

фільтраційними водами безпосередньо в рік випадання атмосферних опадів.

3. Випробуваний метод дає можливість зробити спробу вирішення прогностичних задач, зокрема прогнозування активізації зсувних процесів. Під час роботи з наявними фактичними матеріалами можна (й потрібно) виконати кореляцію піків активності із сумами атмосферних опадів за кілька попередніх років, а також з періодами підвищення рівнів ґрунтових вод, що передують сплескам зсувної активності. Для коректнішої постановки завдання і його рішення треба обладнати контрольні зсувні зони опорними свердловинами для спостережень за режимом ґрунтових вод, що й рекомендується передбачити в черговому проекті з моніторингу екзогенних геологічних процесів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Луцик А. В., Романюк О. С., Швирло М. І. Звітні матеріали інженерно-геологічної режимної служби (екзогенні геологічні процеси). Сімферополь: КВ УкрДГРІ, 2005.
2. Педан В. В., Кудрявцев А. П. та ін. Моніторинг геологічного середовища території Сумської, Харківської та Полтавської областей. Зведений інформаційний звіт Харківської комплексної геологічної партії за 2001–2005 рр. Харків, 2006.
3. Соколов Ю. П. Інформаційний звіт з моніторингу, обліку поширення та активізації екзогенних геологічних процесів у межах території Харківської та Сумської областей за 2009 рік. Харків, 2010.

УДК 550.812:553.98(477)

М. І. ЄВДОЩУК, д-р геол. наук, завідувач відділу геології вугільних родовищ (ІГН НАН України),
Т. М. ГАЛКО, канд. геол. наук, начальник Центру проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ УкрНДІГазу,
Б. М. ПОЛУХТОВИЧ, канд. геол.-мінерал. наук, старший науковий співробітник (УкрДГРІ),
А. М. КРИШТАЛЬ, заступник директора (ТОВ "Єврогаз України"),
Г. М. ЯКУБЕНКО, провідний інженер (ІГН НАН України)

ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У КАРБОНАТНИХ ВІДКЛАДАХ ВЕРХНЬОЇ КРЕЙДИ ПІВНІЧНОГО КРИМУ ТА ПРИЛЕГЛОЇ АКВАТОРІЇ ЧОРНОГО МОРЯ

Наведено геолого-промислову характеристику продуктивних горизонтів, яка підтверджена прямими ознаками наявності нафти й газу в карбонатних відкладах верхньої крейди Північного Криму та акваторій Чорного моря.

Як дискусійне поставлено питання можливості в межах досліджуваного району розвитку органогенних акумулятивних споруд, зокрема рифтогенних різновидів.

Виявлено причини низької ефективності геологорозвідувальних робіт на верхньокрейдів карбонатні відклади.

Representation of geological characteristics of industrial productive horizons, confirmed by direct evidence of the presence of oil and gas in the carbonate sediments of the Upper Cretaceous of North Crimea and the Black Sea areas.

In order of discussion raised the possibility within the study area of organic accumulation structures, in particular, the rift species.

The reasons of low efficiency of exploration work on the Upper carbonate sediments.

Вступ. Актуальність проблеми пошуків покладів вуглеводнів у карбонатних відкладах верхньої крейди Північного Криму та прилеглої акваторії Чорного моря зумовлена тим, що в низці нафтогазоносних регіонів світу вони належать до основних об'єктів видобутку нафти й газу.

Нафтогазоносність верхньокрейдівих утворень Криму виявлена в 1962 р. на Олександрівській ділянці, на якій у свердловині 24 з глибини 1794 м одержано нетривалий приплив нафти дебітом 24 м³/добу після соляно-кислотної обробки сеноманських карбонатних відкладів.

У наступні роки пошуково-розвідувальні роботи здійснювалися також на Карлавінській, Серебрянській, Бакальській, Міжводненській, Оленівській, Родниківській, Північній та Первомайській

площах Рівнинного Криму, в межах яких одержано припливи вуглеводнів або спостерігались інтенсивні нафтогазопрояви з горизонтів верхньої крейди у свердловинах, що бурилися на нижню крейду. У результаті відкрито й розвідано в коньяку-нижньому сантоні Серебрянське нафтове родовище з видобувними запасами 133 тис. т. На інших площах скупчення вуглеводнів не становлять промислового значення і не залучені до Державного балансу. На Каштанівській, Джанкойській та Соколинській структурах продуктивних горизонтів у верхній крейді на виявлено.

