

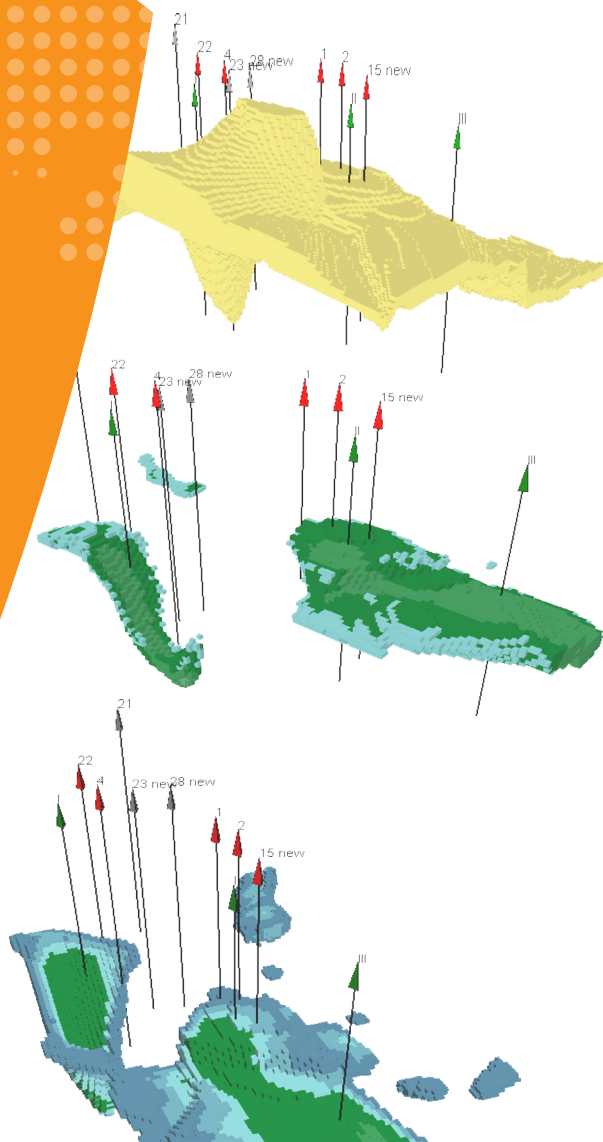


ДЕПРОІЛ

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**



ВІДКРИТТЯ НАФТОВОГО РОДОВИЩА ІМ. АКАДЕМІКА П. Ф. ШПАКА ТА ДОРОВІДКА РУНОВЩИНСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА
Дніпровсько-Донецька западина, Україна, 2012

ГЕОЛОГІЧНА ЗАДАЧА

На момент початку робіт над Рунувщинським соляним штоком у відкладах триасу було відоме Рунувщинське газове родовище - контур жовтого кольору (рис. II-2а). Згідно з проектом пошукових робіт 2011 року поклади вуглеводнів очікувалися у відкладах верхнього карбону - під кози́рком та біля стінки соляного штоку (рис. II-2з), а також у триасі в сусідніх із родовищем тектонічних блоках. Основні ризики полягали у відсутності комперційного вуглеводневого насичення. Дані гравірозвідки у 2012 році були використані для уточнення 3D форми Рунувщинського соляного штоку, а також картування положення комерційних покладів газу біля стінки та над соляним штоком.

МЕТОДИКА СТВОРЕННЯ 3D МОДЕЛІ

Для цільових горизонтів карбону структурна 3D модель створена з використанням результатів інтерпретації даних 3D сейсморозвідки. Структурна модель нижньої частини девонської товщі (включаючи материнську сіль) і фундамент були побудовані з використанням даних регіональних 2D сейсмічних досліджень. Для визначення густини порід цільового кам'яновугільного інтервалу були використані дані свердловин сусіднього родовища. Для глибинних горизонтів використано узагальнені петрофізичні залежності густини порід для ДДЗ. Структурна 3D модель складалася з 16 поверхонь. 3D модель неперервної густини побудована до глибини 20 км. В плані модель мала розміри 43x25,5 км. Розмір комірки - 100 x 100 м в плані та 50 м по глибині. Середньоквадратичне відхилення між вимірним і розрахованим для початкової 3D моделі густини гравітаційними полями склало 7,154 мГал, між вимірним і розрахованим для кінцевої 3D моделі густини - 0,219 мГал. Відносно гравітаційного поля початкова 3D модель густини була покращена в 33 рази.

ГЕОЛОГІЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ

Результати спільної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних показали, що форма штоку за 3D сейсмічними даними околтурує фактично отриману 3D форму штоку, та є ділянкою, де шток за гравіметричними даними суттєво відрізняється. В 3D моделі густини закартована ділянка пониження густини порід, до якої приурочене відоме Рунувщинське родовище (рис. II-3). Біля південно-західної стінки штоку під соляним кози́рком у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону закартований нафтовий поклад, який контролюється просторово локалізованою зоною пониження густини породи із граничним значенням 2.36 г/см³ (рис. II-1, II-2д, II-4). У 2013 році закінчено буріння свердловини №110, яка розкрила закартований комерційний поклад в нижній пермі та верхньому карбоні, отримала приплив нафти дебітом 106,8 м³/добу та підтвердила відкриття нами нового родовища ім. академіка П. Ф. Шпака (рис. II-2г, II-4).

