Історія нафтогазової науки і техніки

УДК 553.98(477)

ШЛЯХИ ОСВОЄННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ ОСАДОВОГО ЧОХЛА АКВАТОРІЇ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРУ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

П.Я. Максимчук

НАК "Нафтогаз України", 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6, тел. (044) 4612537, e-mail: spas@ugp.viaduk.net

Дается анализ истории проведения геологоразведочных работ в границах акватории украинского сектора Азовского моря. Обосновываются направления последующих поисков залежей углеводородов.

An analysis of history of geological works within bounds of the Ukrainian sector aquatorium of sea of Azov is given in article. Directions of subsequent searches of hydrocarbon beds are grounded.

У 1994-1995 роках виконана кількісна оцінка початкових сумарних ресурсів морських акваторій України станом на 1.01.1994 р. За минулі дев'ять років на Азовському морі відкриті три газових родовища, пробурена перша глибока свердловина у Північноазовському прогині, виявлені перші літологічно обмежені пастки у верхньомайкопських відкладах Індольського прогину [1-3]. Ці нові геологічні дані є підставою для внесення змін і уточнення нафтогазового потенціалу підводних надр українського сектору Азовського моря.

Досвід пошукового буріння на родовищах і структурах з негативними результатами свідчить, що якість підготовки, переважно в 70-80 рр. минулого століття, структур під глибоке буріння залишається низькою, що негативно впливає на темпи освоєння та підтвердженості ресурсів. У південній частині Азовського моря, у зоні Індольського прогину, підготовлені об'єкти тільки по міоценовому продуктивному комплексу, більш давні відклади тут вивчені недостатньо.

Основні обсяги геофізичних і бурових робіт були спрямовані на вивчення і пошуки вуглеводнів у майкопських та середньоміоценово-пліоценових утвореннях Індоло-Кубанського прогину і Середньоазовського підняття. Більш древні породи, включаючи докрейдові, крім Стрілкової площі, були розкриті ще п'ятьма свердловинами, але поки що покладів вуглеводнів у них не виявлено.

Аналіз стану вивченості перспектив нафтогазоносності та проблеми пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Азовського моря свідчить, що, незважаючи на різні точки зору на величину нафтогазоносного потенціалу, існують усі геологічні передумови та позитивні критерії нафтогазоносності для відкриття нових родовищ вуглеводнів, у т.ч. значних за запасами. При виборі зон концентрації геологорозвідувальних робіт на нафту та газ, безумовно, необхідно враховувати численні критерії нафтогазоносності. На сьогоднішній день до таких зон можна віднести Південноазовську, де розташовані чотири газових родовища, з яких одне – Східноказантипське перебуває в дослідно-промисловій розробці.

Загалом акваторія українського сектору Азовського моря вивчена дуже нерівномірно (рис. 1). Згадана Південноазовська зона бурінням досліджена тільки по міоцену. За матеріалами проведених у 2001 році сейсмічних досліджень МСГТ виконані структурні побудови в масштабі 1:100000 для західної частини Індольського прогину по горизонтах III, приурочених умовно до покрівлі крейдових відкладів, а також II_a, який прив'язується до підошви майкопської товщі. Покрівля верхньої крейди тут прогнозується на позначках 3,0-4,5 і більше кілометрів.

У прибережній частині цієї зони різко зростає товщина, переважно майкопської та неогенової складових осадового чохла.

Дещо краще вивчений розріз у межах Середньоазовського підняття, де потужність осадового покриву значно скорочена.

На Чингульській сідловині проведені сейсморозвідувальні роботи, виявлені і підготовлені локальні об'єкти для постановки пошукового

