

УДК 551.24+553.98(477.7)

ПАВЛЮК Мирослав Іванович

**МЕЗОЗОЙ-КАЙНОЗОЙСЬКА ЕВОЛЮЦІЯ І НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ
АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКОГО ШЕЛЬФУ**

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

А в т о р е ф е р а т

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора геологічних наук



Офіційні опоненти:

Доктор геолого-мінералогічних наук, член-кореспондент НАН України, професор кафедри історичної геології і палеонтології Львівського державного університету ім.І.Франка

ГЛУШКО Василь Васильович

Доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри геології і розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу

ОРЛОВ Олександр Олександрович

Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, завідувач кафедри морської і фізичної геології Одеського державного університету

ЛАРЧЕНКОВ Євген Павлович

Провідна організація - Український державний геолого-розвідувальний інститут, відділи регіональної геології та геофізичних досліджень (м.Львів)

Захист відбудеться " 27 " червня 1997 р. о. 14⁰⁰ год. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 04.02.01 в Інституті геології і геохімії горючих копалин (ІГТГК) НАН України за адресою: 290053, м.Львів-53, вул. Наукова, За.

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці ІГТГК НАН України

Автореферат розіслано "23" травня 1997 р.

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради
кандидат геол.-мінерал. наук

О.В.Хмелевська

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність проблеми. Азово - Чорноморський шельф привертає сьогодні особливу увагу дослідників у зв'язку з пошуками нафти і газу - енергетичної сировини, що є запорукою економічної стабільності країни. Відкриття ряду родовищ у верхніх горизонтах осадового комплексу на континентальному шельфі Чорного та Азовського морів дозволяє оптимістично оцінювати нафтогазоносність літолого-стратиграфічних комплексів, що залягають глибше.

Разом з тим нафтопошукові роботи на великих глибинах суші (Кримський п-в, Центральне і Західне Причорномор'я) не дали особливо відчутних результатів. Причини цього розмаїті, але головна серед них, на нашу думку, полягає у традиційному підході до оцінки будови і розвитку Азово-Чорноморського регіону (АЧР), що, в свою чергу, визначило і методику пошуків нафти і газу. Вони велися з теоретичних позицій домінанти вертикальних тектонічних порухів у формуванні геоструктури регіону. Горизонтальним же тектонічним зусиллям та впливу тангенціальних порухів на формування як регіональної структури АЧР, так і локальної складчастості не приділялась достатня увага. Однак сьогодні, завдяки великій кількості нових фактів, що стосуються, зокрема, геології морів і океанів, визначився геодинамічний підхід до вирішення проблем еволюції літосфери та пошуків вуглеводнів. Традиційні уявлення показали свою неефективність насамперед при розвідці великих глибин. Тут геологи-нафтовики постійно (як, наприклад, у Причорномор'ї) стикаються з невідповідністю структурних планів, зміщенням їх з глибиною, незбіжністю осей та склепінь складок тощо.

Сьогодні загально визнаною є роль динаміки горизонтальних тектонічних сил та вплив зусиль стиску і розтягу в формуванні геологічної будови майже усіх регіонів - окраїн Східно-Європейської платформи (СЄП). Особливо показовою є нафтогазоносна провінція Баренцовоморського шельфу, де останнім часом завдяки новим геодинамічним концепціям виявлено цілий ряд родовищ-гігантів із запасами газу, що визначаються трільйонами кубічних метрів.

Окремим реліктом залишається тільки Азово-Чорноморський регіон, щодо якого значною мірою зберігаються традиційні уявлення. Свого часу вони відіграли позитивну роль у пізнанні будови регіону, однак сьогодні, з розширенням діапазону геологічних знань і дослідженням великих глибин, вони вже потребують творчого перегляду. Актуальність досліджень визначається нагальною необхідністю врахувати безліч нових фактів як в регіональному, так і в глобальному плані - фактів, що констатують вплив горизонтальних тектонічних порухів на еволюцію та нафтогазоносність АЧР. За підрахунками спеціалістів Української Нафтогазової Академії, Азово-Чорноморський, найменш досліджений в

Україні регіон, зберігає близько 44 % всіх потенційних нерозвіданих запасів природних вуглеводнів країни, з них більша частина припадає на акваторії. Це визначає пріоритетність геологічних досліджень, націлених на з'ясування умов нафтогазонагромадження в такому перспективному районі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота тісно пов'язана з науковими напрямками бюджетних науково-дослідних тем, що виконувались автором у відділі геології нафти і газу ІГГГК НАН України з 1965 р., а також з Національними програмами "Нафта і газ України" та "Дослідження і використання ресурсів Азово-Чорноморського басейну, інших районів Світового океану на період до 2000 року" (проект НАМДІТ), співвиконавцем яких був дисертант. У 1984-1992рр. автор був науковим керівником і виконавцем тематичних завдань з проблем геології та нафтогазоносності шельфів Баренцового і Карського морів на замовлення ВО "Арктикморнафтогазрозвідка" (м.Мурманськ).

Метою дослідження було з'ясування еволюції геологічного розвитку АЧР в альпійську тектонічну епоху (пізній мезозой - кайнозой), яка була завершальним акордом тектогенезу, що зумовив сучасний структурний план та формування локальних структурних форм - вмістилищ покладів нафти і газу.

Основні завдання дослідження:

- вивчення парагенезів порід Азово-Чорноморського регіону та виділення геологічних формацій - індикаторів геотектонічної еволюції;
- виявлення впливу тангенціальних зусиль на формування складчастості осадового покриву регіону;
- встановлення генетичної природи горизонтальних тектонічних порухів, їх зв'язків з регіональними і глобальними геодинамічними процесами;
- моделювання щільності літосфери регіону з метою виявлення зон розуцільнення і тектонічної компресії;
- тектонофізичне моделювання процесу формування локальної складчастості та утворення пасток нафти і газу;
- виявлення закономірностей нафтогазоносності, визначення геодинамічного типу нафтогазонагромадження Азово-Чорноморського шельфу та зіставлення його з Баренцовоморським шельфом.

Поставлені завдання вирішувалися з використанням формаційного, структурного, порівняльно-тектонічного аналізів, а також тривимірного моделювання щільності літосфери, тектонофізичного моделювання та інших методів.

Фактичним матеріалом дисертації послужили конкретні геолого-геофізичні дані, одержані та проаналізовані автором під час багаторічних досліджень на території та акваторіях півдня України і Баренцовоморського шельфу.

Це описи відслонень гірських порід та розрізів свердловин в АЧР та

Баренцовоморському регіоні; дані глибинного сейсмічного зондування, кореляційного методу заломлених хвиль, методу відбитих хвиль та інших методів, що проводилися виробничими та науковими організаціями в цих регіонах. Використані також фактичні дані з геології, геохімії і нафтогазоносності, одержані ДГП "Кримгеологія", ДГП "Чорноморнафтогаз" (м.Сімферополь), ДГП "Одесаморгеологія" (м.Одеса), ВО "Арктикморнафтогазрозвідка", ВО "Союзморгео", трест "Північморнафтогазрозвідка", ВНДіокеанології (м.Мурманськ) та ін. Дисертантом використані та проаналізовані також численні опубліковані та фондіві рукописні матеріали. Автором для геотектонічних побудов використано результати моделювання щільності літосфери, виконаного спільно з Г.Ю.Бойком, та тектонофізичного моделювання, здійсненого з О.М.Бокуном.

Наукова новизна:

- уточнено розчленування альпійського осадового покриву АЧР на окремі формації;
- виділено тафрогенний і таласогенний етапи розвитку АЧР, що характеризуються переважанням зусиль розтягу і стиску;
- встановлено генетичну природу локальної складчастості АЧР;
- запропоновано нову генетичну класифікацію локальних антиклінальних піднять і пов'язаних з ними пасток нафти і газу АЧР;
- визначено геодинамічні критерії нафтогазоносності шельфу АЧР;
- здійснено аналіз і зіставлення геодинамічного розвитку і нафтогазоносності Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів.

Практичне значення роботи. Запропонована класифікація антиклінальних піднять - потенційних пасток нафти і газу - орієнтує геологів-нафтовиків на пошуки пасток нафти і газу певних типів, залежних від геодинамічних умов. Урахування виявлених геодинамічних критеріїв дозволить по-новому спрямовувати пошуки нафти і газу в акваторіях Чорного та Азовського морів. Отримані результати лягли в основу практичних рекомендацій, переданих для використання і реалізації в Держкомгеології України, а також ВО "Арктикморнафтогазрозвідка".

Апробація роботи. Основні результати роботи доповідалися на геологічних форумах різного рангу (нарадах, конференціях, семінарах тощо), зокрема на республіканських: "Підвищення ефективності підготовки ресурсів нафти і газу у зв'язку з перспективами розвитку газової і нафтової промисловості УРСР" (Харків, 1974); "Підвищення ефективності і прискорення введення в промислове освоєння родовищ газу УРСР" (Харків, 1977); "Походження нафти і газу, їх міграція і закономірності утворення і розміщення нафтових покладів" (Львів, 1981); "Тектогенез і нафтогазоносність надр України" (Львів, 1992); всесоюзних (колишнього СРСР): "Осадкові формації та їх нафтогазоносність"

(Москва, 1978; 1985); "Нафтогазоутворення на великих глибинах" (Москва, 1986); X Літологічній нараді (Среван, 1988); "Геодинамічні основи прогнозування нафтогазоносності надр" (Москва, 1988); "Комплексне освоєння нафтогазових ресурсів континентального шельфу СРСР" (Мурманськ, 1989; Москва, 1990); міжнародних: XI, XII, XIII Конгресах Карпато-Балканської геологічної асоціації (КБГА) (Київ, 1977; Бухарест, 1981; Краків, 1985); "Мінеральні і рекреаційні ресурси Болгарсько-Чорноморського узбережжя" (Варна, 1988); Intern. Seminar on Tectonics of the Barents Sea Kara Region (Murmansk, 1991); Intern. Conference on the Oil and Gas Prospectivity of Barents-Kara Seas and Adjacent Land Areas (Murmansk, 1992); нараді ЮНЕСКО "Plate tectonic Aspects of Alpine Metallogeny in the Carpatho-Balkan Region" (Budapest, 1993); "Геодинаміка гірських систем Європи" (Яремче, 1994); 11-th Intern. Conference on Basement Tectonics (Potsdam, 1994); Symposium "The Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Sea Area" (Varna, 1994; Istanbul, 1996); конференції "Тектонічні та палеогеоморфологічні аспекти нафтогазоносності" (Сімферополь - Миколаївка, 1996).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковано у 67 наукових працях, включаючи 7 монографій, 19 статей в наукових журналах і збірниках наукових праць, 30 матеріалів і тез доповідей та дві депоновані праці.

