 \times 2,5$ км та висотою 200 м. У західній частині вона ускладнена двома тектонічними порушеннями невеликої амплітуди.



The field is situated at the territory of Sarata district, Odesa region, 35 km from the town of Artsyz. Tectonically it belongs to Sarata-Balabanivka zone of folds which is traced in the extreme north-east of the Predobrogean deep northern edge.

Sarata uplift was discovered and prepared for exploration drilling by seismic survey by reflection method in 1972. After drilling stratigraphic well 6 and the revision of seismic survey materials two folds were singled out: Sarata and Eastern Sarata ones. Exploration drilling in the last fold was carried out in 1981–1986. In well 1 from the group of strata D_2-2 (int. 2884–2984 m) a stable oil influx $1,5 \text{ м}^3/\text{day}$ was obtained by overflow with 2-mm diaphragm. At all in the field 5 exploration and prospecting wells were drilled. In the result three oil pools were discovered: two in carbonate deposits of Middle and one – Upper Devonian. Maximum production from well 3 after several hydrochloric acid treatments was $15\text{--}20 \text{ м}^3/\text{day}$ with 6-mm diaphragm.

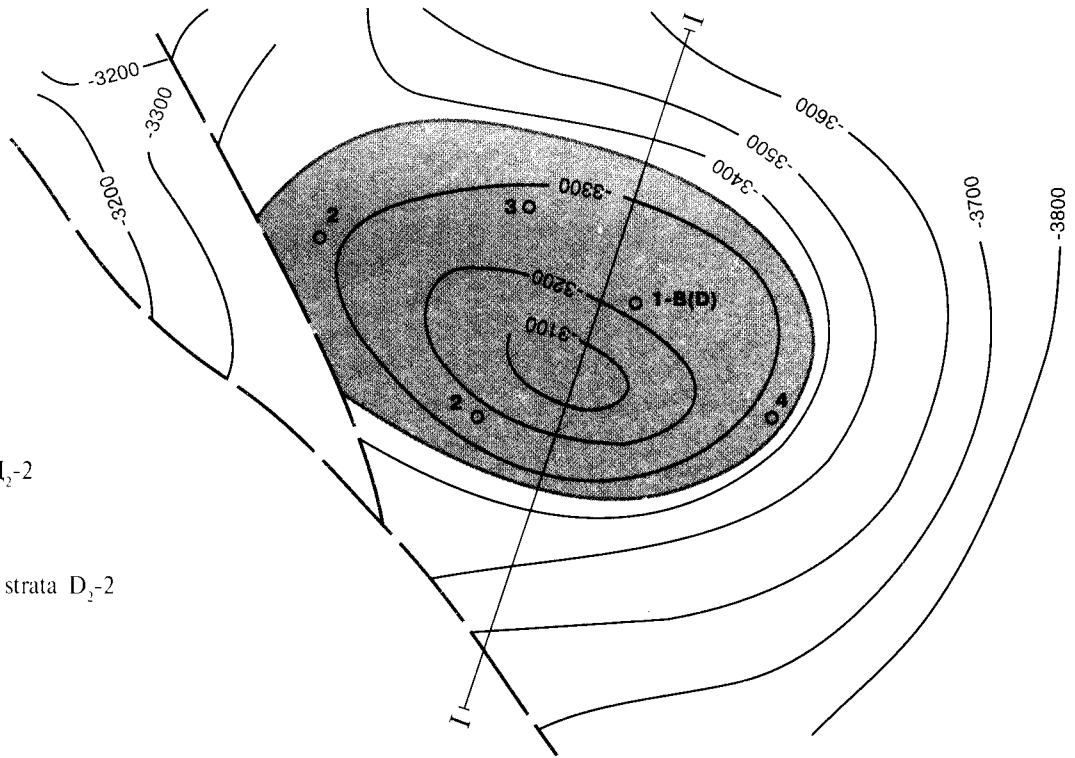
The field was taken on the State balance in 1983.

The section of Eastern Sarata uplift is composed of sedimentary rocks of Upper Proterozoic, Silurian, Devonian, Lower Carboniferous, Permian-Triassic, Jurassic, Cretaceous, Paleogene, Neogene and Quaternary.

By seismic survey materials by method of common-depth-point and drilling by reflecting horizon IX_V , which belongs to the floor of sulphate-carbonate section of Middle Devonian, Eastern Sarata uplift represents the anticline of sublatitudinal strike with the size $3,8 \times 2,5$ km, depth 200 m. In the western part it is complicated by two tectonic deformations with small amplitude.

Productive section is represented by the alternation of anhydrites and dolomites with the limestone interbeds.

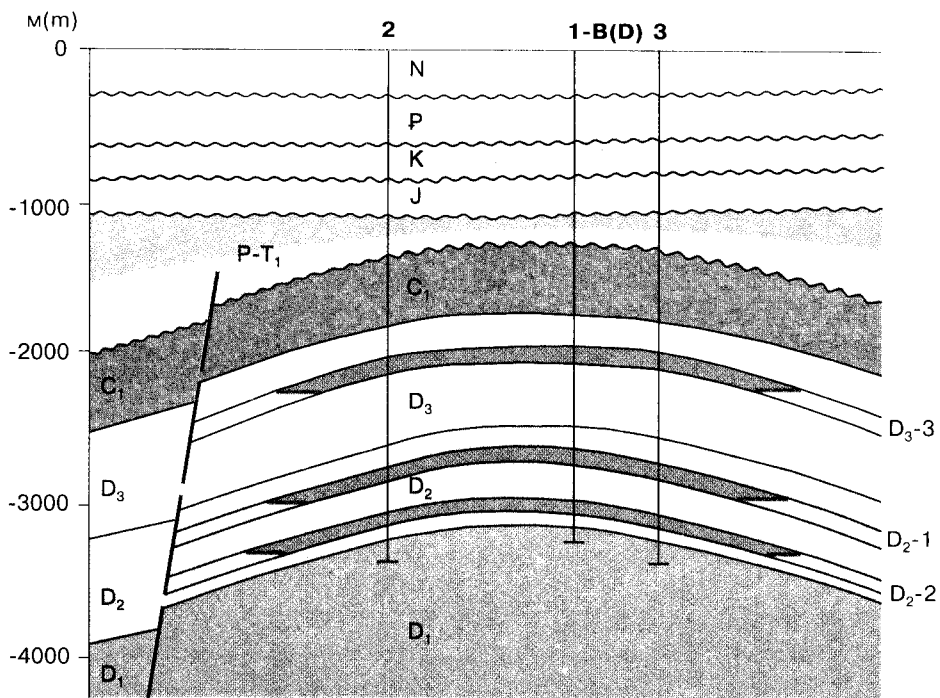
250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
підшви продуктивної пачки D_3-2
за Б.М. Полухтовичем, 1990 р.

STRUCTURAL MAP
The floor of producing group of strata D_3-2
by B.M. Polukhtovych, 1990

250м(m) 0 0,5 1 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Б.М. Полухтовичем, 1990 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by B.M. Polukhtovych, 1990

Продуктивна товща представлена перешаруванням ангідритів і доломітів з проверстками вапняків.

Сумарна товщина продуктивних пачок D₂-2, D₂-1 і D₃-3 відповідно 121–134, 68,4–79,6 і 102,4–118 м. Колекторами є порово-тріщинуваті і кавернозні перекристалізовані доломітизовані вапняки та доломіти. Їх ефективна потужність у пачках досягає відповідно 2,0–13,4, 2,0–9,2 і 4,0–27,0 м. Ангідрити відіграють роль перемичок. Поклади пластові склепінні. Режим їх водонапірний.

Родовище знаходиться в консервації.

Summary thicknesses of productive groups of the strata D₂-2, D₂-1 and D₃-3 are correspondingly 121–134, 68,4–79,6 and 102,4–118 m. The reservoirs are porous-fissured and cavernous recrystallized dolomitized limestones and dolomites. Their effective thicknesses in the groups of strata are correspondingly 2,0–13,4, 2,0–9,2 and 4,0–27,0 m. Anhydrites serve as seals. The pools are formational, arched. Their regime is water drive.

The field is in the conservation.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
РОЗЧИНЕНІ ГАЗИ DISSOLVED GASES															
D ₃ -3 D ₃ -3		0,7111			79,92	10,17	4,85	1,31	0,72	0,36	0,36	-	-	1,70	-
D ₂ -1 D ₂ -1		0,7559			74,83	9,94	5,59	2,24	1,04	0,59	0,73	-	0,20	4,72	-
D ₂ -2 D ₂ -2		0,8013			68,25	13,07	5,44	1,70	0,87	0,48	0,50	-	-	1,78	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
D ₃ -3 D ₃ -3	ХК ClCa	74,78	1052,5	$\frac{8,45}{8,50}$			0,98	40,2	206,2	41,1			81,0
D ₂ -1 D ₂ -1	Те саме The same	74,82	1052,5	$\frac{8,45}{8,50}$			0,98	41,1	99,0	40,0			86,4
D ₂ -2 D ₂ -2	"	67,33	1048,7	$\frac{7,50}{7,86}$			0,95	5,3	148,0	42,2			44,1

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зона покривлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Плас- товий тиск початковий Formation pressure initial value, МПа MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт випу- щення нафти Oil recovery coeffi- cient	Запаси початкові випу- щення категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. А+В+С ₁	Щіль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу, -МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day, -MPa, from/to	Гідропро- відність, 1·10 ⁻¹¹ м ³ /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, 1·10 ⁻¹¹ m ³ /Pa·s, from/to	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir														
D ₀ D ₃	D ₀ -3 D ₃ -3	2630	-2696,5	143	Плост. склеп. Form. arch.	Водо- напір. Water drive	горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	0,050 0,034	0,065 0,8	Карб. тріщ.- пор. Carb. fis.- por.	0,75	26,3 2640	5,0	242,5	0,15	873	розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³	242,5			
D ₂ D ₂	D ₂ -1 D ₂ -1	2915	-2948	145	Те саме The same	Те саме The same	ефек- тивна, від/до effective, from/to	підра- хунко- ва rated	0,050 0,034	0,056 0,8	Те саме The same	0,70		2,5	236,7	0,15	284		236,7			
D ₂ D ₂	D ₂ -2 D ₂ -2	3141	-3334	248	"	"	121,0 134,0	6,4 13,4	0,050 0,034	0,065 0,8	"	0,75		1,5	181,9	0,15	582		181,9			

Разом /At all/:

1739

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Hori- zon index	Молеку- лярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- nkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %			Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		Тип нафти Oil type						
			пласто- вої form- ational	дегазо- ваної degas. mPa·s				пласто- вої, МПа·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с degas., 10 ⁻⁶ m ² /s	засті- гання solidifi- cation	початку кипіння boiling point	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623- boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitch- es	асфаль- тени asphal- tenes	арома- тичні aroma- tic		нафте- нові naphthe- ne	мета- нові metha- ne				
D ₃ -3 D ₃ -3		849,8	5,3				0,95	353	1,5	10,5	20,0	31,0	45,0		16,0	0,30	сірка sulphur										ІТ ₁	
D ₂ -1 D ₂ -1		832,3	4,1				0,95	330	4,0	13,5	27,5	43,0	55,0		14,0	0,76												ІІТ ₁
D ₂ -2 D ₂ -2		858,8	3,2				0,95	348	7,0	12,0	30,0	44,0	53,0		22,0	0,83												ІІТ ₁

ЖОВТОЯРСЬКЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

ZHOVTY YAR OIL FIELD

$$H(O) \frac{3322}{500}$$

У консервації
In the conservation

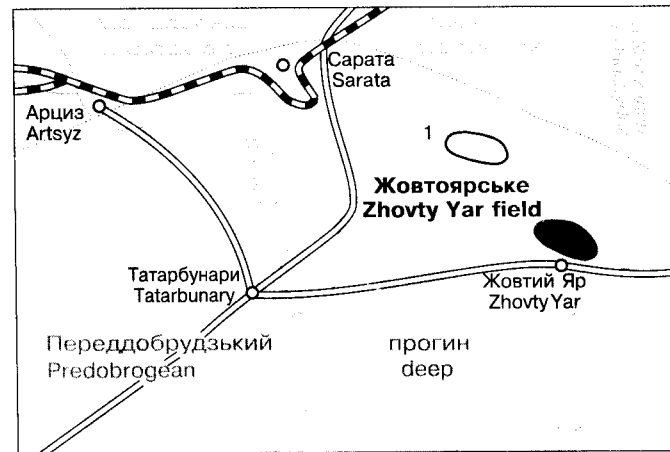
Родовище розташоване у південно-західній частині Одеської області на території Татарбунарського району на відстані 25 км від м. Татарбунари. В тектонічному відношенні воно приурочене до Тузлівської депресії Переддобрудзького прогину.

Жовтоярське підняття виявлене по утвореннях карбону у 1970 р. сейсморозвідкою МСГТ. У 1974 р. воно підготовлене до глибокого буріння на девонські відклади по горизонту IX у півдні середнього девону. В 1985 р. будова структури була уточнена по відбиваючих горизонтах у середньому і верхньому девоні. Перша пошукова свердловина пробурена в 1986–1987 рр. у скеліній частині структури. При випробуванні в ній верхньодевонських сульфатно-карбонатних відкладів випробувачем пластів на трубах отримано приплив нафти дебітом 0,24–0,50 м³/добу. Тут же з порід ранньо- і середньодевонського віку (інт. 3683–3798 м) короточасний приплив газу становив близько 250 тис. м³/добу. При випробуванні в колоні нижньодевонських дрібнозернистих пісковиків (інт. 3774–3804 м) отримано газ з водою відповідно 5–18,5 тис. м³ і 10–13 м³ на добу. Спостерігався слабкий приплив конденсату (0,8 м³ за 85 год.).

У 1988–1989 рр. пробурена друга пошукова свердловина. При випробуванні у ній верхньодевонських утворень отримано приплив нафти дебітом до 2,7 м³/добу за відновленням рівня від 1255 до 899 м. У 1990 р. пошукові роботи на площі тимчасово припинено. Всього пробурено 2 пошукові свердловини.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1989 р.

Розріз Жовтоярського підняття складений осадовими породами верхнього протерозою, силуру, девону, нижнього карбону, пермо-тріасу, юри, крейди, палеогену, неогену і антропогену.



The field is situated in the south-western part of Odesa region at the territory of Tatarbunary district, 25 km from the town of Tatarbunary. Tectonically it belongs to Tuzliv depression of Predobrogean deep.

Zhovty Yar uplift was discovered by Carboniferous formation in 1970 by seismic survey method of common-depth-point. In 1974 it was prepared for deep drilling on Devonian deposits by horizon IX in the floor of Middle Devonian. In 1985 the uplift structure was detailed by reflecting horizons in Middle and Upper Devonian. The first wildcat was drilled in 1986–1987 in the structure arched part. During testing there Upper Devonian sulphate-carbonate deposits by formation tester the oil influx 0,24–0,50 m³/day was obtained. Here too, from Early and Middle Devonian rocks (interval 3683–3798 m) the momentary gas influx about 250 th. m³/day was obtained. During testing Lower Devonian fine-grained sandstones (interval 3774–3804 m) gas with water was obtained correspondingly 5–18,5 th. m³ and 10–13 m³/day. A low condensate influx was observed (0,8 m³ per 85 h.)

In 1988–1989 the second wildcat was drilled. During testing Upper Devonian formation in it oil influx up to 2,7 m³/day was obtained after renewing the level from 1255 to 899 m. In 1990 exploration works in the field were stopped temporarily. At all two wildcats were drilled.

The field was taken on the State balance in 1989.

The section of Zhovty Yar uplift is composed of sedimentary rocks of Upper Proterozoic, Silurian, Devonian, Lower Carboniferous, Permian-Triassic, Jurassic, Cretaceous, Paleogene, Neogene and Quaternary.

By the drilling materials and seismic survey by common-depth-point method the structure represents the brachyanticline of a sublatitudinal strike. By the

За матеріалами буріння та сейсморозвідки МСГТ структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання. По покрівлі продуктивної пачки D_3-2 по замкнутій ізогісі -3200 м її розміри $5,5 \times 2,7$ км, висота близько 100 м. За даними сейсморозвідки прогнозується, що північне крило підняття ускладнене зоною тріщинуватості порід.

Продуктивною на родовищі є пачка D_3-2 , приурочена до середини франського ярусу верхнього девону. Вона розкрита свердловинами на глибинах $3141-3234$ м. Пачка представлена сульфатно-карбонатними породами з прошарками більш чистих різновидів органогенно-детритових, доломітизованих вапняків. В останніх спостерігаються переривчасті короткі тріщинки шириною до $0,01$ мм з ділянками роздувів, відкриті та заповнені бітумінозно-глинистою речовиною. Зустрічаються малопотужні проверстки різнозернистих олігоміктових пісковиків. Загальна товщина продуктивної пачки $100-130$ м, ефективна $-10-13$ м. Колектори порово-тріщинного типу, представлені вапняками та доломітами.

Поклад нафти пластовий склепінний. Режим його водонапірний. Контур нафтоносності умовно проводиться на абсолютній глибині -3206 м.

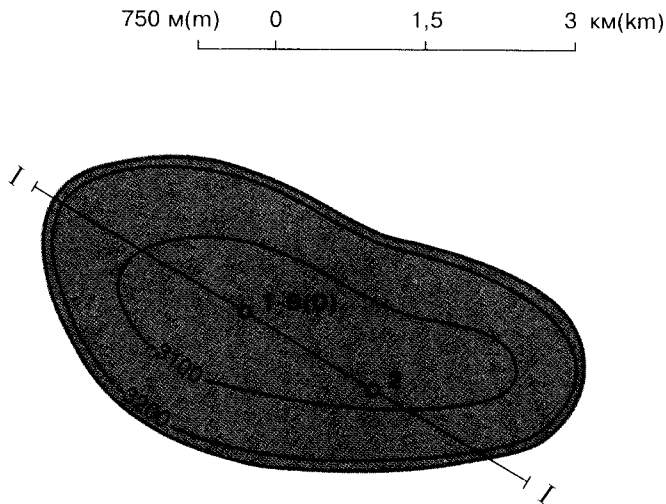
Крім того, за матеріалами ГДС у розрізі девонської товщі виділено ще дві продуктивні пачки D_3-1 і

top of the D_3-2 productive group of strata with closed isogypse -3200 m its size is $5,5 \times 2,7$ km, height $-$ about 100 m. By seismic survey data it is prognosed that the northern flank of the uplift is complicated by the zone of rocks fissuring.

In the field the D_3-2 group of strata is productive and belongs to the middle of Upper Devonian Frasnian stage. It is uncovered by wells at depths $3141-3234$ m. This group is represented by sulphate-carbonate rocks with the interbeds of more fine varieties of organogenic-detritic, dolomitized limestones. In these limestones there are the interrupted short fissures with width to $0,01$ mm with zones of blows, opened and filled with bituminous-clayey matter. The interbeds of various-grained oligomictic sandstones are also met. Summary thickness of the productive group of strata is $100-130$ m, effective $-10-13$ m. The reservoirs are of porous-fissured type, represented by limestones and dolomites.

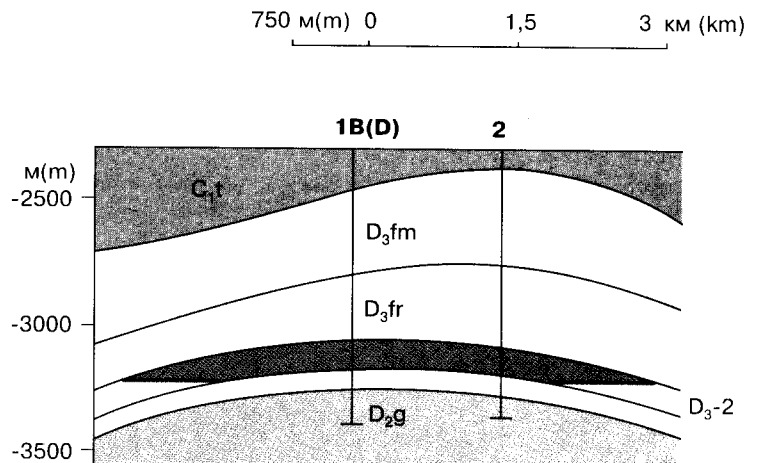
The oil pool is formational, arched. Its regime is water drive. Oil-bearingness contour is conditionally at absolute depth -3206 m.

Besides, by the materials of wells geophysical investigations in Devonian series section two more productive groups of strata D_3-1 and D_3-3 are singled out. They are of the analogous lithological composition and



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки D_3-2 (франський ярус)
за В.Д. Івановою, 1989 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing group of strata D_3-2 (Frasnian stage)
by V.D. Ivanova, 1989



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за В.Д. Івановою, 1989 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by V.D. Ivanova, 1989

Д₃-3 аналогічного літологічного складу відповідно у покрівлі та підшві франського ярусу. При випробуванні випробувачем на трубах у свердловині 2 нижньої частини пачки Д₃-1 (інт. 2826–2938 м) отримано слабкий приплив нафти. З пачки Д₃-3, незважаючи на неодноразові солянокислотні обробки, пластових флюїдів не отримано.

Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації.

are located accordingly in the top and in the floor of Frasnian stage. During testing by pipe tester in well 2 of the group D₃-1 lower part (interval 2826–2938 m) small oil influx was obtained. From the group D₃-3 no formation fluids were obtained, despite the repeated hydrochloric acid treatments.

The field has not been finished by prospecting and is now in the temporary closing.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
РОЗЧИНЕНІ ГАЗИ DISSOLVED GASES															
Д ₃ -2 D ₃ -2		696,0			84,98	4,69	1,34	0,42	0,23	0,16	0,13	–	0,56	7,37	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
Д ₃ -2 D ₃ -2	CH SNa	61,07	1043,6	$\frac{7,25}{8,21}$			1,01	36,5	161,9	58,4		23,4

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяння покровів горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск Formation pressure initial		Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produc- tion, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C, Initial recoverable reserves, cat. A+B+C, розчи- неного газу, млн. м ³ oil, th. t dissol- ved gas, mln. m ³	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- -МПа, Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- -MPa, from/to	Гідропр- відність, 1·10 ⁻¹¹ м ² /Па·с, від/до Hydrocol- ductivity, 1·10 ⁻¹¹ m ² /Pa·s, from/to	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir					вели- чина, МПа value, MPa	глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m								
D ₃	D ₃₋₂	3100	-3206	138	Плост. склп.	Водо- напір.	100 130	8	0,08 0,11	0,10	Карб. тріщ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,80	33,0	3107	351	2,3	0,15	500	—	86,8		
D ₃	D ₃₋₂																					

Разом /At all/:

500

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity	Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск на- сичення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефіцієнт усадки Shrinkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %	Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		Тип нафти Oil type						
							застига- ння solidifi- cation	початку кипіння boiling point		ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623		623- 623	623- 623	пара- фіни para- ffins	смоли pitchs	асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur
D ₃₋₂	D ₃₋₂	862,3	15,8			0,95	298	368	8,0	18,5	34,0	50,5	74,0	12,0	10,0	26,0	0,18					

ОДЕСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ ODESA GAS FIELD

$$ВГ(FG) \frac{11199}{11199}$$

У консервації
In the conservation

Родовище розташоване у північно-західному шельфі Чорного моря на відстані 130 км від м. Одеса і 150 км від смт Чорноморське. У тектонічному відношенні воно приурочене до західної центрикліналі Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Одеська структура підготовлена до глибокого буріння по палеоценових та еоценових відкладах сейсмічними дослідженнями МСГТ у 1986 р. У 1987 р. тут пробурена свердловина 1, у якій при випробуванні еоценових пісковиків (інт. 628–641 м) отримано приплив газу 56,7 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 10 мм при буферному тиску 4,2 і затрубному – 4,5 МПа. У свердловині 2 газ одержано із верхньопалеоценових пісковиків (інт. 1408–1436 м). Дебіт його через діафрагму діаметром 12 мм досягав 83,5 тис. м³/добу при буферному тиску 5,0 і затрубному – 5,3 МПа. У свердловині 4 приплив газу з нижньопалеоценових вапняків (інт. 1570–1594 м) через діафрагму діаметром 16 мм склав 362,0 тис. м³/добу при буферному тиску 10,0 і затрубному – 13,0 МПа.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1988 р. Запаси остаточно ще не підраховувалися.

У геологічній будові Одеської структури беруть участь теригенні та карбонатні породи крейди, палеогену та неогену.

За матеріалами буріння і сейсморозвідки Одеське підняття по еоценовому продуктивному горизонту являє собою антикліналь північно-східного простягання з розмірами 11 x 8 км по ізогіпсі –800 м і висотою близько 200 м. Північно-західне крило структури ускладнене тектонічними порушеннями типу скиду з амплітудою близько 50 м. Виділяються два склепіння: північно-східне і південно-західне.



The field is situated in the north-western part of the Black Sea shelf, 130 km from the town of Odessa and 150 km from the settlement of Chornomorske. Tectonically it belongs to the western centricline of the Karkinit-Northern Crimean deep.

Odesa structure was prepared for deep drilling in 1986 by Paleocene and Eocene deposits by seismic investigations of common-depth-point. In 1987 here well 1 was drilled, in it during testing Eocene sandstones (interval 628–641 m) gas influx 56,7 th. m³/day was obtained with 10-mm diaphragm, at buffer pressure 4,2, annulus one –4,5 MPa. In well 2 gas was obtained from Upper Paleocene sandstones (interval 1408–1436 m). Its production with 12-mm diaphragm reached 83,5 th. m³/day at buffer pressure 5,0 and annulus one – 5,3 MPa. In well 4 gas influx 362,0 th. m³/day was obtained from Lower Paleocene limestones (interval 1570–1594 m) with 16-mm diaphragm, at buffer pressure 10,0 and annulus one – 13,0 MPa.

The field was taken on the State balance in 1988. The reserves have not yet been calculated definitely.

In the Odessa geological structure terrigenous and carbonate rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene take part.

By drilling and seismic survey data Odessa uplift by Eocene producing horizon represents itself an anticline of the north-eastern strike with the size 11 x 8 km by isohypse –800 m and depth about 200 m. The structure north-western flank is complicated with tectonical deformation like fault with amplitude about 50 m. Two arches are singled out: the north-eastern and the south-western one.

Producing horizons E-1 and UP are represented by fine-grained sandstones. The bed LP is composed with pelitomorphic sandy fissured limestones. The reservoirs

Продуктивні горизонти Е-1 і ВП представлені дрібнозернистими пісковиками. Пласт НП складений пелітоморфними ліщанистими тріщинуватими вапняками. Колектори порові в першому випадку і тріщинно-порові – у другому. Поклади газу пластові склепіні тектонічно екрановані. Режим їх водонапірний. Родовище завершене розвідкою і знаходиться в консервації. Необхідні кошти для будівництва газопроводу та буріння експлуатаційних свердловин.

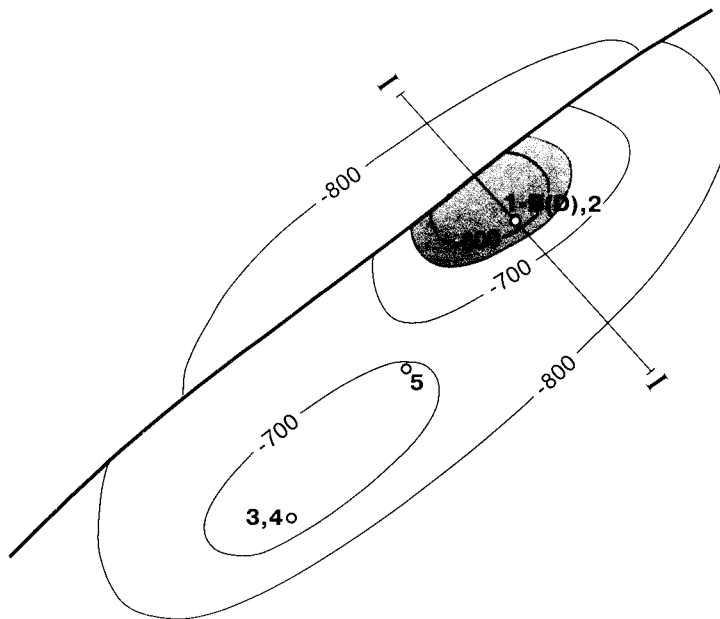
are porous in the first case and fissured-porous – in the second one. Gas pools are formational, arched, tectonically screened. Their regime is water drive.

The field is completed by prospecting and is in the conservation. The costs are necessary for gas pipeline building and for the development wells drilling.

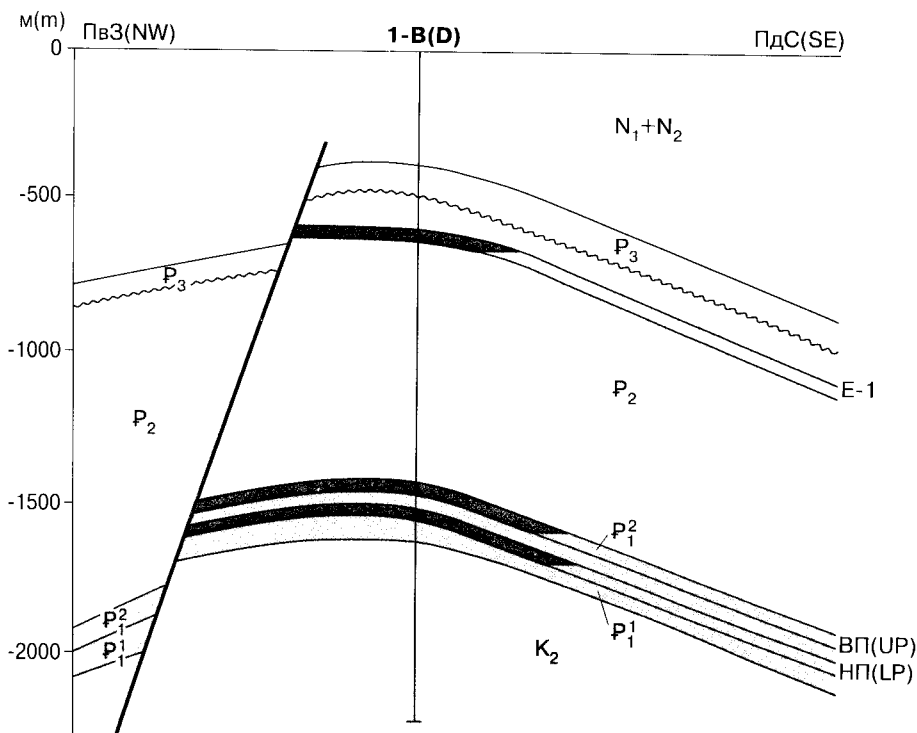
СТРУКТУРНА КАРТА
 покрівлі продуктивного горизонту Е-1
 за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
 The top of producing horizon E-1
 by B.M. Polukhtovych, 1994

2000 м(m) 0 4 8 км(km)

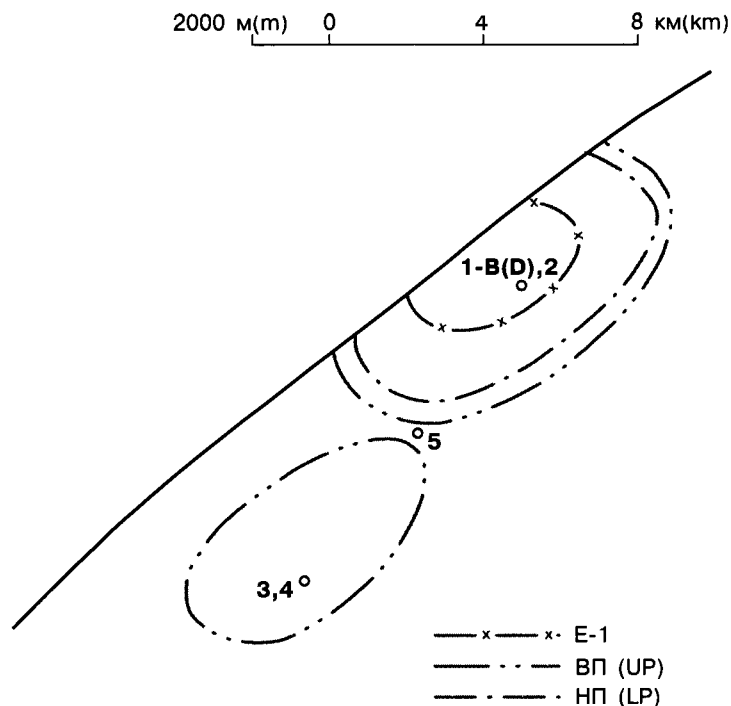


1000 м(m) 0 2 4 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
 ПО ЛІНІЇ I-I
 за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION
 ALONG I-I LINE
 by B.M. Polukhtovych, 1994



ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

COMPARISON OF THE GAS POOLS CONTOURS
by B.M. Polukhtovych, 1994

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
E-1		0,5639		33039	98,3	0,31	-	-	-	-	-	-	0,34	1,04	-
ВП UP		0,5600		33100	98,4	0,35	-	-	-	-	-	-	0,35	0,80	-
НП LP		0,5600		33139	98,5	0,36	-	-	-	-	-	-	0,38	0,74	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяня покрівлі продук- тивного горизонту, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизон- ту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							від/до відра- хунко- вий from/to	ефек- тивна, від/до effective, from/to				абсо- лютно вільний absolu- tely free	робочий working	
P ₂	E-1	400	-616	200	Пласт. склеп. екран. Form. arch. tect. scr.	Водо- напір. Water drive	13 20	4,9 6,0	5,0	0,20 0,30	0,25	0,40	7,0			56,7			170	42,5		
P ₁	ВП UP	1400	-1595	190	Те саме The same	Те саме The same	28 40	22,1 26,1	25,0	0,206 0,245	0,22	0,40	16,5			83,5			10779	380,9		
P ₁	НП LP	1500	-1675	170	"	"	20 30	5,0 8,0	7,2	0,10 0,18	0,14	0,53	18,7			362,0			250	96,2		

Разом /At all/:

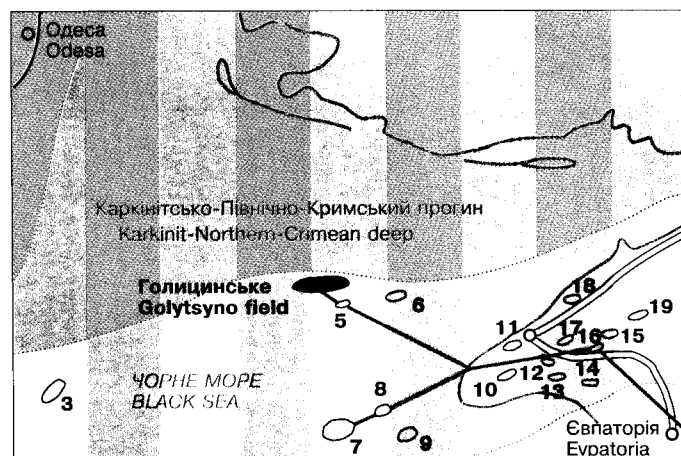
11199

ГОЛИЦИНСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

GOLYTSYNO GAS-CONDENSATE FIELD

ВГ (FG) $\frac{11896}{11896}$ 7155 К(С) $\frac{500}{330}$ 212

У розробці
In the development



Родовище розташоване в межах чорноморського шельфу України на відстані 130 км від м. Одеса. Воно входить до Південно-Каркінітської тектонічної зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

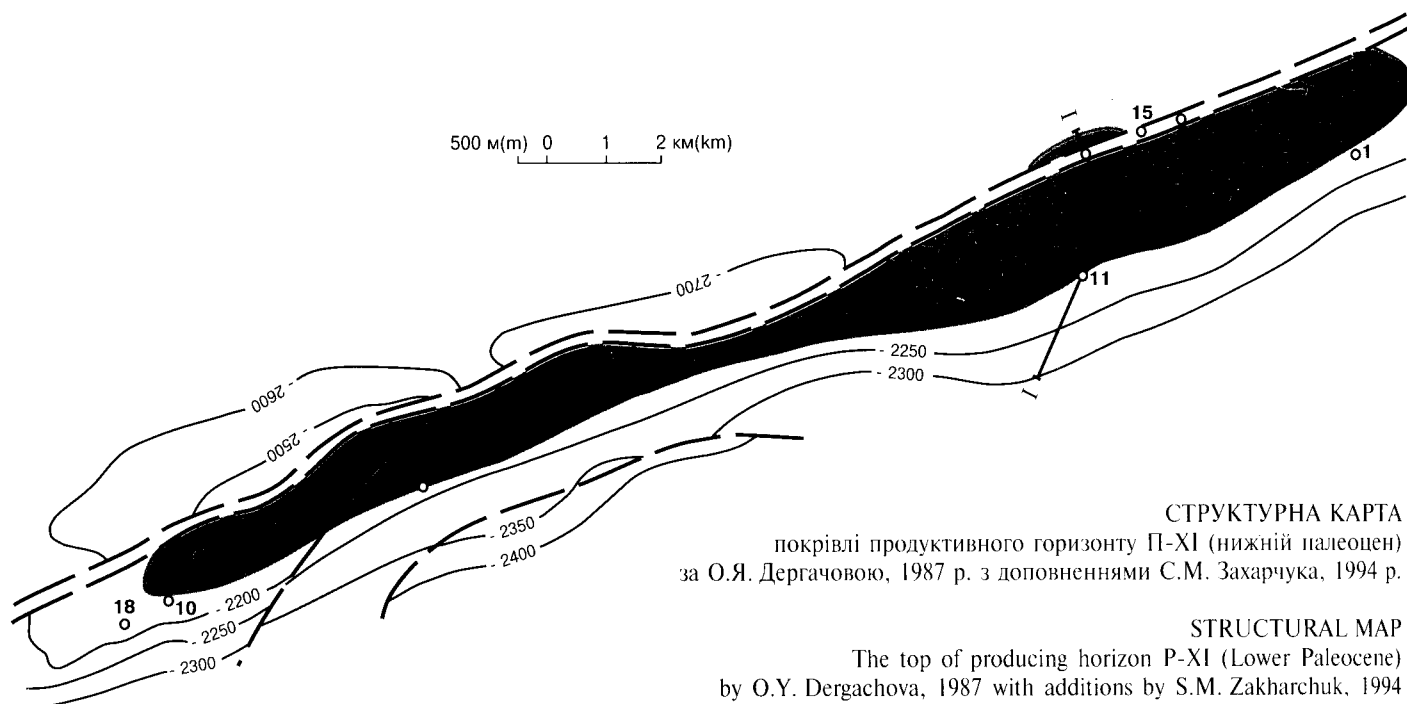
Структура виявлена сейсморозвідкою МВХ в 1964 р. і в 1967 р. підготовлена до пошукового буріння по опорному відбиваючому горизонту, приуроченому до майкопської серії. Будову складки деталізовано МСГТ у 1972–1973, 1985–1986 і 1990 рр., а також при переінтерпретації сейсмічних матеріалів, зокрема в 1974–1975 рр.

Пошукове буріння розпочато в 1971 р. на сході структури. Промислові припливи газу одержано в 1975 р. у свердловині 7, яка стала відкривачкою першого родовища вуглеводнів в українському секторі

The field is situated in the limits of the Ukraine Black Sea shelf, 130 km from the town of Odessa. It belongs to the Southern Karkinit tectonical zone of the Karkinit-Northern-Crimean deep.

The structure was discovered in 1964 by seismic survey of reflection method. In 1967 it was prepared for exploration drilling by the key reflector of Maykopian series. The fold structure was detailed by common-depth-point method in 1972–1973, 1985–1986 and 1990, and also at reinterpretation of seismic materials, in particular obtained in 1974–1975.

Exploration drilling began in 1971 in the east of the structure. Commercial gas influxes were obtained in 1975 in well 7, which discovered the first hydrocarbon field in the Black Sea Ukrainian sector. During its tes-

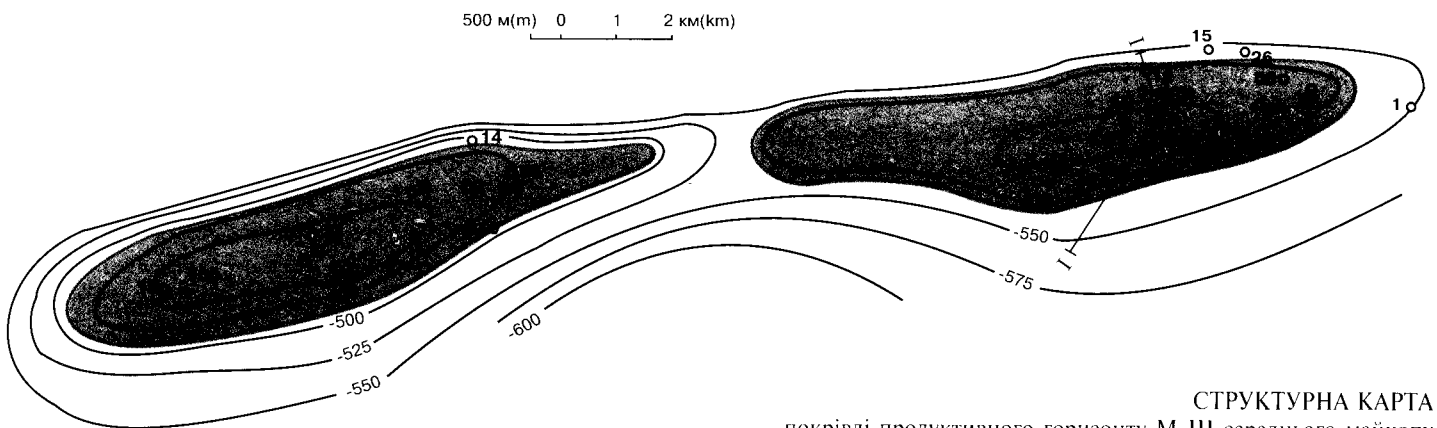


СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту П-ХІ (нижній палеоцен)
за О.Я. Дергачовою, 1987 р. з доповненнями С.М. Захарчука, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon P-XI (Lower Paleocene)
by O.Y. Dergachova, 1987 with additions by S.M. Zakharchuk, 1994

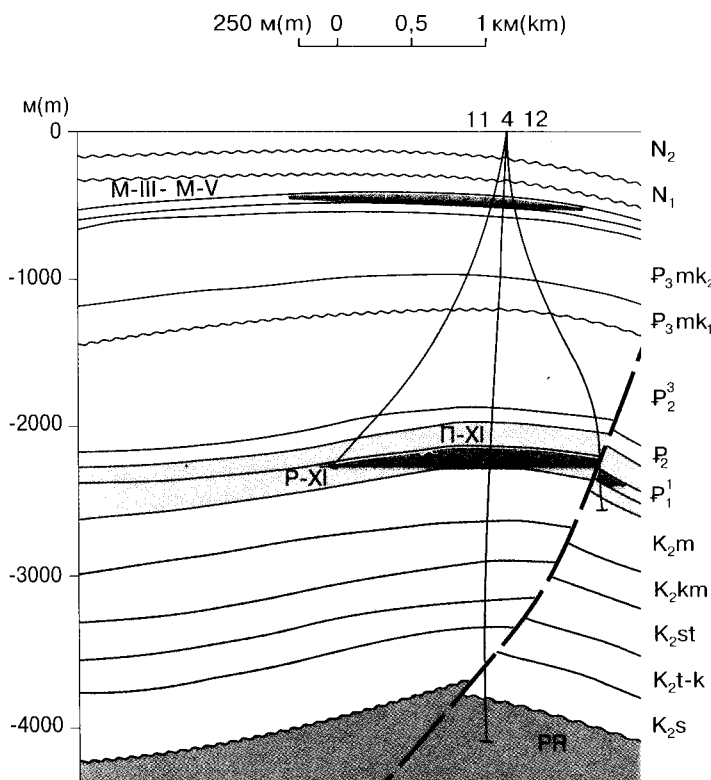
Чорного моря. При її випробуванні виявлено три продуктивних майкопських горизонти: М-V, М-IV і М-III. З першого (інт. 599–607 м) дебіт газу становив 73,2 тис. м³/добу через 8,1-мм діафрагму при буферному тиску 6,16 і пластовому – 6,75 МПа, з другого (інт. 563–571 м) – 30,8 тис. м³/добу через 8,1-мм діафрагму при тисках 3,03 і 6,17 МПа відповідно. З інтервалу 520–537 м (горизонт М-III) приплив газу через таку ж діафрагму досягав 54,9 тис. м³/добу при буферному тиску 5,3 і пластовому – 6,22 МПа. Продуктивність нижньопалеоценових утворень вперше доведена у 1976 р. при випробуванні свердловини 9. У

ting three productive Maykopian horizons were established: M-V, M-IV, M-III. From the first horizon (interval 599–607 m) gas production was 73,2 th. m³/day with 8,1-mm diaphragm, at buffer pressure 6,16 and formation one – 6,75 MPa, and from the second (interval 563–571 m) – 30,8 th. m³/day with 8,1-mm diaphragm, at pressures 3,03 and 6,17 MPa correspondingly. From the interval 520–537 m (horizon M-III) gas influx was 54,9 th. m³/day with the same diaphragm, at buffer pressure 5,3 and formation one – 6,22 MPa. Productivity of Lower Paleocene formations was proved in 1976 during testing well 9. In it from the interval 2148–



СТРУКТУРНА КАРТА
 покрівлі продуктивного горизонту М-III середнього майкопу
 за О.Я. Дергачовою, 1987 р.

STRUCTURAL MAP
 The top of Middle Maykopian producing horizon M-III
 by O.Y. Dergachova, 1987



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
 за О.Я. Дергачовою і В.В. Гайдуком, 1982 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
 by O.Y. Dergachova and V.V. Gayduk, 1982

ній з інтервалу 2148–2184 м (горизонт П-ХІ) одержано газ з конденсатом дебітом 433,2 тис. м³/добу через 12-мм діафрагму при вибійному тиску 30,5 і пластовому – 36,08 МПа.

Всього на родовищі пробурено 17 пошукових і розвідувальних свердловин. Воно прийняте на Державний баланс у 1975 р. Запаси газу і конденсату підраховано в 1976, 1982, 1987 і 1991 рр.

Платформений чохол структури представлений карбонатними і теригенними утвореннями крейди, палеогену і неогену-антропогену, товщина яких становить 1500, 2000 і 350 м відповідно.

По відкладах палеоцену структура являє собою субширотну антикліналь розміром 22x2,5 км і висотою 130 м. Круте північне крило ускладнене зоною підкиду з амплітудою 50–100 м. На її південному крилі кути падіння порід становлять 5–6 градусів. У склепінній частині ізогіпсою –2150 м оконтурено три куполи. Вверх по розрізу висота антикліналі та амплітуда розривних порушень зменшуються. По породах олігоцену складка має розміри 22,5x4 км і висоту 100 м по ізогіпсі –550 м покрівлі горизонту М-ІІІ. Північне її крило круте із зоною флексурно-розривних порушень, південне – широке і пологіе з кутами падіння до 3 градусів. Склепінна частина ускладнена двома куполами.

Родовище багатопластове. Промислова газоносність пов'язана з карбонатними утвореннями нижнього палеоцену (горизонт П-ХІ) і трьома піщано-алевритистими пачками майкопської серії. Газоконденсатний поклад цього горизонту масивно-пластовий склепінний

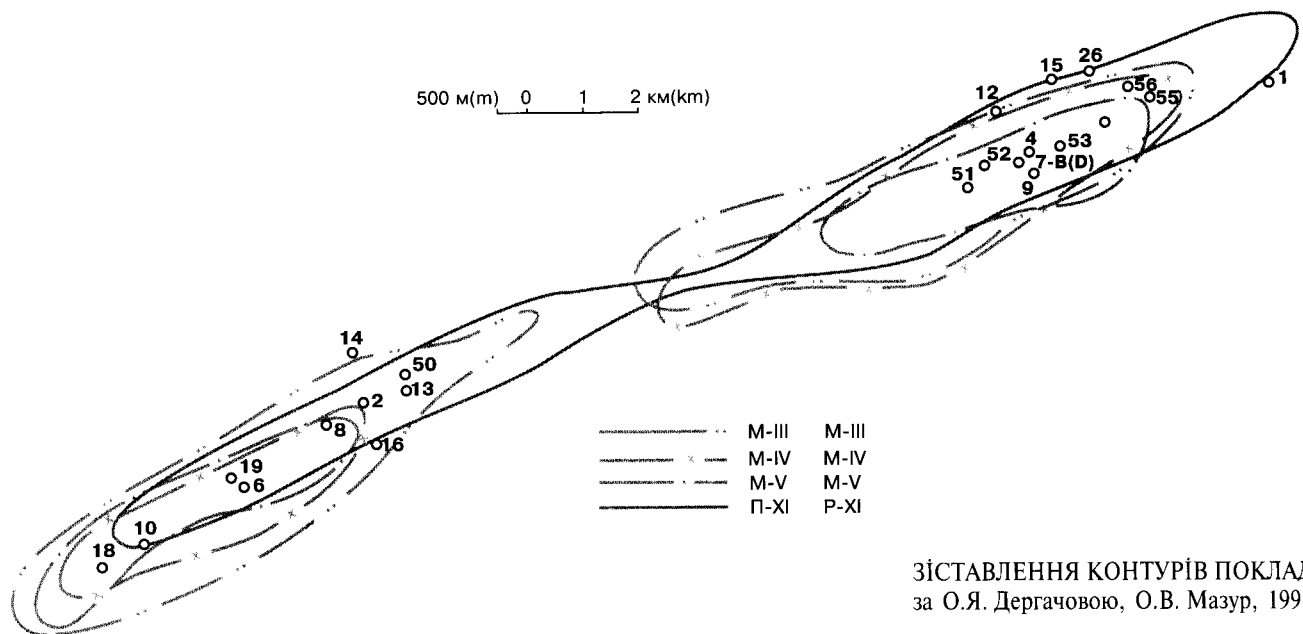
2184 m (horizon P-XI) the gas and condensate influx 433,2 th. m³/day was obtained with 12-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 30,5 and formation one – 36,08 MPa.

In all in the field 17 wildcats and prospecting wells were drilled. It was taken on the State balance in 1975. Gas and condensate reserves were calculated in 1976, 1982, 1987 and 1991.

The structure platform cover is represented by carbonate and terrigenous formations of Cretaceous, Paleogene and Neogene-Anthropogene, their thicknesses are 1500, 2000 and 350 m correspondingly.

By Paleocene deposits the structure represents a sublatitudinal anticline with the size 22x2,5 km and the depth 130 m. The steep northern flank is complicated with the zone of overfault with amplitude 50–100 m. In its southern flank the rocks angles of dip are 5–6 degrees. In the arched part the isohypse –2150 m contoured three domes. Up the section the anticline depth and the amplitude of disjunctive deformations decrease. By Oligocene rocks the fold has the size 22,5 x 4 km and the depth 100 m by isohypse –550 m of the top of horizon M-III. Its northern flank is steep with the zone of flexure-disjunctive deformations, the southern one – broad and gentle with angles of dip to 3 degrees. The arched part is complicated with two domes.

The field is multilayered. Commercial gas-bearingness is connected with carbonate formations of Lower Paleocene (horizon P-XI) and with three sandy-aleuritic groups of strata of Maykopian series. Gas-condensate



ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ ПОКЛАДІВ
за О.Я. Дергачовою, О.В. Мазур, 1991 р.

COMPARISON OF THE POOLS CONTOURS
by O.Y. Dergachova, O.V. Mazur, 1991

тектонічно екранований. Основна частина запасів сконцентрована в пісковикоподібних органогенно-детритових вапняках – колекторах тріщинно-порового типу з високими ємкісними і фільтраційними властивостями на сході родовища. В майкопських горизонтах скупчення газу пластові склепінні з різновисотним положенням газо-водяних контактів у західному і східному куполах антикліналі. Колектори теригенні порового і тріщинно-порового типів. Режим покладів газовий і пружноводонапірний.

Дослідно-промислову експлуатацію розпочато з палеоценового газоконденсатного скупчення у квітні 1983 р. У 1987 р. родовище введено в промислову розробку з горизонтів П-ХІ, М-V, а з 1992 р. – і М-ІІІ. В експлуатації знаходиться 21 свердловина. У 9 з них видобувається газ з палеоценових порід, у 12 – з майкопських.

Розробка газоконденсатного покладу знаходиться на завершальній стадії. Видобуто 6562 млн. м³ газу і 212,9 тис. т конденсату. З майкопських горизонтів вилучено близько чверті запасів (593 млн. м³ газу). Складність експлуатації свердловин полягає в утворенні піщаних і грязьових пробок у стовбурі, збільшенні фільтраційних опорів у привибійній зоні.

pool of this horizon is massive-formational, arched, tectonically screened. Main part of the reserves is concentrated in sandstone-like organogenic-detritic limestones – reservoirs of fissured-porous type with high filter-capacity properties in the east of the field. In Maykopian horizons gas accumulations are formational, arched. Gas-water contacts are at different heights in the western and eastern domes of the anticline. The reservoirs are terrigenous, porous and fissured-porous. The pools regime is gaseous and elastic-water drive.

Test-commercial exploitation began with Paleocene gas-condensate accumulation in April, 1983. In 1987 the field was brought into commercial development, beginning with horizons P-XI, M-V, and in 1992 – M-III. In the exploitation there are 21 wells. In 9 of them gas is extracted from Paleocene deposits, in 12 – from Maykopian.

The field development is at final stage. Here 6562 mln m³ of gas and 212,9 th. t of condensate were extracted. From Maykopian horizons about one fourth (593 mln m³ of gas) of the reserves were recovered. The complicity of wells exploitation is in the forming of sand and mud plugs in the hole and increasing of filter resistance in the bottom-hole zone.

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, МПа Pressure, MPa	
			річний annual	накопичений cumulative		річний annual	накопичений cumulative	пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1983	5	483,7	338	350	2,9	9,887	9,887	35,5	7,7 / 23,5
1984	5	384,1	682	1032	8,7	27,103	36,990	24,2 / 35,4	13,7 / 20,0
1985	6	404,2	849	1881	15,8	33,106	70,096	20,6 / 32,0	13,6 / 14,8
1986	10	417,8	1041	2922	24,6	39,606	109,702	19,7 / 26,1	8,9 / 11,5
1987	10	325,6	1035	3957	33,3	42,063	151,765	19,1 / 24,3	7,7 / 11,4
1988	16	187,3	919	4876	41,0	28,225	179,990	5,9 / 20,0	5,4 / 8,5
1989	15	140,9	666	5542	46,6	14,442	194,432	4,6 / 16,4	4,4 / 8,7
1990	15	98,3	506	6048	50,8	8,519	202,951	4,0 / 15,1	3,8 / 5,3
1991	16	73,5	416	6464	54,3	4,471	207,422	3,9 / 14,0	3,4 / 4,1
1992	18	53,3	381	6848	57,6	4,146	211,568	3,8 / 12,7	3,4 / 4,0
1993	17	49,6	305	7155	60,1	1,356	212,924	3,8 / 11,5	3,4 / 4,0

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяня продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient, rated	Запаси початкові виготовні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²		
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								від/до від/до from/to	від/до від/до from/to						абсо- лютно вільний absolu- tely free	робо- чий working
P ₃ mk	M-III	480	-493,1 -529,4	70 35	Пласт. склеп. Form. arch.	Газ., пруж.- водо- напір. Gas., elast.- water drive	30,0 43,0	7,9 18,9	14,4	0,26 0,38	0,29 0,296	0,01 1200	пор., тріщ.- пор. Ter. por., fis.- por.	0,41 0,64	5,3 5,4	300 302	760	65,5 305,9			1378	-	131,1	
P ₃ mk	M-IV	555	-525 -569,5	20,5 32,6	Те саме The same	Те саме The same	10,7 11,6	3,0 5,9	2,9 3,2	0,26 0,36	0,265	0,01 50	Те same The same	0,7	5,8 6,1	303	655	30,8 81,0			472	-	69,7	
P ₃ mk	M-V	565	-551,8 -596,2	27,4 24	"	"	19,4 22,4	6,0 7,0	4,1 4,3	0,28 0,368	0,28 0,296	0,01 526	"	0,52 0,55	6,05 6,75	306	106,8 106,8			997	-	242,6		
P ₁	П-XI P-XI	2123	-2155 -2223	50 120	Мас.- пласт. склеп. Тект. екран. Мас.- форм. arch. tect. scr.	"	38 84	6,0 24,8	13,3 16,7	0,08 0,24	0,1 0,17	0,01 50	Карб. тріщ.- пор. Carb., fis.- por.	0,7 0,87	34,9 35,75	384 387	1170 493,4	106,0 493,4	39	5,0 7,5	0,49	9049	330	858,1

Разом /At all/:

11896 330

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
М-III		0,5594	–	33321	99,14	0,30	0,10	–	–	–	–		0,36	–	–
М-IV		0,5569	–		99,7	0,10	0,002	–	–	–	–		0,19	0,96	0,007
М-V		0,5568	–		99,72	0,15	0,009	0,005		–	–		0,12	0,4	0,001
П-XI Р-XI		0,609	39	35429	92,31	4,26	1,37	0,66		0,10		–	0,41	0,89	

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтенові naphthene	ароматичні aromatic	
П-XI Р-XI		786	1,11	338	15	38	70,5	90	96	100					0,35	0,033			

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
М-III	ХМ ClMg	34,90	1024,7				0,98	28,7	108,0	5,4			549
М-IV	ХК ClCa	28,56	1020,3				0,90	21,0	72,1	–			63,0
М-V	ХК ClCa	50,22	1036,2				0,80	69,8	172,8	43			140,4
П-XI Р-XI	ГКН Hyd.Car.Na	30,28	1021,0				1,055	30,7	713,0	127,7			25,2

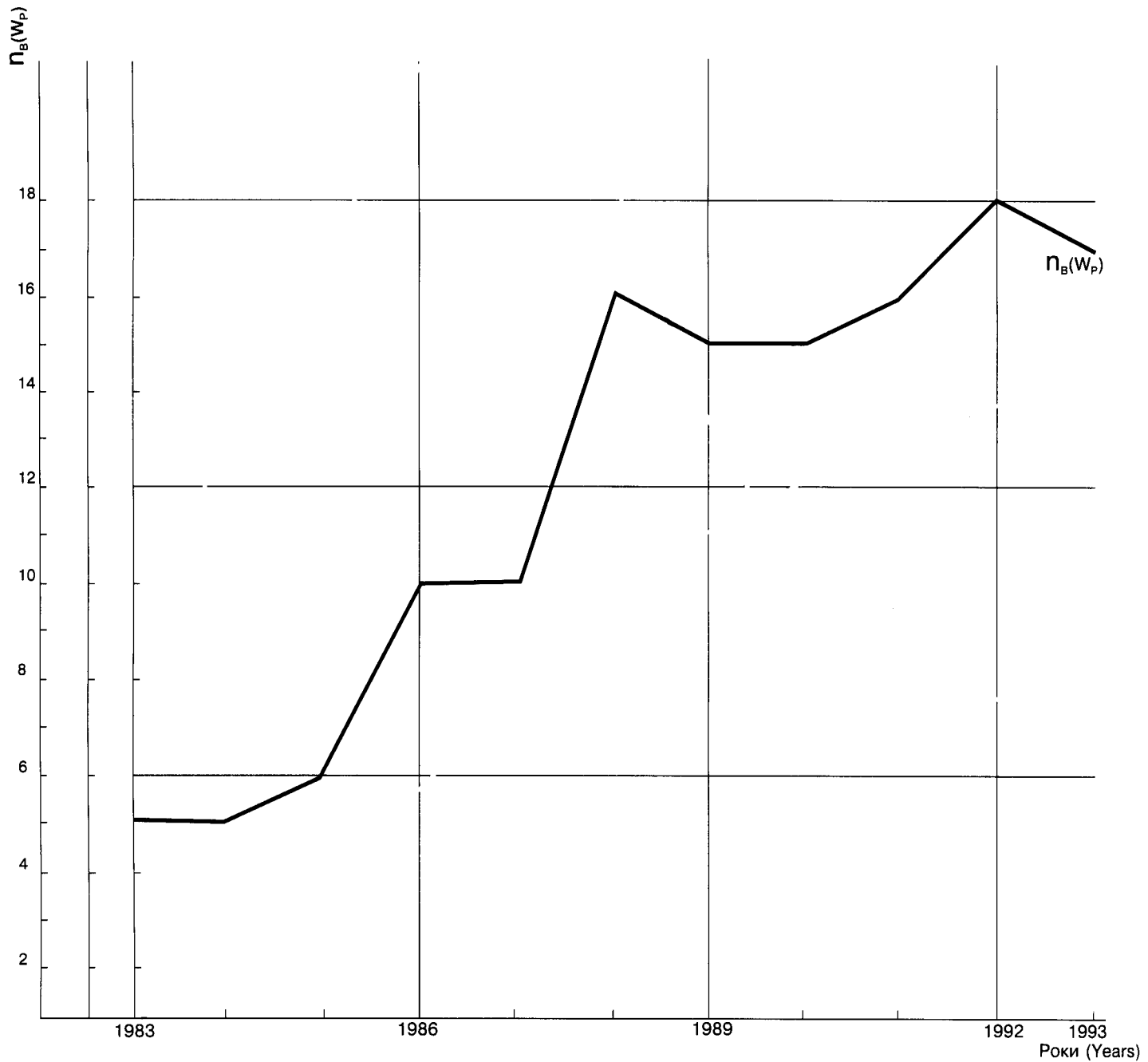
ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

$n_B(W_P)$ – Фонд видобувних свердловин, шт.
Fund of productive wells, number

Видобуток газу, млн. м³
Gas production, mln m³

$Q_{r(g)}$ – річний
annual

$\Sigma Q_{r(g)}$ – накопичений
accumulated



ПІВДЕННО-ГОЛИЦИНСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

SOUTHERN GOLYTSYNO GAS FIELD

$$\text{ВГ(FG)} \frac{1850}{1850}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в межах чорноморського шельфу України на відстані 60 км від смт Чорноморське. Воно приурочене до Південно-Каркінитської тектонічної зони Каркінитсько-Північно-Кримського прогину.

Структура встановлена і підготовлена до пошукового буріння сейсмозрозвідкою МСГТ у 1979 р. по відбиваючих горизонтах у палеогенових відкладах. У тому ж році розпочато бурові роботи. У 1981 р. при випробуванні свердловини 17 виявлено два газоносних горизонти (М-III і М-V) в майкопських утвореннях. З першого (інт. 591–627 м) приплив газу становив 66,5 тис. м³/добу через 11-мм діафрагму при вибієному тиску 3,78 і пластовому – 6,36 МПа, з другого (інт. 708–714 м) – 94,7 тис. м³/добу через 10,3-мм діафрагму при тисках відповідно 6,02 і 7,22 МПа.

Всього на родовищі пробурено сім пошукових і розвідувальних свердловин. На Державний баланс воно прийняте в 1981 р. Запаси газу підраховано в 1983 р.

У вивченій частині розрізу встановлені крейдові, палеогенові і неогенові-антропогенові карбонатні і теригенні утворення товщиною відповідно 2200, 950 і 460 м.

Структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання розміром 12х3,5 км і висотою 30 м по ізогіпсі –660 м покрівлі продуктивного горизонту М-V. Промислова газоносність пов'язана з двома піщано-алевроитовими горизонтами у верхній частині середнього майкопу. Колектори (піски, алевроліти, алевроїти) порові і тріщинно-порові. Поклади пластові склепінні. Скупчення газу горизонту М-III на західній перикліналі структури обмежене літологічно.

Родовище підготовлене до розробки і законсервоване.

The field is situated in the limits of the Black Sea shelf of Ukraine, 60 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the Southern Karkinit tectonical zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

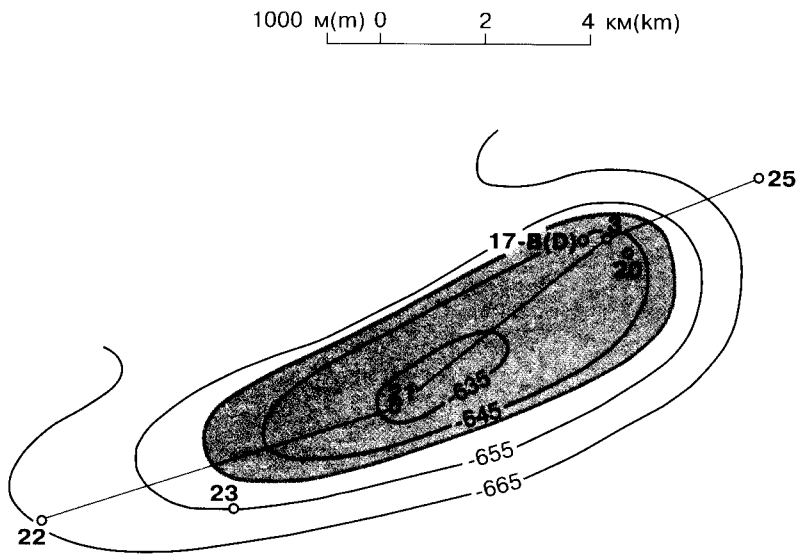
The structure was discovered and prepared for exploration drilling by seismic survey of common-depth-point method in 1979 by the reflectors in Paleogene deposits. The same year drilling works began. In 1981 during testing well 17 two gas-bearing horizons were established (M-III and M-V) in Maykopian formations. From the first horizon (interval 591–627 m) gas influx was 66,5 th. m³/day with 11-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 3,78 and formation one – 6,36 MPa, from the second horizon (interval 708–714 m) – 94,7 th. m³/day with 10,3-mm diaphragm with pressures 6,02 and 7,22 MPa correspondingly.

In all in the field seven wildcats and prospecting wells were drilled. On the State balance the field was taken in 1981. Gas reserves were calculated in 1983.

In the studied part of the section Cretaceous, Paleogene and Neogene-Anthropogene carbonate and terrigenous formations were discovered, their thicknesses are correspondingly 2200, 950 and 460 m.

The structure represents itself a brachyantycline of sublatitudinal strike, its size is 12x3,5 km and depth – 30 m by isohypse –660 m of the top of producing horizon M-V. Commercial gas-bearingness is connected with two sandy-aleurolite horizons in the upper part of Middle Maykopian. The reservoirs (sands, aleurolites, aleurites) are porous and fissured-porous. The pools are formational, arched. Gas accumulations of horizon M-III in the structure western pericline are lithologically limited.

