

doi: <https://doi.org/10.15407/gpimo2019.01.032>

М.І. Павлюк, М.Б. Яковенко

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МОРСЬКИХ ОКРАЇН СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ

Відображена історія геологічних досліджень і пошуків нафти і газу в морських окраїнах Східноєвропейської платформи — Азово-Чорноморській і Баренцово-морській. Описана будова родовищ вуглеводнів. Відтворено головні етапи геотектонічного розвитку та з'ясовані геодинамічні умови формування нафтогазоносних провінцій окраїн платформи, що дозволяє деталізувати перспективи і націлити пошуково-розвідувальні роботи на основі поглибленого аналізу новітніх та переінтерпретації раніше отриманих геологічних матеріалів, а також оцінити їхній вуглеводневий потенціал.

Ключові слова: *акваторіальні окраїни Східноєвропейської платформи, Азово-Чорноморський шельф, Баренцовоморський шельф, родовища вуглеводнів, нафтогазоносність, геодинамічний розвиток.*

Однією з пріоритетних, як фундаментальних так і прикладних проблем сучасної нафтогазової геології є встановлення критеріїв та оцінки перспектив нафтогазоносності, підвищення ефективності пошуків природних вуглеводнів в тому числі в акваторіях. На процеси і явища, що об'єднані терміном «нафтогазоносність» визначальний і вирішальний вплив має геотектоніка, зокрема геодинамічний розвиток та геодинамічний режим регіону. Формування нафтогазоносних провінцій і областей та нафтогазоперспективних об'єктів підпорядковані тектонічному розвитку регіонів на протязі всієї геологічної історії. Зміна геодинамічного режиму на всіх рівнях — від глобального до регіонального викликає зміну характеру нафтогазоперспективних об'єктів, їхньої генетичної суті, просторових параметрів та інших характеристик. Особливості геодинамічного розвитку регіонів, у свою чергу, визначають напрямки та методику нафтопошукових робіт.

Геологією та нафтогазоносністю Азово-Чорноморського регіону Інститут геології і геохімії горючих копалин Національної академії наук України займається з 1966 р. Відтоді опубліковано понад 200 наукових статей і 14 монографій, присвячених геології

© М.І. ПАВЛЮК, М.Б. ЯКОВЕНКО, 2019

та нафтогазоносності цього перспективного регіону, де виявлено цілу низку родовищ вуглеводнів як на суходолі, так і в акваторіях.

Баренцовоморський шельф, порівняно з Азово-Чорноморським, вивчений гірше. Лише в останні роки, завдяки активним пошукам і розвідці вуглеводнів у Баренцовоморській акваторії його дослідження значно прискорилося.

Результатом проведених робіт стало відкриття великих газових родовищ. У цьому є і суттєвий внесок Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, що стало можливим завдяки майже десятирічній співпраці спеціальної геолого-геофізичної експедиції Інституту з виробничими об'єднаннями «Арктиморнефтегазразведка», «Союзморгео», «Севморгеофизика», Мурманської арктичної геологічною експедицією (м. Мурманськ), які проводили морські геологічні, геофізичні та бурові роботи в Баренцовому морі.

Геодинамічну історію формування Баренцовоморського та Азово-Чорноморського шельфів, а також їхню глибинну будову та еволюцію детально розглянуто у монографії Мирослава Павлюка «Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів» (2014) [1].

Азово-Чорноморський і Баренцовоморський шельфи Східноєвропейської платформи близькі та подібні не тільки за географічним розташуванням (перший на півдні, другий на півночі платформи) та геотектонічною позицією акваторій, а й за багатьма геологічними показниками та параметрами і спільністю їхнього характеру. Зокрема, виявлено численні аналогії, серед яких — триарусна будова земної кори — «базальтовий», «гранітний» та осадовий шар, потужності та співвідношення яких змінюються в значних інтервалах; наявність зони стоншення кори і безгранітні ділянки (так звані «базальтові вікна») та зон розтягу і деструкції, з якими пов'язані смуги гравітаційних мінімумів і для яких характерні підвищені значення магнітного поля та наявність коро-мантіїної суміші, що характерно власне структурам рифтового типу. Проте обидві акваторії, крім деяких відмінних рис глибинної будови (диференціація складу фундаменту, наявність складчастих комплексів різного віку консолідації, та ін.), кардинально розрізняються за геодинамікою, геодинамічними умовами, еволюцією та режимом і, як наслідок, за розмірами структур, нафтогазоносністю та запасами вуглеводнів [2—4].

Серед тектонічних зусиль в мезозойсько-кайнозойській історії Баренцовоморського шельфу переважав розтяг, генетично і синхронно пов'язаний з розкриттям Атлантики та Північного Льодовитого океану. Цей процес викликав розгалужену мережу окраїнно-континентального рифтогенезу. Обширний Баренцовоморський шельфовий басейн у цей час, принаймні з мезозою, був пасивною континентальною окраїною. Його основу становили фундаменти давніх платформ та знівельовані складчасті пояси, які їх розділяли.

Переважання розтягу на Баренцовоморському шельфі упродовж мезозойсько-кайнозойського часу зумовило розвиток рифтогенних структур (перм-тріас) та успадкованих ними синекліз (юра-неоген).

Структурні форми, що акумулювали природні вуглеводні в Баренцовоморському регіоні — це величезні пологі, куполоподібні, майже ізометричні антиклінали, мінімально зачеплені диз'юктивними порушеннями, що містять значні і навіть гігантські поклади газу.

Історія пошуків і розвідки вуглеводнів в Азово-Чорноморському регіоні

Надра Причорномор'я здавна відомі як вмістища природних вуглеводнів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках періоду Боспорського царства (4—2 тис. років до н. е.), знайдені на Керченському п-ові в Криму.

Однак систематичне вивчення геологічної будови та нафтогазоносності Причорномор'я розпочалося лише з другої половини XIX ст.

Розвідувальне буріння на Керченському п-ові розпочато 1864 р. з неглибоких свердловин поблизу природних витоків нафти. Бурові роботи, які проводили іноземні фірми (Ракі, Блюменталь, Нобель, Ліст та ін.), значних результатів не дали, однак на окремих площах уже тоді виникли невеликі нафтопромисли.