Основні положення, що захищаються:

1. Формацийна послідовність мезо-кайнозойських комплексів Азово-Чорноморського шельфу являє собою індикатор домінуючих геодинамічних зусиль розтягу (ранньокрейдовий тафrogenний етап) і стиску та ізостазії (пізньокрейдово-неогеновий таласогенний етап).
2. Локальна складчастість має проміжний характер - між альпінотипним та германотипним, що зумовлено геодинамічними процесами та тектонічною компресією на контакті Євразійської та Африкано-Аравійської літосферних плит. Особливості проміжної складчастості, а також утворення структурних пасток вуглеводнів та перспективності окремих ділянок регіону на нафту і газ визначаються ступенем дискордантності в часі та просторі зіткнення літосферних плит та конфігурацією їх країв на торцевих ділянках.
3. Нова класифікація типів локальних складок і пов'язаних з ними вуглеводневих пасток, яка базується на геодинамічному принципі, дає змогу прогнозувати в Азово-Чорноморському шельфі нові перспективні пастки різних генетичних типів.
4. Колізійна модель Азово-Чорноморської та рифтово-депресійна модель Баренцово-морської нафтогазоносних провінцій як периконтинентальних шельфів Східно-Європейської платформи, з властивими їм специфічними критеріями нафтогазоносності.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, 7

розділів, висновків, списку використаної літератури і 2 додатків. Текст викладено на 306 сторінках машинопису, ілюстрації складають 83 рисунки і 6 таблиць. Список літератури містить 535 назв.

Висловлюю щиро подяку колективу відділу геології нафти і газу ІГТГК НАН України за велику практичну допомогу при виконанні та оформленні роботи. Дякую також колегам-геологам УкрДГРІ; ДГП "Кримгеологія", "Чорноморнафтогаз", "Одесаморгеологія"; ВО "Арктикоморнафтогазрозвідка"; ВНДіокеанології за допомогу в зборі фактичного матеріалу.

Конструктивні поради та критичні зауваги з окремих проблем були зроблені В.Ю.Хаїним, В.П.Гавриловим, Я.П.Маловіцьким, Ю.Ф.Федоровським, П.Ф.Шпаком, М.М.Іванютою, Г.Ю.Бойком, Ю.М.Сеньковським, Б.М.Полухтовичем, М.І.Галабудюю, І.П.Копачем, яким я також глибоко вдячний.

З особливою вдячністю вшановую світлу пам'ять академіка Г.Н.Доленка, у співдружності з яким закладались основи виконаних досліджень, та академіка В.Ю.Забігайла, творчі поради, підтримка і критичні зауваження якого сприяли завершенню роботи.

З М І С Т Р О Б О Т И

1. ГЕОЛОГІЧНІ ФОРМАЦІЇ АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКОГО ШЕЛЬФУ

Геологічні формації як закономірні історично сформовані асоціації (парагенези) гірських порід та фацій тісно пов'язані з еволюцією та певними геотектонічними зонами літосфери. На сучасному рівні геологічних знань значно зросла роль формацій як літогеодинамічних комплексів, що фіксують не лише палеотектонічні умови формування парагенезів порід, й виконують роль індикаторів зусиль стиску чи розтягу басейнів осадконагромадження. Встановлено як прямі, так і опосередковані індикатори геодинамічного режиму (Хаин, 1985; Лукин, 1989; 1993).

Питання формаційного аналізу АЧР досліджені відносно мало (Доленко, Копач, Павлюк та ін., 1970; Павлюк, 1971; 1973; 1981; Гарецкий, 1972; Павлюк, Богаєць, 1978; Григорьева, Каменецкий, Павлюк, и др., 1981; Геологические формации..., 1984; Полухтович, Шпак, Самарский и др., 1990). При вивченні структури АЧР формаційний аналіз використаний дисертантом як важлива теоретична основа розв'язання питань генезису, еволюції та типізації структур.

Осадочний комплекс альпійської тектонічної епохи в АЧР починається товщею переважно теригенних порід різного генезису, яка залягає в основі платформового покриття і трансгресивно перекриває утворення докембрійського, палеозойського і ранньомезозойського віку. Опертя на

принцип парагенезу та вивчення генетичних особливостей гірських порід дозволило виділити в основі альпійського платформового формаційного ряду АЧР нижньокрейдову базальну прибережно-континентальну теригенну формацію. Вона складена різноманітними пісковиками, алевролітами, а також пісками, гравелітами, глинами і аргілітами. У фаціальному відношенні формація представлена строкатоколірними відкладами плоских водорозділів, алювіальними та делювіальними утвореннями.

На основі вивчення парагенезів та фацій порід, що залягають на базальній формації, нами виділена нижньокрейдова трасгресивно-теригенна формація. Відклади її представлені переважно теригенними морськими утвореннями. Важливою особливістю формації є міграція в часі початку її формування. Розріз формації у південній частині регіону починається з середньобаремських морських відкладів, а в центральній і північній - відповідно з верхньобаремських і аптських. У межах формації нами виділяються дві субформації - вулканогенно-теригенна і кременисто-теригенна.

Вулканогенно-теригенна субформація складена потужною товщею переверстування різноманітних теригенних і вулканогенних порід. Найбільша їх кількість приурочена до середньо-верхньоальбських відкладів. Тут виділяються вулканокластичні та вулканоосадові породи. Максимального розвитку і найбільших потужностей вулканогенні відклади досягають в Каркінітсько-Північнокримському прогині. У свердловинах Джанкойської, Орловської, Вишняківської, Октябрської, Західно-Октябрської, Мілової та інших розвідувальних площ АЧР ці утворення відіграють значну роль в розрізі субформації. На захід, в бік шельфу Чорного моря, вулканогенні породи розкриті бурінням на Іллічівському піднятті (сверд. Іллічівська-2). Це діабазові та андезит-діабазові порфірити, їх туфи та лавобрекчії. Вулканічні виверження були настільки сильними, що часто перевищували теригенне осадконагромадження. Внаслідок цього сформувалися вулканічні товщі, представлені суцільними лавами і лавобрекчіями. Потужність субформації в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину становить біля 2000 м. На південь кількість вулканокластичних порід різко зменшується, відбувається їх заміна вулканоосадковими породами та звуження вертикального діапазону розповсюдження. На Центрально-Кримському мегапіднятті відклади субформації дещо іншого типу. Вони значно меншої потужності, а вулканічні породи залягають у вигляді гнізд, лінз і малопотужних проверстків. Зменшення потужності вулканогенних порід, серед яких переважають вулканомікові різновиди, свідчить, що джерелом постачання експлозивного матеріалу були вулканічні виверження, ланцюг яких неширокою смугою тягнеться в Каркінітсько-Північнокримському прогині. Дещо інші парагенези порід альбського віку відзначаються на північ від озера Сиваш і в Північно-Західному Приазов'ї. Тут формується

кременисто-теригенна субформація. В її складі асоціюють різноманітні теригенні та кременисті утворення. Часто розріз субформації представлений суттєво кременистими породами: опоками, гезами, спонголітами, а також, меншою мірою, опоковидними і вапняковистими глинами. Це дало підстави відокремити альбські утворення цього терену в морську кременисто-теригенну субформацію, патричними членами парагенезу якої виступають різноманітні глини, аргіліти, алевроліти та пісковики, що асоціюють з опоками, гезами, спонголітами та кременисто-теригенними породами. Головними джерелами теригенного матеріалу субформації були припідняті ділянки Українського щита (УЩ) та вулканічні виверження, виявлені південніше в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину. В той час, коли в межах останнього відбувались енергійні вулканічні процеси і формувалася вулканогенно-теригенна субформація, поруч, за рахунок збагачення і насичення морського басейну вулканогенним кремнеземом, утворювалася кременисто-теригенна субформація.

Таким чином, формації нижньої частини осадового покриву АЧР утворюють специфічний тафrogenний комплекс з розмаїтим теригенним складом, насичений аркозами, строкатоколірними та вулканогенними породами. З останніми генетично пов'язане формування віддалено-кременистих формацій. Експлозивна діяльність призвела до нагромадження потужних вулканогенних товщ. За ступенем дужності це породи базальтового типу. Активний базальтовий магматизм супроводжувався інтенсивним розтягом, прогинанням і нагромадженням теригенного матеріалу, що характерно для рифтових структур. Характерною рисою будови формації тафrogenного комплексу є загальна субширотна зональність, на тлі якої відзначаються ускладнення субмеридіонального простягання, що облямовують чи певною мірою успадковують морфоструктуру фундаменту СЄП.

Аналізуючи умови формування трансгресивної теригенної формації, можна зазначити, що наприкінці ранньокрейдового періоду - через охоплення регіону трансгресією, що насувалася з південного сходу, - виникають шельфові асоціації, головним чином мілководних, а пізніше і помірно глибоководних фацій. Як у вулканогенно-теригенній, так і в кременисто-теригенній субформаціях у верхах розрізу з'являється і поступово зростає кількість карбонатно-мергельних проверстків. Мергелі тут є алофільним членом парагенезу, поширеним на границі з глауконітово-карбонатною формацією, в яку ми об'єднуємо верхньокрейдово-палеоцен-еоценові відклади АЧР.

Нижню частину формації складають верхньокрейдові відклади, які широко розповсюджені у досліджуваному районі, являють собою досить однорідну товщу вапняків та мергелів і добре схарактеризовані фауністично. Лише сеноманський ярус, що лежить в основі формації та є її базальним горизонтом, складений відкладами зі значною теригенною

домішкою. Як алофільні члени парагенезу трапляються тонкі проверстки і лінзи вулканокластичних порід. Турон-коньяк-сантонські відклади формації складені, головним чином, сірими, дрібнозернистими, фарфоровидними та світлими, крейдоподібними органогенно-детритовими вапняками. Дан-палеоценові відклади формації утворюють літологічно та фауністично однорідний комплекс. Це, переважно, органогенні та органогенно-детритові вапняки, що містять проверстки польовошпатово-кварцових алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Еоценові відклади представлені глинистими мергелями та вапняковистими глинами. Переважання карбонатних асоціацій свідчить про те, що комплекс формувався в період максимальної трансресії і найбільшого тектонічного вирівнювання. У більшості літологічних розрізів спостерігається стратиграфічна незгідність між відкладами трансресивно-теригенної і глауконітово-карбонатної формації. До цієї перерви приурочена і зміна тектонічних умов (австрійська фаза тектогенезу).

