

УДК (552.5+551.24):0.02]:553.98.41

**Т.А. Мельниченко**

**КОМПЛЕКСУВАННЯ ЛІТОЛОГІЧНОЇ І ТЕКТОНІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ПРИ РОЗВ'ЯЗАННІ ЗАДАЧ  
НАФТОГАЗОПОШУКОВИХ ПРОБЛЕМ**

**T.A. Melnichenko**

**INTEGRATION OF LITOLOGICAL AND TECTONIC INFORMATION FOR THE DECISION OF TASKS OF SEARCHING  
PROBLEMS ON AN OIL AND GAS**

В публікації представлена літологічна та тектонічна інформація по Азово-Чорноморському регіону, Норвезькому морю, Мексиканській затоці, Тамані з метою демонстрації необхідності комплектування інформації, отриманої геофізичними, літолого-стратиграфічними, геохімічними методами дослідження для виділення основних позитивних критеріїв пошуку нафти і газу. Для покращення розв'язання нафтогазопозукових проблем в геології тектонічна та літологічна інформація може бути доповнена даними, отриманими методом дистанційного зондування Землі, який використовується в світовій практиці для виявлення нафтових плям, виходів газу на морській поверхні та ін.

*Ключові слова:* поклади нафти та газу, літологічні і тектонічні критерії, геолого-геофізична інформація, дегазація, флюїди.

This publication shows the lithological and tectonic information on the Azov-Black Sea region, the Norwegian Sea, Gulf of Mexico, Taman purpose of showing the need for combining information obtained by various methods of research (geophysical, lithological, stratigraphic, geochemical, etc.) to highlight the main positive criteria search for oil and gas. To improve the resolution of problems in oil and gas geology and tectonic lithologic information may be supplemented by data obtained by remote sensing, used in world practice for detecting oil spills, gas outputs on the sea surface and others.

*Key words:* deposit of oil and gas, litological and tectonic criteria, geology-geophysical information, degassing, fluids.

**ВСТУП**

Одним з важливих показників економічного добробуту держави у сучасному світі є саме ступінь її енергетичної незалежності. Нарощування власного енергетичного потенціалу в кожній країні привело до інтенсивного освоєння як мінеральних ресурсів, так й інших типів енергетики – АЕС, ГЕС, а також екологічно безпечних приладів, що виробляють енергію із сонячної, вітряної активності тощо.

За останні роки загострилася криза енергетичного забезпечення України власними ресурсами. Завдяки новим технологіям досліджуються та видобуваються *нетрадиційні вуглеводні (ВВ)*. До них відносять бітуміносні піски, метан вугільних пластів (сланцевий газ та нафта), газові гідрати. Поклади останніх зосереджені в Світовому океані (до 98%) і лише 2% знаходяться в зоні вічної мерзлоти і в арктичних пустелях (Гожик та ін., 2005, Новое исследование..., 2013). Успіхів в освоєнні нетрадиційних покладів ВВ досягли США, де різке зростання обсягів бурових робіт привело до збільшення видобутку *сланцевого газу і сланцевої нафти*. Видобуток сланцевого газу зріс з 25 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р. до 140 млрд м<sup>3</sup> у 2010 р., дані видобутку сланцевої нафти також вражають: якщо в 2005 р. він становив 5 млн т на рік, то в 2012 р. – близько 50 млн т. Таким чином, за останні сім років рівень видобутку ВВ з нетрадиційних джерел в США

збільшився приблизно в 10 разів (Новое исследование..., 2013). В Україні перспективною в цьому плані є західна частина Донецького вугільного басейну – поклади ВВ у щільних колекторах – відкладах середнього карбону.

Переважну більшість гігантських промислових родовищ нафти і газу світу відкрито в межах морського басейну: на континентальному схилі, шельфі, материковій обміліні.

У Світовому океані проводяться активні пошуки та розвідка покладів нафти і газу країнами всіх континентів (Європи, Азії, Америки, Австралії, Африки). Гігантські і надгігантські родовища успішно розробляються на шельфі Перської затоки – 11 153 млн т нафти і 35 400 млрд м<sup>3</sup> газу, відкрито 75 нафтових і 12 газових морських родовищ. Найкрупнішим регіоном нафтогазодобування в світі стало Північне море, на його частку припадає близько 24% світового добутку нафти і газу. Тут нафту і газ видобувають з пісковиків девону, карбону, пермі, тріасу, юри, крейди, еоцену та палеоцену і верхньої крейди (Гожик та ін., 2005).

Але основним джерелом енергетичного забезпечення людства поки що залишається мінерально-сировинна база традиційних покладів нафти та газу. *Актуальними є дослідження перспективних об'єктів нафти і газу у морському середовищі (шельф, континентальний схил, западина моря).*

В Україні – це басейн Чорного моря (північно-західний шельф, Західно- і Східно-Чорноморські западини, континентальний схил, прибережна частина) та Азовського моря.

