

Ю.О. Зарубін¹, М.В. Гунда², В.П. Гришаненко¹, Т.М. Галко³, М.І. Євдошук⁴

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ І ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ПОШУКУ ТА РОЗВІДКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ В АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКІЙ АКВАТОРІЇ УКРАЇНИ

Проаналізовано геолого-геофізичні матеріали та дані морського глибокого буріння, наведено огляд досвіду проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та розробки нафтогазових родовищ в азово-чорноморській акваторії України. Багаторічний досвід промислового освоєння морських родовищ України нафти і газу дає змогу здійснювати ефективне освоєння акваторії власними силами, але на цей час значних результатів щодо відкриття крупних та унікальних родовищ ще не досягнуто.

Ключові слова: азово-чорноморська акваторія, нафтогазоносність, геолого-геофізичні дослідження, пошуково-розвідувальні роботи, ресурси, видобуток.

Стан проблеми. Аналіз світового досвіду пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів (ВВ) в акваторіях морів. За оцінками фахівців, у світі видобувні запаси ВВ в акваторіях морів Світового океану становлять близько 137 млрд т нафтового еквівалента (н. е.) (1000 млрд барелів), відкриті запаси нафти – близько 70 млрд т (500 млрд барелів), з яких 27 млрд т або 40 % (200 млрд барелів) уже видобуто [11, 12].

Початок видобутку нафти в акваторіях морів припадає на 1940-ві роки, хоча окремі проекти цього видобутку в прибережних зонах реалізовували ще наприкінці XIX ст. Від того часу технічні можливості з пошуку і видобутку ВВ розвивалися стрімкими темпами. Нині розвідку родовищ проводять за глибин моря понад 2000 м. Деякі дослідники, виходячи з технічних можливостей, вважають зони моря до глибини 450 м (1500 футів) мілкими, від 450 до 2000 м (7000 футів) – глибокими і більше 2000 м – надглибокими [16]. За даними науково-технічної літератури [5, 14], мілкою водою (shallow water) переважно є глибини до 300 м [5, 14]. В останні 25 років на мілководді щорічно буриться до 500 розвідувальних свердловин і 100 свердловин на глибокій воді, які відкривають майже 80 нових родовищ за середньої успішності геологорозвідувальних робіт близько 30 % [16]. За останнє десятиріччя успішність геологорозвідувальних робіт збільшилась у середньому до 45 % із середнім обсягом приросту запасів близько 3 млн т н. е. на одну свердловину [16].

Промисловий видобуток нафти та газу ведеться в акваторіях Північного моря, Мексиканської затоки, Західного узбережжя Африки, Північно-Західного та Південноамериканського узбережжя Атлантичного океану, Перської затоки, морів Індійського океану, Північної та Північно-Східної Азії, Тихоокеанського шельфу Австралії та Океанії.

Вважають, що першу комерційно успішну свердловину з морської платформи було пробуре-

но у 1947 р. на континентальному шельфі Мексиканської затоки.

Наприкінці 1940-х років почалося будівництво унікального нафтогазодобувного комплексу “Нафтове Каміння” (Азербайджан) на групі скель “Гара Дашлар” (“Чорне каміння”) у Каспійському морі, у 42 км на південний схід від Апшеронського півострова. 7 листопада 1949 р. тут зафонтанувала перша нафтова свердловина з добовим дебітом 100 т [1].

Інтенсивність робіт з пошуку, розвідки та деякою мірою розробки нафтогазових родовищ в акваторіях Світового океану добре характеризується розподілом бурового флоту. За даними World Oil [7], на середину 2009 р. світовий флот налічував понад 570 мобільних бурових установок, 22 % з яких зосереджені в Мексиканській затоці, 18 – на Близькому Сході, 14 % – у Північному морі.

Всього за період 2009–2013 р. заплановано ввести в розробку 200 родовищ на мілкій воді і близько 300 – на глибокій, пробурити 2500 свердловин і залучити в розробку 21 млрд т н. е. запасів ВВ на мілкій воді та 8,8 млрд т н. е. – на глибокій [8].