Зміна тектонічних та, значною мірою, кліматичних умов осадконагромадження спричинилася до формування майкопської глинистої формації, що залягає на глауконітово-карбонатній. Це товща глинистих порід олігоцен-нижньоміоценового віку, яка розповсюджена в Передкавказзі, на Таманському і Керченському півостровах, в Рівнинному Криму, північному Причорномор'ї та шельфах Чорного і особливо Азовського морів. Представлена переважно глинами, які є домінуючими породами і виступають в парагенезі з проверстками пісків (пісковиків) і алевролітів. Завершує формаційний ряд альпійського тектонічного циклу строката карбонатно-теригенна формація середньоміоценового-антропогенового віку. Вона складена різноманітними за генезисом карбонатними (мергелі, вапняки) і теригенними (глини, піски, пісковики, конгломерати, ринь) породами. Строкатість формації виявляється насамперед у наявності в її складі різноманітних типів порід морського, озерного і лагунно-континентального походження.

Отже, склад верхньокрейдово-антропогенових формацій АЧР, серед яких переважають карбонатні асоціації, їх шельфовий характер і плащеподібне розповсюдження, широкий розвиток трансресій та відсутність вулканізму свідчать про їх утворення в умовах таласогенного геотектонічного режиму. Будова формацій таласогенного комплексу менш контрастна, ніж тафрогенного. Таким чином, дослідження вертикального формаційного ряду альпійського тектонічного циклу АЧР дозволяє виділити два структурно-формаційні комплекси, які відповідають двом етапам розвитку - тафрогенному і таласогенному - зі своєрідним стилем седиментації і тектогенезу.

2. ГЛИБИННА БУДОВА ЛІТОСФЕРИ РЕГІОНУ

Процеси мезозой-кайнозойської еволюції значною мірою вплинули і

на особливості глибинної будови АЧР. Завдяки сейсмічним дослідженням та глибокому розвідувальному бурінню в АЧР простежується пологє занурення на південь поверхні фундаменту та горизонтів осадового покриву. Структура ускладнена субширотною смугою гравітаційних мінімумів сили тяжіння (Західно-Каркінітський, Каркінітський, Сиваський, Північно-Азовський), до яких приурочені Каркінітсько-Північнокримський та Північноазовський прогини. В цій же смузі виявлено аномалію глибинного теплового потоку, а в низах консолидованої літосфери - потужну коро-мантіїну суміш з аномально низькою сейсмічною швидкістю. Вказані ознаки дозволяють виділити тут рифт ("Половецький", за В.В.Глушком, 1975; "Одесько-Джанкойський", за В.Б.Соллогубом та ін., 1982; "Чорноморсько-Кавказький", за О.О.Орловим та ін., 1991). На терені відслоненої частини Українського щита (УЩ) виявлено основні закономірності геофізичних характеристик окремих геологічних структур. З поширенням цих характеристик на окраїну СЄП південніше відслонень УЩ та аналізом простягання окремих комплексів формацій фундаменту СЄП, розкрито основні риси глибинної будови цього регіону. Тут виділяються давні куполовидні геоструктурні елементи, розділені шовними зонами - сутурами. Це Бузько-Дністровський і Придністровський архейські масиви (протоплити). Перший за геофізичними характеристиками під покривом осадових відкладів простежується від УЩ далеко на південь. Його контури в Західному Причорномор'ї обмежують Вишнівсько-Лиманська і Фрунзенсько-Арцизька сутури. Придністровський масив простежується від УЩ на південь і обмежується Салгирсько-Октябрською та Конксько-Білозерською субмеридіональними сутурами. Кіровоград-Житомирський та Приазовський масиви теж складені давніми архейськими формаціями. Однак вони значно більше перероблені протерозойською тектоно-магматичною активізацією. Трохи інше структурне положення займають Одеська, Криворізько-Кременчуцька та Горіхово-Павлоградська ранньосередньопротерозойські складчасті зони. Вони являють собою добре виражені лінійні структури, їм властивий субмеридіональний напрямок, причому найбільш вивчені Криворізько-Кременчуцька та Горіхово-Павлоградська зони своєрідно "облямовують" куполовидні структури архейського Придніпровського масиву, що фіксується в напрямку простягань окремих синкліноріїв та антикліноріїв.

Таким чином, намічаються два виступи фундаменту СЄП, зумовлені давніми жорсткими архейськими масивами - Бузько-Дністровським і Придністровським (Павлюк, Богасць, 1978). Це підтверджується геофізичними даними. На структурній схемі розділу Мохо (Соллогуб, 1986) помітно, що в АЧР смуга найбільшої товщини земної кори приурочена до субмеридіональної смуги, яка простягається від УЩ до південного узбережжя Гірського Криму. Товщина кори в цій смузі змінюється в межах 45-60 км. Вона дискордантно перетинає субширотні

структури Скіфського тектонічного поясу (СТП) та Гірського Криму, що свідчить про незалежність її появи від цих структур. Природним виглядає її пояснення наявністю древніх дорифейських складчастостей ССП субмеридіонального простягання. Однак додаткових обґрунтувань вимагає максимальна товщина і нарізання кори саме під Кримським п-вом, адже тут знаходиться крайова частина ССП. Пояснення цього факту наявністю вузлових ділянок перетину субмеридіональних потовщених зон з лінеamentом субширотного простягання (Содлогуб, 1986) не може вважатися переконливим, оскільки конфігурація і морфологія смуги потовщеної кори не відповідає моделі перетину, та й глибинного субширотного розлому, який би існував в самому центрі Рівнинного Криму, не зафіксовано. Другою, не менш виразною смугою потовщеної земної кори в АЧР є субмеридіональна ділянка, приурочена до Одеського розлому, однак її максимальні значення (60 км) розташовані на суші північніше м. Одеси, тобто значно північніше кримської аномалії. Третьою ділянкою, де товщина земної кори досягає 50 км, є Центральний-Кавказ та Ставропольський виступ. Між ділянками потовщеної кори простягаються смуги, де товщина кори відносно менша. Так, в районах між зоною Вранча і Одеським розломом, між Одеським розломом і Кримом, між Кримом і Кавказом товщина земної кори становить відповідно 40, 35 і 35 км. Аномально тонкі ділянки земної кори зафіксовані також в Чорноморській глибоководній западині, де потужність кори становить 20-30 км. Причому таке зменшення відбувається, головним чином, за рахунок редукції "гранітної" верстви. В центральних частинах Західно-Чорноморської та Східно-Чорноморської котловин "гранітна" верства відсутня і фіксуються "базальтові вікна". У зв'язку з цим цікаву особливість в будові Чорноморської глибоководної западини південніше Кримського п-ва виявлено спеціальними геофізичними дослідженнями ГСЗ. Тут, приблизно в 50 км від берегової лінії, на глибинах 12-13 км нижче осадової товщі зафіксована лінзовидна аномальна верства з граничними швидкостями поздовжніх сейсмічних хвиль 6,2-6,3 км/сек. Довжина цього аномального тіла складає біля 80 км, що співрозмірно з Кримським південним узбережжям, а товщина - всього 6 км. Тіло безпосередньо прилягає до сейсмофокальної зони з епіцентрами кримських землетрусів та збігається з крупною магнітною аномалією. Враховуючи дані про аномально збільшену товщину земної кори в Кримі, можна говорити, що в цьому регіоні відбувається підсув субокеанічної Чорноморської літосферної мікроплити під Крим. Про це свідчить і аналіз неотектонічної активізації АЧР. Очевидним є вплив тангенціальних зусиль, напрямлених з півдня на північ, з боку Чорноморської западини в бік Кримського п-ва. Тоді аномальне тіло можна класифікувати як ущільнену в приконтинентальній смузі приповерхневу товщу, що за генезисом нагадує акреційну призму. Цим механізмом можна пояснити і підняття Кримських гір, і підняття південної частини сейсмофокальної зони під

Крим, і "безгранітну", субокеанічну будову Чорноморської западини. Знаходить логічне пояснення і майже трикратне збільшення товщини "базальтової" верстви під Кримом порівняно з товщиною цієї верстви в Чорноморській западині. Тонка субокеанічна безгранітна Чорноморська літосферна плита поглинається в цій зоні і нарощує, таким чином, "базальтову" верству розташованої північніше континентальної кори до товщини 30-40 км. Цей процес супроводжувався андезитовим магматизмом в Каркінітсько-Північнокримському прогині, як проявом вулканічного фронту та магмогенеруючої ділянки зони поглинання. Своєрідна "парасубдукція" та супутня їй акреція в Чорноморському регіоні можуть бути узгоджені з геодинамічним режимом колізії Євразійської та Африкано-Аравійської літосферних плит. Поява астеноліту в Чорноморській западині (Чекунов, 1987; 1992) спричинена, вочевидь, "збудженням" астеносфери за рахунок задугового спредингу. Адже закриття океану Тетіс в альпійську тектонічну епоху викликало появу вулканічних дуг та задугових басейнів Паратетису (Зоненшайн и др., 1987), в яких проявився потужний розтяг.

Для з'ясування особливостей глибинної будови земної кори і верхньої мантії Азово-Чорноморського шельфу проведено математичне моделювання щільності літосфери північно-західної частини шельфу Чорного моря в межах Каркінітсько-Північнокримського рифту (Бойко, Павлюк, 1996). В результаті моделювання виявлено, що в напрямку на північ різко зростає товщина літосфери АЧР і, особливо, "базальтової" верстви. Характерними особливостями розрізу літосфери шельфу Чорного моря є чітке горизонтальне розшарування верств, причому вперше в "базальтовій" верстві регіонально простежується чітка поверхня горизонтального розділу, що зумовлює її поділ на дві смуги "базальт-I" і "базальт-II". Цей факт та виявлення у верхах літосфери похилих границь між блоками з різними значеннями щільності свідчить про вплив не лише вертикальних, а й горизонтальних тектонічних зусиль в еволюції структури літосфери. Значне потовщення "базальтової" та "гранітної" верств літосфери у відносно вузькій смузі та розшарування "базальтової" верстви підтверджує глибинний підсув та тектонічну компресію в крайовій зоні ССП. Ці глибинні процеси резонансно відбилися в особливостях структури осадового покриву АЧР.