Численні геофізичні та гідрофізичні дослідження, проведені в Чорному морі за останні 20 років (акад. НАН України Є.Ф. Шнюковим, акад. НАН України В.І. Старостенком та ін., а також багатьма геолого-дослідними організаціями та інститутами), дозволили виявити дегазацію морського дна, що проявляється в діяльності газового і грязьового вулканізму та у виділеннях газу з дна моря.

Окрім геофізичних методів морське середовище досліджують за допомогою супутникових технологій – радіолокаційна зйомка морської поверхні. Цей метод дозволяє виявляти нафтові об'єкти шляхом фіксування природних нафтових плям (сліків) на поверхні моря, які утворюються при спливанні природної нафти з родовищ нафти.

В цій публікації розглядається комплектування літологічної та тектонічної інформації як основи для розв'язання нафтогазопошукових проблем. *Літологічна інформація* про досліджуваний об'єкт включає літолого-стратиграфічний аналіз – визначення мінерально-речовинного складу, віку порід, повноти розрізу, фільтраційно-ємнісних властивостей (пористість, проникність та ін.).

Загалом, в Україні виділяють три нафтогазоносних регіони: східний, західний і південний.

1. *Східний регіон* – Дніпрово-Донецька западина (ДДЗ), де відкрито понад 200 родовищ нафти і газу. В межах північного борту ДДЗ нафтогазоносними виявилися не лише відклади палеозою, а й утворення кристалічного фундаменту Східно-Європейської платформи, з яких отримано промислові припливи ВВ на Хухрянській та Юліївській площах (Іванюта, 1998).

2. *Західний регіон* об'єднує Волино-Подільську, Передкарпатську, Карпатську, Закарпатську нафтогазоносні області. Загалом з 91 родовища регіону 21 – нафтове, чотири – нафтогазові, шість – нафтогазоконденсатні, 44 – газові, шість – газоконденсатні (Іванюта, 1998).

3. *Південний регіон* – акваторія Чорного та Азовського морів, Крим, Переддобрудзький прогин (два нафтових родовища – Східно-Саратське і Жовтоярівське та близько 20 газових перспективних ділянок). Загалом, з початку розробки у Південному нафтогазоносному регіоні видобуто близько 0,07 млн т нафти, понад 17 млрд м<sup>3</sup> газу і 0,25 млн т газового конденсату (Іванюта, 1998).

При розв'язанні задач нафтогазопошукових проблем перш за все потрібно враховувати літологічні та тектонічні критерії нафтогазоносності і додаткові геолого-геофізичні дані – геологічну будову, розломоутворення, буріння свердловин, прямі спостереження тощо. Чим більше отримано комплексних даних з позитивними ознаками нафто- чи газонасності, тим більше шансів на виявлення покладів ВВ. Тому комплектування геологічної інформації, отриманої різними методами, дає перспективні прогнози.

В Чорноморському регіоні перспективи нафтогазоносності пов'язані з крейдовими відкладами, в яких відкрито газове родовище Шмідта (верхня крейда, маастрихт), спостерігаються численні нафтогазопрояви, непромислові припливи газу на Голіцинському, Одеському родовищах, на Каркінітській, Фланговій та Штильовій площах.

Незважаючи на циклічність осадконакопичення, існувала певна успадкованість седиментаційних умов упродовж раннього майкопу, що підтверджується стабільністю просторового поширення алевролітово-піщаних літофацій (Григорчук та ін., 2009). Літолого-стратиграфічні дослідження (Іщенко, 2014) в акваторії Азовського та Чорного морів свідчать про перспективи нафтогазоносності крейдового породного комплексу. Порооди-колектори альбу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості. Основні перспективи пов'язуються з теригенними колекторами (пісковиками та алевролітами), що відносяться до теригенних колекторів III класу з середніми ємнісними та фільтраційними властивостями. Порооди-колектори верхньокрейдного породного комплексу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості. Позитивними ємнісними та фільтраційними властивостями характеризуються: карбонатні породи-колектори маастрихту та кампану, які належать до карбонатних колекторів III класу. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна коливається від 4 до 17%. Теригенні породи-колектори кампану та сеноману відносяться до теригенних колекторів II-IV класу. Означені типи колекторів переважають головним чином у відкладах маастрихтського, кампанського та сеноманського ярусів і поширені в межах більшої частини акваторії північно-західного шельфу Чорного моря та акваторії Азовського моря. Передбачаються вони також на прикерченському шельфі Чорного моря. В межах північно-західного шельфу

Чорного моря крейдові відклади розкрито у 36 свердловинах, а в Азовському морі – в чотирьох (Іщенко, 2014).

