



# ДЕПРОІЛ

ДЕТАЛЬНИЙ ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

- ✔ Родовище на завершальній стадії експлуатації
- ✔ В межах закартованого покладу пробурено дві комерційні свердловини
- ✔ Комерційний успіх в межах покладів: 100%
- ✔ Виявлені нові геологічні структури – переміщені блоки перекриття соляного діяпіру



**ТОЧНА ФОРМА  
СОЛЯНОГО ДІАПІРУ ТА ПРИСОЛЬОВИХ  
КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ  
ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ СПІЛЬНОЇ ГЕОЛОГІЧНО  
ЗМІСТОВНОЇ ЗД ІНВЕРСІЇ ГРАВІМЕТРИЧНИХ,  
СЕЙСМІЧНИХ ТА СВЕРДЛОВИННИХ ДАНИХ**

**РОЗПАШНІВСЬКЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ**

# КАРТУВАННЯ КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ПРОДУКТИВНИХ ТА ПЕРСПЕКТИВНИХ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ВІДКЛАДІВ В МЕЖАХ РОЗПАШНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

Дніпровсько-Донецька западина, Україна, 2020

## ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

Розпашнівське родовище із запасами 55 млрд газу розташоване в межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Поклади газу приурочені до пермських і кам'яновугільних відкладів. Структура є моноклінальним блоком, обмеженим тектонічними порушеннями та Розпашнівським соляним діапіром. Родовище знаходиться на завершальній стадії експлуатації. З метою збільшення видобутку була поставлена задача уточнення площі комерційних покладів, а також картування покладів глибокозанурених горизонтів. Для цього були виконані високоточні детальні гравіметричні дослідження та їх спільна інверсія з сейсмічними, свердловинними та геологічними даними.

## МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

Структурна 3D модель включала 2D структурних поверхонь, побудованих за даними 2D сейсморозвідки та буріння, від денної поверхні до архей-протерозойського фундаменту, включаючи девонську сіль та соляний козирок.

Густина початкової неоднорідної 3D моделі була розрахована із використанням даних акустичного каротажу та модифікованої формули Гарднера. Для глибоких горизонтів була використана залежність густини від глибини, віку та літології порід. Густина у свердловинах були відкалібровані із використанням даних керну. Розмір моделі становив 25.5 x 21.5 км по латералі та 25.14 км по глибині. Модель включала 68,5 млн. комірок. Розмір комірки 100 x 100 x 20 м. Середньоквадратичне відхилення між виміряним та розрахованим для початкової 3D моделі густини гравітаційними полями склало 5,62 мГал.

Гравіметрична інверсія включала: уточнення глибини залягання фундаменту та пластової солі, картування форми Розпашнівського соляного штоку та неоднорідного розподілу густини оточуючих осадових порід (рис. III-1). Середньоквадратичне відхилення між виміряним та розрахованим для кінцевої 3D моделі гравітаційними полями склало 0,065 мГал. Відносно гравітаційного поля достовірність кінцевої моделі збільшилась у 86 разів.

Для картування положення комерційних покладів у 3D моделі виділені замкнені тіла із пониженими значеннями густини порід, для яких розраховані пористість, насичення, загальні та дренавані запаси газу.

## ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

Уточнена форма соляного штоку. У продуктивних відкладах пермі та верхнього карбону закартовані комерційні поклади, в тому числі приурочені до нових геологічних утворень – переміщених блоків перекриття соляного діапіру (рис. III-2) – аналогу сагарасес Американської затоки. Загальні запаси газу в межах ліцензійної ділянки оцінені в 34.6 млрд м<sup>3</sup>. Для розкриття закартованих покладів обґрунтовано положення 11 експлуатаційно-пошукових свердловин.

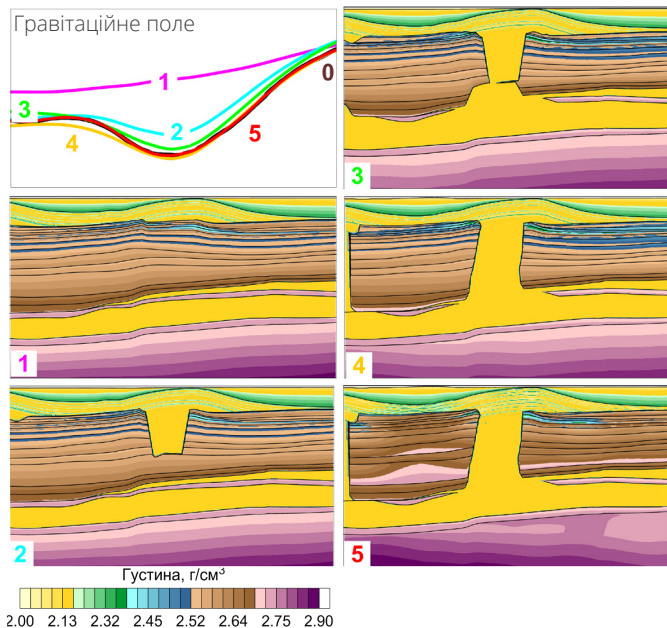


Рисунок III-1. Гравітаційне поле та моделі на різних етапах розв'язку оберненої задачі гравіроздавки: 0 – спостережене поле, 1 – початкова геогустинна модель, 2, 3, 4 – визначення форми соляного штоку та густини осадових порід, 5 – визначення властивостей фундаменту та осадового розрізу – кінцева модель