3. ОСОБЛИВОСТІ СКЛАДЧАСТОСТІ ОСАДОВОГО ПОКРИВУ

Уявлення про тектоніку території АЧР склалися завдяки дослідженням О.П. Карпінського, А.Д. Архангельського, М.С. Шатського, К.І. Макова, М.В. Муратова, В.Г. Бондарчука. З нагромадженням геологічних даних вони суттєво уточнювалися, створювалися нові схеми тектонічної будови регіону (О.Т. Богасць, В.Є. Бураковський, І.А. Гаркаленко,

М.С.Герасимов, В.В.Глушко, Б.Л.Гуревич, Б.І.Деніга, Г.Х.Дікінштейн, Г.Н.Доленко, С.М.Захарчук, О.Ю.Каменецький, А.З.Краснощок, Г.А.Личагін, Я.П.Маловіцький, М.В.Муратов, Р.В.Палінський, О.І.Париляк, М.І.Павлюк, Д.Ю.Панченко, Л.Г.Плахотний, Б.М.Полухтович, М.Р.Пустильников, А.І.Самсонов, В.Б.Сологуб, О.С.Ступка, І.І.Чебаненко, А.В.Чекунов, Н.І.Черняк, М.В.Чирвінська, А.Е.Шлезінгер, П.Ф.Шпак, В.В.Юдін та ін.). Більшість дослідників сьогодні розвивають погляди М.В.Муратова, який виділив між краєм докембрійської Східно-Європейської платформи і альпійськими спорудами Карпат, Балкан, Криму, Кавказу і Копетдагу область палеозой-ранньомезозойської складчастості (Скіфську плиту чи Скіфський тектонічний пояс). Хоча в останні роки піддається сумніву правомірність виділення Скіфської плити (Ступка, 1994), однак щодо тектонічного районування АЧР на рівні структур альпійського осадового покриву, то наявний і досконало вивчений фактичний матеріал дозволяє дослідникам, практично без дискусій, виділяти такі структурні зони: 1) Південно-Українську монокліналь; 2) систему Причорноморсько-Азовських прогинів; 3) зону підняття Скіфського тектонічного поясу (СТП); 4) зону прогинів, що відокремлюють підняття СТП від альпійських гірських споруд; 5) альпійські гірські споруди Криму і Кавказу; 6) Чорноморська глибоководна западина. Майже всі ці зони упродовж формування зазнавали неодноразової перебудови тектонічних планів, успадкування, накладання структур та інверсійних рухів. Ці аспекти, а також проблема генезису альпійського покриву викликають жваві суперечки.

На сьогодні в геологічній літературі утвердилася традиційна думка про значні масштаби вертикальних тектонічних рухів та їх вирішальний вплив на формування регіональної та локальної складчастості АЧР. Однак нові матеріали свідчать, що ці рухи були лише частиною складнішого геологічного процесу. Зараз вже відомо чимало поки що окремих, розрізнених фактів, аналіз яких дозволяє впевнено стверджувати значну роль в історії розвитку регіону горизонтальних рухів. Зокрема, інтенсивні горизонтальні зусилля проявилися в структурі Північної Придобруджі, особливо в Нижньопрутській зоні і Молдавській западині (Muresan, 1975; Романов, 1976; Тектоника Украины, 1988; Ларченков, 1991). Останнім часом новітні геофізичні матеріали із застосуванням принципів сейсмостратиграфії дозволили М.С.Герасимову (1992) виділити в Західному Причорномор'ї окремі блоки насувного, підкид-насувного та зсувного характеру. Інтерпретацію фактичного матеріалу Рівнинного Криму з точки зору виявлення складчасто-насувних структур здійснено Ю.В.Казанцевим (1979, 1982) та Ю.В.Казанцевим і Н.І.Бехер (1987). Диз'юнктивні дислокації Рівнинного Криму вперше описуються цими авторами як насуви, що мають круті нахили площин зміщення поблизу денної поверхні та пологі на глибинах 3-5 км. Серйозну спробу дослідити насувні дислокації в Гірському Криму зроблено також І.В.Попадьком і

С.Є.Смірновим (1991) та В.В.Юдіним (1994; 1996). В останні роки, у зв'язку з будівництвом Кримської АЕС отримано цілий ряд даних, що дозволило по-новому інтерпретувати структуру Індоло-Кубанського прогину (Герасимов, 1991; 1994). Передовсім слід зазначити, що геофізики вперше інструментально зафіксували насувний характер основних субширотних розломів АЧР, виположування площин насувів з півдня на північ та асиметричність зони дислокацій в ділянці перикліналі прогину. Переінтерпретація геофізичних досліджень дала можливість (Попович, 1989; Исмагилов и др., 1991) виявити структури тангенціального стиснення і в Азовській акваторії.

Здійснені нами структурні побудови відображують складну картину локальної складчастості АЧР по всіх горизонтах осадового покриву. Особливістю її є переважання субширотних розривів, скупчення локальних структур в чолових, фронтальних ділянках розривів, лінійність і зональність у розміщенні локальних антиклінальних складок, кулісоподібне їх зчленування та висока щільність останніх на одиницю площі, що не властиве германотипній складчастості.

При аналізі структури осадових комплексів АЧР майже в усіх його частинах вздовж смуги глибокого занурення південної окраїни СЄП виділяються ділянки з характерним "обернено-ступінчастим типом складчастості", який утворює клавішну зональність в структурі Південно-Української монокліналі. Оскільки розломами зачеплена не лише поверхня фундаменту, але й горизонти крейдових і, частково, палеогенових утворень, пояснення описаного явища слід шукати вже в альпійській тектоніці. Нами висунуто думку (Павлюк и др., 1991) про колізійний характер цих дислокацій, зумовлений зіткненням в альпійську тектонічну епоху Євразійської та Африкано-Аравійської літосферних плит.

Горизонтальні зусилля, що проявилися в АЧР на мезозойсько-кайнозойському етапі, не обмежуються лише тангенціальним стиском. Геодинамічна еволюція цієї ділянки літосфери була складнішою. Аналіз карт ізопакіт і фацій осадових формацій регіону свідчить, що у ранньокрейдовий час депресійна зона, що включає Північноазовський, Каркінітсько-Північнокримський прогини, виникла за рахунок не лише "чистих" вертикальних рухів опускання, а також розуцілювання і розтягу. Таким чином, викладений матеріал переконливо свідчить про наявність принаймні двох режимів в альпійському етапі розвитку Азово-Чорноморського регіону: ранньокрейдового, якому властиві геодинамічні зусилля розтягу та пізньокрейдово-четвертинного, що характеризується регіональним стисненням та ізостазією. Насувні дислокації в значній мірі визначили стиль мезозойсько-кайнозойської тектоніки АЧР. Це доведено експериментальним тектоно-фізичним моделюванням процесу формування антиклінальних складок (Павлюк та ін., 1996). На моделях відтворювався механізм формування антиклінальних складок в різних умовах

напруженого стану, зокрема при різних комбінаціях дії вертикальних і горизонтальних зусиль. В результаті одержано структурні форми, близькі за будовою до натурних об'єктів. Вони відтворюють механізм появи структурних форм типу "обернено-ступінчастої зональності", підгорнутих асиметричних регіональних та локальних антиклінальних піднять, розвиток насувних літотектонічних пластин та насувів з різними амплітудами та кутами падіння. Аналізуючи особливості регіональної структури осадового покриву АЧР, необхідно відзначити загальне субширотне простягання усіх структурних форм, часте чергування додатніх і від'ємних елементів, певну успадкованість, тектонічне обмеження більшості структур, кулісоподібне зчленування.

Таким чином, в результаті комплексного аналізу встановлено активну участь горизонтальних рухів у формуванні тектонічних структур. Виявлено цілий ряд невідповідностей локальної та регіональної складчастостей германотипній. По-перше, це дуже висока щільність розміщення антиклінальних складок, яка в межах північно-західної ділянки шельфу Чорного моря досягає 8-10 складок на 1000 км². По-друге, морфологічно локальні підняття - це, у переважній більшості, брахіантикліналі та видовжені складки при незначній кількості куполовидних, ізометричних структур. По-третє, більшості локальних піднятьтв властива асиметрична будова при крутіших і коротших північних крилах, що наближує їх до типу підгорнутих складок. По-четверте, часте ускладнення північних крил локальних складок і регіональних структур субширотними розривами, що мають характер лістричних. По-п'яте, лінійне субширотне, контрольоване розривами простягання локальних піднятьтв, які кулісоподібно зчленовуються, що створює зональний розподіл складчастості та розмежування складок на своєрідні літотектонічні пластини. По-шосте, наявність в регіональній структурі АЧР субширотної "обернено-ступінчастої зональності", коли поверхні блоків моноклінального схилу ускладнені підкидами. Такі особливості не властиві платформовій складчастості і свідчать, що вона тут перехідна - від германотипної до альпінотипної.

4. ІСТОРІЯ ГЕОДИНАМІЧНОГО РОЗВИТКУ І РЕКОНСТРУКЦІЯ ФОРМУВАННЯ ГЕОСТРУКТУРИ

З метою розкриття еволюції регіону та впливу на цей процес глобальних геодинамічних факторів проведено комплексний аналіз результатів міжнародного геологічного проекту "Tetic" та матеріалів щодо північного обмеження палеоокеану Tetic; регіону, до складу якого входить Причорноморська ділянка південної окраїни ССР (Павлюк, 1971; 1974; 1990; 1992; Павлюк, Ладыженский, 1993). Зіставляючи результати аналізу розвитку північної та південної окраїни Teticу, вдалося по-новому висвітлити будову Азово-Чорноморського шельфу, розшифрувати

характер його геодинамічного розвитку. При цьому значна кількість досі суперечливих фактів знайшла природне логічне пояснення.

В мезозой-кайнозої в глобальному масштабі сформувався Альпійсько-Середземноморський складчастий пояс. Розрахунок положення поясів обертання і кутових швидкостей літосферних плит навколо Tetica та вивчення векторів відносних рухів уздовж північного і південного узбережжя Tetica (Савостин и др., 1987) показує, що цей пояс виник за рахунок субдукції океанічної кори Tetisu при зближенні і зіткненні Євразії та Африки. Внаслідок міграції полюсу відносних переміщень Африканського і Євразійського континентів характер взаємодії цих плит змінювався від лівосторонніх зсувів у юрський період до майже торцевого зближення в третинний час. Геологічні розрізи та склад і типи формацій альпійського складчастого поясу АЧР свідчать, що в мезозой на південному облямуванні Tetisu існували умови шельфового осадконагромадження, тобто фіксується пасивний тип континентальної окраїни (Казьмин и др., 1987; Савостин и др., 1987). Проведений нами формаційний аналіз мезозойських відкладів АЧР на схід від Одеського розлому в сукупності з даними по Передкавказзю свідчать, що в триас-юрський період регіон був активною континентальною окраїною західно-тихоокеанського типу. Північна окраїна Tetisu упродовж останніх 190 млн. років складалася з окремих вулканічних дуг. В тилкових частинах цих дуг утворилися самостійні осадові басейни. Границею відокремлення вулканогенних комплексів окраїни Євразійської літосферної плити і Гондванської шельфової окраїни стали офіолітові повні зони Загроса, Малого Кавказу і Турції.