Відклади майкопського продуктивного комплексу поширені на більшій частині північно-західного шельфу Чорного моря, відсутні лише в південно-західній частині в межах Кілійського підняття й валу Губкіна. Потужність їх збільшується з півночі на південь і досягає максимальних значень у центральній частині Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. На південь до Каламітського валу вона різко зменшується, а потім зростає на південному схилі північно-західного шельфу Чорного моря, знову зменшуючись у бік Північно-Евксинського розлому.

Отже, при отриманні літологічної інформації з позитивними критеріями для розв'язання задач нафто- і газопошукових проблем необхідно визначити мінерально-речовинний склад та фільтраційно-ємнісні властивості порід, проводити літо- і біофаціальний аналіз, детальне дослідження геологічного розрізу, палеорекострукцію осадконакопичення.

Тектонічна інформація для нафтогазопошукових задач потрібна для визначення зон тектонічних порушень, тріщинуватості порід, побудови детальних 3D-моделей геологічної будови структур. Детального вивчення потребують зони розломів як ділянки активних геодинамічних процесів, що впливають на шляхи міграції вуглеводневих флюїдів у пастки.

В Азово-Чорноморському регіоні нафтогазові поклади спостерігаються переважно вздовж зон розломів субмеридіонального простягання та їх перетину з розломами інших напрямків. На північно-західному шельфі Чорного моря методом дистанційного зондування Землі виявлено три системи тектонічних розломів – динамопари лінеаментів: ортогональну (північ – південь, захід – схід), косодіагональну (північ – північний схід, північ – північний захід), діагональну (північний захід, північний схід) (Гожик та ін., 2010). Численні геофізичні та геологічні дослідження в Чорному морі дозволили виявити його блокову структуру, яка обумовлена меридіональними, широтними, діагональними глибинними розривними порушеннями, а контури блоків збігаються з розмірами складчастих структур, в тому числі нафтогазоносних (Гожик та ін., 2010). Таким чином, важливим критерієм пошуків покладів ВВ, що впливає на їх локалізацію, є зони розломів.

Грязьові вулкани за своєю внутрішньою будовою схожі на багатоповерхові родовища нафти і газу. Виверженнями грязьових вулканів можуть бути гази, вода, грязі, тверді викиди (уламкові породи). Ці вулкани називають ще «трубами дегазації», що виносять величезні маси флюїдів, формуючи на морському дні (до 700 м) поклади газогідратів (Шнюков, Пасынков, 2013). В хімічному складі вулканів даного типу переважає метан з домішками етану та інших газів – гомологів метану,  $\text{CO}_2$ , азоту тощо.

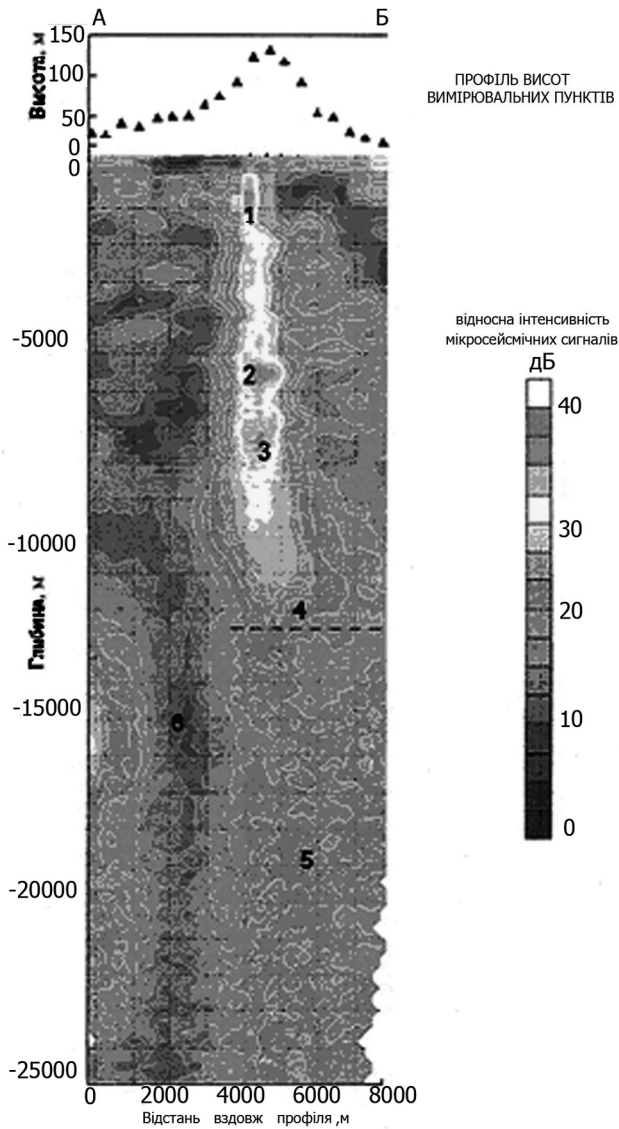
Про глибинне походження грязьових вулканів свідчить підвищення значень концентрацій ртуті у воді поблизу дна моря (Шнюков, Пасынков, 2013) в Азово-Чорноморському регіоні.