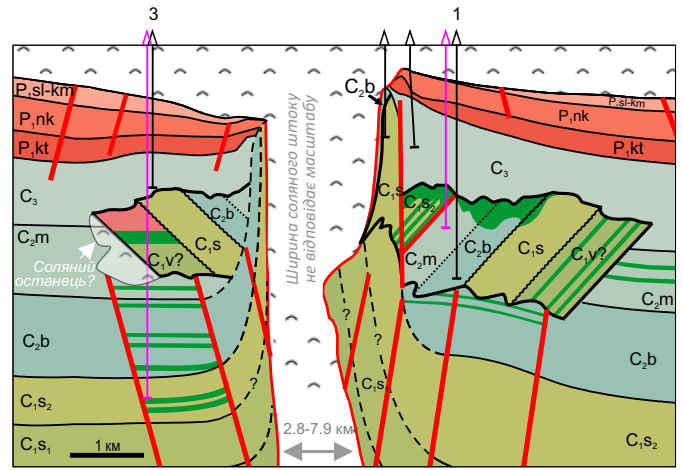


Рисунок III-2. Принципова схема будови переміщених блоків перекриття соляних діапірів та приурочених до них комерційних покладів вуглеводнів.

## ПЕРЕВІРКА 3D МОДЕЛІ БУРІННЯМ

У відповідності до наданих рекомендацій у 2022-2023 роках були пробурені експлуатаційні свердловини 104 та 105 на відстані близько 100 м від рекомендованих свердловин P-3 та P-9 (рис. III-3, III-4).

За результатами буріння:

- підшва солі визначена із похибкою 60-80 м при середній глибині 3250 м;
- пористість визначена із похибкою 2-3% при середньому значенні 19%;
- насичення визначено із похибкою 10% при середньому значенні 85%.

Із свердловини 104, розташованій у більш розуцільнених породах, отриманий дебіт газу 64 тис м<sup>3</sup> на добу, а із свердловини 105 – 63 тис м<sup>3</sup> на добу.

Комерційний успіх – 100%

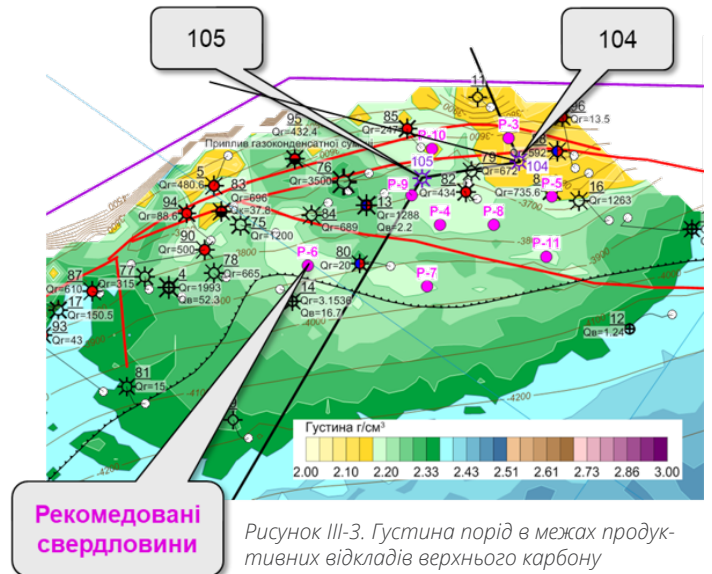


Рисунок III-3. Густина порід в межах продуктивних відкладів верхнього карбону

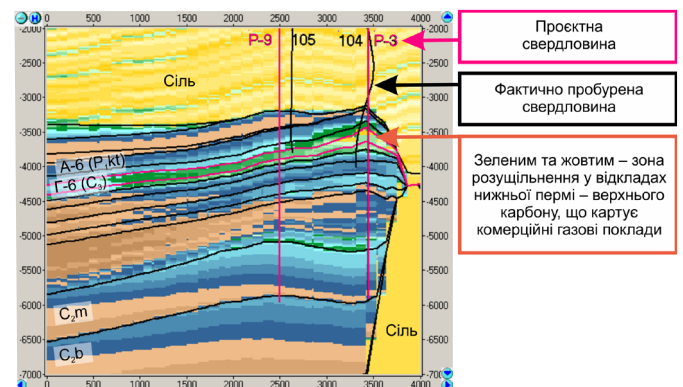


Рисунок III-4. Геогустильний розріз через рекомендовані та нові пробурені експлуатаційні свердловини 104 та 105