Тип магматизму, а також матеріали геофізичних досліджень підтвердили припущення про те, що сучасні Чорне і Каспійське моря є реліктами тилкових басейнів, які виникли внаслідок спредингу позаду крейдово-палеогенової острівної дуги. Ці окраїни моря (Пара-Tetic), утворені в кінці ранньої крейди, поступово розширювались. В еоцені вони досягли максимальних розмірів (900 & 3000 км) і з'єдналися в єдиний басейн, що займав сучасні акваторії Каспійського, Чорного морів та терени Кавказу і Мізійської плити. Починаючи з цього періоду, відбувається його скорочення. Особливо це добре видно у зникненні центральної ділянки акваторії, місце якої займав зараз складчастий Кавказ. Про належність глибоководних Каспійської та Чорноморської западин до типу задугових басейнів, утворених процесами розтягу свідчить і відсутність в їх центральних частинах "гранітної" верстви. У новітній історії Чорного моря знайшли відображення тенденції до збільшення швидкості зближення Аравії з Євразією. Це сприяло висуванню Аравійського виступу далеко на північ і зіткненню його вершини спочатку з Кавказькою острівною дугою, а потім просуванню його до континентальної Євразійської окраїни (Зоненшайн, Ле Пишон, 1987).

На самому Аравійському континентальному виступі відокремлюються

два висунутих блоки нижчого рангу, на торцях яких безпосередньо йшло посилене зіткнення і згромадження континентальних масивів, які утворили складчасті гряди Таврид і Кіршехіру, з одного боку, і Даралагезу - з другого. Перший напрямок зусиль компресії націлено на центральну частину акваторії Чорного моря і далі до Кримського п-ва, другий - на Південно-Вірменський блок Кавказу.

Нерівномірну за інтенсивністю стиску геодинамічну обстановку на фронті зіткнення літосферних плит в Чорноморському регіоні посилювали і нерівності Євразійської континентальної окраїни. В процесі компресії Кримський і Ставропольський виступи Євразійського континенту виявилися на стику з відповідно Кіршехірським і Даралагезьким блоками з боку Африкано-Аравійського континенту (Павлюк, Ладыженский, 1993). При цьому зіткнення тут супроводжувалося покровоутворенням, складчастістю та формуванням гірських споруд Криму і Кавказу. Таким чином, утворилася не рівномірна площина стикування двох літосферних плит, а рельєфна - з виступами і нішами. Саме до ніш континентальної окраїни СЄП приурочена більшість від'ємних ізостатичних аномалій сили тяжіння в Чорноморському регіоні, які на підставі моделювання трактуються як зони розуцільнення в літосфері (Бойко, Павлюк, 1996).

Геодинамічний режим Азово-Чорноморського регіону в альпійську тектонічну епоху зумовив не лише великі переміщення літосферних плит і блоків, а й сприяв різномасштабним горизонтальним зміщенням в осадовому покриві, виникненню тут шар'яжів, розвитку насувів і зсувів, дістричних розривів. В таких умовах уздовж фронтальних насувів формуються лінійні зони локальних антиклінальних складок, потенційних пасток нафти і газу.

Таким чином, еволюція регіону в мезозой-кайнозой тісно пов'язана з особливостями нафтогазонагромадження.

5. ЗАКОНОМІРНОСТІ НАФТОГАЗОНАГРОМАДЖЕННЯ

Розглянуто історію пошуків нафти і газу в надрах Азово-Чорноморського регіону, починаючи з другої половини XIX ст. і схарактеризовано усі родовища вуглеводнів, що відкриті в акваторіях українського шельфу Азовського та Чорного морів. Представлені структурні карти та геологічні розрізи по окремих родовищах. Охарактеризовано глибини залягання, компонентний склад та запаси усіх покладів газу і газоконденсату, а також розподіл вуглеводнів у геологічному розрізі та по площі. Характерною особливістю усіх покладів природних вуглеводнів в акваторіях АЧР є приналежність їх за фазовим складом до газових і газоконденсатних. Нафтових родовищ не виявлено. Розміщення родовищ характеризується яскраво вираженою субширотною зональністю. В геотектонічному відношенні відкриті родовища знаходяться в таких структурно-тектонічних елементах: Індоло-

Кубанському прогині (Північно-Керченське), Азовському валі (Морське, Стрілкове) та Каркінітсько-Північнокримському прогині (Голіцинське, Південно-Голіцинське, Шмідтівське, Штормове, Кримське, Одеське, Архангельське). Вони входять до Каркінітсько-Північнокримського, Центральньо-Азовського та Індоло-Кубанського нафтогазоносних районів. Виділено окремі нафтогазоносні комплекси як окремі формації чи групи формацій, що вміщують поклади природних вуглеводнів і характеризуються сприятливими структурними та літолого-фаціальними умовами для їх нагромадження та збереження (Доленко і др., 1971; 1975; Нефтегазоносные провинции..., 1985). Проаналізовано геолого-геофізичні матеріали щодо будови окремих антиклінальних складок та зроблено спробу по-новому класифікувати локальні структури, що містять пастки нафти і газу, з урахуванням впливу тангенціальних порухів (Pavljuk, 1994; 1996). Запропонований варіант дозволяє відііти роль горизонтальної складової тектонічних рухів в геологічному процесі формування складок. В класифікації виділено локальні структури і різновиди вуглеводневих пасток, що утворені в геодинамічних умовах розтягу та тектонічної компресії. Серед останніх - складки, сформовані в різних ділянках (ешелонах) літотектонічних пластин. Складки першого ешелону утворились у фронтальних (чолових) ділянках пластин. Їх північні борти значно крутіші південних та ускладнені розривами. Типовою складкою цієї моделі є структура Голіцина на шельфі в північно-західній частині акваторії Чорного моря. Складка лінійно витягнута в широтному напрямку; за ізогіпсою 2150 м має двосклепінну будову, північне крило більш круте і порушене насупом. Характерно, що амплітуда підкиду зростає з глибиною. Це може свідчити про лістричний характер розриву. Аналогічну будову має Одеське родовище. До цього класу складок в АЧР приурочені пластово-тектонічно екрановані та пластово-склепінні поклади газу. Складки другого ешелону сформовані в тилкових частинах літотектонічних пластин. Найчастіше вони розташовуються за складками першого ешелону, займаючи положення тилкових з півдня. Характерною складкою цього типу є Південно-Голіцинська, яка, порівняно з Голіцинською, має більш заокруглені форми, значно пологіші кути падіння крил, вона не така видовжена. Цей клас складок не зачеплений розривною тектонікою. До такого класу складок в АЧР приурочені пластово-склепінні поклади вуглеводнів. Другий тип складок в регіоні та пов'язані з ним поклади вуглеводнів входять до плікативних зон, що перебувають у спокійніших тектонічних умовах і мало або зовсім не зачеплені дистрофізмом. До районів поширення таких складок належить Південно-Українська монокліналь та окремі більш стабільні зони Азово-Чорноморського шельфу, Рівнинного Криму та Західного Причорномор'я. Моделі структурних форм цього типу являють собою брахіантикліналі та монокліналі. Основні типи покладів вуглеводнів - це пластово-склепінні та пластові літологічно екрановані. Третій тип локальних складок

поширений в Керченсько-Таманському міжпериклінальному прогині, де фіксуються максимальні потужності глинистих утворень майкопської формації. Завдяки своїй пластичності, найбільш рельєфно відображують глобальну тенденцію геодинамічного стиснення. Під його дією пластичні обвіднені глини зазнають найбільшої компресії, тектонічного згромадження і витискуються догори, протікаючи менш пластичні осадові породи. Цей режим зумовив широкомасштабний глиняний діапіризм. Тут можна виділити три класи складок, які відповідають різним за інтенсивністю стадіям компресії та діапіризму. На цій підставі нами виділені перспективні типи складок та пов'язаних з ними різновидів пасток, які можуть бути виявлені в АЧР.

Важливим результатом детальних структурних досліджень є виділення районів, які в нафтогазоносному плані суттєво відрізняються за цілим комплексом ознак: розмірами локальних складок, ступенем їх вираженості, морфологічним типом, співвідношенням структурних планів, щільністю структур на одиницю площі. За цими ознаками акваторії шельфів Чорного та Азовського морів займають відособлену позицію в порівнянні з сушею Рівнинного Криму. Як показано вище, Кримський п-в знаходився на торці зіткнення літосферних плит, в той час як північні шельфи Чорного та Азовського морів - відповідно у нішах колізійної смуги. Саме впливом різних за величиною геодинамічних напруг компресії пояснюються нами більші розміри локальних складок в цих акваторіях та менша їх кількість на одиницю площі. В цьому контексті нафтогазоносність акваторіальних ділянок АЧР оцінюється нами як значно перспективніша порівняно з територією Криму.

6. ГЕОДИНАМІЧНІ РЕЖИМИ ТА КРИТЕРІЇ НАФТОГАЗОНАГРОМАДЖЕННЯ

Ідеї неомобілізму на сучасному етапі розвитку нафтогазової геології стимулювали появу нових підходів у вивченні проблем нафтогазоносності, формування та еволюції нафтогазоносних провінцій. В цьому плані на перше місце виходить геодинамічний підхід як метод аналізу геологічної еволюції з урахуванням глобальних геологічних процесів. З'явилися узагальнюючі геодинамічні моделі розвитку нафтогазоносних провінцій (НГП), що враховують комплексні геолого-геохімічні та термодинамічні умови (Доленко, 1980; 1986; 1990; Гаврилов, 1986; Хаин и др., 1989; та ін.).

Найбільш універсальною в розглядуваному аспекті (і це визнають навіть опоненти) є геолого-геохімічна модель еволюції нафтогазоносних провінцій різного геодинамічного режиму та формування в них нафтових і газових родовищ, запропонована академіком Г.Н.Доленком (1990). Формування НГП, генерація, міграція та акумуляція нафти і газу, за Г.Н.Доленком, - це цілісний геолого-геохімічний процес. Субдукція

океанічної кори (в тому числі і в непряму її прояві) призводить до колізії, утворення сучасної структури НГП, а при досягненні астеносфери - викликає її збудження, внаслідок чого тут створюються термодинамічні умови для синтезу вуглеводнів. Останні через глибинні розломи мігрують вгору і нагромаджуються у пастках осадового покриву.