Аналізуючи геологічну будову грязьових вулканів (рис. 1, 2) можна сказати, що вони являють собою природні канали виходу флюїдів на поверхню. Коренева система вулканів за геофізичними даними досягає 5-7 км (у Туркменістані), а в Азово-Чорноморському регіоні знаходиться на глибинах 9-11 км і доходить до мезозойського фундаменту.

У грязьовому вулкані Карабетова гора, який знаходиться на Таманському півострові, А.Л. Собісевич із співавторами (Собісевич та ін., 2008) встановив зв'язок регіональної геодинаміки і флюїдної активності та прослідкував шляхи міграції флюїдів з глибин 15-25 км до поверхні Землі (рис. 1).

В Західно-Чорноморській западині за глибинним сейсмічним зондуванням в зоні розвитку грязьового вулканізму (Шнюков та ін., 2013) зафіксовано границю Мохо на глибині 19 км (рис. 2). Понад сотні субвертикальних геологічних тіл, які пронизують весь осадочний чохол від фундаменту на глибинах 18-19 км до поверхні і охарактеризовані як грязьові вулкани, виявлені в межах південної частини Каспійського басейну (Шнюков та ін., 2013); вони є зонами виходу флюїдів з глибинним походженням.

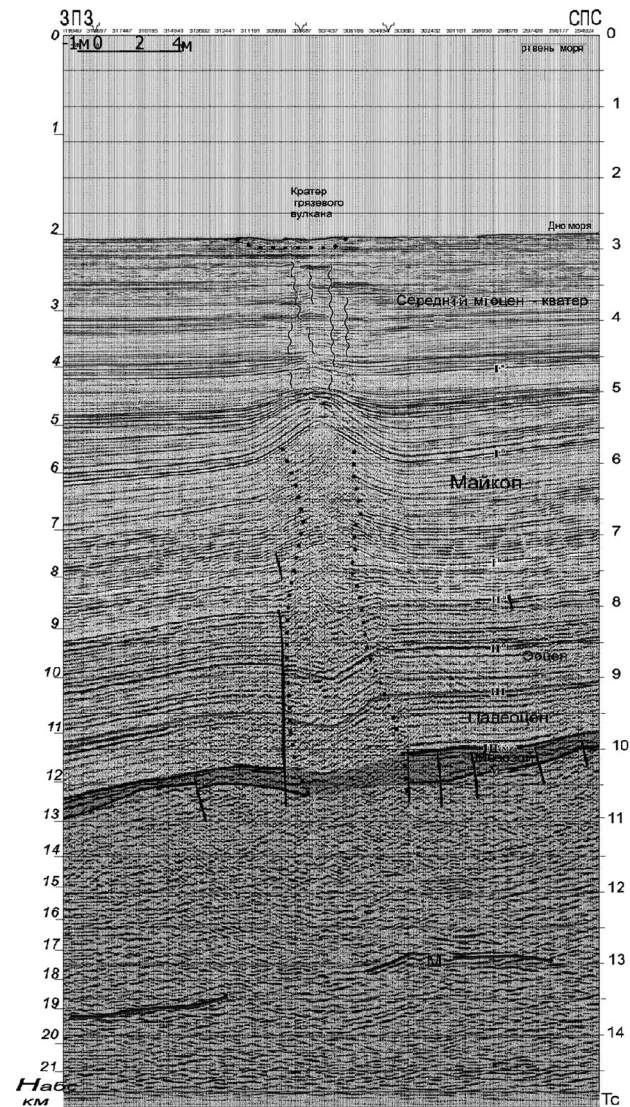
Наведені геофізичні розрізи грязьових вулканів свідчать про глибинну міграцію флюїдів, що спостерігається на вулканах суші і на морі, та асоціюються з сейсмічними каналами виходу флюїдних потоків із значних глибин. Наприклад, у Норвезькому морі були проведені тривимірні сейсмічні спостереження в північній частині структури Storegga Slide та виявлені структури флюїдного потоку, розташовані вертикально до залягання пластів, які назвали каналами (Hustoft S. et al., 2010), (рис. 3).



**Рис. 1.** Вертикальний геофізичний розріз вздовж профілю мікросейсмічного зондування грязьового вулкану Карабетова гора (Собисевич та ін., 2008). 1 – приповерхнева грязьовулканічна камера; 2, 3 – глибинні грязьовулканічні резервуари; 4 – область переходу до консолідованого фундаменту; 5 – глибинні флюїдопроникні структури; 6 – непроникні консолідовані породи.