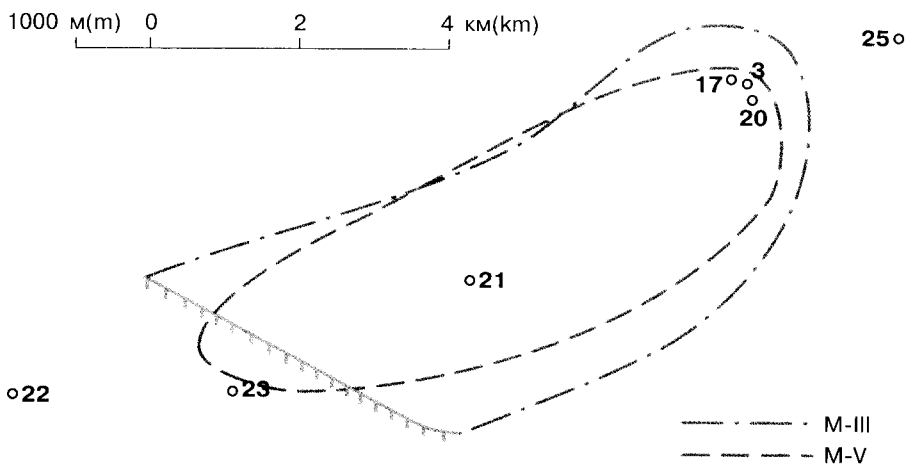
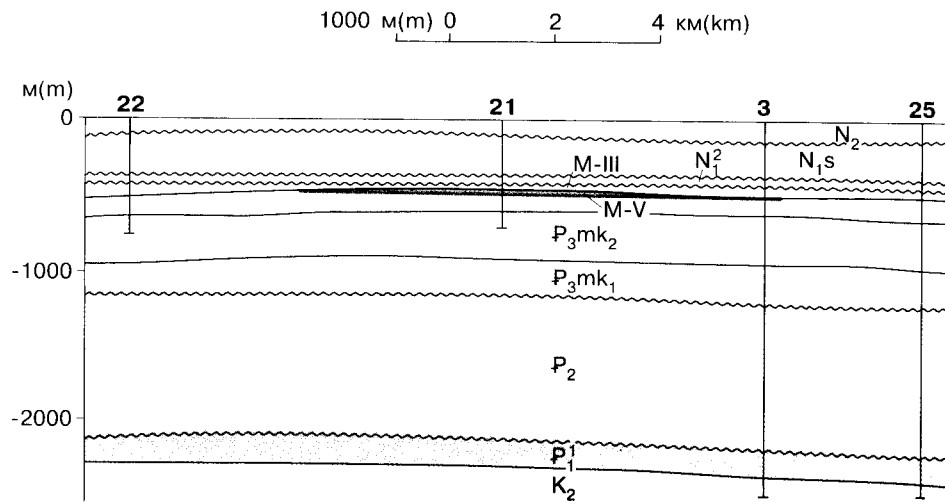
The field has been prepared for development and is under conservation now.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту М-V середнього
майкопу за О.Я. Дергачовою, 1982 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Middle Maykopian producing horizon M-V
by O.Y. Dergachova, 1982

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
ПО ЛІНІЇ I-I
за О.Я. Дергачовою, 1982 р.
GEOLOGICAL SECTION
ALONG I-I LINE
by O.Y. Dergachova, 1982



ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ
ПОКЛАДІВ
за О.Я. Дергачовою, 1982 р.

COMPARISON OF THE POOLS
CONTOURS
by O.Y. Dergachova, 1982

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зона покривлі продук- тивного горизон- ту, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсо- лютна глибина контакту, м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satua- tion coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel/km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							абсо- лютно вільний working, from/to	абсо- лютно вільний working, from/to					
P ₃ mk ₂	M-III	575	-571,3	21,7	Пласск. Form. arch.	Газ., пруж.- водо- напір. Gas., elast.- water drive	28,5 34,0	4,0 9,4	4,3	0,247 0,332	0,27	0,44	6,5	312,5	7 134,8	-	-	700	34,1		
P ₃ mk ₂	M-V	657	-647	13,4	Те саме The same	Те саме The same	16,6 18,3	3,2 4,2	4,2	0,218 0,298	0,27	0,56	7,4		16,6 251,9	-	-	1150	58		

Разом /At all/:

1850

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
M-III		0,5589	–	35437	99,2	0,11	0,05			–	–		0,2	0,34	
M-V		0,559	–	35223	98,89	0,12	0,04			–	–		0,2	0,57	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
M-V	ХК ClCa	38,4	1028					77,6	172,6	8,4		

ШМІДТІВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ SHMIDT GAS FIELD

$$\text{ВГ(FG)} \frac{2729}{2729}$$

Підготовлене до розробки
Prepared for the development

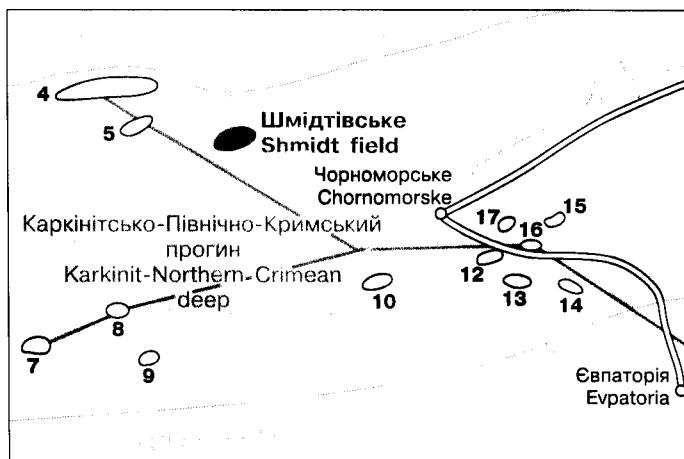
Родовище розташоване в межах чорноморського континентального шельфу України на відстані 38 км від смт Чорноморське. Воно входить до Південно-Каркінітської тектонічної зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1962–1964 рр. сейсморозвідкою МВХ у палеогенових утвореннях і підготовлена до пошукового буріння детальними роботами МСГТ у 1973–1979 рр. по відбиваючих горизонтах у крейдових і палеогенових відкладах. Пошуково-розвідувальне буріння проводиться з 1979 р. При випробуванні у 1979 р. свердловини 25 з інтервалу 700–749 м (середній майкоп) приплив газу через діафрагму діаметром 12 мм становив 117,7 тис. м³/добу при вибійному тиску 6,2 і пластовому – 8,2 МПа, а з інтервалу 658–689 м (горизонт М-III майкопу) – 85,5 тис. м³/добу через таку саму діафрагму при тисках 5,79 і 7,85 МПа відповідно. У 1989 р. в свердловині 6 з інтервалу 2695–2740 м (нижній палеоцен) одержано газ з водою і конденсатом дебітом до 10 тис. м³/добу. При випробуванні верхньокрейдових карбонатних утворень у свердловинах 6 (інт. 2917–2974 м) і 9 (інт. 3124–3202 м) непостійні припливи газу досягали 108–260 тис. м³/добу, але вони швидко зменшувалися і згодом припинялися.

Всього на родовищі пробурено дев'ять пошукових і розвідувальних свердловин. У 1979 р. воно прийняте на Державний баланс. Запаси газу вперше підраховувалися у 1980 р. У 1983 і 1987–1990 рр. вони уточнювалися.

У вивченій частині розрізу встановлені верхньокрейдові, палеогенові і неогенові-антропогенові карбонатні і теригенні утворення з товщинами 700, 2400 і 530 м відповідно.

По відкладах майкопу структура являє собою брахіантикліналь північно-східного простягання роз-



The field is situated in the limits of the Black Sea continental shelf of Ukraine, 38 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the Northern Karkinit tectonical zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

The structure was discovered in 1962–1964 by seismic survey of reflection method in Paleogene formations and prepared for exploration drilling by detailed works of common-depth-point method in 1973–1979 by the reflectors in Cretaceous and Paleogene deposits. Exploration drilling has been carried out since 1979. During testing well 25 in 1979 from the interval 700–749 m (Middle Maykopian) gas influx 117,7 th. m³/day was obtained with 12-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 6,2 and formation one – 8,2 MPa, and from the interval 658–689 m (Maykopian horizon M-III) – 85,5 th. m³/day with the same diaphragm, at pressure 5,79 and 7,85 MPa correspondingly. In 1989 in well 6 from the interval 2695–2740 m (Lower Paleocene) gas influx with water and condensate to 10 th. m³/day was obtained. During testing Upper Cretaceous carbonate formations in wells 6 (interval 2917–2974 m) and 9 (interval 3124–3202 m) unstable gas influxes reached 108–260 th. m³/day, but they quickly decreased and stopped at last.

In all in the field nine wildcats and prospecting wells were drilled. In 1979 it was taken on the State balance. Gas reserves were calculated in 1980 for the first time. In 1983 and 1987–1990 they were specified.

In the section's studied part the Upper Cretaceous, Paleogene and the Neogene-Anthropogene carbonate and terrigenous formations are established with the thicknesses 700, 2400 and 530 m correspondingly.

By Maykopian deposits the structure represents a brachyanticline of the north-eastern strike with the size 9,1x5,4 km and the depth 40 m by isohypse –680 m (horizon M-III). With depth its structure complicates

міром 9,1x5,4 км і висотою 40 м по ізогіпсі -680 м (горизонт М-III). З глибиною її будова ускладнюється розривними порушеннями, а склепінна частина зміщується на північний захід.

Родовище багатопластове. Промислова газоносність пов'язана з трьома піщано-алевритовими горизонтами у верхній частині середнього майкопу. Поклади пластові склепінні з газовим і пружноводонапірним режимами. Розміри і висота скупчень зменшуються з глибиною. Колектори порові і тріщинно-порові.

Газоконденсатні скупчення нижнього палеоцену та маастрихту пов'язані з тріщинно-поровими карбонатними колекторами. За типом вони масивно-пластові. Південною межею їх поширення є розривне порушення.

Проект розробки майкопських покладів підготовлено в 1992 р. Перспективи пошуково-розвідувальних робіт на більш глибокі горизонти вважаються низькими.

by disjunctive dislocations, and its arched part shifts to the north-west.

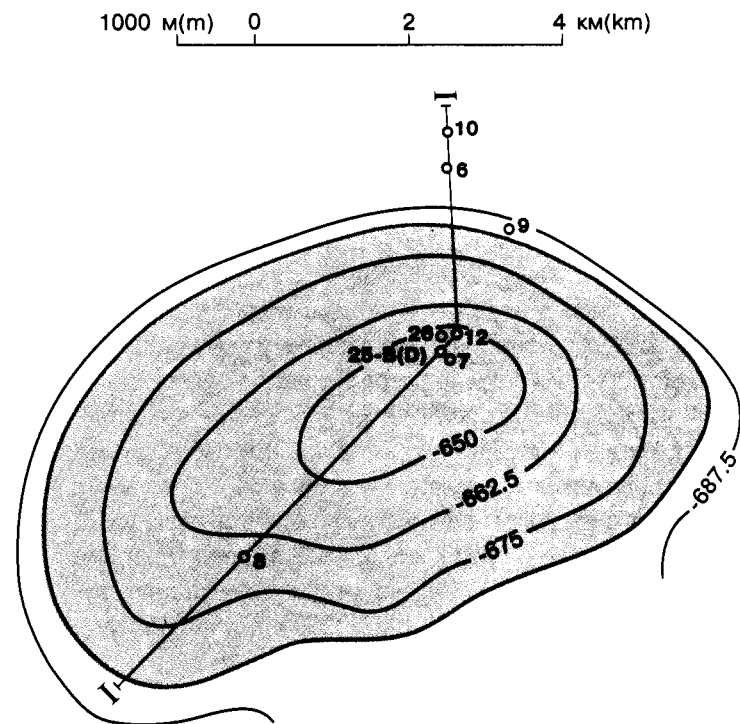
The field is multilayered. Commercial gas-bearingness is connected with three sandy-aleuritic horizons in the upper part of Middle Maykopian. The pools are formational, arched, with gaseous, elastic and water drive regimes. The sizes and the accumulations height become less with depth. The reservoirs are porous and fissured-porous.

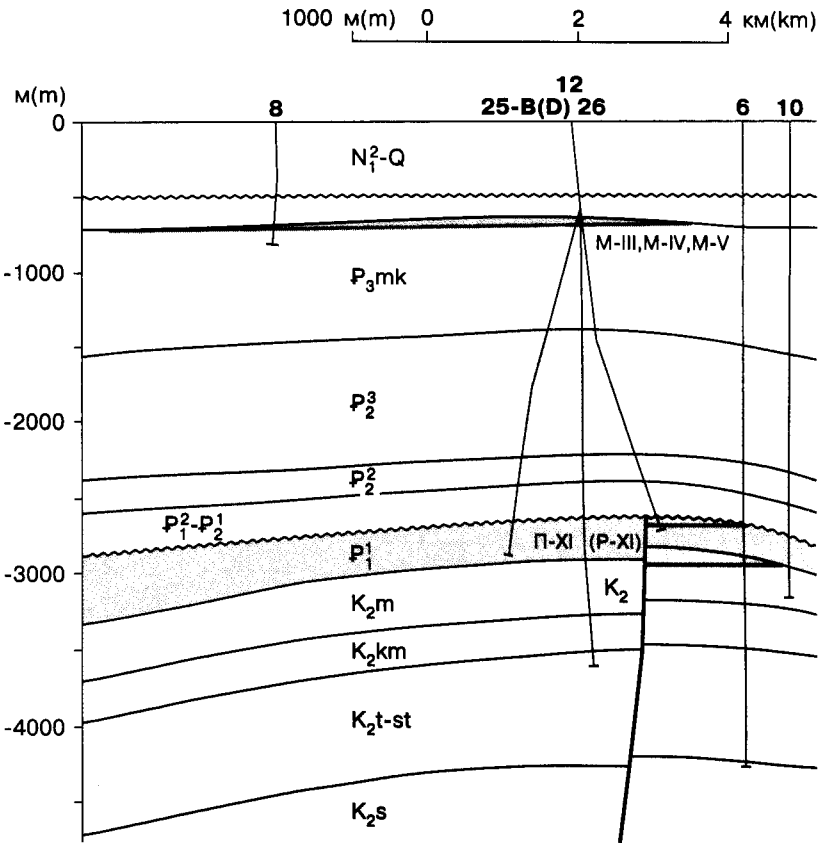
Gas-condensate accumulations of Lower Paleocene and Maastrichtian are connected. They are massive-formational. The southern border of their spreading is a disjunctive deformation.

The project of the Maykopian pools development was prepared in 1992. The perspectives of exploration works on deeper horizons are considered to be low.

СТРУКТУРНА КАРТА
покровлі продуктивного горизонту М-III
середнього майкопу
за О.Я. Дергачовою, 1988 р.

STRUCTURAL MAP
Top of the Middle Maykopian
producing horizon M-III
by O.Y. Dergachova, 1988

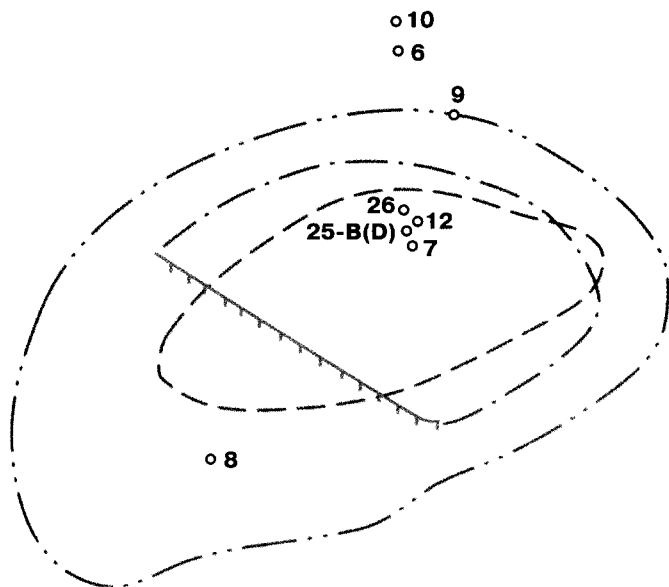




ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за О.Я. Дергачовою, 1982 р.,
з доповненнями С.М. Захарчука, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by O.Y. Dergachova, 1982,
with the additions of S.M. Zakharchuk, 1994

1000 м(м) 0 2 4 км(km)



— · — M-III
— · — M-IV
— M-V

ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ ПОКЛАДІВ
за Ю.І. Дьомушкіним, 1992 р.

COMPARISON OF THE POOLS CONTOURS
by Y.I. Diomushkin, 1992

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зона продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота поклади, м Pool depth, m	Тип поклади Pool type	Режим поклади Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- мі- ність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Permeability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Condensation beginning pressure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Condensation rate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Condensation recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	від/до from/to	підра- хунко- вий rated							абсо- лютно вільний absolutely free	робочий working					
P ₂ mk ₂	M-III	650	-680	41	Пласт. склеп. Form. arch.	Газ., пруж.- водо- напір. Gas., elast. water drive	10,6 21,2	2,2 14,3	11,6	0,24 0,34	0,75 2,58	Тер. пор., тріщ., пор. Ter. por., fis.- por.	0,39	7,85	-	313	78	-	-	-	2171	55,6	
P ₃ mk ₂	M-IV	690	-699	29	Пласт. склеп. лит. обм. Form. lith. limit.	Те саме The same	22,8 23,5	5,2 5,5	2,2 2,3	0,28 0,32	3,5 62,5	Те саме The same	0,38	8,26	-	316	45	-	-	-	309	79	
P ₃ mk ₂	M-V	700	-722,8	23,5	Пласт. склеп. Form. arch.	"	16,3 17,2	3,3 3,7	3,6	0,27 0,34	0,1 54,4	"	0,44	8,56	-	316	64,7	-	-	-	249	77	
P ₁	П-XI P-XI	2710	-2697,5	43,9	Мас.- пласт. склеп. текст. екран. Mas. form. arch. tect. scr.	"	49 62	12,5 18,4	15,8	0,026 0,2	0,01 24,6	Карб. тріщ., пор. Carb. fis.- por.	0,5	42	-	-	-	-	42	0,5	-	-	
K ₂ m	K ₂	2910	-2993,5	112,5	Те саме The same	"	80 84	48,9	42,8	0,04 0,194	0,01 0,21	Те саме The same	0,84	45	-	-	-	-	42	0,5	-	-	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
M-III		0,5628		33337	98,74	0,30	0,10					0,1	0,76		
M-IV		0,563		30500	98,67	0,30	0,05					0,55	0,43		
M-V		0,5603		30543	98,7	0,39	0,04	0,02				0,1	0,52		
П-XI P-XI		0,6329	42		90,03	5,0	1,28	0,7		0,33		1,98	0,68		
K ₂		0,6399	42		86,26	4,78	1,70	0,68		0,28		5,5	0,75		

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic	
K ₂		817,4	1,66	360	3,0	29,5	58,5	75,5	88,5	97,0									

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

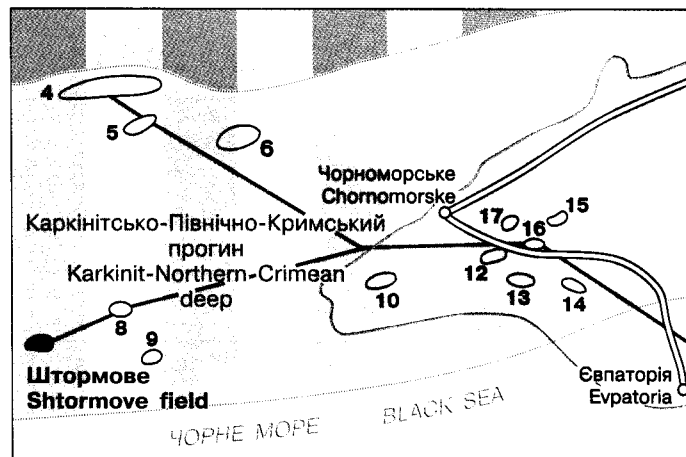
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Сулінім Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l						
								J	Br	B	K	NH ₄		
M-V	ХК ClCa	47,0	1031		2,548		0,85	64,5	171,5	9,3				

ШТОРМОВЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

SHTORMOVE GAS-CONDENSATE FIELD

$$\text{ВГ (FG)} \frac{16574}{16574} \text{ 9 К(С)} \frac{2139}{1272}$$

У розробці
In the development



Родовище розташоване у межах чорноморського шельфу України на відстані 82 км від смт Чорноморське. Воно входить до Північно-Кримської тектонічної зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена і підготовлена до пошукового буріння в 1978 р. сейсмічними роботами МСГТ по відбиваючих горизонтах, приурочених до відкладів палеоцену-еоцену. Пошуково-розвідувальне буріння проводилося в 1981–1994 рр. При випробуванні свердловини 1 в 1981 р. із інтервалу 1902–1970 м приплив газу становив 20,5 тис. м³ і конденсату – 4,8 м³ на добу через 6-мм діафрагму при буферному тиску 19,5 і пластовому – 25 МПа. Всього пробурено шість пошукових і розвідувальних свердловин.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1983 р. Запаси газу підраховані в 1985 і 1994 рр.

У вивченій частині розрізу встановлені верхньокрейдові, палеогенові, неогенові-антропогенові карбонатні і теригенні утворення товщиною 500, 1400 і 700 м відповідно.

Підняття розташоване в межах структурного носа, в центральній частині якого простежується широтна антикліналь розміром 9x2 км і висотою 115 м по замкнутій ізогіпсі –1875 м покривлі нижнього палеоцену. Кути падіння порід на її крилах 10–15 градусів. Більш круте південне крило, ймовірно, ускладнене дрібними розривними порушеннями. У склепінній частині, за даними сейсмозвідки, є два куполи, обмежені ізогіпсою –1800 м. Їх розділяє сідловина, що знаходиться між свердловинами 1 і 3. Антикліналь є частиною пастки, суттєву роль в утворенні якої відіграв структурний поріг на сході підняття.

Продуктивний горизонт П-ХІ (нижній палеоцен) представлений вапняками, переважно мікрокристалічними тріщинуватими, місцями органогенно-детритови-

The field is situated in the limits of the Ukraine Black Sea shelf, 82 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the Northern Crimean tectonical zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

The structure was discovered and prepared for exploration drilling in 1978 by seismic works of common-depth-point method by the reflectors of Paleocene-Eocene deposits. Exploration drilling was carried out in 1981 – 1994. During testing well 1 in 1981 from the interval 1902–1970 m (Lower Paleocene) gas influx was 20,5 th. m³ and condensate one – 4,8 m³/day with 6-mm diaphragm, at buffer pressure 19,5 and formation pressure 25 MPa. In all six wildcats and prospecting wells were drilled.

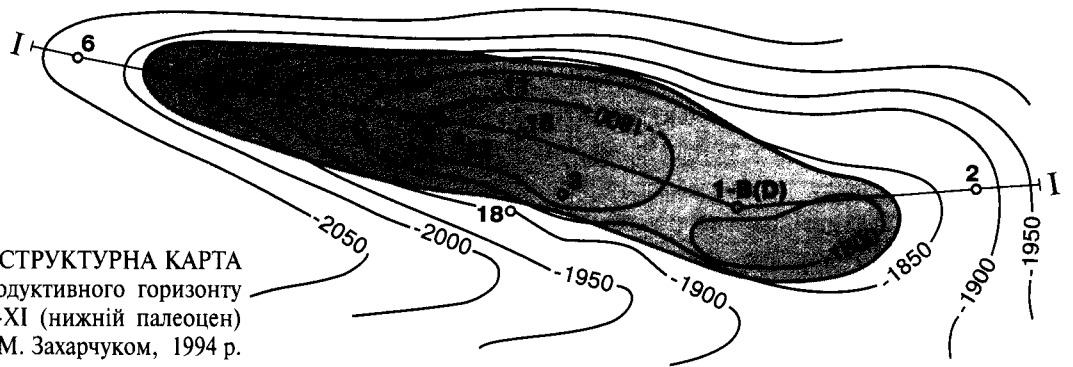
The field was taken on the State balance in 1983. Gas reserves were calculated in 1985 and 1994.

In the studied part of the section Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Anthropogene carbonate and terrigenous formations with the thicknesses 500, 1400 and 700 m correspondingly were discovered.

The uplift is located within the limits of a structural nose, in its central part a broad anticline is traced with the size 9x2 km and depth 115 m by closed isohypse –1875 m of the Lower Paleocene top. The angles of dip in its flanks are 12–15 degrees. Its southern flank is steeper and probably is complicated with small disjunctive deformations. In the arched part, by seismic survey data, there are two domes, limited with isohypse –1800 m. They are separated by a sag, which is between wells 1 and 3. The anticline is a part of the trap, which was formed with the help of structural threshold in the east of the uplift.

Producing horizon P-XI (Lower Paleocene) is represented with limestones, which are microcrystalline, fissured, in some places organogenic-detritic and

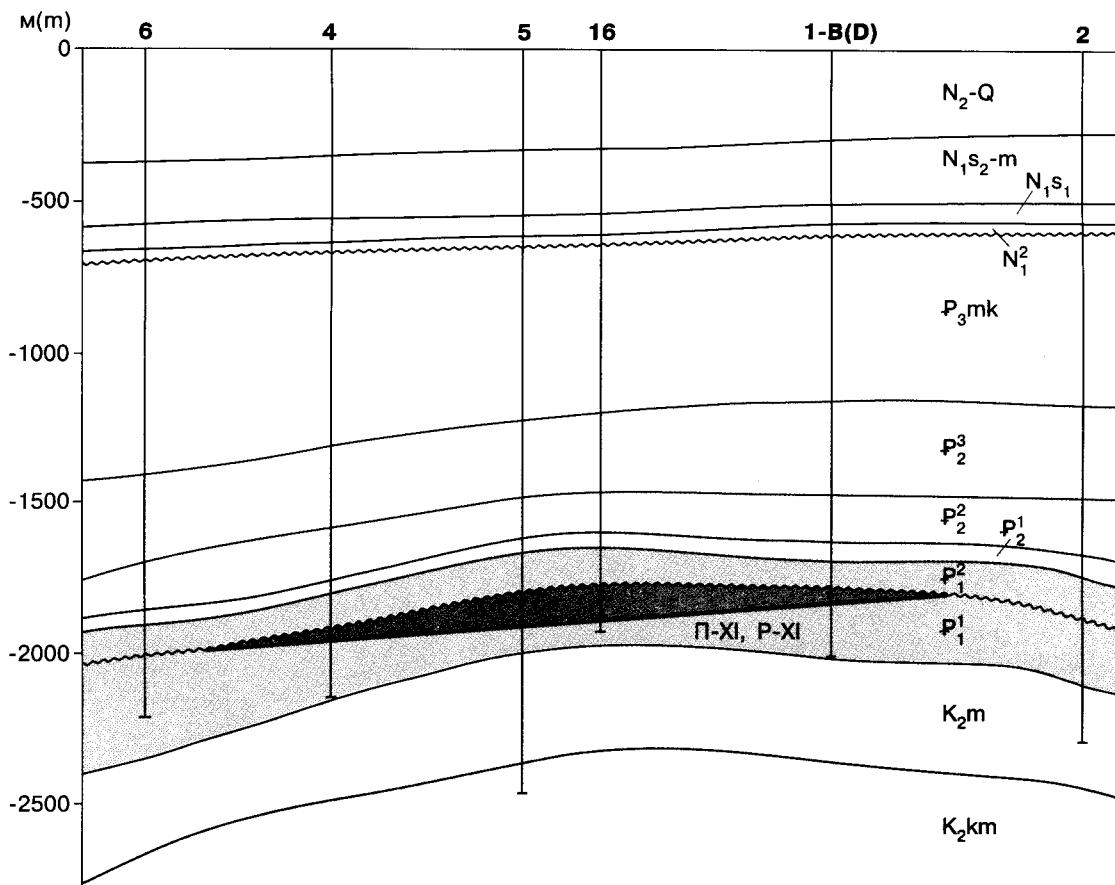
1000 м(m) 0 2 4 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту
П-ХІ (нижній палеоцен)
за Й.М. Головацьким і С.М. Захарчуком, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon P-XI (Lower Paleocene)
by I.M. Golovatsky and S.M. Zakharchuk, 1994

1000 м(m) 0 2 4 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Й.М. Головацьким і С.М. Захарчуком, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by I.M. Golovatsky and S.M. Zakharchuk, 1994

ми пісковикоподібними. Поклад масивно-пластовий склепінний з нахиленим на південний захід газо-водняним контактом. Градієнт його нахилу – понад 20 м на 1 км. Абсолютна глибина залягання поверхні ГВК змінюється від –1828,3 (св. 3) на сході родовища до –1981 м (св. 4) – на заході. Колектор карбонатний тріщинно-поровий з задовільними ємкісно-фільтраційними властивостями в центральній частині родовища. Режим покладу пружноводонапірний.

Дослідно-промислова розробка родовища розпочата в 1993 р. з морської стаціонарної платформи, з якої пробурено свердловини 11, 12, 16 і 17. Середній робочий дебіт їх 200 тис. м³/добу при депресіях 7–11 МПа. На 1.01.1994 р. видобуто 9 млн. м³ газу. Експлуатаційне буріння продовжується. Згідно з проектом розробки буде пробурено 16 свердловин з двох морських платформ.

sandstone-like. The pool is massive-formational, arched, with the gas-water contact inclined to the south-west. The gradient of its inclination is more than 20 m for 1 km. The bedding absolute depth of gas-water contact changes from –1828,3 (w. 3) in the east of the field to –1981 m (w. 4) – in the west. The reservoir is carbonate, fissured-porous, with satisfactory capacity-filter properties in the field central part. The pool regime is resilient-water drive.

The field test-commercial development began in 1993 with the marine stationary platform, where the wells 11, 12, 16 and 17 were drilled. Their average production is 200 th. m³/day at depressions 7–11 MPa. On 1.01.1994 here 9 mln m³ of gas were extracted. Development drilling continues. According to the project of development 16 wells will be drilled from two marine platforms.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНИЙ ГАЗ FREE GAS															
П-ХІ P-XI		0,674	193,64	38556	85,7	6,49	2,9	0,77	0,65	0,31	0,39	–	0,31	2,2	

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, 1·10 ⁻⁶ м ² /с Viscosity, 1·10 ⁻⁶ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373–423	423–473	473–523	523–573	573–623	623–КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic
П-ХІ P-XI	107	735	0,816	327	44,5	78	88,5	96	99				1,0		0,042			

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заягання покрівлі продук- тивного горизонту, м Bedding depth of the produc- ing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressu- re initial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вильу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								абсолютно вільний absolu- tely free	робочий working					
P ₁	П-ХІ P-XI	1800	-1828 -1981	221	Мас.- пласт. склеп. Mas.- form. arch.	Пруж.- водо- напір. Elast.- water drive	67 104	17,6 88,3	0,02 0,3	0,17 0,215	Карб. тріщ.- пор. Carb. fis.- por.	0,53 0,74	24,9 26,4	327,4	1092,8	200	193,64	26,3	0,596	16574	1272	783

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

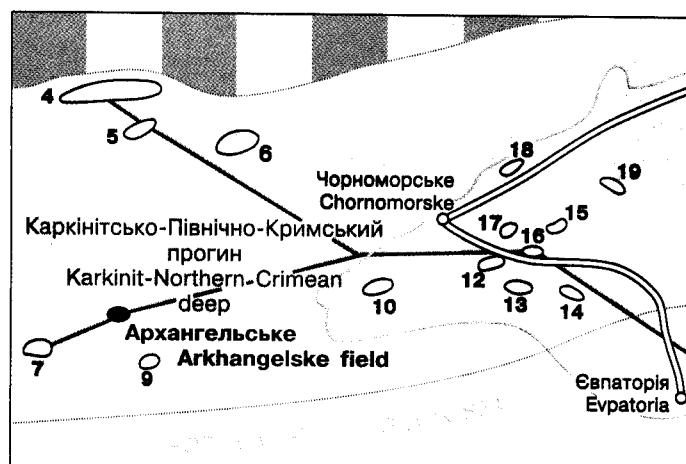
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
П-ХІ Р-ХІ	ГКН Hyd.Car.Na	31,4	1026		2,813		1,04	23,7	40,6	46,6		37,8

АРХАНГЕЛЬСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

ARKHANGELSKIE GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{5413}{5413}$ 85

У розробці
In the development



Родовище розташоване в межах чорноморського шельфу України на відстані 66 км від смт Чорноморське. Воно входить до Північно-Кримської тектонічної зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1965 р. сейсморозвідкою МВХ. Підготовлена до пошукового буріння в 1975 р. по відбиваючих горизонтах І6 і ІІ6, пов'язаних з палеогеновими відкладами. За даними сейсмічних досліджень 1975 і 1981 рр. на глибині близько 800 м прогнозувався поклад газу. Пошуково-розвідувальне буріння проводилося в 1986–1989 рр.

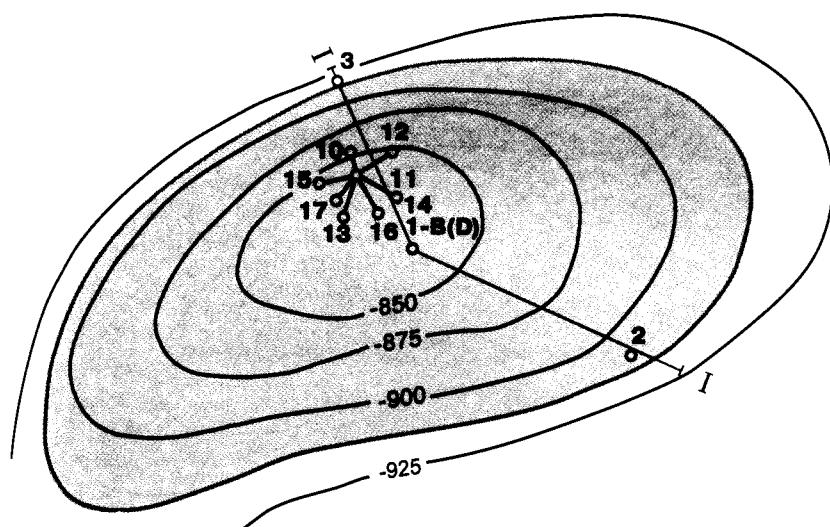
При випробуванні свердловини 1 в 1987 р. виявлено три продуктивних горизонти: М-V і М-III в майкопських і N-I – в неогенових утвореннях. З першого

The field is situated in the limits of the Ukraine Black Sea shelf, 66 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the Northern Crimean tectonical zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

The structure was discovered in 1965 by seismic survey of reflection method. It was prepared for exploration drilling in 1975 by the reflectors Ib and IIb, connected with Paleogene deposits. By the data of seismic investigations in 1975 and 1981 at the depth of about 800 m a gas pool was prognosed. Exploration drilling was done in 1986-1989.

During testing of well 1 in 1987 three producing horizons were established: M-V and M-III in Maykopian and N-I – in Neogene formations. From the first horizon (interval 855–891 m) gas influx 118 th. m³/day was obtained with 10-mm diaphragm, at bottom-hole

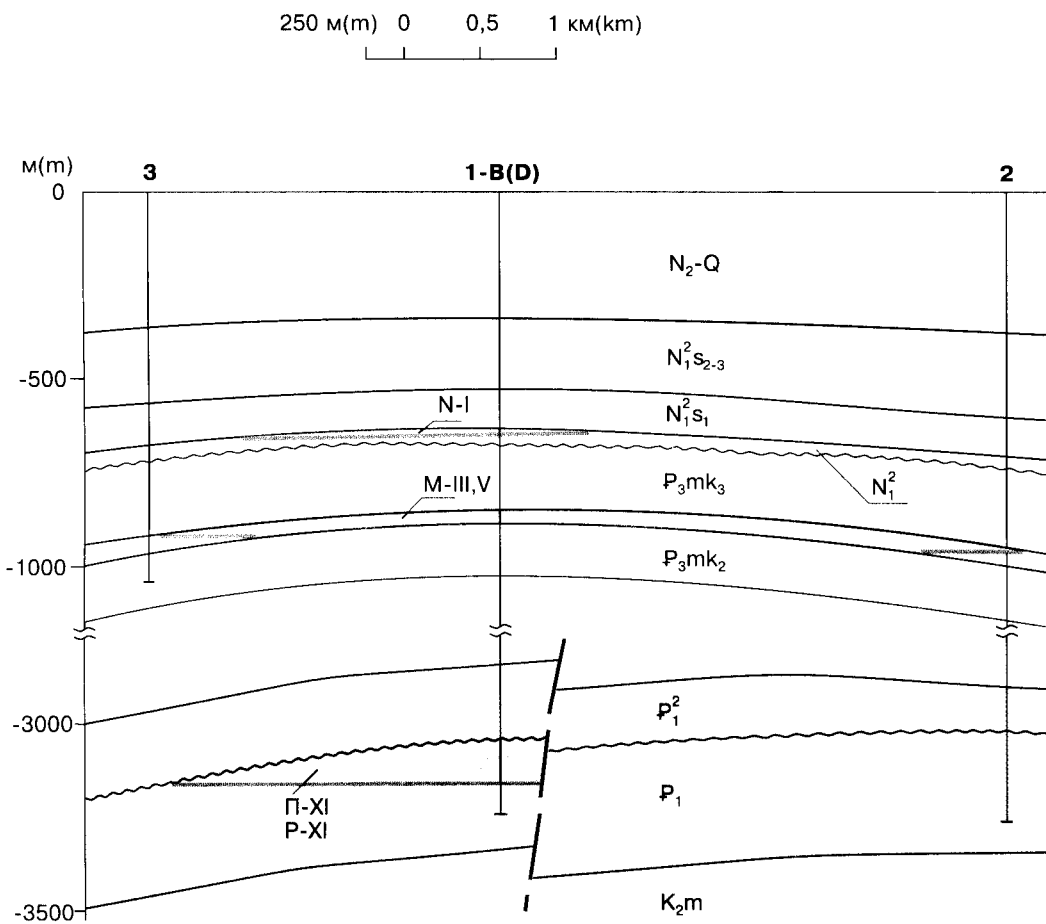
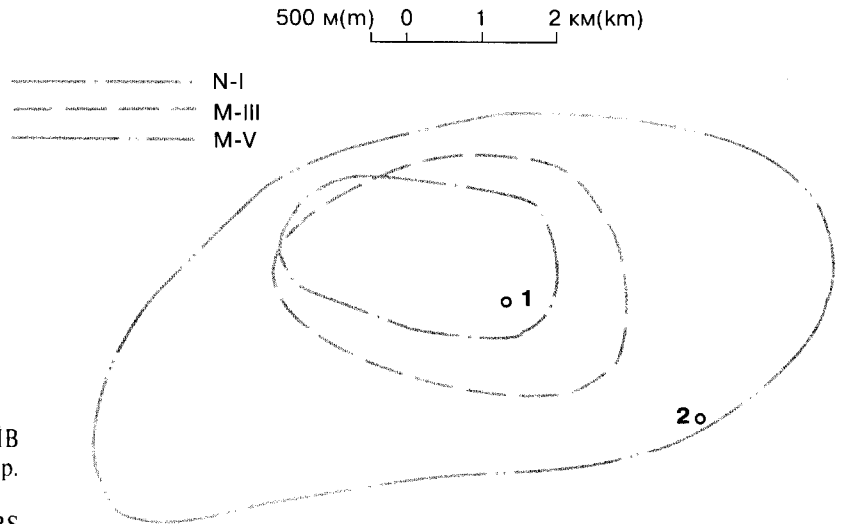
500 м(м) 0 1 2 км(км)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі горизонту М-V
за Г.П. Курилом, О.Я. Дергачовою, 1988 р.

STRUCTURAL MAP
The top of horizon M-V
by G.P. Kurylo, O.Y. Dergachova, 1988

ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ ПОКЛАДІВ
за Г.П. Курилом, О.Я. Дергачовою, 1988 р.
COMPARISON OF THE POOLS CONTOURS
by G.P. Kurylo, O.Y. Dergachova, 1988



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Г.П. Курилом, О.Я. Дергачовою, 1988 р.
GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by G.P. Kurylo and O.Y. Dergachova, 1988

(інтервал 855–891 м) приплив газу становив 118 тис. м³/добу через 10-мм діафрагму при вибійному тиску 8,8 і пластовому – 10,8 МПа, з другого (інт. 806–812 м) – 63,5 тис. м³/добу через 8,1-мм діафрагму при тисках 8,55 і 9,61 МПа, з третього (інт. 613,5–626 м) – 92,5 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 11,9 мм при тисках 4,11 і 5,41 МПа відповідно. При випробуванні палеоценових утворень у цій же свердловині (інт. 2973–3117 м) одержано незначні припливи газу. За даними ГДС інтервал газоносний.

Всього пробурено три пошукові і розвідувальні свердловини.

Запаси газу підраховано в 1988 р. При цьому запаси вуглеводнів горизонту П-ХІ віднесені до категорії С₂. Родовище прийняте на Державний баланс у 1987 р.

У вивченій частині розрізу встановлено палеогенові та неогенові-антропогенові переважно глинисто-карбонатні утворення.

Структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання розміром 10х5 км і амплітудою 90 м по ізогпсі –915 м покрівлі продуктивного горизонту М-V. З глибиною її будова ускладнюється розривними порушеннями.

Родовище багатопластове. Промислова газоносність пов'язана з двома піщано-алевритовими пачками (М-V і М-III) у глинистій товщі майкопу, а також з карбонатно-теригенними породами середнього міоцену (пачка N-I). Поклади пластові склепінні з газовим режимом. Серед порід-колекторів переважають алевроліти. Перспективи палеоценового газоконденсатного скупчення потребують уточнення шляхом його дорозвідки у західній частині брахіантикліналі. За фізико-хімічною характеристикою газ горизонту П-ХІ подібний до газу палеоценового покладу на родовищі Голицина.

Родовище розробляється з листопада 1992 р. Експлуатуються сім свердловин, якими видобуто 85 млн.м³ газу, або 1,2% початкових запасів майкопських порід. Складність полягає в утворенні піщаних і грязьових пробок у стовбурі свердловин, збільшенні фільтраційних опорів у привибійній зоні. За час розробки пластовий тиск зменшився від 10,6 до 8,86 МПа.

pressure 8,8 and formation one – 10,8 МПа; from the second horizon (interval 806–812 m) – 63,5 th. m³/day with diaphragm 8,1-mm, at pressures 8,55 and 9,61 МПа, from the third (interval 613,5–626 m) – 92,5 th. m³/day with 11,9-mm diaphragm, at pressures 4,11 and 5,41 МПа correspondingly. During testing Paleocene formations in the same well (interval 2973–3117 m) insignificant gas influxes were obtained. By the data of the wells geophysical investigations the interval is gas-bearing.

In all three wildcats and exploration wells were drilled.

Gas reserves were calculated in 1988. At this, hydrocarbon reserves of horizon P-XI were referred to category C₂. The field was taken on the State balance in 1987.

In the studied part of the section Paleogene and Neogene-Anthropogene mainly clay-carbonate formations were established.

The structure represents itself a brachyanticle of sublatitudinal strike with the size 10x5 km and amplitude 90 m by isohypse –915 m of the top of producing horizon M-V. With depth its structure is complicated with disjunctive deformations.

The field is multilayered. Commercial gas-bearingness is connected with two sandy-aleuritic groups of strata (M-V and M-III) in Maykopian clay thickness, and also with carbonate-terrigeneous rocks of Middle Miocene (group of strata N-I). The pools are formational, arched, with gaseous regime. Aleurolites prevail among the rock-reservoirs. The perspectives of Paleocene gas-condensate accumulation need to be specified by additional prospecting in the brachyanticle western part. By physical-chemical characteristic gas of horizon P-XI is similar to gas of Paleocene pool – in Golytsyno field.

The field development began in November, 1992. Here seven wells are being exploited and 85 mln cub. m of gas, or 1,2% of initial Maykopian reserves, were extracted from them. The complicacy is in the forming of sandy and mud plugs in a well hole, in the increasing of filter resistance in a bottom-hole zone. During development formation pressure dropped from 10,6 to 8,86 МПа.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зона продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient rated	Запаси початкові видобувні категорій А+В+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel/км ²
							горизон- ту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	ефек- тивна, від/до effective, from/to							від/до відра- хунко- вий from/to	відра- хунко- вий rated				газу, млн. м ³ gas, mln m ³	конден- сату, тис. т conden- sate, th.t	
N ₁	N-1	614	-601	12	Плост. склеп. Form. arch.	Газ. Gas.	14,4	3,0 4,0	2,5	0,18 0,24	0,22	0,6	6,7	Тер. пор. Ter. por.	0,6	78,1	78,1	174	-	27,2			
P ₃	M-III	806	-821	40	Те саме The same	Те саме The same	4,6 7,0	3,0 5,0	1,75	0,1 0,3	0,29	0,52	9,6	Те саме The same	0,52	63,5	63,5	330	-	27,3			
P ₃	M-V	853	-908	80	"	"	35,4 37,0	0,8 16,5	11,1	0,09 0,3	0,3	0,56	10,6	"	0,56	118	118	4909	-	217			

5413

Разом /At all/:

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
N-1		0,5599		34000	98,95	Сліди Trac.	0,005	Сліди Trac.		-	-	-	0,226	0,78	
M-III		0,560		33280	98,955	0,271	0,060	0,006		-	-	-	0,081	0,627	
M-V		0,5592		33320	99,139	0,249	0,049	0,008					0,069	0,45	

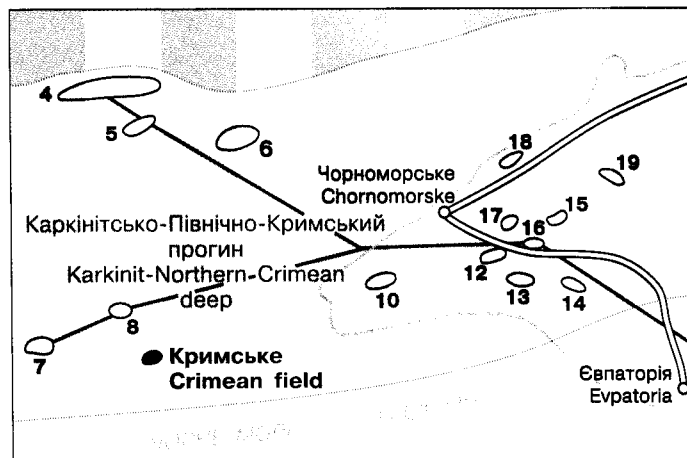
ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Тиск, МПа Pressure, MPa	
			річний annual	накопичений cumulative		пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1992	7	36,7	9	9	0,2	10,6	6,4 / 8,0
1993	7	31,5	76	85	1,2	9,55	5,9 / 6,9

КРИМСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ CRIMEAN GAS FIELD

$$BГ (FG) \frac{650}{650}$$

У розвідці
In the prospecting



Родовище розташоване в межах чорноморського континентального шельфу України на відстані 60 км від смт Чорноморське. Воно входить до Північно-Кримської тектонічної зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1964 р. сейсмозвідкою МВХ масштабу 1:200000. У 1974–1976 рр. вона підготовлена до пошукового буріння детальними сейсмічними роботами МСГТ по відбиваючих горизонтах, пов'язаних з палеогеновими відкладами. Пошуки проводилися в 1981–1982 рр. двома свердловинами (1 і 3). При випробуванні першої з них з інтервалу 859–874 м (середній майкоп) приплив газу становив 10 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 3 мм. У 1982 р. в свердловині 3 (інт. 868–882 м) з того самого продуктивного горизонту одержано 62 тис. м³/добу газу через 8,2-мм діафрагму при вибійному тиску 6,9 і пластовому – 9,5 МПа.

Запаси підраховані і прийняті на Державний баланс у 1983 р. До категорії C₁ віднесено запаси на площі 4 км².

У вивченій частині розрізу встановлені верхньокрейдові (маастрихтські), палеогенові і неогенові-антропогенові карбонатні та теригенні утворення товщиною 100, 1940 і 670 м відповідно.

Структура являє собою пологу брахіантикліналь субширотного простягання розміром 11,5x4,5 км і висотою 63 м по ізогіпсі –900 м покрівлі продуктивного горизонту. Кути падіння порід на крилах 1,5–3 градуси.

Поклад газу пластовий склепінний, пов'язаний з алевролітами середнього майкопу. Продуктивний горизонт є стратиграфічним аналогом піщано-алевритової пачки А Джанкойського родовища.

Родовище в розробку не вводилося. Розвідка його не завершена.

The field is situated in the limits of the Black Sea continental shelf of Ukraine, 60 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the Northern Crimean tectonical zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

The structure was discovered in 1964 by seismic survey of reflection method with the scale 1:200000. In 1974–1976 it was prepared for exploration drilling by detailed seismic works of common-depth-point method by the reflectors connected with Paleogene deposits. The prospecting was done in 1981–1982 by two wells (1 and 3). During testing the first well from interval 859–874 m (Middle Maykopian) gas influx was 10 th. m³/day with a 3-mm diaphragm. In 1982 in well 2 (int. 868–882 m) from the same producing horizon 62 th. m³/day of gas were obtained with 8,2-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 6,9 and formation one 9,5 МПа.

The reserves were calculated and taken on the State balance in 1983. The reserves in the area of 4 km² were referred to category C₁.

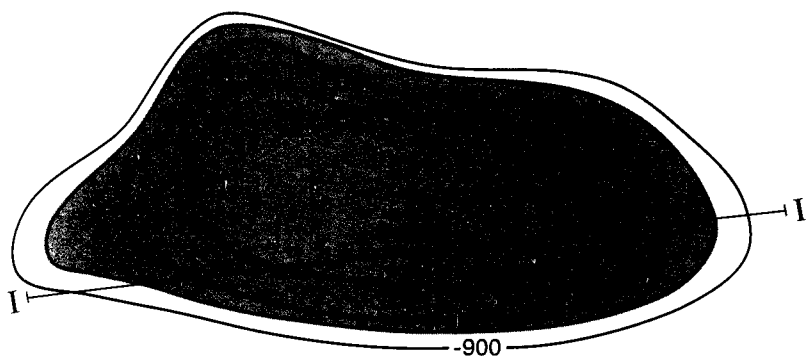
In the studied part of the section Upper Cretaceous (Maastrichtian), Paleogene and Neogene-Anthropogene carbonate and terrigenous formations were discovered, their thicknesses being 100, 1940 and 670 m correspondingly.

The structure represents a gentle brachyanticle of the sublatitudinal strike, its size is 11,5 x 4,5 km, depth – 63 m by isohypse –900 m by the producing horizon top. The rocks angles of dip in the flanks are 1,5–3 degrees.

The gas pool is formational, arched, connected with Middle Maykopian aleurolites. The producing horizon is a stratigraphical analogue of sandy-aleurolite group of strata A of Dzhankoy field.

The field was not brought into development. Its prospecting has not yet been completed.

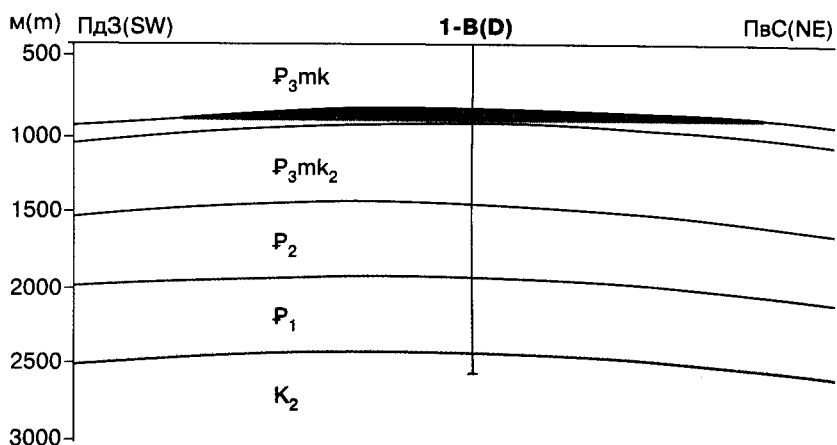
1000 м(m) 0 2 4 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту
середнього майкопу
за О.Я. Дергачовою, 1983 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Middle Maykopian producing horizon
by O.Y. Dergachova, 1983

1000 м(m) 0 2 4 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за О.Я. Дергачовою, 1983 р.
GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by O.Y. Dergachova, 1983

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизон- ту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecular mass	Віднос- на густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
P ₃		0,645		33080	98,6	0,17	0,059	0,002					0,11	0,77	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залягання продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прониємкість, 10^{-3} мкм ² від/до Permeability, 10^{-3} mcm ² from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефіцієнт насичення (підхунковий) Saturation coefficient (rated)	Пластовий тиск початковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конденсації, МПа Condensation beginning pressure, MPa	Пластова температура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенціальний вміст стабільного конденсату, 10^{-3} кг/м ³ Potential content of stable condensate, 10^{-3} kg/m ³	Дебіт конденсату початковий, т/добу Condensate production initial, t/day	Коефіцієнт вилучення конденсату підхунковий Condensate recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ² Reserves density, th. t of fuel /km ²
P ₃ mk ₂		860	-886,4	51	Пласт. склеп. Form. arch.	Газ., пруж.-водонапір. Gas, elast. water drive	26	14,3	14,3	0,27		Тер. пор., трищ.-пор. Тер. por., fis.-por.	0,38	9,5		312	абсолютно вільний absolutely free	10	74,4		650	162	

ОЛЕНІВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

OLENIVKA GAS-CONDENSATE FIELD

$$ВГ (FG) \frac{100}{100} 29$$

У консервації
In the conservation

Родовище розташоване на Тарханкутському півострові на відстані 12 км від смт Чорноморське (Автономна Республіка Крим). Воно входить до південної зони антиклінальних складок південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в кінці XIX ст. і вивчена у 30-х роках геологічною зйомкою. Підготовлена у 1954 і 1958–1959 рр. сейморозвідкою МВХ і структурним бурінням по відкладах палеоцену. У процесі буріння в структурних свердловинах 210, 229 і 234 з цих утворень спостерігалися газопрояви на глибинах 420–440 м.

У 1959–1961 і 1971–1973 рр. здійснювалися пошуково-розвідувальні роботи. Промисловий приплив газу одержано у 1960 р. в свердловині 5 з інтервалу 395–564 м (палеоцен-еоцен). Дебіт газу становив 31 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 10 мм при тиску на вибої 2 МПа. Разом з газом виносився конденсат. Всього пробурено 6 свердловин.



The field is situated in the Tarkhankut peninsula, 12 km from the settlement of Chornomorske (the Autonomous Republic of the Crimea). It belongs to the southern zone of anticlinal folds of the Karkinit-Northern Crimean deep southern edge.

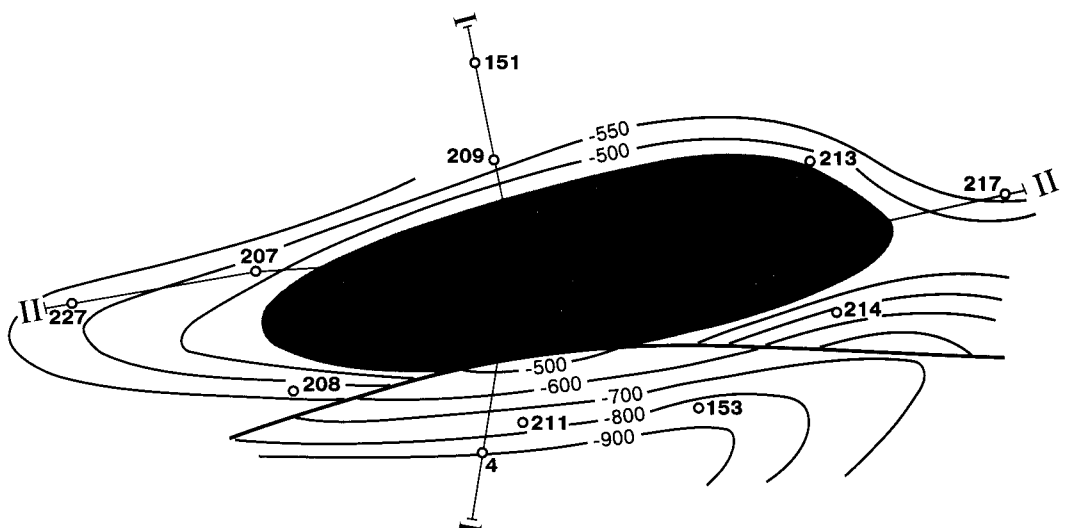
The structure was discovered at the end of the 19-th century and was studied in the 30-s by geological survey. It was investigated in Paleocene deposits in 1954 and 1958–1959 by seismic reflection method and structural drilling. During drilling in structural wells 210, 229 and 234 from these deposits gas shows were observed at a depth 420–440 m.

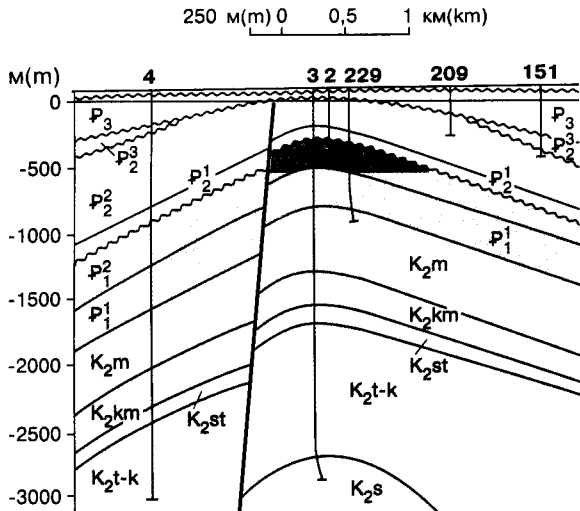
In 1959–1961 and 1971–1973 exploration works were carried out. Commercial gas influx was obtained in 1960 in well 5 from the interval 395–564 m (Paleocene-Eocene). Gas production was 31 th. m³/day with 10-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 2 MPa. Condensate was carried out with gas. At all 6 wells were drilled.

500 м(м) 0 1 2 км(km)

СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного
горизонту (верхній палеоцен)
за Г.П. Курилом, 1962 р.

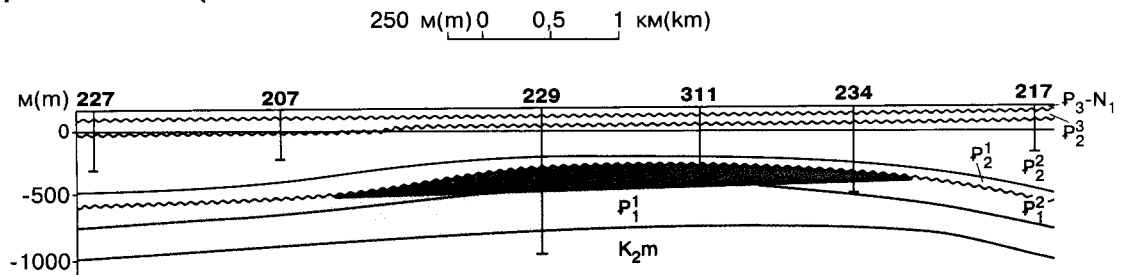
STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon
(Upper Paleocene)
by G.P. Kurylo, 1962





ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Г.П. Курилом і В.Ю. Корнилюк, 1962 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by G.P. Kurylo and V.Y. Kornilyuk, 1962



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ II-II
за Г.П. Курилом і В.Ю. Корнилюк, 1962 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG II-II LINE
by G.P. Kurylo and V.Y. Kornilyuk, 1962

Відкрита частина геологічного розрізу складена карбонатно-теригенними утвореннями крейди, палеоцену і неогену товщинами відповідно 3000, 900 і 40 м.

По палеоценових відкладах Оленівська структура являє собою асиметричну брахіантиклиналь розмірами 5,5x1,3 км, висотою 180 м по замкнутій ізогіпсі -480 м. Кути падіння порід на її північному крилі становлять 12-23, на південному - 18-25 градусів. Південне крило ускладнене скидом амплітудою 50-130 м.

Поклад газу приурочений до вапняків і мергелів верхнього палеоцену. За типом він масивно-пластовий склепінний тектонічно екранований. Карбонатний колектор тріщинно-порового типу має низьку проникність при високій пористості. Він нерівномірно насичений газом через складний розподіл тріщинуватих зон. Запаси газу підраховано у 1961 р. і віднесено до категорії забалансових.

У процесі пробної експлуатації свердловини 5 одержано 29 млн. м³ газу для місцевих потреб, після чого вона обводнилася.

Перспективи нижньокрейдових утворень не вивчені. На площі доцільно виконати сейсмічні роботи для виявлення можливого похованого підняття у крейдовій товщі порід на північ від пробурених оленівських свердловин.

The uncovered part of the geological section is composed of carbonate-terrigenous formations of Cretaceous, Paleogene and Neogene with thicknesses 3000, 900 and 40 m correspondingly.

By Paleogene deposits Olenivka structure represents an asymmetric anticline with the size 5,5x1,3 km, depth - 180 m by closed isohypse -480 m. The rocks angles of dip in its northern flank are 12-23, in the southern one - 18-25 degrees. The southern flank is complicated by the fault with the amplitude 50-130 m.

Gas pool belongs to Upper Paleocene limestones and marls. It is massive-formational, arched, tectonically screened. The carbonate reservoir of fissured-porous type has low permeability at high porosity. It is saturated with gas irregularly because of complex distribution of fissured zones. Gas reserves were calculated in 1961 and transferred to the category of resources.

During test exploitation of well 5 29 mln m³ of gas were obtained for local needs, after which the well was water encroached.

Lower Cretaceous formation perspectives have not yet been studied. In the area it is advisable to carry out seismic works for discovering a possible buried uplift in the Cretaceous thickness of the rocks to the north of the Olenivka drilled wells.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заллягання покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re ini- tial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of con- d. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							від/до від/до from/to	від/до від/до from/to				абсо- лютно вільний absolu- tely free	робочий working	
P ₁	P ₁ ²	402	-460	158,5	Мас.- пласт., склеп. тект. екран. Mass.- form., arch. tecton. screen.	Пруж.- водо- напір. Elast. water drive	189 199	0 158	79,3	0,15 0,32	0,01	> 0,01	Карб. тріщ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,57	4,5	305	48,3	30		100	20,4	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
P ₁ ²		0,590		35780	94,9	2,7	0,7	0,3		0,05		0,2	0,5	–	

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %						
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic				
P ₁ ²		776,2	0,97	348	98							1,0	–	–	–	0,15						

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

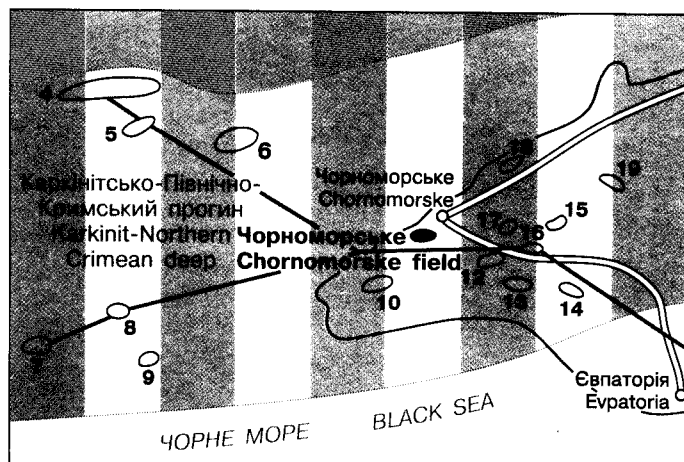
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
P ₁ ²	ГКН Hyd.Car.Na	22,1	1015,5				1,1	16	50,5	383			52,5

ЧОРНОМОРСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

CHORNOMORSKE GAS-CONDENSATE FIELD

ВГ (FG) $\frac{412}{412}$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване на Тарханкутському півострові на відстані 3 км від смт Чорноморське (Автономна Республіка Крим). Воно входить у північну зону антиклінальних складок центральної частини Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1962 р. в результаті геоморфологічного аналізу і вивчена в 1962–1967 рр. сейсмічними роботами МВХ по відбиваючих горизонтах палеоцену. У 1966–1968 рр. проведено параметричне і пошуково-розвідувальне буріння. У параметричній свердловині 1 (інт. 1998–2125 м) встановлено газопрояви з палеоценових порід. Однак промисловий приплив газу з них одержано в 1966 р. у пошуковій свердловині 2 при випробуванні інтервалу 2080–2122 м. Він становив 11,6 тис. м³/добу через 6-мм діафрагму при буферному тиску 1,9 МПа. Газ виносив конденсат.

Розвідка родовища завершена в 1968 р. Всього пробурено 4 свердловини. Запаси газу підраховані у 1967 р. і законсервовані.

У вивченій частині розрізу встановлені верхньокрейдові, палеогенові, неоген-антропогенові карбонатно-теригенні утворення.

Структура являє собою симетричну брахіантикліналь субширотного простягання розміром 3,6x1,3 км і висотою 63 м по замкнутій ізогіпсі –2100 м. Кути падіння порід на крилах – 8–13 градусів.

Продуктивна пачка складена вапняками і мергелями палеоцену. Поклад газу масивно-пластовий склепінний. Режим його газовий. Колектори тріщинно-порового типу з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями.

Розробка вважається нерентабельною через складну будову колектора і незначні запаси газу.

The field is situated in the Tarkhankut peninsula, 3 km from the settlement of Chornomorske (the Autonomous Republic of the Crimea). It belongs to the northern zone of the anticlinal folds of the Karkinit-Northern Crimean deep central part.

The structure was discovered in 1962 in the result of geomorphological analysis and was studied in 1962–1967 by seismic works of reflection method by Paleocene reflecting horizon. In 1966–1968 stratigraphic and exploration drilling was carried out. In stratigraphic well 1 (interval 1998–2125 m) gas shows were established from Paleocene rocks. But commercial gas influx from them was obtained in 1966 from wildcat 2 during testing the interval 2080–2122 m. It was 11,6 th. m³/day with 6-mm diaphragm, at buffer pressure 1,9 MPa. Gas carried condensate out.