Загалом ці утворення в регіоні є недостатньо вивченими. Так, у Криму на верхню крейду пробурено 40 свердловин (серед них одна параметрична і дві експлуатаційні) на 13 площах, метраж яких становить 104 706 м (рисунок).

Крім того, верхньокрейдіві карбонатні відклади вивчалися у 134 свердловинах (у т. ч. 11 параметричних) на 61 площі, які бурилися для пошуків покладів вуглеводнів у нижній крейді. На жаль, у них, як зазвичай, з верхньокрейдівого розрізу керн не відбирався.

У Північному Причорномор'ї пошуки покладів у верхній крейді не проводились, але вона розкрита свердловинами, які бурилися на нижню крейду. Тут пробурено 37 глибоких свердловин, з них 11 параметричних на 23 площах.

На північно-західному шельфі Чорного моря пошукові роботи у верхньокрейдівій карбонатній товщі проводилися тільки на структурі Шмідта, де пробурено дві свердловини. Крім того, ці відклади розкриті в 14 свердловинах на семи площах, що бурилися на нижньокрейдіві теригени.

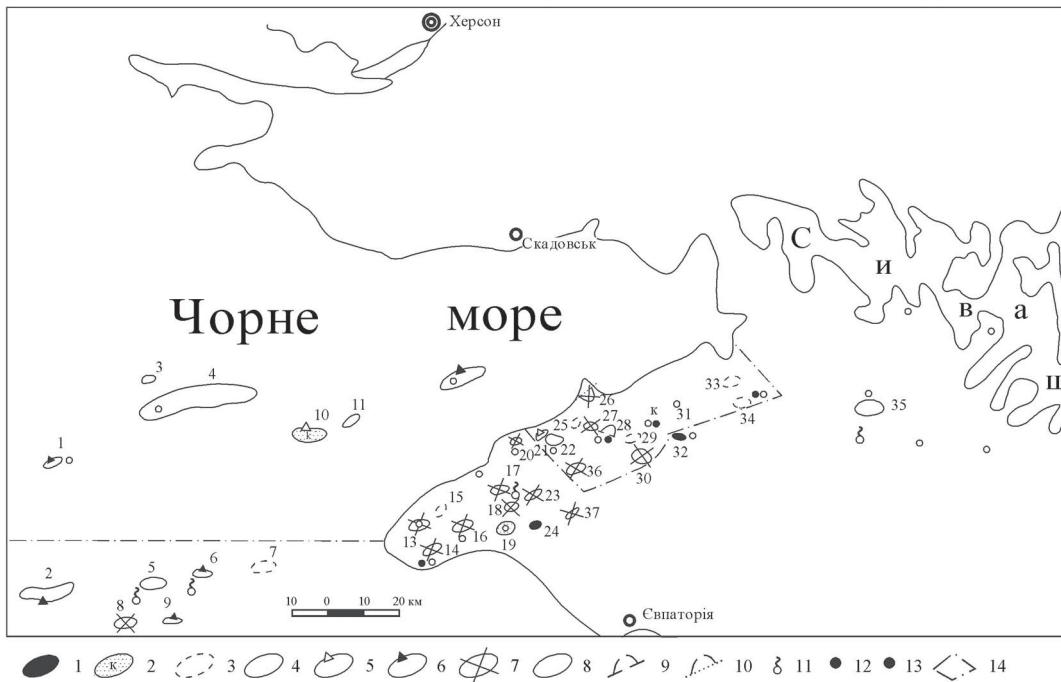


Рисунок. Оглядова карта пошукових робіт на нафту й газ у верхньокрейдових відкладах Північного Криму і прилеглої акваторії Чорного моря

