

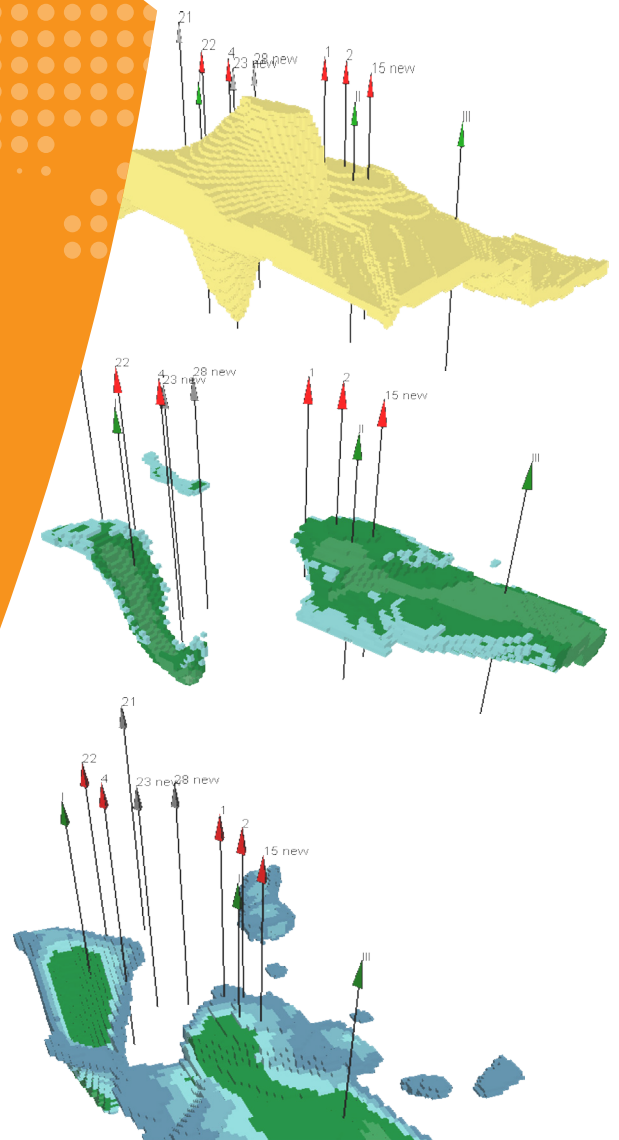


ДЕПРОІЛ

ДЕТАЛЬНИЙ ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

МИ ЗНАЄМО ЯК:

- ✔ Забезпечити фактичний комерційний успіх буріння 86% і більше
- ✔ Збільшити кількість комерційних свердловин на 25%
- ✔ Визначити майбутній комерційний приплив та дреновані запаси вуглеводнів із ймовірністю успіху 79%+
- ✔ Отримати додатковий прибуток на кожну пробурену свердловину від 43% до 118%



**ПОШУКИ ТА РОЗВІДКА
КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ
ГАЗУ ТА НАФТИ ДОВКОЛО
СОЛЯНИХ ШТОКІВ І ПЛАСТІВ**

**20+ РОКІВ ДОСВІДУ КАРТУВАННЯ
КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ**



ТРИКРАТНЕ ЗБІЛЬШЕННЯ ПЛОЩІ ГАЗОНОСНОСТІ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КАРТУВАННЯ ФАКТИЧНОГО ПОЛОЖЕННЯ СТІНКИ БУДИЩАНСЬКОГО СОЛЯНОГО ШТОКУ

Дніпровсько-Донецька западина, Україна, 2012

ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

Центральна частина Дніпровсько-Донецького басейну характеризується активним соляним тектогенезом. Скупчення вуглеводнів приурочені до кам'яновугільних відкладів, структурна будова яких ускладнена соляними діпапами. В межах площі досліджень розташований Будищанський соляний шток. Внаслідок відсутності сейсмічних відбиттів у приштоковій зоні не вдалося надійно закартувати стінки соляного штоку. Високоточні гравіметричні дослідження були використані для уточнення положення стінки соляного штоку та положення і форми комерційних покладів вуглеводнів.

МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

Структурна 3D модель включала 17 структурних поверхонь, які для цільових горизонтів карбону були побудовані за даними 3D сейсмозв'язки, із врахуванням розбивок по свердловинах, пробурених, в межах Матвіївського родовища, що частково входило в контур 3D моделі, а покривля солених відкладів девону та поверхня утворень фундаменту – за даними регіональних 2D сейсмічних досліджень. Густина порід для створення початкової 3D моделі неоднорідної густини для цільових горизонтів карбону була визначена за даними акустичного каротажу свердловин Матвіївського родовища, а для решти горизонтів – із використанням регіональних залежностей густини породи від віку, літології та глибини.

Структурні особливості будови соляного штоку і материнської солі уточнені в результаті розв'язку структурної оберненої задачі гравіметрії для 17 структурних поверхонь. Неоднорідний 3D розподіл густинних властивостей уточнено для всього інтервалу глибин від денної поверхні до утворень фундаменту шляхом розв'язку оберненої 3D задачі гравірозвідки. Модель включала 11,2 млн. комірок. Розмір комірки 100 x 100 x 50 м.

Середньоквадратичне відхилення між виміряним та розрахованим для початкової 3D моделі густини гравітаційними полями складало 4,639 мГал (рис. III-1а), між виміряним і розрахованим для кінцевої 3D моделі густини - 0,048 мГал (рис. III-1е). Відносно гравітаційного поля кінцева 3D модель була достовірніша ніж початкова у 97 разів.

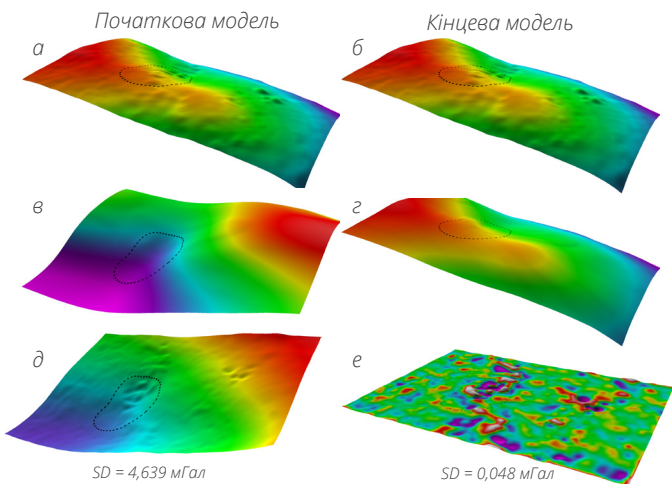


Рисунок III-1. Виміряне (а, б) і розраховані (в, г) гравітаційні поля та карти відхилень для початкової (д) та кінцевої (е) 3D моделей густини породи

ФАКТОРИ УСПІХУ КАРТУВАННЯ КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ГРАВІРОЗВІДКИ

- Спільна 3D інверсія гравіметричних даних із свердловинною, сейсмічною, петрофізичною та геологічною інформацією забезпечує вибір єдиної геологічно змістовної 3D моделі з множини всіх можливих варіантів моделей, які відповідають виміряному гравітаційному полю.
- Геологічно обґрунтовані обмеження на діапазон зміни параметрів моделі: густини породи, глибини залягання геологічних границь.
- 3D модель густини, яка охоплює весь геологічний розріз від денної поверхні до утворень фундаменту або мантії у випадку регіональних досліджень.
- Використання гравітаційного поля в редукції Буге без розділення поля та виділення аномалій, пов'язаних із досліджуваними об'єктами. Компенсація відхилення від виміряного гравітаційного поля в результаті зміни всієї 3D моделі густини.
- Використання 3D моделі фактичної густини породи, що дозволяє розраховувати 3D моделі петрофізичних параметрів: пористості, вуглеводневого насичення, щільності запасів – кількості вуглеводнів на одиницю об'єму породи, видобувних та дренажних запасів, а також початкового дебіту із нових свердловин.

ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

Розподіл густини породи в 3D моделі показав, що розмір соляного штоку, отриманий за результатами інтерпретації 3D сейсмічних даних (рис. III-2а) у три рази більший, ніж розмір штоку за гравіметричними даними (рис. III-2б). В ділянці, де за сейсмічними даними була сіль, знаходяться теригенні відклади, в яких закартовані просторово локалізовані ділянки зменшення густини порід-колекторів. Граничні значення густини порід-колекторів 2,37 та 2,5 г/см³. Ці ділянки розташовані біля зміненої стінки соляного штоку і картують контури комерційних покладів газу (рис. III-3).

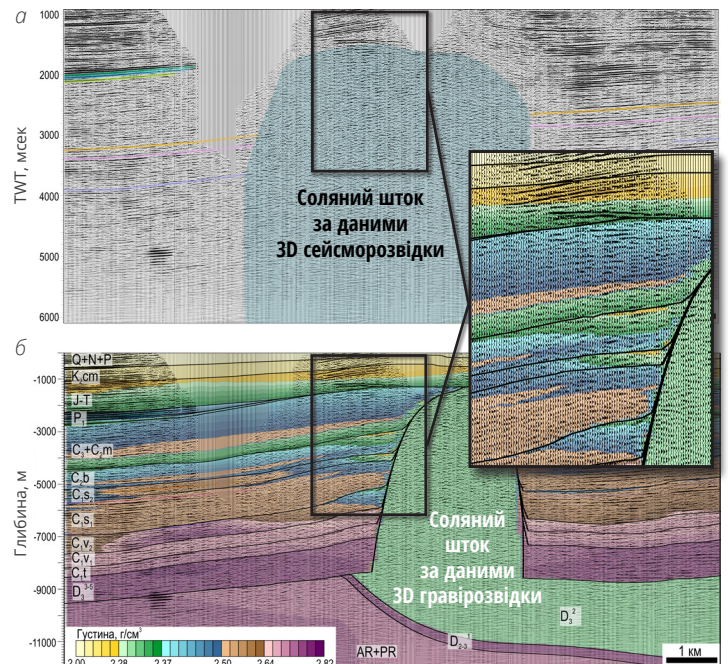


Рисунок III-2. Контур соляного штоку на часовому розрізі (а) та часовому розрізі, суміщеному із густинним (б). Контури комерційних покладів газу закартовані по граничному значенню густини порід 2,28-2,37 г/см³ у відкладах верхньовізейського, серухівського та башкирського ярусів біля стінки соляного штоку. Положення лінії профілю показано на рис. III-3

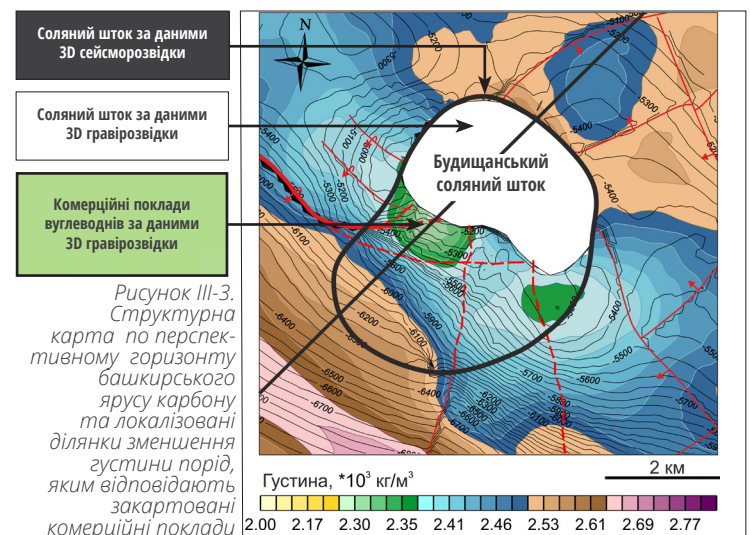


Рисунок III-3. Структурна карта по перспективному горизонту башкирського ярусу карбону та локалізовані ділянки зменшення густини порід, яким відповідають закартовані комерційні поклади