Лише зі створенням наприкінці 1944 р. тресту «Кримнафтогазрозвідка» пов'язується важливий етап вивчення і освоєння надр регіону: нарощуються обсяги геологопошукових робіт з поступовим охопленням нових районів, розширюється стратиграфічний діапазон досліджуваних відкладів. Велику роль у нафтогазопошукових роботах відіграли сейсмічні дослідження, які стали обов'язковими при постановці пошукового буріння на нафту і газ.

Перший фонтан газу на території Рівнинного Криму одержано на Задорненській площі з відкладів палеоцену лише 1960 р.

Відкриття в шістдесятих роках низки родовищ вуглеводнів у Рівнинному Криму підводило геологів до думки про пошуки нафти і газу в прилеглих шельфах Чорного та Азовського морів. Геологічні прогнози, які базувалися на аналізі структурно-тектонічних та літолого-фаціальних умов нафтогазонакопичення в Рівнинному Криму та Присивашші (О.Т. Богаєць, Г.Г. Бондарчук, Б.І. Денєга, Г.Н. Доленко, С.М. Захарчук, М.І. Павлюк, Р.В. Палінський, О.І. Парильяк, Л.Г. Плахотний, Б.М. Полухтович, А.І. Самсонов та ін.), дозволили оптимістично оцінювати ці акваторії. Єдиною перешкодою було погане технічне забезпечення та технологічна недосконалість бурових робіт.

На початок сімдесятих років на північно-західному шельфі Чорного моря сейсмічними дослідженнями вже було підготовлено низку структур під глибоке буріння і 1975 р. на піднятті Голицина зі св. 7 отримано перший в Україні фонтан газу на Чорноморському шельфі. Почався новий етап нафтопошукових робіт, де важливу роль відігравали дослідження в акваторіях. 1976 р. одержано приплив газу зі св. Північнокерченська-1 в Азовському морі.

З 1970 по 1980 р. у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами виявлено близько 40, а на шельфі Азовського моря — 20 перспективних структур.

Акваторії залишаються найважливішим і найперспективнішим об'єктом Причорномор'я щодо пошуків нафти і газу, де, згідно з експертними науковими оцінками Української нафтогазової академії (УНГА), лише на шельфі і континентальному схилі українського сектора зосереджено приблизно 2,4 млрд тонн умовного палива, що становить близько 44 % усіх залишкових нерозвіданих ресурсів України.

Станом на сьогодні на шельфі Чорного моря виявлено 5 газових, 2 газоконденсатних родовища, а на шельфі Азовського моря — 5 газових родовищ (з них

3 — в акваторіальних водах України): Голицинське газоконденсатне, Південно-Голицинське газове, Шмідтівське газове, Штормове газоконденсатне та газові родовища — Кримське, Одеське, Архангельське, Стрілкове, Північно-Керченське та Морське.

Голицинське газоконденсатне родовище — відкрите в 1975 р., розташоване в акваторії Чорного моря на шельфі приблизно 70 км на північний захід від с. Чорноморське в Каркінітсько-Північно-Кримському прогині. Глибина моря в районі родовища становить 30—40 м. Уперше підняття було виявлено при сейсмічних дослідженнях МВХ 1964 р. по горизонтах у неогенових та палеогенових відкладах. Майже п'ятирічний процес морського буріння (1971—1975 рр.) завершився відкриттям газового покладу у відкладах палеоцену, а пізніше і в еоцені. Розкрито геологічний розріз від неогену до верхнього протерозою. Промислові припливи газу отримано з трьох горизонтів у відкладах середнього майкопу та з одного горизонту в палеоцені-данії. Конденсат міститься в палеоцен-данських відкладах. По поверхні основного продуктивного горизонту в палеоцені-данії складка являє собою асиметричну брахіантикліналь розмірами $28 \times 2,5$ км з двома склепіннями. Амплітуда складки близько 250 м. Асиметричність структури зумовлена більш крутим північним крилом, ускладненим розривом.

Сумарні запаси газу в олігоценових покладах відповідно 1 млрд 147 млн м³ та 3 млрд 929 млн м³. Геологічні запаси газоконденсату в палеоцен-еоценових відкладах за категоріями А + В + С1 — 168 тис. т, а за категорією С2 — 224 тис. т.

Південноголицинське газове родовище розташоване в акваторії Чорного моря в Каркінітсько-Північно-Кримському прогині на південний схід від Голицинського і відмежовується від нього невеликим прогином. Антиклінальне підняття тут уперше виявлено морськими сейсмічними дослідженнями 1979 р. За даними буріння 1981 р. виявлено газовий поклад у середньому майкопі. Структура являє собою брахіантиклінальну складку, більш ніж удвічі коротшу від Голицинської. Її розміри за ізогіпсою 655 становлять $12 \times 2,5$ км. Колектором слугують пісковики. Початкові запаси газу за категоріями А + В + С1 становили 1 млрд 850 млн м³, за категорією С2 — 1 млрд 610 млн м³.

Шмідтівське газове родовище розташоване на відстані близько 35 км на північний захід від с. Чорноморське в Каркінітсько-Північно-Кримському прогині. Глибина моря над родовищем становить нині 30—35 м. Це брахіантикліналь, яка по відбивальному горизонту IIIa має розміри 13×6 км та амплітуду близько 100 м.

Початкові запаси газу в олігоценових відкладах склали за категоріями А + В + С1 — 2 млрд 729 млн м³. Геологічні запаси газу і конденсату в палеоценових та верхньокрейдових відкладах підраховано лише за категорією С2. Вони становлять: газу в палеоцені-еоцені — 3 млрд 774 млн м³ та у верхній крейді — 6 млрд 810 млн м³; газоконденсату відповідно — 158 тис. т та 286 тис. т.