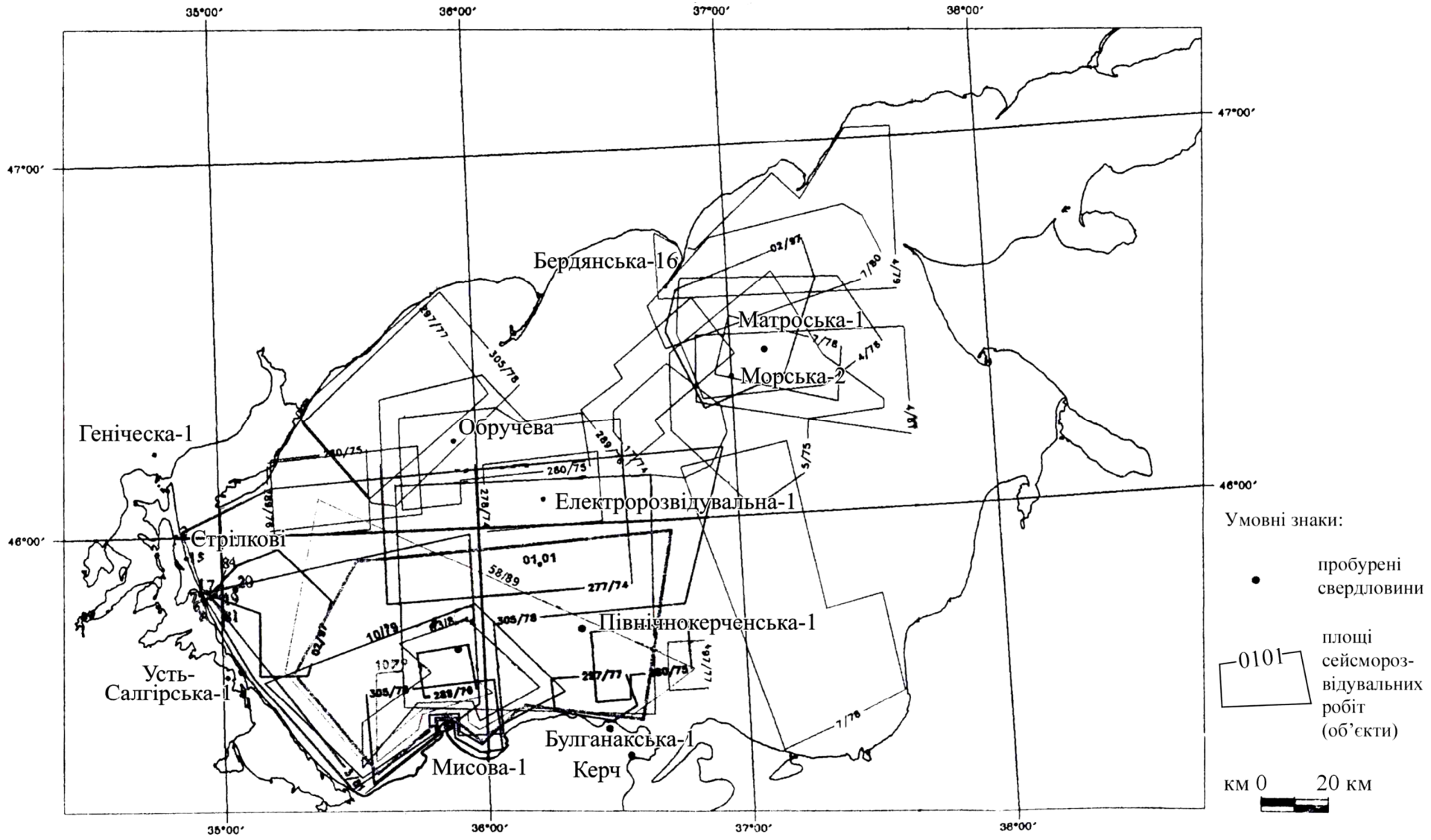