Зростаюча цінність вуглеводневої сировини та велика вартість ризиків у морському нафтогазовому промислі стимулювали стрімкий технологічний, і особливо технічний, розвиток усіх елементів цього сектора промисловості, включаючи пошук і розвідку родовищ, буріння свердловин, морське будівництво, трубопровідний транспорт, сприяли появі нових рішень у технології матеріалів, інформаційних технологіях тощо.

Враховуючи, що перспективи збільшення видобутку нафти і газу в Україні пов'язані в першу чергу з родовищами, які розміщуються в межах акваторій Чорного і Азовського морів, використання світового досвіду розробки морських родовищ нафти і газу є обов'язковою умовою ефективного і раціонального використання вітчизняних природних ресурсів.

У 2005 р. частка видобутку з морських родовищ нафти загалом у світі становила близько 35 % (1095 млн т), газу – 31,6 % (750 млрд м³). Саме ці родовища відзначаються найбільшим приростом запасів. У межах акваторій відкривають “крупні” та “гігантські” родовища, наприклад на шельфах Бразилії, Нігерії, В’єтнаму, Китаю, Анголи, у Мексиканській затоці, Баренцовому і Каспійському морях [4].

За останні роки інтенсивний розвиток технологій і техніки у нафтогазовому секторі сприяє відкриттю крупних родовищ з видобувними запасами нафти понад 100 млн т у глибоководних зонах Світового океану (водна товща понад 1000 м). Сучасні технологічні рішення дають змогу нафтогазовим компаніям (НГК) проводити пошуково-розвідувальні роботи на акваторії з глибиною моря понад 3000 м. Собівартість видобутої нафти на таких родовищах становить 43,8–58,4 дол. США за 1 т (6–8 дол. США за барель) [4] завдяки швидким темпам промислового освоєння родовищ та високому рівню видобутку ВВ.

Більшість великих НГК світу приділяє значну увагу освоєнню саме морських родовищ з огляду на такі чинники:

- порівняно невелика собівартість продукції;
- немає потреби у спорудженні капіталоемної інфраструктури для транспортування, зберігання видобутих ВВ (транспортування продуктів у будь-яку точку світу здійснюється морським транспортом з морських нафтогазодобувних об’єктів (МНГО));
- висока безпека МНГО та низька загроза терористичних актів [6, 9, 15, 13].

Принципи та методичні підходи до пошуків, розвідки морських родовищ ВВ. У глобальній стратегії в галузі пошуків і розвідки ВВ у морських акваторіях до прийняття рішення про проведення геологорозвідувальних робіт слід визначити основні принципи:

- для пошуково-розвідувального буріння структури з потенційно великими обсягами вуглеводневих ресурсів (“гігантські” та “крупні” об’єкти) мають бути першочерговими;
- передбачення термінового введення в промислове освоєння нових запасів;
- постійний аналіз і перегляд об’єктів пошуку ВВ;
- пошук і розвідка суміжних перспективних структур.

Комплексний підхід до зниження ризиків пошуково-розвідувальних робіт розпочинається на рівні регіональних робіт з вивчення будови геологічного басейну і нафтогазових комплексів.

На різних етапах геологічного вивчення перспектив нафтогазоносності використовують відповідні технології. На ранніх етапах досліджують будову геологічних басейнів, здійснюють

аналіз нафтогазоносних комплексів у межах басейнів. Під час детальної оцінки ймовірних пасок ВВ і перспективних структур, з метою зниження ризиків у процесі пошуків і розвідки використовують великий набір програмного забезпечення для роботи з геологічними, сейсмічними та геолого-геофізичними даними різної складності та дуже великого інформаційного обсягу [3].