Геодинамічний аналіз АЧР, що включає виявлення статичної сучасної геологічної структури регіону шляхом інтерпретації геолого-геофізичних досліджень та аналізу геодинаміки розвитку Чорноморського басейну свідчить про колізійний характер формування АЧР і певну відповідність моделі Г.Н.Доленка. Геодинаміка АЧР в альпійську тектонічну епоху визначалася закриттям палеоокеану Тетіс та утворенням тлових басейнів Паратетису з проявами задугового спредингу. Розвиток Чорноморського басейну, який займав проміжне становище між континентальною окраїною Євразії та вулканічними острівними дугами, пов'язаний з кількома періодами активізації внаслідок розтягу літосфери і розкриття морських басейнів. В АЧР відзначено три основні періоди активізації задугового спредингу Паратетису: тріас-ранньоюрський, пізньоюрсько-ранньокрейдовий та олігоцен-міоценовий. Цим періодам відповідає час активного формування Чорноморських глибоководних западин та виникнення рифтових прогинів: Таврійського, Каркінітсько-Північнокримського та Індоло-Кубанського. Природно, що режим рифтогенів сприяв надходженню глибинних гідротерм з флюїдами вуглеводневого ряду. В останні 35 млн. років тут переважали зусилля стиску, що призвело до посиленого прогинання бортів Чорноморської западини і формування в їх межах крупних антиклінальних структур (валів і підняттяв), перспективних для акумуляції вуглеводнів. Такі умови типові для Каркінітсько-Північнокримського та Криловського прогинів та акваторіальної частини Варненської та Західно-Евксинської западин, де внутрішні частини ускладнювались інверсійними складками постеоценового етапу. Синтез, міграція і накопичення нафти і газу почалися тут, імовірно в олігоцен - пліоцені, коли йшло становлення сучасної структури Кримсько-Чорноморської НГП. В цей же час відбулось збудження астеносфери, яке спричинило перебіг процесу нафтогазоутворення з наступним транспортуванням продуктів по розломах у пастки осадового покриву, особливо у акваторіальні (шельфові) їх ділянки. Геодинамічний аналіз свідчить, що колізійний режим нафтогазонагромадження в Азово-Чорноморському регіоні мав свою специфіку. При визначальному характері глобального субдукційного процесу і колізії він був, однак, ускладнений суттєвим впливом рифтогенезу, викликаного задуговим спредингом. Враховуючи можливість надходжень глибинних вуглеводнів в час виникнення системи задугових рифтів, важко, проте, допускати формування родовищ у той час, оскільки тоді не існувало необхідних умов для акумуляції і збереження вуглеводнів. Більша частина їх була, очевидно, розсіяна в атмосфері. Однак відомо,

що поствулканічні, постгідротермальні системи приурочені не лише до основних фаз тектономагматичної активізації, а діють значно триваліший час і залежать від глибинної дегазації. Можна думати, що вона в більшій мірі зумовлена міграцією по постріфтових розломах, а також дифузною міграцією вуглеводнів (Ларченков, 1991), ніж темпами та інтенсивністю прогинання. Таким чином, вирішальну роль у нафтогазонагромадженні АЧР відіграв саме колізійний режим та задуговий спрединг як завершальні механізми формування геоструктури, що забезпечили утворення сучасних резервуарів вуглеводнів. Такий тектонічний режим визначив ряд геодинамічних критеріїв, що можуть бути використані при пошуках вуглеводнів. Оскільки структуроформним елементом альпійської тектоніки виступають субширотні розломи, які контролюють простягання і генетичний тип локальних складок, пошуково-розвідувальні роботи слід орієнтувати на детальніші геолого-геофізичне вивчення морфології розривів та їх простягань у шельфових ділянках.

При інтерпретації результатів геофізичних досліджень, необхідно враховувати природу насувних дислокацій, їх напрямленість і використовувати ці дані при зіставленні з геологічним матеріалом. Це дозволить передбачити відповідні зміни з глибиною ліній осей та склепінь складок.

Геодинамічний підхід до оцінки перспектив нафтогазоносності значно розширює можливості виявлення нових типів складок - пасток нафти і газу, які ще не виявлені в АЧР, а саме підсувних, горстових (клиновидних), шовних, пов'язаних зі скидами тощо.

7. ЗІСТАВЛЕННЯ ЕВОЛЮЦІЇ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКОГО І БАРЕНЦОВОМОРСЬКОГО ПЕРИКОНТИНЕНТАЛЬНИХ ШЕЛЬФІВ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ

Азово-Чорноморський та Баренцовоморський шельфи в сучасній геотектонічній позиції займають периконтинентальні ділянки окраїни ССП: Азово-Чорноморський - південну, Баренцовоморський - північну. Їх геологічна будова та нафтогазоносність значною мірою визначалися процесами еволюції, зокрема, геодинамікою окраїн Європейського палеоконтиненту, формуванням специфічних окраїнно-континентальних структур упродовж минулих тектонічних епох. Еволюція шельфів на периферії палеоконтиненту залежала від геодинамічних процесів, які відбувалися в сусідніх геоструктурах, що оточували континент.

Аналіз та зіставлення будови Баренцовоморського та Чорноморського шельфів дозволяють зробити певні висновки щодо спільності їх характеру. Це, по-перше, близька геотектонічна позиція акваторій на перикліналях ССП. По-друге, земна кора як Баренцовоморського, так і Чорноморського шельфів має триарусну будову і складається з "базальтової", "гранітої"

та осадової верств, потужність яких та співвідношення в обох регіонах змінюються у значних інтервалах. По-третє, в Баренцовоморській та Чорноморській акваторіях наявні зони потоншення кори та безграничні ділянки ("базальтові вікна"). По-четверте, в обох акваторіях відзначаються зони розтягу і деструкції, з якими пов'язані смуги гравітаційних мінімумів і для яких характерні підвищені значення теплового потоку та наявність коро-мантийної суміші, що властиве рифтовим структурам. В Баренцовоморському регіоні, як і в Чорноморському в мезозой-кайнозойських комплексах виявлено значні запаси вуглеводнів. Водночас відмінною рисою будови акваторій є більш диференційований склад Баренцовоморського фундаменту, що включає складчасті комплекси різного віку консолідації - карельського, байкальського і каледонського. Для Баренцового моря характерним є наявність крайових пасм каледонського (норвезького) та пізньогерцинського (новоземельського) тектогенезу, що облямовують акваторію шельфу відповідно з заходу і сходу.

Результати математичного моделювання щільності літосфери (Бойко, Павлюк, 1993) свідчать, що земля кора і верхня мантия Баренцовоморського регіону розмежовані на окремі вертикальні блоки, які розділені лініями. Глибоководні жолоби шельфу добре зіставляються з конфігурацією розсідлованих зон. Це - одне із свідчень тривалого успадкованого та однапрявленого процесу розтягу літосфери Баренцового моря (Геодинаміка и нефтегазоносность Арктики, 1993).

Структура осадового покриву Баренцовоморського шельфу має успадкований характер розвитку. Основні зони осадконагромадження з максимальними потужностями в пізньому мезозойі здебільшого успадковують структуру палеозой-ранньомезозойських рифтів, заповнених вулканогенно-теригенними утвореннями. Саме над рифтогенами в юрський і крейдовий періоди утворюються обширні синеклізи. В кайнозойський час домінують блокові порушення з переважанням підняття. Накладений характер тектонічних порушень мають лише вздовж архіпелагу Нова Земля, де вони пов'язані з насувними процесами сусіднього Урал-Пайхойсько-Новоземельського складчастого поясу та вздовж сучасної бровки шельфу в новоутворених рифтах, що спричинене розкриттям Атлантики та Північного Льодовитого океану. Цей процес створив розгалужену мережу окраїнно-континентального рифтогенезу.

Переважаання розтягу на Баренцовоморському шельфі упродовж мезозойсько-кайнозойського часу зумовило розвиток рифтогенних структур (перм-тріас) та успадкованих ними синекліз (юра-неоген). Така геодинаміка, в свою чергу, викликала і появу різних структурних форм, що акумулювали природні вуглеводні. Пастками, що вміщують скопчення вуглеводнів в Баренцовому морі, є структурні антиклінальні підняття.

Таким чином, дослідження еволюції північної акваторіальної окраїни Східно-Європейської платформи, яка включає Баренцовоморський

шельф, показує, що її формування упродовж останніх 345 млн. років, з кінця девону, проходило переважно в умовах пасивної континентальної окраїни. Цей процес відбувався на тлі потоншення континентальної кори та її деструкції (Павлюк та ін., 1993). Він зумовлений глобальними зусиллями розтягу, які спричинили наявність у крайовій частині ССП розгалуженої рифтової системи та блокової роздробленості літосфери. Саме через це в осадовому покриві Баренцовоморського шельфу відсутня дрібна, малоамплітудна локальна складчастість, характерна для Азово-Чорноморського шельфу.

Для Баренцовоморського шельфу визначальними були зусилля розтягу та рифтогенез, які утворили прості платформові антикліналі і крупні структурні пастки вуглеводнів із запасами в триліони кубічних метрів газу. Геодинамічними ситуаціями, на нашу думку, пояснюються і режими нафтогазонагромадження - колізійний в Азово-Чорноморському регіоні та рифтогенно-депресійний в Баренцовоморському (Павлюк, 1990; Pavljuk, 1996). Така відмінність спричинює і різні підходи до вивчення районів, прогнозування перспективних ділянок, критеріїв нафтогазоносності та оцінки потенційних ресурсів вуглеводневої сировини.

ВИСНОВКИ

В результаті проведених досліджень з геодинамічних позицій з'ясовано історію геологічного розвитку Азово-Чорноморського регіону в завершальну альпійську епоху тектогенезу та її вплив на умови та критерії нафтогазонагромадження.

Геологічна історія досліджувалася шляхом виділення та геодинамічної характеристики мезозой-кайнозойських формацій АЧР. На цій основі встановлено дві геодинамічні стадії в історії розвитку регіону. Перша стадія - тафrogenна - характеризується нагромадженням потужних вулканогенно-теригенних формацій лише в межах вузьких і видовжених тектонічно обмежених прогинів типу Каркінітсько-Північнокримського рифта з геодинамічним режимом розтягу. Друга стадія - таласогенна - з властивим їй широким розповсюдженням трансгресій і розвитком шельфових формацій, в тому числі карбонатних.