**Fig. 1.** Geophysical vertical section along the profile macroseismic sensing mud volcano Karabetova mountain. 1 – subsurface mud-volcano camera; 2, 3 – mud-volcano deep reservoirs; 4 – the area of transition to a consolidated basement; 5 – fluid-entered deep structure; 6 – Consolidated impermeable rock (Sobisevich, et al., 2008).

В результаті аналізу сейсмічних розрізів встановлено, що вихід флюїдів відбувається по цих каналах швидко, подібно до вибуху, а сейсмічні канали мають еліпсоїдальну форму в плані. Азимут простягання еліпса дає можливість оцінити харак-

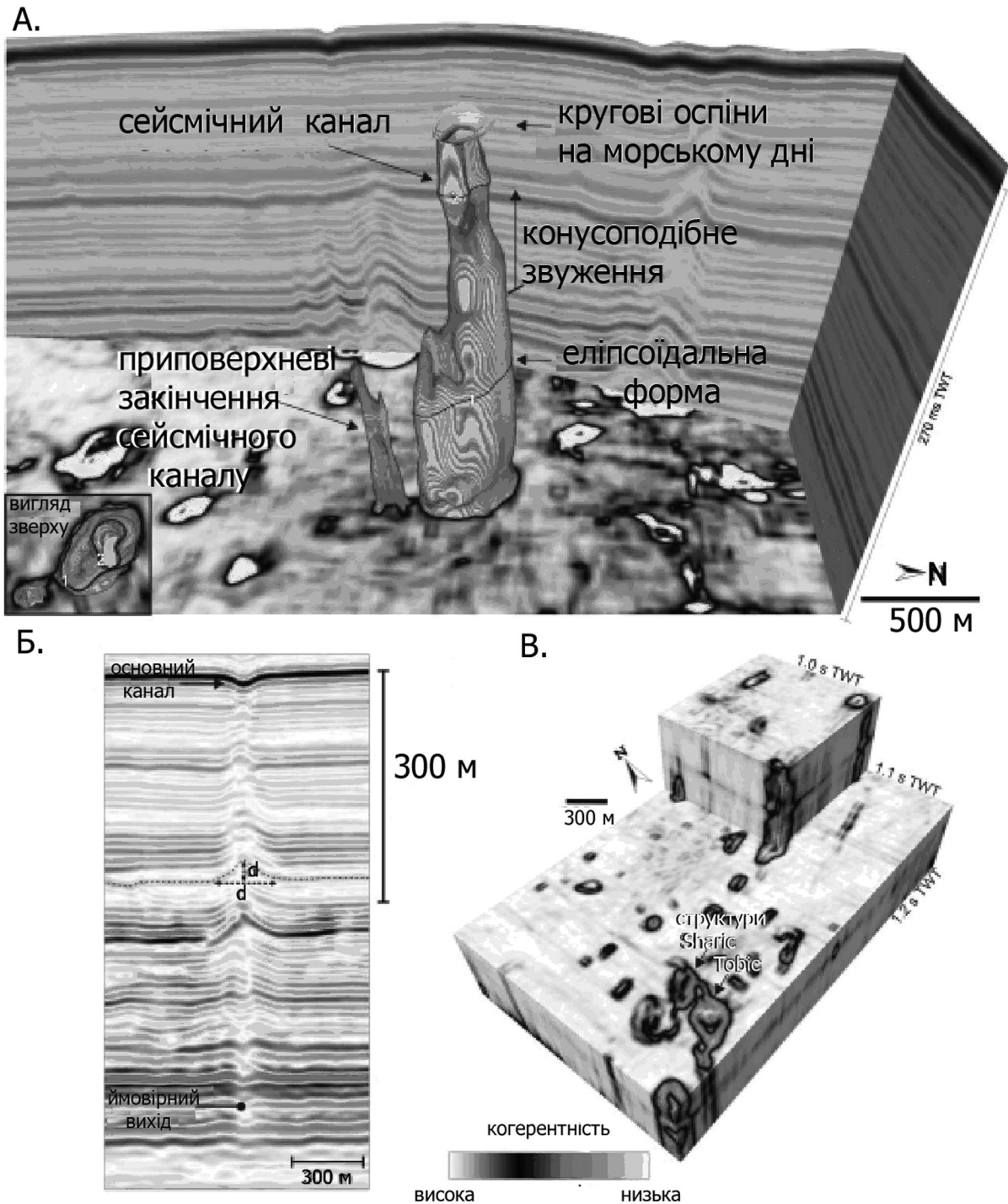


**Рис. 2.** Фрагмент часового сейсмічного розрізу, що характеризує глибинну геологічну обстановку в зоні грязьового вулкану з координатами N 43,665° та E 33,155° (Шнюков та ін., 2013).