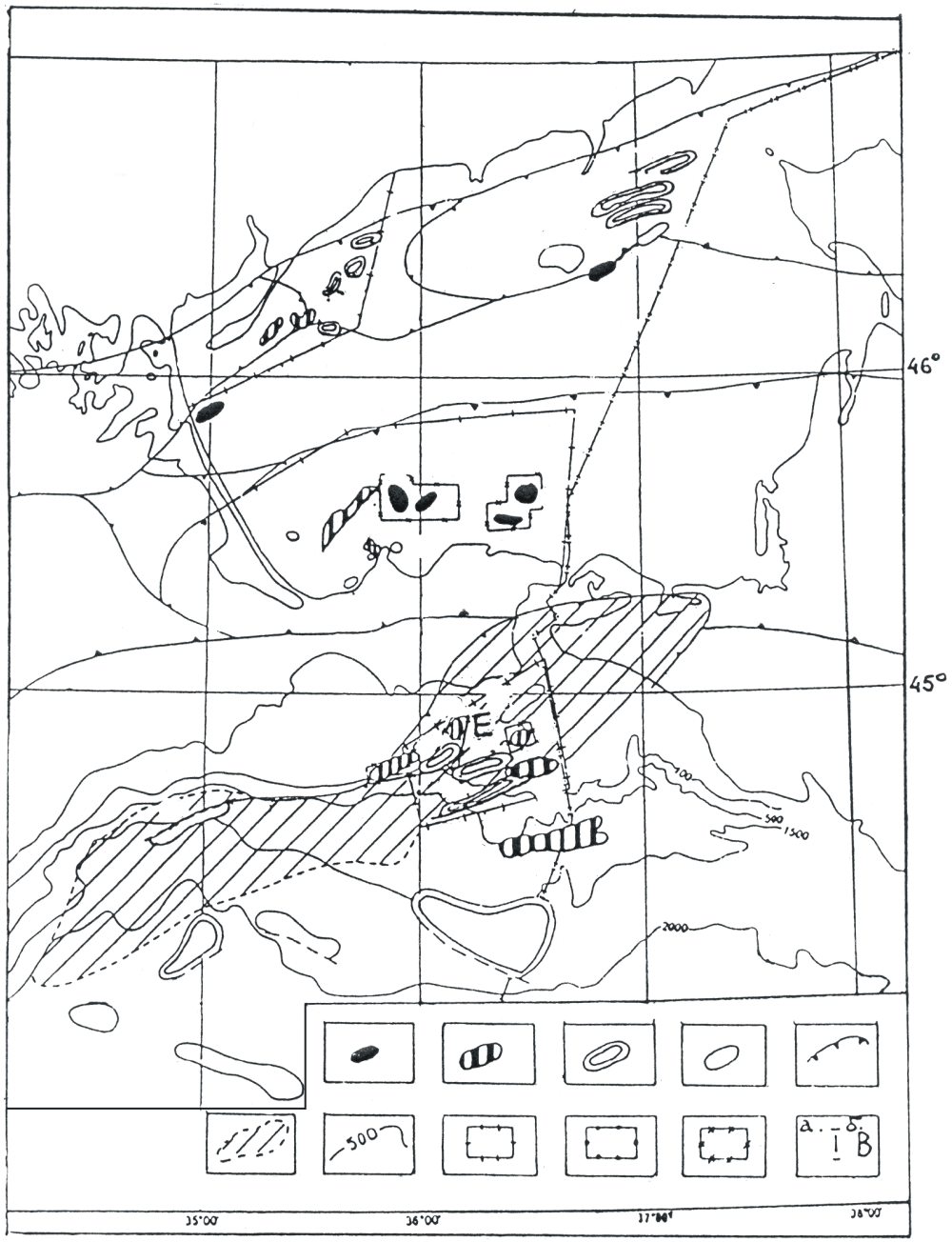