Зниження геологічних факторів ризику під час пошукових і геологорозвідувальних робіт досягають насамперед завдяки впровадженню наукових, науково-дослідних новацій та розробок, що безпосередньо пов’язані з виробничими завданнями у конкретних геологічних умовах. Порівняно недорогі розробки, зокрема програмне забезпечення, застосування геофізичних приладів з високою роздільною здатністю і точністю, дають можливість формувати стратегії та виконувати дорожчі роботи – геофізичні дослідження (сейсморозвідка, граві-, магніторозвідка, свердловинна геофізика), пошукове буріння. Це підвищує коефіцієнти результативності пошуково-розвідувальних робіт, вибору технологій та обладнання для подальших робіт.

Морські проекти реалізує у переважній більшості декілька партнерів із залученням великої кількості сервісних компаній, що потребує чіткого узгодження дій. Усі проекти пошуково-розвідувальних робіт виконують на основі багатоступеневого процесу, який має декілька рівнів розвитку (рис. 1), а саме:

I рівень – виявлення та оцінка: розробка проекту з визначення можливостей та ризиків для компанії (розробка декількох моделей, варіанти виконання робіт, дослідження технічних і технологічних можливостей реалізації проекту, оцінка ризиків та визначення його стійкості);

II рівень – вибір геологічної моделі: вибір найвірогіднішої моделі (деталізація проекту, визначення технологічних, технічних та економічних параметрів проекту, оцінка геолого-економічних ризиків);

III рівень – визначення: доопрацювання вибраної моделі (критичний аналіз та експертування розробленого проекту на перспективну структуру, перевірка відповідності виявленого об’єкта прийнятій стратегії компанії);

IV рівень – реалізація: остаточне визначення об’єкта, проведення комплексу робіт та отримання результатів;

V рівень – аналіз: за результатами геологічних, сейсмогеологічних, геолого-геофізичних даних і даних буріння підводять підсумки та визначають вихідні дані та рекомендації для детального проектування.

Під час реалізації багатоступеневого процесу для планування робіт використовують досвід екс-



Рис. 1. Концептуальна схема процесу пошуково-розвідувальних робіт

пертів, порівнюють обсяги і види відповідних робіт згідно з проектом, здійснюють критичний розгляд і затвердження оцінки ресурсів, аналіз і подальше вивчення відкритих ресурсів.

За результатами виконання технічної роботи у межах кожного етапу проводять практичні семінари на основі інформації, що надана експертами, та приймають відповідні управлінські рішення.

Кожна компанія, учасник проекту, отримує інформацію про ризики оцінених ресурсів і розподіл капітальних витрат на однакових умовах, незалежно від пайової участі у ньому. Одним із важливих етапів є прийняття рішення щодо закладання та буріння пошукової свердловини, на якому оцінюють прибутковість у різних діапазонах під час реалізації багатьох варіантів розвитку проекту.

Крім того, до прийняття рішення про буріння пошукової свердловини і виділення коштів оцінюють технічні ризики і небезпеки в процесі пошуково-розвідувальних робіт і промислового освоєння відкритого родовища.

За умов виявлення нових ресурсів першочерговим завданням є забезпечення їх найшвидшого промислового освоєння.

Багато компаній під час пошуково-розвідувальних робіт використовують методики, що забезпечують найповніше вивчення та розуміння будови геологічного басейну і нафтогазових комплексів, зокрема, це пірамідальна схема геолого-розвідувальних робіт (рис. 2). Такий підхід забезпечує технічну стійкість і дає змогу швидко й упевненіше приймати управлінські та технологічні рішення. На початковому етапі застосування цієї

схеми головну увагу приділяють “основи”, а саме визначенню й опису регіональної будови району робіт, стратиграфії і тектоніці басейну, створюють просторові зональні, структурні геолого-геофізичні моделі, виконують палеотектонічні аналізи. Це дає змогу розробити концепцію щодо басейну в цілому, визначити перспективні нафтогазоносні системи, сформувані уявлення про наявність окремих елементів – пасток, покришок, нафтогазоносності та хронології відкладів.