Аналіз глибинної будови північної ділянки АЧР дозволив нам пояснити зовнішні кути фундаменту ССП жорсткими архейськими масивами (протоплитами), облямованими ранньо-середньопротерозойськими складчастими структурами до напрямку яких пристосовувались і пасма байкалід, і навіть структурні форми нижніх ярусів осадового покриву. Доведено, що стикування Євразійської і Африкано-Аравійської літосферних плит в межах АЧР значною мірою залежало від конфігурації контактних країв цих плит. Утворилася не рівномірна площа стикування, а рельєфна з виступами і нішами. Нами встановлено, що в проміжках між виступами в "колізійних нішах" поміркованішою

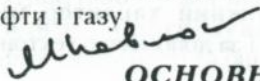
тектонічної компресії і згромадження локальні підняття мають більші розміри, меншу контрастність; вказані ділянки мають меншу щільність антиклінальних піднять. За цими ознаками "колізійні ніші" охарактеризовані як бідні перспективні нафтогазоносні ділянки АЧР. Геодинамічний режим Азово-Чорноморського регіону в альпійську тектонічну епоху зумовив не лише великі пересування літосферних плит і блоків, а й сприяв різномасштабним горизонтальним зміщенням в осадовому покриві, виникненню тут шар'яжів, розвитку насувів, ретронасувів, зсувів, лістричних розривів, літотектонічних пластин, характерної "обернено-ступінчастої тектонічної зональності" тощо. Структурні побудови, виконані із залученням новітніх даних сейсморозвідки і буріння в Азово-Чорноморському шельфі, підтверджують вирішальний вплив тангенціальних напруг стиску на формування регіональної і локальної складчастості. Насувні дислокації стають основними структурними елементами, які визначають характер кайнозойської тектоніки АЧР, що має проміжний характер між германотипною і альпінотипною. Це доведено нами і за допомогою тектонофізичного моделювання.

Усе це служить підґрунтям нової геодинамічної моделі формування локальних піднять та пов'язаних з ними типів покладів нафти і газу АЧР. Складки, сформовані в окремих літотектонічних пластинах, за умовами формування розділені на два ешелони - чолові (фронтальні) і тилові. Третій тип локальних складок пов'язаний з Керченсько-Таманською "колізійною нішею", де, завдяки максимальній потужності пластичних глин майкопської формації, виразніше проявляється глобальна тенденція геодинамічного стиснення. Запропонована модель дозволяє прогнозувати нові типи складок і пасток нафти і газу, зумовлених геодинамічними процесами стиснення і розтягу.

Близька геотектонічна позиція Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів, що розташовані на периферіях ССР дозволило провести зіставлення їх геодинамічної еволюції та нафтогазоносності. Еволюція Баренцовоморського шельфу упродовж мезозойсько-кайнозойського часу характеризується розтягом та формуванням пасивної континентальної окраїни, що зумовлений глобальними геодинамічними процесами - розкриттям Атлантичного і Північного Льодовитого океанів. Це спричинило розвиток рифтогенних структур (перм-тріас) та успадкованих ними синекліз (юра-неоген). Цей процес відбувався на тлі потоншення континентальної кори та її деструкції. В осадовому покриві Баренцовоморського шельфу відсутня дрібна, малоамплітудна локальна складчастість, характерна для Азово-Чорноморського шельфу. Умовами розтягу та деструкції кори пояснюється пропорційно відносно менша кількість антиклінальних складок на одиницю площі, величезні (до 100 км в поперечнику) розміри останніх та істинно германотипний характер складчастості.

Отже, якщо для Азово-Чорноморського шельфу визначальними були зусилля стиску і складчасто-насувні дислокації, що зумовили характер антиклінальних піднять і відповідно невеликі типи пасток нафти і газу, то для Баренцовоморського шельфу переважаючими були зусилля розтягу та рифтогенез, які утворили прості платформові антиклінали та крупні структурні пастки вуглеводнів. Геодинамічними ситуаціями визначались і режими нафтогазонагромадження - колізійний в АЧР та рифтогенно-депресійний в Баренцовоморському регіоні. Така відмінність спричинює і різні підходи до вивчення районів, прогнозування перспективних ділянок, критеріїв нафтогазозносності та оцінки потенційних ресурсів вуглеводневої сировини.

В Азово-Чорноморському шельфі з метою підвищення ефективності пошукових робіт останні слід сконцентрувати в "колізійних нішах" та вздовж субширотних структуроформуючих розривів, які контролюють простягання та геодинамічний тип локальних складок - потенційних пасток нафти і газу.



ОСНОВНІ ОПУБЛІКОВАНІ РОБОТИ ПО ТЕМІ ДИСЕРТАЦІЇ

Монографії:

1. Тектоніка і формації області зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити. - К.: Наук. думка, 1978. - 148с. (співавтор О.Т.Богаєць).
2. Фациальные особенности и перспективы нефтегазозносности меловых отложений юга Украины. - К.: Наук. думка, 1981. - 138 с. (соавт. Григорьева В.А., Каменецкий А.Е., Палинский Р.В., Плахотный Л.Г.).
3. Геологические формации нефтегазозносных провинций Украины. - К.: Наук. думка, 1984. - 232 с. (соавт. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Галабуда Н.И. и др.).
4. Нефтегазозносные провинции Украины. - К.: Наук. думка, 1985. - 172 с. (соавт. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др.).
5. Геология шельфа УССР. Нефтегазозносность. - К.: Наук. думка, 1986. - 152 с. (соавт. Богаєць А.Т., Бондарчук Г.К., Леськів Й.В. и др.).
6. Разломная тектоника и нефтегазозносность Украины. - К.: Наук. думка, 1989. - 116 с. (соавт. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Кравец В.В. и др.).
7. Геодинамика и нефтегазозносность Арктики. - М.: Недра, 1993. - 324 с. (соавт. Гаврилов В.П., Федоровский Ю.Ф., Тонов Ю.А. и др.).

Статті:

8. Формації осадового комплексу Рівнинного Криму / ДАН УРСР. Сер.Б. - 1970. - N 4. - С.310-313 (співавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк О.І.).
9. Про перехідний (парагеосинклінальний) етап розвитку Кримської

частини Скіфської плити // Геол. журнал АН УРСР. - 1970. - Вип.4. - с.78-82. (співавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк О.І.).

10. Про характер зчленування Східно-Європейської і Скіфської платформ в межах Криму // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1971. - Вип.25. - С.29-31.

11. Перспективи і напрям пошуків родовищ нафти і газу в Кримській нафтогазоносній провінції // Там же. - С.14-23 (співавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк О.І.).

12. Про типізацію геологічної структури рівнинного Криму // Там же. - Вип.27. - С.3-10 (співавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк О.І.).

13. Геотектонические условия нефтегазоносности Крымской нефтегазоносной провинции // Сб.реф. НИР ИГГГИ АН УССР (Вип.8, 1968-1969 гг.). - К.:Наук.думка, 1971. - С.80-83 (соавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк А.І.).

14. Формационный анализ и проблема границы Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты // Региональная тектоника Украины и закономерности размещения полезных ископаемых: Тез.докл. I республ. тектон. совещ. - К.:Наук.думка, 1971. - С.196-197.

15. Некоторые особенности тектоники и размещения месторождений газа Равнинного Крыма // Перспективы обеспечения газовой промышленности УССР ресурсами природного газа. - М.:Недра, 1972. - С.159.

16. О базальной прибрежно-континентальной терригенной формации платформенного чехла Равнинного Крыма и Центрального Причерноморья // Геол.сб. Львовского геол. об-ва. - Львов: Изд-во Львов. ун-та, 1973. - N 14. - С.53-59 (соавт. Богаец А.Т.). 17. Связь строения осадочного чехла Причерноморья со структурой фундамента и размещение зон нефтегазоаккумуляции // Рефераты НИР ИГГГИ АН УССР (1973). - К.: Наук. думка, 1975. - С.29-31 (соавт. Доленко Г.Н., Парильяк А.І., Копач І.П. и др.).

18. Основні етапи тектонічного розвитку Скіфської плити у межах Криму // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1973. - Вип.36. - С.3-7 (співавт. Доленко Г.Н., Копач І.П., Парильяк О.І.).

19. Генезис и перспективы нефтегазоносности платформенных формаций равнинного Крыма и центрального Причерноморья // Стратиграфия, условия формирования, состав и свойства осадочных пород УССР - К., 1973. - С.114-116.

20. Про формування границі Східно-Європейської платформи в межах центрального Причерномор'я // Доп. АН УРСР. Сер.Б. - 1974. - С.307-310 (співавт. Доленко Г.Н.).

21. Основные факторы нефтегазоаккумуляции Крыма и прилегающих территорий // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. - К.:Наук.думка, 1975. - С.180-185 (соавт. Доленко Г.Н., Парильяк А.І., Копач І.П. и др.).

22. Обоснование перспектив и разработка рекомендаций по направлению геологоразведочных работ на нефть и газ в акваториях Черного и Азовского морей // Реф. НИР ИГГГИ АН УССР (1975). - К.:Наук.думка, 1976. - С.20-24 (соавт. Доленко Г.Н. и др.).

23. Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа на территории УССР // Реф. НИР ИГГИ АН УССР (1975). - К.: Наук. думка. - 1976. - С.34-38 (соавт. Доленко Г.Н. и др.).

24. Принцип унаследованности и современная структура Центрального Причерноморья // Матер. XI Конгресса КБГА. - К.: Наук. думка, 1977. - С.111-112 (соавт. Доленко Г.Н.).

25. Прогнозные запасы нефти и газа юга Украинской ССР // Современные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. - К.: Наук. думка, 1977. - С.112-117 (соавт. Парыляк А.И., Копач И.П., Плотников А.М. и др.).

26. Геологические формации Южно-Сарматской краевой системы и их связь с развитием Причерноморья // Осадочные формации и их нефтегазоносность: Тез. докл. Всесоюз. семинара: - М., 1978. - С.31-33 (соавт. Богаец А.Т.).

27. Изучение свойств нефтей и газов нефтегазоносных провинций Украинской ССР. Н Труды ИГГИ АН УССР: Деп. в ВИНТИ. - 1980. - вып. N 3433-79. - С.99-121 (соавт. Бойчевская Л.Т., Галабуда Н.И., Гринберг И.В. и др.).

28. О структурном положении угленосных отложений Западного Причерноморья // Тез. докл. VI Всесоюз. геол. угольного совещ. Львов. - 1980. - С.174-175.

29. Генезис поперечных дислокаций Центрального Причерноморья // Труды ИГГИ АН УССР: Деп. в ВИНТИ. - 1981. - Вып. 16, N 812-81. - С.15-24.

30. Терригенные литофации нефтегазоносных провинций Украины // Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных залежей: Тез. докл. респ. совещ. - Львов, 1981. - С.20 (соавт. Сеньковский Ю.Н., Киселев А.Е., Галабуда Н.И. и др.).

31. О геологическом развитии Крыма и Причерноморья: Резюме XII Конгресса КБГА. - Бухарест, 1981. - С.194-195.