Штормове газоконденсатне родовище теж розташоване в північно-західній частині шельфу Чорного моря в Каркінітсько-Північно-Кримському прогині 82 км на південний захід від с. Чорноморське. Структурний план підняття по покрівлі палеоцену — це брахіантикліналь, витягнута в широтному напрямку. Її розміри 12×3 км, амплітуда 175 м. Характерно, що західні і східні периклінальні частини складки пологіші, ніж північні та південні. Три пробурені свердловини розкрили відклади неогену, палеогену та данського ярусу пізньої крейди. Почат-

кові запаси газу за категоріями А + В + С1 становили 16 млрд 565 млн м³, а за категорією С2 — 4 млрд 465 млн м³. Підраховані геологічні запаси газоконденсату — відповідно 2 млн 139 тис. т та 286 тис. т.

Кримське газове родовище розташоване в північно-західній частині шельфу Чорного моря 70 км в Каркінітсько-Північно-Кримському прогині на південний захід від с. Чорноморське. Підняття виявлено 1964 р. морською сейсморозвідкою МВХ. Бурінням встановлено, що це брахіантикліналь субширотного простягання. По продуктивних відкладах середнього майкопу складка має розміри 11,5 × 4,5 км і амплітуду 60 м. Колекторами слугують пісковики з пористістю 27 %. Початкові запаси газу за категоріями А + В + С1 становлять 650 млн м³, а за категорією С2 — 4 млрд 600 млн м³.

Одеське газове родовище розташоване в західній частині північно-західного шельфу Чорного моря на меридіані м. Одеса на віддалі 130 км від міста. У тектонічному відношенні воно лежить у західній центрикліналі Каркінітсько-Північнокримського прогину. Підняття виявлене сейсмічними роботами 1986 р. у палеоцен-еоценових відкладах, а 1987 р. підтверджене морським бурінням. По покрівлі еоценового продуктивного горизонту «Е-1» складка являє собою брахіантикліналь північно-східного простягання. Її розміри за ізогіпсою 800 м — 11 × 8 км, амплітуда приблизно 200 м. Складка асиметрична. Її північно-західне крило більш круте, ускладнене розривним порушенням типу лістричного. Поклади пластові склепінні, тектонічно екрановані. Початкові запаси газу в палеоцен-еоценових відкладах, порашовані за категоріями А + В + С1, становили 11 199 млн м³, а за категорією С2 — 890 млн м³.

Архангельське газове родовище розташоване в північно-західній частині Чорного моря на південь від Південноголицинської структури і приурочене до брахіантиклінальної субширотної складки. По палеоценових відкладах її розміри становлять 15 × 7 км, амплітуда — близько 200 м. Глибини залягання палеоцену 3000—3200 м. За нашим обґрунтуванням зроблено припущення, що структурна пастка може вміщувати газовий поклад із запасами 10—30 млрд м³. У майкопських відкладах прогнозувався аналогічний поклад. Ще в 1985 р. рекомендували розбудити цю структуру і довели, що при промисловій газоносності лише цих двох комплексів можна сподіватися на відкриття не тільки середнього за запасами, а навіть великого родовища. Прогноз підтверджено бурінням 1987 р. Виявлено газові поклади в неогенових і палеогенових відкладах. Підраховані запаси газу в колекторах міоцену (горизонт 1) за категорією А—С1 становлять 174 млн м³. Початкові запаси газу в еоценовому резервуарі за категорією А—С1 — 5 млрд 104 млн м³, за категорією С2 — 3 млрд 921 млн м³, а в палеоценовому покладі прогнозні запаси за категорією С2 — 9 млрд 879 млн м³.

Початкові запаси газу становлять у відкладах міоцену — 174 млн м³ (категорії А + В + С1) і у відкладах олігоцену становлять 5 млрд 104 млн м³ (категорії А + В + С1) та 3 млрд 921 млн м³ (категорія С2); у відкладах палеоцену — 9 млрд 879 млн м³ (категорія С2).

Стрілкове газове родовище розташоване на Арабатській стрілці в Криму поблизу с. Стрілкове. Східна частина структури і родовища продовжуються в акваторію Азовського моря.

Структурне підняття виявлено сейсмічними роботами 1953 р. у майкопських відкладах. Складка являє собою брахіантикліналь субширотного простягання

розміром 9×13 км та амплітудою до 30 м. Родовище відкрито 1964 р. унаслідок буріння першої свердловини, що призвело до газового викиду.

Промислова газонасність встановлена в піщано-алевритових горизонтах майкопу. Колекторами слугують алевроліти і пісковики, що чергуються з глинистими породами.

Запаси вільного газу за категоріями А + В + С1 становлять 3 млрд 085 млн м³, за категорією С2 — 996 млн м³.

Північнокерченське газове родовище розташоване в акваторії Азовського моря в Індоло-Кубанському прогині. Геофізичними сейсмічними дослідженнями складка виявлена в неогенових та палеогенових відкладах. Це брахіантикліналь субширотного простягання розмірами 5×7 км з амплітудою близько 300 м та кутами падіння 6—9°.

Унаслідок буріння св. 1 глибиною 2480 м розкрито геологічний розріз: четвертинно-пліоценові відклади (560 м), середньоміоценові (745 м) та майкопські (1175 м). Розкрито чотири газонасні горизонти.

Підраховані запаси газу за категорією С1 становлять 1 млрд 340 млн м³, за категорією С2 — 3 млрд 833 млн м³.

Морське газове родовище у геотектонічному плані знаходиться в північній частині Азовського валу, яка прилягає до Головного Азовського насуву. Родовище приурочене до видовженої субширотної брахі-антиклінальної складки. Розміри по ізогіпсі 1000 м покривлі відкладів верхньої крейди 16×3 км, амплітуда 150—200 м.

На Морському родовищі бурінням розкрито розріз неогену, майкопу, еоцену, верхньої та нижньої крейди, тріасу-юри. Колекторами газу є пісковики верхнього майкопу. Початкові запаси вільного газу за категоріями А + В + С1 дорівнюють 550 млн м³, за категорією С2 — 3 млрд 150 млн м³.

Субботінське нафтове родовище розташоване у межах прикерченського Чорноморського шельфу, на віддалі 25 км на південь від берега. Воно приурочене до однойменної антикліналі північно-східного простягання, розташованої в Керченсько-Таманському прогині. Довжина складки 12 км, ширина 5 км, амплітуда близько 700 м. На крилах складка порушена скидо-насувами.