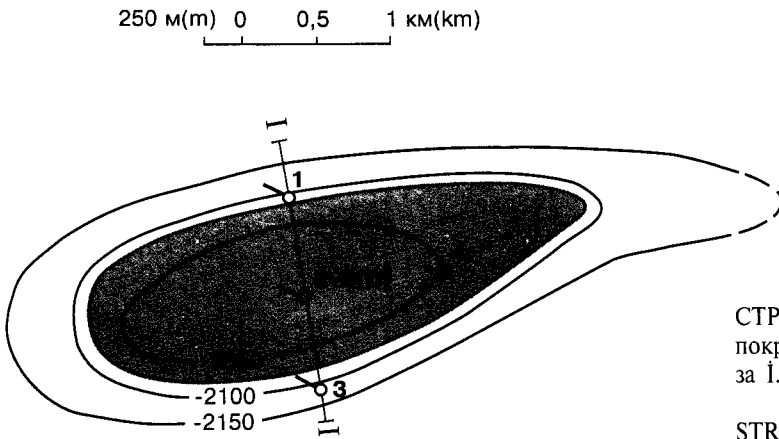
The field prospecting finished in 1968. At all 4 wells were drilled. The gas reserves were calculated in 1967 and then they were conserved.

In the studied part of the section Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Anthropogene carbonate-terrigenous formations take part.

The structure represents a symmetric brachyanticline of a sublatitudinal strike with size 3,6x1,3 km, depth 63 m by closed isohypse –2100 m. The rocks angles of dip in the flanks are 8–13 degrees.

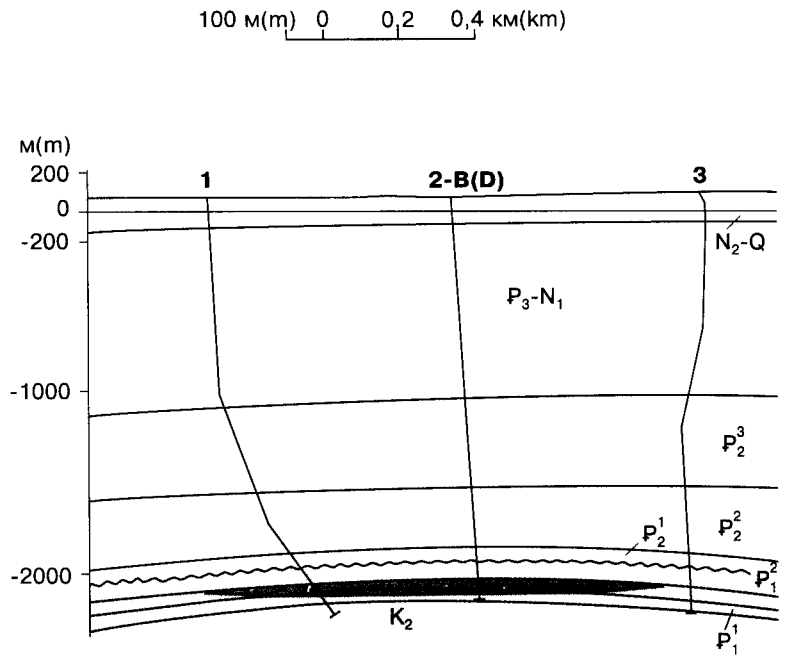
Productive group of strata is composed of limestones and marls of Paleocene. Gas pool is massive-formational, arched. Its regime is gaseous. The reservoirs are of the fissured-porous type with low filter-capacity properties.

The field development is considered to be unprofitable because of the reservoir complicated structure and small gas reserves.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту (палеоцен)
за І.С. Гайдук, 1967 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon (Paleocene)
by I.S. Gayduk, 1967



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
по лінії I-I за І.С. Гайдук, 1967 р.

GEOLOGICAL SECTION
along I-I line by I.S. Gayduk, 1967

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
P ₁ ¹⁻²		0,6129			91,3	3,3	1,2	0,7		0,3			0,8	0,9	-

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %								Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic	
P ₁ ¹⁻²		754	0,83	320	94	-	-	-	-	-	-		0,012						

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l						
								J	Br	B	K	NH ₄		
P ₁ ¹⁻²	ГКН Hyd.Car.Na	21,0	1016	8,0			1,1	33	57	160				

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горі- зону Horizon index	Глиби- на заля- гання покрівлі продук- тивного горі- зону, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсо- лютна глибина контакту м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satur- ation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day	Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- ent, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
P ₁	P ₁ ¹⁻²	2078	-2080	43	Мас.- пласт. склеп. Mas.- form. arched	Газов. Gas.	80 97	31,3	31,3	0,02 0,09	0,06	< 0,01	Карб. трищ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,5	20,8	381	11,6				412	100

КРАСНОПОЛЯНСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

KRASNOPOLYANSKE GAS-CONDENSATE FIELD

$$\text{ВГ (FG)} \frac{400}{400}$$

Підготовлене до розробки
Prepared for the development

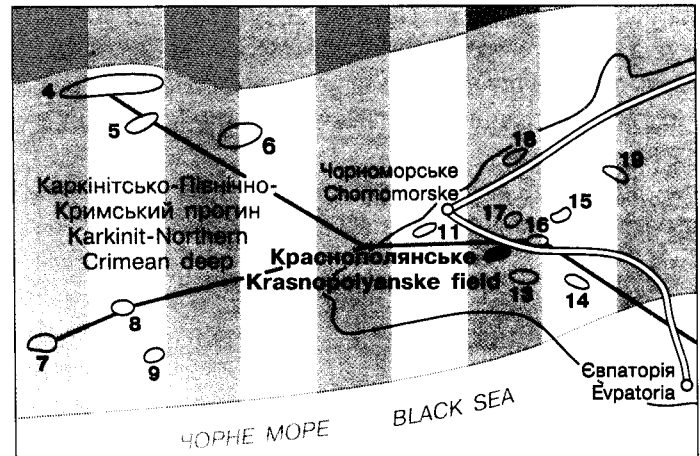
Родовище розташоване на Тарханкутському півострові на відстані 18 км від смт Чорноморське (Автономна Республіка Крим). Воно приурочене до північної частини Октябрсько-Мілової зони антиклінальних складок південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1958 р. сейсмічними роботами МВХ у відкладах нижньої частини палеоцену. В 1964–1968 рр. будова її уточнювалася шляхом переінтерпретації сейсмічних матеріалів і гравіметричною зйомкою. У 1963 р. розпочато пошукове буріння. У цьому ж році в свердловині 5 одержано приплив газу з інтервалу 1095–1101 м (нижній палеоцен) з вільним дебітом 52 тис. м³/добу. При випробуванні інтервалу 1065–1081 м (верхній палеоцен) тут спостерігався приплив газу 1,8 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 3 мм. Газ виносив конденсат. З верхньопалеоценового горизонту на східній перикліналі складки в свердловині 1 (інт. 1075–1095 м) мав місце перелив води з конденсатом загальним дебітом 2 м³/добу. Пошуково-розвідувальні роботи завершені у 1965 р. Всього пробурено 8 свердловин. Тоді ж підраховано запаси газу, які в 1971 р. переведені в забалансові.

Розкрита свердловинами частина розрізу родовища представлена карбонатно-теригенними утвореннями палеоцену товщиною 1120 м і 100-метровою пачкою переважно карбонатних порід неогену-антропогену.

По покрівлі нижнього палеоцену Краснополянська структура являє собою симетричну брахіантикліналь північно-східного простягання з кутами падіння порід на крилах 4–6 градусів. Її розміри в контурі замкнутої ізогіпси –1040 м 2,5x0,7 км, висота 30 м.

Продуктивними є тріщинуваті вапняки і мергелі нижнього і верхнього палеоцену, розділені 20-метровою глинисто-мергельною перемичкою. Поклад газу



The field is situated in the Tarkhankut peninsula, 18 km from the settlement of Chornomorske (the Autonomous Republic of the Crimea). It belongs to the northern part of Oktyabske-Milova zone of anticline folds of the Karkinit-Northern Crimea deep southern edge.

The structure was discovered in 1958 by seismic survey of reflection method in the Paleogene lower part deposits. In 1964–1968 its structure was detailed by re-interpretation of seismic data and gravimetric survey. In 1963 exploration drilling began. The same year in well 5 gas influx was obtained from the interval 1095–1101 m (Lower Paleocene) with free yield 52 th. m³/day. During testing the interval 1065–1081 m (Upper Paleocene) gas influx 1,8 th. m³/day was observed with 3-mm diaphragm. Gas carried out condensate. From Upper Paleocene horizon in the fold eastern pericline in well 1 (interval 1075–1095 m) water and condensate overflow took place with total production 2 m³/day. Exploration works were completed in 1965. At all 8 wells were drilled. At the same time gas reserves were calculated and in 1971 they were transferred into resources.

The field section part which was uncovered by wells is represented by carbonate-terrigenous Paleocene formation with thickness 1120 m and with the 100-m group of strata of mainly carbonate rocks of Neogene-Anthropogene.

By the top of Lower Paleocene Krasnopolyanske structure represents a symmetric brachyanticline of the north-eastern strike with the rocks angles of dip in the flanks – 4–6 degrees. Its size in the contour of closed isohypse –1040 m is 2,5x0,7 km, depth – 30 m.

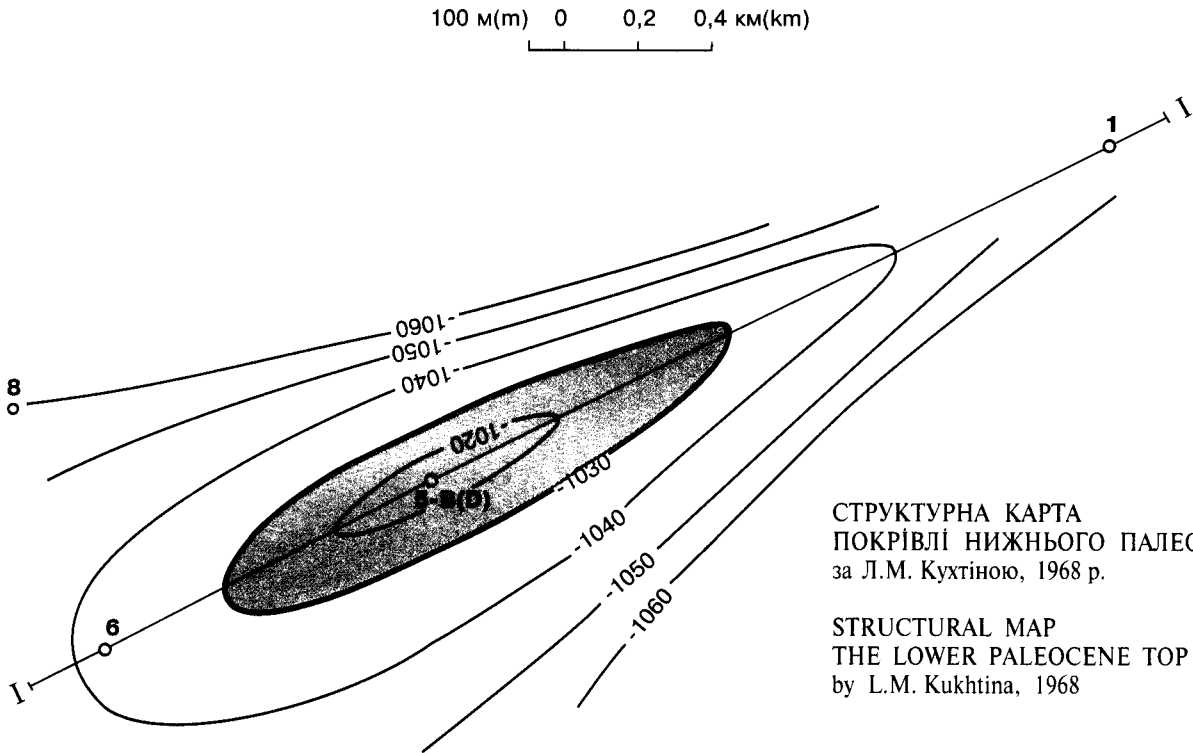
Fissured limestones and marls of Lower and Upper Paleocene are productive and are divided by the 20-m

масивно-пластовий зі спільним газо-водним контактом для обох горизонтів. Колектори тріщинно-порові та порово-тріщинні з низькою проникністю. Кращі ємкісно-фільтраційні властивості мають породи нижнього палеоцену.

Родовище не експлуатувалося. У 1994 р. складено проект його розробки для місцевих потреб.

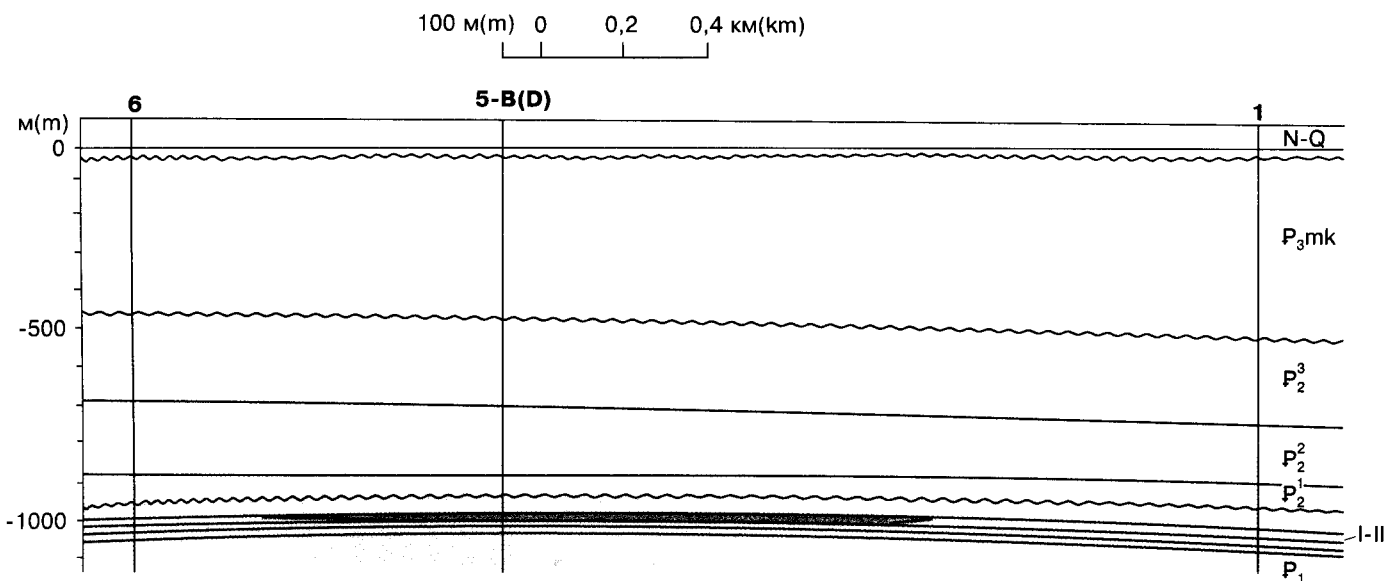
clay-marl seal. Gas pool is massive-formational with a common gas-water contact for both horizons. The reservoirs are fissured-porous and porous-fissured with a low permeability. The best capacity-filter properties belong to Lower Paleocene rocks.

The field has not been exploited. In 1994 the project of its development for local needs was compiled.



СТРУКТУРНА КАРТА
ПОКРІВЛІ НИЖНЬОГО ПАЛЕОЦЕНУ
за Л.М. Кухтіною, 1968 р.

STRUCTURAL MAP
THE LOWER PALEOCENE TOP
by L.M. Kukhtina, 1968



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Л.М. Кухтіною, 1968 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by L.M. Kukhtina, 1968

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
I		0,693			81,5	8,8	4,2	2,8		-			0,1	2,5	-
II		0,646			71,3	7,4	3,3	1,8		0,7			3,2	12,3	-

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %								Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтонові naph-tene	ароматичні aroma-tic	
I		802	1,0	382	28			93				3,6							
II		764		321	57			87				0,2							

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
I	ГКН Hyd.Car.Na	22,1	1016	7,8	1024	6,8	1,01	16,9	29,4	96,5		50
	CH SNa	33,5	1022	6,5	1152	8,7		24,1	72,4	392,1		64,8
II	CH SNa	32,4	1020	6,5	790	5,0	1,04	17,8	64,3	80,0		65,4

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залежання покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип колектора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, Т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate pro- duction coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С, Initial recoverable reserves, cat. A+B+C,	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								від/до from/to	підра- хунко- вий rated					
P ₁	I	1096	-1030	12	Мас.- пласт. склеп. Mass.- form. arched	Пруж.- водо- напір. Elast. water drive	30 40	35 35	0,10 0,20	0,192 3,9	Карб. пор.- тріщ. Carb. por.- fiss.	0,76	10,6	338	52,5	400	100					
P ₁	II	1063	-1030	48	Те саме The same	Те саме The same	12	10 10	0,10 0,13	0,10 0,1	Карб. тріщ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,57	9,6	331	1,8							

ЗАХІДНО-ОКТЯБРСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

WESTERN OKTYABRSKE GAS-CONDENSATE FIELD

$$\text{ВГ (FG)} \frac{552}{552} 62 \quad \text{К(С)} \frac{300}{185} 23$$

Підготовлене до розробки
Prepared for the development

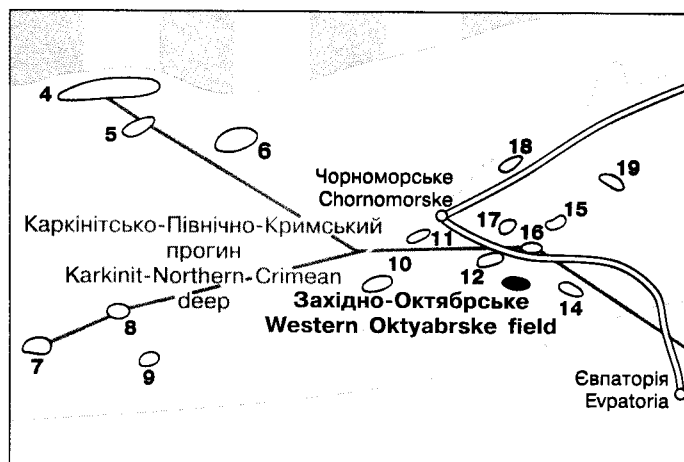
Родовище розташоване у південно-західній частині Тарханкутського півострова на відстані 45 км від м. Євпаторія (Автономна Республіка Крим). Воно приурочене до Октябрсько-Мілової зони антиклінальних складок південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Підняття виявлене структурним бурінням 1957–1958 рр. по покрівлі верхньої крейди. У 1962 р. електророзвідкою ВЕЗ вивчена його східна частина по опорному електричному горизонту в туронських утвореннях. Сейморозвідкою МВХ, МКНП і МСГТ у 1965–1967 і 1977 рр. встановлені розривні порушення на крилах складки. В її склепінній частині відбиваючі сейсмічні горизонти не фіксуються.

Пошуково-розвідувальне буріння проводилося у 1963–1968 рр. Приплив газу і конденсату одержано в 1963 р. у свердловині 9 з інтервалу 2894–2918 м (середній альб). Дебіт газу становив 57,8 тис. м³, конденсату – 34 м³ на добу при роботі свердловини через діафрагму діаметром 12 мм при буферному тиску 23,7 і пластовому – 33,2 МПа. Всього на нижньокрейдіві утворення пробурено 14 розвідувальних свердловин. У 1964 р. родовище прийняте на Державний баланс. У 1968 р. підраховані запаси газу і конденсату. В результаті перегляду параметрів у 1985 р. вони зменшені в 4 рази. Згодом 280 тис. т конденсату віднесено до категорії забалансових, а 443 млн. м³ газу – до категорії C₂.

У геологічному розрізі родовища над тріас-юрськими теригенними утвореннями складчастої основи розкриті теригенно-карбонатні породи крейди, палеогену і неогену товщиною 2800, 350 і 50 м відповідно.

Західно-Октябрська структура у нижньокрейдівих відкладах являє собою асиметричну брахіантикліналь розмірами 5 x 2 км і висотою 150 м. Складка



The field is situated in the south-western part of the Tarkhankut peninsula, 45 km from the town of Evpatoria (the Autonomous Republic of the Crimea). It belongs to Oktyabske-Milova zone of anticlinal folds of the southern edge of the Karkinit-Northern Crimea deep.

The uplift was established by structural drilling in 1957–1958 by the Upper Cretaceous top. In 1962 by electrical survey of vertical electrical sounding its eastern part was studied by the key electrical horizon in Turonian formation. Seismic survey by reflection method, controlled directional reception and common-depth-point method in 1965–1967 and 1977 discovered the disjunctive deformations in the fold flanks. In its arched part the seismic reflectors are not fixed.

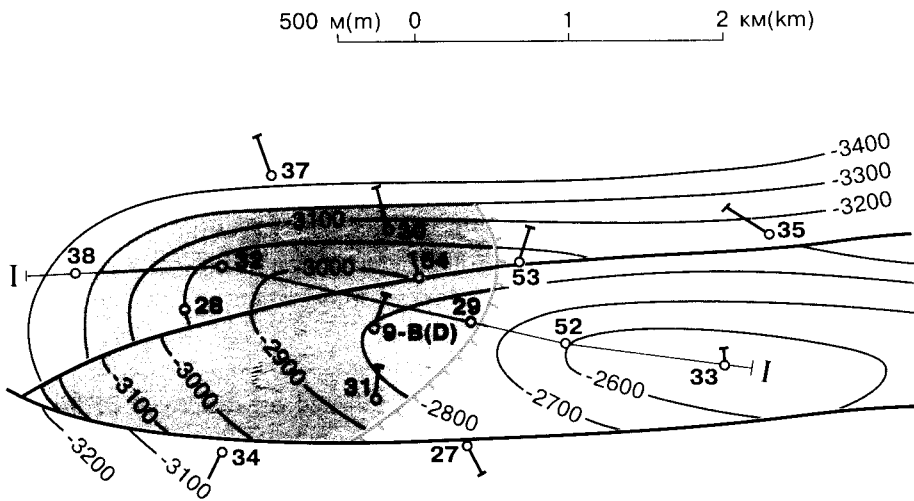
Exploration drilling was carried out in 1963–1968. Gas and condensate influx in 1963 was obtained in well 9 from the interval 2894–2918 m (Middle Albian). Gas production was 57,8 th. m³, condensate – 34 m³/day with 12-mm diaphragm, at buffer pressure 23,7 and formation one 33,2 MPa. At all in Lower Cretaceous formation 14 prospecting wells were drilled. In 1964 the field was taken on the State balance. In 1968 the gas and condensate reserves were calculated. In the result of the parametres revision in 1985 they were decreased 4 times. Later 280 th. t of condensate were transferred to the category of resources, and 443 mln m³ of gas – to category C₂.

In the field geological section terrigenous-carbonate rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene with the thicknesses 2800, 350 and 50 m respectively were uncovered.

The Western Oktyabske structure in Lower Cretaceous deposits represents an asymmetric brachy-anticline with size 5 x 2 km, depth 150 m. The fold is

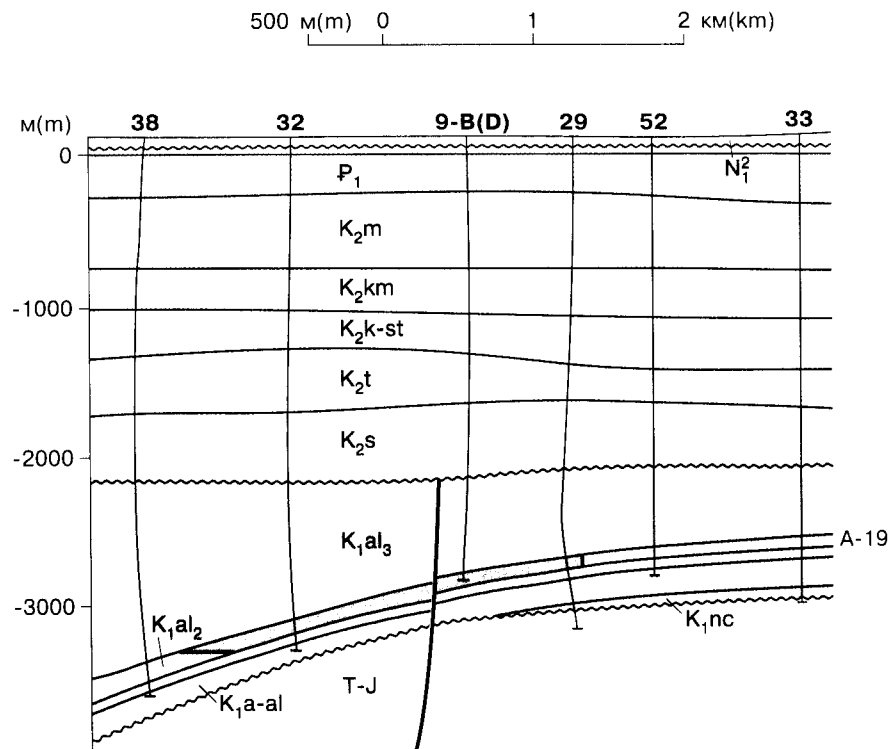
порушена скидами субширотного простягання з амплітудами до 150–300 м. Розміри підняття збільшуються у верхньокрейдових-палеогенових відкладах до 8 x 2 км, а висота зменшується до 100 м. Кути падіння порід датського ярусу на північному крилі становлять 17, а на південному – 23 градуси, склепіння складки змінюється у північно-західному напрямі.

deformed by the faults of sublatitudinal strike with amplitudes to 150–300 m. The uplift size increases in Upper Cretaceous-Paleogene deposits to 8 x 2 km, and depth diminishes to 100 m. The Danian rocks angles of dip in the northern flank are 17, and in the southern one – 23 degrees, the fold arch is displaced in the north-western direction.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту А-19
за Л.І. Борисовою, В.Д. Івановою, 1985 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon A-19
by L.I. Borysova, V.D. Ivanova, 1985



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
ПО ЛІНІЇ І-І
за В.Д. Івановою, 1985 р.

GEOLOGICAL SECTION
ALONG I-I LINE
by V.D. Ivanova, 1985

Продуктивний горизонт у нижньокрейдових утвореннях представлений туфами, туфітами, туфопісковиками і туфоаргілітами середнього альбу. У східній частині структури кількість і товщина прошарків вулканогенних порід зменшуються аж до повного заміщення їх аргілітами. Газоконденсатний поклад пластотий склепінний літологічно обмежений і тектонічно екранований. Його східна межа обумовлена глинізацією розрізу в присклепінній ділянці структури. Колектори порово-тріщинного типу (тріщинуваті туфи та туфіти) розвинуті переважно у західній та північно-західній частинах родовища. Їх ємкісні та фільтраційні властивості пов'язані з розмірами і ступенем відсортованості уламкового матеріалу, хлоритизацією та цеолітизацією, а також типом цементу.

У 1967–1968 рр. на родовищі пробурено три експлуатаційні свердловини (52, 53, 54). З грудня 1974 до вересня 1982 р. воно знаходилося в дослідно-промисловій розробці. Експлуатувалися дві розвідувальні

The producing horizon in Lower Cretaceous formation is represented by tuffs, tuffites, tuff-sandstones and tuff-argillites of Middle Albian. In the structure eastern part the number and thickness of the volcanogenic rocks interbeds decrease till their common replacement by argillites. Gas-condensate pool is formational, arched, lithologically limited and tectonically screened. Its eastern boundary is conditioned by the section clay grouting in the structure prearched part. The reservoirs of the porous-fissured type (fissured tuffs and tuffites) are developed mainly in the western and north-western parts of the field. Their capacity and filter properties are connected with the size and degree of grading of cobble material, chloritization and ceolitization, and also with the type of cement.

In 1967–1968 in the field three development wells were drilled (52, 53, 54). Since December, 1974 till September, 1982 it was under test-commercial develop-

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

$\Pi_B(W_P)$ — Фонд видобувних свердловин, шт.
Fund of productive wells, number

Видобуток газу, млн. м³
Gas production, mln m³

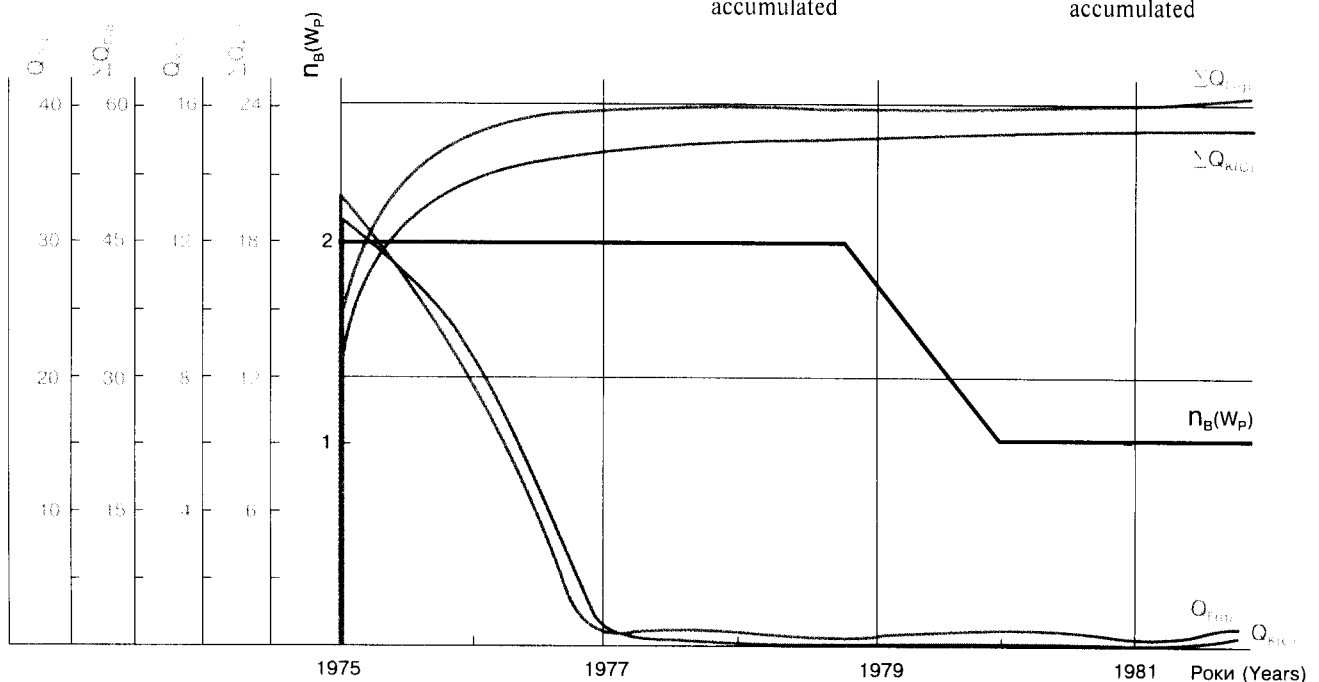
Видобуток конденсату, тис. т
Condensate production, th. t

$Q_{Г(г)}$ — річний
annual

$Q_{К(с)}$ — річний
annual

$\Sigma Q_{Г(г)}$ — накопичений
accumulated

$\Sigma Q_{К(с)}$ — накопичений
accumulated



свердловини (28, 31). Видобуто 61,9 млн. м³ газу і 23,3 тис. т конденсату. Вміст конденсату змінювався від 120 до 673 г/м³. Експлуатація свердловин зупинена у зв'язку зі зниженням дебітів газу до 1–2 тис. м³/добу і падінням робочого тиску до 1,5–1,6 МПа, що менше, ніж у газозбірному колекторі. При визначенні способу подальшої промислової розробки родовища необхідно врахувати його дуже складну геологічну будову, низькі колекторські властивості вулканокластичних порід і граничну їх газонасиченість.

ment. Two prospecting wells (28, 31) were exploited. Here 61,9 mln m³ of gas and 23,3 th. t of condensate were extracted. Condensate content changed from 120 to 673 g/m³. The wells exploitation was stopped because of the gas production drop to 1–2 th. m³/day and the decrease of working pressure to 1,5–1,6 MPa, which is less than in the gas collector. At establishing the method of the further field commercial development it is necessary to take into account its very complicated geological structure, low reservoirs properties of volcanoclastic rocks and their extreme gas-saturation.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
A-19		0,7112	497,4	41281	80	10,4	3,4	1,7	0,89	0,68	-	0,33	2,3	0,008	

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, 1·10 ⁻⁶ м ² /с Viscosity, 1·10 ⁻⁶ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %								Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic	
A-19	127	771	1,04	323	32,5	71	86,5	93,5	96,5				3,0	0,005	52,0	35,6	12,7		

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс гори- зону Horizon index	Глиби- на заля- гання покрівлі продук- тивного гори- зону, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсо- лютна глибина контакту, м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate pro- duction coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²	
							гори- зону, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								від/до підра- хунко- вий from/to	від/до підра- хунко- вий rated				абсо- лютно вільний absolu- tely free	робочий, від/до working, from/to		газу, млн. м ³ gas, mln m ³
K _{1,2}	A-19	2894	-3300	507	Пласт. склеп. лт. обмеж. тект. екран. Form. arch. lith. limit. tect. scr.	Газ. Gas.	56 170	13,8 91,2	0,03 0,12	0,04	< 0,01 7,9	Тер. пор.- трещ. Ter. por.- fiss.	0,49	30,4	30,0	383	230,8	36 80	497,4	39,6	0,61	552	185	200

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
A-19	ХК ClCa	13,6	1010	7,4	2,050	10,5	0,87	46,8	45,2	21,9		30

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

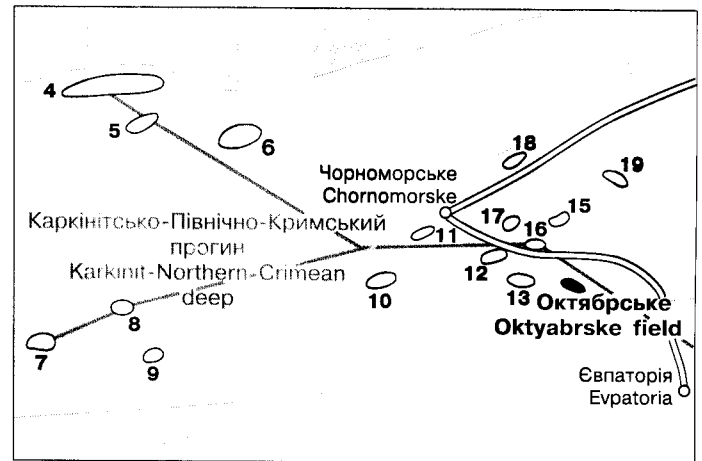
Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, МПа Pressure, МПа	
			річний annual	накопичений cumulative		річний annual	накопичений cumulative	пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1974	2		0,370	0,370	0,05	0,015	0,015	33,3	11,2
1975	2	34,7	34,296	34,666	4,4	13,159	13,174	22,7 / 33,0	4,1
1976	2	22,5	22,363	57,029	7,2	8,650	21,824	24,7 / 29,2	2,0
1977	2	1,3	1,304	58,333	7,3	0,509	22,333	12,0 / 16,2	2,3
1978	1	0,5	0,208	58,541	7,4	0,070	22,667	20,4 / 23,7	2,3
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	1	1,5	1,473	60,014	7,5	0,278	22,719	14,1	2,0
1981	1	0,3	0,333	60,347	7,6	0,044	22,725	14,1	2,4
1982	1	1,5	1,555	61,902	7,8	0,533	23,258	14,1	2,1

ОКТАБРСЬКЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

OKTYABRSKE OIL FIELD

$$H(O) \frac{184,4}{25,8} 2,3 \quad P(DG) \frac{74,4}{16,3}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в Чорноморському районі Автономної Республіки Крим на відстані 35 км від м. Євпаторія. Воно приурочене до південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структурним бурінням підняття виявлене в 1956–1957 рр., а в 1958 р. підготовлене до пошукових робіт. Пошукові і розвідувальні свердловини бурилися в 1960–1965 рр., дві з них (50 і 30) – у 1981–1982 і 1993–1994 рр. відповідно.

При випробуванні свердловини 1 з інтервалу 2668–2787 м (тріас – нижній апт) в 1961 р. одержано легку нафту і газ дебітом 45,6 м³ і 50 тис. м³ на добу відповідно через діафрагму діаметром 6 мм при буферному тиску 14,7 і пластовому на глибині 2700 м – 29,82 МПа. Порівняно короточасний (три доби) фонтанний приплив нафти 24 м³/добу спостерігався у свердловині 24 з глибини 1794 м (сенoman) через фільтр. Менше нафти одержано з крейдових відкладів у свердловинах 4, 30 і 50.

Всього на родовищі пробурено 18 пошукових і розвідувальних свердловин: 12 на нижньокрейдіві і 6 – на сеноманські перспективні горизонти. Запаси підраховані в 1965 р. у кількості 0,026 млн. т нафти і 15,7 млн. м³ газу. Родовище на Державному балансі не рахується.

У геологічному розрізі родовища на утвореннях складчастої основи розкриті теригенно-карбонатні породи крейди, палеогену і неогену товщиною 2600, 150 і 50 м відповідно.

Структура по нижньокрейдових відкладах являє собою асиметричну брахіантикліналь субширотного простягання розміром 5 x 1,7 км і висотою понад 500 м. Вона ускладнена розривними порушеннями з амплітудами 350–400 м. Розміри її по верхньокрейдових (сеноманських) утвореннях збільшуються до

The field is situated in Chornomorske district of the Autonomous Republic of the Crimea, 35 km from the town of Evpatoria. It belongs to the southern edge of the Karkinit-Northern Crimean deep.

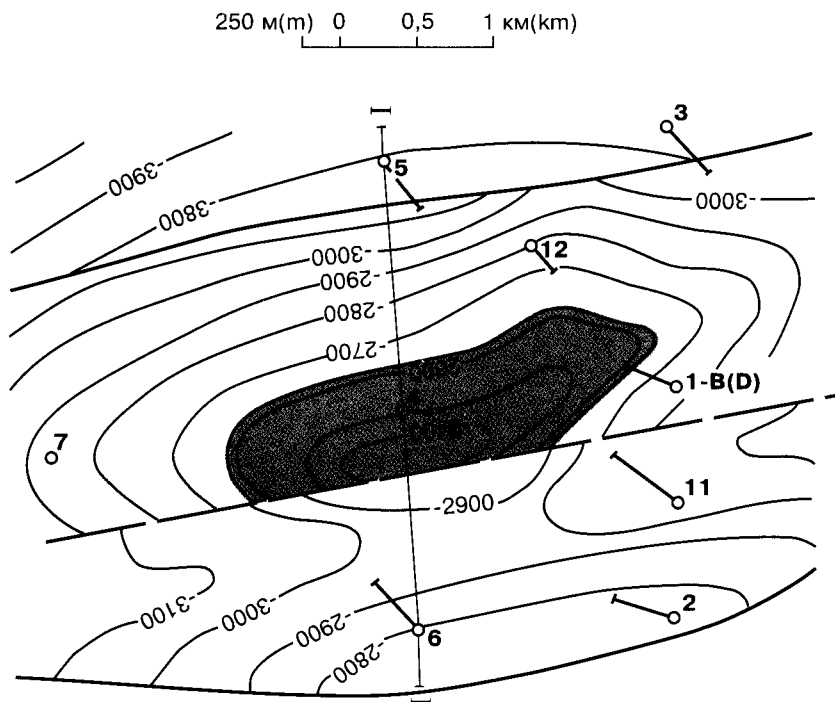
The uplift was discovered by structural drilling in 1956–1957, and in 1958 it was prepared for exploration works. The wildcats and prospecting wells were drilled in 1960–1965, two of them (50 and 30) – in 1981–1982 and 1993–1994 correspondingly.

During testing well 1 from the interval 2668–2787 m (Triassic – Lower Aptian) in 1961 light oil and gas 45,6 m³ and 50 th. m³/day correspondingly with 6-mm diaphragm were obtained, at buffer pressure 14,7 and formation one – 29,82 MPa at the depth of 2700 m. Comparatively short-term (3 days) flowing of oil 24 m³/day was observed in well 24 at the depth 1794 m (Cenomanian) through the filter. Smaller quantity of oil was obtained from Cretaceous deposits in wells 4, 30 and 50.

In all in the field 18 wildcats and prospecting wells were drilled: 12 – on Lower Cretaceous and 6 – on Cenomanian perspective horizons. The reserves were calculated in 1965: 0,026 mln t of oil and 15,7 mln m³ of gas. The field is not on the State balance.

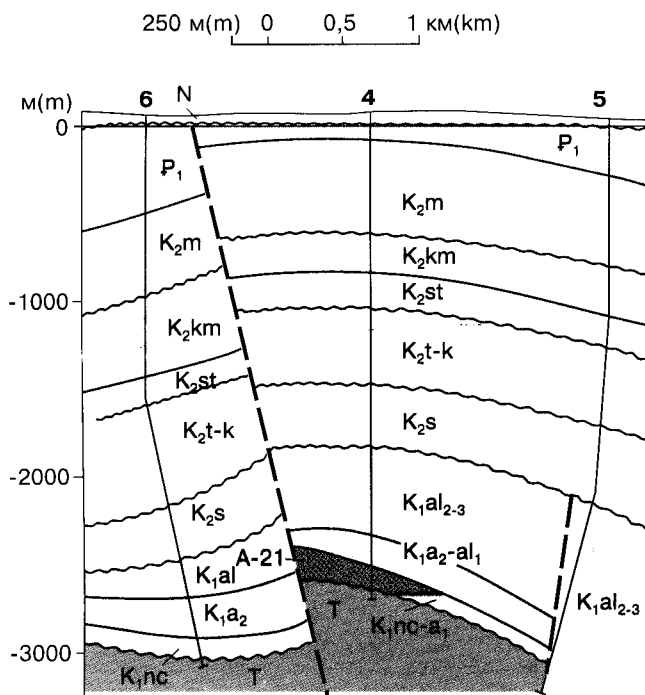
In the field geological section on the formations of the folded basement terrigenous-carbonate rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene have been uncovered with the thickness 2600, 150 and 50 m correspondingly.

The structure by Lower Cretaceous deposits represents itself an asymmetric brachyanticline of sublatitudinal strike with the size 5x1,7 km and the depth more than 500 m. It is complicated by disjunctive deformations with the amplitudes 350-400 m. Its size in Upper Cretaceous (Cenomanian) formations increases



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі відкладів неокому – нижнього апту за О.О. Башкирцевою, 1981 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Neocomian – Lower Aptian deposits by O.O. Bashkyrtseva, 1981



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за О.О. Башкирцевою, 1981 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by O.O. Bashkyrtseva, 1981

8,8x2,4 км, а висота зменшується до 320 м. Північне крило має нахил 10–12 градусів, південне – 23–30 градусів.

Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований. Він пов'язаний з тріщинуватими пісковиками, алевролітами і конгломератами горизонту А-21 (барем – нижній апт). Породи-колектори розвинуті спорадично, мають низьку ємкість і проникність. Скупчення нафти приурочене до найбільш піднятого блока в склепінній частині брахіантикліналі. Нафта відноситься до перехідного типу. В умовах атмосферного тиску понад 70% її об'єму переходить у газ.

У 1971–1974 рр. проведена дослідна експлуатація свердловини 1. Відібрано 2331,9 м³ нафти. На першому етапі середній дебіт становив 25 м³ рідини на добу при буферному тиску 10 і затрубному – 15 МПа. Наприкінці 1973 р. тиск почав знижуватися і в липні 1974 р. не перевищував 7 МПа.

Родовище не розробляється через складну геологічну будову і незначні запаси вуглеводнів.

to 8,8x2,4 km, and its depth decreases to 320 m. The northern flank has an inclination 10–12 degrees, the southern one – 23–30 degrees.

The oil pool is formational, arched, tectonically screened. It is connected with fissured sandstones, aleurolites and conglomerates of horizon A-21 (Barreman – Lower Aptian). The rock-reservoirs are developed sporadically, have low capacity and permeability. Oil accumulations belong to the most uplifted block in the brachyanticline arched part. Oil is referred to transitional type. Under conditions of atmospheric pressure 70% of its volume turn into gas.

In 1971–1974 the test exploitation of well 1 was done. Here 2331,9 m³ of oil were extracted. At the first stage average production was 25 m³/day at buffer pressure 10 and annulus one – 15 MPa. At the end of 1973 pressure began to drop and in July, 1974 it did not exceed 7 MPa.

The field is not being developed because of the complex geological structure and insignificant reserves of hydrocarbons.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
A-21		0,892			64,5	10,3	10,4	6,4		2,9			0,9	4,6	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
A-21	ГКН Hyd.Car.Na	26,9	1018	7		8,65	1,015	15,23	40,2	23,5			28,8

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік зони	Індекс зони	Глибина зони	Абсолютна глибина контакту	Висота покладу	Тип покладу	Режим покладу	Товщина, м		Коефіцієнт пористості	Проницність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² /від/до	Тип колектора	Коефіцієнт насичення	Пластовий тиск		Дебіт початковий, т/добу	Тиск насичення, МПа	Коефіцієнт вилучення нафти	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁		Шільність запасів, тис. т умов. палива/км ²	Коефіцієнт продуктивності, МПа·м ³ /добу·від/до	Гідропродність, $1 \cdot 10^{11}$ м ² /Па·с, від/до
							горизонту, від/до	колектора reservoir					величина, МПа	глибина виміру, м				нафти, тис. т	розчиного газу, млн. м ³ дисольованого газу, млн м ³			
K ₁	A-21	2500	-2615	215	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arch. tech. scr.	Водо-напір. Water drive	45 / 66	1 / 25,5	0,017 / 0,129	> 0,01 / 47,8	Трищ.-пор. / Fis.-por.	0,55	29,8	368	45,6 / 48,0	0,14	25,8	16,3	6,5			

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс зони	Молекулярна маса	Густина, кг/м ³	В'язкість	Вміст газу, м ³ /т	Тиск насичення, МПа	Коефіцієнт усадки	Температура, К		Вихід фракцій при К, об'ємних %				Вміст, масових %				Груповий склад ВВ, %			Тип нафти
							застигання	початку кипіння	ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	
A-21	159	779	1,7	630	20,7		243	333	48,1	82,5	98,7	5,62	1,8	0,4	0,05	18,1	39,4	42,5	ІТ, П ₁ , П ₂	

КИРОВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

KIROVSKIE GAS FIELD

$$\text{ВГ (FG)} \frac{140}{140}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в Чорноморському районі Автономної Республіки Крим на відстані 30 км від смт Чорноморське. Воно приурочене до Кіровсько-Карлавської зони складок центральної частини Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1958 р. електророзвідкою ВЕЗ. Структурним бурінням у 1960–1962 рр. вона підготовлена до пошукових робіт по палеогенових горизонтах. У 1963 р. розпочато будівництво свердловини 1. При її випробуванні з інтервалу 976–1020 м (палеоцен) одержано приплив газу 2,8 тис.м³/добу через 4-мм діафрагму.

У 1968–1969 рр. геологічна будова родовища вивчалася сейсморозвідкою МВХ. За її результатами по відбиваючому горизонту IV (нижньокрейдові відклади) намічена брахіантикліналь, у скелінні якої в 1970–1972 рр. пробурена свердловина 2. Вона розкрила розріз усього платформеного чохла до нижньої крейди включно, але продуктивних горизонтів не виявила. Всього пробурено чотири пошукові і розвідувальні свердловини. Запаси газу палеоценового покладу незначні (близько 0,14 млрд. м³) і на Державний баланс не прийняті.

У геологічному розрізі родовища на породах складчастої основи залягають теригенно-карбонатні утворення нижньої і верхньої крейди, палеоцену і неогену товщиною 500, 2000, 1130 і 110 м відповідно.

По покрівлі нижньопалеоценових порід Кіровська структура являє собою вузьку асиметричну антикліналь широтного простягання розміром 3,8 x 0,8 км і висотою понад 30 м (по ізогпсі –950 м). Південне крило її має нахил 10–16 градусів, північне – 6–9 градусів. Вверх по розрізу складка виположується.

Скупчення газу пластові склепінні, пов'язані з органогенно-детритовими вапняками палеоцену.

The field is situated in Chornomorske district of the Autonomous Republic of the Crimea, 30 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to Kirovskoe-Karlavka zone of the folds of the Karkinit-Northern Crimean deep central part.

The structure was discovered in 1958 by vertical electrical sounding. In 1960–1962 it was prepared for exploration works in Paleocene horizons by structural drilling. In 1963 the drilling of well 1 began. During its testing from the interval 976–1020 m (Paleocene) gas influx 2,8 th. m³/day was obtained with 4-mm diaphragm.

In 1968–1969 the field's geological structure was studied by seismic survey of reflection method. By its results by reflector IV (Lower Cretaceous deposits) a brachyanticline was outlined, in whose arch in 1970–1972 well 2 was drilled. It uncovered the section of the whole platform cover to Lower Cretaceous including, but no producing horizons were established. In all four wildcats and prospecting wells were drilled. Gas reserves of Paleocene pool are not large (about 0,14 mlrd m³), and they were not taken on the State balance.

In the field geological section terrigenous-carbonate formations of Lower and Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene are bedded on the rocks of the folded basement with thickness 500, 2000, 1130 and 110 m correspondingly.

By the top of Lower Paleocene rocks Kirovskoe structure represents a narrow asymmetric anticline of latitudinal strike with the size 3,8 x 0,8 km and depth above 30 m (by isohypse –950 m). Its southern flank has a dip 10–16 degrees, the northern one – 6–9 degrees. Up the section the fold levels.

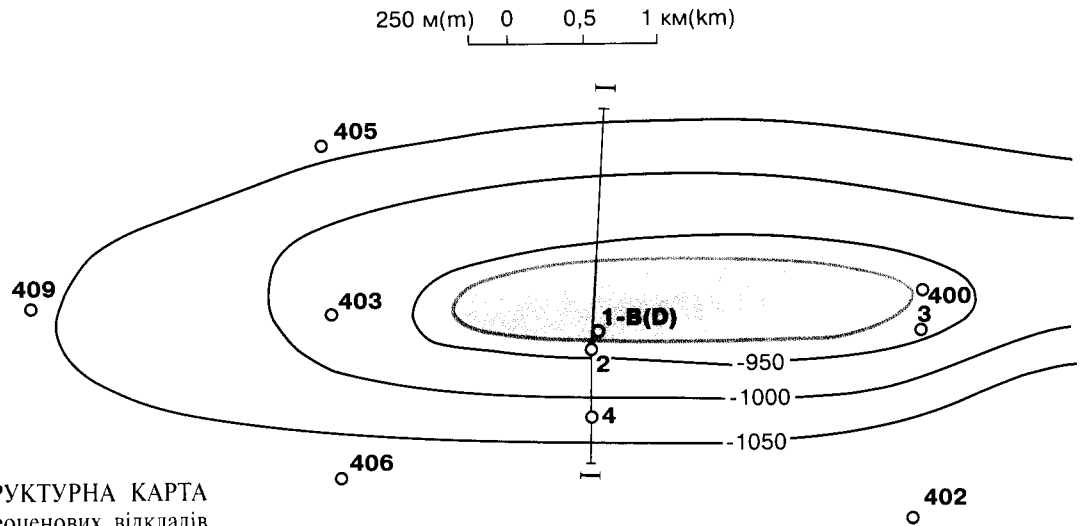
Gas accumulations are formational, arched, connected with the Paleocene organogenic-detritic limestones.

Положення газо-водяних контактів визначається лише за матеріалами ГДС і потребує уточнення.

Родовище в розробку не вводилося. Незначні запаси газу можуть бути використані для місцевих потреб. Для їх освоєння доцільно провести дорозвідку північної частини структури.

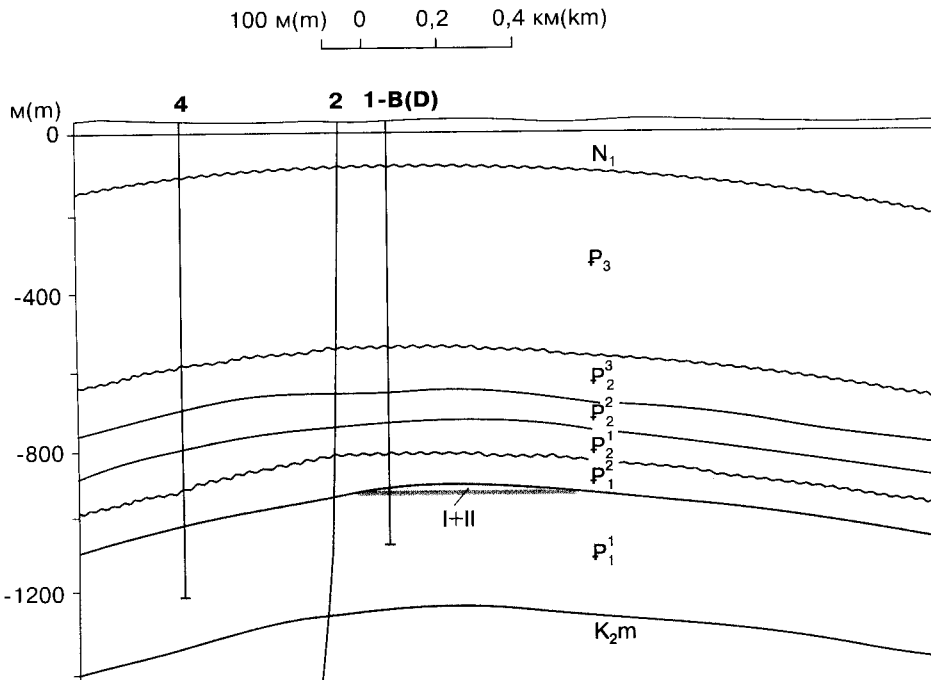
The location of gas-water contacts is determined only by the materials of well geophysical investigations and needs specifying.

The field was not brought into development. Insignificant gas reserves may be used for local needs. For their development it is advisable to carry out additional prospecting of the structure northern part.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі нижньопалеоценових відкладів
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Lower Paleocene deposits
by S.M. Zakharchuk, 1994



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
по лінії I-I
за Л.М. Кухтіною, 1971 р.

GEOLOGICAL SECTION
along I-I line
by L.M. Kukhtina, 1971

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяння покрівлі продук- тивного горизонту, м Bedding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (гідро- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт випу- щення конден- сату гідро- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів, тис. т умов. палм- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							від/до від/до from/to	від/до від/до from/to					
P ₁ ¹⁻²	I-II	976 — 992	-909 — -934	8 — 16	Мас.- пласт. склеп. Mas.- form. arch.	Пруж.- водо- напір. Elast. water drive	115	14	14	0,07 — 0,20	0,14	< 0,1	Карб. тріщ.- пор. Carb. fis.- por.	0,6	9,3	340	абсо- лютно вільний absolu- tely free	робочий working	2,8	140	25

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
I+II		0,6879			81,8	10,6	3,8	0,8	1,0	0,1	0,3	-	0,2	1,4	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
I+II	ГКН Hyd.Car.Na	18,02	1013,7	$\frac{7,8}{10,1}$			1,13	13,7	18,6	274,4		45

ГЛІБІВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

GLIBIVKA GAS-CONDENSATE FIELD

$$\text{ВГ(FG)} \frac{4570}{4570} 4181 \quad \text{К(С)} \frac{390}{258} 178$$

Газосховище
Gas storage



Родовище розташоване у центральній частині Тарханкутського півострова на відстані 25 км від смт Чорноморське (Автономна Республіка Крим). Воно знаходиться у Кіровсько-Карлавінській зоні антиклінальних складок південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Глібівська структура виявлена в 1959 р. сейсмічними роботами МВХ по відбиваючому горизонту у відкладах верхнього соцену. Підтверджена у 1960 р. бурінням чотирьох структурних свердловин. В одній з них (352) при вибої 950 м стався викид газу, який засвідчив газонасність порід палеоцену.

Перший промисловий приплив газу з дебітом 205,6 тис. м³ добу одержано в 1960 р. з інтервалу 925–953 м (палеоцен) у свердловині 1 при буферному тиску 10,3 МПа і пластовому – 10,77 МПа. У 1960–1962 рр. на площі пробурено 9 розвідувальних свердловин, за матеріалами яких оконтурено газовий поклад. Запаси газу і конденсату підраховано в 1963 р. Експлуатаційне буріння розпочалося в кінці 1965 р.

На другому етапі (1970–1971 рр.) пошуки газу проводилися у крейдових утвореннях східної частини родовища, де за даними сейморозвідки МВХ очікувалося склепіння похованої складки. Нових скунчень вуглеводнів бурінням не виявлено.

У геологічному розрізі осадового чохла родовища беруть участь карбонатно-теригенні утворення крейди, палеоцену, неогену-антропогену.

Глібівське підняття являє собою субширотну брахіантикліналь навішеного типу, яка простежується у палеоценових відкладах. Розміри її по замкнутій ізогісі –1090 м становлять 5,5 x 2,0 км, висота – 210 м. Кут нахилу порід на крилах 17–20 градусів.

Поклад масивно-пластовий склепінний, приурочений до карбонатних порід нижнього і верхнього пале-

The field is situated in the central part of the Tarkhankut peninsula, 25 km from the settlement of Chornomorske (the Autonomous Republic of the Crimea). The field is placed in Kirovske-Karlavka zone of anticline folds of the southern flank of the Karkinit-Northern Crimean deep.

Glibivka structure was established in 1959 by seismic reflection method by phantom horizon in Upper Eocene deposits. The presence of this structure was proved in 1960 by drilling 4 structural wells. In well 352 with bottom-hole 950 m a gas outburst took place which proved gas-bearingness of Paleocene rocks.

The first commercial gas influx 205,6 th. m³ day was obtained in 1960 in well 1 from the interval 925–953 m (Paleocene), at buffer pressure 10,3, formation one – 10,77 MPa. In 1960–1962 in the area 9 prospecting wells were drilled, and by their material the gas pool was contoured. Gas and condensate reserves were calculated in 1963. Development drilling began at the end of 1965.

At the second stage (1970–1971) gas prospecting was carried out in Cretaceous formation of the field eastern part, where the arch of the buried fold was expected by the seismic survey data. But its drilling discovered no hydrocarbon accumulations.

In the geological section of the field sedimentary cover carbonate-terigenous formations of Cretaceous, Paleocene, Neogene-Anthropogene take part.

Glibivka uplift represents itself a sublatitudinal brachyanticline of the hung type, which is traced in Paleocene deposits. Its size by the closed isohypse –1090 m is 5,5 x 2,0 km, depth – 210 m. The angles of the rocks dip in the flanks are 17–20 degrees.

The pool is massive-formational, arched, belongs to carbonate rocks of Lower and Upper Paleocene. The

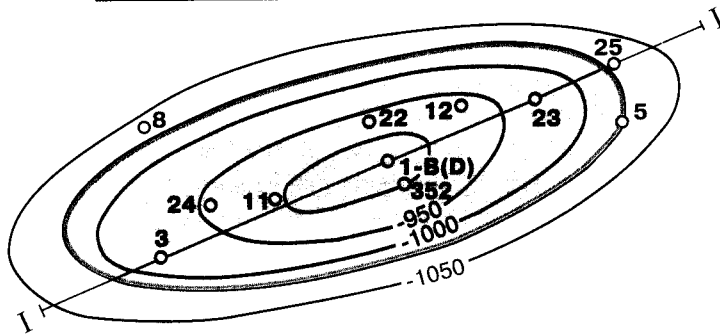
оцену. Основна частина запасів газу сконцентрована у пісковикоподібних органогенно-детритових вапняках нижнього палеоцену, товщина яких становить 130–140 м. Колектори порово-тріщинні. Товщина глинистого газопору перевищує 70 м.

Дослідно-промислова експлуатація почалася в 1966 р. 8 свердловинами – 7, 11, 12 (розвідувальні) і 20, 21, 22, 23, 24 (експлуатаційні). Вони розміщені на

main part of gas reserves is concentrated in the sandstone-like organogenic-detritic limestones of Lower Paleocene, their thickness is 130-140 m. The reservoirs are porous-fissured. The thickness of clay gas-proof exceeds 70 m.

Test-commercial exploitation began in 1966 by 8 wells – 7, 11, 12 (prospecting ones) and 20, 21, 22, 23, 24 (development ones). They are located on the transverse

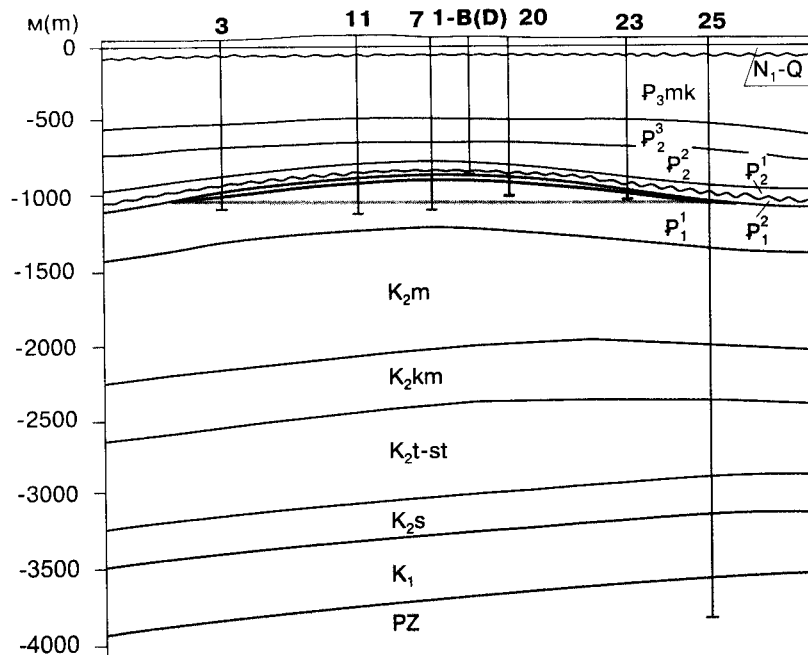
250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі нижньопалеоценових відкладів
за О.А. Ліщинським і Г.П. Курилом, 1962 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Lower Paleocene deposits
by O.A. Lishchynsky and G.P. Kurylo, 1962

250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
по лінії I-I
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION
along I-I line
by S.M. Zakharchuk, 1994

поперечній і поздовжній осях складки з середньою відстанню між ними 450 м. Режим покладу газовий. Розробка родовища завершена у 1984 р. Контур газоносності знаходився на абсолютній глибині -993 м. У квітні 1993 р. воно переведене в підземне сховище з залишковими запасами газу 388,6 млн. м³ і пластовим тиском 1,82 МПа.

and longitudinal axes of the folds with average distance between them 450 m. The pool regime is gaseous. The field development finished in 1984. The gas-bearingness contour was at the absolute depth -993 m. In April 1993 it was transferred to the underground storage with remaining gas reserves 388,6 mln m³ and formation pressure 1,82 MPa.

