



ДЕПРОІЛ

ДЕТАЛЬНИЙ ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

**85% -
ФАКТИЧНА
ЙМОВІРНІСТЬ
УСПІХУ (POS)
25 родовищ
81 свердловина
166 випробувань**

- ✔ Високоточні гравіметричні спостереження
- ✔ 3D модель густини порід техногенного резервуару газу
- ✔ Положення і форма техногенного резервуару газу
- ✔ Поточне газонасичення техногенного резервуару
- ✔ Запаси газу техногенного резервуару



**КАРТУВАННЯ
ТЕХНОГЕННИХ
РЕЗЕРВУАРІВ ГАЗУ**

**20 РОКІВ ДОСВІДУ КАРТУВАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ РЕЗЕРВУАРІВ ВУГЛЕВОДНІВ**

КАРТУВАННЯ ПОЛОЖЕННЯ ВТРАЧЕНОГО БУФЕРНОГО ГАЗУ ОЛИШІВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ВИСОКОТОЧНИХ ГРАВІМЕТРИЧНИХ СПОСТЕРЕЖЕНЬ

Олишівське підземне сховище газу (ПСГ),
Північно-Західна частина Дніпровсько-Донецької
западини, Україна, 2017.

ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

Олишівське ПСГ було створене в штучному покладі водоносного горизонту бат-байоського ярусу середньої юри в 1982 році. Режим експлуатації ПСГ - водонапірний. Геологічна структура - подовжена брахіантикліналь розміром 6,7 x 3,6 км. Глибина резервуару - 550-565 м. від земної поверхні. Площа ПСГ - 32,9 км². Резервуар представлений крихким пісковиком та тонкодисперсним піском. Середня пористість порід колекторів 33-36 %. Проектний інтервал пластового тиску - 35-71 ат. Загальний проектний об'єм газу 660 млн. м³, проектний об'єм активного газу - 310 млн. м³. Починаючи з 2011 року Олишівське ПСГ працює тільки в режимі відбору газу, який супроводжується значним виносом піщаного матеріалу, що виводить з ладу експлуатаційні свердловини через закупорення піщаних фільтрів. В процесі відбору газу спостерігається поступове обводнення експлуатаційних свердловин. Такий режим експлуатації ймовірно спричинений порушенням технологічного процесу в попередні роки. На момент проведення гравіметричних спостережень весною 2016 року в ПСГ містилось 356,5 млн. м³ газу. Пластовий тиск в зоні експлуатаційних свердловин - 51.8 ат. Більшість експлуатаційних свердловин потребують капітального ремонту внаслідок утворення піщаних корків та обводнення. Станом на 2016 рік тільки 2 з 32 експлуатаційних свердловин використовувались для відбору газу. З метою виявлення причин обводнення експлуатаційних свердловин був застосований гравітаційний метод, який дає можливість розділити газонасичену і водонасичену породу.

МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

В межах контуру площею 120 км² проведена високоточна гравіметрична зйомка із кроком між пунктами спостереження 100 x 100 метрів. Середньоквадратичне відхилення визначення аномалії Буге з поправкою за вплив навколишнього рельєфу складало 7,3 мГгал, що як мінімум у два рази менше, ніж теоретично розрахований гравітаційний ефект, який створює техногенний резервуар Олишівського ПСГ, що складає від 14 до 44 мГгал. На наступному етапі була створена 3D модель густини Олишівського ПСГ. Структурна модель складена 24 поверхнями, які побудовані з використанням результатів 2D сейсмічних робіт та розбивок у свердловинах. Дані ГДС використані з метою визначення густини та пористості порід. 3D модель складена з 65,1 млн. комірок розміром 100 x 100 метрів в плані та 2,5 метри по глибині. Просторові розміри 3D моделі 17,5 x 9,2 км. Інтервал глибин, який охоплює модель від 0 до 10,1 км. Середньоквадратичне відхилення (SD) між спостереженням і розрахованим гравітаційними полями для початкової 3D моделі складало 7,2 мГгал. 3D модель густини була довізначена в результаті спільної інверсії гравіметричних та свердловинних даних. Для кінцевої 3D моделі середньоквадратичне відхилення між гравітаційними полями складало 0,044 мГгал (Рисунок 1). Відносно гравітаційного поля, початкова 3D модель густини була покращена в 164 рази. В результаті аналізу отриманої 3D моделі закартовані дві розуцільнені зони, що приурочені до техногенних газонасичених резервуарів (Рисунок 2). На основі отриманої 3D моделі густини, результатів аналізу керну та з використанням відомих петрофізичних залежностей була розрахована 3D модель поточного газонасичення резервуарів Олишівського ПСГ (Рисунок 3). В межах двох виділених техногенних резервуарів розрахований ймовірний об'єм газу. В якості незалежної оцінки кількості газу у виділених резервуарах використані результати моделювання методом Монте-Карло (Рисунок 4). Виходячи із проведених розрахунків в межах двох нових закартованих техногенних резервуарів з імовірністю P50 містять 82,4 % від балансової кількості газу в ПСГ.

ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

Проведені дослідження забезпечили картування двох нових відокремлених техногенних резервуарів, в які відбувся перетік частини газу із основного резервуару Олишівського ПСГ. Створена 3D модель поточного газонасичення та розрахований об'єм газу в межах виділених резервуарів. Для видобутку залишкових запасів газу із закартованих техногенних резервуарів запропоновано капітальний ремонт експлуатаційної свердловини, яка розташована в межах контуру північного техногенного резервуару, а також буріння трьох нових експлуатаційних свердловин.

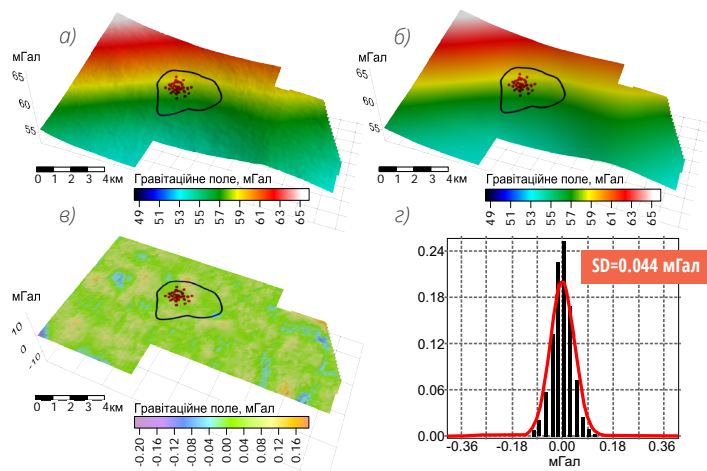


Рисунок 1. Виміряне (а) і розраховане від кінцевої моделі (б) гравітаційні поля, відхилення між ними (в) та гістограма розподілу відхилення (г)

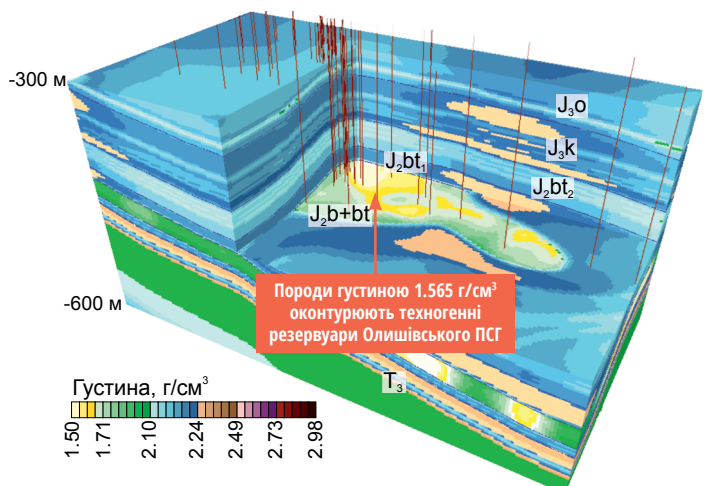


Рисунок 2. Техногенні резервуари в 3D моделі густини Олишівського ПСГ як об'ємні тіла з густиною >1.565 г/см³

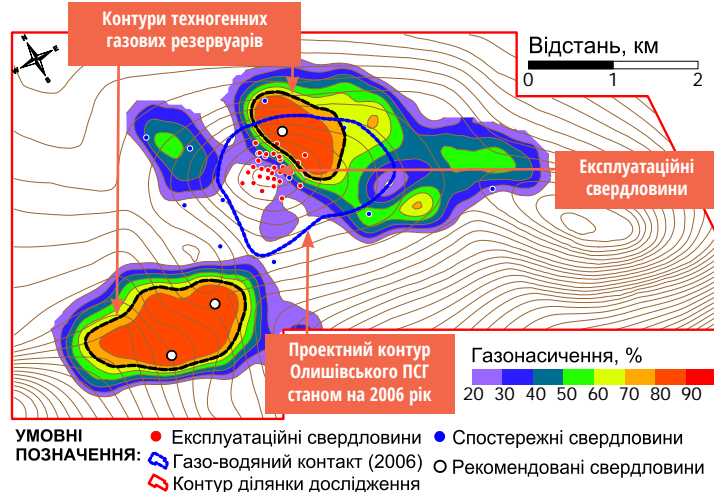


Рисунок 3. Газонасичення бат-байоських пісковиків Олишівського ПСГ та контури техногенних газових резервуарів, встановлених по значенню критичного газонасичення 70 % станом на 2017 р.

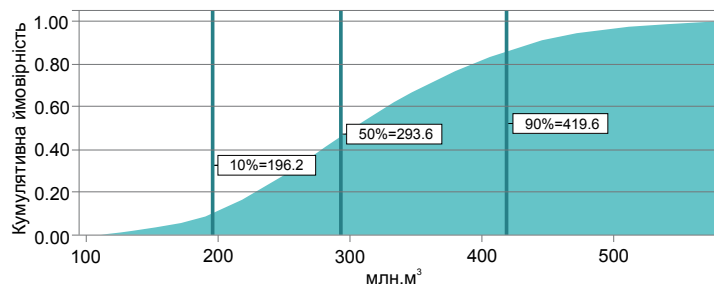


Рисунок 4. Запаси газу в техногенних резервуарах за результатами моделювання методом Монте-Карло