Початкова геологічна модель передбачала єдиний масивно-пластовий поклад у непорушеному склепінні антикліналі. Проте за результатами буріння наступних свердловин виявилось, що така модель непереконлива і роботами нашого Інституту запропонована блоково-насувна модель Субботінської структури.

На кінець 2014 р. на родовищі пробурені ще три пошукові свердловини. Нафтові поклади встановлені св. 403, 1, 2 у горизонтах М-1—М-4, приурочених до відкладів нижнього майкопу. За результатами випробування свердловин отримані дебіти нафти від 5 до 85 м³/добу, інколи з невеликою кількістю газу — до 71 тис. м³/добу. Породи-колектори нижнього майкопу складені проверстками дрібно-зернистих пісковиків та алевролітів. Загальні геологічні запаси родовища — 33 млрд 334 млн т.

У геотектонічному відношенні відкриті родовища АЧР знаходяться в різних структурно-тектонічних елементах (рис. 1): Індоло-Кубанському прогині (Субботінське, Північнокерченське), Азовському валі (Морське), західній перикліналі Азовського валу (Стрілкове) та Каркінітсько-Північнокримському прогині (Голицинське, Південноголицинське, Шмідтівське, Штормове, Кримське, Одеське, Архангельське). Вони входять до окремих нафтогазонасних районів.

Історія пошуків і розвідки вуглеводнів в Баренцовоморському регіоні

Характеристики родовищ та аналіз їх нафтогазоносності подано за даними сейсморозвідки, матеріалами буріння і випробування свердловин, геохімічними аналізами вод і вуглеводнів та іншими відомостями, одержаними співпрацею та спільними дослідженнями співробітників ІГГК НАН України у Львові (з 1965 р.) та установ Мурманська (МАГЕ, ВО «Північморгеофізика», ВО «Союзморгеологія», ВО «Арктикморнафтогазрозвідка» — АМНГР) і Москви (Державна академія нафти і газу) [5]. В результаті в Баренцовому морі вперше виявлено цілий ряд крупних за запасами родовищ газу і газоконденсату — Мурманське, Північнокільдинське, Арктичне, Штокманівське, Лудловське, Лядове та ін.

Мурманське газове родовище — перше родовище газу, відкрите в 1983 р. ВО «Арктикморнафтогазрозвідкою» у межах Арктичного шельфу в південно-західній частині Баренцового моря в районі з глибинами моря 68—123 м, розташоване за 220 км на північ від Кольського п-ова і 150 км на північний захід від п-ова Канін. Мурманська антиклінальна складка виявлена сейсморозвідкою МВХ 1976 р. і підтверджена бурінням у пермських, тріасових, юрських і крейдових відкладах. Бурінням розкрито відклади від сучасних до верхньо-пермських. Розчленування розривів свердловин здійснено за даними ГДС, результатами визначення мікрофауністичних і спорово-пилкових комплексів. Продуктивні верхньопермсько-тріасові породи представлені теригенними піщано-глинистими утвореннями.

Структура підняття являє собою брахіантикліналь майже ізометричної форми. Розміри структури по замкнутій ізогіпсі 2100 м становлять 19 × 12 км, амплітуда — 110 м. Складка порушена серією скидів амплітудою 20—50 м, що зумовлює блоковий характер. За даними морського буріння, продуктивна товща в теригенних відкладах пермсько-тріасового віку має загальну потужність близько 2000 м. У ній виокремлено 16 продуктивних горизонтів, завтовшки від 10 до 100 м, представлених низькопроникними пісковиками і алевролітами з пористістю 3—18 %.

За даними ВО «АМНГР», запаси газу Мурманського родовища за категорією С1 становлять 94 млрд м³ і за категорією С2 — 144 (сумарні — 238 млрд м³).

Штокманівське газоконденсатне родовище — одне з найбільших родовищ у світі, відкрите в 1988 р., розташоване в Баренцовому морі за 650 км на північний схід від м. Мурманська і 300 км на захід від архіпелагу Нова Земля. Глибина дна в районі родовища змінюється від 280 до 380 м. Структура виявлена сейсмічними дослідженнями МВХ СГТ у 1981 р. Морським бурінням, розпочатим 1988 р., розкрито відклади від верхньотріасових до четвертинних. Продуктивна частина розрізу (верхня і середня юра) складена теригенною піщано-алевролітовою товщею. Потужність верхньоярських відкладів 145—155 м, середньоярських — 445—455 м. Колекторами є світло-сірі, дрібно-середньозернисті кварцові і поліміктові пісковики.

Штокманівська структура приурочена до північно-західного борту Південнобаренцовської западини. Вона має куполоподібну форму і простежується у відкладах тріасу-нижньої крейди. Розміри підняття становлять 45—36 км, амплітуда — 310 м. За даними буріння та результатами випробування свердло-

вин, у розрізі виокремлено чотири продуктивні пласти пісковиків: ефективні потужності пластів відповідно становлять: Ю0 ~74—68 м, Ю1 ~83—49 м, Ю2 ~12—60 м, Ю3 ~10—33 м. Продуктивні пласти ізольовані екранами, складеними аргілітами. Газові поклади класифікуються як пластові, склепінні.

Початкові балансові запаси газу Штокманівського родовища, за підрахунками ВО «Арктикоморнафтогазрозвідка», становлять: за категорією С1 — 1 трлн 701 млрд 999 млн м³, за категорією С2 — 1 трлн 379 млрд 401 млн м³ (усього 3 трлн 81 млрд 400 млн м³). Запаси конденсату за категорією С1 досягають 13,391 млн т; за категорією С2 — 13,642 млн т (загалом — 27 млрд 033 млн т). За запасами Штокманівське родовище перевищує тип гігантських і належить до категорії унікальних.

Лудловське газове родовище — відкрите в 1990 р., розташоване в центральній частині Баренцового моря за 755 км від м. Мурманськ і 200 км на північ від Штокманівського газоконденсатного родовища. Глибина моря в районі родовища становить 220—240 м. Температура води взимку не нижча ніж +0,3 °С. Можливе проходження айсбергів. Антиклінальна складка виявлена в 1982 р. сейсмічними дослідженнями МВХ СГТ. Закладена 1988 р. ВО «АМНГР» морська свердловина № 1 завершена 1990 р. на глибині 4 058 м. Вона розкрила геологічний розріз від неоген-четвертинних відкладів до середньотріасових і виявилася на північно-західному крилі антикліналі за газовим контуром. Свердловина № 2 розкрила промислову газонасність верхньоюрських (кімеридж-оксфордських) відкладів.