Уява про нафтогазоносні системи слугує основою для другого етапу, на якому вивчають особливості нафтогазоносних комплексів. За даними кількісного аналізу визначають різні аспекти системи у кожному з виділених комплексів. Застосовують засоби для картування та визначають загальні ризики на виділених зонах накопичення ймовірних ВВ кожного з комплексів. Після картування та кількісного аналізу нафтогазоносних комплексів проводять детальніший геологічний та геофізичний аналіз з метою визначення перспективних структур у кожному комплексі з уточненням та деталізацією створених просторових геолого-геофізичних моделей до рівня прогнозного продуктивного горизонту. У кінцевому результаті будують постійно діючі моделі на перспективні структури, ранжують за кількісною оцінкою прогнозні ресурси ВВ, визначають геологічні й техніко-економічні ризики, що складає єдиний портфель перспективних структур.

На етапі вивчення перспективних структур здійснюють пошукові та геологорозвідувальні роботи на найперспективніших об'єктах з найбільшими прогнозними ресурсами та найнижчими



Рис. 2. Принципова схема проведення геологорозвідувальних робіт

ризиками, у першу чергу геологічними, а також із техніко-технологічною можливістю реалізації проекту в найкоротший час.

Сучасні технічні і технологічні рішення, що використовують під час пошуків, розвідування морських родовищ ВВ. Розвиток нафтогазової промисловості, зокрема морського сектора, потребує інтенсивного розвитку науки та техніки. Багатомільярдні проекти передусім вимагають високої достовірності й точності під час проектування та ведення пошуково-розвідувальних робіт на морі з метою уникнення високих геологічних і фінансових ризиків.

На сьогодні у галузях геології, геофізики використовують значну кількість методів, обладнання та технологій для вивчення геологічного розрізу, прогнозування нафтогазоносності, виявлення перспективних структур [10].

Одним із найвідоміших є метод тривимірної сейсмозв'язки (3D), що дає змогу з високою точністю визначати сейсмогеологічні характеристики розрізу, виявляти локальні структури, прогнозувати фільтраційно-ємнісні характеристики та нафтогазоносність на основі даних щодо хвильового поля.

Достовірність отриманих геолого-геофізичних даних визначають на кожному етапі створення геолого-технологічної моделі перспективного об'єкта (родовища) з оцінкою геологічних ризиків і визначенням точності сейсмічних параметрів та атрибутів, застосовуючи методи інтегрованої інтерпретації та геологічного аналізу. Точність створеної геологічної моделі об'єкта оцінюють за

умови відсутності даних пошукового буріння, тому для її підтвердження використовують отримані фактичні дані.

Слід зазначити, що на цей час не існує загальноприйнятої методики оцінки достовірності інтегрованої інтерпретації. На практиці точність і надійність геологічного моделювання підтверджують багатоваріантним моделюванням з використанням одних і тих самих даних, а також порівнянням з фактичними даними щодо подібних об'єктів, де пробурені пошукові свердловини [2].

Для проведення пошуково-розвідувальних робіт на морі широко застосовують різні модифікації електророзвідки, магніторозвідки, гравірозвідки, методи аерокосмічних, геохімічних та інших досліджень завдяки відсутності ускладнювальних факторів, що наявні на суходолі (інфраструктура, русла річок, озера, болота, заповідники тощо). Досить широке використання новітніх технологій аерокосмічних зондувань з використанням високочутливої спектрометрії дає змогу здійснювати картування геологічної будови суходільних ділянок, виявляти виходи та/або просочування природних ВВ на шельфі, краще зрозуміти формування сучасних осадових басейнів. Виконують також радіолокаційне знімання із застосуванням мультиплексорної поляризації і тепловізорне. Розвиток технологій та нові розробки обладнання підвищують можливості застосування традиційних методів. Наприклад, гравітаційні градієнти можна вимірювати під час аерознімання у поєднанні з магніторозвідкою високої чутливості,

що дає змогу визначати розміри осадових басейнів і деталізувати наявні структури. Комплексне застосування таких методів є важливим джерелом інформації на початкових етапах геологічного вивчення нових ділянок морських акваторій.