32. Геологические формации осадочных бассейнов Украины // Формации осадочных бассейнов: Тез. докл. V Всесоюз. семинара. М., 1985. - С.23-25 (соавт. Доленко Г.Н., Галабуда Н.И., Ризун Б.П. и др.).

33. Формирование структуры южного обрамления Восточно-Европейского кратона // Pros. reports of the XIII-th Congr. of CBGA. Part 1. - Poland. Krakow, 1985. - P.320-321.

34. Новые объекты поисков УВ в нефтегазоносных провинциях Украины // Нефтяная и газовая промышленность. - К., 1987. - N 4. - С.9-12 (соавт. Доленко Г.Н., Кравец В.В.).

35. Естественно-целевой метод системного анализа и геодинамическое моделирование типов нефтегазоносных провинций // Распараллеливание обработки информации: Тез. докл. VII Всесоюз. школы-семинара. - Львов, 1987. - С.106.

36. Мезозойские вулканогенно-осадочные образования юго-запада Украины // Тез. докл. Всесоюз. литолог. совещ. - Ереван. 1988. - С.80-82 (соавт. Лещух Р.И.).

37. Геодинамические ситуации формирования нефтегазоносных

провинций Украины // Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр: Тез. докл. I Всесоюз. конф. - М., 1988. - С.141-142 (соавт. Галабуда Н.И., Ризун Б.П.).

38. Тектоническое районирование восточной части Баренцева моря по данным трехмерного геоплотного моделирования // Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР: Тез. докл. I науч.-практ. конф. - Мурманск, 1989. - С.33-35 (соавт. Бойко Г.Е., Гайванович О.П.).

39. Зоны разуплотнения тектоносферы Приновоземелья - вероятные зоны нефтегазоаккумуляции // Там же. - С.62-63 (соавт. Бойко Г.Е., Гайванович О.П.).

40. Глубинное строение и нефтегазоносность зон сочленения Восточно-Европейской платформы и подвижных поясов // Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых запада Украинской ССР: Тез. докл. респ. конф. - Львов, 1989. - Т.1. - С.32-39 (соавт. Бойко Г.Е., Федоровский Ю.Ф., Борисов А.В. и др.).

41. Особенности глубинного строения Баренцевоморского шельфа // Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР: Тез. докл. II Всесоюз. конф. - М., 1990. - С.31 (соавт. Бойко Г.Е., Федоровский Ю.Ф., Гайванович О.П.).

42. Геодинамическая эволюция и формирование структуры нефтегазоносных провинций Баренцева и Черного морей // Там же. - С.126-127.

43. Исследование малоамплитудных нарушений в осадочном комплексе Баренцева моря // Малоамплитудная тектоника. Методы и результаты прогнозирования. - К.: Наук. думка, 1991. - С.89 (соавт. Борисов А.В., Горюхов В.К., Астафьев О.В., Назимов В.В.).

44. О характере субширотных дислокаций Причерноморья // Там же. - С.90-91 (соавт. Палинский Р.В., Чир Н.М.).

45. Modelling of the Barents Sea Tectonosphere // Intern. Seminar on Tectonics of the Barents Sea Kara Sea Regions. Murmansk, 1991. - P. 3-4 (with Boiko G.)

46. Profound Structure of Barents-Karski shelf and oil-gas bearing // Intern. Conf. on the oil and gas Prospectivity. Murmansk, 1992. - A.3 (with Zabigailo W., Boiko G.).

47. Структурно-формаційні поверхи нафтогазоносності Баренцевоморського шельфу // Тектогенез і нафтогазоносність надр України: Тез. доп. наук. наради. - Львів, 1992. - С.122 (співавт. Федоровський Ю.Ф.).

48. Геодинаміка закриття океану Tetic і формування Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною провінції // Там же. - С.118.

49. Formation and tectonic evolution of Carpathian forland during Baikalian phase // Plate tectonic Aspects of Alpine Metallogeny in the Carpatho-Balkan Region: Mat. of Intern. Conf. of UNESCO. - Budapest, 1993. - P.35 (with Rizun B., Tchyje E., Bojitchuck M.).

50. Геодинамические критерии перспектив нефтегазоносности западной части Черного моря // Геологический журнал. - К.: Наук. думка, 1993. - N 3. - С.126-131 (соавт. Ладыженский Г.Н.).

51. Особливості геодинаміки Баренцево-Карського шельфу // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - N 4(85). - С.37-43 (співавт. Варічев С.О., Бойко Г.Ю., Федоровський Ю.Ф.).

52. Тепловий потік і астеносфера Карської синеклізи в зв'язку з

нафтогазоносністю // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1994. - № 1-2 (86-87). - С.20-28 (співавт. Варічев С.О., Сергієнко С.І., Федоровський Ю.Ф.).

53. Деякі геодинамічні аспекти південно-західного краю Східно-Європейської платформи // Геодинаміка гірських систем Європи: Тез. доп. Міжнарод. симпоз. - Львів, Яремче, 1994. - С.20-21 (співавт. Різун Б., Бойчук М., Чиж С.).

54. New approach to the evaluation of The Oil and Gas bearing prospects of the Black Sea Area // Symposium the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Sea Area. - Varna, 1994. - P.45-46.

55. Hydrocarbon potential of the Black Sea Crimea province (Ukrainian sector) // Symposium the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Area. - Varna, 1994. - P.80-81 (Zabigaylo W.).

56. Про ймовірний механізм формування складок в альпійському осадовому комплексі північно-західної частини шельфу Чорного моря // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1995. - № 1-2. - С. (співавт. Бокун О.М., Конач І.П., Савчак О.З.).

57. Проблема класифікації нафтогазових пасток (на прикладі Азово-Чорноморського шельфу) // Нафта і газ України-96: Тез. доп. наук.-практич. конф. - Харків, 1996. - С.227 (співавт. Савчак О.З., Колодій І.В.).

58. Особливості геодинаміки Азово-Чорноморського регіону та нафтогазоносність // Тектонические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности: Тез.докл. межд. конф. - Киев; Симферополь, 1996. - С.107-108 (співавт. Забігайло В.Ю., Конач І.П.).

59. Моделирование щільності літосфери шельфу Чорного моря Там же. - С.15-17 (співавт. Бойко Г.Ю.).

60. Геодинаміка і нафтогазоносність Баренцовоморського і Азово-Чорноморського периконтинентальних шельфів // Там же. - С.105-107.

61. Comparative geodynamics of Black Sea and Barents Sea oil-gas-bearing provinces // 2-d International Symposium on the Petroleum Geology and Petroleum Potential of Black Sea Area. - Sile-Istanbul, 1996. - P.50.

62. Геодинамічна модель формування структури Кримсько-Чорноморської нафтогазоносною провінції // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1997. - №1-2.

63. Особливості складчастості осадового покриву Азово-Чорноморського регіону // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1997. - № 1-2.

64. Нові уявлення про геодинаміку і перспективи нафтогазоносності Українського Причорномор'я // Мат. Річного Вісника Наукового Товариства ім. Шевченка. - Львів, 1997 (в друці).

65. Атлас родовищ нафти і газу України. Південно-Український нафтогазоносний район // Львів: УНГА, 1997 (співавт. Денєга Б.І., Захарчук С.М., Іванишин В.С. та ін.). (в друці).

У публікаціях 1-9, 11-13, 16-18, 20-27, 30, 36-41, 43-47, 49-53, 55-59, 65 М.І. Павлюк є рівноправним автором, який виконав геологічні дослідження, графічні побудови карт і розрізів, здійснив аналіз та інтерпретацію одержаних результатів, запропонував нові підходи до оцінки нафтогазоносності та нові напрямки геологорозвідувальних робіт.

Pavljuk M.I. The Mesozoic - Cenozoic evolution and oil-gas-bearing of Azov - Black Sea shelf. Manuscript. The thesis is presented for a Doctor's degree of Geological Sciences (the speciality 04.00.17 - Geology of oil and gas). Institute of Geology and Geochemistry of Fuels, NAS of Ukraine, Lviv, 1997.

It is supporting the results of the investigation of Azov - Black Sea shelf evolution as a formation sequence of Mesozoic - Cenozoic paragenetic complexes - the indicators of the geodynamic efforts of stretching (taphrogenic stage), compression and isostasy (talasogenic stage). The intermediate character of local folding (between Alpintypic and Germantypic ones) has been grounded. Such character of folding is conditioned by the gorizontal movements and tectonic compression on the contact of Euroazian and Afro-Aravian lithospheric plates. It is revealed the dependence of intermediate folding, hydrocarbon trap formation, oil-gas-bearing perspectives of the region upon the disconformity degree of collision of the lithospheric plates. The new classification of local folds, which has been elaborated on the geodynamical basis, allows to predict the perspective traps of different genetic types. The comparative analysis was carried out and models of oil and gas accumulation for the margins of East-European platform have been grounded: the collisional model for Azov - Black Sea pericontinental shelf and riftogenic-depressional model for Barantsev Sea one.

Павлюк М.И. Мезозой-кайнозойская эволюция и нефтегазоносность Азово-Черноморского шельфа. Рукопись. Диссертация на соискание ученой степени доктора геологических наук по специальности 04.00.17-Геология нефти и газа. Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины, г. Львов, 1997.

Защищаются результаты исследований эволюции Азово-Черноморского шельфа как формационной последовательности мезозой-кайнозойских парагенетических комплексов-индикаторов геодинамических усилий растяжения (тафрогенный этап), сжатия и изостазии (талассогенный этап). Обосновано промежуточный - между альпийотийским и германотийским - характер локальной складчатости, обусловленный горизонтальными движениями и тектонической компрессией на контакте Евразийской и Африкано-Аравийской литосферных плит. Выявлено зависимость промежуточной складчатости, образования ловушек углеводородов и перспективности региона на нефть и газ от степени дискордантности столкновения литосферных плит. Разработанная на геодинамической основе новая классификация локальных складок позволяет прогнозировать перспективные ловушки разных генетических типов. Проведено сравнительный анализ и обосновано коллизионную модель нефтегазонакопления в Азово-Черноморском и рифтогенно-депрессионную - в Баренцевоморском периконтинентальных шельфах - окраинах Восточно-Европейской платформы.

Ключові слова: еволюція, нафтогазоносність, шельф, формація, складчастість, поклад, літосферна плита, моделювання, класифікація.



Друкарня видавництва "ЕНЕЙ"

м. Львів, вул. Наукова 3а,

Здано до друку 19.05.97. Формат 60х84/16

Друк офсетний. Папір офсетний.

Тираж 120 екз. Замовлення №39

436513

AB 37.860