Лудловська структура в тектонічному відношенні розташована в межах одноїменної сідловини, яка розділяє Південно- і Північнобаренцовську западини. Це куполоподібна складка, витягнута в північно-західному напрямку. Розривними порушеннями такого самого простягання антикліналь розділена на три блоки. Склепінна частина підняття ускладнена серією малоамплітудних диз'юнктивних порушень.

Розміри центрального підняття по замкнутій ізогіпсі 1650 м (у верхньоюрських відкладах) становлять 57 × 25 км, амплітуда 275 м; по ізогіпсі 3300 м (верхньотріасові відклади) — 47 × 24 км, амплітуда 150 м; по сейсмічному горизонту I (P₂—T₁) по ізогіпсі 7800 м — відповідно 22 × 16 км і 200 м.

Продуктивними на родовищі є теригенні відклади кімериджу-оксфорду — аналоги пласта Ю0 Штокманівського родовища.

У св. № 2 вони залягають на глибині 1 380—1415 м. З продуктивного горизонту (інтервали перфорації 1425—1435 і 1385—1419 м) отримано притоки газу відповідно 160 і 480 тис. м³/добу на штуцері діаметром 15,08 мм. Газ переважно метановий (87,02—96,77 %), низькоазотний (азоту 0,9—2,17 %), низьковуглекислий (вуглекислого газу 0,01—0,1 %), низькогелієвий (гелію 0,017—0,023 % мол.), безсірчистий. Відносна питома вага газу по повітрі змінюється від 0,575 до 0,795; щільність за температури 20 °С — 0,692—0,959 кг/м³.

Продуктивний горизонт на Лудловському родовищі приурочений до водоносного комплексу юрських відкладів, який належить до зони утрудненого водообміну. Це свідчить про добру збереженість покладу. Мінералізація пластових вод, визначена за ГДС, у тріасовому комплексі становить 25 г/л, у юрському — 35 г/л.

Прирозломне родовище — перше родовище нафти на арктичному шельфі Тимано-Печорської нафтогазової провінції, відкрите в 1989 р., розташоване в південно-східній частині Печорського моря (Баренцовоморський шельф) в 70 км на північ від відомого на суходолі Тимано-Печорської провінції Варандейського

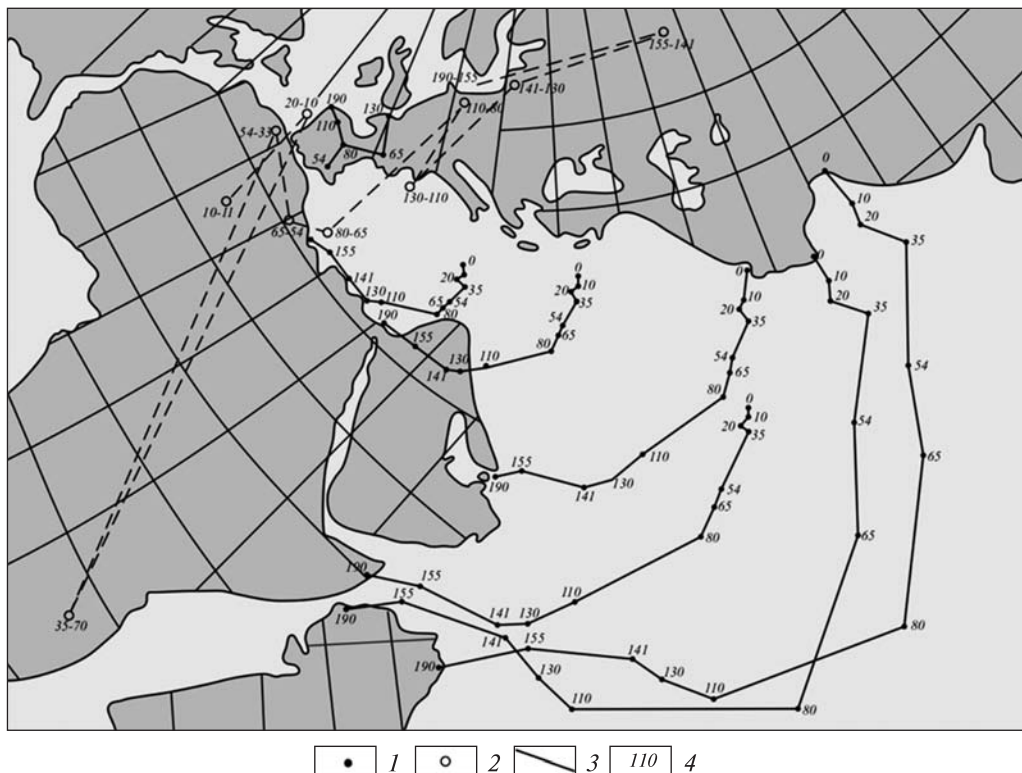


Рис. 2. Шляхи переміщення континентів Азово-Чорноморського регіону (за Л.А. Савостиним, А.М. Карасиком, Л.П. Зоненшайном, 1984): 1 — положення півних координат континентів протягом 190 млн років; 2 — полюси обертання Африки і Євразії; 3 — шляхи переміщення континентів; 4 — мільйони років

родовища нафти і за 275 км на схід від Піщаноозерського нафтогазоконденсатного родовища на о-ві Колгуєв. Глибини моря незначні — близько 15,0 м.

Антиклінальне підняття підготовлене для глибокого пошукового буріння сейсмічними роботами МВХ СГТ. Пробурена в 1990 р. з кригостійкої бурової платформи свердловина розкрила геологічний розріз від неоген-четвертинних до нижньокам'яновугільних. У тектонічному відношенні структура знаходиться в акваторіальній частині Печорської синеклізи. Вона розташована на продовженні валу Сорокіна, до якого приурочена низка родовищ нафти на суходолі ТПП: Сед'ягінське, Лабаганське, Наульське, Таравейське і Варандейське. Прирозломна складка витягнута на північний захід і являє собою видовжену антикліналь з розмірами по ізогіпсі 2500 м 16,5 × 4,5 км з амплітудою 175 м.