Усі компанії велику увагу приділяють обробці, інтерпретації та візуалізації інформації, отриманої під час досліджень. Насамперед це програмні технології математичної обробки та моделювання різних фізичних процесів. Особливу роль відіграють програмні модулі з обробки, інтерпретації даних сейсмозвідки. Обсяги інформації, що отримані за результатами сейсмозвідки, вимірюються терабайтами і потребують довготривалих операцій з підготовки, комплексування даних з обробки та інтерпретації. Багато відомих компаній розробляють програмне забезпечення з обробки та симуляції масивів даних сейсмозвідки, свердловинної геофізики, що залишаються основними джерелами інформації для побудови геолого-геофізичних, геологічних моделей родовищ і перспективних площ.

Особливу роль відведено програмним комплексам, пов'язаним із візуалізацією отриманих результатів. Інтенсивно розвиваються технології щодо просторового відтворення результатів моделювання геологічних, гідродинамічних імітацій процесів формування та розвитку нафтогазоносних басейнів. Поліпшення уяви та сприйняття інформації сприяє глибшому розумінню природних і технологічних процесів, що реалізуються

під час пошуків, розвідки і розробки родовищ нафти і газу.

На теперішній час дуже широко використовують кімнати віртуальної реальності, що дає змогу спеціалістам досліджувати та приймати високоточні інженерні рішення на основі просторових імітацій геологічних і гідродинамічних моделей окремих покладів, родовищ, геологічних зон.

За допомогою новітніх інформаційних технологій у режимі реального часу здійснюють моніторинг та супервізію практично кожного процесу, що підвищує якість отримуваної інформації, мінімізує можливі неполадки обладнання. При цьому забезпечуються чіткий контроль технологічних процесів, а також максимальна технологічна та економічна ефективність проектних рішень.

Загальні відомості про нафтогазоносність українського сектора Чорного та Азовського морів. У межах азово-чорноморської акваторії України (рис. 3) умовно виділяють:

- північно-західну частину шельфу Чорного моря;
- Прикерченський шельф Чорного моря;
- глибоководну частину Чорного моря;
- акваторію Азовського моря.

У Південному нафтогазоносному регіоні України відкрито такі родовища: у межах північно-західного шельфу Чорного моря газоконденсатні – Голицинське, Шмідтівське та Штормове; газові – Південноголицинське, Архангельське, Кримське, Одеське газове, Безіменне; у межах акваторії

