

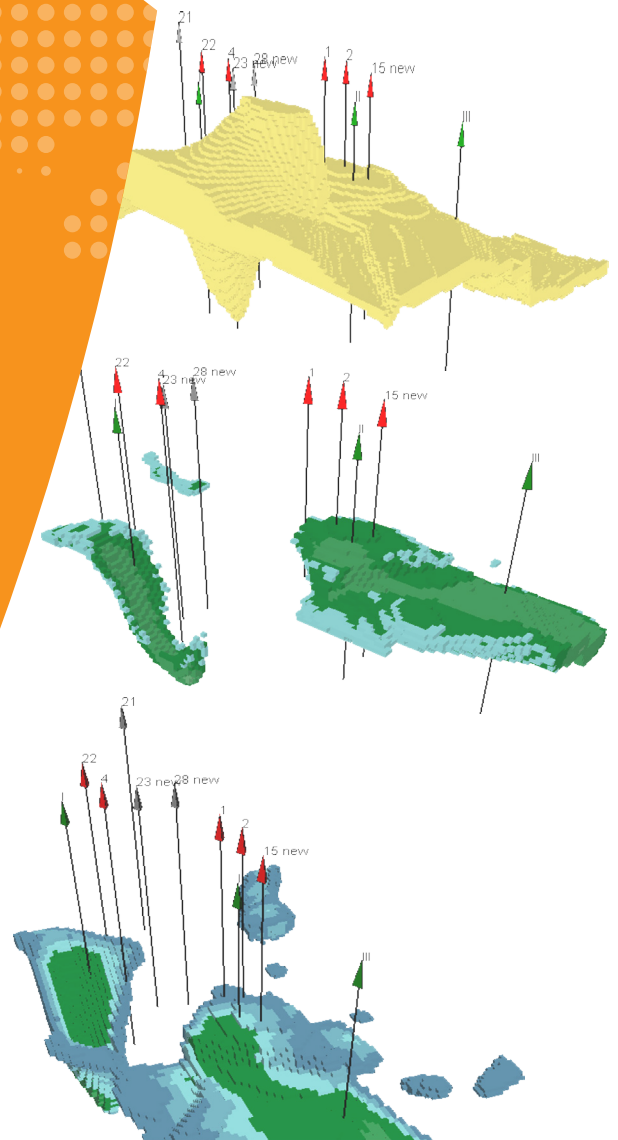


ДЕПРОІЛ

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**



КАРТУВАННЯ ФОРМИ СОЛЯНОГО ДІАПІРА, ТА КОМЕРЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ГАЗУ ПЕРЕКРИТИХ СОЛЯНИМИ УТВОРЕННЯМИ

Дібрівське і Солотвинське газові родовища, Солотвинська западина, Закарпаття, Україна, 2005

ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

Ділянка досліджень знаходиться в межах міоценового моласового басейну Закарпатського прогину, донеогенова основа якого представлена відкладами мезозою і палеогену. В південно-східній частині площі досліджень сіль прориває осадові породи і утворює Солотвинський соляний діяпір. Внаслідок перешарування соляних і теригенних відкладів, покривля і підшоша солі не картується за даними сейсморозвідки.

Солотвинське газове родовище розташоване в східній частині площі досліджень. Газові поклади розкриті свердловинами №1 і №2 і приурочені до нижньобаденських туфових утворень новоселицької світи N-nv. Дібрівське газове родовище розташоване в центральній частині площі. Газові поклади розкриті свердловинами №4 і №22 і приурочені до відкладів палеогену P_{gr}. Обидва родовища розташовані біля Солотвинського соляного діяпіру і перекриваються соленосними відкладами тереблянської світи.

За даними 2D сейсмічних досліджень, Солотвинське і Дібрівське газові родовища представляють собою антиклінальні структури по неогену і палеогену відповідно. В структурно-тектонічному відношенні свердловини №4 і №22 Дібрівського родовища розташовані на південній перикліналі Дібрівської складки, а свердловини №1 і №2 Солотвинського родовища - на західній перикліналі Солотвинської складки.

Задача досліджень полягала в картуванні просторового положення газопродуктивних покладів, які були розкриті продуктивними свердловинами Солотвинського і Дібрівського родовищ, а також уточненні об'ємної форми Солотвинського соляного діяпіру та пластової солі.

МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

З метою створення 3D структурної моделі були використані 2D сейсмогеологічні розрізи по лініях 20 профілів, а також дані раніше пробурених свердловин, в тому числі №4 та 22 Дібрівського і №1 та 2 Солотвинського родовищ. Структурна модель включала 7 поверхонь, які відображають структурно-тектонічну будову неогену і палеогену. Початкова 3D модель густини (рис. I-2a) була створена з використанням узагальнених петрофізичних залежностей, охоплювала інтервал глибин до 7 км і в плані мала розміри 14,4 x 10 км. 3D модель густини складалася з 2 млн. комірок. Розмір комірки - 100 x 100 x 50 м. Відхилення між вимірним і розрахованим від початкової 3D моделі густини гравітаційними полями складало 3,792 мГал (рис. I-1 з).