Продуктивними на родовищі є карбонатні утворення середнього-пізнього карбону — ранньої пермі. У св. № 1 вони залягають на глибинах 2282—2580 м. Тут виявлено два продуктивні горизонти: Р1ас на глибині 2368—2 410,4 м і Р1ас-С3 на глибині 2 431,2—2486,0 м.

Початкові запаси становлять: за категорією С1 = 26 млрд 417 млн т, за категорією С2 = 194 млрд 148 млн т (сумарні — 220 млрд 565 млн т).

Таким чином, зіставлення геологічної будови і нафтогазоносності Азово-Чорноморської і Баренцовоморської морських окраїн Східноєвропейської платформи

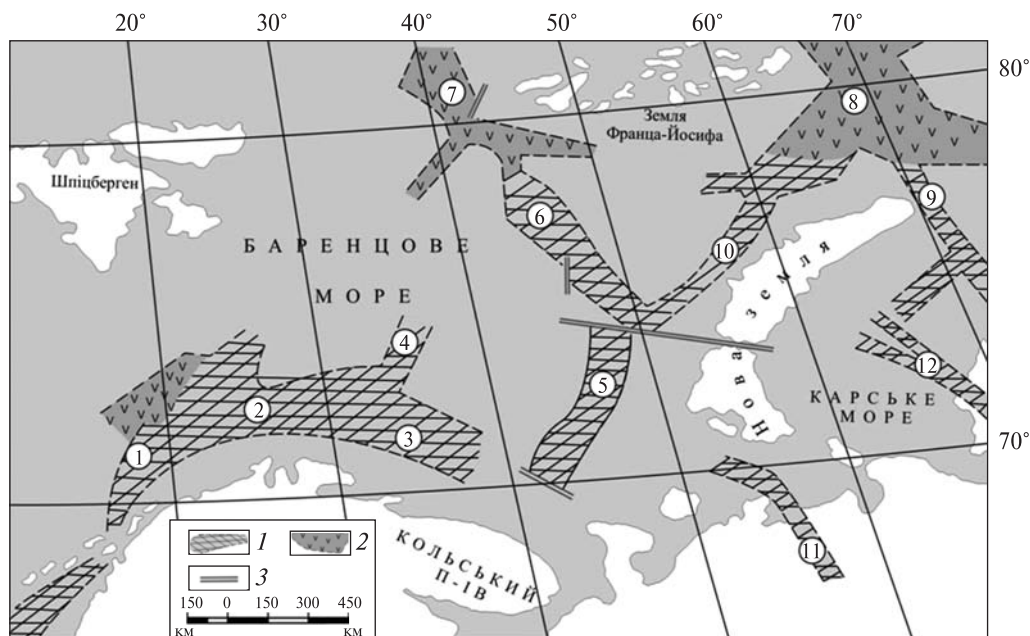


Рис. 3. Рифти Баренцове моря (за даними В.І. Мараханова, Е.В. Шипілова, А.Ю. Юнова, 1983): 1 — палео-грабен-рифти; 2 — кайнозойські грабен-рифти; 3 — розломи; грабен-рифти (цифри в колах): 1 — Тромсе, 2 — Нордкапський, 3 — Кольський, 4 — Північно-Східний, 5 — Південний, 6 — Середній, 7 — Франц-Вікторія, 8 — св. Анни, 9 — Гиданський, 10 — Адміралтейський, 11 — Колвінський

показало відміни різницю в глибинах шельфів, масштабах осадконагромадження (20 км і 9 км), будові і розмірах локальних складок, запасів вуглеводнів тощо. З метою пояснення цих відмін здійснено порівняння їх еволюції на основі геодинамічного аналізу використавши результати плитотектонічних реконструкцій.

Щодо Азово-Чорноморської ділянки проведено комплексний аналіз палеотектонічних побудов щодо розвитку палеоокеану Тетис та його північного обмеження.

Відомо, що в альпійську тектонічну епоху відбулось звуження і закриття Мезотетису і останні 190 мільйонів років взаємодія Євразійського і Африкано-Аравійського континентів мала характер як показано на рис. 2.

Після закриття океану Тетис сформувався могутній Альпійсько-Гімалайський складчастий пояс в складі якого знаходяться і гірські споруди Криму і Кавказу.

Чорне і Каспійське моря стали залишковими, реліктовими задуговими басейнами (Паратетис).

Таким чином, ці райони безумовно теж зазнавали зусиль стиску, що впливало на складчастість осадкового покриву всього Азово-Чорноморського регіону.

Геодинамічний режим Азово-Чорноморського регіону в альпійську тектонічну епоху зумовив не лише великі переміщення літосферних плит і блоків, але й сприяв різномасштабним горизонтальним зміщенням в осадковому покриві, виникненню тут шар'яжів, розвитку насувів і зсувів, лістричних розривів. У таких умовах, звичайно, уздовж насувів формуються лінійні зони літотектонічних пластин та локальних антиклінальних складок, потенційних пасток нафти і газу.

