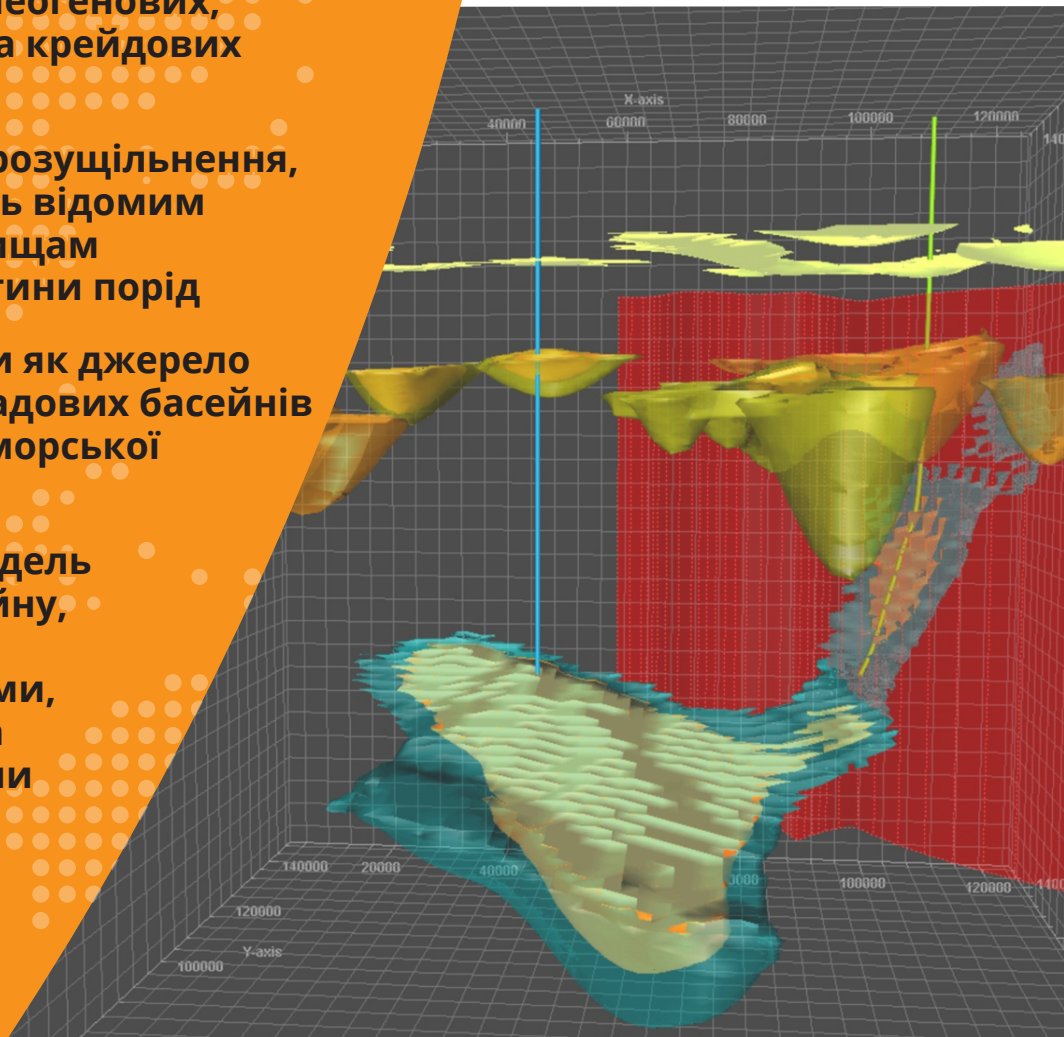




ДЕПРОІЛ

ДЕТАЛЬНИЙ ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

- ❖ Глибоководний конус виносу на глибині 8000 м з початковими ресурсами газу 2,1 трлн.м³ (P50)
- ❖ Нові комерційні поклади газу, приурочені до неогенових, палеогенових та крейдових відкладів
- ❖ Замкнені зони розущільнення, що відповідають відомим газовим родовищам в 3D моделі густини порід
- ❖ Мантийні плюми як джерело формування осадових басейнів в межах Чорноморської западини
- ❖ Детальна 3D модель осадового басейну, узгоджена з гравіметричними, сейсмічними та свердловинними даними



ПОШУКИ ТА РОЗВІДКА НА МОРІ

КАРТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО РЕЗЕРВУАРУ З ПРОГНОЗНИМИ РЕСУРСАМИ 2,1 ТРЛН.КУБ.М ГАЗУ В ГЛИБОКОВОДНІЙ ЧАСТИНІ ЧОРНОГО МОРЯ

Північно-Західна частина Чорного моря, Україна, 2007 р.

ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

Чорне море є одним з останніх малодосліджених, але найближчих до європейського ринку нафтогазоносних басейнів з високою оцінкою вуглеводневого потенціалу. Незважаючи на майже 60 років геологорозвідувальних робіт, в межах шельфу української частини Чорного моря відкрито тільки 8 газоконденсатних родовищ та одне нафтове родовище ім. Субботіна.

В глибоководній частині Чорного моря на теперішній час пробурено 25 глибоких свердловин (глибина моря > 400 м), з яких 11 - надглибокі (глибина моря >1500 м). Незважаючи на численні промислові відкриття на шельфі Румунії та Болгарії, багато нових свердловин виявилися "сухими" або не розкрили промислові поклади нафти і газу. Єдине відкриття в глибоководній частині Чорного моря - газове родовище Сакарая (Sakarya discovery), яке є другим за величиною родовищем у світі, відкритим в 2020 році. Колектори, які були розкриті свердловиною Tupa-1, приурочені до палеодельти р. Дунай.