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

$\Pi_B(W_p)$ - Фонд видобувних свердловин, шт.
Fund of productive wells, number

Видобуток газу, млн. м³
Gas production, mln m³

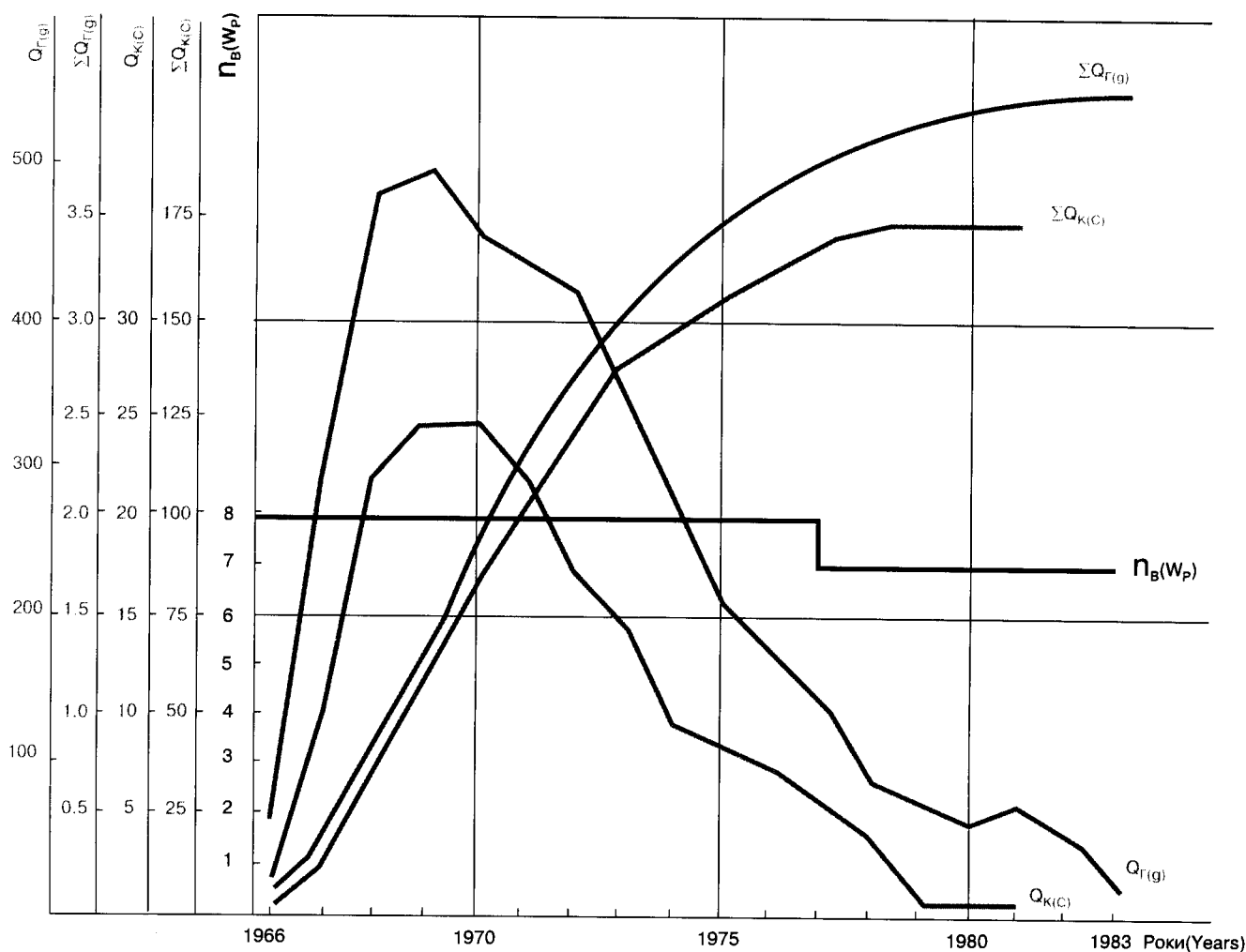
Видобуток конденсату, тис. т
Condensate production, th. t

$Q_{Г(g)}$ - річний
annual

$Q_{К(c)}$ - річний
annual

$\Sigma Q_{Г(g)}$ - накопичений
accumulated

$\Sigma Q_{К(c)}$ - накопичений
accumulated



ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, МПа Pressure, MPa	
			річний annual	накопичений cumulative		річний annual	накопичений cumulative	пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1966	8	171	62,655	62,655	1,4	1,6	1,6	107,9	91,9
1967	8	845	308,674	371,329	8,1	10,2	11,8	101,5	84,8
1968	8	1321	482,195	853,524	18,7	22,2	33,8	90,4	73,9
1969	8	1369	499,764	1353,288	29,6	25,0	58,8	80,3	61,9
1970	8	1264	461,434	1814,722	39,7	25,0	83,8	70,4	52,2
1971	8	1199	437,779	2252,501	49,3	20,8	104,6	61,0	43,3
1972	8	1203	439,284	2691,785	58,9	17,6	122,2	50,7	38,4
1973	8	933	340,425	3032,210	66,4	15	137	43,1	31,8
1974	8	777	283,500	3265,710	71,4	10	147	39,3	27,2
1975	8	568	207,5	3473,20	76,0	9	156	33,7	25,5
1976	8	497	182	3655,2	80,0	8	164	29,4	18,8
1977	8	421	151,6	3806,8	83,3	6	170	26,0	18,4
1978	7	262	95,5	3902,3	85,4	4	174	24,2	17,0
1979	7	214	78,2	3980,5	87,1	1	175	22,0	16,1
1980	7	177	64,8	4045,3	88,5	1	176	21,5	15,5
1981	7	198	72,3	4117,6	90,0	1	177	19,2	15,3
1982	7	152	55,4	4173,0	91,3		177	18,3	13,4
1983	7	93	8,4	4181,4	91,5				

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяня покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип колектора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of fuel /km ²	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								абсо- лютно віль- ний, від/до working, from/to	робочий, від/до working, from/to						
P ₁ ¹⁻²		918	-1010	174	Скел. мас.- плас. Arch. mass- form.	Газ. Gas.	150 160	53,8 113	70,6	0,044 0,259	до/то 4,6	Тер.- карб. пор.- тріщ. і тріщ. Ter.- carb. por.- fiss. and fiss.	0,76	11,0	341,4	30 2060	4 194	70 92,2	-	0,595	4570	258	404,6

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
P ₁ ²		0,680	70		82,3	6,3	2,7	1,8	-	1,0	-		1,0	3,4	0,014
P ₁ ¹		0,620	92,2		87,6	5,8	2,3	0,6	0,6	0,5	-		0,8	1,3	-

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic
P ₁ ²		719	0,8	312	98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,005	50	22	28
P ₁ ¹		755	0,9	363	99	-	-	-	-	-	-	0,01	-					

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

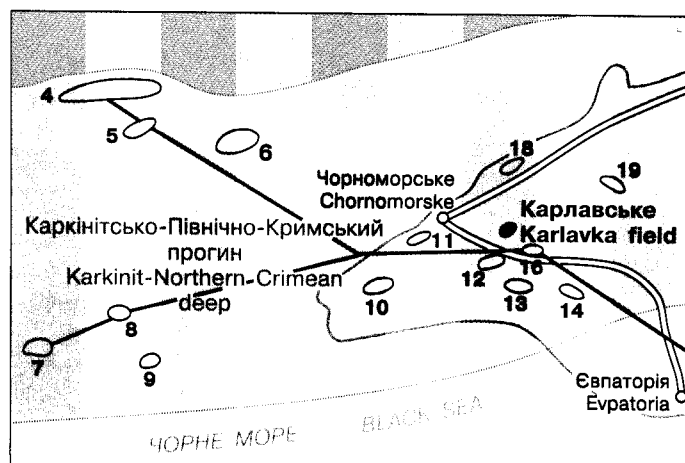
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
P ₁ ²	ГКН Hyd. Car. Na	21,1	1015	7,7			1,1	26,0	61,7	409,5			30
P ₁ ¹	ГКН Hyd. Car. Na	19,9	1015	8,4			1,2	22,1	59,5	236,8			37,6

КАРЛАВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

KARLAVKA GAS-CONDENSATE FIELD

ВГ (FG) $\frac{87}{87}$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в Чорноморському районі Автономної Республіки Крим на відстані 15 км від смт Чорноморське. Воно приурочене до Кіровсько-Карлавіської зони складок центральної частини Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена геологічною зйомкою в 1888 р. і підтверджена сейсмозвідкою МВХ у 1959 р. по відбиваючому горизонту у палеогенових відкладах. За даними структурного буріння в 1960–1961 рр. вона підготовлена до пошукових робіт, які розпочато в 1961 р. У цьому ж році при випробуванні свердловини 2 з інтервалу 1126–1197 м (нижній палеоцен) одержано приплив газу до 30 тис. м³/добу. Після додаткових сейсмічних досліджень МВХ (1966–1968 рр.) розпочато пошукове буріння на крейдові відклади, в яких виявлено непромислові скупчення газу. Зокрема, в 1968 р. при випробуванні сеноманських утворень у параметричній свердловині 8 (інт. 3387–3460 м) спостерігався нестабільний приплив газу з конденсатом до 150 тис. м³/добу.

Всього пробурено 15 пошукових і розвідувальних свердловин. Запаси підраховані в 1963 р. У 1987 р. вони значною мірою списані, частково (87 млн. м³) віднесені до забалансових.

У вивченій частині геологічного розрізу складки беруть участь теригенно-карбонатні утворення крейди, палеогену і неогену. Структура являє собою антикліналь субширотного простягання розміром по ізогіпсі –1075 м покрівлі нижнього палеоцену 9 x 1,5 км і висотою 65 м. Південне крило має нахил 14–18 градусів, північне – 8–12 градусів.

Поклад газу масивно-пластовий склепінний тектонічно екранований, пов'язаний з органогенно-детрито-

The field is situated in Chornomorske district of the Autonomous Republic of the Crimea, 15 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to Kirovske-Karlavka zone of the folds of the Karkinit-Northern Crimean deep central part.

The structure was discovered by geological survey in 1888 and proved by seismic survey of reflection method in 1959 by the reflector in Paleogene deposits. It was prepared in 1960–1961 for exploration works by the data of structural drilling. These works began in 1961. The same year during testing well 2 from the interval 1126–1197 m (Lower Paleocene) gas influx to 30 th. m³/day was obtained. After additional seismic investigations by reflection method the explorational drilling began on Cretaceous deposits, where non-commercial gas accumulations were established. In particular, in 1968 during testing Cenomanian deposits in stratigraphic well 8 (interval 3387–3460 m) an unstable influx of gas with condensate to 150 th. m³/day was observed.

In all, 15 wildcats and prospecting wells were drilled. the reserves were calculated in 1963. In 1987 they were written off to a great extent, partly (87 mln m³) were referred to resources.

In the studied part of the fold geological section terrigenous-carbonate formations of Cretaceous, Paleogene and Neogene take part. The structure represents an anticline of sublatitudinal strike with the size 9 x 1,5 km by isohypse –1075 m of the Lower Paleocene top. Its depth is 65 m. The southern flank has a dip 14–18 degrees, the northern one – 8–12 degrees.

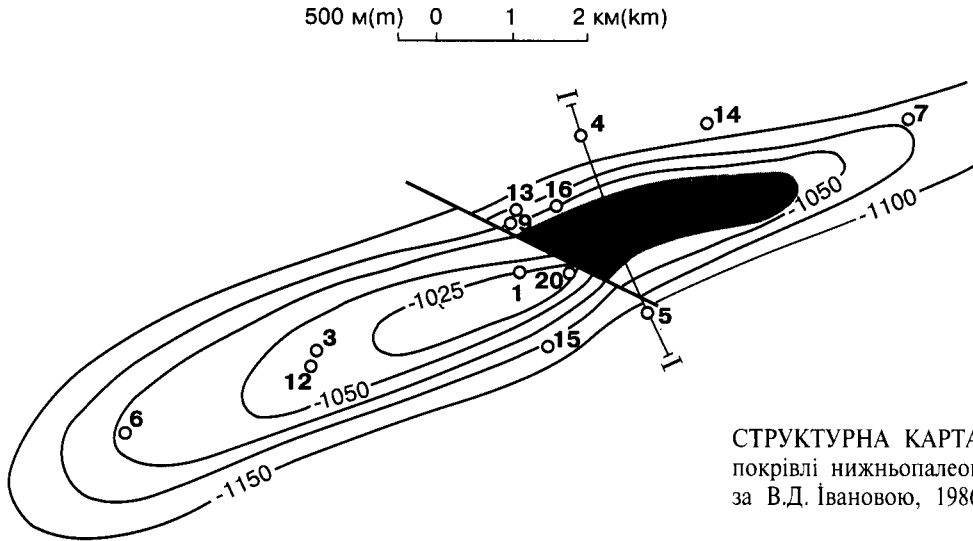
The gas pool is massive-formational, arched, tectonically screened, connected with organogenic-

вими вапняками нижнього палеоцену. Колектор порово-тріщинний з низькою ємкістю і проникністю.

Родовище законсервоване. В розробку воно не вводилося.

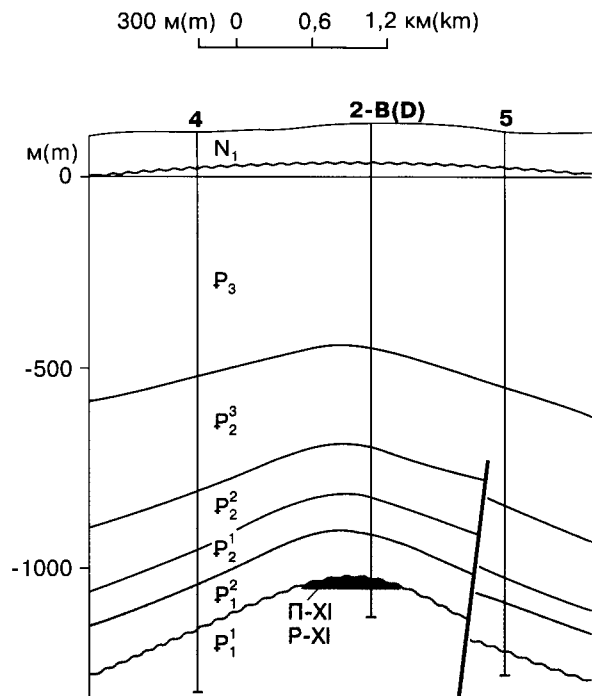
detritic limestones of Lower Paleocene. The reservoir is porous-fissured with low capacity and permeability.

The field is under conservation. It was not brought into development.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі нижньопалеоценового продуктивного горизонту
за В.Д. Івановою, 1986 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Lower Paleocene producing horizon
by V.D. Ivanova, 1986



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за В.Д. Івановою, 1986 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by V.D. Ivanova, 1986

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зання покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								ефек- тивна, від/до effective, from/to	від/до від/до from/to					
P ₁	П-XI P-XI	1126	-1030	20	Мас.- пласт. склп. тект. екран. Mas.- form. arch. tect. scr.	Газ, пруж.- водо- напір. Gas, elast water drive	33 80	8 40	0,019 0,156	0,12	Карб. пор.- тріщ. Carb. fis.- por.	0,52	11,1	343	52	30	34				87	40

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
П-ХІ Р-ХІ		0,646	34	36436	91	3,8	1,5	0,47				0,001	1,82	1,58	

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, 1·10 ⁻⁶ м ² /с Viscosity, 1·10 ⁻⁶ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic
П-ХІ Р-ХІ							100											

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

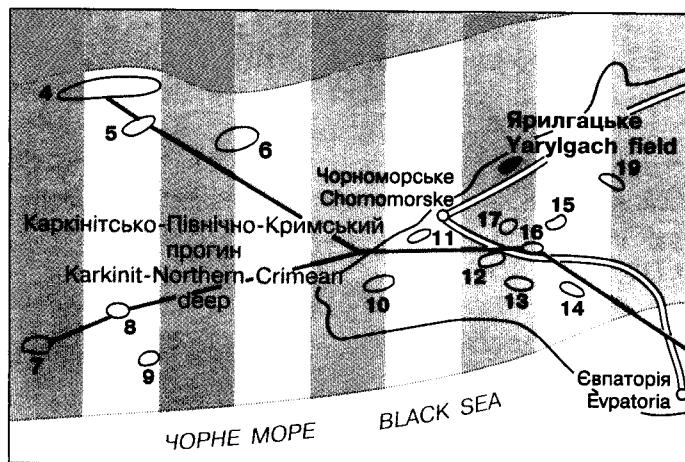
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
П-ХІ Р-ХІ	ГКН Hyd.Car.Na	20,8	1015	$\frac{7,5}{9,5}$			1,13	20,3	58				30

ЯРИЛГАЦЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

YARYLGACH GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{98}{98}$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в Чорноморському районі Автономної Республіки Крим на відстані 18 км від смт Чорноморське. Воно приурочене до північної зони складок Тарханкутського півострова у центральній частині Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Ярилгацьке (Міжводненське) підняття виявлене як структурний виступ (ніс) геологічною зйомкою в 1957–1958 рр. і підготовлене сейсмозвідкою МВХ в 1960 і 1966 рр. Переінтерпретація сейсмічних матеріалів проводилася в 1965 і 1967 рр. У процесі структурного буріння 1961–1963 рр. на площі спостерігалися прямі ознаки газоносності майкопських утворень, зокрема в свердловині 450 при вибої на глибині 242 м мав місце викид газу. Пошуково-розвідувальні роботи виконувалися в 1964–1968 рр. (Бакальська та Міжводненська площі) і в 1981–1982 рр. (Ярилгацька площа). В 1967 р. у Бакальській свердловині 2 при випробуванні майкопських утворень з інтервалу 217–220 м одержано приплив газу 5,2 тис. м³/добу через 8,2-мм діафрагму при буферному тиску 0,516 і затрубному – 0,505 МПа. Всього пробурено вісім пошукових і розвідувальних свердловин. Промислові припливи одержано в трьох: Бакальській-2, Міжводненській-4 та Ярилгацькій-2. З врахуванням результатів випробування останньої родовище прийняте в 1982 р. на Державний баланс і згодом законсервоване.

Геологічний розріз структури представлений карбонатно-теригенними утвореннями крейди, палеогену і неогену, товщини яких становлять відповідно 2500, 1500 і 170 м.

Ярилгацька структура являє собою субширотну асиметричну антикліналь розміром 6,0 x 1,5 км і висотою до 20 м по ізогінсі –180 м. Кути падіння порід олігоцену на північному крилі складки 5–6, а на південному – до 3 градусів.

The field is situated in Chornomorsky district of the Autonomous Republic of the Crimea, 18 km from the settlement of Chornomorske. It belongs to the folds northern zone of the Tarkhankut peninsula in the Karkinit-Northern Crimean deep central part.

Yarylgach (Mizhvodne) uplift was discovered as a structural bench (nose) by geological survey in 1957–1958 and was prepared by seismic survey of reflection method in 1960 and 1966. Reinterpretation of seismic data was done in 1965 and 1967. During structural drilling in 1961–1963 in the area the direct indications of Maykopian formation gas-bearingness were observed, in particular in well 450 at the bottom-hole at depth 242 m gas outburst took place. Exploration works were carried out in 1964–1968 (Bakal and Mizhvodne areas) and in 1981–1982 (Yarylgach area). In 1967 in the Bakal well 2 during testing Maykopian formation from the interval 217–220 m gas influx 5,2 th. m³/day was obtained with 8,2-mm diaphragm, at buffer pressure 0,516 and annulus one – 0,505 MPa. At all, eight wildcats and prospecting wells were drilled. Commercial influxes were obtained in three of them: Bakal-2, Mizhvodne-4 and Yarylgach-2. Taking into consideration the results of testing the latter well the field was taken in 1982 on the State balance and then conserved.

The structure geological section is represented with carbonate-terrigeneous formations of Cretaceous, Paleogene and Neogene, their thicknesses being 2500, 1500 and 170 m correspondingly.

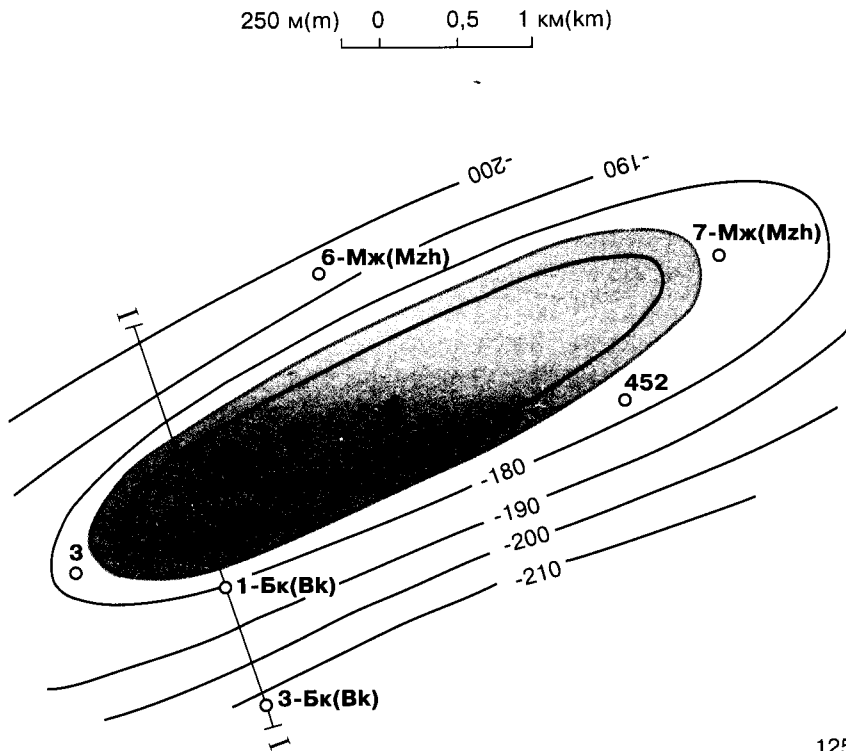
Yarylgach structure represents a sublatitudinal asymmetric anticline with the size 6,0 x 1,5 km and depth to 20 m by isohypse –180 m. Oligocene rocks angles of dip are 5–6 degrees in the fold northern flank, and to 3 degrees – in the southern.

Поклад газу неповнопластовий склепінний, пов'язаний зі слабосцементованими пісковиками і алевролітами пачки М-2 середнього майкопу (олігоцен) на глибинах 211–250 м. За матеріалами ГДС в ній простежуються два піщаних пласти загальною товщиною 12,5 м. Колектор теригенний порового типу з відкритою пористістю переважно 30–35%, проникністю – 0,110–0,242 мкм².

Родовище в розробку не вводилося. Газ, що залягає на невеликій глибині, доцільно використати для місцевих потреб.

Gas pool is partly formational, arched, connected with weakly cemented sands and aleurolites of the Middle Maykopian (Oligocene) group of strata M-2 at depths 211–250 m. By well logging data two sandy beds are observed with total thickness 12,5 m. The reservoir is terrigenous, of porous type, with open porosity mainly 30–35%, permeability – 0,110–0,242 mcm².

The field was not brought into development. Gas, being at small depth, is advisable to be used for local needs.

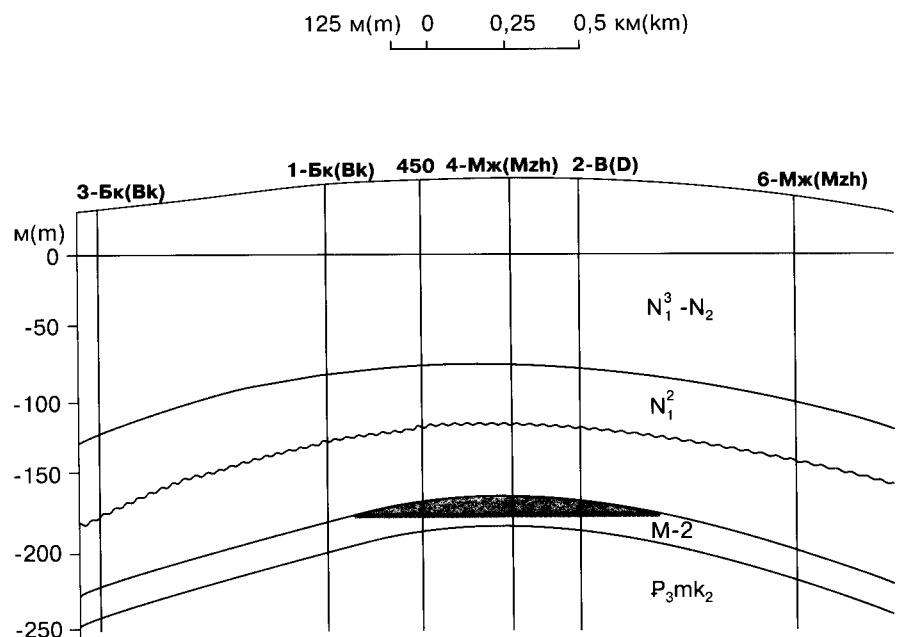


СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки М-2
середнього майкопу
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of Middle Maykopian gas-bearing
group of strata M-2
by S.M. Zakharchuk, 1994

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
ПО ЛІНІЇ І-І
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION
ALONG I-I LINE
by S.M. Zakharchuk, 1994



ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік	Індекс	Глибина залягання продуктивної зони, м	Абсолютна глибина контакту, м	Висота покладу, м	Тип покладу	Режим покладу	Товщина, м		Коефіцієнт пористості	Проникильність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до	Тип колектора	Коефіцієнт насичення (підхунковий)	Пластовий тиск початковий, МПа	Тиск початку конденсації, МПа	Температура, К	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³	Дебіт конденсату початковий, т/добу	Коефіцієнт вилучення конденсату підхунковий	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁	Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ²
Age	Horizon index	Horizon index	Contact absolute depth, m	Pool depth, m	Pool type	Pool regime	горизонту, від/до	колектора reservoir	Porosity coefficient	Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Reservoir type	Saturation coefficient (rated)	Formation pressure initial, МПа	Condensation beginning pressure, МПа	Formation temperature, К	Initial production, th. m ³ /day	Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Condensation production initial, t/day	Condensation recovery coefficient, rated	Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
		Bedding depth of the producing horizon top, m	effective, from/to	horizon, from/to	Пруж.-водо-напір.	Пласт. склеп. Form. arch.	15	3	0,28	7,7	Тер. пор.	0,56	2,04	292	292	5,2	-	-	-	98	22,0
	М-2	210	-175	13	Пласт. склеп. Form. arch.	Пруж.-водо-напір. Elast. water drive	15	3	0,28	7,7	Тер. пор.	0,56	2,04	292	292	5,2	-	-	-	98	22,0
	Р ₃ pl						12,5	6,3	0,38	490	Тер. пор.										

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
M-2		0,575	-		92,23	0,16	0,07	Сліди Trac.		Сліди Trac.		-	0,22	4,27	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
M-2	ХК ClCa	16,9	1012	$\frac{7,7}{8,1}$	413	1,56	0,87	16	63,8	9,3		45,0

ЗАДОРНЕНСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

ZADORNE GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{1020}{1020}$ 925

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване на Тарханкутському півострові біля с. Задорне на відстані 36 км від смт Чорноморське (Автономна Республіка Крим). Воно знаходиться у Північно-Кримській зоні Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Задорненська антикліналь виявлена геологічною зйомкою у 1947 р. Закартована в 1957 р. по покрівлі нижнього сармату з застосуванням мілкового буріння. У відкладах палеоцену антикліналь підтверджена у 1958–1960 рр. регіональними сейсмічними роботами МВХ і електророзвідкою, а у 1959–1960 рр. вивчена структурним бурінням. У свердловині 302 при проходці порід палеоцену мав місце викид газу.

У 1960–1969 рр. на площі здійснювалося пошукове, розвідувальне і параметричне буріння. У 1960–1963 рр. проведено три свердловини на палеоценові відклади. Промисловий приплив газу одержано в 1960 р. у свердловині 2 при випробуванні інтервалу 562–595 м (палеоцен). Дебіт газу становив 52 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 2 мм. Крім того, на нижньокрейдові утворення пробурені свердловини 1, 5 і 4. В останній спостерігався незначний приплив газу з пісковиків альбського ярусу при випробуванні інтервалу 3540–3668 м. Всього проведено 6 глибоких свердловин. Запаси газу підраховані і внесені в Державний баланс у 1962 р.

У будові родовища беруть участь карбонатні та теригенні породи крейди, палеоцену і неогену, товщини яких становлять відповідно 3550, 630 і 110 м.

Структура являє собою брахіантикліналь захід-північно-західного простягання. Розміри її по замкнутій ізогіпсі –560 м становлять 4,5 x 1,0–1,5 км, висота понад 100 м.

Газоносними є пісковикоподібні органогенно-детритові вапняки нижнього палеоцену. Поклад газу

The field is situated in the Tarkhankut peninsula near the village of Zadorne, 36 km from the settlement of Chornomorske (the Autonomous Republic of the Crimea). It is located in the Northern Crimean zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

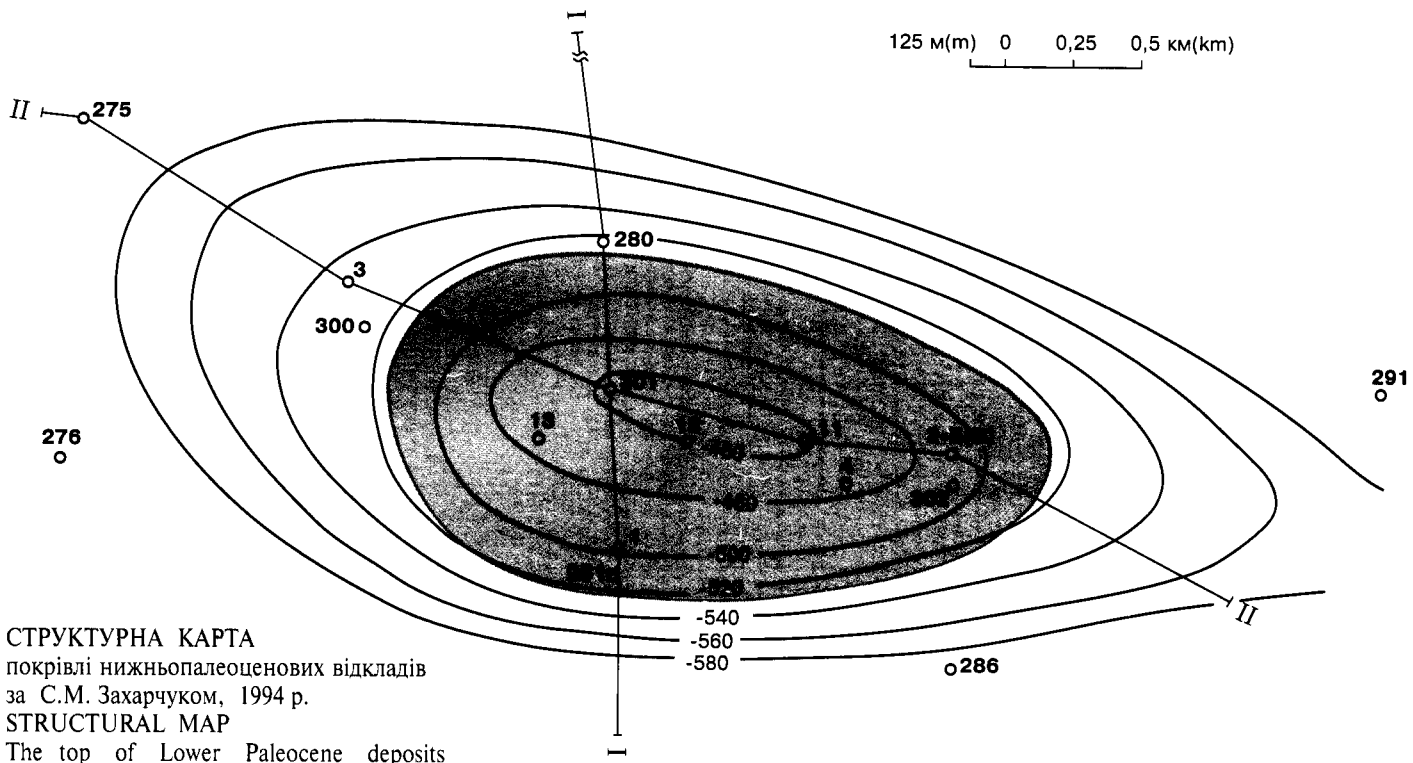
Zadorne anticline was discovered by geological survey in 1977. Using shallow drilling it was mapped in 1957 by the Lower Sarmatian top. In Paleogene deposits the anticline was proved in 1958–1960 by regional seismic survey of reflection method and electrical survey, and in 1959–1960 it was studied by structural drilling. In well 302 during drilling Paleocene rocks gas outburst took place.

In 1960–1969 in the area exploration, extension and stratigraphic drilling was carried out. In 1960–1963 three wells in Paleocene formation were drilled. Commercial gas influx was obtained in 1960 in well 2 during testing the interval 562–595 m (Paleocene). Gas yield was 52 th. m³/day with 2-mm diaphragm. Besides, here wells 1, 5 and 4 were drilled on Lower Cretaceous formation. In the latter one the insignificant gas influx was observed from Albian sandstones during testing the interval 3540–3668 m. At all 6 deep wells were drilled. Gas reserves were calculated and taken on the State balance in 1962.

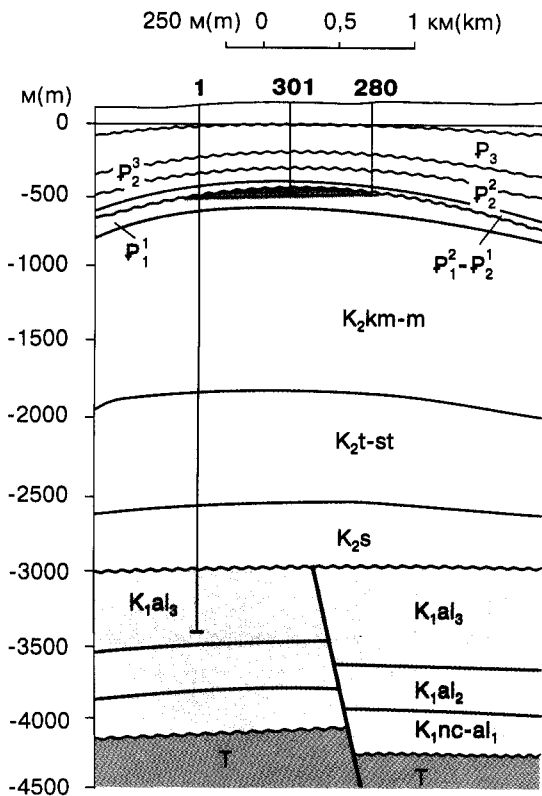
In the field structure carbonate and terrigenous rocks of the Cretaceous, Paleogene and Neogene take part, their thicknesses being 3550, 630 and 110 m correspondingly.

The structure represents a brachyantycline of the west-north-western strike. Its size by closed isohypse –560 m is 4,5 x 1,0–1,5 km, depth – above 100 m.

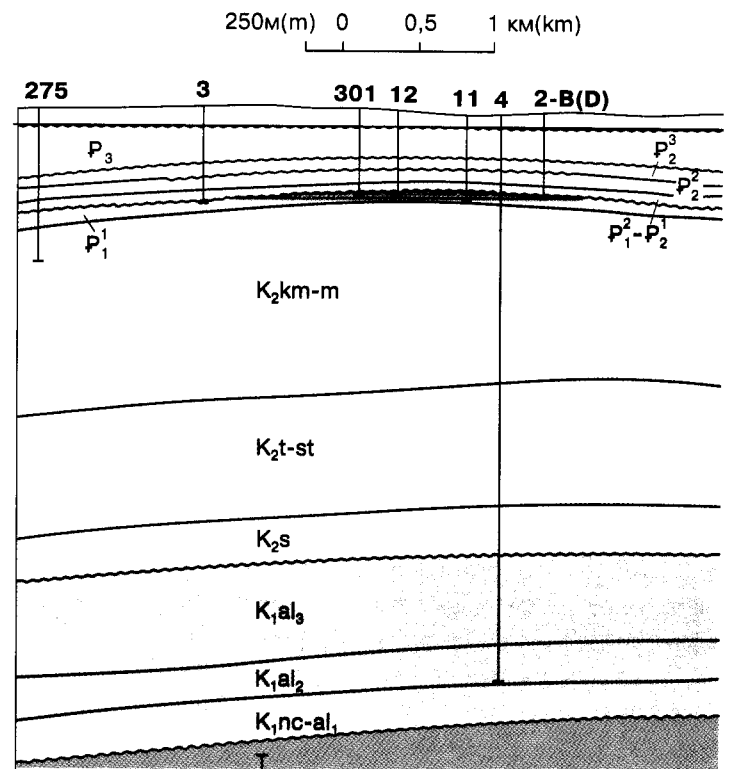
The sandstone-like organogenic-detritus limestones of the Lower Paleocene are gas-bearing. Gas pool is massive-formational, arched. The reservoirs are



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі нижньопалеоценових відкладів
за С.М. Захарчуком, 1994 р.
STRUCTURAL MAP
The top of Lower Paleocene deposits
by S.M. Zakharchuk, 1994



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за В.Ю. Корнелюк і Г.П. Курилом, 1962 р.
та С.М. Захарчуком, 1994 р.
GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by V.Y. Kornelyuk and G.P. Kurylo, 1962
and S.M. Zakharchuk, 1994



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ ІІ-ІІ
за В.Ю. Корнелюк і Г.П. Курилом, 1962 р.
та С.М. Захарчуком, 1994 р.
GEOLOGICAL SECTION ALONG II-II LINE
by V.Y. Kornelyuk and G.P. Kurylo, 1962
and S.M. Zakharchuk, 1994

масивно-пластовий склепінний. Колектори тріщинно-порового типу. Поверхня ГВК слабо нахилена на південь. Градієнт нахилу 7–8 м на кілометр. Товщина глинистого газопору перевищує 60 м. Режим роботи покладу водонапірний.

Експлуатаційне буріння (а також буріння параметричної свердловини 4) проводилось у 1966–1969 рр. Розробка покладу почалася в 1968 р. трьома експлуатаційними свердловинами (11, 12 і 13) і однією розвідувальною (2), які розташовані на довгій осі складки на віддалі 450–550 м одна від одної. Під час відбору газу спостерігалось рівномірне підняття газо-водяного контакту.

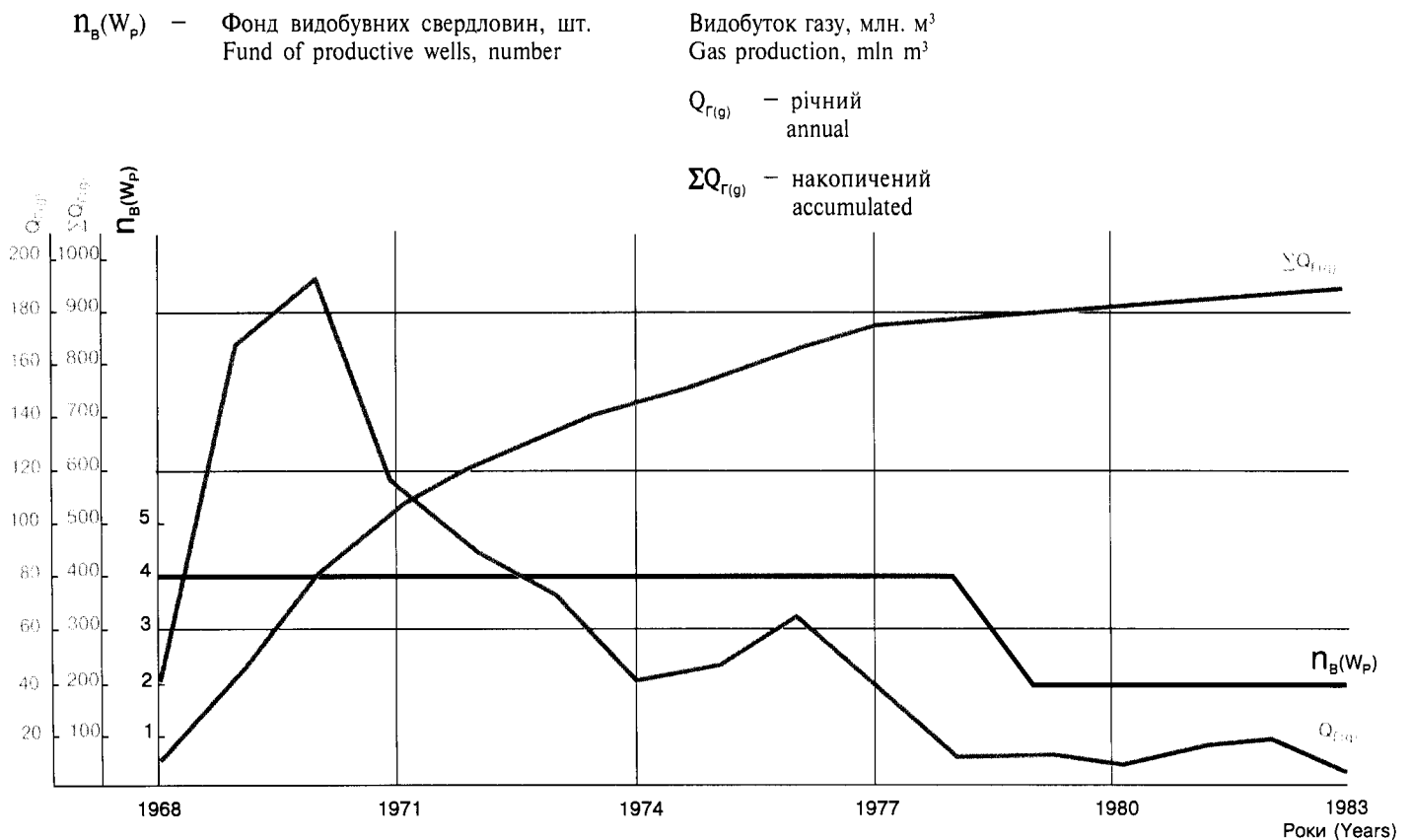
Родовище розроблялося на протязі 16 років (1968–1983). За час експлуатації видобуто близько 925 млн. м³ газу (90,4% запасів). Розробка закінчена в 1983 р. у зв'язку з падінням робочого тиску на свердловинах до тиску в газопроводі Глібівка–Сімферополь. Зараз родовище в консервації. Залишкові запаси газу планується використати для місцевих споживачів.

of fissured-porous type. The surface of gas-water contact is a bit inclined to the south. Gradient of inclination is 7–8 m per km. The thickness of clay gas-impermeable horizon exceeds 60 m. The pool regime is water drive.

Exploitation drilling (and also drilling of stratigraphic well 4) was carried out in 1966–1969. The pool exploitation began in 1968 by three development (11, 12, and 13) and one prospecting (2) wells, which are located on the fold long axe at the distance of 450–550 m one from another. During gas extraction an even raising of gas-water contact was observed.

The field was developed for 16 years (1968–1983). During its exploitation about 925 mln m³ of gas were extracted (90,4% of the reserves). Its development was finished in 1983 because of the working pressure drop in the wells to the pressure in gas-pipeline Glibivka–Simferopol. Now the field is under conservation. Residual gas reserves are planned to be used for local consumers.

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ MAIN INDICES OF DEVELOPMENT



ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
P ₁		0,5901		94,6	94,6	0,6	0,4	0,5	-	-	-	-	0,9	3,0	-

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтенові naph-tene	ароматичні aroma-tic
P ₁		851	2,7	428	-	-	28	70			-	-	0,06	-	-	23		7,7

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
P ₁	ГКН Hyd. Car. Nat.	24,9	1018,3				1,04	25,9	7,5	452,7			100

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зона покривного продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Permeability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reservoir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Condensate production initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Condensate recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувної категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							абсо- лютно вільний absolutely free	робочий working					
P ₁		552	-518,5 -527	61,5 70	Скелп. мас.- плас. Arched mass.-form.	Водо- напір. Water drive	56 69	32,8 55,0	46,1	0,24 0,28	60,8 128	Карб. тріщ.- пор. Carb. Fiss.-por.	0,725	5,9	303	560 52	73	-	1020	377	

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів,% Extraction of initial reserves,%	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, МПа Pressure, MPa	
			річний annual	накопиче- ний cumulative		річний annual	накопиче- ний cumulative	пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1968	4	458	41,220	41,220	4,0	-	-	5,57	4,92
1969	4	475	166,103	207,323	20,3	-	-	4,70	3,59
1970	4	536	190,926	398,249	39,0	-	-	3,75	2,39
1971	4	471	116,936	515,185	50,5	-	-	3,38	2,04
1972	4	328	87,875	603,060	59,1	-	-	2,82	1,79
1973	4	266	71,341	674,401	66,1	-	-	2,59	1,77
1974	4	226	40,686	715,087	70,1	-	-	2,50	1,71
1975	4	181	46,210	761,297	74,6	-	-	2,20	1,70
1976	4	175	63,200	824,497	80,8	-	-	1,75	1,64
1977	4	105	36,715	861,212	84,4	-	-	1,70	1,53
1978	4	40	11,320	872,532	85,5	-	-	1,67	1,48
1979	2	32	10,840	883,372	86,6	-	-	1,64	1,43
1980	2	30	7,108	890,480	87,3	-	-	1,62	1,42
1981	2	49	12,840	903,320	88,6	-	-	1,61	1,40
1982	2	47	16,990	920,310	90,2	-	-	1,54	1,32
1983	2	46	4,677	924,987	90,4	-	-	1,52	1,25

**СЕРЕБРЯНСЬКЕ
НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ
SEREBRYANKA OIL FIELD**

$H(O) \frac{440}{133} 4$ $PG(DG) \frac{\text{Не підраховувалися}}{\text{Not calculated}}$

У розробці
In the development



Родовище розташоване в Роздолненському районі Автономної Республіки Крим на відстані 51 км від м. Євпаторія. Воно приурочене до Серебрянської депресії Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Серебрянське підняття виявлено структурно-геологічною зйомкою у 1961 р. і підтверджено структурним бурінням у 1967 р. Його будова вивчалася сейсморозвідкою МВХ у 1961, 1965–1968, МВХ, МРНП і МСГТ – у 1969–1970, МСГТ – у 1972 і 1982 рр. Переінтерпретація сейсмічних матеріалів здійснювалася в 1962–1965, 1973–1975 і 1990 рр. Пошукове буріння розпочато в 1970 р.

У 1971 р. в свердловині 3, на південному крилі нижньокрейдової структури, з інтервалу 1766–1814 м (верхня крейда) одержано приплив нафти і газу – 58,9 м³/добу і 2,9 тис. м³/добу відповідно через 7-мм діафрагму. Промисловий приплив нафти спостерігався також при випробуванні коньякських утворень у свердловині 13 (інт. 1747–1820 м). Він становив 51 м³/добу нафти через діафрагму діаметром 6 мм при буферному тиску 0,9 і пластовому – 12,7 МПа.

Всього пробурено 10 пошукових і розвідувальних свердловин. Основний обсяг робіт виконано в 1970–1974 рр. Запаси нафти підраховувалися в 1971 і 1990 рр. Родовище прийняте на Державний баланс у 1990 р.

У геологічній будові родовища беруть участь крейдові, палеогенові та неогенові утворення загальною товщиною понад 4 км. Вивчена частина розрізу складена переважно карбонатними породами верхньої крейди–еоцену.

Підняття по покрівлі продуктивного горизонту являє собою пологий структурний ніс північ-північно-західного простягання розміром 3 x 3 км і висотою понад 50 м.

The field is situated in Rozdolne district of the Autonomous Republic of the Crimea, 51 km from the town of Eupatoria. It belongs to Serebryanka depression of the Karkinit-Northern Crimean deep.

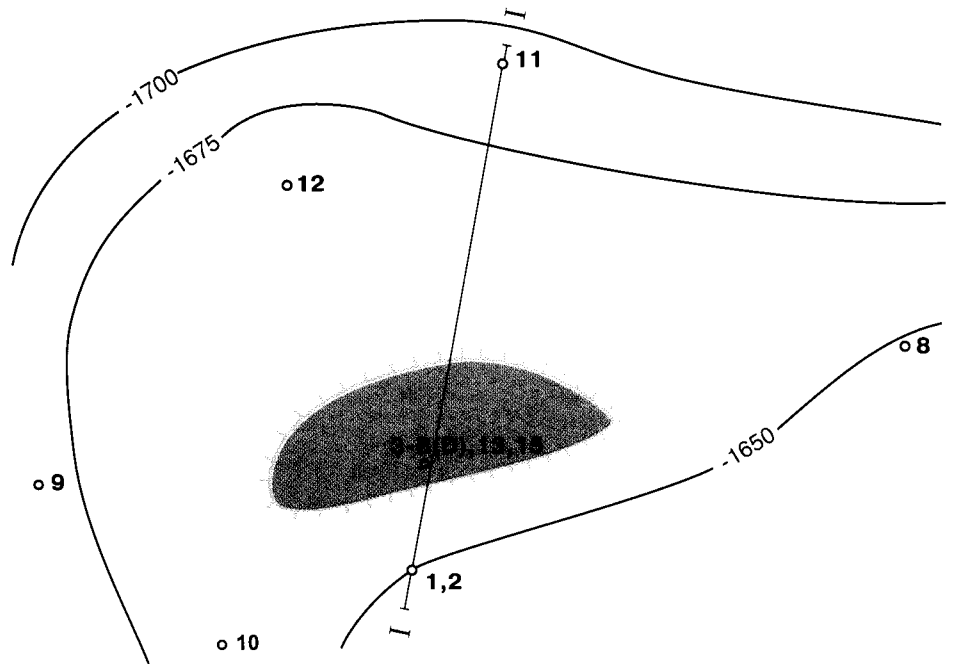
Serebryanka uplift was discovered by structural-geological survey in 1961 and was proved by structural drilling in 1967. Its structure was studied by seismic survey of reflection method in 1961, 1965–1968, method of controlled directional reception and common-depth-point method – in 1969–1970, common-depth-point method in 1972 and 1982. Reinterpretation of seismic materials was done in 1962–1965, 1973–1975 and 1990. Exploration drilling began in 1970.

In 1971 in well 3, in the southern flank of Lower Cretaceous structure, from the interval 1766–1814 m (Upper Cretaceous) oil and gas influx 58,9 m³/day and 2,9 th. m³/day correspondingly was obtained with 7-mm diaphragm. Commercial oil influx was observed also at testing Coniacian formations in well 13 (interval 1747–1820 m). It was 51 m³ of oil per day with 6-mm diaphragm at buffer pressure 0.9 and formation one – 12,7 МПа.

In all 10 wildcats and exploration wells were drilled. The main volume of works was carried out in 1970–1974. Oil reserves were calculated in 1971 and 1990. The field was taken on the State balance in 1990. In the field's geological structure Cretaceous, Paleogene and Neogene formations take part with a total thickness more than 4 km. The section studied part is composed mainly of the carbonate rocks of Upper Cretaceous–Eocene.

The uplift by the producing horizon top represents itself a gentle structural nose of the north-north-western strike with the size 3x3 km and the depth more than 50 m.

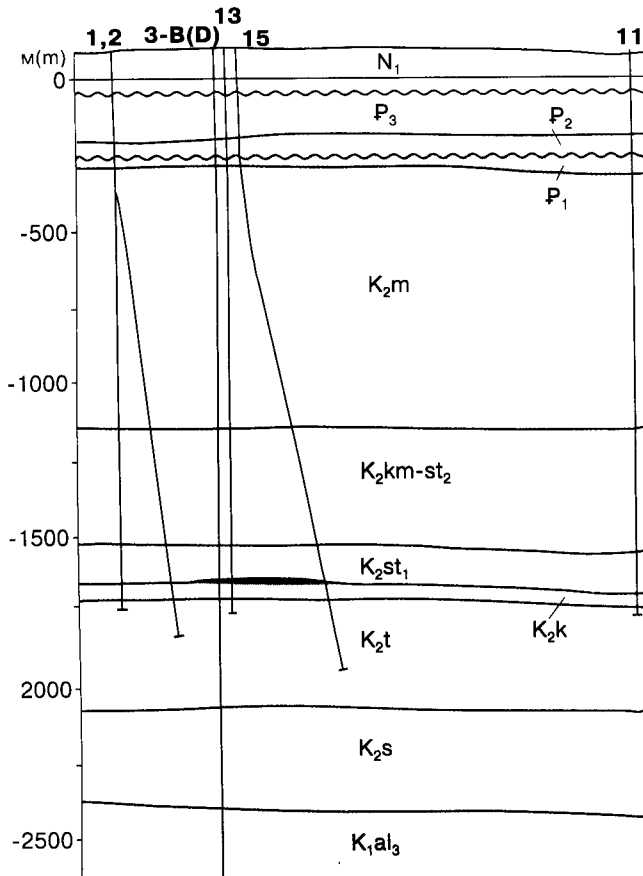
500 м(m) 0 1 2 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивних відкладів
коньякського ярусу
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing deposits of
Coniacian stage
by S.M. Zakharchuk, 1994

500 м(m) 0 1 2 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за С.М. Захарчуком, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by S.M. Zakharchuk, 1994

Поклад нафти приурочений до верхньокрейдових (коньякських) карбонатних порід. Він масивний літологічно обмежений, пов'язаний з ділянкою підвищеної тріщинуватості і стилілізації вапняків, які місцями збагачені (до 50–60%) органічними рештками. Колектори змішаного порово-тріщинного і порово-тріщинно-кавернозного типів. Покришкою є менш тріщинуваті пелітоморфні вапняки сантону з прошарками глини товщиною до 0,8 м.

У 1990 р. родовище введено в розробку. Видобуто 4 тис. т нафти.

The oil pool belongs to Upper Cretaceous (Coniacian) carbonate rocks. It is massive, lithologically limited, connected with the area of high fissuring and stylolitization of limestones, which are in some places enriched (to 50–60%) with organic remnants. The reservoirs are of mixed porous-fissured and porous-fissured-cavernous type. The seal is the less fissured pelitomorphic limestones of Santonian with the interbeds of clays, which have thickness to 0,8 m.

In 1990 the field was brought into development. 4 th. t of oil were extracted.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
K ₂		1,837			42,94	13,44	22,02	15,51		5,11			0,64	0,34	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Сулінім Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
K ₂	ХК ClCa	29,2	1020	7,85			0,98	26,3	62,2	80,7			58,8

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зая- гання покрівлі горизонту, м Bed- ding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові видобу- вальної категорії A+B+C ₁ , млн. м ³ , від/до Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁ , млн. м ³	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- -МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- -MPa, from/to	Гідропр- відність, 1·10 ⁻¹¹ м ² /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, 1·10 ⁻¹¹ m ² /Pa·s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	від/до from/to	від/до from/to				вели- чина, МПа value, MPa	на виміру, м mea- sure- ment depth, m								
K ₂ K	K ₂	1763	-1708	52	Мас. літ. обм. Mas. lith. limit.	Пруж- водо- напір. Elast. water drive	58 100	21,6 23,4	0,05 0,11	0,078	< 0,01	Карб. пор.- тріщ. і пор.- тріщ.- кавер. Carb. fiss., por.- fiss.- caver.	0,5	15,8	1788	343	58,9	0,3	133	53			

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity	Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- pkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %										Вміст, масових % Mass content, %			Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		Тип нафти Oil type							
								плас- тової дегазо- ваної mPa·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с degas., 10 ⁻⁶ m ² /s	засти- гання кипіння solidifi- cation boiling point	початку кипіння boiling point	ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623- boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitch- es	асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur		арома- тичні aroma- tic	нафте- нові naphte- ne	мета- нові metha- ne				
K ₂		688	1,44	125,4	5,04	2,35	260	313	20	48	69	79	86	100	0,225	4														ІТ ₁ , ІТ ₂

ТЕТЯНІВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

TETYANIVKA GAS-CONDENSATE FIELD

ВГ (FG) $\frac{2119}{2119}$ К(С) $\frac{1909}{1300}$

У розвідці
In the prospecting

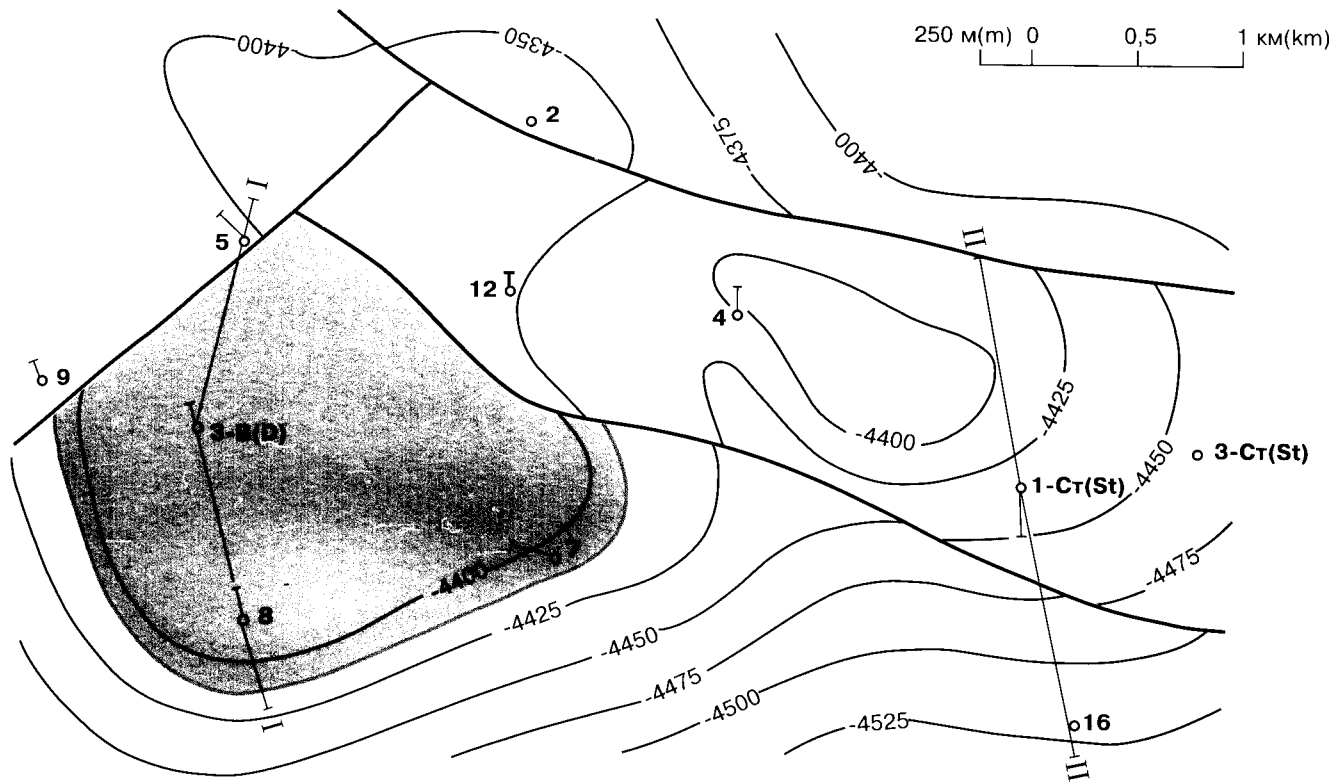


Родовище розташоване в Первомайському районі Автономної Республіки Крим на відстані 60 км від м. Євпаторія. Воно приурочене до Серебрянської депресії Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Структура виявлена в 1969 р. сейсморозвідкою МВХ. У 1970–1973 рр. вона підготовлена до пошуково-го буріння сейсмічними роботами МСГТ по відбиваючому горизонту IVб, пов'язаному з відкладами неоко-

The field is situated in Pervomayske district of the Autonomous Republic of the Crimea, 60 km from the town of Evpatoria. It belongs to Serebryanka depression of the Karkinit-Northern Crimean deep.

The structure was established in 1969 by seismic survey of reflection method. In 1970–1973 it was prepared for exploration drilling by seismic works of common-depth-point method by the reflector IVb, which



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту А-21
за В.Д. Івановою, 1993 р.

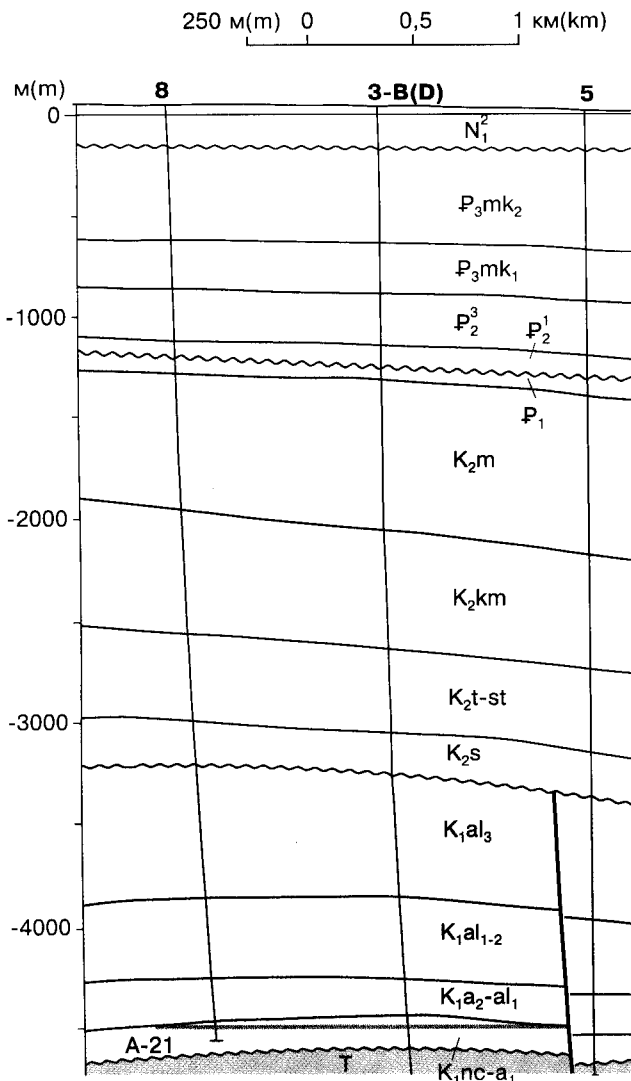
STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon A-21
by V.D. Ivanova, 1993

му-нижнього апту. Її будова вивчалася сейсморозвідкою МСГТ також у 1976–1982, 1985–1987 і 1989–1991 рр.

Пошукове буріння проводиться з 1974 р. При випробуванні свердловини 3 в грудні 1976 р. з інтервалу 4431–4438 м (горизонт А-21) одержано 102,4 тис. м³/добу газу з конденсатом через 12-мм діафрагму при буферному тиску 5,61 і пластовому – 40,6 МПа. У 1989 р. на Степовій ділянці родовища в свердловині 1-Ст з інтервалу 3869–3872 м (горизонт А-18) отримано 24,2 тис. м³ газу і 29,4 м³ конденсату на добу через діафрагму діаметром 5 мм при вибійному тиску 26,5 і пластовому – 40,7 МПа.

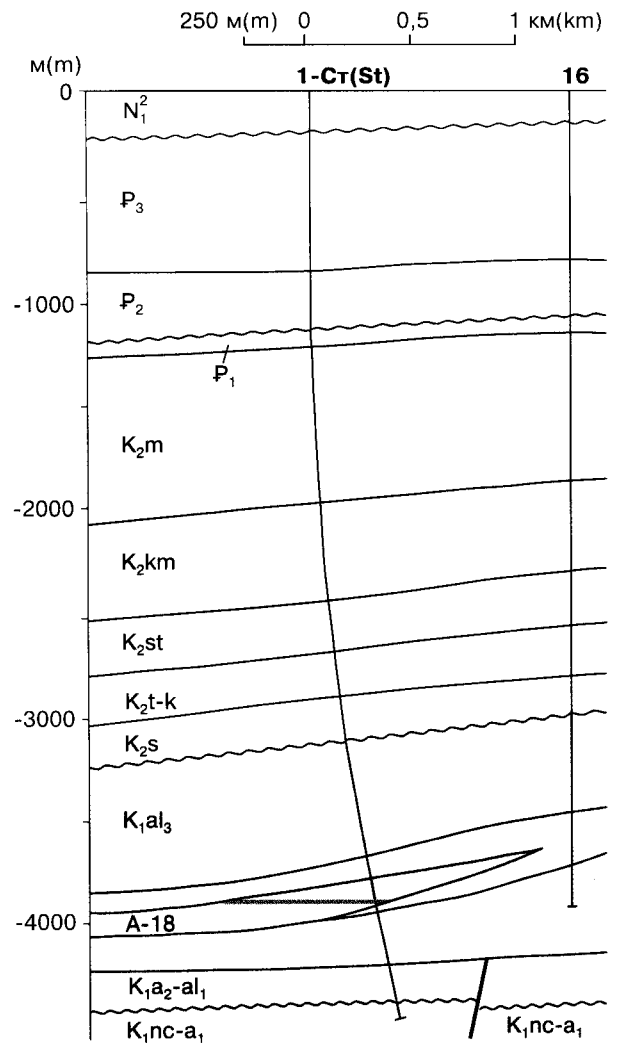
is connected with Neocomian–Lower Aptian deposits. It was studied by seismic survey of common-depth-point method also in 1976–1982, 1985–1987 and 1989–1991.

Exploration drilling began in 1974. During testing well 3 in December, 1976 from the interval 4431–4438 m (horizon A-21) gas and condensate influx 102,4 th. m³/day was obtained with 12-mm diaphragm, at buffer pressure 5,61 and formation one – 40,6 MPa. In 1989 in Stepove area of the field in well 1-St from the interval 3869–3872 m (horizon A-18) 24,2 th. m³ of gas and 29,4 m³ of condensate per day were obtained with 5-mm diaphragm, at bottom-hole pressure 26,5 and formation one – 40,7 MPa.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I–I
за С.М. Захарчуком, 1992 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I–I LINE
by S.M. Zakharchuk, 1992



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ II–II
за В.Д. Івановою, 1993 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG II–II LINE
by V.D. Ivanova, 1993

Всього пробурено 16 пошукових і розвідувальних свердловин, з них 14 на неоком-аптські і дві – на альбські відклади.

Запаси газу і конденсату підраховувалися в 1977, 1987 і 1990 рр. Родовище прийняте на Державний баланс у 1977 р.

У геологічному розрізі беруть участь теригенно-карбонатні утворення тріасу (складчаста основа), крейди, палеогену і неогену. Серед нижньокрейдових порід є вулканіти. Загальна товщина платформеного чохла перевищує 4500 м.

По відкладах неокому–нижнього апту структура являє собою поховану брахіантикліналь субширотного простягання розміром 8 x 5 км і висотою понад 150 м. Вона розбита на блоки розривними порушеннями з амплітудою 25–75 м. У молодших утвореннях брахіантикліналь стає більш пологою. По горизонтах середнього-верхнього альбу тут простежується монокліналь з північним нахилом 6–9 градусів, яка ускладнена структурними посами і затоками.

Промислова газонасиченість пов'язана з двома горизонтами нижньої крейди: А-21 (неоком–нижній апт) і А-18 (верхній альб). Газоконденсатний поклад першого – пластовий склепінний тектонічно екранований. Основні його запаси містяться у двох пластах переважно крупнозернистих пісковиків з каолінітовим цементом. Товщини верхнього з них змінюються від 3,7 до 9,8 м, нижнього – від 6,6 до 14,6 м. Колектор поровий і тріщинно-поровий. Покришкою є альбські аргіліти. Поклад вуглеводнів у піцано-спонголітовій товщі другого горизонту літологічно обмежений. Колектор поровий (пісковики) і порово-тріщинний (спонголіти). Зони розвитку різних типів колекторів не виділені. Газонасиченість визначено лише для одного двометрового пласта. Площа розвіданих запасів умовно обмежена колом з радіусом 750 м.

Розвідувальні роботи на родовищі не завершені.

In all 16 wildcats and prospecting wells were drilled, and 14 of them – on Neocomian-Aptian and two – on Albian deposits.

Gas-condensate reserves were calculated in 1977, 1987 and 1990. The field was taken on the State balance in 1977.

In geological section the terrigenous-carbonate formations of Triassic (the folded basement), Cretaceous, Paleogene and Neogene take part. There are volcanites among Lower Cretaceous rocks. The common thickness of the platform cover exceeds 4500 m.

By Neocomian–Lower Aptian deposits the structure represents a buried brachyanticline of sublatitudinal strike with the size 8 x 5 km and the depth more than 150 m. It is broken into blocks by disjunctive deformations with amplitude 25–75 m. In the younger deposits the brachyanticline becomes gentler. By Middle-Upper Albian horizons here, a monocline with the northern inclination 6-9 degrees, complicated by structural noses and bays, is traced.

Commercial gas-bearingness is connected with two horizons of Lower Cretaceous: A-21 (Neocomian–Lower Aptian) and A-18 (Upper Albian). Gas-condensate pool of A-21 is formational, arched, tectonically screened. Its main reserves are contained in two beds of, on the whole, coarse-grained sandstones with kaolinite cement. The thicknesses of the upper one change from 3,7 to 9,8 m, of the lower bed – from 6,6 to 14,6 m. The reservoir is porous and fissured-porous. Albian argillites are the seal. Hydrocarbon pool in a sandy-spongolite thickness of the second horizon is lithologically limited. The reservoir is porous (sandstones) and porous-fissured (spongolites). The zones of development of different types of reservoirs are not singled out. Gas saturation was determined for only one bed (2 m). The area of prospected reserves is conditionally limited with the circle of 750-m radius.