**Fig. 2.** Detail seismic time section that describes the deep geological situation in the area of mud volcano N 43,665° та E 33,155° coordinates (Shnukov et al., 2013).

тер формування каналів, де азимут простягання сейсмічного каналу наслідую існуючу структуру оточуючої кореневої зони. Основним висновком цього дослідження є встановлення просторового відношення між розломами та еліптичністю каналів міграції флюїдів, а довга вісь еліпса каналу відображає азимут першого порядку тріщин у межах вертикальних каналів виходу флюїдів.

Механізмом для розвитку каналів і особливостей виходу флюїдного потоку на морське дно є нагнітання у породи великої кількості води під



**Рис. 3.** 3D-зображення двох показових каналів Норвезького моря на площі Nyegga, за (Hustoft S. et al., 2010).

а – часовий розріз (270 м нижче дна моря), що ілюструє сейсмічні аномалії каналу в межах послідовності акустично стратифікованих верхніх прошарків формації Naust; б – поперечний переріз типового каналу, що ілюструє визначення вершини кореня, діаметр (d) і зміщення вертикального відображення (а) від каналу. в – куб послідовності, що ілюструє кругоподібну еліптичну форму кількох каналів, пов'язаних з газогідратами морського дна.

**Fig. 3.** (a) Volume rendering of a seismic coherency-cube shows the three-dimensional (3D) geometry of two representative chimneys at Nyegga. The time-slice (270 ms below seafloor) illustrates the high definition of seismic chimney anomalies within the hosting, acoustically well-stratified upper sequences of the Naust formation. (b) Cross-section of a typical chimney exemplifying our definitions of the top, apparent root, diameter (d) and vertical reflection offset (c) of a chimney. (b) The coherency cube exposes well the subcircular to elliptical geometry of a few chimneys (named) that are associated with near-seafloor gas hydrate, after (Hustoft S. et al., 2010).

великим тиском, що спричиняє тріщини у породах, оточуючих канал, і швидкий потік, подібний до вибуху (Hustoft S. et al., 2010). Розподіл вільного газу в регіоні Nyegga Норвезького моря найімовірніше контролюється геометрією та літологією покладів контуритів формації Naust (Рис.3) та їх відстанню від зони стабільності газогідратів. Високі сейсмічні амплітуди характеризують формацію Naust, яка залягає на 300 м глибше морського дна. Сейсмічні 3D-дані свідчать про те, що сейсмічні канали пов'язані з природними оспінами (прогинанням) морського дна, а призупинення витікання флюїдів вказує на те, що вільний газ знаходиться нижче зони стабільності газогідратів. Таким чином, ділянки з оспінами на морському дні свідчать про потужну міграцію вуглеводневих флюїдів, які можуть бути нафтогазоперспективними.

Радіолокаційні дослідження в Мексиканській затоці, проведені Minerals Management Service U.S. (M.M.S. U.S.) – Службою управління мінеральними ресурсами США у 2001 році, визначили, що за першими ознаками із заплomboваної свердловини витікала нафта у серпні 1997 р. і в січні 1998 р., схожа за потоком витікання із природним просочуванням з морського дна, що повинно формувати нафтову пляму на поверхні моря, яку чітко видно на радіолокаційній зйомці за відповідних умов вітру.

Для точного виявлення появи нафтових плям і отримання правильної інформації про їх місце розташування в базу даних досліджень (Using ..., 2001) включено ще й місця розташування трубопроводів, нафтових платформ, шляхів руху суден у Мексиканській затоці. Результати дослідження M.M.S. U.S. показали, що виявлені нафтові плями – це витікання з платформи Ship Shoal South block 349, і вони не є природними.

#### РЕЗУЛЬТАТИ ТА ОБГОВОРЕННЯ

Наведений метод радіолокаційного дослідження продемонстрував здатність виявляти витіки нафти в море та визначати *оптимальні фактори* для покращення результатів *по виявленню природних нафтових плям*. Для цього необхідно виконати такі умови дослідження: 1) вибрати ідеальну тестову ділянку з документованими матеріалами, де точно вказані конкретні строки появи нафтових плям на поверхні моря; 2) мати точну характеристику плям: протяжність, інтенсивність витікання; 3) провести прямі спостереження і виміри просочування свердловини; 4) мати точ-

ний прогноз погоди (швидкість вітру, наявність опадів, хмарність тощо), якщо вітер має велику швидкість, то нафтові плями розриваються на дрібні та розчиняються у навколишньому водному середовищі і не фіксуються на радіолокаційному знімку; 5) врахувати положення нафтових трубопроводів, платформ, основних суднохідних шляхів і батиметрії.