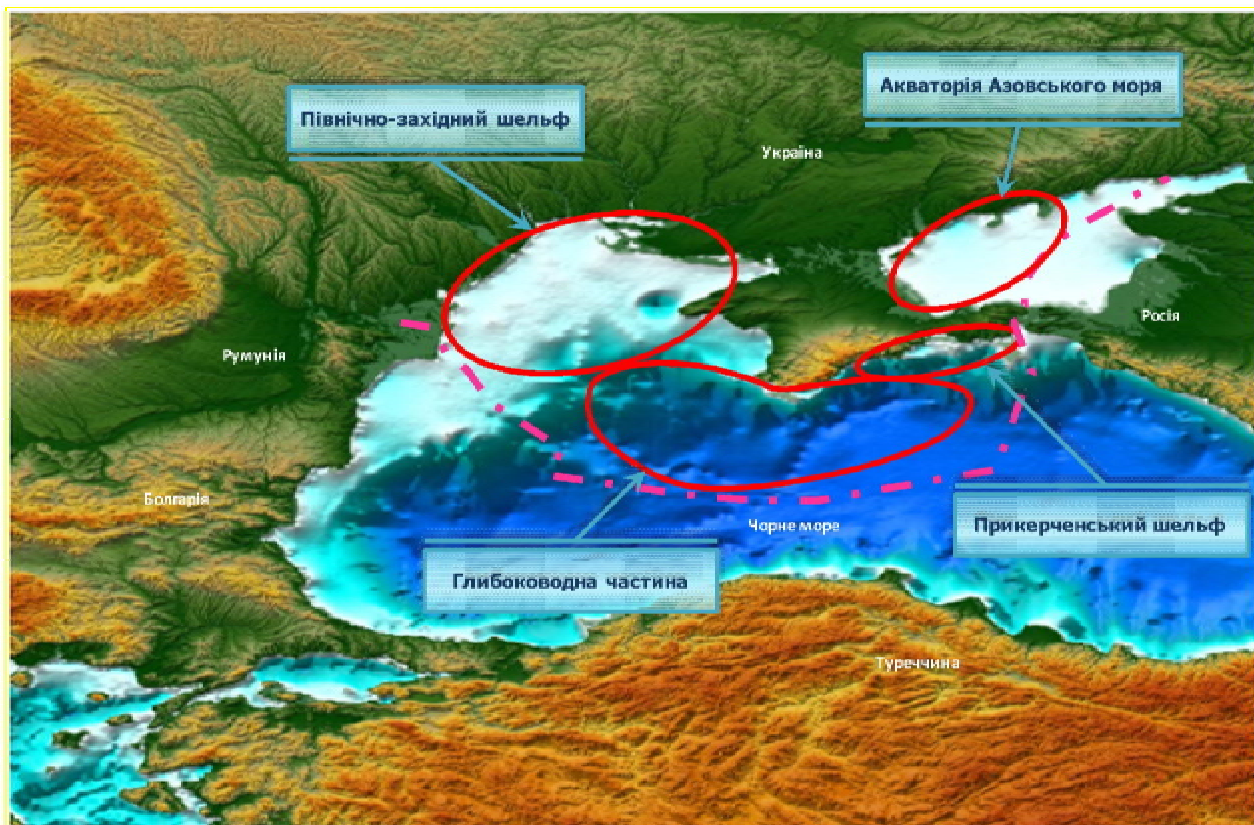


Рис. 3. Оглядова карта українського сектора Чорного та Азовського морів

Азовського моря газів – Морське, Стрілкове, Північноказантипське, Північнокерченське, Східноказантипське, Північнобулганацьке; у межах прикерченської ділянки шельфу Чорного моря – Субботінське нафтове.

У Південному нафтогазоносному регіоні (шельф і суходіл) відкрито 35 газових і газоконденсатних родовищ: 20 родовищ – АР Крим, 14 – шельф Чорного і Азовського морів та 1 родовище Запорізька обл.

Видобувні запаси по них підраховані у розмірі 66 086 млн м³ газу, що становить 6,74 % від видобувних запасів України. Залишкові видобувні запаси газу, станом на 01.01.2009 р., категорії А+В+С₁ (затверджені ДКЗ) – 22 092,0 млн м³ газу, накопичений видобуток газу – 31 122 млн м³, накопичений видобуток конденсату з початку розробки – 1346 тис. т.

Запаси нафти Південного регіону (шельф і суходіл) підраховані для 15 родовищ. Видобувні запаси нафти категорії А+В+С₁ становлять, станом на 01.01.2009 р., 6604 тис. т або 6,01 % балансових видобувних запасів України.

За результатами проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) у морських акваторіях України у 2008 р. приріст видобувних запасів регіону такий:

- природного газу – 3629 млн м³ (Одеське газове родовище – 2164 млн м³, Штормове газоконденсатне родовище – 1465 млн м³), що становить 13,5 % приросту запасів газу за результатами ГРР в усій країні;
- нафти – 171 тис. т (Субботінське нафтове родовище, пачка М-2), що становить 10 % приросту запасів нафти за результатами ГРР в усій країні та 46,3 % приросту нафти по нових родовищах і покладах.

На підставі аналізу перспективних структур в українському секторі Чорного та Азовського морів найперспективнішим є Прикерченський шельф Чорного моря.

Єдиним на сьогодні підприємством, що здійснює видобуток ВВ в українському секторі Чорного і Азовського морів, є ДАТ “Чорноморнафтогаз” Національної акціонерної компанії (НАК) “Нафтогаз України”. Товариство розробляє 6 морських родовищ: 2 газоконденсатні (Голицинське і Штормове на шельфі Чорного моря); 4 газові (Архангельське – шельф Чорного моря, Стрілкове, Східноказантипське та Північнобулганацьке – акваторія Азовського моря).