Родовища: 1 – нафтові, 2 – газоконденсатні. Структури: 3 – перспективні (виявлені), 4 – підготовлені до глибокого буріння, 5 – які перебувають у пошуково-розвідувальному бурінні, 6 – у консервації, 7 – виведені з пошукового буріння з негативними результатами, 8 – антиклинальні, 9 – тектонічно екрановані, 10 – літологічно обмежені. 11 – промислові припливи газу. Прояви: 12 – нафти, 13 – газу. 14 – межі ділянок, рекомендованих для першочергових сейсмозвідувальних робіт

Локальні структури на Чорноморській акваторії: 1 – Флангова, 2 – Гамбурцева, 3 – Біостромна, 4 – Голицинська, 5 – Штормова, 6 – Штильова, 7 – Прибійна, 8 – Сельського, 9 – Федорівська, 10 – Шмідтівська, 11 – Східномідтівська, 12 – Каркінітська; у Криму: 13 – Оленівська, 14 – Мілова, 15 – Кузнецька, 16 – Родниківська, 17 – Карлавська, 18 – Глібівська, 19 – Західнооктябрська, 20 – Міжводненська, 21 – Північна, 22 – Бакальська, 23 – Кіровська, 24 – Октябрська, 25 – Славненська, 26 – Борисівська, 27 – Рилєєвська, 28 – Котовська, 29 – Північнокаштанівська, 30 – Каштанівська, 31 – Переточна, 32 – Серебрянська, 33 – Правдинська, 34 – Арбузівська, 35 – Джанкойська, 36 – Задорненська, 37 – Донузлавська

Продуктивні горизонти або інтенсивні газопрояви виявлені в сеноманських відкладах на Октябрській, Карлавській, Західнооктябрській, Родниківській, Міжводненській, Бакальській структурах, а в карбонатних коньякських утвореннях – на Серебрянській та Оленівській, у сантонських – Серебрянській, Північносеребрянській та Міжводненській, у кампанських – Первомайській, у маастрихтських – Шмідтівській, Бакальській та Північній площах.

Значні дебіти припливів вуглеводнів спостерігались із сеноману на Карлавській площі. Так, у свердловині 8 (інт. 3380–3472 м) одержано 150 тис. м³/добу газу з конденсатом. У свердловинах 14 (інт. 3360–3356 м) і 13 (інт. 3458–3358 м) дебіт газу становив відповідно 120 і 100 тис. м³/до-

бу. Під час випробування Родниківської свердловини № 4 (інт. 2198–2600 м, сеноман) одержано 24 тис. м³/добу газу і 57,9 м³/добу води. З відкладів того самого віку на Західнооктябрській площі (сверд. 27, інт. 2348–2376 м) одержано 6 тис. м³/добу газу. На Серебрянській площі з коньякських-сантонських утворень у сверд. 3 (інт. 1710–1748 м) отримано 115 м³/добу нафти через діафрагму 10,4 мм. Під час випробування об'єктів у сантоні в Міжводненській сверд. 4 приплив газу становив 23 тис. м³/добу через 14-міліметрову діафрагму.

Заслуговує на увагу те, що припливи газу з великими дебітами спостерігались переважно під час випробування об'єктів пластовипробувачем на трубах. У свердловинах Карлавській-13, Родниківсь-

кій-4 та Бакальській-10 простежувалося відкрите фонтанування. Ліквідація газопроявів проводилася способом обважнювання глинистих розчинів крейдою й гематитом з протитиском на гирлі від 2 до 8 МПа, що приводило до певної закупорки привітної зони. Після ліквідації газопроявів під час випробування перспективних інтервалів отримували припливи від розгазованої технічної води до 150 тис. м³/добу горючого газу. Однак у подальшому, після спуску експлуатаційної колони, як завжди, з цих об'єктів промислових припливів газу не отримували. Здебільшого одержані результати не можна вважати однозначними, бо нерідко випробувалися великі інтервали (від 50 до 200 м) і під час отримання припливів газу з водою не завжди визна-

чалось її місце надходження. Якість цементування експлуатаційних колон була низькою. Контроль за тампонажем проводився несистематично.