Рисунок 1 — Схема вивченості сейсморозвідкою і бурінням акваторії Азовського моря (за матеріалами ДАТ „Чорноморнафтогаз", ДП „Кримгеологія", тресту „Північноморнафтогеофізика")



Родовища вуглеводнів: 1 – відкриті, 2 – прогнозні; нафтогазоперспективні об'єкти: 3 – підготовлені до глибокого буріння, 4 – виявлені сейсморозвідкою;5 – границі структурних елементів першого порядку; 6 – зона інтенсивних дислокацій; 7 – ізобати, м; об'єкти сейсморозвідувальних робіт: 8 – пошукові, 9 – пошуково-детальні, 10 – детальні; 11 – основні структурно-тектонічні елементи (а), нафтогазоносні і перспективні райони (б).

Відкриті родовища: 1 – Стрілкове, 2 – Морське-1, 3 – Північно-Казантипське, 4 – Східно-Казантипське, 5 – Північно-Керченське, 6 – Північно-Булганакське.

Прогнозні родовища: 7 – Західно-Бірюче, 8 – Північно-Бірюче, 9 – Літологічне, 10 – Мисове-1, 11 – Феодосійське, 12 – Керченьке, 13 – Субботіна, 14 – Керч-1, 15 – Палласа.

Підготовлені до глибокого буріння НГПО (структури): 16 – Обіточна-1, 17 – Обіточна-2, 18 – Центральна, 19 – Білосарайська, 20 – Ударна, 21 – Олімпійська, (Азовське море), 22 – Східно-Бірюча, 23 – Південно-Керченська, 26 – Ялтинська, 27 – Північно-Чорноморська.

Виявлені НГПО сейсморозвідкою: 28 – Південно-Бердянська, 29 – Мисова-II, 30 – Китенська, 31 – Анісімова, 32 – Судакська, 33 – Лазурна, 34 – Тетяєва, 35 – Південна.

Основні структурно-тектонічні елементи: Східно-Європейська платформа: I – Південний схил УЩ (Південно-Українська моноклініаль УЩ), III – Чингульська сідловина, IV – Північно-Азовський прогин.

Скіфська плита: II – Каркінітсько-Кримський (Каркінітський) прогин, V – Каламітсько-Центрально-Кримське (Каламітське) підняття, VI – Нижньогірська сідловина, VII – Азовський вал, VIII – Індоло-Кубанський прогин. Виділено: IX – мегантиклінорій Гірського Криму, X – Керченсько-Таманський (міжпериклінальний) прогин, XI – мегантиклінорій Північно-Західного Кавказу, XII – глибоководна північно-східна частина Чорного моря.

Нафтогазоносні і перспективні райони: А – Таврійський перспективний газоносний, Б – Каркінітський газонафтоносний ($Б_1$ – Генічеська газоносна зона), В – Північно-Азовський газоносний, Г – Центрально-Азовський газоносний, Д – Індольський газонафтоносний, Е – Керченсько-Таманський нафтогазоносний

Рисунок 2 — Схема розміщення родовищ і нафтогазоперспективних об'єктів, а також проектних геофізичних робіт в українському секторі акваторій Чорного і Азовського морів на 2000-2010 рр. (Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук, Б.М. Полухтович, П.М. Мельничук, В.П. Клочко та ін., 2001).

буріння. Однак вважаємо, що тут передусім необхідно пробурити параметричну свердловину № 402 на площі Обіточна-1.

У Північноазовському прогині в несприятливих структурних умовах пробурена свердловина Матроська-1, по якій отримані негативні результати. Інтерес до цього району зумовлений відкриттям у Росії родовищ вуглеводнів.

Таке нерівномірне вивчення підводних надр, безумовно, створює труднощі для об'єктивної та однозначної оцінки нафтогазового потенціалу.

Виходячи із виконаного аналізу, на Азовському морі пропонується виконати геологорозвідувальні роботи, спрямовані на вивчення розрізу крейди-палеогену, особливостей тектонічної будови і уточнення оцінки вуглеводневої сировини. Комплекс досліджень передбачає параметричне та пошукове буріння спільно з сейсморозвідувальними роботами (рис. 2).

У межах земель високих і невияснених перспектив рекомендується обширний район для переінтерпретації або деталізації результатів сейсморозвідки МСГТ по нижньомайкопських, палеоценових та крейдових цільових горизонтах. При цьому необхідно орієнтувати геофізиків не на пошуки окремих аномалій, клиноформ, а в першу чергу на оконтурення прогнозованої зони розвитку нижньомайкопських, палеоценових та нижньокрейдових теригенних порід. На другому етапі в межах цієї зони деталізаційними дослідженнями виконати пошуки пасток переважно комбінованого та неантиклінального типу і підготовки їх для буріння. Запропонована методика, на наш погляд, дасть змогу зменшити витрати і підвищити ефективність пошукових робіт.

У межах земель із невиясненими перспективами крейдових, палеоценових, еоценових та майкопських відкладів пропонується буріння трьох параметричних свердловин: Північноазовської, Тимашевської і Обіточної-1. Їх проектні глибини відповідно 2100, 5500 і 1200 м, проектні горизонти відповідно: архей нижньопротерозойський фундамент, верхня крейда і кристалічний фундамент. Результати робіт дадуть змогу уточнити перспективи цього обширного недослідженого глибоким бурінням терену.