Prospecting in the field has not been completed yet.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Проникильність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² від/до Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефіцієнт насичення (підрунковий) Saturation coefficient (rated)	Пласстовий тиск початковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конденсації, МПа Condensation beginning pressure, MPa	Пласстова температура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конденсації, т/добу Condensation production, t/day	Коефіцієнт вилучення конденсату підрунковий Condensation recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувної категорії А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel/km ²	
							горизонту, від/до horizon from/to	колектора, резервуару reservoir														абсолютний, від/до absolute, from/to
K ₁	A-18	3774	-3950	146	Пласт. літ. обм. Form. lith. limit.	Газ. Gas.	68,0 192,7	1,3 28	0,03 0,16	0,04 0,3	Тер. пор. тріщ. Ter. por. por.-fis.	0,65	40,7	24,7	403	19,6	704,4	18,1	0,58	719	350	600
K ₁	A-21	4423	-4409	29	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arch. tect. scr.	Газ., пруж.-водо-напір. Gas., elast water drive	30,6 57,0	6,6 17,4	0,06 0,11	0,03 32,9	Тер. пор. тріщ. Ter. por. por.-fis.	0,78	43,0	27	423	38,2	843,43	35,0	0,843	1400	950	410

Разом /At all/:

2119 1300

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
 NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
A-18		0,7536	704,4		73,22	14,32	5,2	1,64	0,74	0,24	0,41		1,49	2,22	
A-21		0,8130	843,4	40654	68,8	13,1	5,0	3,5		0,9		-	5,7	3,0	0,02

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
 CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naphtene	ароматичні aromatic
A-18	113	745	94	311	79,1			100				-		0,41	0,11	42,8	25,1	11,2
A-21	113	731	80	303	80,8			100				-	0,16	0,18	0,09	67	21	12

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
 CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
A-21	ГКН Hyd.Car.Na	12,9	1009	7,7			1,1	2,1	10,6	59,5			9,0

ДЖАНКОЙСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

DZHANKOY GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{5790}{5790}$ 3203

У розробці
In the development



Родовище розташоване в Джанкойському районі Автономної Республіки Крим на відстані 10 км від м. Джанкой. Воно приурочене до Північно-Кримської зони Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

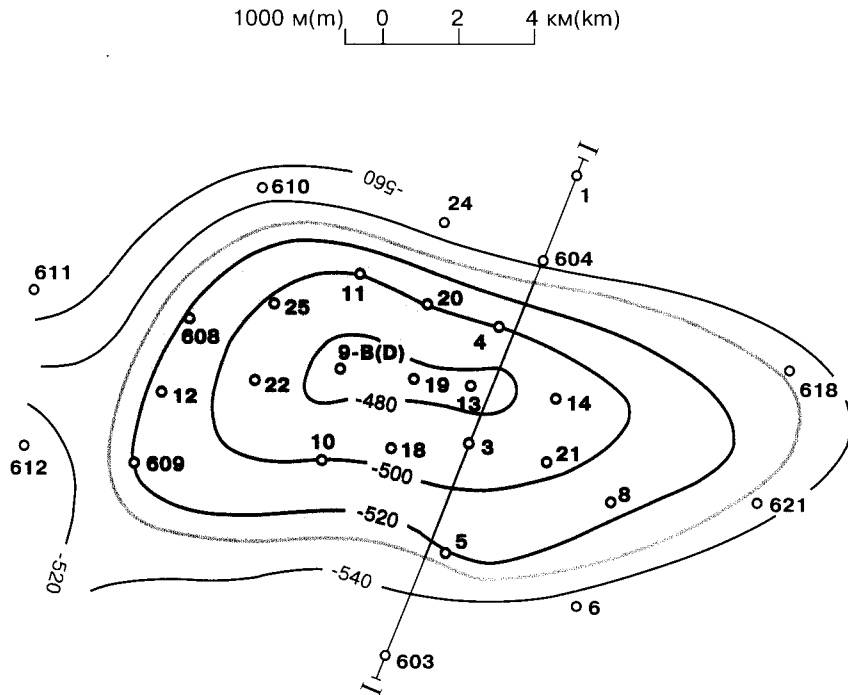
Джанкойська структура виявлена в 1948 р. геологічною зйомкою масштабу 1:25000. У 1948–1949 рр. вона підтверджена електророзвідкою ВЕЗ, сейсмічними роботами МВХ і бурінням по горизонтах неогену і, частково, еоцену. Її будова вивчалася опорним бурінням у 1949–1952 рр. та сейсмозвідкою МВХ у 1953–1958 рр. У 1961–1963 рр. складка підготовлена структурним бурінням до пошукових робіт, які розпочато в 1962 р. Викиди газу спостерігалися у структурній свердловині 601 при вибоях 336 і 525 м (майкоп). Промислова газонасність палеогену доведена в 1962 р. свердловиною 9, якою в майкопських утвореннях виявлено чотири продуктивних горизонти: А, Б, В і Г. При випробуванні інтервалу 849–892 м (пачка Г) одержано 6,2 тис. м³ газу за добу через діафрагму діаметром 7,6 мм при буферному тиску 8,56 і пластовому – 9,18 МПа. З інтервалу 627–655 м (горизонт В) приплив газу на діафрагмі діаметром 7,1 мм становив 21,1 тис. м³/добу при буферному тиску 6,46 і пластовому – 6,73 МПа. При роботі на діафрагмі діаметром 16,35 мм дебіт газу з інтервалу 523–560 м (пачка Б) досягав 179,6 тис. м³/добу при буферному тиску 5,88 і пластовому – 6,17 МПа. Продуктивність пачки А доведена свердловиною 601, в якій приплив газу з глибини 332 м становив близько 100 тис. м³/добу. Всього на родовищі пробурено 19 пошукових і розвідувальних свердловин. Запаси газу підраховані у 1964 р.

У геологічному розрізі структури беруть участь карбонатно-теригенні породи крейди, палеогену та неогену-антропогену товщиною 3100, 1150 і 250 м відповідно.

The field is situated in Dzhankoy district of the Autonomous Republic of the Crimea, 10 km from the town of Dzhankoy. It belongs to the Northern Crimean zone of the Karkinit-Northern Crimean deep.

Dzhankoy structure was discovered in 1948 by geological survey with the scale 1:25000. In 1948–1949 it was proved by electrical sounding, by seismic survey and cralius drilling in Neogene, partly Eocene horizons. Its structure was studied by key-hole drilling in 1949–1952 and by seismic survey method in 1953–1958. The fold in 1961–1963 was prepared by structural drilling for exploration works, which began in 1962. Gas outbursts were observed in the structural well 601 at bottom-holes 336 and 525 m (Maykopian). Commercial gas-bearingness of Paleocene was proved in 1962 by well 9, which discovered in Maykopian formation four producing horizons: A, B, V and G. During testing the interval 849–892 m (group of strata G) 6,2 th. m³ of gas per day were obtained with 7,6-mm diaphragm, at buffer pressure 8,56 and formation one – 9,18 MPa. From the interval 627–655 m (horizon B) gas influx was 21,1 th. m³/day with a 7,1-mm diaphragm, at buffer pressure 6,46 and formation one – 6,73 MPa. With 16,35-mm diaphragm gas influx from the interval 523–560 m (group of strata B) reached 179,6 th. m³/day, at buffer pressure 5,88 and formation one – 6,17 MPa. Productivity of the group of strata A was proved by well 601, where gas influx during flowing from depth 332 m was about 100 th. m³/day. At all in the field 19 wildcats and prospecting wells were drilled. Gas reserves were calculated in 1964.

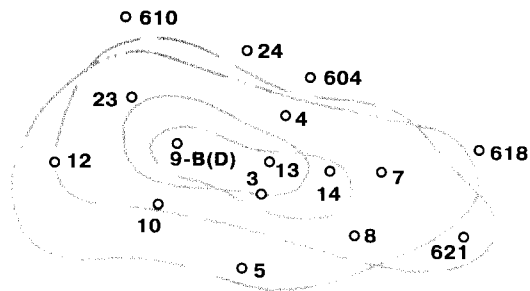
In the structure geologic section carbonate-terrigeneous rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene-Anthropogene take part, with the thicknesses being 3100, 1150 and 250 m correspondingly.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного
горизонту Б середнього майкопу
за Г.П. Курилом, 1963 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon B
of Middle Maykopian
by G.P. Kurylo, 1963

1500 м(м) 0 3 6 км(km)



ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ
за Г.П. Курилом, 1963 р.

COMPARISON OF GAS POOLS CONTOURS
by G.P. Kurylo, 1963

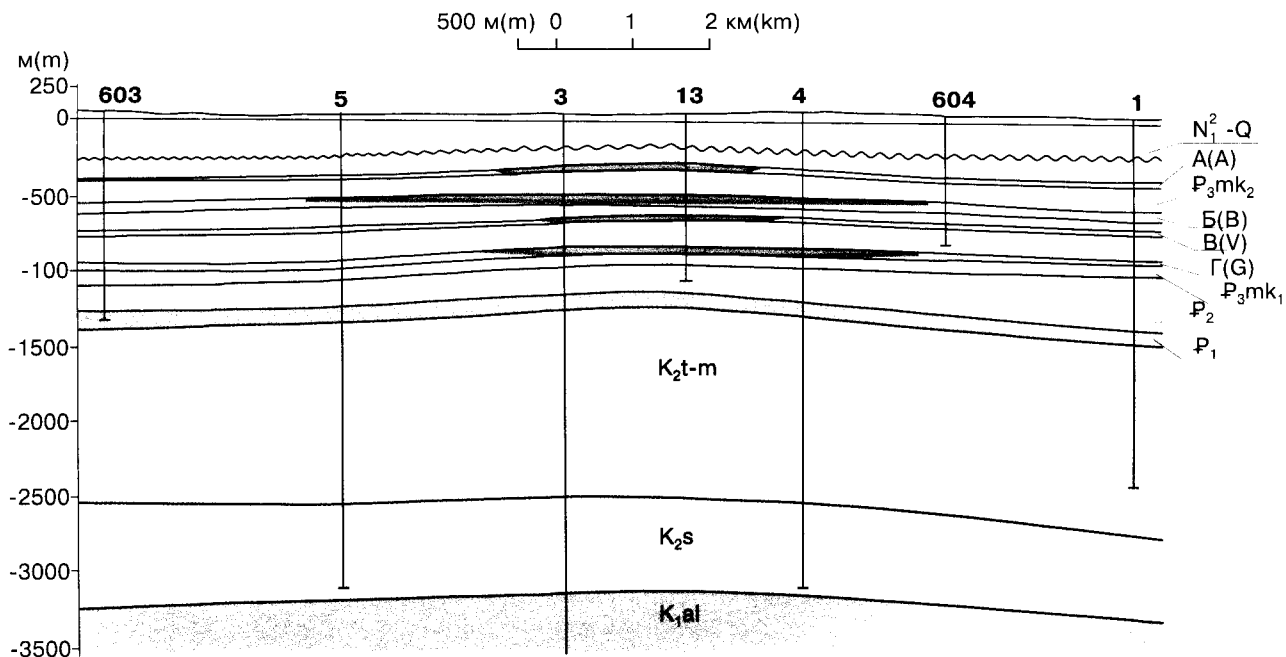
----- А(А)
----- Б(Б)
----- В(В)
----- Г(Г)

Джанкойська складка являє собою навішену асиметричну брахіантикліналь субширотного простягання, яка простежується у палеогенових-неогенових утвореннях. Висота її змінюється від 14 м у верхах майкопу до 130 м у палеоцені. Розміри підняття по замкнутій ізогіпсі -530 м горизонту Б 18 x 9 км, висота 52 м. Кути падіння порід на північному крилі 11-13, на південному - 7-9 градусів.

Родовище багатопластове, включає чотири поклади газу пластового склепінного типу в олігоценових утвореннях майкопської серії. Продуктивні піщано-алевритові горизонти А, Б, В і Г розділені глинистими пачками товщиною 60-120 м. У кожному горизонті за матеріалами ГДС виділяються декілька пластів, складених пісками, алевритами і слабощементованими алевролітами з тонкими прошарками проникних глин. Найбільша їх сумарна ефективна товщина (близько

Dzhankoy fold represents a hung asymmetric brachyanticline of sublatitudinal strike. Its depth changes from 14 m in Upper Maykopian to 130 m in Paleocene. The uplift size by closed isohypse -530 m of horizon B is 18 x 9 km, depth - 52 m. The rocks angles of dip in the northern flank are 11-13, in the southern one - 7-9 degrees.

The field is multibedded and includes four gas pools of formational type in Oligocene formations of Maykopian series. Producing sand-aleurolite horizons A, B, V and G are divided by clay groups of strata with thickness 60-120 m. In each horizon by the data of well log some beds are singled out composed with sands, aleurites and weakly cemented aleurolites with thin interbeds of permeable clays. Their largest summary effective thickness (about 30 m) is observed in horizon B. With this horizon almost 90% of gas reserves of

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Г.П. Курилом, 1963 р.GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by G.P. Kurylo, 1963

30 м) спостерігається в горизонті Б, з яким пов'язано майже 90% запасів газу Джанкойського родовища. Колектори тріщинно-порові.

Родовище експлуатується з 1970 р. В наступному році кількість видобувних свердловин для розробки покладів горизонтів Б і В доведена до проектної. Складність розробки пов'язана з утворенням піщаних та грязьових пробок у стовбурі свердловин, зростанням фільтраційних перешкод в їх привибійній зоні. Всього видобуто 3203 млн. м³ газу, що становить 56,2% початкових запасів родовища. Його розробка знаходиться на стадії падіння видобутку.

Dzhankoy field are connected. The reservoirs are fissured-porous.

The field was brought into development in 1970. The next year the number of producing wells for development of the horizons B and V pools was as projected. The development is complicated by the formation of sand and mud plugs in the bore holes, by growth of filter obstacles in their bottom-hole zone. At all 3203 mln m³ of gas were extracted, it means 56,2% of the field initial reserves. Its development is at the stage of production drop.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
A A		0,567		30681	97,3	0,3	0,15					-	0,09	2,16	
Б В		0,573		34235	97,3	0,4	0,05	0,05					0,2	2,0	
В V		0,571		34273	96,04	0,6	0,15						0,5	2,2	
Г G		0,577		34834	96,69	0,4	0,11						0,6	2,5	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заллягання покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sation pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sation recovery coefficient, rated	Запаси початкові виробу- вальної категорії А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	від/до від/до from/to	підра- хунко- вий rated							абсо- лютно вільний absolu- tely free	робочий working					
P ₃	A A	331	-316	14	Плст. склеп. Form. arch.	Газ. Gas.	7 11	2,0 5,2	2,16	0,27 0,35	0,334	0 150	0,23	3,8	299,5	100	59	16 516	6,7 179,6	5,4			
P ₃	B B	507	-538	60	Те саме The same	Те саме The same	59 84	2,4 29,2	8,87	0,25 0,38	0,305	0 94,1	0,359	6,2	306,7	16 516	6,7 179,6	82,2					
P ₃	B V	558	-629	21	"	"	17 23	1,0 8,2	3,7	0,22 0,33	0,289	0,1 30,4	0,334	6,9	311,0	32,8 43	19 21	25,8					
P ₃	Г G	875	-872	51	"	"	40 50	3,0 10,9	4,1	0,21 0,28	0,239	0 4,9	0,3	9,5	321,0	2 18	1,9 9,7	28,1					

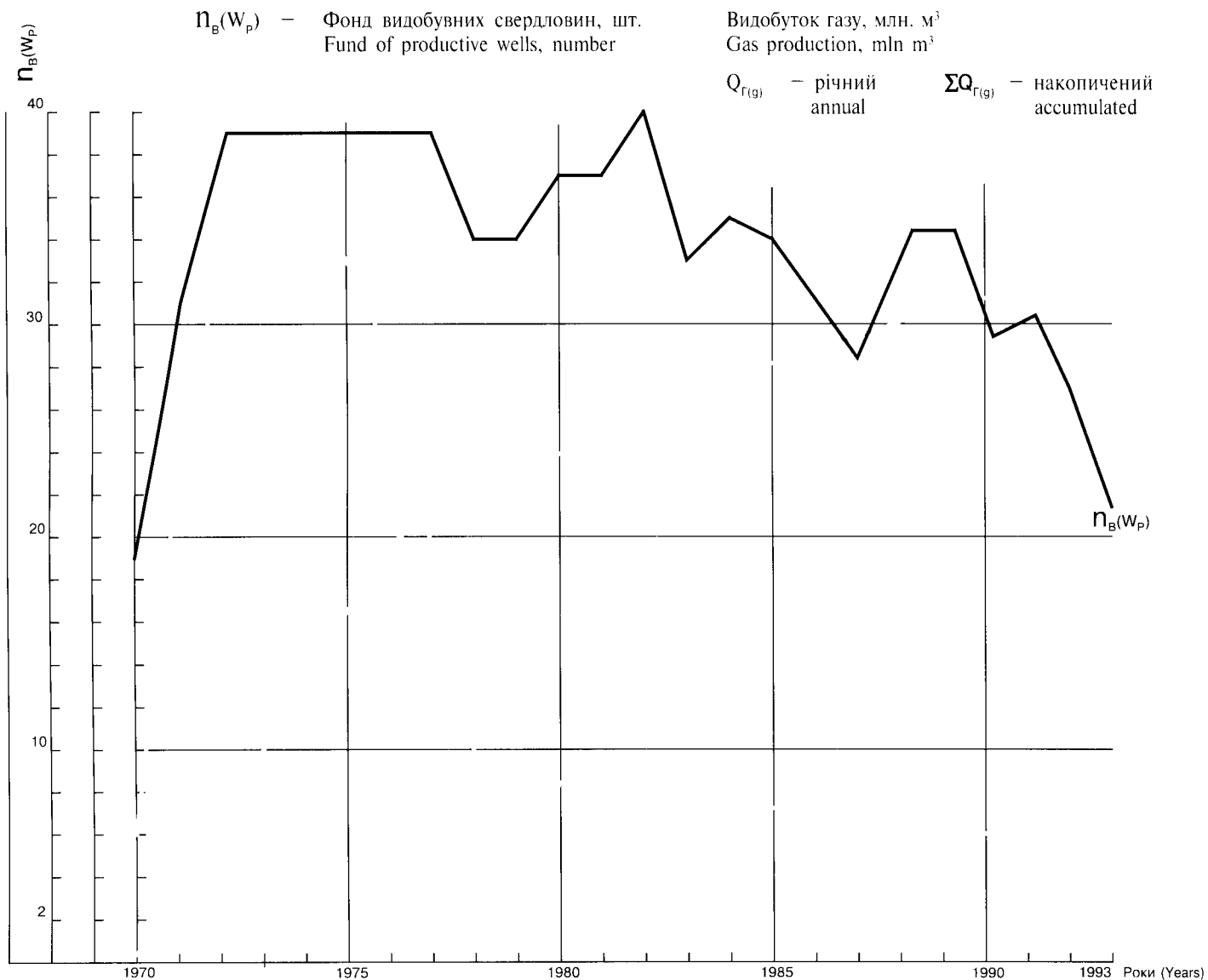
Разом /At all/:

5790

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
A A	ХК ClCa	15,8	1012	7,1			0,9	6,1	31,0	Следи Traces		37,5
Б B	ХК ClCa	49,4	1036	8,4			0,8	27,6	84,7	19,2		225
В V	ХК ClCa	51,9	1036	7,4			0,8	34,1	97,8	23		87,5
Г G	ХК ClCa	20,1	1016	7,6			0,83	28,1	38,2	25,1		105

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ MAIN INDICES OF DEVELOPMENT



ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

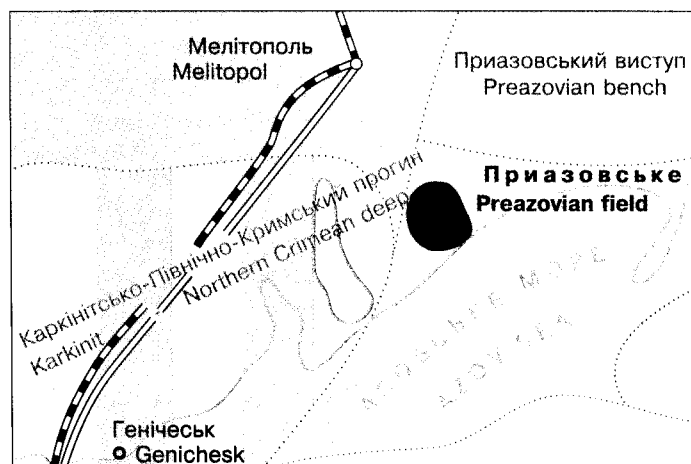
Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, Мпа Pressure, МПа	
			річний annual	накопичений cumulative		річний annual	накопичений cumulative	пластовий formation	робочий, від/до working, from/to
1970	19	29,8	51	51	0,9	—	—	6,0	2,6 / 5,0
1971	31	29,5	228	228	4,9	—	—	5,8	2,0/ 3,4
1972	39	29,2	331	610	10,7	—	—	5,5	1,8 / 2,8
1973	39	28,0	382	992	17,4	—	—	5,3	2,5 / 2,6
1974	39	25,4	356	1348	23,6	—	—	4,9	1,9 / 2,0
1975	39	23,5	330	1678	29,7	—	—	3,9	1,4 / 1,5
1976	39	19,8	278	1956	34,3	—	—	3,7	1,3 / 1,4
1977	39	13,2	186	2142	37,6	—	—	3,6	1,3 / 1,4
1978	34	7,8	96	2238	39,3	—	—	3,6	1,6 / 1,7
1979	34	4,7	56	2296	40,3	—	—	3,5	1,6 / 1,7
1980	37	6,5	84	2380	41,8	—	—	3,6	1,63 / 1,8
1981	37	5,9	76	2456	43,1	—	—	3,3	1,6 / 1,7
1982	40	5,5	77	2533	44,1	—	—	3,5	1,8 / 1,9
1983	33	7,0	81	2614	45,9	—	—	3,7	1,5 / 1,7
1984	35	6,2	76	2690	47,2	—	—	3,3	1,4 / 1,6
1985	34	6,0	71	2761	48,4	—	—	3,1	1,4 / 1,5
1986	31	6,2	67	2828	49,6	—	—	3,1	1,1 / 1,2
1987	28	6,1	60	2888	50,7	—	—	3,1	1,1 / 1,2
1988	34	5,2	62	2950	51,8	—	—	3,1	1,1 / 1,2
1989	34	5,2	62	3011	52,8	—	—	2,7	1,1 / 1,2
1990	29	5,7	58	3070	53,9	—	—	3,1	1,1 / 1,2
1991	30	4,8	50	3120	54,7	—	—	3,0	1,1 / 1,2
1992	26	4,7	43	3163	55,9	—	—	2,9	1,1 / 1,2
1993	21	5,4	40	3203	56,2	—	—	2,9	1,1 / 1,2

ПРИАЗОВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

PREAZOVIAN GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{2260}{2260}$

Підготовлене до розробки
Prepared for the development



Родовище розташоване у Приазовському районі Запорізької області на відстані 25 км від м. Мелітополь і обмежене з південного сходу берегом Азовського моря. Воно приурочене до південно-західного занурення Приазовського виступу Українського кристалічного щита.

Родовище виявлене в процесі гідрогеологічних досліджень наприкінці минулого століття. Викид води з газом спостерігався в 1887 р. зі свердловини у с. Георгіївка. Пошуково-розвідувальні роботи виконувались у 1929–1936 рр. (52 свердловини), 1944–1948 (42 свердловини) і 1981–1986 рр. (17 свердловин). Стабільні припливи газу становили 1–7 тис. м³/добу. В свердловині 1-Приазовська при випробуванні інтервалів 97,5–98,5 і 103–104 м (нижній сармат, горизонт НС-1) одержано 1660 м³ газу/добу через діафрагму діаметром 5 мм при буферному тиску 0,35 і вибіїному – 0,47 МПа. Всього пробурено понад 110 свердловин. Запаси газу підраховані у 1948 і 1993 рр.

У геологічному розрізі південної частини родовища на кристалічних породах фундаменту залягають карбонатно-теригенні утворення крейди, які виклинюються біля Тубальського лиману. На північ розвинуті переважно теригенні олігоцені, неогенові та антропогенові відклади товщиною відповідно до 120, 150 і 15 м.

Неогенові горизонти утворюють пологу монокліналь з нахилом 1,5–2 м/км на південь. У межах флексурних перегибів, зокрема біля північної і південної границь газоносної площі, нахил збільшується до 4–5 м/км. Поверхня фундаменту і низи осадового чохла ускладнені розривами: Західно-Приазовським, Георгіївським та ін.

Промислова газоносність пов'язана з неогеновою (сарматською) товщею чорних глин з прошарками і

The field is located in Preazovian district of the Zaporizhya region, 25 km from the town of Melitopol, and is limited from the north-east by the Azov Sea shore. It belongs to the south-western plunge of Preazovian bench of Ukrainian crystalline shield.

The field was discovered during hydrogeological investigations at the end of the last century. Water and gas discharge was observed in 1887 from well in the village of Georgiivka. Exploration works were carried out in 1929–1936 (52 wells), 1944–1948 (42 wells) and 1981–1986 (17 wells). Stable gas influxes were 1–7 th. m³/day. In well 1-Preazovian during testing the intervals 97,5–98,5 and 103–104 m (Lower Sarmatian, horizon LS-1) 1660 m³ of gas per day were obtained with 5-mm diaphragm, at buffer pressure 0,35 and bottom-hole one – 0,47 MPa. At all in the field more than 110 wells were drilled. Gas reserves were calculated in 1948 and 1993.

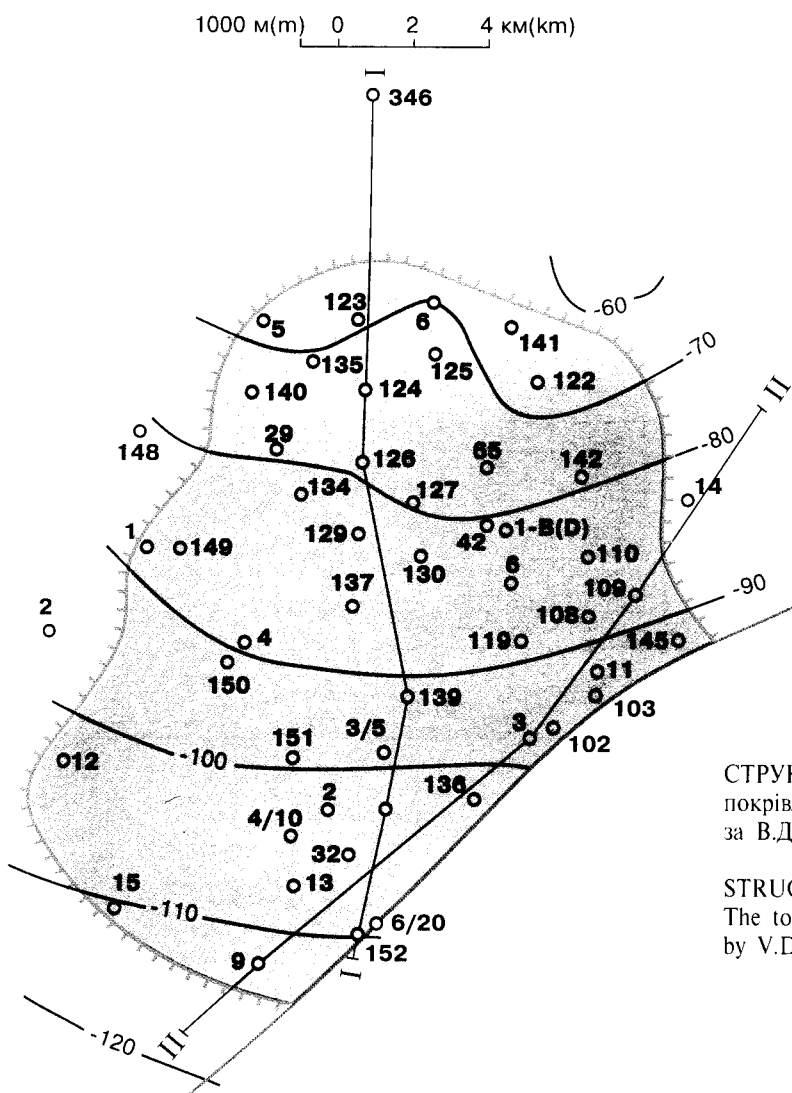
In geological section of the field southern part on the basement crystalline rocks Cretaceous carbonate-terigenous formations are bedded, which wedge out near Tubal estuary. To the north mainly terigenous Oligocene, Neogene and Anthropogene deposits are developed with thickness correspondingly 120, 150 and 15 m.

Neogene horizons form a gentle monocline with an inclination 1,5–2 m/km to the south. In the limits of flexure bends, especially near the northern and southern boundaries of gas-bearing area, the inclination becomes larger – to 4–5 m/km. The basement surface and the bottoms of sedimentary cover are complicated by the breaks: Western-Preazovian, Georgiivka etc.

Commercial gas-bearingness is connected with Neogene (Sarmatian) thickness of black clays with interbeds and lenses of grey aleurolites, sands, sandstones. Gas pools are lithologically limited. They

лінзами сірих алевролітів, пісків, пісковиків. Поклади газу літологічно обмежені. Вони приурочені до двох глинисто-піщаних горизонтів – НС-1 і НС-2 відповідно поблизу покрівлі і підшви нижньосарматських утворень. Мінімальні глибини залягання покрівлі горизонтів становлять 88 і 115 м. Газоносні пласти на півдні родовища виклинюються на абсолютних позначках -128 (НС-1) і -142 м (НС-2). Висота газових покладів 50–64 м. Пачки мають тонковерстовувату будову. За даними ГДС у горизонті НС-1 простежується до шести піщано-алевритистих пластів, у НС-2 – до чотирьох. Товщини їх становлять 0,6–3,2 м, а глинистих розділів між ними – 1,6–7 м. Біля північної і східної меж газоносності спостерігаються газоводонасичені ділянки. Вони є свідченням просочування води з області живлення і можливої наявності гідродинамічного екрана. Обидва горизонти продуктивні практично на всій площі родовища. Колекторами в них є

belong to two clay-sandy horizons – LS-1 and LS-2, correspondingly near the top and the floor of Lower Sarmatian formation. Minimum depths of the horizons top bedding are 88 and 115 m. Gas-bearing beds in the south of the field wedge out at absolute marks -128 (LS-1) and -142 m (LS-2). Gas pools depths are 50–64 m. The groups of strata are of thin-bedded structure. By the wells geophysical investigations in horizon LS-1 six sandy-aleurolite beds are traced, in LS-2 – to four ones. Their thicknesses are 0,6–3,2 m, and those of clay divisions among them – 1,6–7 m. Gas-water saturated parts are observed at the northern and eastern limits of gas-bearingness. They witness to water seep from the drainage area and to a possible presence of hydrodynamical screen. Both horizons are productive practically all over the field territory. The reservoirs here are the lenses and interbeds of sands, weakly cemented sandstones and aleurolites among permeable



СТРУКТУРНА КАРТА
 покрівлі продуктивного горизонту НС-1
 за В.Д. Івановою, Л.І. Борисовою, 1984 р.

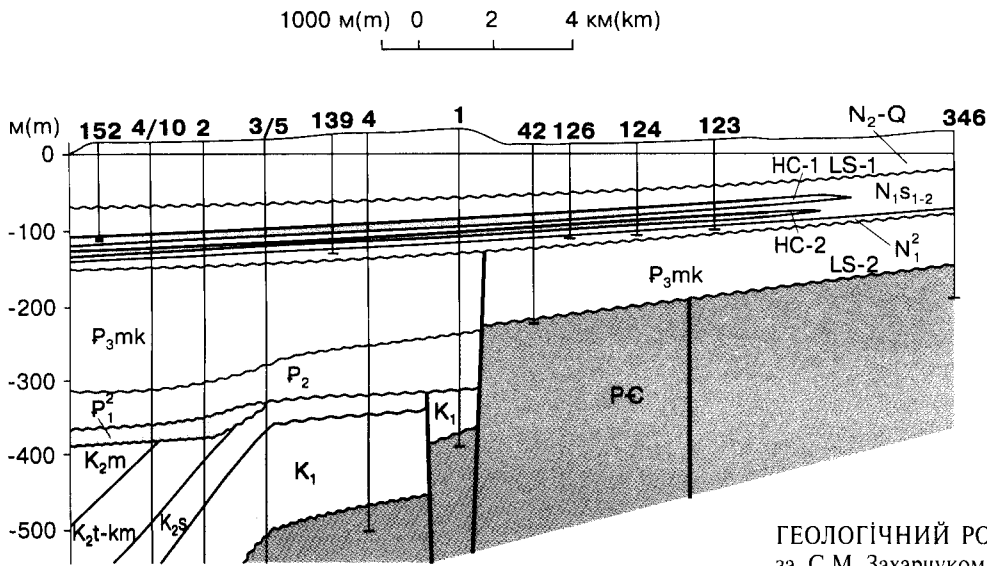
STRUCTURAL MAP
 The top of producing horizon LS-1
 by V.D. Ivanova, L.I. Borysova, 1984

лінзи і прошарки пісків, слабосцементованих піско-виків і алевролітів серед проникних глин. Найбільші товщини газонасичених колекторів характерні для центральної частини родовища.

Розробка покладів почалася у 1936 р. і припинена у 1962 р. Газ використовувався газонаповнювальною станцією та в побуті. Пошуки нових продуктивних пластів у неогені доцільно здійснити на схід від родовища (с. Ботієве).

clays. The largest thicknesses of gas-saturated reservoirs are characteristic for the field's central part.

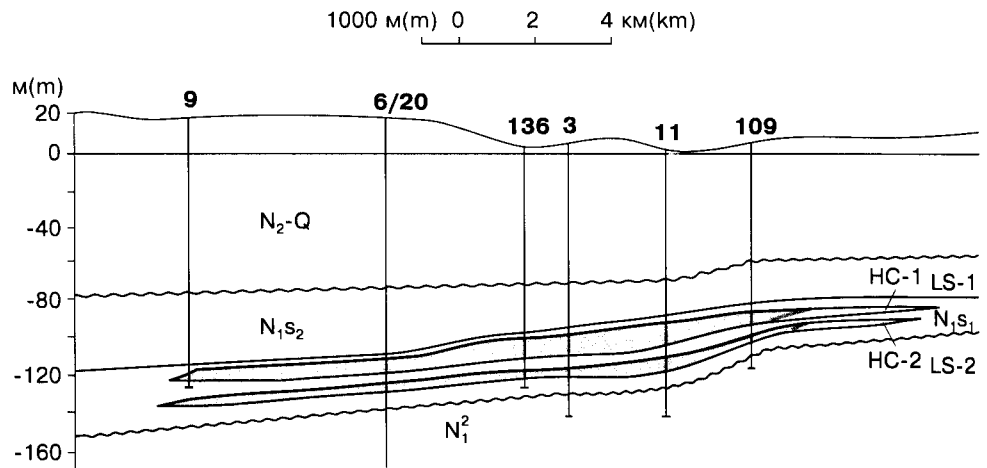
The pools development began in 1936 and was stopped in 1962. Gas was used by gas-filling stations and in private life. Exploration of new productive beds in Neogene is advisable to carry out to the east of the field (the village of Botievue).



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за С.М. Захарчуком, 1986 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by S.M. Zakharchuk, 1986

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
ПО ЛІНІЇ ІІ-ІІ
за В.Д. Івановою, 1984 р.
GEOLOGICAL SECTION
ALONG II-II LINE
by V.D. Ivanova, 1984



ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залигання покривлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² від/до Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coefficient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressure initial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Condensation beginning pressure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Condensation pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Condensation recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								абсо- лютно віль- ний, від/до absolutely free, from/to	робо- чий working					
N ₁ S ₁	HC-1 LS-1	71	-125		Літ. обм. Lith. limit.	Газ. Gas.	13,6 17,0	2,0 9,4	0,11 0,32	0,25	Тер. пор. Ter. por.	0,51	0,85	293		0,12 8,7	-	1978	-	75,3		
N ₁ S ₁	HC-2 LS-2	97	-135		Те саме The same	Те саме The same	5,4 9,2	1,0 3,0		0,22	Те саме The same	0,38	0,85			0,26 2,15	-	282	-	10,7		

Разом /At all/:

2260

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
HC-1 LS-1		0,5667		31310	97,8	0,33	0,24	0,13					0,19	1,4	0,001
HC-2 LS-2		0,6401		28780	82,2	0,55	0,39	0,3		0,2			0,51	15,9	

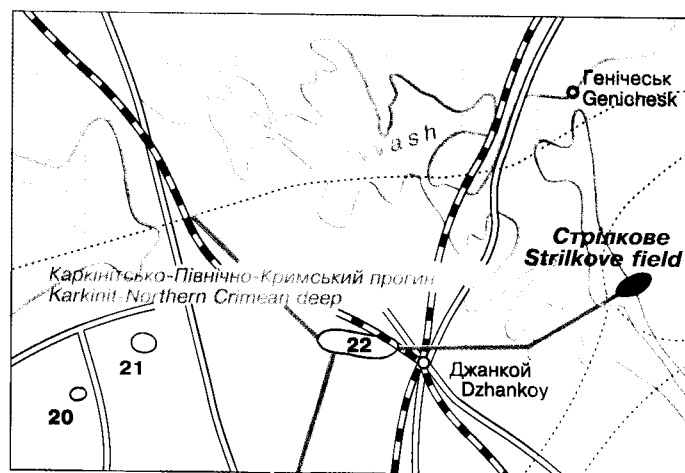
ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l						
								J	Br	B	K	NH ₄		
HC-1 LS-1	ГКН Hyd.Car.Na	0,71	1001,3	7			2,8	-	-	-				

СТРІЛКОВЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ STRILKOVE GAS FIELD

ВГ (FG) $\frac{3085}{3085}$ 1662

У розробці
In the development



Родовище розташоване у північній частині Арабатської Стрільки і прилеглий акваторії Азовського моря на відстані 25 км від м. Генічеськ. Воно приурочене до західного занурення Азовського валу Скіфської плити.

Стрількове підняття виявлено в 1953 р. сейсмічними роботами МВХ на Арабатській Стрільці у вигляді антиклінального перегибу по відбиваючих горизонтах у відкладах палеогену. У 1963–1965 рр. сейсмічними, гравіметричними і електророзвідувальними роботами вивчена лише західна перикліналь структури, більша частина якої знаходиться на акваторії.

Пошукове і розвідувальне буріння велося в 1964–1969 рр. поздовж Арабатської Стрільки. У 1964 р. в пошуковій свердловині 3 при вибої 1040 м у майкопських відкладах стався викид газу, для ліквідації якого пробурена свердловина 5. При її випробуванні виявлено два продуктивних горизонти – VI і V. З першого (інт. 527–540 м) приплив газу становив 70,8 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 10 мм при буферному тиску 5,55 і пластовому – 5,77 МПа, з другого (інт. 469,8–475,1 м) – 550 тис. м³/добу при пластовому тиску 4,84 і буферному – 4,68 МПа.

У 1967–1969 і 1974 рр. морською сейсморозвідкою і гравіметриєю вивчалася будова східної частини родовища. У 1973–1975 рр. тут пробурено чотири розвідувальні свердловини. В одній з них (16) вперше одержано промисловий приплив з продуктивного горизонту IV. Дебіт газу з інтервалу 436–440 м досягав 136 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 17,9 мм при пластовому тиску 4,7 і затрубному – 3,57 МПа. Всього пробурено на суші 9 і на акваторії 4 пошукові і розвідувальні свердловини. Розвідка завершена в 1975 р. Запаси газу підраховувались у 1966, 1976 і 1992 рр.

The field is situated in the northern part of the Arabat Strilka and the neighbouring water area of the Azov Sea, 25 km from the town of Genichesk. It belongs to the western plunging of the Azov rampart of the Scythian plate.

Strilkove uplift was discovered in 1953 by seismic works of reflection method in the Arabat Strilka as an anticline bend by reflecting horizons in Paleogene formation. In 1963–1965 seismic, gravimetric and electrical survey works helped to study only the structure western pericline, whose major part is located in the water area.

Exploration drilling was carried out in 1964–1969 along the Arabat Strilka. In 1964 in wildcat 3 at bottom-hole 1040 m, in Maykopian formation gas outburst took place, and well 5 was drilled for its liquidation. During its testing two producing horizons were discovered – VI and V. From the first one (interval 527–540 m) gas influx was 70,8 th. m³/day with 10-mm diaphragm, at buffer pressure 5,55 and formation one 5,77 MPa, from the second horizon (interval 469,8–475,1 m) – 550 th. m³/day at formation pressure 4,84 and buffer one – 4,68 MPa.

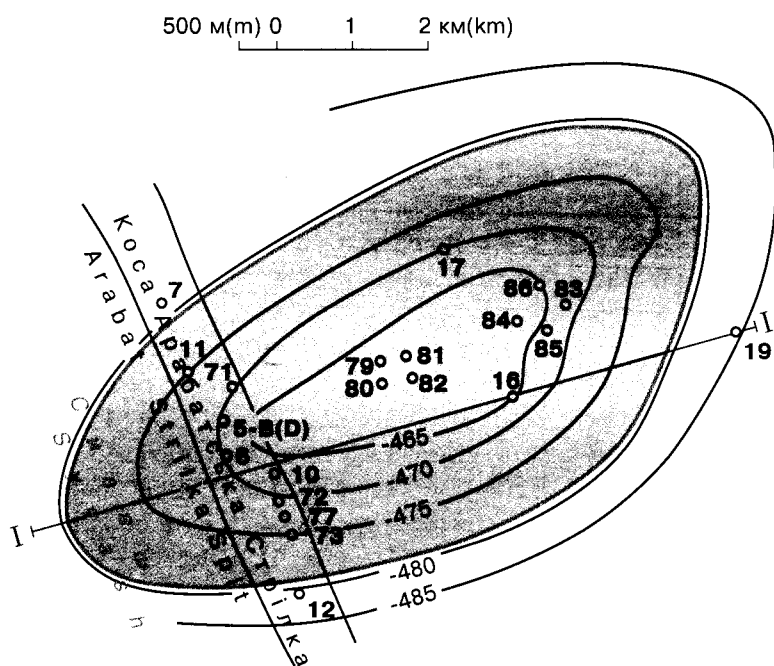
In 1967–1969 and 1974 the structure of the field eastern part was studied by marine seismic survey and gravimetry. In 1973–1975 here four prospecting wells were drilled. In one of them (16) for the first time commercial influx was obtained from producing horizon IV. Gas production from the interval 436–440 m reached 136 th. m³/day with 17,9-mm diaphragm, at formation pressure 4,7 and annulus one – 3,57 MPa. At all 13 exploration wells were drilled in the field: 9 – onshore and 4 – in the water area. Prospecting was finished in 1975. The gas reserves were calculated in 1966, 1976 and 1992.

У геологічному розрізі родовища беруть участь карбонатно-теригенні утворення крейди, палеогену-нижнього міоцену, незгідно перекриті переважно глинисто-карбонатними породами середнього міоцену-антропогену. Загальна їх товщина понад 2600 м.

Стрілкова структура в палеогенових утвореннях являє собою субширотну брахіантикліналь. Довжина її по різних горизонтах олігоцену становить від 9 до 13 км, ширина 4-6 км, висота 25-50 м.

In the field geological section carbonate-terrigenous formations of Cretaceous, Paleogene-Lower Miocene take part, and they are unconformably overlapped by mainly clay-carbonate rocks of Middle Miocene-Anthropogene. Their total thickness is above 2600 m.

Strilkove structure in Paleogene formation represents a sublatitudinal brachyanticline. Its length by Oligocene different horizons is from 9 to 13 km, width - 4-6 km, depth - 25-50 m.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту V
за О.Я. Дергачовою, 1983 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon V
by O.Y. Dergachova, 1983

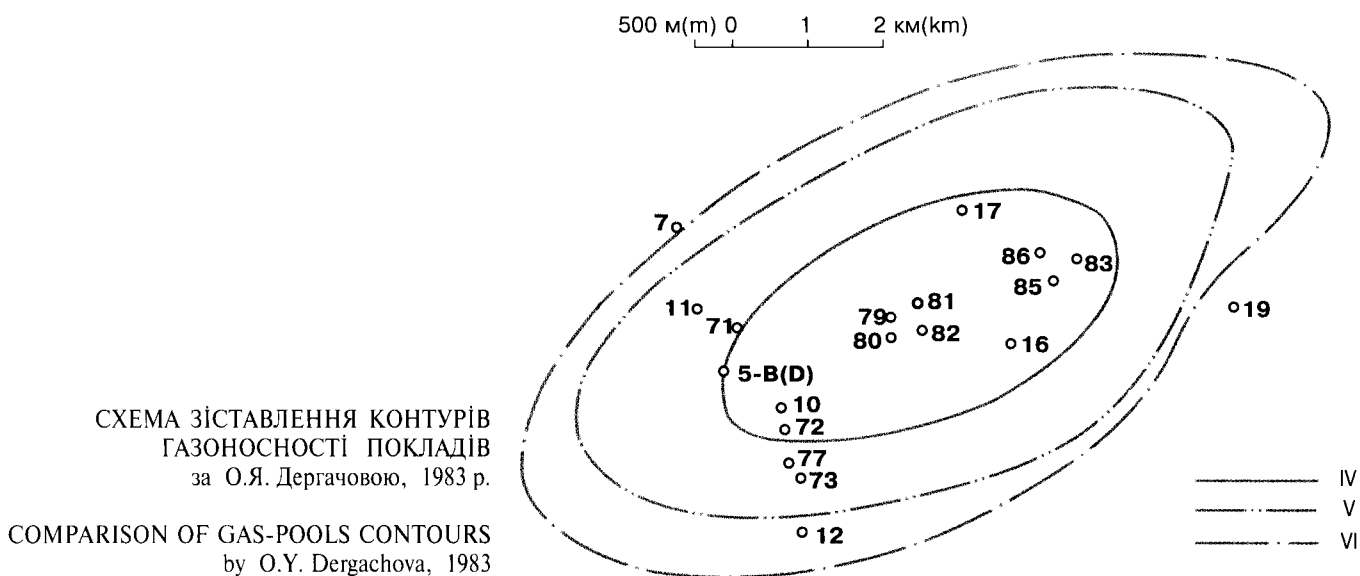


СХЕМА ЗІСТАВЛЕННЯ КОНТУРІВ
ГАЗОНОСНОСТІ ПОКЛАДІВ
за О.Я. Дергачовою, 1983 р.

COMPARISON OF GAS-POOLS CONTOURS
by O.Y. Dergachova, 1983

IV
V
VI

Продуктивними є теригенні утворення середнього майкопу з поверхом газоносності понад 110 м. Газоносні три горизонти. Поклади пластові склепінні, пов'язані з трьома піщано-алевритовими пачками олігоцену (IV, V і VI). Половина промислових запасів газу родовища знаходиться в колекторах горизонту V, які мають високу пористість та проникність. Колектори теригенні порового і тріщинно-порового типів.

Розробка родовища почалася в січні 1976 р. на Арабатській Стрільці трьома розвідувальними свердловинами (5, 10 і 14), а пізніше ще п'ятьма експлуатаційними (71, 72, 74, 75, 76). Свердловини 78, 80, 81, 82 пробурені на акваторії з льодостійкої платформи у склепінній частині структури, введені в експлуатацію у 1981 р. Видобуток газу на її східній перикліналі здійснюється свердловинами 83, 84, 85, 86 з 1983 р. Періодично на них проводиться обробка порід поверхнево-активними речовинами.

На початковій стадії режим роботи пасток був газовий, пізніше він доповнився водонапірним. З введенням свердловин, пробурених з другої платформи, режим V продуктивного горизонту знову змінився на газовий, а IV і VI горизонтів – на водонапірний.

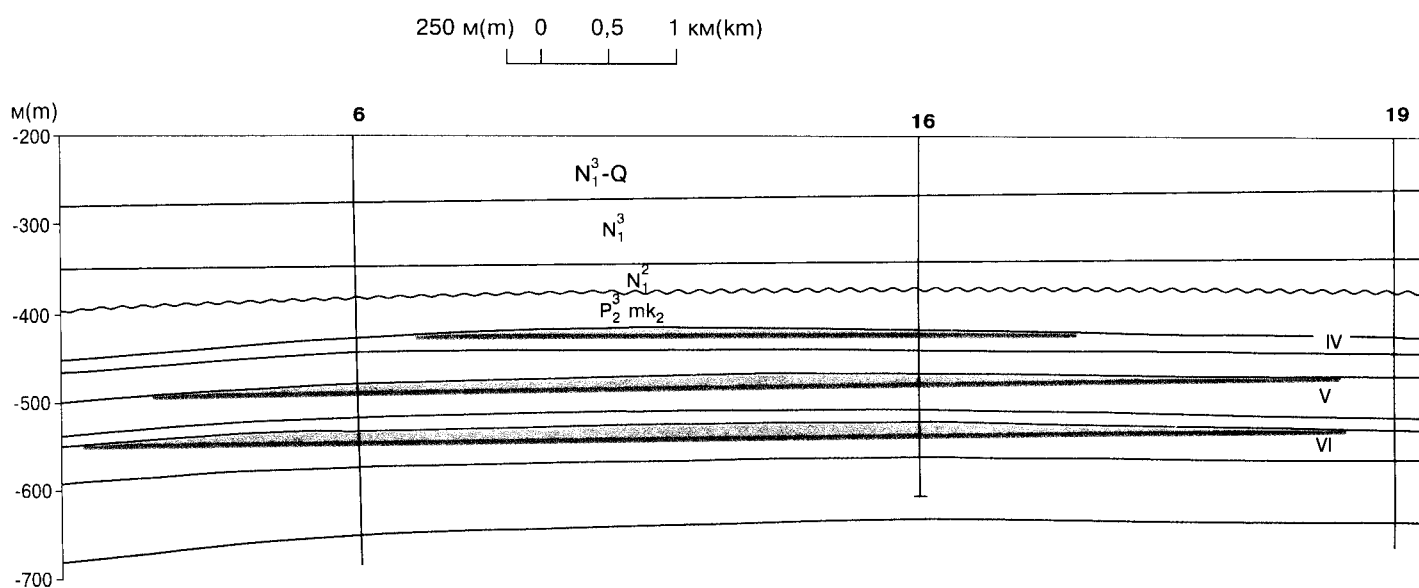
Родовище знаходиться на стадії стабільно падаючого видобутку з постійним фондом експлуатаційних свердловин. Всього видобуто 1662 млн. м³ газу, або 53,8% від початкових запасів. Обсяг відбору газу залежить від тиску в газопроводі Стрілька – Джанкой – Сімферополь.

Middle Maykopian terrigenous formations are productive with the gas-bearingness floor above 110 m. Three horizons are gas-bearing. The pools are formational, arched, connected with three Oligocene sand-aleurolite groups of strata (IV, V, VI). The half of the field commercial gas reserves is located in the reservoirs of horizon V, which have high porosity and permeability. The reservoirs are of terrigenous-porous and fissured-porous types.

The field development began in January, 1976 in the Arabat Strilka by three prospecting wells (5, 10 and 14), and later by five more development ones (71, 72, 74, 75, 76). Wells 78, 80, 81, 82 are drilled in the water area of iceproof platform in the structure arched part, they were brought into exploitation in 1981. Gas extraction in its eastern pericline has been carried out by wells 83, 84, 85, 86 since 1983. Periodically, there the treatment by surface-active substances is done.

At the development initial stage the regime of the traps was gaseous, later it was supplemented by water drive one. After introduction the wells drilled from the other platform the regime of producing horizon V changed again for the gaseous one, and the regime of horizons IV and VI – for water drive one.

The field is at the stage of stably dropping production with constant fund of development wells. At all here 1662 mln m³ of gas were obtained, i.e. 53,8% of the initial reserves. Volume of gas recovery depends upon the pressure in the gas-pipeline Strilka-Dzhankoy-Simferopol.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за О.Я. Дергачовою, 1976 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by O.Y. Dergachova, 1976

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизон- ту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecular mass	Віднос- на густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
IV		$\frac{0,5618}{0,5783}$			96,51	-	-	-	-	-	-	0,17	1,5		
V		$\frac{0,5622}{0,5659}$			96,51	0,04	0,02	-	-	-	-	0,1			
VI		$\frac{0,5585}{0,5613}$			90,2	0,03	-	-	-	-	-	0,3			

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Сулінім Water type by Sulin	Мінералі- зація, г/кг Mineraliza- tion, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
IV	ХК ClCa	28,5	1019,8	7,8	1104	5,1	0,9	22,0	78,4	6,5		36,0
V	ХК ClCa	37,9	1027,0	7,5	1016	5,0	0,86	32,3	102,4	8,2		60
VI	ХК ClCa	46,0	1032,8	7,4	866	4,2	0,85	24,5	115,7	4,8		52,5

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяння покрівлі горизонтального горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Saturation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Formation pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate pro- duction coeffi- cient, rated	Запаси початкові виробу- вних категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/кВт ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	ефек- тивна, від/до effective, from/to								від/до підра- хунко- вий from/to rated	абсо- лютно віль- ний, від/до absolu- tely free, from/to					
P ₃ mk ₂	IV	425	-431	11	Плост. склеп. Form. arch.	Почат. газ., потім пруж.- водо- напір. Gas, then elast. water drive	9 — 12	1,8 — 4,8	4,1	12,1 — 37,5	29,1	3,6 — 160	Пор., трищ.- пор. Por., fiss.- por.	49,7	4,5	304,2	229	5 — 137	22,7	275	53,8		
P ₃ mk ₂	V	464	-479,5	20	Те саме The same	Те саме The same	43 — 50	4,4 — 13,4	7,3	24,0 — 46,8	31,4	91,8 — 451	Те same The same	58,0	5,0	305,3	503 — 550	7 — 245	22,7	1511	53,8		
P ₃ mk ₂	VI	508	-542	30	"	"	38 — 45	1,6 — 11	6,1	10,1 — 44,5	31,7	1,9 — 134	"	39,2	5,6	306,9	6 — 306	6 — 194	30,5	1299	30,5		

Разом /At all/:

3085

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Фонд свердловин видобувних, шт. Fund of producing wells, number	Середній дебіт, тис. м ³ /добу Average production, th. m ³ /day	Видобуток газу, млн. м ³ Gas production, mln m ³		Відбір початкових запасів, % Extraction of initial reserves, %	Видобуток конденсату, тис. т Condensate production, th. t		Тиск, МПа Pressure, МPa	
			річний annual	накопиче- ний cumulative		річний annual	накопиче- ний cumulative	пластовий, від/до formation, from/to	робочий, від/до working, from/to
1976	9	280	53,7	55,7	1,7			5 / 5,3	2,8 / 4,2
1977	9	276	128	183,7	5,9			4,6 / 5,1	1,6 / 4,8
1978	10	282	104,9	288,6	9,3			4,5 / 5,0	1,5 / 3,6
1979	9	197	90,9	379,5	12,3			4,46 / 4,96	1,5 / 3,6
1980	9	191,2	64,0	446,0	14,4			4,44 / 4,88	1,4 / 3,5
1981	13	433	54,0	502	16,3			4,42 / 4,8	1,6 / 4,0
1982	9	454	125	625	20,2			4,4 / 4,7	1,7 / 3,9
1983	10	456	120	745	24,1			4,3 / 4,5	2,6 / 3,9
1984	13	333,5	130	875	28,3			4,2 / 4,37	1,2 / 3,8
1985	12	303	120	995	32,2			4,1 / 4,34	1,6 / 3,7
1986	12	293	113	1109	35,9			4 / 4,3	1,6 / 3,6
1987	10	266	99	1208	39,1			4,1 / 4,5	1,8 / 3,6
1988	8	259,7	94	1302	42,2			3,7 / 4,1	1,6 / 3,9
1989	8	229	86	1388	45,0			3,8 / 4,1	3,6 / 3,2
1990	8	230	81	1469	47,6			3,6 / 4,1	3,7 / 3,3
1991	8	186	69	1538	49,8			3,4 / 4,6	3,2 / 3,1
1992	8	175	60	1598	51,8			3,6 / 4,6	2,8 / 3,3
1993	8	187	64	1662	53,8			3,7 / 4,5	0,9 / 3,3

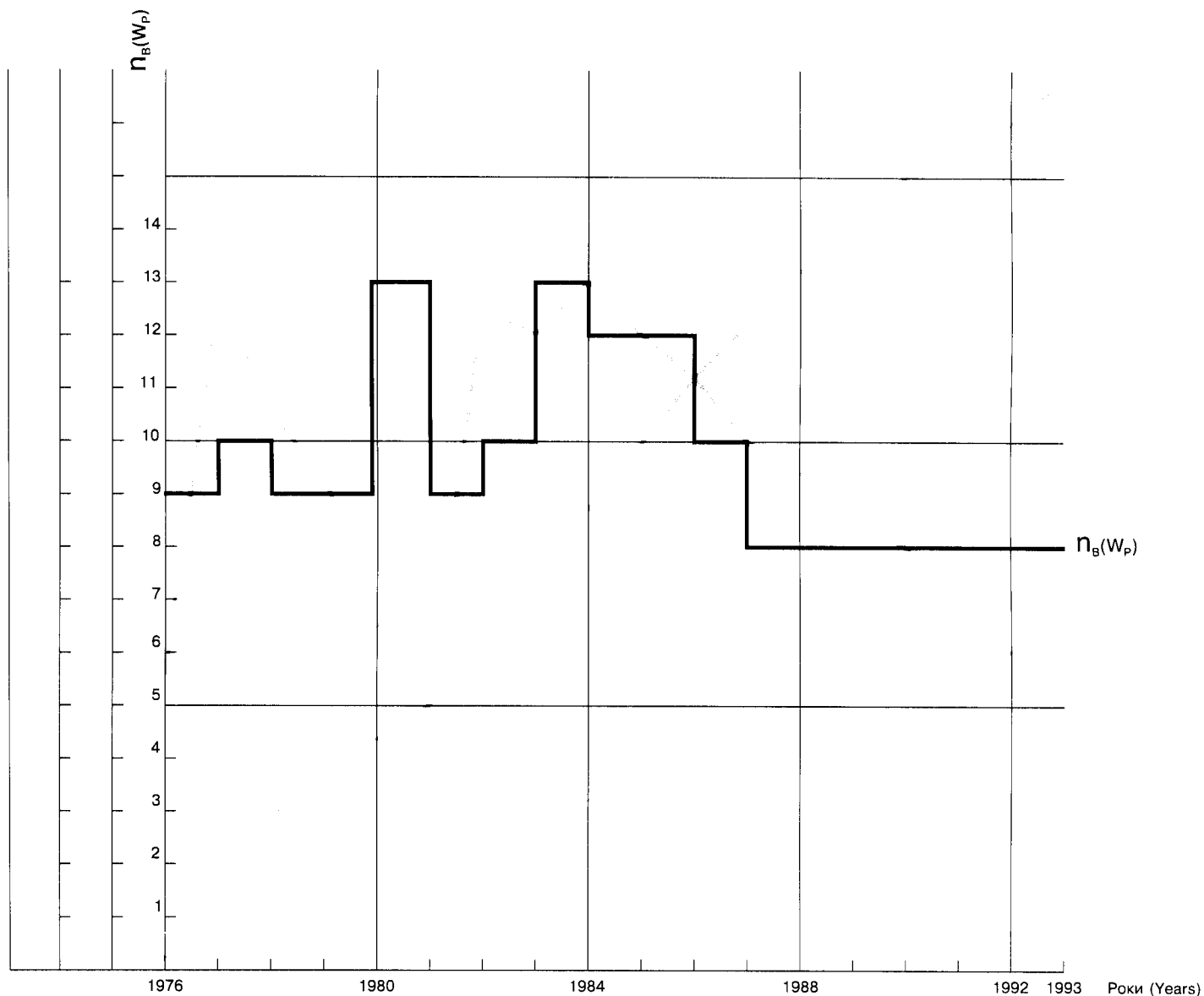
ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

$n_B(W_P)$ – Фонд видобувних свердловин, шт.
Fund of productive wells, number

Видобуток газу, млн. м³
Gas production, mln m³

$Q_{Г(г)}$ – річний
annual

$\Sigma Q_{Г(г)}$ – накопичений
accumulated



МОРСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

MORSKE GAS FIELD

$$ВГ (FG) \frac{550}{550}$$

У консервації
In the conservation

Родовище розташоване в північно-східній частині акваторії Азовського моря на відстані 125 км від м. Керч і 40 км від м. Бердянськ. У тектонічному відношенні воно приурочене до північної прирозломної зони Середньоазовського підняття.

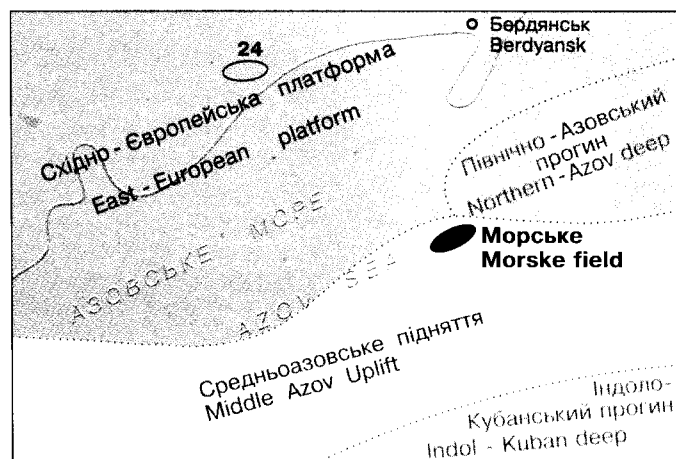
Морська складка встановлена в результаті регіональних гравіметричних, магнітометричних і сейсморозвідувальних робіт на акваторії Азовського моря. До глибокого пошукового буріння структура підготовлена по горизонту II у підшві майкопу в 1976 р. сейсморозвідкою МСГТ. У 1977 р. при випробуванні у свердловині 2 середньої частини майкопських відкладів (інт. 646–675 м) отримано прилив газу 128,3 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 16,3 мм при буферному тиску 5,06 і затрубному – 5,30 МПа. Абсолютно вільний дебіт газу досягав 256,2 тис. м³/добу.

Родовище прийняте на Державній балансі у 1977 р. Запаси остаточно не підраховувалися.

У розрізі Морської структури беруть участь карбонатні і теригенні породи триас-юрі, нижньої і верхньої крейди, еоцену, олігоцену та неогену.

За матеріалами буріння та сейсморозвідки МСГТ Морська складка по покрівлі майкопського продуктивного горизонту являє собою велике антиклінальне підняття субширотного простягання. Його розміри по ізогіпсі –700 м становлять 22 x 3–4 км, висота – 100 м. Північне крило структури відносно круте (кути 13–18 градусів), південне – полого. Вісь складки з заходу на схід міняє свою орієнтацію з північно-східної на субширотну. В центральній і східній частинах структури виділяються два склепіння, які околтуруються ізогіпсою –600 м.

Продуктивна пачка представлена прошарками алевролітів та пісковиків, розділених глинами. Колектор порового типу. Поклад газу пластовий склепінний. Режим його водонапірний.



The field is situated in the north-eastern part of the Azov Sea water area, 125 km from the town of Kerch and 40 km from the town of Berdyansk. Tectonically it belongs to the northern nearbreak zone of the Middle Azovian uplift.

Morske fold was discovered by regional gravimetric, magnetometric and seismic survey works in the Azov Sea water area. For deep exploration drilling the structure was prepared by horizon II in Maykopian floor in 1976 by seismic survey by method of common-depth-point. In 1977 during testing in well 2 of the middle part of Maykopian formation (interval 646–675 m) gas influx 128,3 th. m³/day was obtained with 16,3-mm diaphragm, at buffer pressure 5,06 and annulus one – 5,30 MPa. Absolutely free production of gas reached 256,2 th. m³/day.

The field was taken on the State balance in 1977. The reserves have not yet been calculated finally.

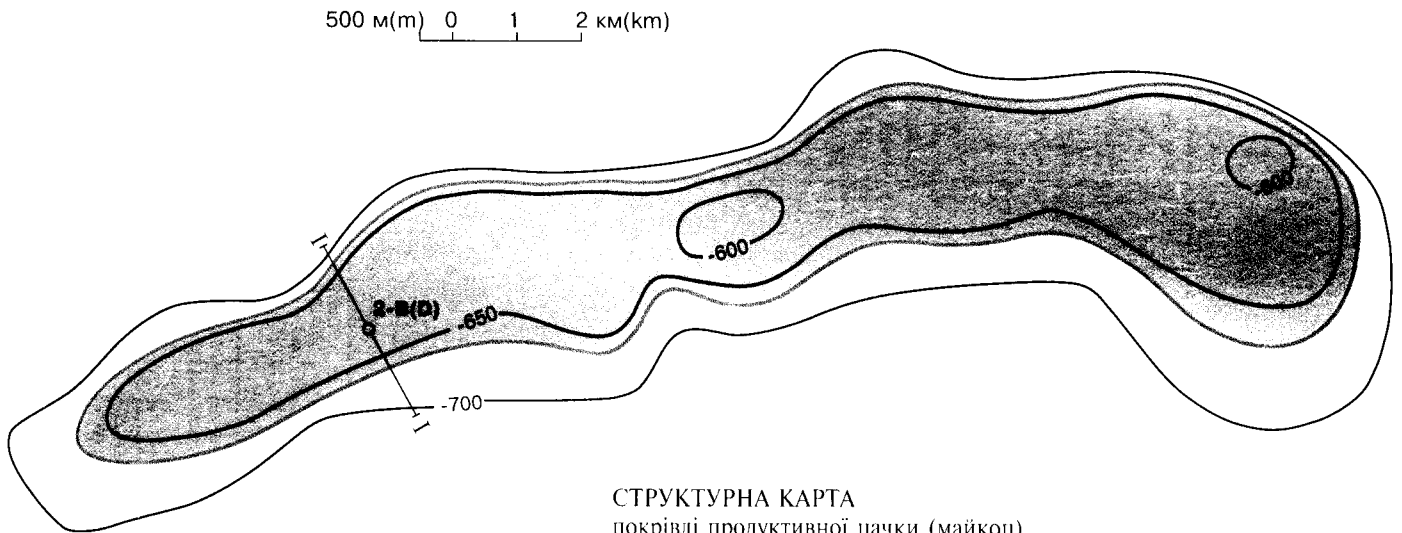
In the Morske structure section carbonate and terrigenous rocks of Triassic-Jurassic, Lower and Upper Cretaceous, Eocene, Oligocene and Neogene take part.

By data of drilling and seismic survey by method of common-depth-point Morske fold by the top of Maykopian producing horizon represents a large anticlinal uplift of sublatitudinal strike. Its size by isohypse – 700 m is 22 x 3–4 km, depth – 100 m. The structure northern flank is relatively steep (angles 13–18 degrees), the southern one is gentle. The fold axe from west to east changes its orientation from the north-eastern to sublatitudinal one. In the structure's central and eastern parts two arches are singled out, which are contoured by isohypse –600 m.

Productive group of strata is represented by the interbeds of aleurolites and sandstones, which are divided by clays. The reservoir is of porous type. Gas pool is formational, arched. Its regime is water drive.