Прямі ознаки нафти й газу в процесі буріння свердловин у товщі верхньокрейдових відкладів, зокрема й отримання промислових припливів під час випробування за допомогою випробувачів пластів на трубах і в колоні, газові викиди тощо були більше як у 50 свердловинах на 16 площах. Ці прояви охоплюють майже весь розріз від сеноманського до маастрихтського ярусів. Більшість з них пов'язані із зонами тріщинуватості та кавернозності порід. Вони переважно тяжіють до стратиграфічних незгідностей і здебільшого зосереджені в таких частинах розрізу: низах сеноману, верхах сеноману, верхах коньяку-низах сантону та верхах маастрихту. Однак отримання промислових припливів та освоєння продуктивних горизонтів пов'язане з великими труднощами різного характеру.

Після спуску експлуатаційних колон припливи нафти й газу різко зменшувались або припинялись. Були випадки, коли разом з вуглеводнями надходила пластова вода. Якщо при цьому врахувати велику диференціацію пластових тисків (від знижених до аномально високих), різну мінералізацію пластових вод, гідродинамічну взаємодію свердловин, технологію їх проводки, зокрема цементаж обсадних колон, та інші чинники, стає очевидним, що велика кількість нафтогазопроявів не може бути випадковою, а отримання промислових припливів та освоєння пластів-колекторів, приурочених до верхньокрейдової товщі, заслуговують на велику увагу та потребують спеціальних клопітких досліджень.

Наведені вище значення дебітів припливів вуглеводнів, а також явища поглинання промивальної рідини

та часом значні водопрояви свідчать про наявність у товщі верхньої крейди природних резервуарів [1].

Карбонатні та глинисто-карбонатні породи зазвичай щільні, низькопористі та майже непроникні. Вони стають колекторами за умови розвитку тріщинуватості (можливо, також густої сітки сутур і стилолітів) та підвищеного вмісту органогенного та (або) піщано-алевритового матеріалу (площі Шмідта на чорноморській акваторії, Північна, Серебрянська та інші на суходолі).

Тріщини трапляються по всьому розрізу карбонатної товщі. Проте розвиток порід-колекторів, що мають задовільні ємнісні та фільтраційні властивості (пористістю понад 8–10 %, проникністю понад $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), відбувається спорадично. Колекторські властивості відкладів змінюються як по розрізу, так і по латералі часто в межах однієї площі. Так, наприклад, на Серебрянській площі лише в одній точці (сверд. 3 і 13) натрапили на колектор, природа якого, на жаль, залишилася нез'ясованою. Більшість дослідників пов'язує поліпшення пористості та проникності з розвитком збагачених органікою вапняків (органогенних або органогенно-детритових). Такі різновиди карбонатних порід слабко вивчені через майже повну відсутність кернів з продуктивних горизонтів верхньої крейди. За лабораторними даними пористість вапняків коливається від 0,3 до 18,9 %. Щільність відкритих тріщин у них від 0,01 до 4,68 см/см². Зумовлена ними пористість звичайно не перевищує 1 %, а проникність сягає $130\text{--}860 \cdot 10^{-3}$ мкм². За покриття тут служать пачки мергелів і глинистих вапняків, а в сеноманській частині розрізу також прошарки вапнистих аргілітів [1, 2].

За матеріалами буріння, сейсмозв'язки та тематичних досліджень можна стверджувати, що у верхній крейди

розвинуті пастки різних типів. Зокрема поклад нафти Серебрянського родовища та газопрояви на Північносеребрянській площі пов'язані з пастками літологічно обмеженого типу, очевидно, лінзоподібними тілами органогенно-детритових вапняків підвищеної тріщинуватості та стилолітизації. Імовірно, що подібні пастки в органогенно-детритових і піщано-алевритових вапняках є на Бакальській і Північній структурах. На схилах Олексіївського й Первомайського палеовулканів спостерігається стратиграфічне виклиновання окремих горизонтів. Тектонічно екрановані пастки виявлені на Октябрській, можливо, Шмідтівській та Західнооктябрській структурах. Газопрояви із сантону на Міжводненській ділянці пов'язують зі склепінною частиною складки.