Здійснюється підготовка 3 родовищ до проведення дослідно-промислової розробки (ДПР): Одеського та Безіменного (північно-західний шельф Чорного моря); Субботінського (Прикерченський шельф Чорного моря).

Основні причини стримування інтенсивного геологічного вивчення вуглеводневого потенціалу

українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів пов'язані з обсягами фінансування та отримання спеціальних дозволів на геологічне вивчення перспективних площ, оскільки основні об'єми ГРР виконує НАК “Нафтогаз України” за рахунок коштів державного та власного бюджету компанії.

Іншим стримувальним фактором є низька вартість реалізації газу та відсутність інвестиційної складової у цьому регіоні, якщо не враховувати інвестиції ДК “Укргазвидобування” в освоєння ресурсів Чорного та Азовського морів. Так, у результаті створення “Спільної діяльності ДАТ «Чорноморнафтогаз» та ДК «Укргазвидобування»” за період 2000–2006 рр. введено у розробку Східноказантипське та Північнобулганацьке газові родовища, виконуються роботи з геологічного вивчення та підготовки до ДПР Субботінського, Одеського та Безіменного родовищ.

Слід зазначити, що ДАТ “Чорноморнафтогаз” здійснює пошук інвесторів, але в умовах нестабільної політичної ситуації в Україні потужні інвестори не наважуються вкладати кошти у її нафтогазовий ринок, зокрема акваторії Чорного та Азовського морів. Виключенням є компанія “Shell”.

У 2004 р. компанія “VENCO” отримала спеціальний дозвіл на геологічне вивчення ділянки у південно-західній частині Прикерченського шельфу та глибоководної частини Чорного моря і планувала виконати (3D) сейсміку та пробурити одну пошукову свердловину; загальний обсяг інвестицій мав становити 100 млн дол. США.

Підсумувавши викладене, доходимо таких висновків.

Український сектор акваторії Чорного та Азовського морів має значні ресурси ВВ, що вичаються низькими темпами.

Відсутність у НАК “Нафтогаз України” чіткої стратегії та програми освоєння вуглеводневого потенціалу українського сектора акваторії Чорного та Азовського морів стримує розвиток ДАТ “Чорноморнафтогаз” і залучення кредитних ресурсів та інвестицій.

Значна залежність НАК “Нафтогаз України” від державного фінансування призводить до збільшення термінів отримання першої промислової продукції (нафти, газу) з відкритих родовищ. Прикладом може бути Субботінське родовище. За 4 роки від дати відкриття на родовищі не виконаний повний комплекс ГРР, який би забезпечив коректну оцінку нафтогазоносності розкритого пошуковими свердловинами розрізу та оконтурення виявлених покладів нафти і газу. На рис. 4 показано оцінку темпів освоєння Субботінського родовища з урахуванням традиційного вітчизняного та світового досвіду передових країн (Норвегії та Великої Британії). Поточну ситуацію на родовищі

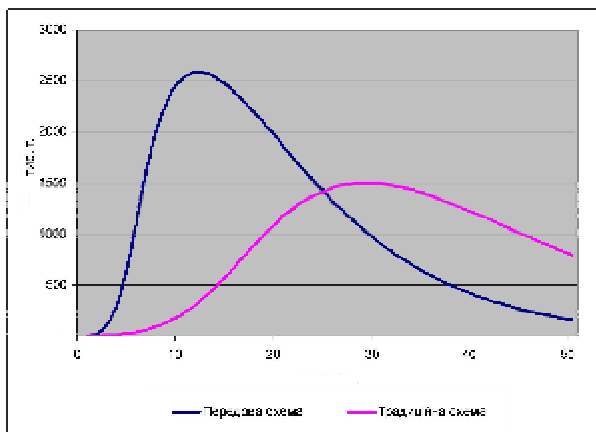


Рис. 4. Порівняння темпів освоєння родовищ за передовими світовими та традиційними вітчизняними схемами