Пошукове буріння рекомендується в першу чергу провести на Соняшній, Південній, Західнобірючій площах. Як першочергове завдання пропонується завершити розвідку Північноказантипського, Північнокерченського, Північнобулганакського родовищ та оцінити промисловий потенціал Обручевської площі.

На сьогоднішній день промислова газоносність, встановлена на Азовському морі, пов'язана з відкладами майкопу та середньо-верхнього міоцену. На підставі геологічних передумов та побічних критеріїв до перспективних на шельфі також відносяться утворення нижньої і верхньої крейди, палеоцену і еоцену, а на окремих ділянках і юри.

Однак необхідно зазначити, що ступінь вивченості сейсморозвідкою МСГТ та розбуреності окремих комплексів і зон загалом залишається невисоким і нерівномірним. Найкраще розвідані неогенові відклади південного шельфа Азовського моря. Тут відкриті 4 газові родовища. Більш древні утворення свердловинами не розкриті. На другому місці за вивченістю стоїть центральна зона акваторії. У межах Середньоазовського підняття пробурені чотири свердловини на трьох площах та відкрите одне Морське родовище. Ще одне родовище розвідане на далекій його західній перикліналі – Стрілкове, яке розташоване в прибережній смузі та на прилеглій суші. У північній зоні азовського шельфа пробурена одна свердловина Матроська-1, яка при вибої 2074 м розкрила на повну товщину (1915 м) осадовий покрив і увійшла в середньокам'яновугільні граніти.

На підставі аналізу стану вивченості на даний час до перспективних для проведення геологорозвідувальних робіт на Азовському морі можна віднести такі ділянки: Бірючу, Центральноазовську, Північнокерченську.

Бірюча ділянка, до якої відносяться чотири підготовлені по нижньокрейдовому відбиваючому горизонту IV антиклінальні складки: Обіточна-1 (36 км^2), Західно-Бірюча (26 км^2), Північно-Бірюча (19 км^2), Східно-Бірюча (29 км^2), Центральна (22 км^2) і Обіточна-2 (15 км^2), розташована в північно-західній зоні акваторії. У тектонічному плані вона відноситься до Чингульської перемички, що відокремлює Північноазовський прогин і Генічеську депресію. Основні перспективи нафтогазоносності тут пов'язуються із неогеновими, майкопськими, палеоценовими-еоценовими, нижньокрейдовими та, меншою мірою, недислокованими юрськими відкладами. У межах ділянки щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів становить менше 5 тис. т ВВ на 1 км^2 і тільки Східно-Бірюча структура знаходиться в зоні щільності 5-10 тис. т у.п. на 1 км^2. Виходячи із глибин залягання відбиваючого горизонту V, приуроченого до підошви нижньої крейди, і з метою розкриття юрських утворень проектні глибини перших пошукових свердловин, слід прийняти 1700-1800 м.

Центральноазовська ділянка розташована у східній частині українського сектору акваторії. У тектонічному плані вона відноситься до східної зануреної перикліналі Середньоазовського підняття. У межах ділянки в 60-70-х роках минулого століття виявлена низка локальних складок у верхньокрейдових відкладах: Безіменна-2 (105 км^2), Безіменна-3 (20 км^2), Безіменна-4 (10 км^2) і Центральна (16 км^2), а також у породах нижнього неогену – Південна (14 км^2). У нижчезалягаючих утвореннях, за матеріалами сейсморозвідувальних досліджень 1959-1974 рр., вони не простежуються.

Основні перспективи тут пов'язуються із неогеновими, майкопськими, верхньокрейдовими, еоценовими породами. Геологічний розріз і ступінь перспективності більш древніх утворень не з'ясований. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів становить від 10 до 20 тис. т у.п. на 1 км^2, а на заході, в зоні розташування складок Безіменна-1 і Центральна, вона

знижується до 5-10 тис. т у.п. на 1 км^2. Це пов'язано зі скороченням товщини осадового чохла у напрямі склепіння Середньоазовського підняття.