На першому етапі було уточнено форму Солотвинського соляного діяпіру шляхом розв'язку оберненої 3D структурної задачі гравірозвідки, що дозволило зменшити відхилення між гравітаційними полями до 1,5 мГал. В результаті початкова 3D модель густини покращена в 2,5 рази. На наступному етапі проведено уточнення 3D моделі густини порід на основі розв'язку 3D лінійної оберненої задачі гравірозвідки. Це дозволило для кінцевої моделі зменшити відхилення між полями до 0,316 мГал. Відносно гравітаційного поля, початкова 3D модель густини була покращена у 12 разів (рис. I-1 д).

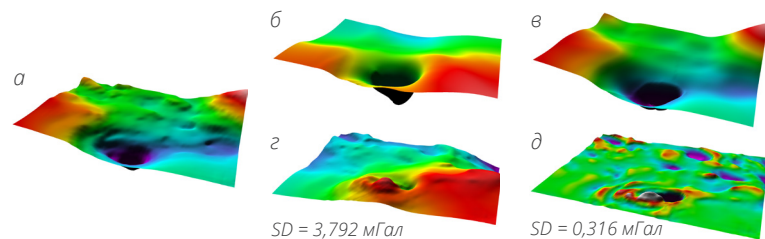


Рисунок I-1. Вимірне гравітаційне поле в редукції Буге (а) і розраховане поле для початкової (б) і кінцевої (в) 3D моделей густини та відповідні карти відхилення між полями (г, д)

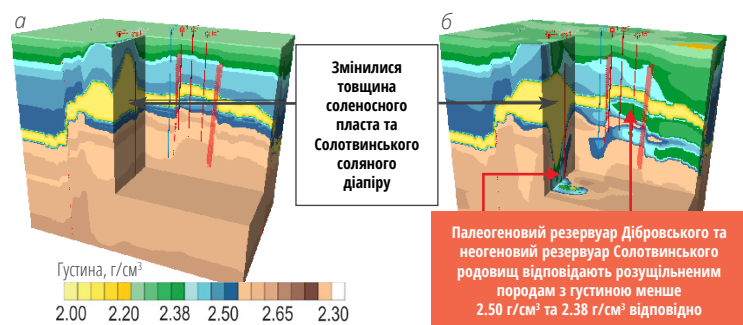


Рисунок I-2. Початкова (а) та кінцева (б) 3D моделі густини. Жовтим кольором показані соленосні відклади

ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

У порівнянні з початковою моделлю Солотвинського соляного діяпіру, нижня частина його занурилась на глибину більше 2,5 км (початкова глибина - 1,3 км) (рис. I-2).

Палеогеновий газовий поклад Дібрівського родовища закартований по максимальному значенню густини породи 2,50 г/см³, охоплює свердловини №4 і №22 (рис. I-3), та простягається на південь від свердловин під Солотвинським соляним діяпіром. Апікальна і північна частина Дібрівської антикліналі по палеогену представлена щільними породами із густиною 2,52 г/см³ і більше. Відсутність комерційного газонасичення цієї частини антикліналі було підтверджено бурінням двох сухих свердловин: свердловини №23 у 2005 році та №28 - у 2011 році (табл. I-1).

По відкладах неогену апікальна частина Солотвинської антикліналі представлена розуцільненими породами із граничною густиною 2,39 г/см³ (рис. I-4). В результаті контур Солотвинського газового родовища був розширений на схід і південний схід до воля соляного діяпіру завдяки закартованому контуру комерційного газового покладу. Спрогнозована промислова газопродуктивність апікальної частини Солотвинської антикліналі була підтверджена у 2012 році бурінням свердловини №15 (табл. 1), в якій був отриманий дебіт газу 62 тис. м³/добу.

Всі три свердловини на 100% підтвердили достовірність створеної 3D моделі Солотвинського діяпіра та закартованих комерційних покладів.

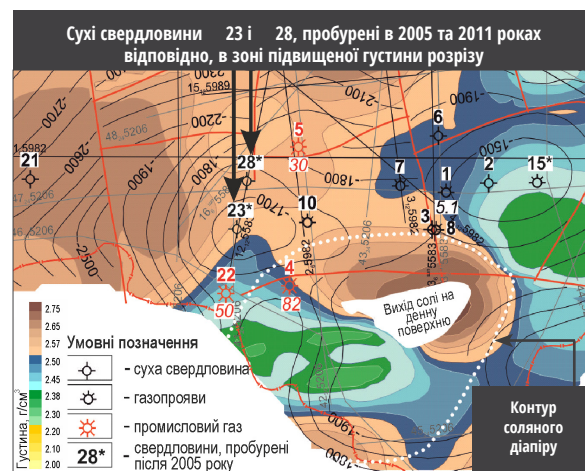


Рисунок I-3. Структурна карта покривлі палеогенових відкладів та закартований комерційний поклад із граничною густиною 2,5 г/см³. Сухі свердловини 23 та 28, пробурені в ущільнених породах апікальної частини Солотвинської антикліналі за межами границі комерційного покладу



Рисунок I-4. Структурна карта в неогені N_{nv} та комерційні поклади газу в межах Солотвинської та Дібрівської антикліналей із граничним значенням густини породи 2,32 г/см³ та комерційна свердловина №15 в апікальній частині Солотвинської антикліналі

Таблиця I-1. Результати буріння свердловин

Рік	Свердловина	Вік	Прогноз	Випробування
2005	23	P _{gr}	сухо	сухо
2011	28	P _{gr}	сухо	сухо
2012	15	N-nv	газ	газ