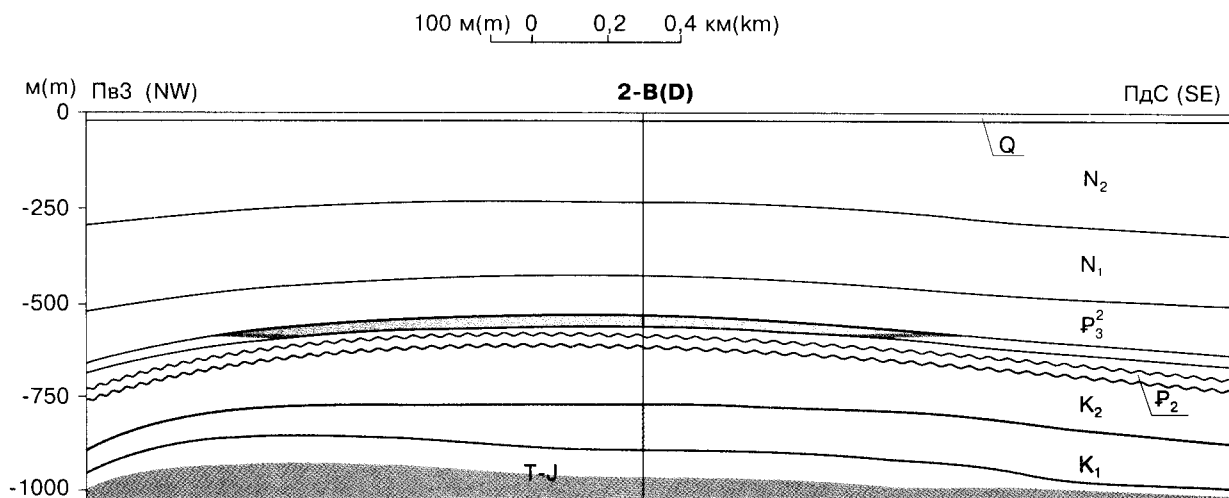
Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації. Необхідно провести його дорозвідку та дослідно-промислову експлуатацію.

The field has not yet been finished by prospecting and is now under conservation. Its additional prospecting and test-commercial exploitation are necessary.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки (майкоп)
за О.Я. Дергачовою, М.О. Бас, 1977 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing group of strata (Maykopian)
by O.Y. Dergachova, M.O. Bas, 1977



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за О.Я. Дергачовою, М.О. Бас, 1977 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by O.Y. Dergachova, M.O. Bas, 1977

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік	Age	Індекс зони	Horizon index	Глибина залягання продуктивного зони, м	Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м	Contact absolute depth, m	Висота покладу, м	Pool depth, m	Тип покладу	Pool type	Режим покладу	Pool regime	Товщина, м	Thickness, m of	Коефіцієнт пористості	Porosity coefficient	Прониємність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ²	Тип колектора	Reservoir type	Коефіцієнт насичення (підхунковий)	Saturation coefficient (rated)	Пласстовий тиск початковий, МПа	Formation pressure initial, MPa	Тиск початку конденсації, МПа	Condensation beginning pressure, MPa	Пласстова температура, К	Formation temperature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу	Initial production, th. m ³ /day	Дебіт стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³	Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конденсату, т/добу	Condensate production initial, t/day	Коефіцієнт вилучення конденсату підхунковий	Condensate recovery coefficient, rated	Запаси початкові видобувні категорій А+B+C ₁	Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ²	Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
P ₃	P ₃	615	62	29	5.2	5.2	0,29 / 0,30	0,29	0,29	Пл., склп.	Form., arch.	Водонапір.	Water drive	64,24	64,24	0,51	7,0	300,5	256,2	128,3	550	61,8																			

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту	Horizon index	Молекулярна маса	Molecular mass	Відносна густина	Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³	Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж	Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних %						
										CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₃ H ₁₂	H ₂ S
P ₃	P ₃	0,5629	0,5629	33038	33038	98,4	98,4	-	-	-	-	-	-	0,3	1,3	-

ПІВНІЧНО-КЕРЧЕНСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

NORTHERN KERCH GAS FIELD

$$\text{ВГ (FG)} \frac{1340}{1340}$$

У консервації
In the conservation

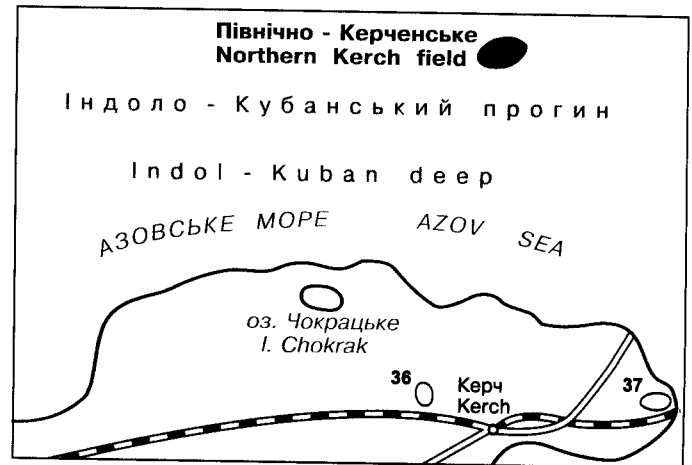
Родовище розташоване у південній частині акваторії Азовського моря на відстані 30 км на північ від м. Керч. У тектонічному відношенні воно приурочене до північної смуги Булганацько-Фонталівської зони підняття у центральній частині Індоло-Кубанського прогину.

Північно-Керченська структура виявлена сейсмічними дослідженнями МСГТ в 1975 р. по відбиваючому горизонту Ia, приуроченому до покрівлі майкопської серії. У 1976 р. на піднятті пробурена свердловина 1, яка при вибої 2480 м розкрила верхню частину середньомайкопських відкладів. У розрізі середнього міоцену (інт. 670–1230 м) виділено чотири пластиколектори. При випробуванні найнижчого горизонту N-IV (інт. 1205–1230 м) отримано приплив газу 61,4 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 10 мм при буферному тиску 4,2 і затрубному – 4,5 МПа. Абсолютно вільний дебіт газу досягав 69,9 тис. м³/добу.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1976 р. Запаси остаточно не підраховувалися.

У розрізі Північно-Керченської структури беруть участь теригенні і карбонатні породи неогену. По покрівлі середньоміоценового продуктивного горизонту N-IV Північно-Керченське підняття являє собою брахіантикліналь північно-східного простягання. По ізогіпсі –1400 м його розміри 8,5 x 6 км, висота близько 500 м. Кути падіння порід на крилах 7–9 градусів.

Продуктивний горизонт виражений глинами з прошарками пісковиків та піщанистих органогенно-детритових вапняків товщиною 2–3 м. Колектор тріщинно-порового типу представлений вапняками та пісковиками. Вищезалігаючі горизонти N-I, N-II і N-III складені глинами з рідкими прошарками пісковиків та алевролітів товщиною до 2 м. Їх газоносність прогнозується за матеріалами ГДС. Поклад газу пластовий склепінний. Режим його водонапірний.



The field is situated in the southern part of the Azov Sea water area, 30 km from the town of Kerch. Tectonically it belongs to the northern stripe of Bulganak-Fontalivka zone of uplifts in the central part of Indol-Kuban deep.

Northern Kerch structure was discovered by seismic investigations by common-depth-point method in 1975 by the reflector Ia, which belongs to the top of Maykopian series. In 1976 in the uplift well 1 was drilled. It uncovered the upper part of Middle Maykopian deposits at bottom-hole 2480 m. In Middle Miocene section (interval 670–1230 m) four beds-reservoirs were singled out. During testing the lowest horizon N-IV (interval 1205–1230 m) gas influx 61,4 th. m³/day was obtained with 10-mm diaphragm, at buffer pressure 4,2 and annulus one 4,5 MPa. Absolutely free gas production reached 69,9 th. m³/day.

The field was taken on the State balance in 1976. The reserves have not yet been calculated finally.

In the Northern Kerch structure section terrigenous and carbonate rocks of Neogene take part. By the top of Middle Miocene producing horizon N-IV Northern Kerch uplift represents a brachyanticline of the north-eastern strike. By isohypse –1400 m its size is 8,5 x 6 km, depth – about 500 m. The rocks angles of dip in the flanks are 7–9 degrees.

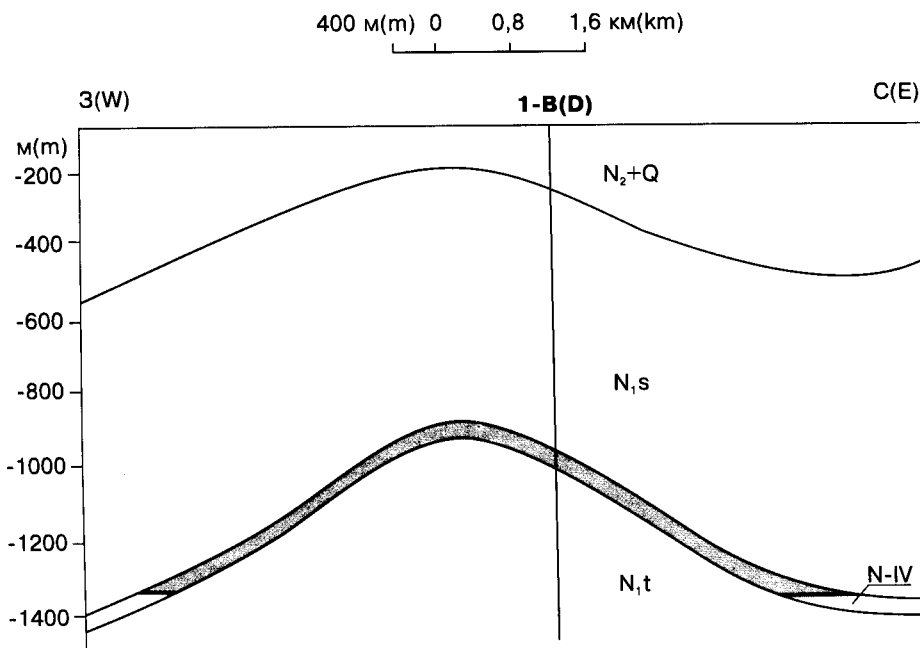
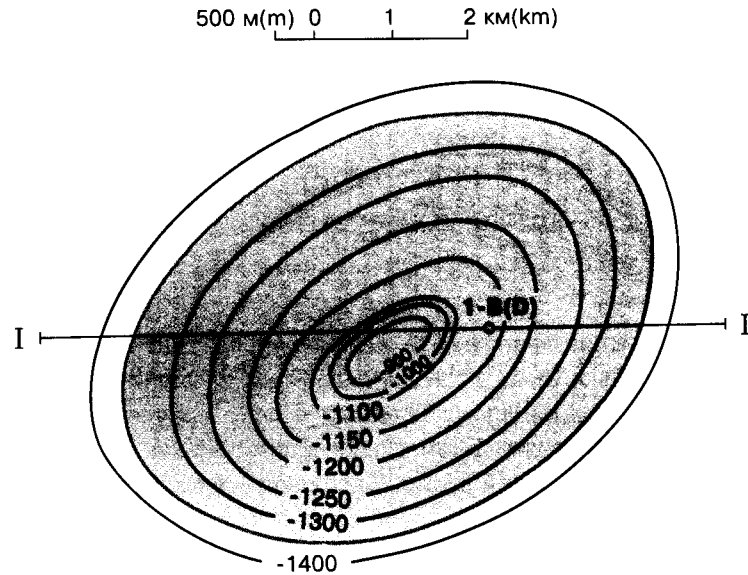
Producing horizon is expressed by clays with the interbeds of sandstones and sandy organogenic-detritic limestones with thickness 2–3 m. The reservoir of fissured-porous type is represented by limestones and sandstones. The overlying horizons N-I, N-II and N-III are composed with clays and rare interbeds of sandstones and aleurolites with thickness to 2 m. Their gas-bearingness is prognosed by well logging data. Gas pool is formational, arched. Its regime is water drive.

Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації. Необхідно провести його дорозвідку та дослідно-промислову експлуатацію.

The field has not yet been completed by prospecting and is under conservation. Additional prospecting and test-commercial exploitation are necessary.

СТРУКТУРНА КАРТА
покровлі продуктивного горизонту N-IV
(середній міоцен)
за О.Я. Дергачовою, 1977 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon N-IV
(Middle Miocene)
by O.Y. Dergachova, 1977



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за С.П. Федіною і Ф.І. Загоруйком, 1977 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by S.P. Fedina and F.I. Zagoruyko, 1977

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зону продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип колектора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satua- tion coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duc- tion initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C, Initial recoverable reserves, cat. A+B+C,	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонту horizon	колектора reservoir								абсолютно вільний absolu- tely free	робочий working					
N ₁	N-IV	1100	-1350	500	Плост. склеп. Form. arch.	Водо- напір. Water drive	40	11,2	9,2	0,115 0,295	0,22	0,01 24,3	0,65	12,9	314	69,9	61,4			1340	235,1	

Разом /At all/:

1340

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecular mass	Віднос- на густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %								
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
N-IV		0,595		34269	94,5	2,7	1,2	0,4	-	-	0,8	0,35	-
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES													

ВЛАДИСЛАВІВСЬКЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

VLADYSLAVIVKA OIL FIELD

$$H(O) \frac{10,4}{12,6} \quad PГ(DG) \frac{2,07}{2,1}$$

В консервації
In the conservation

Родовище розташоване в південно-західній частині Керченського півострова на відстані 12 км від м. Феодосія. У тектонічному відношенні воно приурочене до занурення Гірського Криму.

Владиславівська брахіантиклінальна складка виявлена в 1940 р. електророзвідкою. В 1947–1948 рр. пробурено 15 структурно-пошукових свердловин, які розкрили розріз верхньомайкопської товщі. В 1949–1951 рр. на площі проведено першу глибоку свердловину до покрівлі середнього майкопу. В 1955–1956 рр. пробурено три глибокі свердловини (17, 18 і 19) на південному крилі складки, які пройшли верхній майкоп і розкрили більшу частину верхнього керлеуту. В 1956 р. у свердловині 18 із верхньокерлеутського горизонту (інт. 638–647 м) отримано приплив нафти 28,7 т/добу через діафрагму діаметром 4 мм при буферному тиску 5,8 і затрубному – 3,6 МПа.

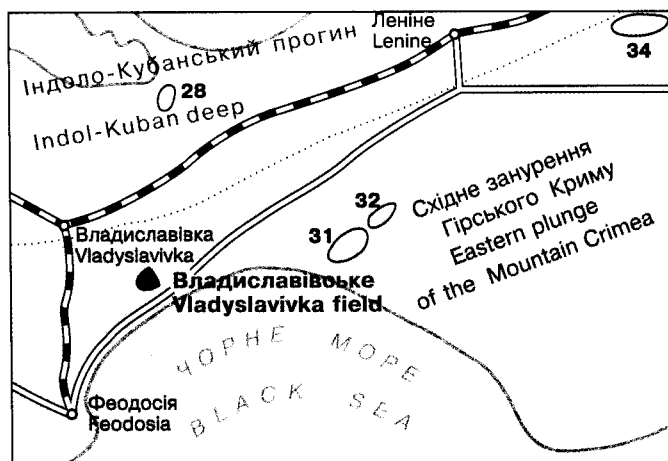
Родовище на Державному балансі не рахується.

Розкрита частина розрізу Владиславівської структури представлена теригенними і карбонатними породами крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену та нижнього міоцену.

Владиславівська брахіантикліналь має субширотне простягання, її розміри 14 x 3 км, висота 200 м. Південне крило більш полого.

Продуктивний горизонт представлений алеврито-воп'янистими прошарками у глинистій товщі. Колектори порового типу. Поклад нафти пластовий склепінний літологічно обмежений. Режим його пружний та розчиненого газу.

У 1956 р. свердловину 18 введено в експлуатацію, але в 1960 р. у зв'язку з її нерентабельністю видобуток нафти припинений. Родовище знаходиться в консервації. З початку розробки видобуто 10417 т нафти та 2067659 м³ попутного газу. Рекомендується виконати перерахунок запасів та скласти ТЕО.



The field is situated in the south-western part of the Kerch peninsula, 12 km from the town of Feodosia. Tectonically it belongs to the plunge of the Mountain Crimea.

Vladyslavivka brachyantyclinal fold was discovered in 1940 by electrical survey. In 1947–1948 here 15 structural wells and wildcats were drilled, which uncovered the section of Upper Maykopian. In 1949–1951 in the area the first deep well to the top of Middle Maykopian formation was drilled. In 1955–1956 three deep wells (17, 18 and 19) were drilled in the fold southern flank, which passed Upper Maykopian and uncovered a larger part of Upper Kerleutian. In 1956 in well 18 from Upper Kerleutian horizon (interval 638–647 m) oil influx 28,7 t/day was obtained with 4-mm diaphragm, at buffer pressure 5,8 and annulus one 3,6 MPa.

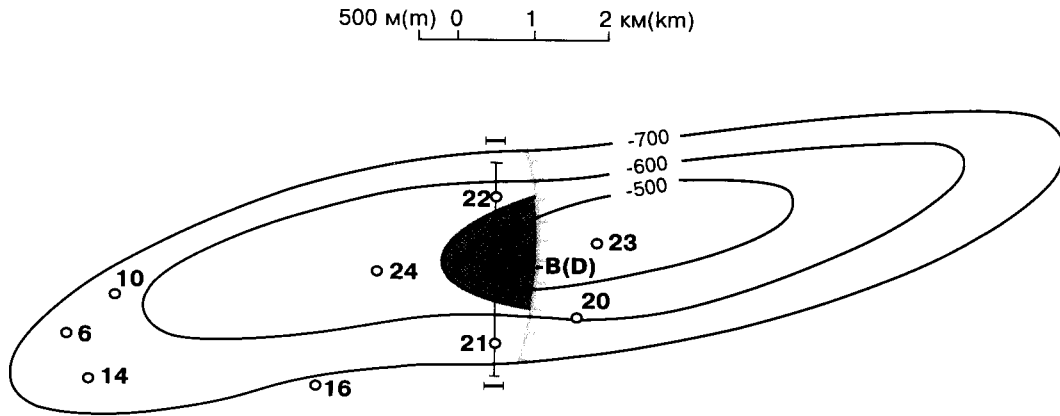
The field is not on the State balance.

The uncovered part of the Vladyslavivka structure section is represented by terrigenous and carbonate rocks of Cretaceous, Paleocene, Eocene, Oligocene and Lower Miocene.

Vladyslavivka brachyantycline has a sublatitudinal strike, its size is 14x3 km, depth – 200 m. The southern flank is more gentle.

Producing horizon is represented by aleurite-sandy interbeds in clay thickness. The reservoirs are of porous type. Oil pool is formational, arched, lithologically limited. Its regime is elastic and of dissolved gas.

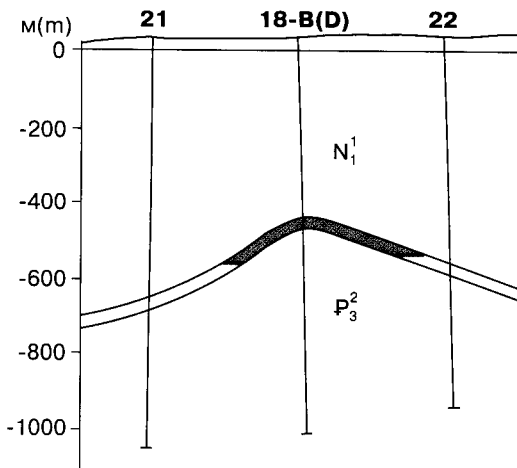
In 1956 well 18 was brought into exploitation, but in 1960, because of its unprofitableness, oil extraction was stopped. The field is under conservation. Since the beginning of development 10417 t of oil and 2067659 m³ of associated gas were extracted. It is recommended to recalculate the reserves and to compile technical-economical substantiation.



СТРУКТУРНА КАРТА
по верхньокерлеутському сейсмічному горизонту М,
приуроченому до покрівлі продуктивного горизонту
за М.Ф. Осиповим, 1957 р.

STRUCTURAL MAP
Upper Kerleutian seismic horizon M
timed to the producing horizon top
by M.F. Osypov, 1957

250 м(м) 0 0,5 1,0 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за М. Ф. Осиповим, 1957 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by M. F. Osypov, 1957

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
P ₃ ²	ГКН Hyd. Car. Na	13,5											

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залежання покрівлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск початковий Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recovery coeffici- ent	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- ·МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- ·MPa, from/to	Гідропро- відність, $1 \cdot 10^{-11}$ м ³ /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, $1 \cdot 10^{-11}$ m ³ /Pa·s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir		від/до from/to	від/до відпра- хунко- вий rated				вели- чина, МПа value, MPa	глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m					нафти, тис. т oil, th. t	розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³			
P ₃ ²		500	-550	100	Пласт. склеп. літ. обм. Form. arch. lith. limit.	Пруж. та розч. газу Elast. and of diss. gas	51 67	0 60	30	0,10 0,31	0,20	630	Тер. пор. Ter. por.				28,7		0,2	12,6	2,1	9,8			

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ OILS CHARACTERISTICS

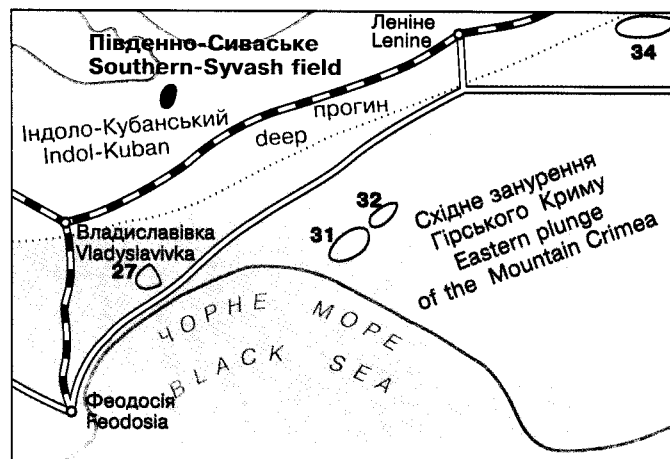
Індекс горизонту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³		В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- nkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %						Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ,% Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type		
		пласто- вої forma- tional	дегазо- ваної degas.	плас- тової, мПа·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10^{-6} м ² /с degas., 10^{-6} m ² /s				засті- гання solidifi- cation	початку кипіння boiling point	ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623-КК 623- boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitches	асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur	арома- тичні aroma- tic	нафте- нові naphte- ne		мета- нові metha- ne	
P ₃ ²			817,0		1,44	129,0				333	5,0	9,0	11,5		18,3			7,0		0,15						ІТ ₃

ПІВДЕННО-СИВАСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

SOUTHERN-SYVASH GAS-CONDENSATE FIELD

$$BГ(FG) \frac{84}{84} K(C) \frac{—}{47}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в північно-західній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 15 км від селища Владиславівка. У тектонічному відношенні воно знаходиться у межах приосьової зони Індоло-Кубанського прогину.

Південно-Сиваське підняття виявлене в 1974 р. сейсмічними дослідженнями МСГТ по відбиваючому горизонту в майкопських відкладах. У 1975–1976 рр. воно підготовлене до пошукового буріння. В 1976 р. у свердловині 1, пробуреній у його склепінній частині, під час випробування відкладів середнього майкопу отримано промисловий приплив газу з конденсатом з пласта пісковика товщиною до 16 м (інт. 2248–2275 м). Дебіт газу становив 21,0 тис. м³/добу, конденсату – 16,9 м³/добу через 6-мм діафрагму при буферному тиску 5,5 і затрубному – 17,5 МПа.

Всього на Південно-Сиваському піднятті пробурено 6 пошукових і розвідувальних свердловин. Родовище прийняте на Державний баланс у 1977 р.

Розріз Південно-Сиваської площі складений осадовими породами палеогену та неогену.

Південно-Сиваська складка по відбиваючому горизонту, приуроченому до середньомайкопських відкладів, являє собою антикліналь субмеридіонального простягання. Її розміри 1,5 x 1,0 км, висота до 25 м. Структура асиметрична, західне крило більш круте.

Газоконденсатний поклад приурочений до продуктивної пачки М-2, яка залягає на глибинах 2248–2410 м і має товщину 16–26 м. Вона представлена середньо- і дрібнозернистими пісковиками, алевролітами та глинами. Пісковики у вигляді рукава заходять із заходу до склепіння. Вони являють собою гранулярні колектори порового типу з ефективною товщиною 2,0–6,6 м.

The field is situated in the north-western part of the Kerch peninsula in Leninsk district of the Autonomous Republic of the Crimea, 15 km from the village of Vladyslavivka. Tectonically it is within the limits of the axial zone of Indol-Kuban deep.

Southern-Syvash uplift was discovered in 1974 by method of common-depth-point by reflecting horizon in Maykopian formation. In 1975–1976 it was prepared for exploration drilling. In 1976 in well 1, drilled in its arched part, during testing Middle Maykopian formation commercial influx of gas with condensate was obtained from the sandstone bed with thickness to 16 m (interval 2248–2275 m). Gas production was 21,0 th. m³/day, condensate one – 16,9 m³/day with 6-mm diaphragm, at buffer pressure 5,5 and annulus one 17,5 MPa.

At all in Southern-Syvash uplift 6 exploration and prospecting wells were drilled. The field was taken on the State balance in 1977.

The section of Southern-Syvash area is composed with sedimentary rocks of Paleogene and Neogene.

Southern-Syvash fold by reflecting horizon, which belongs to Middle Maykopian deposits, represents itself an anticline of submeridional strike. Its size is 1,5x1,0 km, depth – to 25 m. The structure is asymmetric, its western flank is more steep.

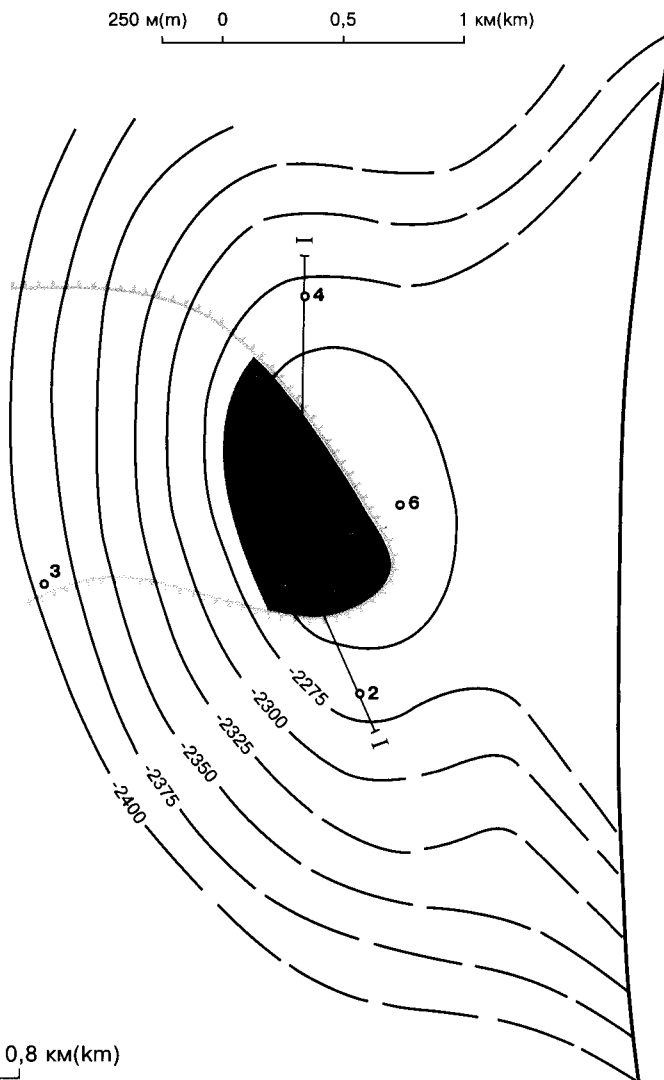
Gas-condensate pool belongs to productive group of strata M-2, which is bedded at depth 2248–2410 m and has thickness 16–26 m. It is represented by medium- and fine-grained sandstones, aleurolites and clays. Sandstones like a sleeve come from the west to the arch. They represent themselves granular reservoirs of porous type with effective thickness 2,0–6,6 m.

The pool is formational, arched, lithologically limited. Its regime is water drive. Gas-water contact is at the absolute depth – 2258 m.

Поклад пластовий склепінний літологічно обмежений. Режим його водонапірний. Газо-водяний контакт проводиться на абсолютній глибині -2258 м.

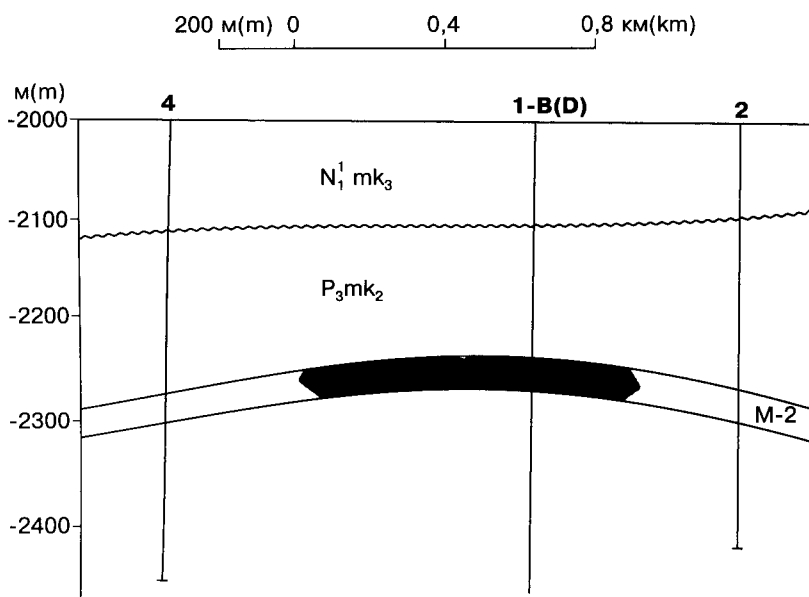
Родовище знаходиться в консервації. Його розробка не проводилася.

The field is in temporary closing. Its development has not yet been carried out.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки М-2
за О.О. Мазур, 1980 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing group of strata M-2
by O.O. Mazur, 1980.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Н.Г. Гатіловою, О.О. Мазур, 1980 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by N.G. Gatilova, O.O. Mazur, 1980

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зання покривлі продук- тивного горизонту, м Bedding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satur- ation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate pro- duction coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel/km ²
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir								абсо- лютно вільний absolu- tely free	газу, млн. м ³ gas, mln m ³					
P ₃	M-2	2241	-2258	22	Пласт. склеп. лфт. обм. Form. arch. lith. limit.	Водо- напір. Water drive	16 26	2.0 6.6	3.2	0.16 0.26	0.3 22.2	Тер. пор. Ter. por.	0.57	38.2	360	27.0	515	11.8	0.56	84	47	16.2

Разом / At all /:

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
M-2		0,687	514,56		92,7	1,6	2,3	2,0		0,2		-	0,73	0,45	-

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтені naph-tene	ароматичні aroma-tic
M-2		758,0	1,40	274,5			16,5			25,5			6,0	0,18	-	6,5		

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

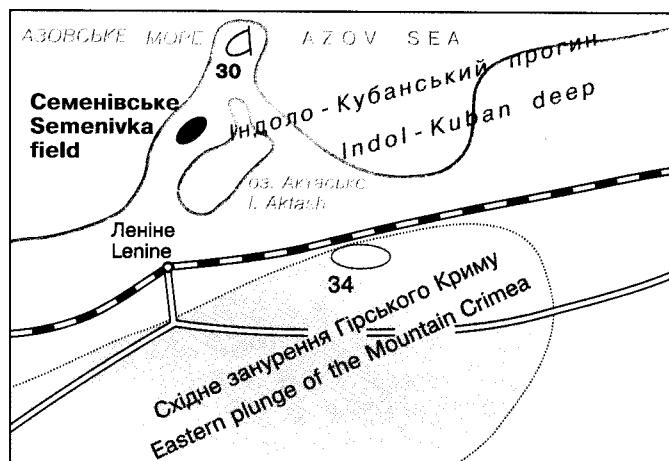
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
M-2	ГКН Hyd. Carb. Nat.	12,0	1009,0	$\frac{7,5}{9,3}$			1,2	33,9	36,8	36,8	-	30,6

**СЕМЕНІВСЬКЕ (БІЛОКАМ'ЯНСЬКЕ)
НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ**

**SEMENIVKA (BILOKAMYANE)
OIL FIELD**

$H(O) \frac{1834}{458} 72,8 \text{ ПГ (DG)} \frac{2}{2}$

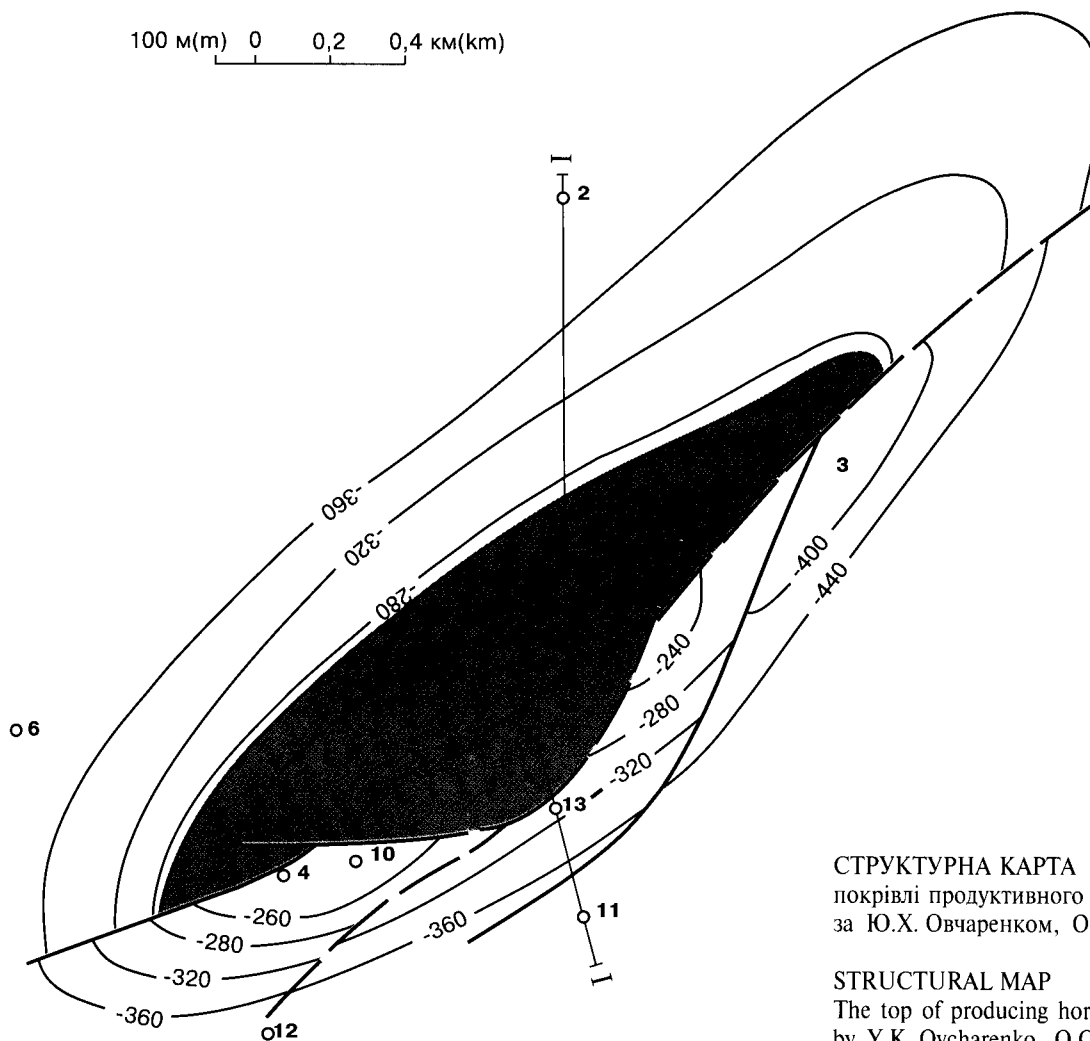
У розробці
In the development



Родовище розташоване в північно-західній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 30 км від м. Керч. У тектонічному відношенні воно знаходиться у приосьовій зоні Індоло-Кубанського прогину.

The field is situated in the north-western part of the Kerch peninsula in Lenine district of the Autonomous Republic of the Crimea, 50 km from the town of Kerch. Tectonically it belongs to the axial zone of Indol-Kuban deep.

100 м(m) 0 0,2 0,4 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту V (чокрак)
за Ю.Х. Овчаренком, О.О. Мазур, 1985 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon V (Chokrak)
by Y.K. Ovcharenko, O.O. Mazur, 1985

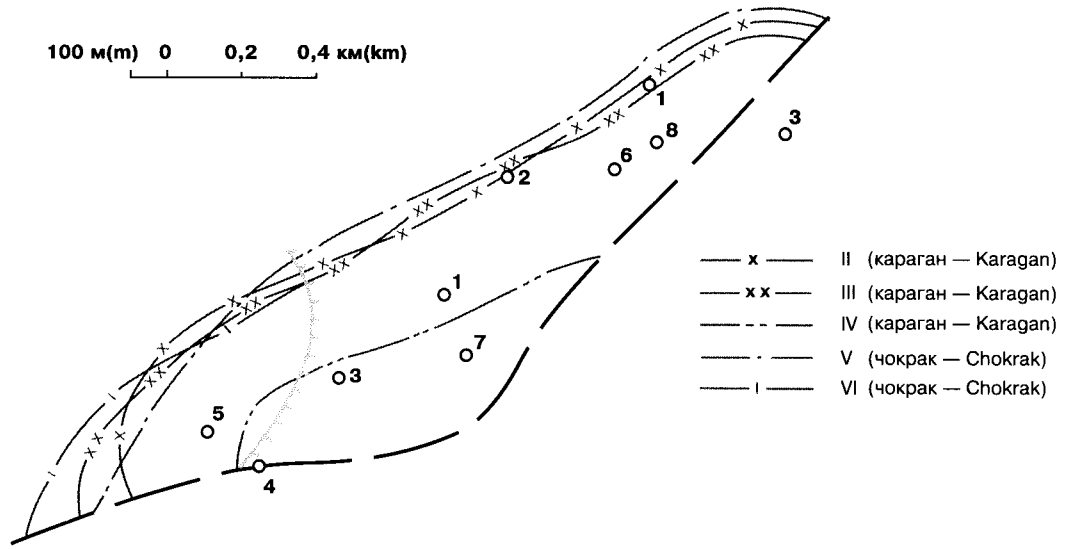
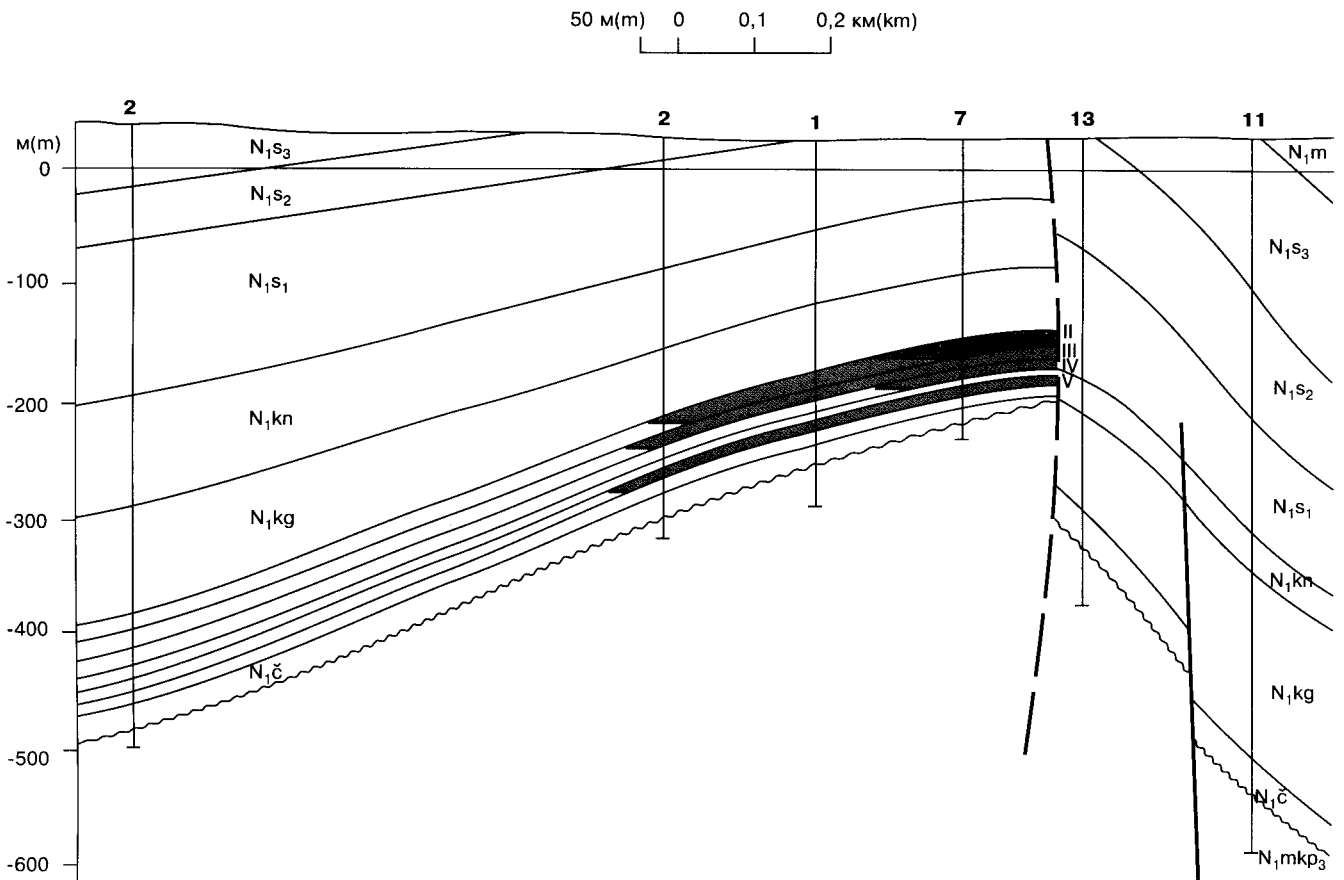


СХЕМА ЗІСТАВЛЕННЯ
контурів нафтоносності продуктивних горизонтів
за Л.В. Биковою, 1981 р.

COMPARISON
of the oil-bearingness contours of the producing horizons
by L.V. Bykova, 1981



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Ю.Х. Овчаренком, 1985 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by Y.K. Ovcharenko, 1985

Білокам'янська антикліналь виявлена в 1893 р. геологічною зйомкою. В 1926–1928 рр. підняття детально вивчалось. У ті ж роки пробурена перша пошукова свердловина. Розкриті нею чокрацькі та караганські відклади виявилися водоносними, а в майкопських спостерігалися прояви нафти. В 1951 р. будова складки уточнювалася геологічною зйомкою, а в 1952–1954 рр. тут пробурено 13 пошукових і розвідувальних свердловин, якими підтверджено антиклінальну структуру і встановлено нафтоносність чокрацьких утворень. У 1966 р. на площі проводилася сейсморозвідка МВХ та МРСП, яка не підтвердила наявності підняття. В 1971 р. закладена глибока пошукова свердловина, в процесі буріння якої нафтогазопрояви не спостерігалися.

У 1980–1982 рр. на Семенівській (Білокам'янській) структурі пробурено 9 пошукових і розвідувальних свердловин. У результаті підтверджено промислово нафтоносність відкладів чокраку (пачки V і VI) і відкриті нафтові поклади в караганських утвореннях (пачки II, III і IV) в діапазоні глибин 172–300 м. У свердловині 1 з продуктивної пачки V (інт. 252–264 м) отримано приплив нафти 6 м³/добу через штуцер діаметром 2 мм.

Родовище прийняте на баланс у 1982 р.

Розріз Семенівської площі складений осадовими породами крейди, палеогену та неогену. Семенівська структура по середньоміоценових відкладах являє собою асиметричну брахіантикліналь північно-східного простягання. Її північно-західне крило полого (8–18 градусів), південно-східне круте (25–30 градусів), ускладнене поздовжніми порушеннями. Розміри складки по ізогіпсі –360 м 3,7 x 1,5 км, висота 160 м.

Поклади нафти пластові склепінні тектонічно екрановані, в пачці VI – тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Сумарний поверх нафтоносності 272 м. Режим водонапірний і розчиненого газу. Нафтовий поклад пачки II має невелику за розмірами газову шапку (св. 7). Колектор у пачках тріщинно-порового типу, представлений органогенно-детритовими та оолітовими вапняками. Дебіти нафти становили від 4 до 10 т/добу самовиливом, пластові тиски 1,8–2,9 МПа на глибинах 200–310 м.

Розробка родовища почалася у 1983 р. однією свердловиною (8), з 1986 р. – чотирма, а з 1992 р. – 15 свердловинами. Розробкою різною мірою охоплені весь продуктивний комплекс. Експлуатаційне буріння продовжується. 11 свердловин очікують облаштування та освоєння.

Bilokamyane anticline was established in 1893 by geological survey. In 1926–1928 the uplift was studied in details. At the same time there the exploration well was drilled. In this well Chokrak-Karagan deposits appeared to be water-bearing, and in Maykopian ones the oil shows were observed. In 1951 the fold structure was specified by geological survey, and in 1952–1954 here 13 exploration and wildcat wells were drilled. In the result the anticline structure was proved and oil-bearingness of Chokrak deposits was established. In 1966 there seismic survey by reflection method and method of controlled directional reception was carried out, and the presence of uplift was not proved. In 1971 one deep exploration well was installed, but no oil-gas shows were observed during its drilling.

In 1980–1982 in Semenivka (Bilokamyane) structure 9 wildcats and exploration wells were drilled. In the result of it the commercial oil-bearingness of Chokrak deposits (groups of strata V and VI) was proved, and oil pools were discovered in Karagan formation (groups of strata II, III and IV) at depths 172–300 m. In well 1 from productive group of strata V (interval 252–264 m) oil influx 6 m³/day was obtained with 2-mm diaphragm.

The field was taken on the balance in 1982.

The section of Semenivka area is composed with sedimentary rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene. Semenivka structure by Middle Miocene deposits represents an asymmetric brachyanticline of the north-eastern strike. Its north-western flank is gentle (8–18 degrees), the south-eastern one is steep (25–30 degrees) and is complicated by longitudinal dislocations. The fold size by isohypse –360 m is 3,7x1,5 km, depth – 160 m.

Oil pools are formational, arched, tectonically screened, in group of strata VI – they are tectonically screened and lithologically limited. Summary stage of oil-bearingness is 272 m. Regime is water drive and of dissolved gas. Oil pool of group of strata II has small gas cap (w. 7). Reservoir in groups of strata of fractured-porous type is represented by organogenic-detritic and oolitic limestones. Oil production was from 4 to 10 t/day by overflow, formation pressure was 1,8–2,9 MPa, at depth 200–310 m.

The field development began in 1983 by one well (8), since 1986 – by four ones, and since 1992 – by 15 wells. The development differently covered the whole productive complex. Exploitation drilling continues, and 11 wells expect the construction and industrial exploitation.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заягання покрівлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, 1-10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1-10 ⁻³ мсм ² , from/to	Тип колек- тора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produc- tion, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові вдодбу- вній категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, sat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- -МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- -MPa, from/to	Гідропр- відність, 1-10 ⁻¹¹ м ³ /Па-с, від/до Hydroso- p- ductivity, 1-10 ⁻¹¹ m ³ /Pa-s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	від/до від/до from/to	від/до від/до from/to				вели- чина, МПа value, MPa	глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m					нафти, тис. т oil, th. t	розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³			
N ₁ ²	II	180	-216	66	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arched, tect. scr.	Водо- напір. Water drive	8 — 12	0,4 — 1,2	1,0	0,26 — 0,30	0,27	0,2	0,81	1,8	200	293	5,0		0,3	16,0	25,4			
N ₁ ²	III	190	-222	62	Те саме The same	Те саме The same	4 — 6	1,6 — 4,2	2,7	0,26 — 0,30	0,28	0,01 — 16,1	0,76	2,3	250	294	4,0		0,3	115,0	132,2			
N ₁ ²	IV	200	-190	20	"	"	4 — 5	0 — 4,2	3,9	0,26	0,27	0,02	0,73	2,5	270	94,5	5,0		0,3	41,0	146,4			
N ₁ ²	V	215	-267	77	"	"	8 — 12	6,2 — 11,8	7,0	0,26 — 0,30	0,27	26,7 — 239,1	0,64	2,7	290	295	10,0		0,3	247,0	139,3	2,0		
N ₁ ²	VI	265	-282	47	Пласт. склеп. тект. екран. лт. обм. Form., arched, tect. scr. lith. lith.	"	4 — 7	3,0	3,0	0,26 — 0,30	0,30	2,5 — 62,7	0,68	2,9	310	296	5,0		0,3	39,0	139,3			

Разом /At all/:

458,0 2,0

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту	Молекулярна маса	Густина, кг/м³ Density, kg/m³		В'язкість Viscosity		Вміст газу, м³/т Gas content, m³/t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shrink- age coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %						Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type												
		пласто- вої forma- tional	дегазо- ваної degas.	пла- стової, МПа·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ МПа·с/c				засті- гання solidifi- cation	початку кипіння boiling point	ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623- KK 623- boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitches	асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur	арома- тичні aroma- tic	нафте- нові naphte- ne		мета- нові metha- ne											
II			905	32,5	1,9				375		12																									ІІ, ІІ, ІІ, ІІ, ІІ
III	269		914	55,9	2,4				259	481	2																									Те same The same
IV			901	28,6	2,5					385	7																									"
V	287		905	21,1	9,8				260	460	2																									"
VI			908	45,5	11,4					473	3																									"

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
II		741,8	–	32760	75,1	11,0	0,14	0,03	0,05	–	–	–	13,1	0,7	–
III		633,8	–	34398	88,3	6,1	0,2	0,1	0,05	–	–	–	2,4	2,9	–
IV		697,5	–	35700	83,4	4,9	1,7	0,4	–	0,15	–	–	9,5	–	–
V		675,0	–	36018	86,7	4,8	0,9	0,3	0,8	0,5	0,3	–	5,7	–	–
VI		617,0	–	35910	89,5	4,8	0,04	0,1	–	–	–	–	2,5	3,1	–

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
IV	ГКН Hyd. Car. Nat.	17,2	1012,3	$\frac{7,7}{8,0}$	1030		1,06	46,3	55,7	4,3	5645,6	77,4
V	Те саме The same	17,3	1012,0	$\frac{7,7}{8,05}$			1,23	34,4	42,3	10,8	5533,6	75,6

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

Роки Years	Річний видобуток Annual production			Середній дебіт, Average production, th. m ³ /day		Обводне- ність, % Water en- croach- ment, %	Газовий фактор, м ³ /т Gas factor, m ³ /t	Середній пластовий тиск, МПа Average formation pressure, MPa	Накопичений видобуток Accumulated production			Відбір від початко- вих видо- бувних запасів, % Extraction from initial reco- ver- ible reserves, %	Закачування води, тис. м ³ Water injection, th. m ³		Фонд свердловин, шт Wells fund, number	
	нафти, тис. т oil th. t	рідини, тис. т liquid, th. t	попутного газу, млн. м ³ assoc. gas, mln m ³	нафти oil th.	рідини, тис. т liquid, th. t				попутного газу, млн. м ³ assoc. gas, mln m ³	річна annual	накопи- чена accumu- lated		видобу- вних productive	нагнітальних injection		
1983	0,7			38,9		-	-	2,82	0,7			0,2			1	
1984	2,1			14,3		-	-	2,82	2,8			0,6			1	
1985	4,1			13,0		-	-	2,82	6,9			1,5			1	
1986	3,9			5,5		0,5		2,21-2,82	10,8			2,4			4	
1987	5,1			4,7		0,8		2,21-2,81	15,9			3,5			5	
1988	6,5			5,1		2,8		2,2-2,81	22,4			4,9			5	
1989	5,527			4,4		5,1		2,2-2,8	27,927			6,1			6	
1990	9,08			4,0		4,2		2,19-2,79	37,007			8,1			11	
1991	8,882			3,4		4,1		2,17-2,73	45,889			10,0			12	
1992	13,21			3,6		4,4		2,10-2,72	59,099			12,9			15	
1993	13,665			3,1				2,08-2,68	72,794			15,9			15	

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ
MAIN INDICES OF DEVELOPMENT

$\Pi_B(W_p)$ — Фонд видобувних свердловин, шт.
Fund of productive wells, number

Видобуток нафти, тис. т
Oil production, th. t

$Q_{H(O)}$ — річний
annual

$\Sigma Q_{H(O)}$ — накопичений
accumulated

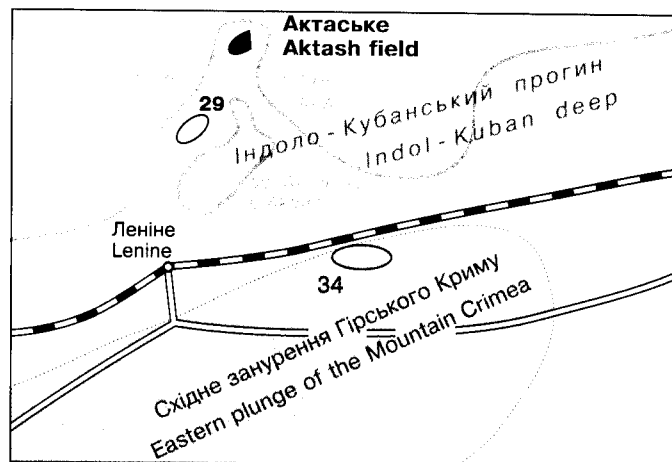


АКТАСЬКЕ (МИСОВЕ) НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

AKTASH (MYS) OIL FIELD

$$H(O) \frac{1616}{582} 1$$

У розробці
In the development



Родовище розташоване в північно-західній частині Керченського півострова у Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 20 км від с. Леніне. У тектонічному відношенні воно належить до приосьової зони Індоло-Кубанського прогину.

Актаська брахіантикліналь виявлена геологічною зйомкою у 20-х роках ХХ ст. У 1928 р. пробурена перша свердловина, яка розкрила розріз від сармату до верхнього майкопу. Пошуковими роботами, які відновились у 1951 р., встановлена нафтоносність відкладів карагану і чокраку. В 1951–1956 рр. на Актаській площі пробурено 20 пошукових і розвідувальних свердловин. При їх випробуванні із чокрацьких відкладів отримано припливи нафти від 0,6 до 6,0 т/добу переливом. У 1980 р. розвідувальні роботи були продовжені і до 1983 р. пробурено 9 свердловин. У результаті підтверджена нафтоносність чокрацьких (пачка V) утворень. Із свердловини 1 у 1980 р. отримано приплив нафти і води із караганських відкладів (інт. 399–408 м) переливом відповідно 0,8 і 0,5 т/добу і з чокрацького горизонту – 0,2 і 0,2 т/добу. Максимальний дебіт нафти з них – 9,8 т/добу дала свердловина 3 (інт. 417–422 м).

Родовище прийняте на Державний баланс у 1951 р. Всього на ньому пробурено 29 пошукових і розвідувальних свердловин. Запаси оцінені по пачці V чокрацького горизонту середнього міоцену.

Розріз Актаської площі складений осадовими породами неогену.

На денній поверхні підняття виражене вдавненою чапоподібною синкліналлю, яка облямовується вапняковим гребенем. У склепінні виходять породи сарматського ярусу, на крилах – утворення меотису. За матеріалами буріння пастка являє собою західну половину майже симетричної брахіантикліналі субширотного

The field is situated in the north-western part of the Kerch peninsula in Leninsk district of the Autonomous Republic of the Crimea, 20 km from the village of Lenine. Tectonically it belongs to the axial zone of Indol-Cuban deep.

Aktash brachyantycline was discovered by geological survey in the 20-s, XX century. In 1928 the first well which uncovered the section from Sarmatian to Upper Maykopian was drilled. Exploration works, which were renewed in 1951, established oil-bearingness of Karagan and Chokrak formations. During 1951–1956 in Aktash area 20 exploration and prospecting wells were drilled. During their testing from Chokrak deposits oil influxes from 0,6 to 6,0 t/day were obtained by overflow. In 1980 exploration works were continued and till 1983 here 9 wells were drilled. In the result of it oil-bearingness of Chokrak formation (group of strata V) was proved. From well 1 in 1980 oil and water influx 0,8 and 0,5 t/day was obtained by overflow from Karagan deposits (interval 399–408 m), and from Chokrak horizon – 0,2 and 0,2 t/day correspondingly. Maximum oil production was in well 3 – 9,8 t/day (interval 417–422 m).

The field was taken on the State balance in 1951. At all here 29 exploration and prospecting wells were drilled. The reserves were estimated by the group of strata V in Middle Miocene Chokrak horizon.

The section of Aktash area is composed with sedimentary rocks of Neogene.

On the day surface the uplift is expressed by the pressed-in cup-like syncline which is surrounded by limestone edge. In the arch emerge Sarmatian rocks, and in the flanks – Meotician ones. By drilling data the trap represents the western half of almost symmetric brachyantycline of sublatitudinal strike. By the top of

простягання. По покрівлі чокрацького продуктивного горизонту розміри її по ізогіпсі -425 м 2,8x1,3 км, висота 160 м. Кути падіння порід на перикліналях і крилах 10-15 градусів. Східна перикліналь ускладнена скидом субмеридіонального простягання з амплітудою близько 25-30 м, який є екраном для нафти і газу.

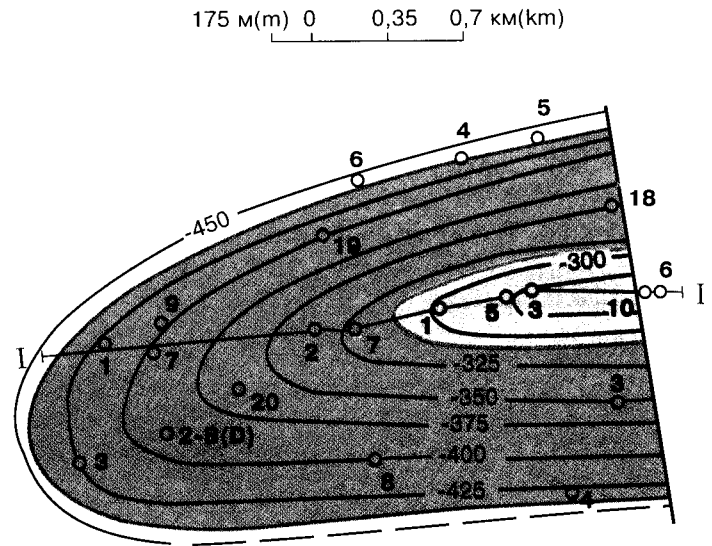
Скупчення нафти містяться у пачці V, приуроченій до верхньої частини чокрацьких утворень. Воно розкрито всіма пробуреними свердловинами. Товщина пачки змінюється від 6 на заході до 15 м на сході складки. Ефективна товщина становить від 2 до 5 м. Колектори порово-кавернового типу, представлені органогенними, органогенно-детритовими та оолітовими піщанистими вапняками. У свердловині 5 із інтервалу 309-311 м отримано приплив газу 1 тис. м³/добу на штуцері діаметром 2 мм. Газовий викид спостерігався і у свердловинах 1, 18, 19.

Chokrak producing horizon its size is 2,8 x 1,3 km by isohypse -425 m, depth - 160 m. Angles of rock dip in pericline and flanks are 10-15 degrees. The eastern pericline is complicated by the fault of submeridional strike with amplitude about 25-50 m, which serves as the screen for oil and gas.

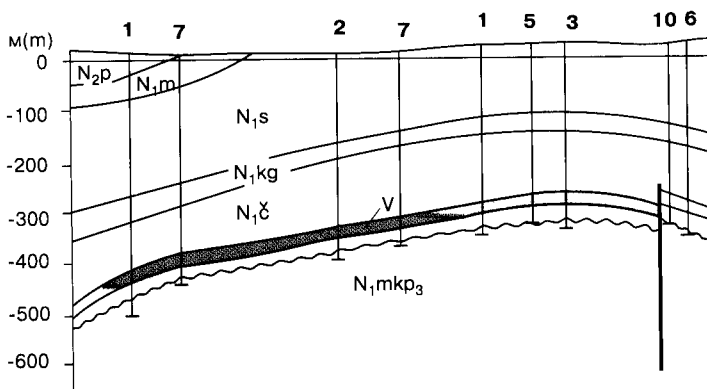
Oil accumulation is located in a group of strata V which belongs to the Chokrak formation upper part. It is uncovered by all the drilled wells. The group of strata thickness changes from 6 in the western part of the fold to 15 m in the eastern one. Effective thickness is from 2 to 5 m. The reservoirs are of porous-cavernous type, they are represented by organogenic, organogenic-detritic and oolitic sandy limestones. In well 5 from the interval 309-311 m gas influx 1 th. m³/day was obtained with 2-mm diaphragm. Gas eruption was observed in wells 1, 18, 19.

СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки V (чокрацький горизонт)
за В.М. Костівим, 1982 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing group of strata V (Chokrak horizon)
by V.M. Kostiv, 1982



175 м(м) 0 0,35 0,7 км(км)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за В.М. Костівим, 1982 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by V.M. Kostiv, 1982

Обробка продуктивного горизонту соляною кислотою приводила до збільшення дебітів у 2-3 рази. Максимальний дебіт переливу досягав 12-15 м³/добу. Вищезалягаючі малопотужні колектори у розрізі караганського горизонту обводнені.

Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований, з невеликою газовою шапкою, запаси якої не враховані в Державному балансі. Режим покладу водо- і газонапірний. Водо-нафтовий контакт на абсолютній глибині -443,1 м, газо-нафтовий - -301,4 м.

The producing horizon hydrochloric and acid treatment led to the production increasing in 2-3 times. Maximum production rate of overflow reached 12-15 m³/day. The overlying reservoirs are of slight thickness in the Karagan horizon section, and they are water encroached.

The pool is formational, arched, tectonically screened, with small gas cap whose reserves are not calculated in the State balance. The pool regime is water- and gas-drive. Water-oil contact is at absolute depth -443,1 m, gas-oil one - -301,4 m.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
V		0,620		35900	97,2	2,0	-	-	-	-	-	-	0,6	0,14	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
V	ГКН Hyd.Car.Na	13,7	1010,7	7,3 8,5			1,06	48,8	27,3	21,6			72,0

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс гори- зону Horizon index	Глиби- на заня- гання покрівлі гори- зону, м Bed- ding depth of the top of the horizon, m	Абсо- лютна глибина контакту, м Contact absol- ute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Плас- товий тиск Formation pressure initial value, MPa		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of fuel cond. /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- MPa, from/to	Гідропр- відність, $1 \cdot 10^{-11}$ м ³ /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, $1 \cdot 10^{-11}$ m ³ /Pa·s, from/to	
							гори- зону, від/до horizon, from/to	колектора reservoir					вели- чина, МПа value, MPa	глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m									
N ₁ ²	V	300	-443,1	142	Пласт. склеп. текст. екран. Form. arch. tect. screen.	Зміш. газо- водо- напір. Mixed gas and water drive	6 — 25	2 — 5	0,176 — 0,400	93,7 — 2305,0	Карб. пор.- кавер. Carb. por.- ca- vern.	0,67	4,31	419	312,5	9,8		0,36	582	-	144,5		

582

Разом /At all/:

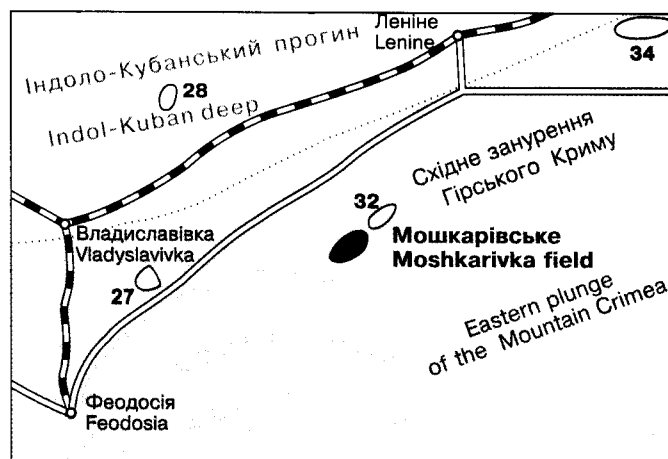
ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс гори- зону Hori- zon index	Молеку- лярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- n- kage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %						Вміст, масових % Mass content, %	Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		Тип нафти Oil type
			пласто- вої forma- tional	дегазо- ваної degas. in place, mPa·s				дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с 10 ⁻⁶ m ² /s	пла- стової, мПа·с in place, mPa·s	засти- гання solidifi- cation	початку кипіння boiling point	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573		573- 623	623- 623- boiling end	
V	260	909,5	74,2	26,01	2,5	0,997	378	1,0	6,0	16,5	36,0	0,07	10,0	0,08	35	55	10	ІТ ₁ І ₁ ІТ ₁ І ₁	

МОШКАРІВСЬКЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ MOSHKARIVKA OIL FIELD

П (О) —
385

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в південно-західній частині Керченського півострова на відстані 25 км від м. Феодосія. У тектонічному відношенні воно приурочене до південного борту Індоло-Кубанського прогину.

Мошкарівська структура виявлена в 1935 р. геологічною зйомкою. В 1939 р. електророзвідувальними роботами підтверджена наявність підняття, а в результаті структурно-пошукового буріння у цьому ж році отримано фонтан нафти з відкладів середнього майкопу. В 1946–1948 рр. проводилося глибоке буріння, за матеріалами якого деталізована будова структури та покладу нафти. В 1962 р. сейсмічними дослідженнями МВХ і КМЗХ встановлено розміри Мошкарівської складки, а також наявність у верхньокрейдовій товщі субширотних тектонічних порушень. У свердловині 26 (інт. 260–280 м) із середньомайкопських відкладів отримано приплив нафти 8 м³/добу переливом. Всього пробурено 76 пошукових та розвідувальних свердловин.

Родовище на Державному балансі не рахується.

Розкрита свердловинами частина розрізу Мошкарівської структури представлена карбонатними і теригенними породами верхньої юри, нижньої і верхньої крейди, палеоцену, еоцену та олігоцену.