важко назвати позитивною, незважаючи на значні зусилля ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

1. *Баку и нефть. Советский период.* – Режим доступу: <http://www.window2baku.com/oil3.htm>
2. *Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Ч. 1. Геологическое моделирование.* – М.: ОАО “ВНИИЭНГ”, 2003. – 164 с.
3. *Розробка морських родовищ нафти і газу* / [Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П. та ін.]. – К.: ПП “Топок”, 2012. – 312 с.
4. *Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Фе-*

дерации на период до 2020 г. – М.: Мин-во природы России, 2006. – <http://www.mnr.gov.ru/>

5. *Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil and Gas Resources of the Nation’s Outer Continental Shelf, 2006.* MMS, U.S. – Department of the Interior February 2006. – 6 p.
6. *Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions* // Oil and Gas Reserves Committee SPE. Final Report. – 2005. – Dec.
7. *Global data* // Offshore Mag. – 2009. – June. – P. 8.
8. *International report* // Offshore Mag. – 2009. – May. – P. 32–65.
9. *Kelter D. Classification Systems for Coal Resources – A Review of the Existing Systems and Suggestions for Improvements* // Geol. Jb. – 1991. – A 127. – P. 347–359.
10. *Nehring R. Post-Hubbert challenge is to find new methods to predict production, EUR* // Oil & Gas J. – 2006. – Aug 24. – P. 4–51.
11. *Sandrya I., Sandrya R. Global Offshore. Oil-1* // Ibid. – 2007. – Mar. 5. – P. 34–40.
12. *Sandrya I., Sandrya R. Global Offshore. Oil-2* // Ibid. – 2007. – Mar. 12. – P. 34–39.
13. *Shell’s Bonga Oil Field Starts up Offshore Nigeria* // Azom.com.: Retrieved. – 2007. – 13 June. – <http://www.azom.com/details.asp?newsID=4448>.
14. *The NPD’s Fact-pages.* – Режим доступу: <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>
15. *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources.* – <http://www.unece.org/ie/se/pdfs/UNFC/UNFCemr.pdf>
16. *Wilson J., Mackenzie W. Deepwater GOM discoveries to increase* // World Oil. – 2009. – May. – P. 14.

¹ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, Київ, Україна

Надійшла до редакції 18.01.2013 р.

²ТОВ НВП “Центр нафтогазових ресурсів”, Київ, Україна

³Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІГаз), Харків, Україна

⁴Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru

Ю.А. Зарубін, Н.В. Гунда, В.П. Гришаненко, Т.Н. Галко, Н.И. Евдошук

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В АЗОВО-ЧЕРНОМОРСКОЙ АКВАТОРИИ УКРАИНЫ

Выполнен анализ геолого-геофизических материалов по данным морского глубокого бурения, представлен обзор опыта проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ в азово-черноморской акватории Украины. Многолетний опыт промышленного освоения морских нефтегазовых месторождений Украины позволяет осуществлять эффективное освоение акватории собственными силами, но в современных условиях значительных результатов в открытии крупных и уникальных месторождений еще не достигнуто.

Ключевые слова: азово-черноморская акватория, нефтегазоносность, геолого-геофизические исследования, поисково-разведочные работы, ресурсы, добыча.

**OIL AND GAS POTENTIAL AND BASIC PRINCIPLES OF THEIR PROSPECTING
IN THE AZOV AND BLACK SEA AREAS OF UKRAINE**

Geological and geophysical data of the marine deep drilling is analyzed. The experience of exploration for oil and gas in the Azov and Black Sea areas of Ukraine is overviewed. Years of experience of industrial development of the offshore oil and gas deposits in Ukraine allows for efficient development of water bodies using one's own resource, but in modern conditions there are no significant results of large and unique deposits' discovery. The article aims to overcome the existing problems in the development of oil and gas potential of water areas of Ukraine.

Keywords: Azov and Black Sea area, oil and gas, geological and geophysical surveys, exploration, resources, production.