#### ВИСНОВКИ

На основі наведеного можна стверджувати: кожен метод геологічного дослідження (геофізичний, літологічний, геохімічний, дистанційного зондування Землі та ін.) додає інформативність про досліджуваній об'єкт (поклади ВВ), що збільшує шанси при розв'язанні задач нафтогазоперспективних проблем. Результати, отримані кожним з методів, допомагають встановити точні позитивні критерії пошуків у різних регіонах.

Комплектування літологічної та тектонічної інформації є важливим для виділення основних позитивних критеріїв пошуків.

Ознакою нафтогазоносності на морі є потужні виходи флюїдів на морському дні, діяльність газового і грязьового вулканізму, газові виділення (газові факели), утворення газогідратів і нафтових плям на поверхні моря. Цікавим є той факт, що гігантські і надгігантські родовища нафти і газу відкрито саме у Світовому океані, що вказує на перспективність пошуків цих корисних копалин у морському середовищі і прилеглий до нього території.

Геологічна інформація, отримана за різними методами дослідження, є додатковою ланкою в ланцюгу оцінки перспектив відкриття родовищ нафти і газу. За результатами кожного з методів можна визначити критерії для пошуків ВВ. За геофізичними методами досліджують фізичні властивості порід у свердловинах, виявляють канали виходів флюїдів, фіксують глибинну будову об'єктів тощо. За літолого-стратиграфічним методом визначають мінеральний склад та фільтраційно-ємнісні властивості (пористість, проникність) порід. Аерокосмічними методами геологи фіксують ознаки нафтогазоносності: нафтові плями на поверхні моря, виходи газу, та лінеаментні зони та інші геологічні структури.

Комплектування літологічної та тектонічної інформації в геології є обов'язковою умовою для перспективи виявлення нафтогазоносних об'єктів. У цьому випадку потрібно вра-

ховувати дані всіх методів по досліджуваному об'єкту: геофізичного – акустичний каротаж, гамма-каротаж, сейсмофаціальний аналіз; літолого-стратиграфічного – літо- і біофаціальний аналізи; геохімічного – мікро- і макроскопічного, рентгеноструктурного аналізів; геологічного –

структурно-тектонічний аналіз, узагальнення геологічних даних.

Завдяки новим технологіям з'являється все більше нових методів дослідження, за допомогою яких отримують додаткову інформацію для пошуків.

## REFERENCES

Gozhik P.F., Krayushkin V.A., Klochko V.P., Presence of oil and gas in the world continental slope. 2005, Geol. journal № 1, pp. 7-22. (In Ukrainian).

Gozhik P.F., Bagriy I.D., Voitsytskyi Z.Ya., Gladun V.V., Maslun N.V., Znamenska T.O., Aks'om S.D., Kliushyna G.V., Ivanik O.M., Klochko V.P., Mel'nichouk P.M., Paliy V.M., Tsiokha O.G. Geological-structural-thermo-atmogeochemical substantiation of the petroleum presence in the Azov-Black sea aquatory, 2010, Kyiv, Logos, pp. 9-21. (in Ukrainian).

Grigoruchuk K.G., Hnidets V.P., Balandyuk L.V. Lithology and sedimentogenesis Maikop deposits Karkinitzky-North-crimean sedimentary-rock pool. Art. 2. Early Maikop. The geological paleo-oceanography and sedimentolithogenesis. Geology and Geochemistry of Combustible Minerals. 2009, № 2 (147), pp. 71-83. (in Ukrainian).

Ivaniuta M.M. Atlas of oil and gas in Ukraine. V.6. South oil and gas region. 1998, Lviv: Centre Europe, 224 p. (in Ukrainian).

Ishchenko I.I. Assessment of hydrocarbon potential of Cretaceous rocks complex of Ukrainian Black and Azov seas sector with lithologic and stratigraphic opinions. 2014, Geol. journal № 1 (346), p.p 43-53. (in Ukrainian).

Sobisevich A.L., Gorbaticov A.V., Ovsyuchenko A.N. Deep structure of the mud volcano of Mount Karabetovoy. 2008, Reports of the Academy of Sciences, № 4, pp.542-546.

Shnyukov E.F., Kobolev V.P., Pasinkov A.A. Gas volcanism Black Sea. 2013, Kiyev: Logos, 384p. (in Russian).

Hustoft S., Bunz S. and Mienert J. Three-dimensional seismic analysis of the morphology and spatial distribution of chimneys beneath the Nyegga pockmark field, offshore mid-Norway. Department of Geology, University of Tromsø, Tromsø, Norway. The Authors Journal Compilation r Blackwell Publishing Ltd, European Association of Geoscientists & Engineers and International Association of Sedimentologists. – 2010. – Vol. 22, p.p. 465–480.