Враховуючи те, що для всіх пробурених глибоководних перспективних об'єктів були наявні всі елементи нафтових систем, такі як материнські породи та резервуари, породи-покришки та канали руху вуглеводнів, відсутність позитивних результатів буріння вимагає пошуку нових уявлень про геологічну будову регіону та, в доповнення до існуючих, застосування нових методів виявлення покладів вуглеводнів.

МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

Структурна основа для початкової 3D моделі густини була побудована з використанням структурних поверхонь відбиваючих горизонтів у неогенових та крейдових відкладах, отриманих в результаті інтерпретації 2D регіональних сейсмічних профілів, з залученням карт батиметрії та поверхні Мохоровичича, побудованої за даними глибокого сейсмічного зондування. З метою визначення початкових густинних властивостей для осадової товщі використані узагальнені петрофізичні дані, а для докрейдових відкладів - пластові швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль. 3D модель густини була побудована до глибини 70 км, охоплювала площу 250 x 372 км та містила 32,55 млн. елементарних комірок розміром 2x2 км по латералі і 50 м в глибину. За результатами розв'язку прямої задачі гравірозвідки для апіорної 3D моделі густини відхилення між спостереженим і розрахованим гравітаційними полями склало 19 мГал.

В процесі 3D нелінійної інверсії гравіметричних даних була уточнена глибина поверхні Мохоровичича. Після цього 3D модель густини була уточнена шляхом розв'язку 3D лінійної сумісної оберненої задачі гравірозвідки. Середньоквадратичне відхилення між спостереженим та розрахованим для кінцевої 3D моделі густини гравітаційними полями склало 1,3 мГал (відносно гравітаційного поля, початкова 3D модель густини була покращена у 15 разів).

ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

Результати спільної інверсії гравіметричних, свердловинних та сейсмічних даних дали можливість верифікувати та уточнити глибинну модель Західно-Чорноморського басейну від денної поверхні до мантиї, закартувати глибокі мантийні плюми і пов'язані з ними осадові басейни, закартувати суцурні зони, які розділяють основні тектонічні елементи та оконтурити межі суббасейнів.

В осадовому чохла 3D модель густини дозволила виявити групу багаторівневих низькогустинних ділянок неогенового, палеогенового та крейдового віку, з якими пов'язані вуглеводневі резервуари. Деякі з цих резервуарів відповідають відомим газовим родовищам на Одеському шельфі Чорного моря (наприклад, родовища Шмідта та Голіцина), інші вказують на розташування нових перспективних пошукових об'єктів (рис. 1). Основний газовий резервуар був закартований в крейдових відкладах в межах континентального схилу та глибоководної частини (рис. 1, 2). Він представляє собою конус виносу альбського або валанжинського віку загальною площею 2745 км². Для найбільш перспективної ділянки площею 2000 км² початкові ресурси газу оцінені на рівні 2,1 трлн.м³ (P50).

Закартований в 2007 році резервуар в межах континентального схилу і глибоководної частини українського сектору Чорного моря є геологічним аналогом об'єктів, розкритих в 2020 році свердловиною Tupa-1 і може бути пов'язаний з дельтою палео-річки.

У 2012-2014 роках в рамках договору про розподіл продукції компаніями Exxon Mobile та Shell була заліцензована Скіфська ліцензійна ділянка, яка охоплює закартований перспективний об'єкт (рис. 2).

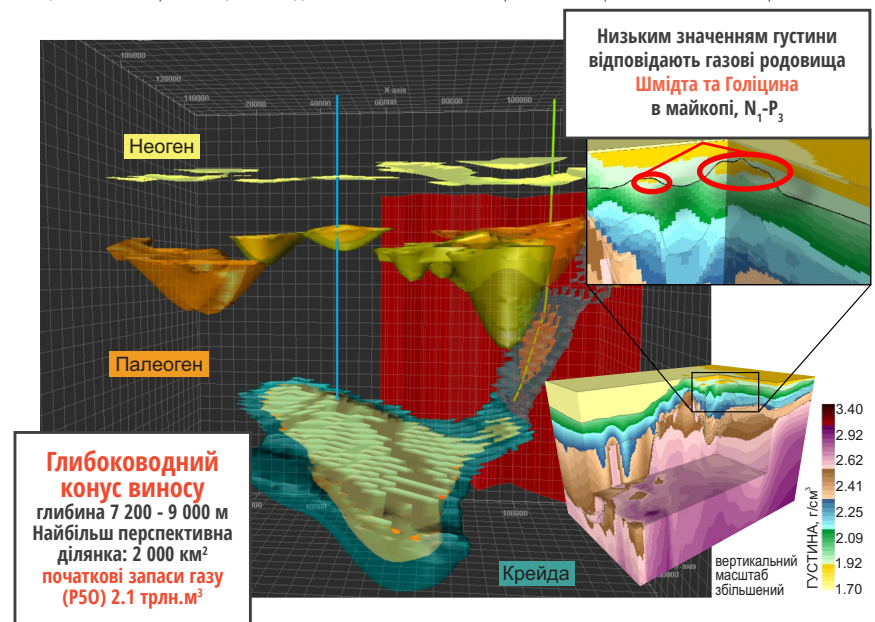


Рисунок 1. Багаторівневі вуглеводневі перспективні об'єкти, у тому числі крейдовий глибоководний конус виносу, отримані у вигляді локальних тіл з результуючої 3D моделі густини



Рисунок 2. Розташування прогнозного глибоководного конусу виносу та Скіфської ліцензійної ділянки Exxon Mobil та Shell