Мошкарівська складка по покрівлі середньомайкопського продуктивного горизонту I-II являє собою асиметричну брахіантикліналь субширотного простягання розміром 8x3 км, висотою 100 м. Північне крило її більш круте.

Продуктивний горизонт I-II представлений шарками алевроїтів та пісків у глинистій товщі, які поширені тільки на північному крилі підняття. Колектори порового типу. Поклад нафти пластовий літологічно обмежений. Режим його пружний та розчиненого газу.

The field is situated in the south-western part of the Kerch peninsula, 25 km from the town of Feodosia. Tectonically it belongs to the southern edge of Indol-Kuban deep.

Moshkarivka structure was discovered in 1935 by geological survey. In 1939 electrical survey works proved the presence of uplift. And in the result of structural-exploration drilling the same year the oil flow was obtained from Middle Maykopian deposits. In 1946–1948 here deep drilling was carried out, by its materials the fold and oil pool structure was detailed. In 1962 seismic survey by reflection method and that of refracted waves the size of Moshkarivka fold was established, and also the presence of sublatitudinal tectonic deformations in Upper Cretaceous thickness. In well 26 (interval 260–280 m) from Middle Maykopian formation oil influx 8 m³/day by overflow was obtained. At all 76 wildcats and prospecting wells were drilled.

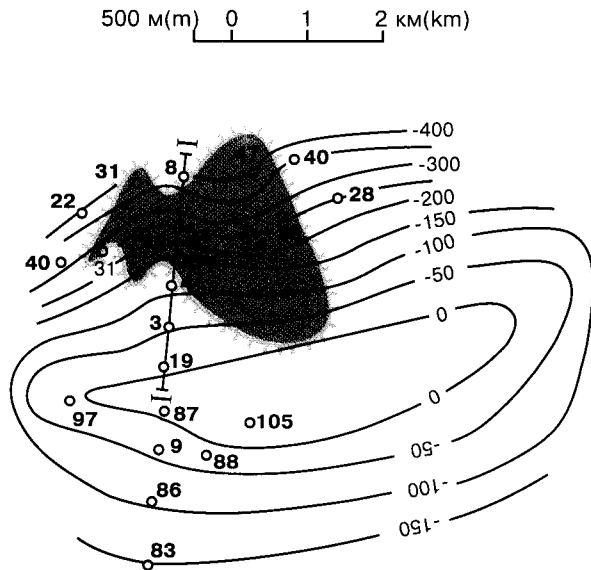
The field is not on the State balance.

The part of Moshkarivka structure section, uncovered with wells, is represented by carbonate and terrigenous rocks of Upper Jurassic, Lower and Upper Cretaceous, Paleocene, Eocene and Oligocene. Moshkarivka fold by the top of Middle Maykopian producing horizon I-II represents itself an asymmetric brachyanticline of sublatitudinal strike with the size 8x3 km, depth – 100 m. Its northern flank is more steep.

Producing horizon I-II is represented by the interbeds of aleurites and sands in clayey thickness, which are spread only in the uplift northern flank. The reservoirs are of porous type. Oil pool is formational, lithologically limited. Its regime is elastic and of dissolved gas.

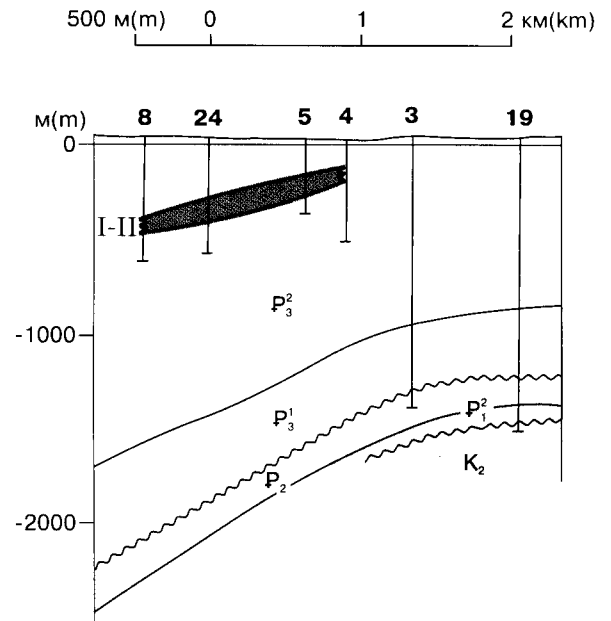
У 1948 р. родовище введено в розробку, але в 1952 р. у зв'язку з нерентабельністю видобуток нафти припинений. Рекомендується виконати перерахунок запасів та скласти ТЕО.

In 1948 the field was brought into development, but in 1952 oil extraction was stopped because of its unprofitableness. It is recommended to make recalculation of reserves and to compile technical-economical substantiation.



СТРУКТУРНА КАРТА
по верхньокерлеутському каротажному реперу,
приуроченому до покрівлі продуктивного горизонту
за Г.Б. Сальманом та Ю.Ф. Хмиляром, 1954 р.

STRUCTURAL MAP
Upper Kerleutian log mark timed to the producing horizon top
by G.B. Salman and Y.F. Khmylyar, 1954



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Г.Б. Сальманом та Ю.Ф. Хмиляром, 1954 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by G.B. Salman and Y.F. Khmylyar, 1954

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
					n	i	n	i							
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
I-II		0,608			92,4	3,10	0,4	-	-	-	-		3,0	1,0	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяля- вання покрівлі горизонту, м Bed- ding depth of the top of horizon, m	Абсо- лютна глибина контакту, м Contact absol- ute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of				Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск початковий Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recovery coeffici- ent	Запаси початкові виздобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- ·МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- ·MPa, from/to	Гідропр- відність, $1 \cdot 10^{-11}$ м ³ /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, $1 \cdot 10^{-11}$ m ³ /Pa·s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir		від/до from/to	від/до from/to	вели- чина, МПа value, MPa				глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m	нафти, тис. т oil, th. t					розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³				
								ефек- тивна, від/до effective, from/to	підра- хунко- ва rated														підра- хунко- вий rated			
P ₃ ²	I-II	25			Пласт. літ. обм. Form. lithol. limit.	Пруж. та розч. газу Elast. and of diss. gas	35 80	0 12	6	0,15 0,20	18		Тер. пор. Ter. por.				6,7		0,20	385		17,5				

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecu- lar mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³		В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- nkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type		
		пласто- вої forma- tional	дегазо- ваної degas.	плас- тової, мПа·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10^{-6} м ² /с degas., 10^{-6} m ² /s				засти- гання solidifi- cation	початку кипіння boiling point	ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623-КК 623- boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitches	асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur	арома- тичні aroma- tic	нафте- нові naphte- ne	мета- нові metha- ne			
I-II			837,0		1,9				381	-	7,5	10,0				40,0	-		10,5								T ₂

КУЙБИШЕВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

KUYBYSHEV GAS FIELD

$$ВГ(FG) \frac{615}{615}$$

У консервації
In the conservation

Родовище розташоване в південно-західній частині Керченського півострова на відстані 45 км від м. Феодосія. У тектонічному відношенні воно приурочене до занурення Гірського Криму.

Куйбишевська структура виявлена в 1935 р. за матеріалами геологічної зйомки. В 1939 р. електророзвідувальними роботами її наявність підтверджена. В 1948 р. детальною геологічною зйомкою вивчено будову складки по батисифоновому горизонту. В 1948–1954 рр. вивчення підняття продовжене глибоким бурінням і з відкладів верхнього майкопу отримано непромислові припливи газу та нафти. В 1965 р. сейсмічними дослідженнями МВХ і МРСП будову структури вивчено по крейдових та еоценових утвореннях і встановлено її блоковий характер. У 1967 р. у свердловині 19 із верхньокрейдівих відкладів (інт. 2273–2293 м) через діафрагму діаметром 8,6 мм отримано приплив газу до 50 тис. м³/добу з незначною кількістю конденсату. Всього пробурено 20 пошукових та розвідувальних свердловин.

Родовище на Державному балансі не рахується.

Розкрита свердловинами частина розрізу Куйбишевської структури представлена теригенними і карбонатними породами нижньої і верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену та нижнього міоцену.

По покрівлі сеноманського продуктивного горизонту складка являє собою брахіантикліналь північно-східного простягання розміром 6–7 x 1,5–2 км, висотою близько 200 м. Вона розбита поперечними підкидом і скидами субмеридіонального напрямку з амплітудою 150–200 м.

Продуктивний горизонт виражений мергелями з прошарками аргілітів та вапняків, у нижній частині – пісковиків. Колектори представлені пісковиками та вапняками тріщинно-порового типу. Поклад газу при-



The field is located in the south-western part of the Kerch peninsula, 45 km from the town of Feodosia. Tectonically it belongs to the plunge of the Mountain Crimea.

Kuybyshev structure was discovered in 1935 by geological survey data. In 1939 electrical survey works proved it. In 1948 detailed geological survey studied the fold structure by batisiphon horizon. In 1948–1954 the uplift studying was continued by deep drilling, and from Upper Maykopian deposits non-commercial gas and oil influxes were obtained. In 1965 by reflection survey and of controlled directional reception the structure Cretaceous and Eocene formations were studied and its block character was established. In 1967 in well 19 from Upper Cretaceous deposits (interval 2273–2293 m) with 8,6-mm diaphragm gas influx about 50 th. m³/day with a bit of condensate was obtained. At all 20 wildcats and prospecting wells were drilled.

The field is not on the State balance.

The part of the structure section, uncovered with wells, is represented by terrigenous and carbonate rocks of Lower and Upper Cretaceous, Paleocene, Eocene, Oligocene and Lower Miocene.

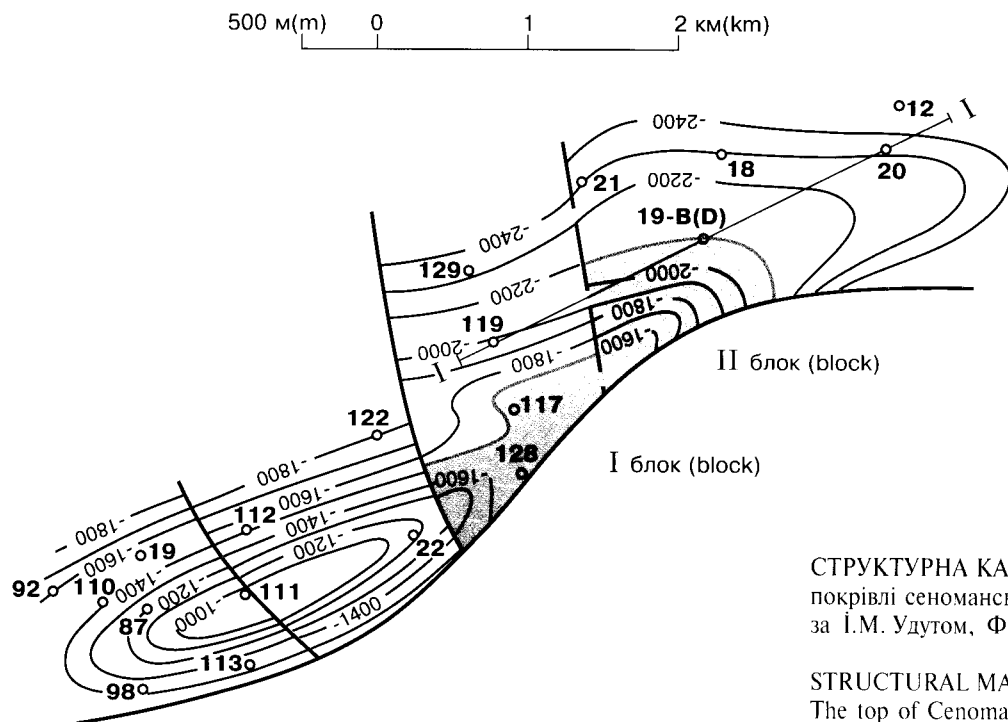
By the top of Cenomanian producing horizon the fold represents itself a brachyanticline of the north-eastern strike, its size is 6–7 x 1,5–2 km, depth about 200 m. It is broken by transverse upthrust and faults of submeridional strike with amplitude 150–200 m.

Producing horizon consists of marls with the interbeds of argillites and limestones, in the lower part – sandstones. The reservoirs are sandstones and limestones of fissured-porous type. Gas pool belongs to two blocks of the north-eastern pericline of the fold. It is formational, arched, tectonically screened. The regime is water drive.

урочений до двох блоків північно-східної перикліналі складки. Він пластовий склепінний тектонічно екранований. Режим його водонапірний.

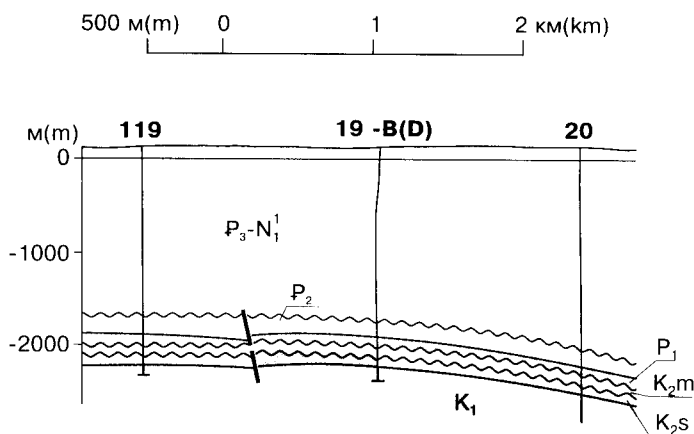
Родовище не розроблялося і знаходиться в консервації. Рекомендується виконати перерахунок запасів та скласти ТЕО.

The field has not been developed and now is under conservation. It is recommended to recalculate the reserves and to compile technical-economical substantiation.



СТРУКТУРНА КАРТА
 покрівлі сеноманського продуктивного горизонту
 за І.М. Удут, Ф.І. Шаповалом, 1968 р.

STRUCTURAL MAP
 The top of Cenomanian producing horizon
 by I.M. Udut, F.I. Shapoval, 1968



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
 за Ф.І. Шаповалом, 1968 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
 by F.I. Shapoval, 1968

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
Блок I Block I		0,582			96,1	2,2	0,7	0,25	0,15	-	-		0,3	0,3	-
Блок II Block II		0,589			94,6	2,4	0,7	0,1	0,20	0,15	-		1,3	0,3	0,4

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, $1 \cdot 10^{-6}$ м ² /с Viscosity, $1 \cdot 10^{-6}$ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %								
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтенівні naph-tene	ароматичні aroma-tic						
Бл. I Bl. I		743,0	0,98	310			57			28	-													
Бл. II Bl. II		782,0	1,23	388			45			52	5		0,28											

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l							
								J	Br	B	K	NH ₄			
Блок I Block I	ГКН Hyd.Car.Na	6,3	1005				2,0								
Блок II Block II	ГКН Hyd.Car.Na	8,1	1006				1,8								

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зоналягання покрівлі продуктивного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day	Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²			
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir													абсолютна, від/до effective, from/to	підра- хунко- ва rated from/to	від/до from/to
K ₂ S	Бл.I Bl.I	1590	-1700	270	Пласт. склеп. тект. екр. Form. arch. tect. scr.	Водо- напір. Water drive	120 170	8,0 12,0	10,0	0,125 0,144	0,13	0,20	26,8	353	50,0	615	61,9						
K ₂ S	Бл.II Bl.II	1700	-2100	550	Те саме The same	Те саме The same	120 170	6,0 10,0	8,0	0,125 0,144	0,13	0,20	40,0	368	8,6								

Разом /At all/:

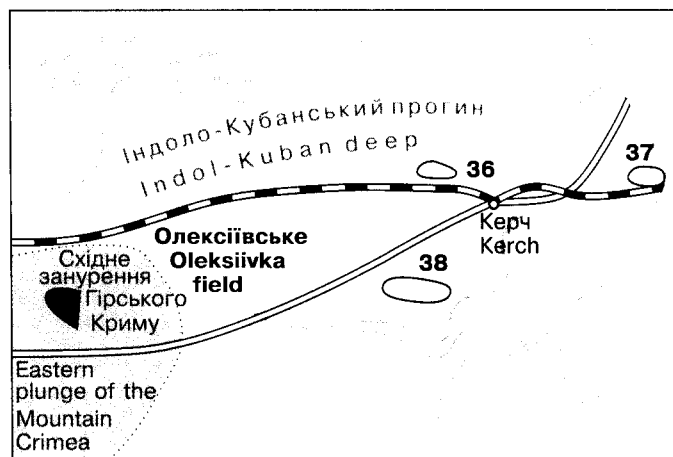
615

ОЛЕКСІЇВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

OLEKSIIVKA GAS FIELD

$$BG(FG) \frac{100}{100}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване у центральній частині Керченського півострова на території Ленінського району Автономної Республіки Крим на відстані 35 км на південний захід від м. Керч. В тектонічному відношенні воно знаходиться у межах південного борту Індоло-Кубанського прогину.

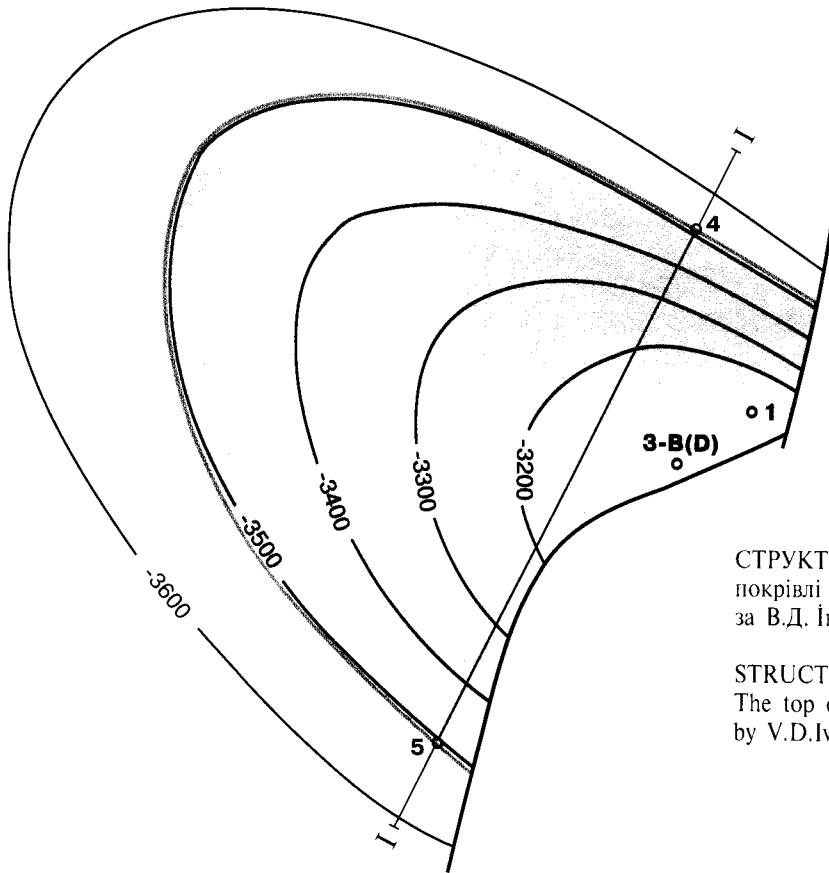
Олексіївське підняття виявлене геологічною зйомкою у 1926–1927 рр. В 1946–1947 рр. у результаті комплексної геологічної зйомки його будова була деталізована. В 1968–1969 рр. сейсморозвідкою МВХ і МРСП по підопві відкладів неогену та палеоцену виявлено велику Горностаївську антикліналь північно-західного простягання, до складу якої входило Олексіївське підняття. В 1969–1971 рр. пробурена параметрична свердловина 1. При розкритті нижньопалеоценових відкладів стався газовий викид з дебітом орієнтовно до 500–700 тис. м³/добу. В 1973–1976 рр. сейсморозвідкою МСГТ виявлена серія тектонічних порушень, які розбивають антикліналь на шість блоків. На Олексіївському блоці перша пошукова свердловина пробурена в 1980–1981 рр., але через недостовірність структурних побудов вона опинилася за межами родовища і при проектній глибині 4000 м не розкрила перспективних відкладів. Свердловина 5 розкрила тільки покрівлю продуктивної пачки нижнього палеоцену. При випробуванні в ній інтервалу 3645–3650,8 м отримано приплив газу з водою відповідно 26,5 тис. м³ і 28,3 м³ на добу через штуцер діаметром 4,5 мм. Перший промисловий приплив газу з конденсатом отриманий із нижньопалеоценових відкладів у свердловині 3 з інтервалу 3257–3276 м. Дебіт через штуцер діаметром 5,8 мм становив 32,2 тис. м³ газу та 3,5 м³ конденсату на добу. Тиск на буфері змінювався від 6,4 до 17,4, у затрубному просторі – від 13,7 до 22,4 МПа.

The field is situated in the central part of the Kerch peninsula in Leninsk district of the Autonomous Republic of the Crimea, 35 km from the town of Kerch. Tectonically it belongs to the southern edge of Indol-Kuban deep.

Oleksiivka uplift was discovered by geological survey in 1926–1927. In 1946–1947 in the result of complex geological investigations its structure was detailed. In 1968–1969 by reflection survey and by method of controlled directional reception by Neogene and Paleocene floor here the large Gornostaiivka anticline was mapped with the north-western strike. Oleksiivka uplift is a part of this anticline. In 1969–1971 stratigraphic well 1 was drilled. During uncovering Lower Paleocene deposits gas outburst took place with production about 500–700 th. m³/day. In 1973–1976 by method of common-depth-point the series of tectonic deformations was established which broke the anticline into six blocks. In Oleksiivka block the first wildcat was drilled in 1980–1981, but because of unauthenticity of structural constructions it appeared beyond the field limits and did not discover perspective deposits at projected depth 4000 m. Well 5 uncovered only the top of producing group of strata of Lower Paleocene. During testing the interval 3645–3650,8 m gas and water influx 26,5 and 28,3 m³/day correspondingly was obtained with 4,5-mm diaphragm. The first commercial gas-condensate influx was obtained from Lower Paleocene formation in well 3 from the interval 3257–3276 m. Production with 5,8-mm diaphragm was 32,2 th. m³ of gas and 3,5 m³ of condensate per day. Buffer pressure changed from 6,4 to 17,4, annulus – from 13,7 to 22,4 MPa.

The field was taken on the State balance in 1987. Its prospecting continues. Here 4 wells were drilled, the fifth one is in drilling.

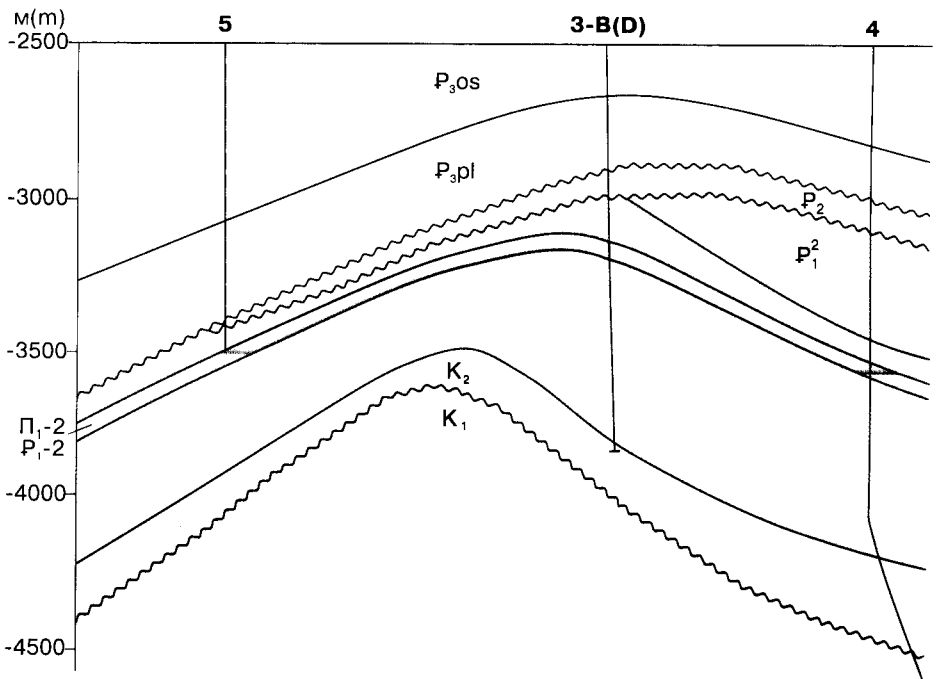
250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивної пачки П₁-2 (нижній палеоцен)
за В.Д. Івановою, 1992 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing group of strata P₁-2 (Lower Paleocene)
by V.D.Ivanova, 1992

250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ
ПО ЛІНІЇ I-I
за В.Д. Івановою, 1992 р.

GEOLOGICAL SECTION
ALONG I-I LINE
by V.D. Ivanova, 1992

Родовище прийняте на Державний баланс у 1987 р. Його розвідка продовжується. За станом на 1 січня 1995 р. пробурено 4 свердловини, п'ята знаходиться в бурінні.

Розріз Олексіївської структури складений осадовими породами нижньої і верхньої крейди, палеоцену і неогену.

За матеріалами буріння та сейсморозвідки МСГТ Олексіївська структура по покрівлі продуктивної пачки нижньопалеоценової товщі являє собою напівантикліналь, обмежену з південного сходу тектонічними порушеннями. Розміри структури по прилягаючій до розломів ізогісі -3600 м складають $2,5 \times 2,3$ км, висота 400 м.

Продуктивною на родовищі є пачка Π_1-2 у розрізі нижнього палеоцену. Вона представлена перешаруванням дрібнозернистих пісковиків і аргілітів. Її загальна товщина змінюється від 9 до 24 м, зростаючи у північному напрямку. У тому самому напрямку збільшується і ефективна товщина. Поклад газу за типом пластовий склепінний тектонічно екранований. Режим його газовий. Контур газоносності умовно проводиться на абсолютній глибині -3500 м. За результатами буріння та інтерпретації матеріалів ГДС у верхній частині розрізу нижнього палеоцену на $130-150$ м вище пачки Π_1-2 виділена ще одна продуктивна пачка Π_1-1 аналогічного літологічного складу. У процесі її випробування в свердловині 3 (інт. $3100-3104$ м) отриманий слабкий приплив горючого газу (довжина факела до $0,5$ м). Ця пачка розкрита свердловинами 3 і 4. Її потужність досягає 8 м. У південній частині підняття вона розмита.

Родовище знаходиться в розвідці.

The section of Oleksiivka structure is composed with sedimentary rocks of Lower and Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene.

By the materials of drilling and seismic survey by method of common-depth-point by the top of Lower Paleocene productive group of strata it represents the semianticline limited from the south-east by tectonic deformations. The structure size by isogypse -3600 m adjoining to the breaks is $2,5 \times 2,3$ km, depth -400 m.

Group of strata Π_1-2 in Lower Paleocene section is productive. It is represented by alternation of fine-grained sandstones and argillites. Its total thickness changes from 9 to 24 m, increasing to the north. Effective thickness also increases in the same direction. Gas pool is formational, arched, tectonically screened. Its regime is gaseous. Gas-bearingness contour conditionally is at absolute depth -3500 m. By the results of drilling and materials interpretation of wells geophysical investigations in the upper part of Lower Paleocene section for $130-150$ m above the Π_1-2 group of strata one more productive group of strata Π_1-1 was singled out with the analogous lithological composition. During its testing in well 3 (interval $3100-3104$ m) weak influx of combustible gas was obtained (the length of gas flare $-$ to $0,5$ m). This group of strata is uncovered by wells 3 and 4. Its thickness reaches 8 m. In the southern part of the uplift it is scoured.

The field is under prospecting.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^3$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^3$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
Π_1-2 P_1-2		0,638			92,76	5,33	0,97	0,04	0,06	-	-	-	2,3	0,55	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс гори- зону Horizon index	Глиби- на заля- гання покрівлі продук- тивного гори- зону, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсо- лютна глибина контакту, м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт випу- щення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²
							горизонт, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							від/до from/to	від/до from/to					
P ₁	П ₁ -2 P ₁ -2	3100	-3500	350	Плост. склп. тект. екран. Form. arch. tect. screen.	Газ. Gas.	9 24	0,8 6,2	5,6	0,105 0,120	0,107	< 0,01 0,21	Тер. пор. Ter. por.	0,50	57,1	415	500 700	32,2	2,8	100	65,3

Разом /At all/ :

ПОВОРОТНЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ POVOROTNE GAS FIELD

$$BГ(FG) \frac{1756}{1756}$$

У консервації
In the conservation

Родовище розташоване в центральній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 69 км від м. Феодосія. У тектонічному відношенні воно знаходиться у Восходівській зоні антиклінальних складок Індоло-Кубанського прогину.

У 1926–1927 рр. геологічною зйомкою була закартована брахіантикліналь у міоценових відкладах. У 1972 р. сейсморозвідкою МВХ брахіантиклінальна складка субширотного простягання виявлена по горизонтах, приурочених до верхньої частини майкопської серії. У 1984 р. методом СГТ Поворотне підняття підготовлене до глибокого буріння по горизонту у підшві нижнього майкопу.

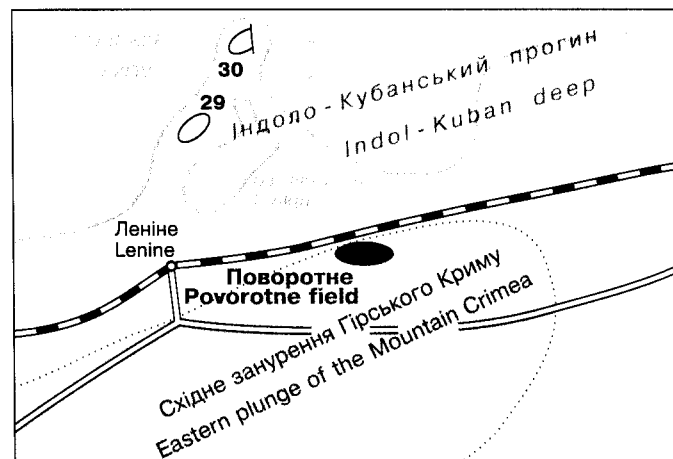
Пошукова свердловина 1 забурена в 1985 р. Приплив газу з проявами конденсату із відкладів нижнього майкопу (пачка М-3, інт. 3900–3911 м) в ній отримано у 1988 р. Дебіт газу через 8,2-мм діафрагму 143,6 тис. м³/добу, буферний тиск 10, затрубний – 9 МПа.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1988 р.

Розріз Поворотного підняття складений осадочними породами палеогену і неогену.

Поворотна структура по відбиваючому сейсмічному горизонту ІІа і даних буріння є антиклінальною субширотного простягання. Південне крило її ускладнене порушенням з амплітудою до 200 м. По ізогісі –4300 м блок має розміри 8,4 x 2,5 км, амплітуду близько 600 м. Сумарна потужність продуктивної пачки М-3 змінюється від 20 до 25 м. Вона представлена чергуванням різнозернистих пісковиків і аргілітів.

Поклад газу міститься у горизонті М-3. Він пластовий склепінний тектонічно екранований. Режим водонапірний. Підшва продуктивної товщі не розкрита.



The field is situated in the central part of the Kerch peninsula, in Lenine district of the Autonomous Republic of the Crimea, 69 km from the town of Feodosia. Tectonically it is located in Voskhodivka zone of anticline folds of Indol-Kuban deep.

In 1926–1927 a brachyanticline in Miocene deposits was mapped by geological survey. In 1972 by reflection survey was established the brachyanticline fold of sublatitudinal strike by the horizons which belong to the Maykopian series upper part. In 1984 Povоротne uplift was prepared for deep drilling by method of common-depth-point by horizon in the Lower Maykopian floor.

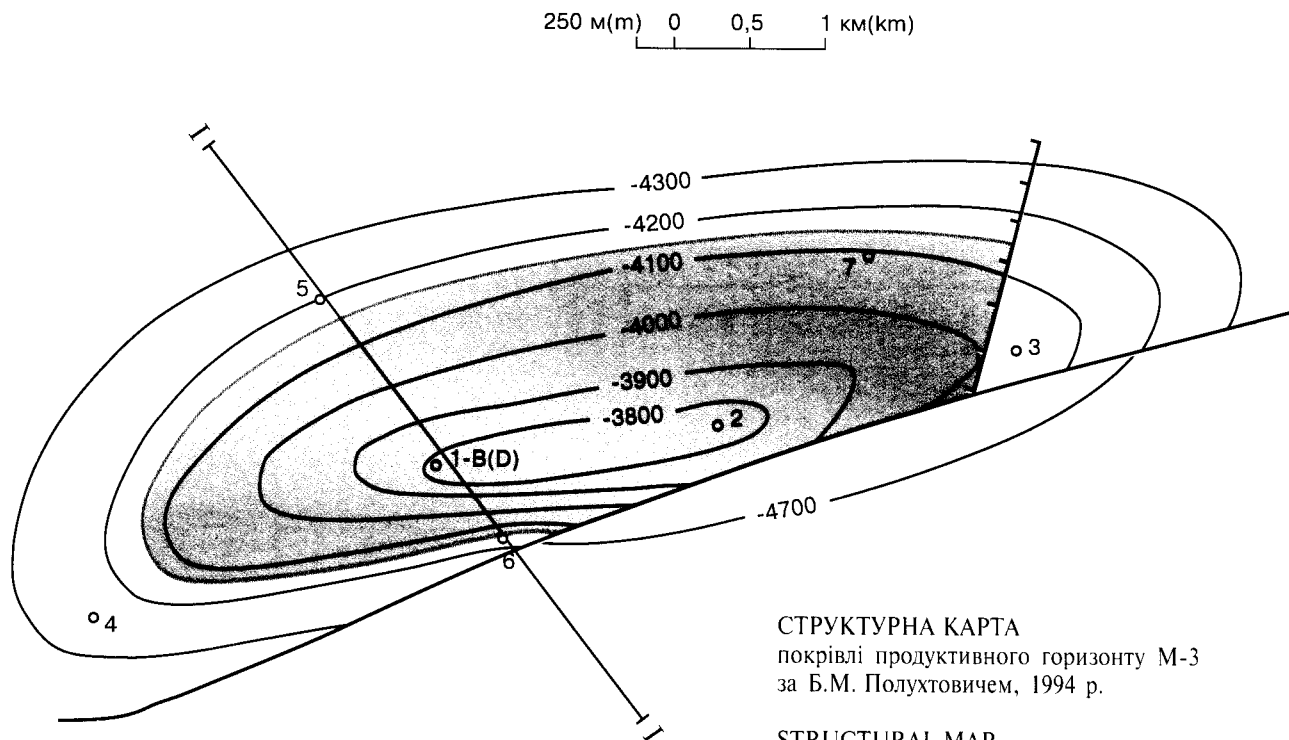
Exploration well 1 was drilled in 1985. Gas influx with the shows of condensate from Lower Maykopian deposits (group of strata M-3, interval 3900–3911 m) was obtained in 1988. With 8,2-mm diaphragm the gas flow rate with daily production 143,6 th. m³/day was obtained, at buffer pressure 10, annulus one – 9 МПа.

The field was taken on the State balance in 1988.

The section of Povоротne uplift is composed with sedimentary rocks of Paleogene and Neogene.

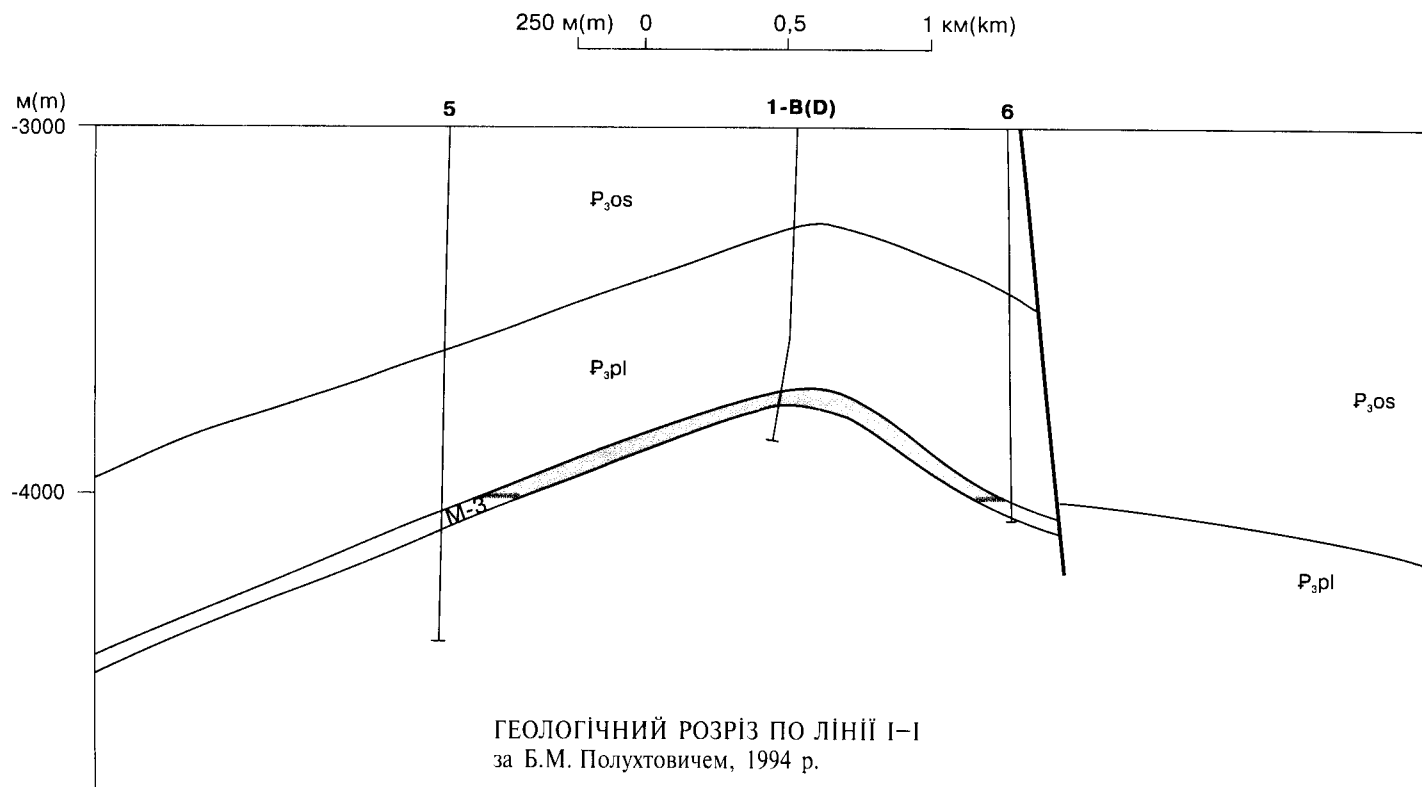
Povоротne structure by reflecting seismic horizon ІІа and drilling data is the anticline of sublatitudinal strike. Its southern flank is complicated by deformation with amplitude about 200 m. By isohypse –4300 m it has the size 8,4x2,5 km, amplitude about 600 m. Summary thickness of productive group of strata M-3 changes from 20 to 25 m. It is represented by alternation of various-grained sandstones and argillites.

Gas pool is located in horizon M-3. It is formational, arched, tectonically screened. Its regime is water drive. The floor of productive section is not uncovered.



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту М-3
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon M-3
by B.M. Polukhtovych, 1994.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by B.M. Polukhtovych, 1994.

Всього на родовищі на 1.01.1995 р. пробурено 7 пошукових і розвідувальних свердловин. Дослідно-промислова експлуатація не проводилася. Розвідка родовища продовжується.

З метою прирощення запасів рекомендується буріння розвідувальної свердловини 8 на західній перикліналі складки (між св. 1 і 4).

At all in the field on 1.01.1995 seven exploration and wildcat wells were drilled. Test-commercial exploitation was not carried out. The field prospecting continues.

With the aim of reserves increase the drilling of exploration well 8 at the western pericline of the fold is recommended (approximately in the middle between wells 1 and 4).

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
M-3	-	0,5746	20,56	-	91,5	2,5	0,43	0,16	-	0,06	-	-	0,4	1,03	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l					
								J	Br	B	K	NH ₄	
M-3	ГКН Hyd. Car. Nat.	10,464	1008,5	$\frac{8,00}{8,02}$	-	-	1,59	17,2	5,9	-	-	-	7,2

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина заяня покрівлі продук- тивного горизонту, м Bed- ding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact abso- lute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	ефек- тивна, від/до effective, from/to								від/до від/до from/to	від/до від/до from/to						абсо- лютно вільний absolu- tely free
P ₃	M-3	3900	-4159	335	Пласт. склеп. тект. екран. літ. обм. Form. arch. tect. screen. lithol. limit.	Водо- напір. Water drive	20 25	4,1 16,6	11	0,09 0,15	0,01 18,2	Тер. пор.	0,57	71,4	-	424	500	143,6	20,56	3,5	0,836	1756	-	110,0

Разом /At all/:

ФОНТАНІВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

FONTANIVKA GAS-CONDENSATE FIELD

$$BГ(FG) \frac{1517}{1517} K(C) \frac{947}{493}$$

У консервації
In the conservation

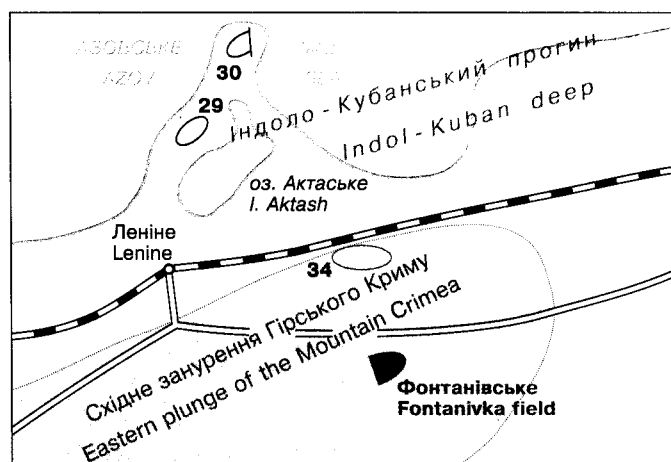
Родовище розташоване в центральній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 30 км від с. Леніне. Воно знаходиться у Мošкарівсько-Фонтанівській зоні антиклінальних складок південного схилу Індоло-Кубанського прогину.

На території сучасного родовища в 1946 р. структурно-геологічною зйомкою було виявлено Ново-Шепетівську антикліналь. У 1949 р. вона підтверджена електророзвідувальними роботами. В 1968 р. сейсморозвідкою МВХ та МРСП структура підготовлена до глибокого буріння по нижньомайкопських відкладах. Пошукова свердловина 1 забурена в 1969 р., а в 1975 р. у свердловині 5 отримано фонтан газу з конденсатом із відкладів нижнього майкопу і верхнього еоцену (інт. 3336–3360 м) дебітом 270 м³/добу через штуцер діаметром 10 мм при буферному тиску 20,0 і затрубному – 20,0 МПа. Всього пробурено 11 пошукових та розвідувальних свердловин.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1975 р., запаси підраховані у 1984 р.

Розріз Фонтанівського підняття складений осадовими породами нижньої і верхньої крейди, палеогену та неогену. Воно являє собою східну частину антикліналі широтного простягання з розмірами по відбитому горизонту II, приуроченому до підшови майкопської серії, 14 x 4 км і амплітудою близько 500 м. Структура розділена розломом північно-західного простягання на західну і східну частини. До останньої приурочене газоконденсатне родовище, яке складається з п'яти покладів, пов'язаних з горизонтами Е-6, М-2 – М-5, представлених перешаруванням дрібно- і середньозернистих пісковиків і аргілітів.

Поклади газу склепінні тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Поверх газоносності 450 м. Режим покладів водонапірний.



The field is situated in the central part of the Kerch peninsula in Leninsky district of the Autonomous Republic of the Crimea, 30 km from the district centre – v. Lenine. It is placed in the limits of Moshkarivka-Fontanivka zone of anticline folds of the southern slope of Indol-Kuban deep.

Novo-Shepetivka anticline was established in 1964 by structural-geological survey and then proved in 1949 by electrical survey works. In 1968 by reflection method and controlled directional reception the structure was prepared for deep drilling by Lower Maykopian deposits.

Exploration well 1 was drilled in 1969, and in 1975 in well 5 gas and condensate flow was obtained from Lower Maykopian and Upper Eocene formations (interval 3336–3360 m). Their production was 270 m³/day with 10-mm diaphragm, at buffer pressure 20,0, and annulus one 20,0 MPa. At all 11 exploration and wildcat wells were drilled.

The field was taken on the State balance in 1975, the reserves were calculated in 1984.

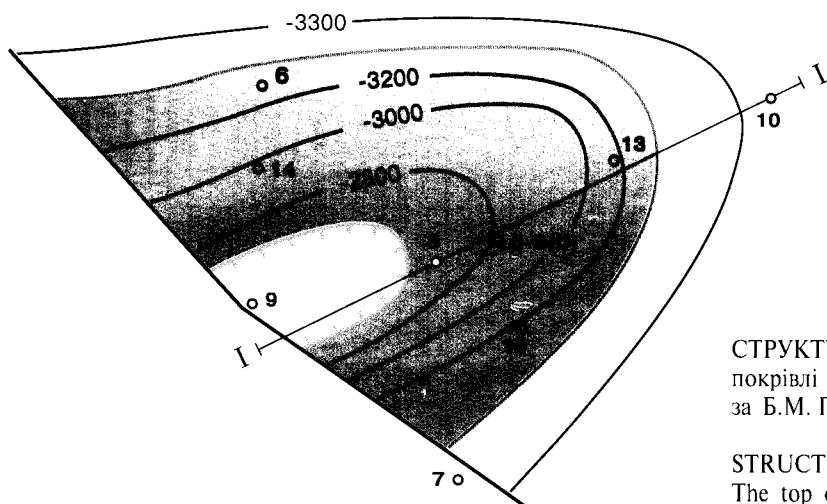
The section of Fontanivka uplift is composed with sedimentary rocks of Lower and Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene. It represents the eastern part of the anticline of latitudinal strike with the size 14 x 4 km by reflector II, which belongs to the floor of Maykopian series and has amplitude about 500 m. The structure is divided into the western and eastern parts by the breaks of the north-western strike. Gas-condensate field belongs to the eastern one and consists of five pools, connected with horizons E-6, M-2 – M-5 which are represented by the interbeds of medium-grained sandstones and argillites.

Gas pools are formational, tectonically screened and lithologically limited. Gas-bearingness stage – 450 m. Pool regime is water drive.

Розвідка родовища завершена. Воно підготовлене до розробки і знаходиться в консервації.

The field prospecting is finished. It was prepared for development and is in temporary closing.

500 м(m) 0 1 2 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
 покрівлі продуктивного горизонту М-3 (нижній майкоп)
 за Б.М. Полухтовичем, 1980 р.

STRUCTURAL MAP
 The top of producing horizon M-3 (Lower Maykopian)
 by B.M. Polukhtovych, 1980.

500 м(m) 0 1 2 км(km)

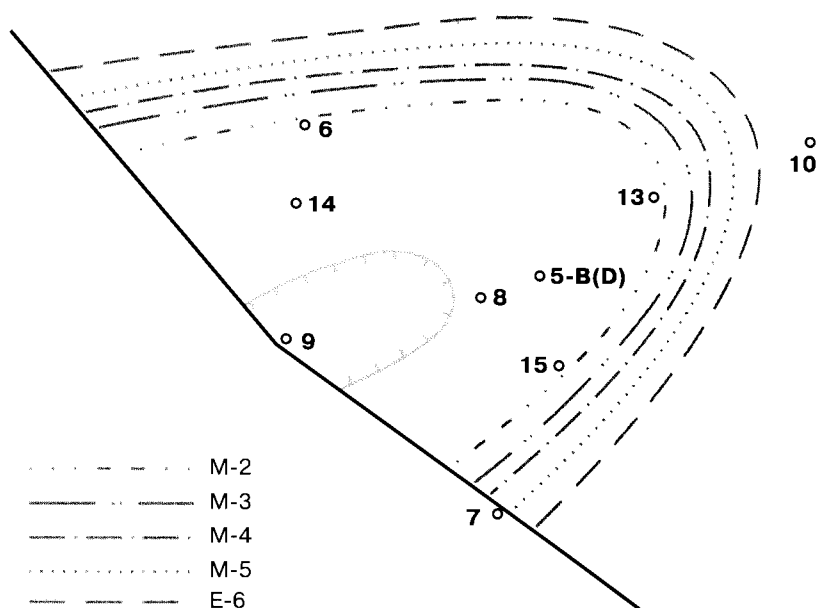
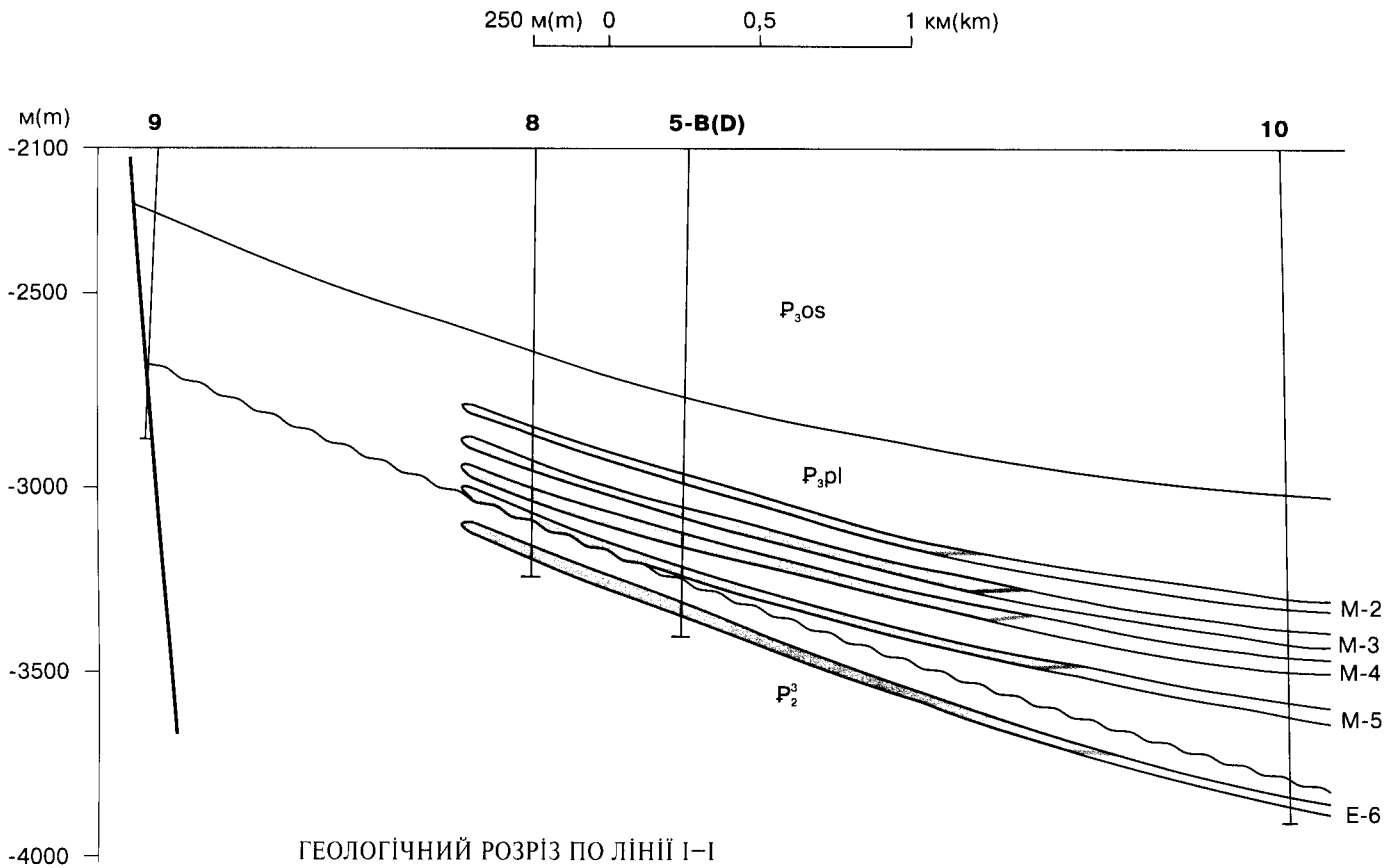


СХЕМА ЗІСТАВЛЕННЯ
 контурів продуктивних горизонтів
 за Б.М. Полухтовичем, 1980 р.

SCHEME OF COMPARISON
 of the producing horizons contours
 by B.M. Polukhtovych, 1980.

- M-2
- M-3
- M-4
- .-.-. M-5
- E-6



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Б.М. Полухтовичем, 1980 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by B.M. Polukhtovych, 1980

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизон- ту	Молеку- лярна маса	Віднос- на густина	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³	Теплотворна здатність, кДж	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
M-2		0,6405		35948	89,71	4,27	2,50	0,94		0,10		-	0,10	2,38	-
M-3		0,6685		35002	85,12	8,80	3,99	1,68		0,10		-	0,30	-	-
M-4		0,6772		35000	85,36	6,41	3,13	1,31		0,50		-	2,93	0,36	-
M-5		0,7250		36460	80,51	8,64	4,01	2,47		0,82		-	-	3,55	-
E-6		0,8112		35018	72,29	11,93	8,05	5,66		1,33		-	0,41	0,33	-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зоналягання покривного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покла- ду Pool type	Режим покла- ду Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satur- ation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт випу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient, rated	Запаси початкові вдодобу категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	ефек- тивна, від/до effective, from/to							від/до від/до from/to	абсо- лютно вільний absolu- tely free						газу, млн. м ³ gas, mln m ³
P ₃	M-2	2640	-3235	144	Плост. склеп. тект. екран. літ.обм. Form. arch. tect. scr. lith. limit.	Водо- напр. Water drive	6,0 16,0	2,0 6,0	3,0	0,09 0,19	0,13	0,001 256,9	Тер. пор. Ter. por.	0,60	53,6	404	15	132	18	0,517	218	74	88,4
P ₃	M-3	2735	-3250	144	Те саме The same	Те саме The same	6,0 18,0	4,0 11,0	6,4	0,12 0,19	0,17	0,001 256,9	Те саме The same	0,74	53,7	406	316	132	40	0,518	790	268	225,1
P ₃	M-4	2970	-3265	114	"	"	12,0 36,0	2,0 6,0	3,1	0,09 0,19	0,13	0,001 256,9	"	0,59	53,9	408	15	135	3	0,518	212	72	88,7
P ₃	M-5	3125	-3285	101	"	"	12,0 35,0	3,0 10,0	4,5	0,16 0,25	0,18	0,001 256,9	"	0,75	54,0	410	30	136	20	0,519	197	67	146,7
P ₂	E-6	3335	-3683	158	"	"	14,0 38,0	2,0 9,0	4,6	0,12 0,16	0,14	0,001 256,9	"	0,39	55,0	413	54	132	55	0,632	100	12	101,8

Разом /At all/:

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТІВ
CONDENSATES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість, 1·10 ⁻⁶ м ² /с Viscosity, 1·10 ⁻⁶ m ² /s	Початок кипіння, К Boiling point, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitches	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтонові naph-tene	ароматичні aroma-tic
M-2		0,797	1,84	353			54,5			25,0			2,0					
M-3		0,782	1,69	329			56,0			23,0			1,6					
M-4		0,757	1,32	316			64,0			19,0			-					
M-5		0,784	1,60	336			58,0			22,0			1,0					
E-6		0,803	2,20	361			49,0			27,0			3,0					

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

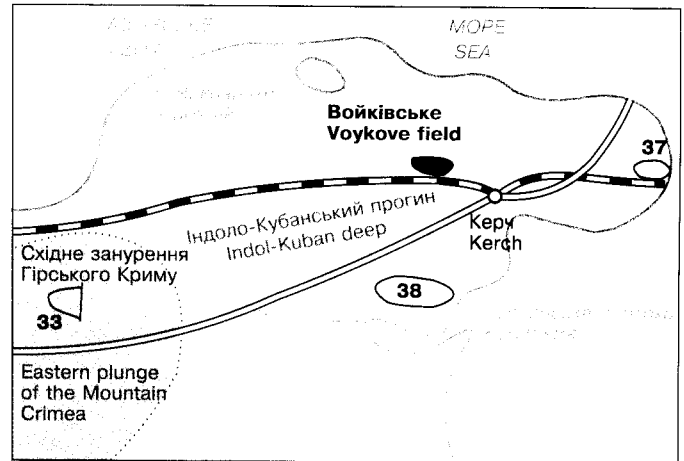
Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
M-2	CH SNa	5,3	1007,6	8,2			1,9	6,5	200,0	10,1	1700,0	
M-3	ГКН Hyd. Car. Nat.	6,8	1005,6	8,1			2,0	6,6	204,0	10,2	2200,0	
M-4	Те саме The same	6,8	1005,6	8,0			1,6	6,4	190,0	10,0	2400,0	
M-5	CH SNa	19,3	1029,0	8,9			2,7	6,6	204,0	10,2	6400,0	
E-6	Те саме The same	4,9	1006,2	8,0			1,9	6,5	200,0	10,1	1500,0	

ВОЙКІВСЬКЕ (МАЛОБАБЧИЦЬКЕ) НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

VOYKOVE (MALY BAVCHUK) OIL FIELD

$$H(O) \frac{70}{17}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване в північно-західній частині Керченського півострова в Керченському районі Автономної Республіки Крим на відстані 10 км від м. Керч. У тектонічному відношенні воно знаходиться у межах Булганацько-Фонталівської зони підняття у приосьовій частині Індоло-Кубанського прогину.

Малобабчицьке складнопобудоване підняття виявлене в 1926–1928 рр. геологічною зйомкою. Перша пошукова свердловина пробурена в 1926–1928 рр. Пошуки продовжено в 1951–1954 рр. Всього завершено 20 свердловин. У результаті деталізовано будову структури широтного простягання, у межах якої виділено Північно-Войківське і Південно-Войківське підняття, Катерлезький купол, синкліналь та структурну терасу. Бурінням вивчено перші два підняття та отримано припливи нафти і газу із караганських та чокрацьких утворень Південно-Войківської складки. На Північно-Войківській структурі з цих утворень пластових флюїдів не одержано. Тут у розрізі зустрічаються низькопористі колектори малої товщини. Застосування соляно-кислотних обробок і гідророзриву пласта не дало позитивних результатів.

У 1981–1984 рр. пробурено ще 9 пошукових і розвідувальних свердловин. У результаті підтверджена нафтоносність караганських і чокрацьких відкладів (пачки IV і V) Південно-Войківського підняття. У свердловині 1 із пачки V чокрацького горизонту (інт. 86,5–88,0 м) отримано приплив нафти 4,2 м³/добу самовиливом. Із пачки IV караганського горизонту у свердловині 18 (інт. 100–112 м) початковий дебіт нафти склав 15,5 м³/добу через штуцер діаметром 20 мм. У процесі дослідної експлуатації він установився на рівні 2,8 м³/добу через штуцер діаметром 4 мм.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1983 р.

The field is situated in the north-eastern part of the Kerch peninsula, in Kerch district of the Autonomous Republic of the Crimea, 10 km from the town of Kerch. Tectonically it is located in the limits of Bulganak-Fontalivka zone of uplifts in the axial part of Indol-Kuban deep.

Maly Babchyk complicated uplift was established in 1926–1928 by geological survey. The first exploration well was drilled in 1926–1928. Exploration drilling was continued in 1951–1954, when 20 wells were finished. In the result of it the structure of latitudinal strike was detailed. In its limits Northern Voykove and Southern Voykove uplifts and also Katerle dome, syncline and structural terrace were singled out. By drilling two first uplifts were studied, and oil and gas influxes were obtained from Karagan and Chokrak formations of Southern Voykove fold. In Northern Voykove structure from these formations no influxes of formational fluids were obtained. Here in the section the reservoirs are of slight thickness and low porosity. The using of hydrochloric acid processing and hydraulic fracturing of the bed gave no positive results.

In 1981–1984 nine more wildcats and exploration wells were drilled. In the result of it oil-bearingness of Karagan and Chokrak deposits (groups of strata IV and V) of Southern Voykove uplift was proved. In well 1 from group of strata V of Chokrak horizon (interval 86,5–88,0 m) oil influx 4,2 m³/day was obtained by overflow. From group of strata IV of Karagan horizon in well 18 (int. 100–112 m) oil influx with initial production 15,5 m³/day was obtained, with 20-mm diaphragm. During test exploitation it reached 2,8 m³/day with 4-mm diaphragm.

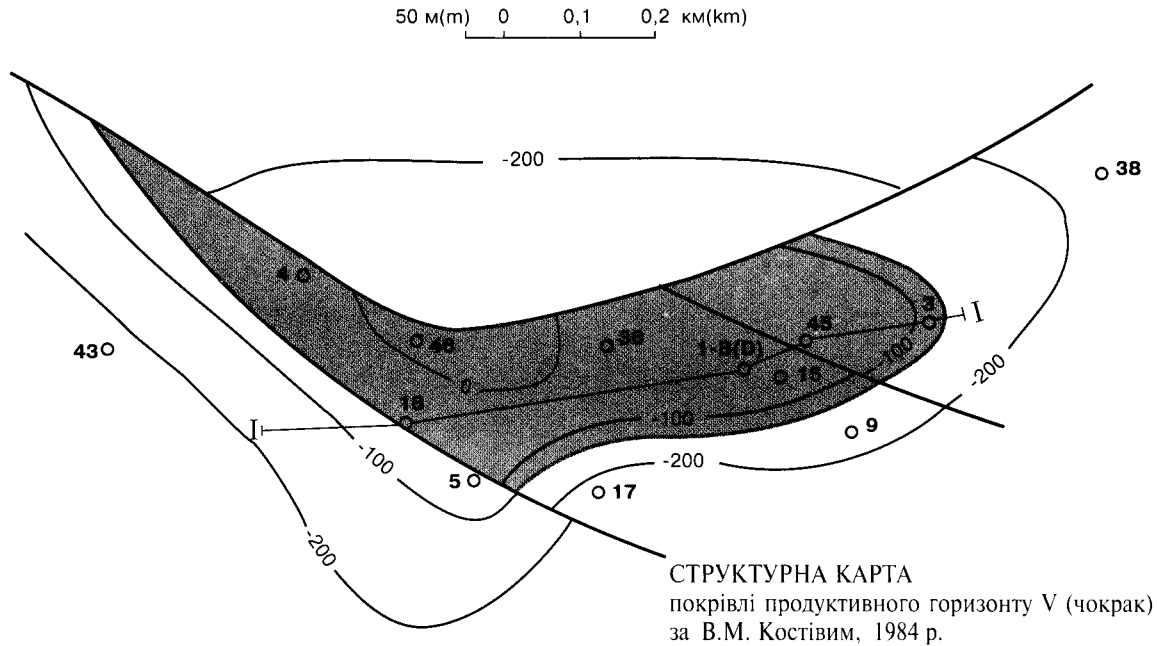
The field was taken on the State balance in 1983.

Розріз Малобабчицької площі складений осадовими породами крейди, палеогену та неогену.

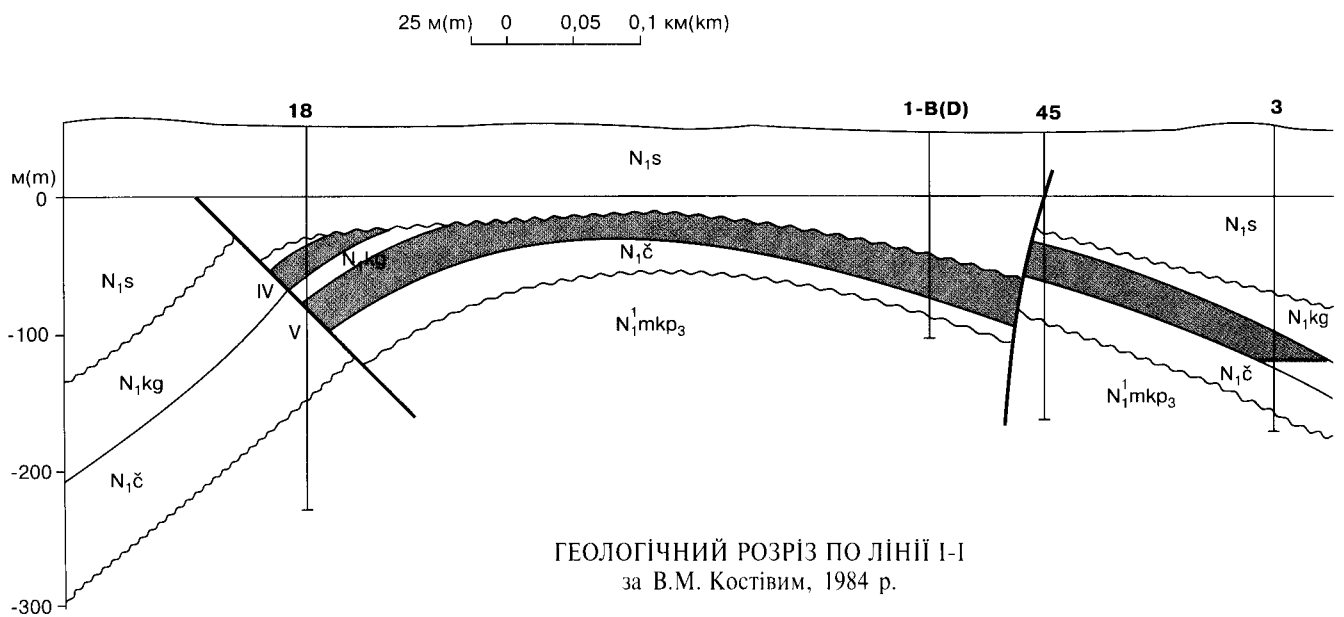
Малобабчицьке підняття по відкладах міоцену має просту будову. Його центральна частина ускладнена вдавненою синкліналю, яка утворилася під дією грязьових вулканів. Навколо вдавненості з півночі,

The section of Maly Babchyk area is composed with sedimentary rocks of Cretaceous, Paleogene and Neogene.