Using Satellite Radar Imagery to Detect Leaking Abandoned Oil Wells on the U.S. Outer Continental Shelf. [Електронний ресурс] Advanced Resources International, Incorporated 1110 North Glebe Road, Suite 600 Arlington, Virginia 22201 U.S.A. – 2001. – <http://www.bsee.gov/Technology-and-Research/Oil-Spill-Response-Research/Reports/300-399/355AA/>.

Гожик П.Ф. Нафтогазоносність світового континентально-го схилу/ П.Ф. Гожик, В.О. Краюшкін, В.П. Клочко // Геол. журн. – 2005. – № 1. – С. 7–22.

Гожик П.Ф. Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. 1. Теоретичні та прикладні засади пошуків вуглеводнів в Азово-Чорноморському секторі України за комплексом геолого-структурно-термоатмогеохімічних досліджень/ П.Ф. Гожик, І.Д. Багрій, З.Я. Войцицький, В.В. Гладун, Н.В. Маслун, Т.О. Знеменська, С.Д. Аксьом, Г.В. Ключина, О.М. Іванік, В.П. Клочко, П.М. Мельничук, В.М. Палій, О.Г. Цюха // Київ: Логос. 2010. – С. 9–21.

Григорчук К.Г. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово-породного басейну. Ст. 2. Ранній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез / К.Г. Григорчук, В.П. Гнідець, Л.В. Баландюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 2 (147). – С. 71–83.

Іванюта М.М. Атлас родовищ нафти і газу України. Т.6. Південний нафтогазоносний регіон/ гол. ред. М.М. Іванюта // Львів: Центр Європи. 1998. – 224 с.

Іщенко І.І. Оцінка перспектив нафтогазоносності крейдового породного комплексу українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів з літолого-стратиграфічних позицій / І.І. Іщенко // Геол. журн. – 2014. – № 1(346). – С. 43–53.

Собисевич А.Л. Глубинное строение грязевого вулкана горы Карабетовой / А.Л. Собисевич, А.В. Горбатилов, А.Н. Овсюченко // Доклады Академии наук. – 2008. – № 4. – С. 542–546.

Шнюков Е.Ф. Газовый вулканизм Черного моря/ Е.Ф. Шнюков, В.П. Коболев, А.А. Пасынков // Киев: Логос, 2013, 384 с.

Hustoft S., Bunz S. and Mienert J. Three-dimensional seismic analysis of the morphology and spatial distribution of chimneys beneath the Nyegga pockmark field, offshore mid-Norway. Department of Geology, University of Tromsø, Tromsø, Norway. The Authors Journal Compilation r Blackwell Publishing Ltd, European Association of Geoscientists & Engineers and International Association of Sedimentologists. – 2010. – Vol. 22, p.p. 465–480.

Using Satellite Radar Imagery to Detect Leaking Abandoned Oil Wells on the U.S. Outer Continental Shelf. [Електронний ресурс] // Advanced Resources International, Incorporated 1110 North Glebe Road, Suite 600 Arlington, Virginia 22201 U.S.A. – 2001. – <http://www.bsee.gov/Technology-and-Research/Oil-Spill-Response-Research/Reports/300-399/355AA/>.

Novoe issledovanie Jenergeticheskogo centra biznesshkoly SKOLKOVO: «Netradicionnaja neft': stanet li bazhen vtorym Bakkenom?» Rogtec russian oil and gas technologies. 2013. <https://goo.gl/VjY95o>

Новое исследование Энергетического центра бизнесш-колы SKOLKOVO: «Нетрадиционная нефть: станет ли ба-жен вторым Баккеном?» [Электронный ресурс] // Rogtec russian oil and gas technologies. – 2013. Режим доступа до ресурсу: <https://goo.gl/VjY95o>

Manuscript resived 29 November 2014;  
revision accepted 4 April 2015.

Державна наукова установа «Відділення морської геології та осадочного рудоутворення НАН України»,  
м. Київ, Україна.  
samara200@bigmir.net.  
Рецензент: О.Ю. Митропольський

**Т.А. Мельниченко**

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ И ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ПРОБЛЕМ**

В публикации представлена литологическая и тектоническая информация по Азово-Черноморскому региону, Норвежском морю, Мексиканском заливе, Тамани с целью демонстрации необходимости комплексирования информации, полученной разными методами исследования (геофизического, литолого-стратиграфического, геохимического и др.) для выделения основных положительных критериев поиска нефти и газа. Для улучшения решения нефтегазопроисловых проблем в геологии тектоническая и литологическая информация может быть дополнена данными, получены методом дистанционного зондирования Земли и используется в мировой практике для обнаружения нефтяных пятен, выходов газа на морской поверхности и др.

*Ключевые слова:* залежи нефти и газа, литологические и тектонические критерии, геолого-геофизическая информация, дегазация, флюиды.