Перспективи нафтогазоносності карбонатних і глинисто-карбонатних порід пізньокрейдового віку обґрунтовуються, крім наявності склепінних пасток, розвитком порово-тріщинних і порово-каверно-тріщинних колекторів зазвичай здебільшого із низькими ємнісними, але достатньо високими фільтраційними властивостями. Однак якість покришок верхньокрейдової товщі, як правило, невисока. У зв'язку з цим більші перспективи пов'язуються з палеоценовим комплексом, який надійно екранується нижньоеоценовою субрегіональною глинистою покришкою.

Виходячи із глибин залягання відбиваючого горизонту III, приуроченого до підошви верхньої крейди, і з метою повного її розкриття, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 1000 м, а на Південній, більш зануреній складці – 2000 м. Їх збільшення можливе при виявленні пасток у більш древніх перспективних відкладах юри-нижньої крейди.

Північнокерченська ділянка розташована у південно-східній прикерченській зоні українського сектору моря. У тектонічному плані вона відноситься до центральної найбільш прогнутої частини Індоло-Кубанського олігоценово-неогенового прогину. Товщина порід майкопської серії тут досягає 4-5 км, а більш молодих відкладів – 2,0-2,5 км.

У межах ділянки за відбиваючим горизонтом I, приуроченим до нижньонеогенових утворень, виявлено три локальні складки: Молодіжна (15 км^2), Сонячна (16 км^2) і Сейсморозвідувальна (17 км^2). Остання опошукована з негативними результатами. На ній пробурені дві свердловини глибиною 1355 і 1423 м, які не вийшли із баденських відкладів. Причиною таких результатів вважається відсутність склепінної пастки.

Враховуючи наявність об'єктів тільки в неогенових відкладах, перспективи південної зони Азовського моря пов'язуються в першу чергу з цими утвореннями.

Аналіз геологічних, гідрогеологічних і геохімічних критеріїв нафтогазоносності і кількісна оцінка нафтогазового потенціалу свідчать, що південна смуга Азовського моря характеризується найбільшою щільністю нерозвіданих ресурсів вуглеводнів крейди-неогену, яка досягає 20-30 тис. у.п. на 1 км^2. Це треба враховувати під час виконання детальних сейсморозвідувальних досліджень МСГТ, націлюючи їх не тільки на підготовку до пошукового буріння об'єктів в неогенових утвореннях, але й на виявлення локальних пасток у більш древніх товщах порід.

Виходячи із глибин залягання відбиваючого горизонту I і з метою повного розкриття неогенових утворень, проектні глибини перших пошукових свердловин слід прийняти 2500 м. При цьому необхідно основну увагу звернути на чокрак-караганську частину середньоміоценово-пліоценового газонафтоносного комплексу. У ній простежується від 3-4 до 10-12 пластів-колекторів сумарною потужністю до 15 м з різними, але загалом задовільними, колекторськими властивостями. Непроникними покришками служать достатньо потужні пачки глин, а також перекриваюча нижньосарматська глиниста товща, яку можна розглядати як субрегіональний нафтогазоупор.

Таким чином, матеріали, викладені при характеристиці Бірючої, Центральноазовської і Північнокерченської ділянок Азовського моря, свідчать про значні потенціальні можливості структурно-формаційних комплексів акваторії та обґрунтовують доцільність нарощування тут обсягів пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ. Для цього необхідно виконати в першу чергу передбачений програмою регіональних геологорозвідувальних робіт обсяг регіональних сейсмопрофілів МСГТ. У подальшому за матеріалами цих досліджень рекомендується розробити зональний прогноз нафтогазоносності осадового покриву в межах українського сектору Азовського моря та уточнити величину його вуглеводневого потенціалу.

Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Том VI. – Львів: УНГА, 1998. – 224 с.

2. О возможности открытия крупных месторождений газа и нефти в пределах акватории Азовского моря / П.Ф. Шпак, С.П. Витрык, В.В. Глушко и др. // Сов. геология. – 1971. – № 9. – С. 15-29.

3. Перші результати буріння в Північноазовському прогині / П.І.Дякович, Б.М.Полухтович, Н.А. Трофимович й ін. // Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона: Тез. III Междунар. конф. „Крым-2001". – Симферополь: Асоц. геологов, 2001. – С. 58-59.