Maly Babchyk uplift has not a simple structure by Miocene formations. Its central part is complicated by the pressed-in syncline which was formed in the result



STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon V (Chokrak)
by V.M. Kostiv, 1984



GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by V.M. Kostiv, 1984

сходу та півдня виділяються невеликі за розмірами відокремлені антиклінали: Малобачицька (Північно-Войківська), Південно-Бабчицька (Південно-Войківська) та Катерлезька. До Південно-Войківського підняття приурочене нафтове родовище. Воно має чітко виражену діапирову будову і являє собою вузьку брахі-антикліналь розмірами по ізогіпсі -200 м 1,3 x 0,3 км, висотою близько 200 м. Північне крило по розлому опущене під синклінальне прогинання. Південне крило пересікають два тектонічних порушення північно-західного простягання амплітудою 10-20 м.

Продуктивна пачка V міститься у верхній частині чокрацьких відкладів і розкрита свердловинами на абсолютній глибині від +4,5 до -253 м. Її сумарна товщина змінюється від 10 до 15 м. Продуктивна пачка IV залягає в нижній частині караганського горизонту. У склепінні підняття вона розмита. Пачка розкрита свердловинами на абсолютній глибині від -51 до -210 м. Її сумарна товщина 30-40 м.

У пачці IV колекторами служать переважно пісковики, у пачці V - органогенно-детритові та оолітові вапняки. Колектори тріщинно-порового типу з ефективною товщиною у пачці V 0,6-8,0 м, у пачці IV - 1,5-3,3 м.

Поклади нафти пластові склепінні тектонічно екрановані і стратиграфічно обмежені. Режим скупчень водонапірний. Розробка родовища не проводиться. Воно знаходиться в консервації.

of the mud volcanos activity. Round it from the north, east and south small anticlines are singled out: Maly Babchyk (Northern Voykove), Southern Babchyk (Southern Voykove) and Katerle ones. Oil field belongs to the Southern Voykove uplift. The field is of clear diapir structure and represents a narrow brachyanticline with size 1,3x0,3 km by isohypse -200 m with amplitude about 200 m. The northern flank by break is being subsided under syncline downwarping. The southern flank is crossed by two tectonic deformations of the north-western strike with amplitude 10-20 m.

Productive group of strata V is located in the upper part of Chokrak deposits and is uncovered by wells at absolute depth from +4,5 to -253 m. Its summary thickness changes from 10 to 15 m. Productive group of strata IV is bedded in the lower part of Karagan horizon. In the arched part of the uplift it is scoured. It is uncovered by wells at absolute depth from -51 to -210 m. Its summary thickness - 30-40 m.

In the IV group of strata mainly sandstones serve as reservoirs, in the V one - organogenic-detritic and oolitic limestones. The reservoirs are of fissured-porous type with effective thickness in the V group 0,6-8,0 m, and in the IV one - 1,5-3,3 m.

Oil pools are formational, arched, tectonically screened and stratigraphically limited. The accumulations regime is water drive. The field development was not carried out. It is in temporary closing.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
IV	ГКН Hyd.Car. Nat.	16,0	1015	$\frac{7,65}{8,00}$	0,98	45,7	68,1	53,0	1819	78,3		
V	Те саме The same	20,0	1012	$\frac{7,74}{8,05}$	1,03	45,7	45,4	43,3	5464	72,0		

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залягання покривлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прониємність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² від/до Permeability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефіцієнт насичення Saturation coefficient	Пластовий тиск Formation pressure, K		Дебіт початковий, т/добу Initial production, t/day	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Коефіцієнт вилучення нафти Oil recovery coefficient	Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. А+В+С ₁		Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіцієнт продуктивності, м ³ /добу-МПа Productivity coefficient, m ³ /day-MPa	Гідропродність, $1 \cdot 10^{-11}$ м ³ /Па-с, від/до Hydroconductivity, $1 \cdot 10^{-11}$ m ³ /Pa-s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	від/до from/to	від/до from/to				величина, МПа value, MPa	глибина виміру, м measurement depth, m				нафти, тис. т oil, th. t	розчиненого газу, млн. м ³ роздисло-веного газу, млн м ³ non-dissolved gas, mln m ³			
N ₁ ²	IV	90		3,3 — 1,5	1,75	0,16 — 0,34	0,8	0,88	30	307	4,0	0,24	7,0	78,0									
N ₁ ²	V	115	-110	0,6 — 8,0	2,1	0,16 — 0,34	0,8	1,57	160	316	4,0	0,24	10,0	90,9									

17,0

Разом /At all/:

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

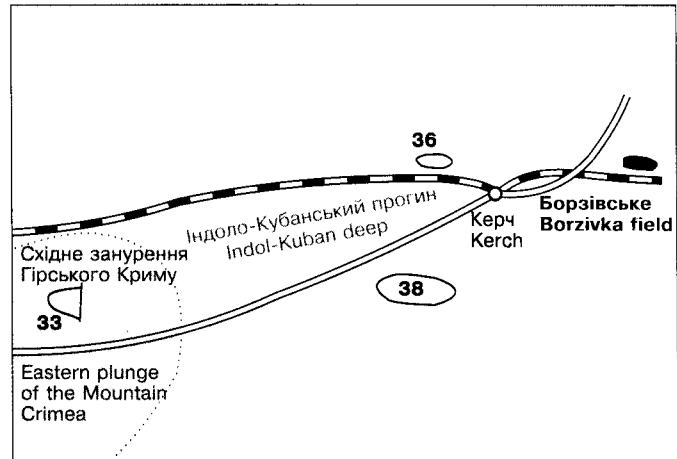
Індекс горизонту	Молекулярна маса	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- n- kage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %	Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type																		
			пласто- вої форма- тional	дегазо- ваної degas., 10 ⁻⁶ м ² /с					пла- стової, МПа·с in place, mPa·s	дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623		623- КК boiling end	пара- фіни para- ffins	смоли pitch- es		асфаль- тени asphal- tenes	сірка sulphur	арома- тичні aroma- tic	нафте- нові naphte- ne	мета- нові metha- ne													
IV		939		96,9				573																														ІТ ₂ П ₁ ІТ ₂ Р ₁
V		935		21,6				573																														Те same The same

БОРЗІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

BORZIVKA OIL-GAS FIELD

$$H(O) \frac{14}{169} \quad BГ(FG) \frac{14}{14}$$

У консервації
In the conservation



Родовище розташоване на березі Керченської протоки в Керченському районі Автономної Республіки Крим на відстані 12 км від м. Керч. У тектонічному відношенні воно знаходиться у Булганецько-Фонталівській зоні підняття приосьової частини Індоло-Кубанського прогину.

Борзівська складка виявлена у результаті геологічної зйомки в 1888 р. Пошукове буріння почато в 1929 р. Перший приплив газу отримано в 1932 р. Поодинокі пошукові свердловини бурилися в 1940, 1948–1950, 1964 і 1982–1984 рр. Припливи газу із верхньої частини чокрацького горизонту одержані в 1948–1950 рр. Максимальні дебіти були у свердловинах 9 і 11 у склепінній частині структури. Вони досягали 150–300 тис. м³/добу, але після 5–9 днів роботи зменшувалися до 1,3–5,0 тис. м³/добу. Разом з газом надходили вода (1–1,5 м³/добу) і нафта (плівка). Початковий пластовий тиск становив 10,0 МПа. За даний період пробурено 16 пошукових і розвідувальних свердловин, з яких випробувано тільки 10.

У 1982–1984 рр. пробурено 5 пошукових свердловин. У першій з них (21) при випробуванні горизонту V (чокрак) в інтервалі 502–509 м отримано приплив нафти з газом відповідно 15 м³ і 10,6 тис. м³ на добу через діафрагму діаметром 4,1 мм. Тиск на буфері становив 3,99, у затрубному просторі – 4,97 МПа. У свердловині 23 з інтервалу 418–419,2 м приплив газу досягав 7 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 5,1 мм. Тиск на буфері 4,75, у затрубному просторі 5,15 МПа.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1985 р.

Всього пробурено 23 пошукові і розвідувальні свердловини.

Розріз Борзівської площі складений осадовими породами неогену.

The field is situated on the shore of Kerch strait in Kerch district of the Autonomous Republic of the Crimea, 12 km from the town of Kerch. Tectonically it is located in the limits of Bulganak-Fontalivka zone of uplifts in the axial part of Indol-Kuban deep.

Borzivka fold was discovered in the results of geological survey in 1888. Exploration drilling began in 1929. The first gas influx was obtained in 1932. Individual exploration wells were drilled in 1940, 1948–1950, 1964 and 1982–1984. Gas influxes from the upper part of Chokrak horizon were obtained in 1948–1950. Maximum production was in the wells 9 and 11, in the arched part of the structure. It reached 150–300 th. m³/day, but after 5–9 days of work it dropped to 1,3–5,0 th. m³/day. Water came with gas (1–1,5 m³/day) and oil (like a film). Initial formation pressure was 10,0 MPa. During this time 16 exploration wells were drilled, but only 10 of them were tested.

In 1982–1984 here five wildcat wells were drilled. In the first of them (21) during testing the horizon V (Chokrak) in the interval 502–509 m oil and gas influx was obtained correspondingly 15 m³ and 10,6 th. m³/day with 4,1-mm diaphragm. Buffer pressure was 3,99 and annulus one – 4,97 MPa. In well 23 from the interval 418–419,2 m gas influx was 7 th. m³/day with 5,1-mm diaphragm. Buffer pressure was 4,75, annulus one – 5,15 MPa.

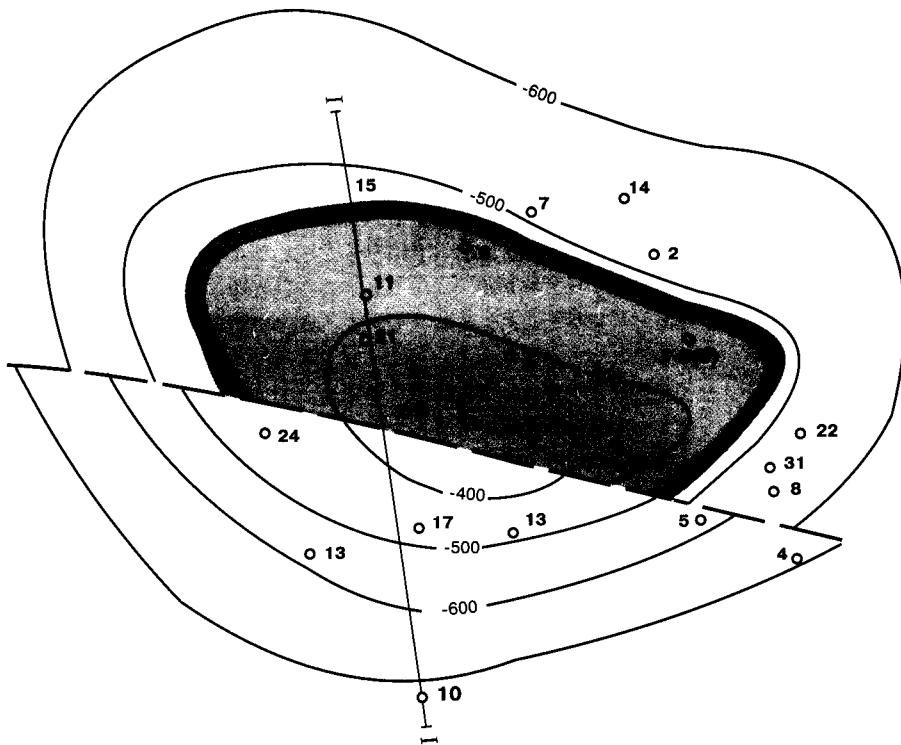
The field was brought on the State balance in 1985.

At all 23 exploration and wildcat wells were drilled.

The Borzivka area section is composed with sedimentary rocks of Neogene.

By Chokrak deposits top Borzivka structure represents a brachyanticline asymmetric fold of subla-

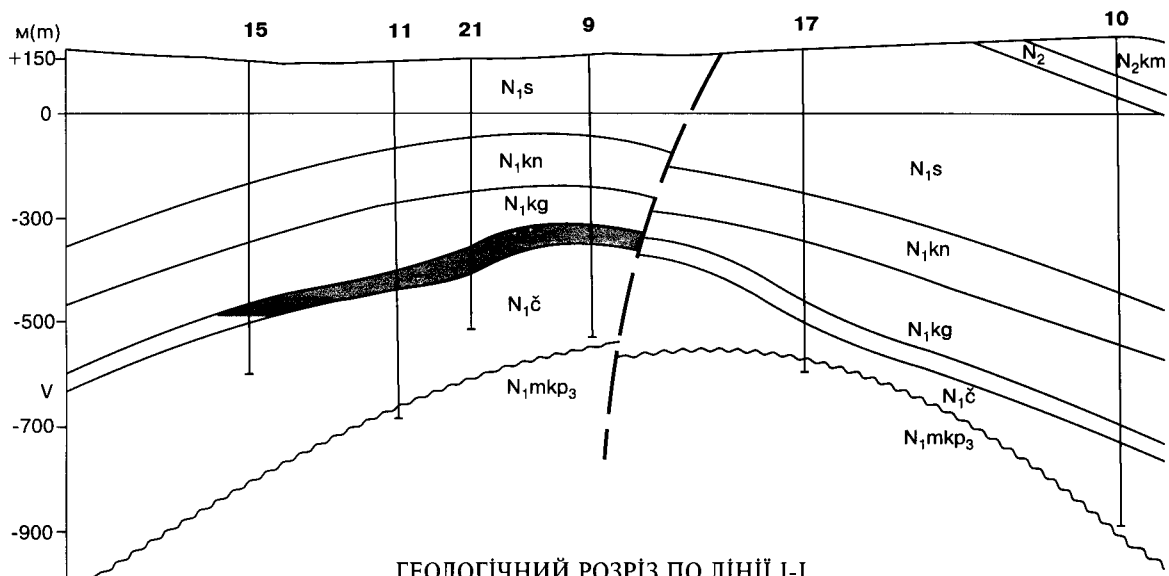
100 м(м) 0 0,2 0,4 км(km)



СТРУКТУРНА КАРТА
покрівлі продуктивного горизонту V (чокрак)
за В.М. Костівим, Ю.Х. Овчаренком, 1985 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon V (Chokrak)
by V.M. Kostiv, Y.K. Ovcharenko, 1985

50 м(м) 0 0,1 0,2 км(km)



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Ю.Х. Овчаренком, 1985 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by Y.K. Ovcharenko, 1985

По покрівлі чокрацьких відкладів Борзівська структура являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку майже широтного простягання розмірами 2,9 x 2,0 км, амплітудою до 300 м. Підкид широтного простягання амплітудою близько 20 м поділяє її на два блоки. Південне крило більш вузьке та круте, північне – широке і більш полого. Падіння порід на південному крилі 22–27 градусів, на північному – 15–22 градусів.

До горизонту V чокрацького ярусу приурочено поклади нафти з газовою шапкою у північному блоці, прояви газу – у південному. З караганських і чокрацьких відкладів отримані припливи газу непромислового значення.

Поклад вуглеводнів пластовий склепінний тектонічно екранований. Підшва продуктивної товщі свердловинами розкрита на крилах складки на глибині 600 м. Режим покладу – газової шапки і водонапірний.

Колекторами служать органогенно-детритові оолітові вапняки і піщанисті мергелі з тонкими прошарками дрібнозернистих пісковиків і пісків. Вони відносяться до порово-тріщинного типу і характеризуються різкою мінливістю по латералі ємкісних та фільтраційних властивостей.

Розробка родовища не проводилася.

itudinal strike with size 2,9 x 2,0 km and amplitude 300 m. The overfault of sublatitudinal strike with amplitude about 20 m divides the fold into two blocks. The southern flank is more narrow and steep, the northern one is broad and more gentle. The rocks inclination in the southern flank is 22–27 degrees; in the northern one – 15–22 degrees.

Oil pools with gas cap in the northern block, and free gas pools in the southern one belong to the horizon V in Chokrak stage. From Karagan and Chokrak deposits non-commercial gas influxes were obtained.

Hydrocarbon pool is formational, arched, tectonically screened. The floor of productive strata is uncovered at depth 600 m in the fold flanks. Pool regime is of gas cap and water drive.

Organogenic-detritic oolitic limestones and sandy marls with thin interbeds of fine-grained sandstones and sands serve as the reservoirs. They are of porous-fractured type and are characterized by sharp changeability along the lateral of capacity and filter properties.

The field development has not been carried out.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, МПа	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
V	ГКН Hyd. Car. Nat.	7,23	1005,9	$\frac{8,40}{8,45}$			1,46	29,8	24,9	26,5		18,0

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту зонту	Молекулярна маса	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³		В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Коефіцієнт усадки Shrinkage coefficient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %						Вміст, масових % Mass content, %	Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type									
		пластової formational	дегазованої degas.	пластової, МПа·с in place, MPa·s	дегазованої, 10 ⁻⁶ м ² /с 10 ⁻⁶ m ² /c				застигання solidification	початку кипіння boiling point	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК boiling end		парафіни paraffins	смоли pitch	асфальтени asphaltenes		сірка sulphur	ароматичні aromatic	нафтенові naphthene	метанові methane					
V			560		94,5	1,9				483		7,0	32,0																	ІТ ₁

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %																	
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He							
V		564,6		33356	98,38	0,23	0,03	Слід	Слід	Слід	Слід								0,53	0,84	-	
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES																						

ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ
OIL-GAS CHARACTERISTICS

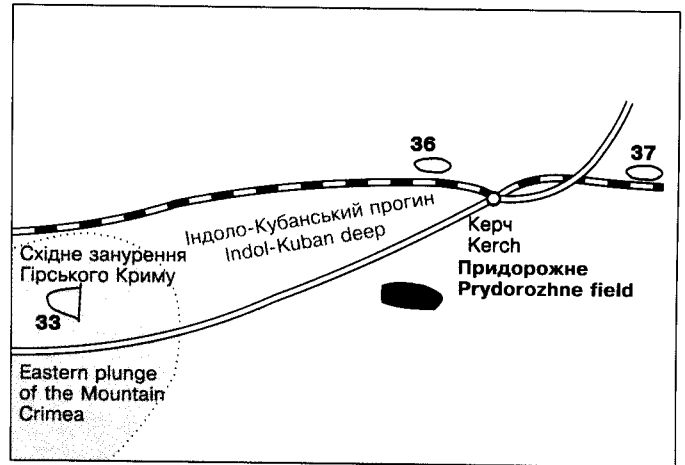
Вік Age	Індексу горизонтальної покривності Horizon index	Глибина залегання покривності Horizon depth, m	Тип флюїду Fluid type	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота поклади, м Pool depth, m	Тип поклади Pool type	Режим поклади Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Проникність $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² від/до Permeability $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефіцієнт насищення Saturation coefficient	Пластовий тиск пачатковий Formation pressure initial		Тиск пачатку конденсації, МПа Condensation beginning pressure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Formation temperature, K	Дебіт пачатковий, т/добу або тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day	Потен- ціаль- ний вміст стабіль- ного конден- сату $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату пачат- ковий, т/добу Condensation rate initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення нафти (кон- ден- сату) Oil (con- densation) recovery coefficient, %	Запаси пачат- кові бувані катего- рій А+В+С, тис. т, млн. м ³ Initial recoverable reserves, th. t, mln. m ³	Щіль- ність запа- сів, тис. т м ³ /Па. -С, від/до Hydro- gas- conduc- tivity from/ to	Коефі- цієнт продук- тивнос- ті, м ³ /Па. -С, від/до Productivity coefficient, m ³ /Pa. -S, from/to	Гідро- газо- продів- ність $1 \cdot 10^{-11}$ м ² /Па. -С, від/до Hydro- gas- conduc- tivity from/ to
								горизонту, від/до horizon, from/to	колектор reservoir					влин- чина, МПа value, MPa	гли- бина виміру, м meas- urement depth, m										
N ²	V	240	В. газ F. gas нафта oil	-412 -430	57 18	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arch. tect. scr	Газ. шапки та водо- напір. Gas. cap and water drive	8 12	4 5	0,25 0,30 0,25 0,30	2 32	Карб. Трищ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,75 0,71	5,1 5,02	- -	306	40 23	- -	0,24	14 10	3,0				

Разом /At all:

**ПРИДОРОЖНЕ
ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ**
PRYDOROZHNE GAS FIELD

$$BG(FG) \frac{1008}{1008}$$

У розвідці
In the prospecting



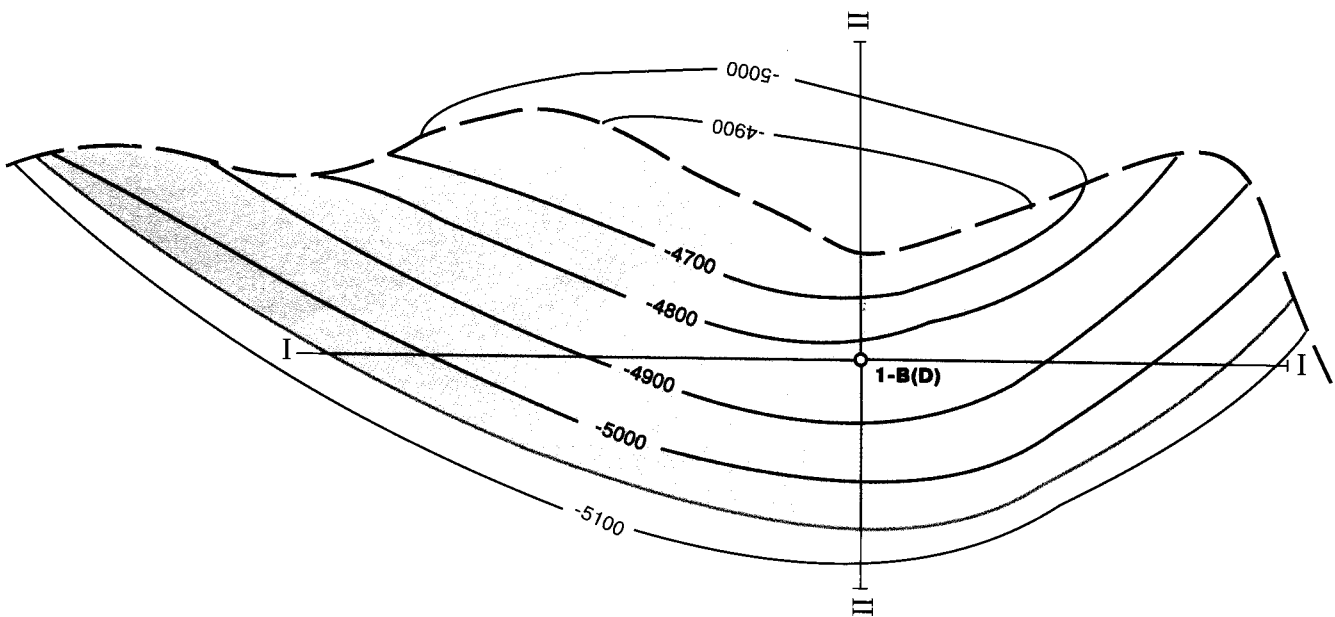
Родовище розташоване у північно-східній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 15 км від м. Керч. У тектонічному відношенні воно знаходиться у Восходівській зоні антиклінальних складок Індоло-Кубанського прогину.

У 1926–1927 рр. геологічною зйомкою виявлене підняття. В 1981–1984 рр. сейсмозвідкою МСГТ по

The field is situated in the north-eastern part of the Kerch peninsula in Lenine district of the Autonomous Republic of the Crimea, 15 km from the town of Kerch. Tectonically it is located in the limits of Voskhodivka zone of anticline folds of Indol-Kuban deep.

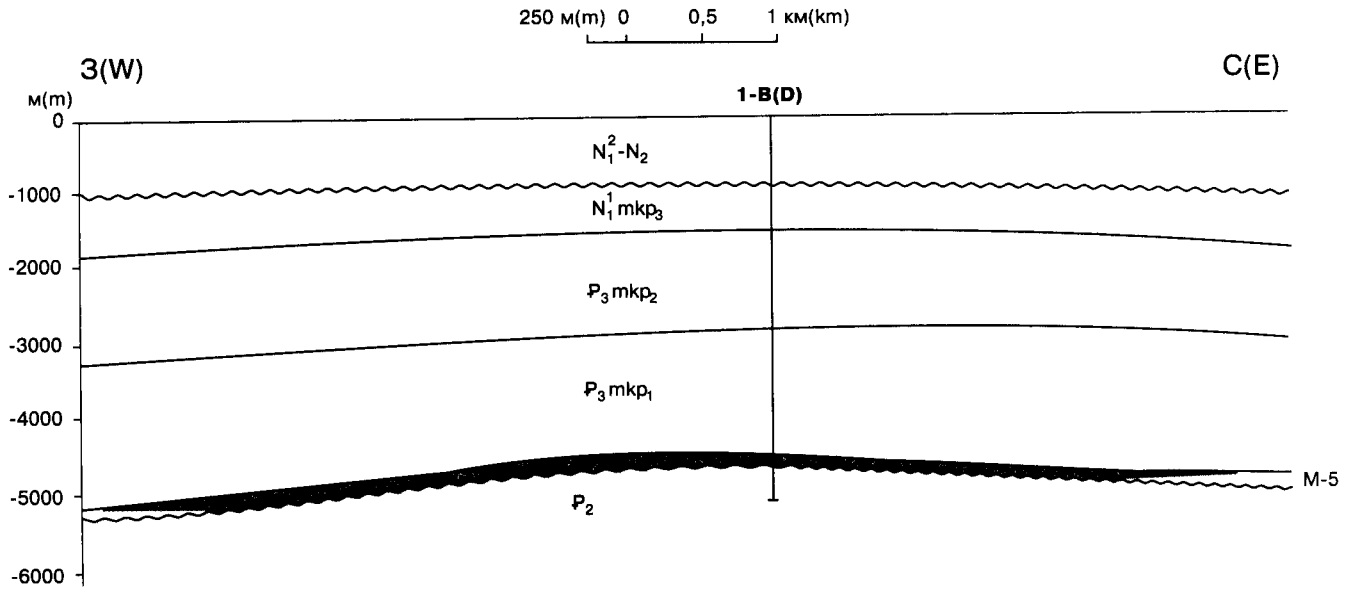
In 1926–1927 the uplift was established by geological survey. In 1981–1984 by method of common-

250 м(m) 0 0,5 1 км(km)



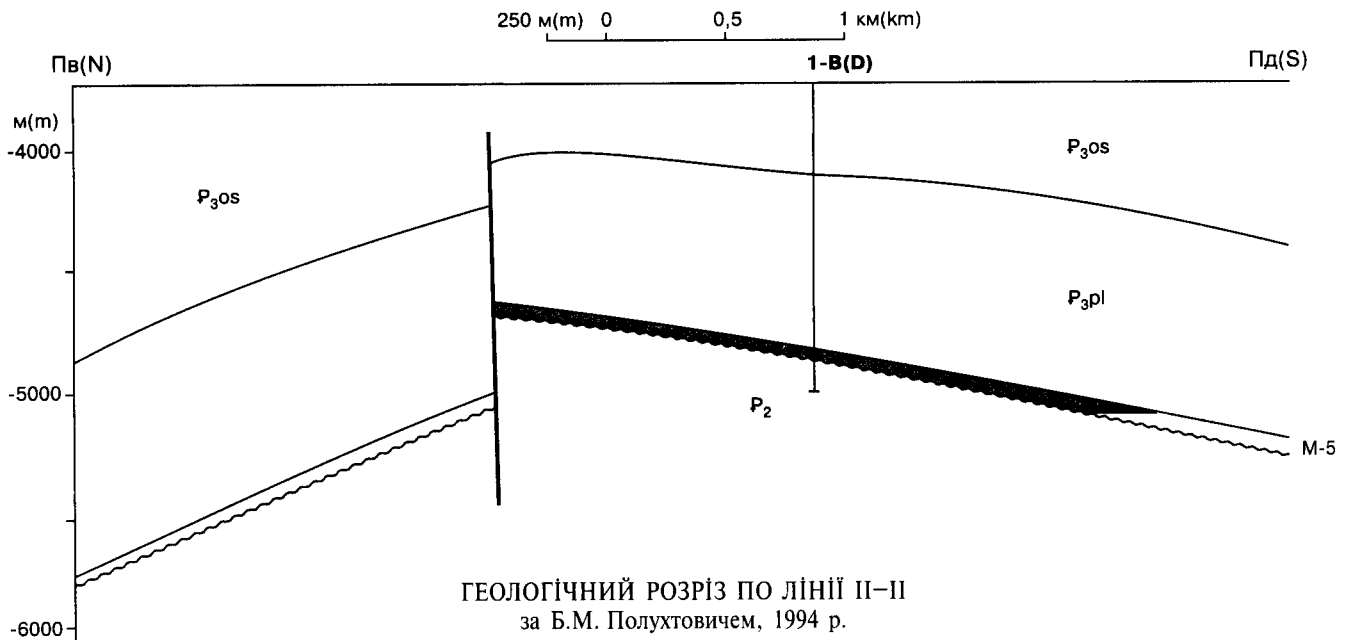
СТРУКТУРНА КАРТА
покровілі продуктивного горизонту М-5
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

STRUCTURAL MAP
The top of producing horizon M-5
by B.M.Polukhtovych, 1994.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ I-I
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by B.M. Polukhtovych, 1994.



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ II-II
за Б.М. Полухтовичем, 1994 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG II-II LINE
by B.M. Polukhtovych, 1994.

відбиваючому горизонту, приуроченому до покрівлі еоцену, Придорожна структура підготовлена до глибокого буріння.

Пошукова свердловина 1 забурена в 1990 р. Приплив горючого газу отримано в 1992 р. з відкладів нижнього майкопу (пачка М-5, інт. 4955–4967 м). Дебіт газу через діафрагму діаметром 6 мм становив 26,8 тис. м³/добу при буферному тиску 5,0 і затрубному – 8,7 МПа.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1993 р.

Розріз Придорожної структури складений осадовими породами палеогену і неогену. По відбиваючому сейсмічному горизонту вона являє собою південне крило великої антиклінальної складки субширотного простягання, яке відділене від північного субширотним тектонічним порушенням амплітудою в центральній частині підняття близько 200 м. Придорожний блок піднятий. По ізогіпсі –5100 м він має розміри 10,5 x 2,5 км, амплітуду 450 м. Товщина продуктивної пачки М-5 25–30 м. Вона складена чергуванням різнозернистих пісковиків та аргілітів. Ефективна товщина 10–15 м.

Поклад газу, приурочений до горизонту М-5, склепінний пластовий тектонічно екранований.

Дослідно-промислова експлуатація свердловини 1 не проводилася у зв'язку з аварією і ліквідацією з технічних причин. Родовище законсервоване. Доцільно продовжити пошукове буріння у північному блоці і розвідувальне – у південному.

depth-point by reflecting horizon which belongs to Eocene top Prydorozhne structure was prepared for deep drilling.

Exploration well 1 was drilled in 1990. Combustible gas influx was obtained from Lower Maykopian deposits (group of strata M-5, interval 4955–4967 m) in 1992. With 6-mm diaphragm gas flow rate 26,8 th. m³/day was obtained, at buffer pressure 5,0 MPa and annulus one – 8,7 MPa.

The field was taken on the State balance in 1993.

The section of Prydorozhne structure is composed with sedimentary rocks of Paleogene and Neogene. By reflecting seismic horizon this structure represents the southern flank of large anticline fold with sublatitudinal strike. This flank is separated from the northern one by sublatitudinal tectonic deformation with amplitude 200 m in the uplift central part. Prydorozhne block is elevated. It has size 10,5 x 2,5 km, amplitude 450 m, by isohypse –5100 m. The thickness of productive group of strata M-5 is 25–30 m. It is composed with alternations of various-grained sandstones and argillites. Effective thickness is 10–15 m.

Gas pool, which belongs to horizon M-5, is arched, formational, tectonically screened.

Test-commercial exploitation of well 1 was not carried out because of its liquidation for technical reasons. The field is in temporary closing. It is recommended to continue wildcat drilling in the northern block, and exploration one – in the southern block.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
М-5	–	0,6004	–	–	95,48	1,88	0,78	0,55	0,20	0,13	0,15	–	0,53	3,71	

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ
GAS POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина зання покрівлі продук- тивного горизонту, м Bedding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ мсм ² , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satu- ration coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production, th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffici- ent, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁	Ціль- ність запасів, тис. т умов. палі- ва/км ² Reserves density, th. t of cond. fuel /km ²	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir							від/до від/до from/to	від/до від/до from/to						абсо- лютно вільний absolu- tely free
P ₃	M-5	4800	-5050	350	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arch. tect. scr.	Водо- напір. Water drive	25 30	10 15	0,07 0,18	0,03 0,25	Тер. пор. Ter. por.	0,62	89,4	-	460	-	26,8	-	-	1008	-	321,0

ПРИОЗЕРНЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ PRYOZERNE OIL FIELD

$$H(O) \frac{376}{132}$$

У консервації In the conservation

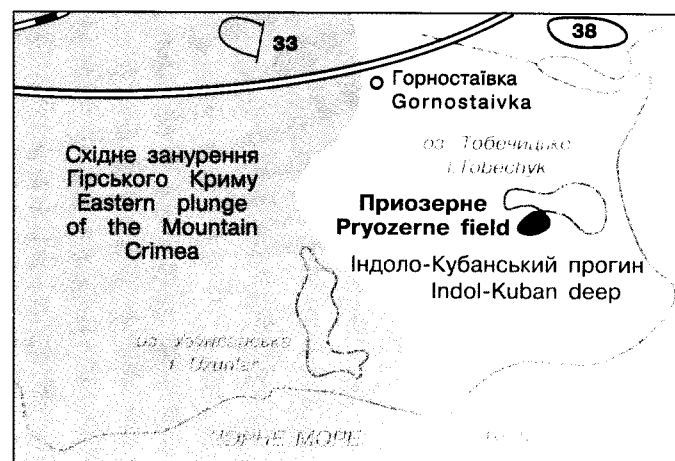
Родовище розташоване в південно-східній частині Керченського півострова в Ленінському районі Автономної Республіки Крим на відстані 27 км від м. Керч. У тектонічному відношенні воно приурочене до південного борту Індоло-Кубанського прогину.

Поверхневі прояви нафти на Приозерній площі відомі з давніх часів. Посуд з нафтою цього родовища знайдено під час археологічних розкопок давніх міст Гіритакі та Танаїс. Перша свердловина тут закладена в 1886 р. З того часу на площі з перервами велися пошуки і добувалася нафта. В 1951–1954 рр. пробурено ще 3 свердловини. В результаті встановлена промислова нафтоносність караганських (горизонт IV) та чокрацьких (горизонт V) відкладів. У свердловині 61 із горизонту V (інт. 566,8–574,4 м) отримано приплив нафти з газом дебітами відповідно 43,2 т і 1,39 тис. м³/добу через штуцер діаметром 4,1 мм при буферному тиску 2,12 і затрубному – 2,66 МПа. Прояви і непромислові припливи нафти (до 0,2 м³/добу) спостерігалися також з конкських і нижньосарматських утворень, представлених глинами і вапняками з прошарками мергелів.

Родовище прийняте на Державний баланс у 1984 р.

Розріз Приозерної площі складений осадочними породами неогену.

Приозерне підняття має криптодіапірову будову. Вивчена частина його являє собою західну перикліналь брахіантиклінальної складки північно-східного простягання з більш крутим південним крилом. Вона розбита низкою тектонічних порушень субширотного та субмеридіонального простягання типу скидів і підкидів різної амплітуди (від 25 до 100 м) на блоки. Два з них широтного простягання з амплітудою близько 25 м відділяють склепіння від північного та південного крил.



The field is situated in the south-eastern part of the Kerch peninsula, in Leninsk district of the Autonomous Republic of the Crimea, 27 km from the town of Kerch. Tectonically it belongs to the southern edge of Indol-Kuban deep.

Surface oil shows in Pryozerne area have been known since long ago. Vessels with oil of this field were found during archeological excavations of the ancient towns Girytaki and Tanais. The first well here was drilled in 1886. Since that time in this area prospecting was carried out and oil was extracted. In 1951–1954 three more wells were drilled. As a result commercial oil bearingness was established in Karagan (horizon IV) and Chokrak (horizon V) formations. In well 61 from horizon V (interval 566,8–574,4 m) oil and gas influx correspondingly 43,2 t and 1,39 th. m³/day was obtained with 4,1-mm diaphragm, at buffer pressure 2,12 and annulus one – 2,66 MPa. Oil shows and non-commercial influxes (to 0,2 m³/day) were observed also from Konkian and Lower Sarmatian formations which are composed with clays and limestones with marl interbeds.

The field was taken on the State balance in 1984.

The section of Pryozerne area consists of the sedimentary rocks of Neogene.

Pryozerne uplift is of cryptodiapir structure. Its studied part represents the western pericline of brachy-anticline fold of the north-eastern strike with more steep southern flank. By a number of tectonic deformations of sublatitudinal strike of the fault and overfaults nature with different amplitude (from 25 to 100 m) this structure is broken into blocks. Two of them are of latitudinal strike with amplitude about 25 m, and they separate the arch from the northern and southern flanks. The structure size within the limits of land by isogypse –750 m is 1,9x0,6 km, depth – to 300 m.

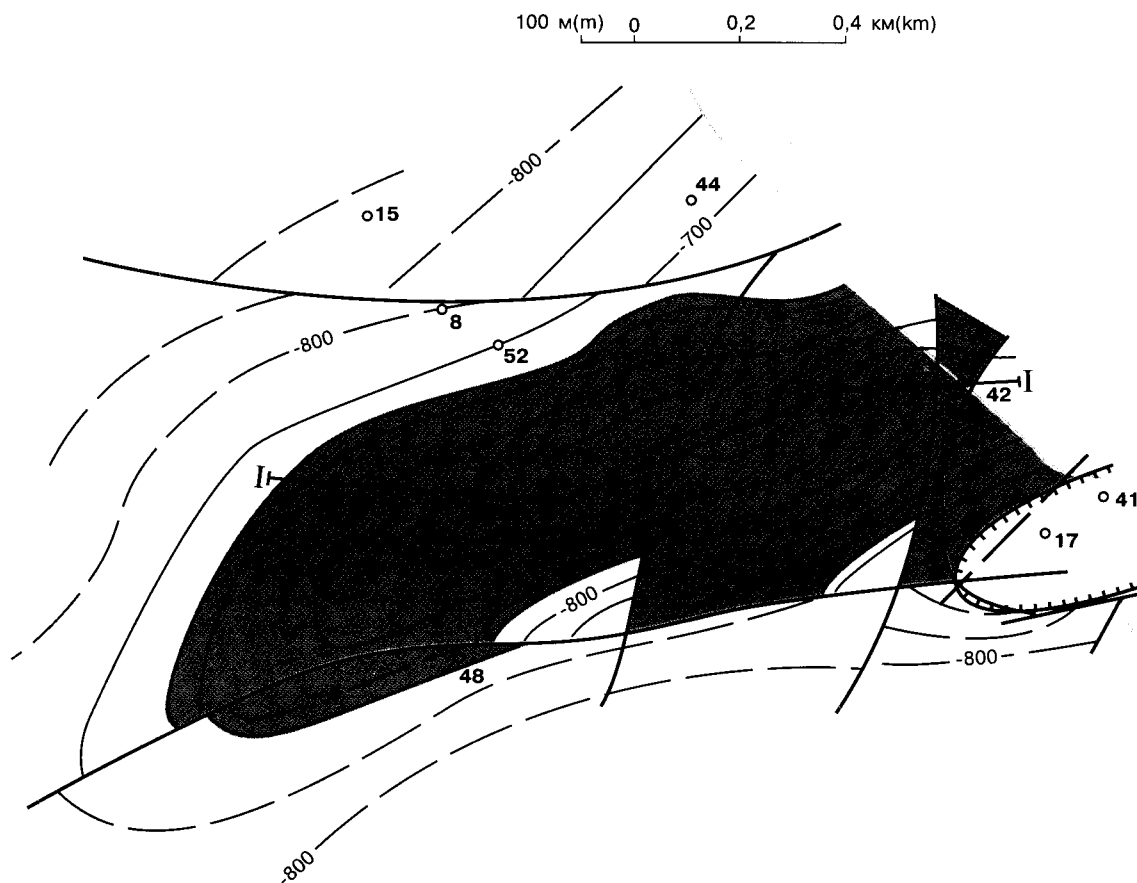
Розміри структури у межах суші по ізогіпсі -750 м $1,9 \times 0,6$ км, висота до 300 м.

Поклади у караганських та чокрацьких відкладах склепінні, з півдня тектонічно екрановані, а на південному сході літологічно обмежені. Колектори тріщинно-порового типу, представлені органогенно-уламковими та оолітовими вапняками. Їх ефективна товщина змінюється від 0 до $4,0$ м та від $10,0$ до $14,0$ м відповідно. Режим покладів водонапірний.

Відомості про сумарний видобуток нафти відсутні. Родовище знаходиться в консервації. Експлуатаційне буріння не проводилося.

The pools in Karagan and Chokrak deposits are arched, tectonically screened in the south, and lithologically limited in the south-east. The reservoirs are of fissured-porous type, are represented by organogenic-cobbled and oolitic limestones. Their effective thickness changes from 0 to $4,0$ m, and from $10,0$ to $14,0$ m correspondingly. The pool regime is water drive.

Data on oil summary production are absent. The field is in temporary closing. Exploitation drilling was not carried out.

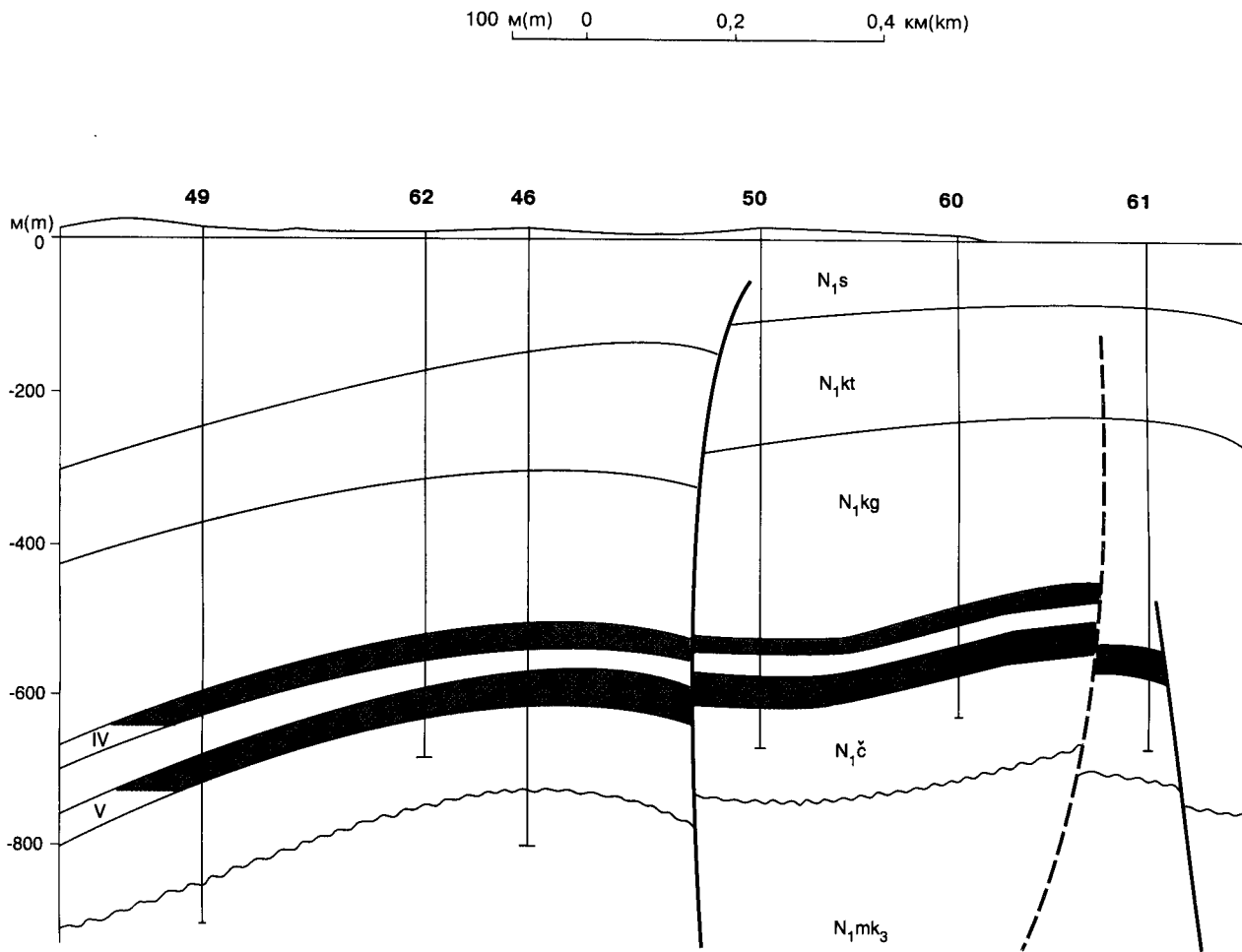


СТРУКТУРНА КАРТА

покрівлі чокрацького продуктивного горизонту V
за Ю.Х.Овчаренком, 1985 р.

STRUCTURAL MAP

The top of Chokrak producing horizon V
by Y.K.Ovcharenko, 1985



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ПО ЛІНІЇ І-І
за Ю.Х. Овчаренком, 1985 р.

GEOLOGICAL SECTION ALONG I-I LINE
by Y.K. Ovcharenko, 1985

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
NATURAL GASES CHARACTERISTICS

Індекс горизон- ту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecular mass	Віднос- на густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
РОЗЧИНЕНІ ГАЗИ DISSOLVED GASES															
IV		697,0		35700	80	4,9	1,7	0,4		0,1		-	3,7	-	-
V		617,0		35910	92	4,8	0,04	0,1		-		-			-

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ НАФТИ
OIL POOLS CHARACTERISTICS

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залягання покровлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of				Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ² , від/до Perme- ability, $1 \cdot 10^{-3}$ mcm ² , from/to	Тип колек- тора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск початковий Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recovery coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щіль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ²	Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу- -МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day- -MPa, from/to	Гідропр- відність, $1 \cdot 10^{-11}$ м ³ /Па-с, від/до Hydrocon- ductivity, $1 \cdot 10^{-11}$ m ³ /Pa-s, from/to
							гори- зонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir		від/до from/to	від/до from/to	вели- чина, МПа MPa				глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m	нафти, тис. т oil, th. t					розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³				
								ефек- тивна, від/до effecti- ve, from/to	підра- хунко- ва rated														підра- хунко- вий rated			
N ₁ ²	IV	450	-640	230	Пласт. склеп. тект. екран. Form. arch. tect. screen.	Водо- напір. Water drive	3,0 5,0	0 4,0	3,5	0,20 0,29	0,24	<0,01 262	Карб. тріщ.- пор. Carb. fis.- por.	0,67	7,3	550	313	13,5		0,35	92,0	18,8				
N ₁ ²	V	500	-710	230	Те саме The same	Те саме The same	8,0 15,0	10,0 14,0	13,3	0,15 0,25	0,19	<0,01 2000	Те саме The same	0,62	6,8	560	316	39,5		0,35	40,0	13,0				

Разом /At all/:

132,0

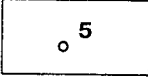
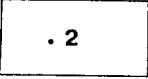
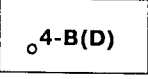
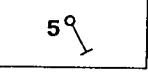
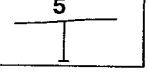
ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ
OILS CHARACTERISTICS

Індекс горизонту	Молекулярна маса	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa	Коефі- цієнт усадки Shri- pkage coeffi- cient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %	Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type		
			пласто- вої мПа·с in place, 10 ⁻⁶ м ² /с mPa·s	дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с degas., 10 ⁻⁶ м ² /s				застигання solidifi- cation	початку кипіння boiling point		ПК-373 BP-373	373- 423	423- 473	473- 523	523- 573	573- 623	623- КК boiling end		пара- фіни para- ffins	смоли pitches
IV		890		28,6	2,4		1,000	259	389		4		0,25	7,0	-	0,07	38	50	10	Г ₂ П ₁ Г ₂ Р ₁
V		894		21,1	2,5		1,000	260	460		2		0,70	8,0	-	0,13	33	55	12	Г ₂ П ₁ Г ₂ Р ₁

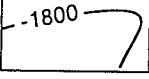
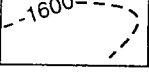
ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВИХ ВОД ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING HORIZONS FORMATIONAL WATERS

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulin	Мінералі- зація, г/кг Mineraliza- tion, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³ Gas saturation, 1·10 ⁻³ м ³ /м ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
IV	ГКН Hyd. Car. Na	16,0	1012,0	$\frac{7,5}{8,0}$			1,06	36,0	22,0	4,0		77,0
V	ГКН Hyd. Car. Na	21,0	1012,0	$\frac{7,5}{8,0}$			1,23	37,0	24,0	6,0		76,0

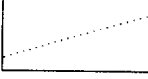
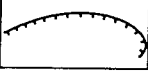
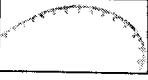
СВЕРДЛОВИНИ: WELLS:

-  опорні, параметричні, пошукові розвідувальні, експлуатаційні key, stratigraphic, wildcat, exploration, development
-  структурно-пошукові structural-wildcat (craelius) (craelius)
-  першовідкривачки родовищ discovery
-  гирло well head точка перетину покрівлі пласта або вибій point of the bed top crossing or bottom-hole
-  на розрізах in the sections


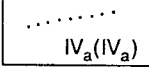

СТРАТОІЗОГПСИ: STRATOISOHYPSES:

-  впевнені certain
-  ймовірні possible


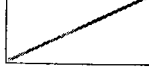
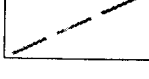
ГРАНИЦІ: BOUNDARIES:

-  тектонічних зон of tectonical zones
-  виклинювання продуктивного горизонту wedging of producing horizon
-  літологічного обмеження покладу lithological limitation of the pool

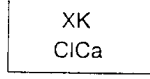
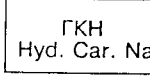
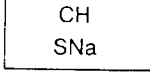
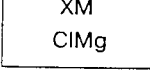
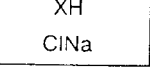
СТРАТИГРАФІЧНІ: STRATIGRAPHIC:

-  узгоджені conformable
-  відбиваючі горизонти reflecting horizons
-  неузгоджені unconformable

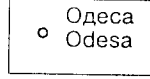
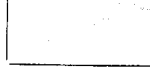


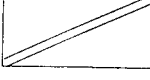
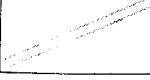
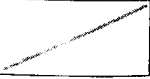
ПОРУШЕННЯ: DISLOCATIONS:

-  насуви (на розрізах) thrusts (in the sections) фронтальні частини складок (на картах) frontal parts of the folds (in the maps)
-  скиди, скидо-зсуви faults, fault-thrusts
-  підкиди upthrows

ТИПИ ПЛАСТОВИХ ВОД: TYPES OF FORMATIONAL WATERS:

-  хлоркальцієвий chlorine-calcium
-  гідрокарбонатнонатрієвий hydrocarbonate-sodium
-  сульфатнонатрієвий sulphate-sodium
-  хлормагнієвий chlorine-magnesium
-  хлорнатрієвий chlorine-sodium

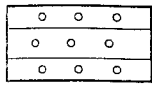
ІНШІ: OTHERS:

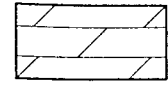
-  місто-орієнтир reference point
-  річка river
-  берег моря sea-coast
-  залізниця railroad
-  шосе motor road
-  магістральний газопровід main gas pipeline
-  газопровід gas pipeline

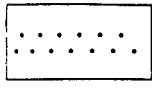
на картах)
(maps)

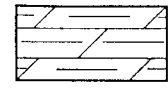
ПОРОДИ:

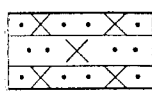
ROCKS:

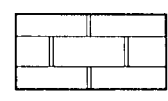
 гравеліти і конгломерати
gravelites and conglomerates

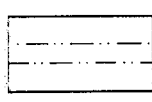
 мергелі
marls

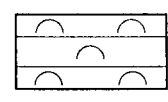
 піски
sands

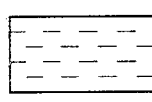
 мергелі глинисті
clay marls

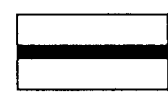
 пісковики
sandstones

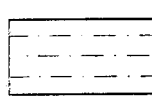
 доломіти
dolomites

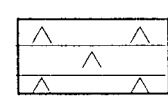
 алевроліти
aleurolites

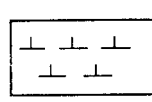
 ангідрити, гіпси,
місцями кам'яна сіль
anhydrites, gypsum,
rarely-rock salt

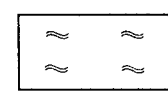
 глини
clays

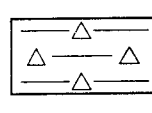
 кам'яне вугілля
coal

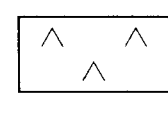
 глини піщано-алеуритисті
sandy-aleuritic clays

 туфи і туфопісковики
tuffs and tuff-sandstones

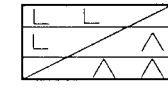
 глини карбонатні
carbonate clays

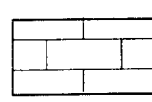
 сланці
shales

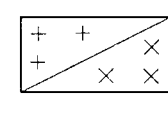
 глини кременисті та аргіліти
опокоподібні, спонголіти
flint clays and opoka -
like argillites, spongolites

 породи вивержені
eruptive rocks

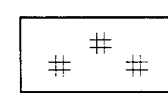
 аргіліти
argillites

 породи ефузивні
основні і середні
basic and medium
effusives

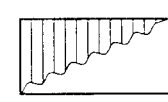
 вапняки
limestones

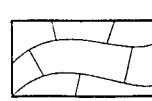
 породи інтрузивні
кислі і середні
acid and medium
intrusives

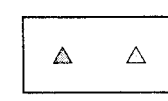
 вапняки глинисті
clay limestones

 породи фундаменту
rocks of the basement

 вапняки піщані
sandy limestones

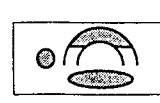
 відсутність відкладів
absence of deposits

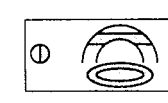
 вапняки рифові
reef limestones

 прояви нафти і газу
oil and gas shows

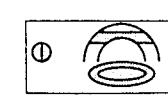
ПОКЛАДИ:

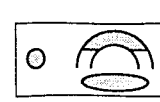
POOLS:

 нафтові
oil

 нафтогазові, газонафтові
oil-gas, gas-oil

 газові
gas

 нафтогазоконденсатні
oil-gas-condensate

 газоконденсатні
gas-condensate

СКОРОЧЕННЯ

ВВ — вуглеводні
 ВГ — вільний газ
 ВЕЗ — вертикальне електричне зондування
 ВНК — водо-нафтовий контакт
 Водонапір. — водонапірний
 Газ. — газовий
 Газ. вільн. — газ вільний
 Газоводонапір. — газоводонапірний
 Газонапір. — газонапірний
 ГВК — газо-водяний контакт
 ГНК — газо-нафтовий контакт
 ДГП — державне геологічне підприємство
 ДПЕ — дослідно-промислова експлуатація
 ЕВН — електровідцентровий насос
 Кавер. — кавернозний
 Карб. — карбонатний
 КК — кінець кипіння
 КМЗХ — кореляційний метод заломлених хвиль
 Комб. — комбінований
 Конд. (К) — конденсат
 Літ. обм. — літологічно обмежений
 Мас. — масивний
 МВХ — метод відбитих хвиль

МПЗ — метод просторових зондувань
 МРНП — метод регульованого направлено прийому
 МСГТ — метод спільної глибинної точки
 Н — нафта
 Н. т. — не тече
 ПГ — продуктивний горизонт
 ПК — початок кипіння
 Пласт. — пластовий
 Пор. — поровий
 Пруж. — пружний
 Пруж.-водонапір. — пружноводонапірний
 РГ (Р. газ, розч. газ) — розчинний газ
 Склеп. — склепінний
 Тект. екран. — тектонічно екранований
 Тер. — теригенний
 Тріщ. — тріщинний
 УкрНДІгаз — Український науково-дослідний інститут природних газів
 ЦНДЛ — Центральна науково-дослідна лабораторія
 ШГН — штанговий глибинний насос

12228	1662,8	$\frac{\text{початкові балансові запаси}}{\text{початкові видобувні запаси}}$	$\frac{\text{видобуток, тис. т.}}{\text{млн. м}^3}$
-------	--------	---	---

ABBREVIATIONS

Arch. — arched
 BE — boiling end
 BP — boiling point
 Carb. — carbonate
 Caver. — cavernous
 Comb. — combined
 Cond. (C) — condensate
 D. gas (DG) — dissolved gas
 Elast. — elastic
 Elast. wat. drive — elastic water drive
 F. gas (FG) — free gas
 Fiss. (fis.) — fissured
 Fiss.-por. — fissured-porous
 Form. — formational
 Gas. — gaseous

Gas. wat. drive — gaseous water drive
 HC — hydrocarbons
 Lith. lim. — lithologically limited
 Mass. — massive
 O — oil
 PH — producing horizon
 Por. — porous
 TCE — test-commercial exploitation
 Tect. scr. (screen.) — tectonically screened
 Ter. — terrigenous
 Wat. drive — water drive

12228	1662,8	$\frac{\text{initial total reserves}}{\text{initial recoverable reserves}}$	$\frac{\text{production, th. t.}}{\text{mln m}^3}$
-------	--------	---	--

АЛФАВІТНИЙ ПОКАЖЧИК
РОДОВИЩ

Актаське (30)* — 179
Архангельське (8) — 77
Борзівське (37) — 208
Владиславівське (27) — 164
Войківське (36) — 203
Глібівське (16) — 111
Голицинське (4) — 56
Джанкойське (22) — 140
Жовтоярське (2) — 48
Задорненське (19) — 125
Західно-Октябрське (13) — 97
Карлавське (17) — 117
Кіровське (15) — 107
Краснополянське (12) — 93
Кримське (9) — 82
Куйбишевське (32) — 186
Морське (25) — 158
Мошкарівське (31) — 183
Одеське (3) — 52
Октябрське (14) — 103
Олексіївське (33) — 190
Оленівське (10) — 85
Південно-Голицинське (5) — 63
Південно-Сиваське (28) — 167
Північно-Керченське (26) — 161
Поворотне (34) — 194
Приазовське (24) — 146
Придорожне (38) — 213
Приозерне (39) — 217
Семенівське (29) — 171
Серебрянське (20) — 131
Стрілкове (23) — 151
Східно-Саратське (1) — 44
Тетянівське (21) — 135
Фонтанівське (35) — 198
Чорноморське (11) — 89
Шмідтівське (6) — 67
Штормове (7) — 72
Ярилгацьке (18) — 121

* Відповідає номеру на карті нафтогазогеологічного районування
Південного регіону України

ALPHABETIC INDEX
OF THE FIELDS

Aktash (30)* — 179
Arkhangelske (8) — 77
Borzivka (37) — 208
Chornomorske (11) — 89
Crimean (9) — 82
Dzhankoy (22) — 140
Eastern Sarata (1) — 44
Fontanivka (35) — 198
Glibivka (16) — 111
Golytsyno (4) — 56
Karlavka (17) — 117
Kirovske (15) — 107
Krasnopolyanske (12) — 93
Kuybyshevka (32) — 186
Morske (25) — 158
Moshkarivka (31) — 183
Northern Kerch (26) — 161
Odesa (3) — 52
Oktyabske (14) — 103
Oleksiivka (33) — 190
Olenivka (10) — 85
Povorotne (34) — 194
Pryazovske (24) — 146
Prydorozhne (38) — 213
Pryozerne (39) — 217
Semenivka (29) — 171
Serebryanka (20) — 131
Strilkove (23) — 151
Shmidt (6) — 67
Shtormove (7) — 72
Southern Golytsyno (5) — 63
Southern Syvash (28) — 167
Tetyanivka (21) — 135
Vladyslavivka (27) — 164
Voykivka (36) — 203
Western Oktyabske (13) — 97
Zadorne (19) — 125
Zhovty Yar (2) — 48
Yarylgach (18) — 121

* Correspond to the number in the map of oil-and-gas-geol
zoning of the Southern region of Ukraine

Українська нафтогазова академія
Ukrainian Oil and Gas Academy

АТЛАС
РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ
В ШЕСТИ ТОМАХ

ATLAS
OF OIL AND GAS FIELDS OF UKRAINE
IN SIX VOLUMES

Південний нафтогазоносний регіон
Southern Oil-and-Gas-Bearing Region

VI

Львів 1998 Lviv

Редакційна рада Атласу:

Арсирій Ю.О., Бабій Б.А., Білик С.Ф., Бойко Г.Ю.,
Бражнина Г.Й., Бульбас В.М., Буняк Л.К.,
Бялюк Б.О., Вакарчук Г.І., Василенко С.К.,
Височанський І.В., Войтович А.Ф., Вудь М.Я.,
Гавриленко М.М., Гаврилко В.М., Галів О.,
Глушко В.В., Гоцький Б.П., Гошовський С.В.,
Дворянин Є.С., Демченко П.М., Денега Б.І.,
Деркач М.П., Діак І.В., Довжок Є.М.,
Євдошчук М.І., Єзер Д.О., Зюзькевич М.П.,
Іванюта М.М. (головний редактор),
Льницький М.К., Кабишев Б.П., Ключ Б.О.,
Ковалко М.П., Козак Я.І., Колодій В.В.,
Кондрат Р.М., Красножон М.Д., Кривченко В.С.,
Крупський Б.Л., Крупський Ю.З., Курілюк Л.В.,
Лазарук Я.Г., Лизун С.О., Макар Р.М.,
Максимов В.П., Марухняк М.Й., Мельничук П.М.,
Морошан Р.П., Мясничков В.І., Німець М.В.,
Олексюк В.І., Окрепкий Р.М., Осінчук З.П.,
Павлюк М.І., Палінський Р.В., Пінчук Н.М.,
Полухтович Б.М., Пустовий В.Я., Свириденко В.Г.,
Середницький Л.М., Слободян В.П.,
Старостенко В.І., Толкунов А.П.,
Федишин В.О. (заст. головного редактора),
Фік І.М., Філюшкін К.К., Шпак П.Ф.,
Яремичук Р.С.

Редакційна колегія VI тому:

Денега Б.І. (заст. голови), Німець М.В.,
Павлюк М.І., Палінський Р.В.,
Полухтович Б.М., Федішин В.О. (голова).

Склали: Гошовський С.В., Денега Б.І., Захарчук С.М.,
Іванюта В.С., Іванюта В.Д., Іванюта М.М.,
Павлюк М.І., Полухтович Б.М., Федішин В.О.
за участю Мельничука П.М., Назарова М.В.,
Фіка І.М., Чорної М.В., Шуфлат Л.Я.

Літературне редагування: Комкова Г.М., Комков Г.Г.

Переклад англійською мовою:

Ковалік Р.В., Листунова Е.П.
за участю Дідуха О. (Канада).

Комп'ютерна обробка: Денега О.Б., Матвеева М.М.,
Фролова О.Г.

Оформлення: Баранова Р.О., Гребенник Л.І., Зуб Р.С.,
Родак В.В., Шевчук М.С.

Editorial board of Atlas:

Arsiriy Y.O., Babiy B.A., Bilyk S.F., Boyko G.Y.,
Brazhnyina G.Y., Bulbas V.M., Bunyak L.K.,
Byalyuk B.O., Vakarchuk G.I., Vasylenko S.K.,
Vysochansky I.V., Voytovych A.F., Vul M.Y.,
Gavrylenko M.M., Gavrylko V.M., Haliv O.,
Glushko V.V., Gotsky B.P., Hoshovskyy S.V.,
Dvoryanyn E.S., Demchenko P.M., Denega B.I.,
Derkach M.P., Diyak I.V., Dovzhok E.M.,
Evdoshchuk M.I., Eger D.O., Zyuzkevych M.P.,
Ivanyuta M.M. (editor in chief),
Pnytsky M.K., Kabyshev B.P., Klyuk B.O.,
Kovalko M.P., Kozak Y.I., Kolodiy V.V.,
Kondrat R.M., Krasnozhon M.D., Kryvchenkov B.S.,
Krupsky B.L., Krupsky Y.Z., Kurlyuk L.V.,
Lazaruk Y.G., Lyzun S.O., Makar R.M.,
Maksymov V.P., Marukhnyak M.Y., Melnychuk P.M.,
Moroshan R.P., Myasnykov V.I., Nimets M.V.,
Oleksyuk V.I., Okrepky R.M., Osinchuk Z.P.,
Pavlyuk M.I., Palinsky R.V., Pinchuk N.M.,
Polukhtovych B.M., Pustovy V.Y., Svyrnydenko V.G.,
Serednytsky L.M., Slobodyan V.P.,
Starostenko V.I., Tolkunov A.P.,
Fedyshyn V.O. (assistant editor-in-chief),
Filyushkin K.K., Fyk I.M., Shpak P.F.,
Yaremychuk R.S.

Editorial board of the VI volume:

Denega B.I. (vice chairman), Nimets M.V.,
Pavlyuk M.I., Palinsky R.V.,
Polukhtovych B.M., Fedyshyn V.O. (chairman).

Compilers: Hoshovskyy S.V., Denega B.I., Zakharchuk S.M.,
Ivanyshyn V.S., Ivanova V.D., Ivanyuta M.M.,
Pavlyuk M.I., Polukhtovych B.M.,
Fedyshyn V.O. With the participation
of Melnychuk P.M., Nazarov M.V., Fyk I.M.,
Chorna M.V., Shuflyat L.Y.

Literary editing: Komkova G.M., Komkov G.G.

Translation into English:

Kovalyk R.V., Lystunova E.P.
with the participation of Didukh O. (Canada).

Computer processing: Denega O.B., Matveeva M.M.,
Frolova O.G.

Drawing: Baranova R.O., Grebennyk L.I., Zub R.S.,
Rodak V.V., Shevchuk M.S.

ISBN 966-7022-04-8

© Українська нафтогазова академія, 1998
Ukrainian Oil and Gas Academy, 1998

Підписано до друку 25.01.1998 р. Папір офсетний. Гарнітура Peterburg. Друк офсетний. Друк. арк. 28.
Формат 62 × 94¹/₈. Тираж 1000. Зам. 7-1864. Друк «ТАКІ СПРАВИ»

Видавництво «Центр Європи»
290000 м. Львів, вул. Костюшка, 18. Тел./факс (0322) 72-35-66