Загальні невирішені проблеми. Перегляд промислово-геофізичних і геологічних матеріалів, здійснений у 70-х роках співробітниками об'єднання "Кримгеологія", по Карлавській, Північносеребрянській, Серебрянській, Бакальській, Міжводненській, Родниківській площах показав, що для вивчення геологічної будови й нафтогазоносності карбонатної товщі верхньої крейди потрібна методика проведення сейсмозв'язки та ГДС, відмінна від такої, що застосовується під час дослідження нижньої крейди. Вона має забезпечити не лише картування по відбиваючих сейсмічних горизонтах, але і виявлення літологічних неоднорідностей (фаціальних змін), зон виклиновання й тріщинуватості та малоамплітудних порушень.

Обґрунтування науково-практичних результатів досліджень. Наявні геолого-геофізичні матеріали недостатньо інформативні, бо відбір і внос кернів не забезпечує визначення природних колекторів і петрографічної їх характеристики, а результати випробування

свердловин часто неоднозначні (випробувалися великі інтервали розрізу, спостерігалось перетікання води, відсутній досконалий контроль за якістю цементування й перфорації обсадних колон тощо). Загалом, на наш погляд, головними причинами негативних результатів пошукових робіт на карбонатні відклади верхньої крейди регіону є:

1. Локальний характер розвитку кондиційних (для умов Криму) колекторів і невизначеність їх природи.

2. Недосконала методика проведення сейсмічних робіт і ГДС, яка не забезпечує успішні пошуки та вивчення нафтогазоносності неантиклінальних пасток верхньої крейди.

3. Недосконала технологія розкриття й випробування продуктивних горизонтів.

Прорахунки в прогнозах колекторів і пасток на окремих площах, низький ступінь достовірності виявлених пасток, недостатня вивченість закономірностей розвитку літофацій і зон тріщинуватості, неоднозначність результатів випробування перспективних горизонтів верхньої крейди – все це є переважно наслідками названих чинників.

Дискусійними є питання можливості в межах досліджуваного району розвитку органогенних акумулятивних споруд, зокрема рифогенних різновидів, які зазвичай характеризуються високими колекторськими властивостями. Остаточо не виявлені співвідношення колекторів та екранів у цій товщі, роль тріщинуватості в акумуляції та збереженні скупчень вуглеводнів, типи можливих пасток.

Висновки. Однією з причин низької ефективності геологорозвідувальних робіт на верхньокрейдіві карбонатні відклади є складна будова пасток і природних резервуарів. Відсутня чітка границя між колекторами та екранами, які залежать передусім від наявності або відсутності тріщинуватості та пустот вилуговування.

Низка різних ускладнень у процесі проводки глибоких свердловин спричинена бурінням в неізольованих глинистих (майкопська серія) і карбонатних (верхня крейда-палеоцен) відкладах. Зокрема нерідко спостерігаються непередбачувані поглинання бурового розчину, порушення стійкості стінок свердловин, прихоплення бурильного інструменту, що призводять до неякісних проводки свердловин і розкриття продуктивних горизонтів, аварій, збільшення часу та витрат на буріння. При великих репресіях на пласт часто утворюються глибокі зони проникнення фільтрату бурового розчину. При цьому сильно забруднюються колектори, що негативно впливає на інтерпретацію промислово-геофізичних досліджень і подальше освоєння об'єктів.

Протиріччя між прогнозною оцінкою нафтогазоносного потенціалу верхньокрейдівих утворень (9,4 % від початкових сумарних ресурсів вуглеводнів Каркінітсько-Північнокримського прогину) і розвіданими запасами (0,6 % від таких) прогину свідчать про невирішеність проблеми перспектив нафтогазоносності потужної (понад 2 км) карбонатної товщі та її актуальність.

ЛІТЕРАТУРА

- Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. Киев, 1999. 134 с.
- Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України/П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. П. Ключко, М. І. Євдошук, В. А. Краюшкін, В. Г. Франчук, Б. Л. Крупський, В. В. Гладун, П. Я. Максимчук, Т. М. Галко, А. М. Кришталь, Б. М. Полухтович, С. М. Захарчук, П. М. Мельничук, І. Д. Багрий, Н. С. Довбиш, О. В. Седлєрова, І. В. Смірнов, Г. М. Якубенко. К.: ЕКМО, 2010. 200 с.