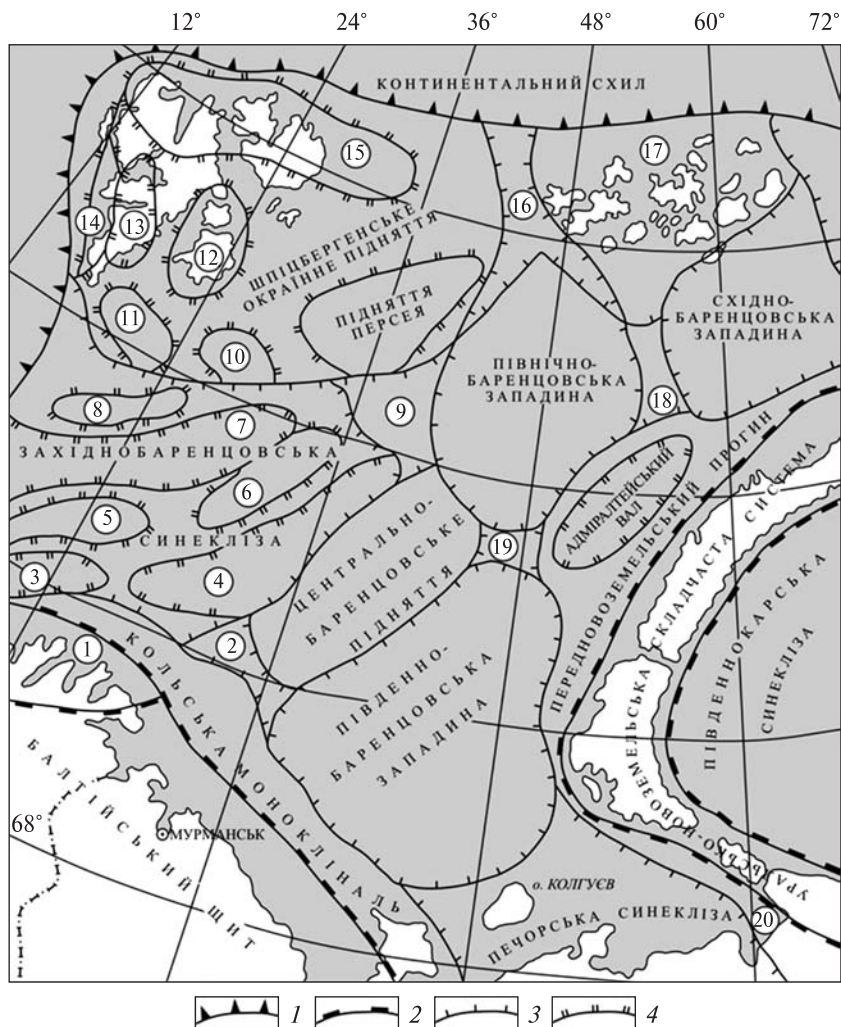


Рис. 4. Синеклізи Баренцового моря (склав М.І. Павлюк за даними М.Л. Верби, С.В. Альохіна, Н.М. Іванова, Ю.Я. Лівшица, В.М. Мартиросяна, О. Елдохольма, М. Тальвані). Границі: 1 — шельфу; 2 — структур першого порядку; 3 — структур другого порядку; 4 — структур третього порядку. Цифри в колах: 1 — Скандинавська каледонська складчаста система; 2 — Західнокольська сідловина; 3 — прогин Хаммерфест; 4 — Нордкапський прогин; 5 — підняття Лоппа; 6 — підняття Елдохольма; 7 — Ведмежинський прогин; 8 — Ведмежинсько-Надїїнське підняття; 9 — Малигінська сідловина; 10 — Надїїнське підняття; 11 — Східнозюдкапське підняття; 12 — Еджинське підняття; 13 — Західно-шпіцбергенський прогин; 14 — горст Західного узбережжя; 15 — Північношпіцбергенське підняття; 16 — прогин Франца-Вікторії; 17 — окраїнне підняття Землі Франца Йосифа; 18 — Пахтусівська сідловина; 19 — Лудловська сідловина; 20 — Коротайїнський прогин

Зараз вже отримано більше доказів про їх існування і формування в їхніх фронтальних частинах вузьких лінійних складок порушених розломами, а в тивових ділянках округлих, ізометричних не порушених діастрофізмом.

Щодо Баренцовоморського шельфу, то переважаючим тектонічним зусиллям у мезозойсько-кайнозойській історії був розтяг, генетично і синхронно пов'язаний з розкриттям Атлантики та Північного Льодовитого океану. Цей

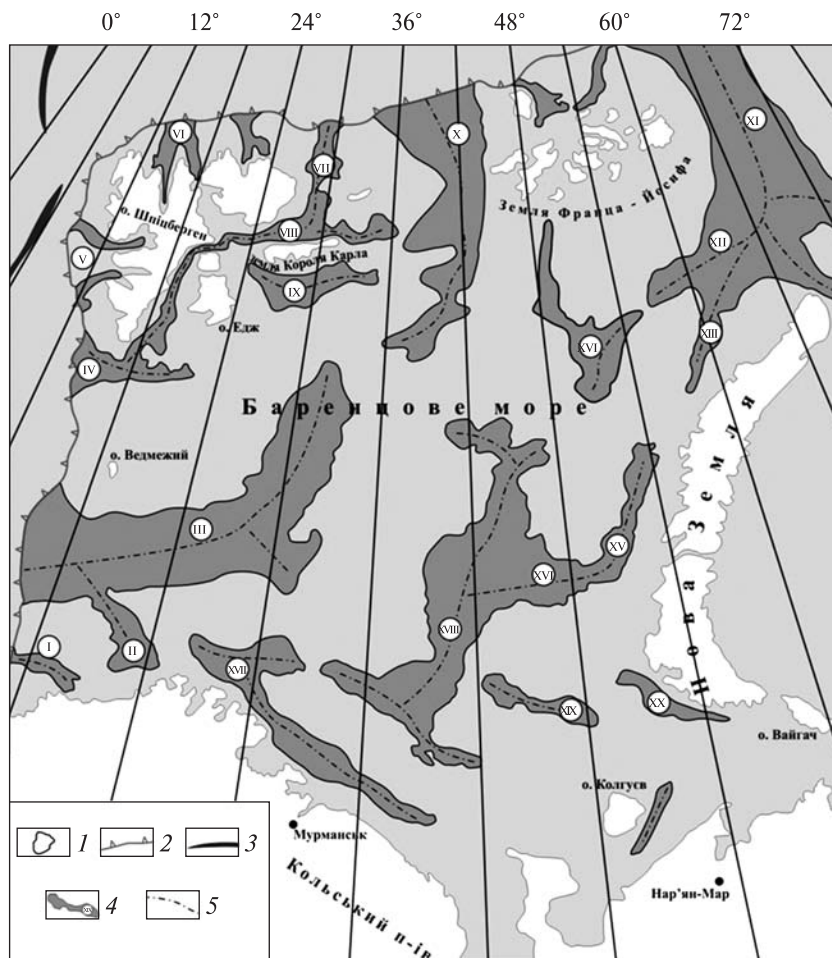


Рис. 5. Жолоби дна Баренцове море (склав М.І. Павлюк за даними М.В. Кльонової, В.Д. Дібнера і Б.В. Сеніна): 1 — суходіл; 2 — континентальний уступ; 3 — серединноокеанічні рифти; 4 — шельфові жолоби: I — Хокерінг, II — Інгей, III — Ведмежинський, IV — Зюйдкапський, V — Стур, VI — Літке, VII — Орла, VIII — Карла-Вікторії, IX — Короля Карла, X — Франца-Вікторії, XI — св. Анни, XII — Седова, XIII — Горбовий, XIV — Альбанова, XV — Західно-воземельський, XVI — Куль, XVII — Самойлова, XVIII — Нордкапський, XIX — Гусиний, XX — Кусов-Північний; 5 — осі шельфових жолобів

процес викликав розгалужену мережу окраїнно-континентального рифтогенезу. Обширний Баренцовоморський шельфовий басейн у цей час, принаймні з мезозою, був пасивною континентальною окраїною. Подорожуючи по поверхні Землі на тисячі кілометрів Баренцовоморський регіон суттєво не змінив своєї форми, ні розміру.

Отже, на обох краях сучасної Східноєвропейської платформи зафіксовані активні горизонтальні рухи, що були вирішальними в становленні геоструктур Баренцовоморського та Азово-Чорноморського шельфів, які її облямовують.

Горизонтальні рухи в тектоносфері суттєво вплинули на формування регіональної структури та локальної складчастості в нафтогазоносних провінціях цих акваторій.

Переважання розтягу на Баренцовоморському шельфі упродовж мезозойсько-кайнозойського часу зумовило розвиток рифтогенних структур (перм-тріас) (рис. 3) та успадкованих ними синекліз (юра-неоген) (рис. 4) і сучасних жолобів морського дна (рис. 5).

Така альтернативна геодинаміка, у свою чергу, зумовила і появу різних структурних форм, що акумулювали природні вуглеводні. В Азово-Чорноморському регіоні це малі, видовжені, часто залеглі, ускладнені розривами складки.

У Баренцовоморському регіоні — це величезні пологі, куполоподібні, майже ізометричні антиклінали, мінімально зачеплені диз'юнктивними порушеннями, що містять значні і навіть гігантські поклади газу. Вказані особливості геодинамічного розвитку акваторій, у свою чергу, визначають напрямок та методику нафтопошукових робіт у цих регіонах.

Таким чином, встановлено, що для Баренцовоморського шельфу характерним є рифтовий і депресійний геодинамічні режими нафтогазонагромадження. Це формування величезних пологих, куполоподібних, майже ізометричних антикліналей, мінімально зачеплених діастрофізмом, що містять значні і навіть гігантські поклади газу. Потужний рифтогенез з кількома потрійними вузлами зчленування рифтів зумовив не лише інтенсивне прогрівання літосфери, але й значний вертикальний приплив глибинних вуглеводневих газів, чим і пояснюється потужна концентрація запасів гігантських родовищ газу.

Для Азово-Чорноморського регіону переважаючим був колізійний режим нафтогазонагромадження, зумовлений зіткненням Євразійської та Африкано-Аравійської літосферних плит, окремих мікроплит, террейнів і зусилля стиску та складчасто-насувні дислокації, які зумовили дрібну, малоамплітудну локальну складчастість, відповідні типи пасток нафти і газу та запаси вуглеводнів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Павлюк М. Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів. Львів: ТЗОВ «Проман», 2014. 365 с.
2. Павлюк М. І. Зіставлення еволюції та нафтогазоносності Баренцовоморської і Азово-Чорноморської акваторій. *Геол. и полезн. ископ. Мирового океана*. 2012. № 1(27). С. 5—21.
3. Павлюк М. І. Геотектонічна еволюція і нафтогазоносність території та акваторій України. *Геол. і геохім. горюч. копалин*. 2017. № 1—2 (170—171). С.132—134.
4. Павлюк М., Яковенко М. Пошуки родовищ вуглеводнів в морських окраїнах Східноєвропейської платформи. «Морські геолого-геофізичні дослідження фундаментальні та прикладні аспекти»: Міжнар. наук. конф. (Україна, Одеса, 8—9 листопада, 2018 р.). Одеса, 2018. С. 20—24.
5. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. Под ред. В. П. Гаврилова. М.: Наука, 1993. 324 с.

Стаття постуила 04.02.2019.

М.И. Павлюк, М.Б. Яковенко

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МОРСКИХ ОКРАИН ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Отражена история геологических исследований и поисков нефти и газа в морских окраинах Восточно-Европейской платформы — Азово-Черноморской и Баренцовоморской. Описано строение месторождений углеводородов. Воспроизведены главные этапы геотектонического развития и выяснены геодинамические условия формирования нефтегазоносных провинций

окраин платформы, что позволяет детализировать перспективы и нацелить поисково-разведочные работы на основе углубленного анализа новейших и переинтерпретации ранее полученных геологических материалов, а также оценить их углеводородный потенциал.

Ключевые слова: *экваториальные окраины Восточно-Европейской платформы, Азово-Черноморский шельф, Баренцовоморский шельф, месторождения углеводородов, нефтегазоносность, геодинамическое развитие.*

M.I. Pavlyuk, M.B. Yakovenko

OIL- AND GAS-BEARING POTENTIAL SEA AREAS OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM

The history of geological exploration and search of oil and gas in the sea areas of the Eastern European platform — the Sea of Azov-the Black Sea and Barents Sea is illustrated. The structure of hydrocarbon deposits is described. The main stages of geotectonic development and the geodynamic conditions of formation of oil- and gas-bearing provinces of the sea areas of the platform were elaborated, which allows to detail prospects and target search-and-reconnaissance work based on in-depth analysis of the latest and reinterpretation of previously obtained geological materials, and evaluate their hydrocarbon potential.

Keywords: *water areas of the East European Platform, the Sea of Azov-the Black Sea shelf, the Barents Sea shelf, hydrocarbon deposits, oil- and gas-bearing potential, geodynamic development.*