У перехриваючих Рунувщинський соляний шток триасово-юрських відкладах на північний схід від контуру Рунувщинського

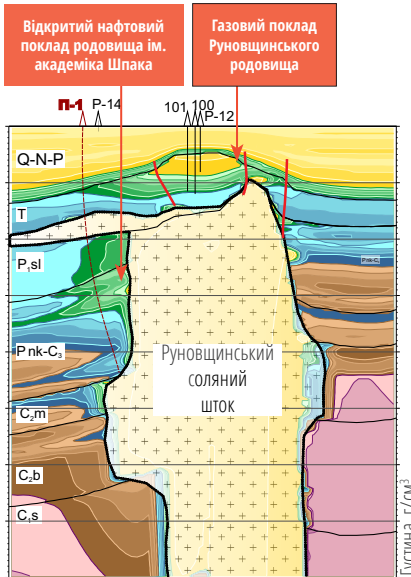


Рисунок II-1. Розріз 3D моделі густини через відоме Рунувщинське газоконденсатне родовище та відкрите нафтове родовище ім. а. П.Ф. Шпака

газоконденсатного родовища у примикаючих тектонічних блоках закартований новий комерційний поклад газу (Рис. II-2б,в). У 2013 році в межах закартованого покладу (рис. II-2 б-в) було пробурено дві свердловини №100 та №101 із дебітом 19,5 та 12,5 тис. м³/добу відповідно. За межами покладу пробурена "суха" (водоносна) свердловина №102. Таким чином, була досягнута 100% успішність картування нафтового і газового покладів (Рис. II-3б).

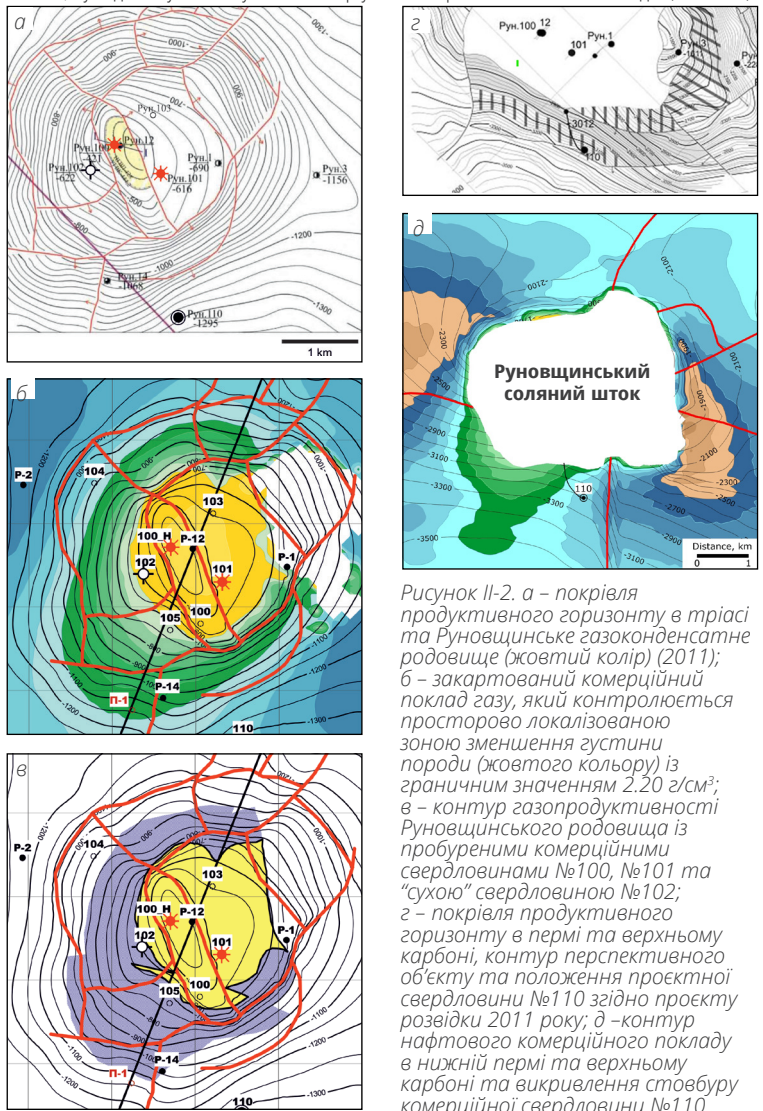


Рисунок II-2. а - покриття продуктивного горизонту в триасі та Рунувщинське газоконденсатне родовище (жовтий колір) (2011); б - закартований комерційний поклад газу, який контролюється просторово локалізованою зоною зменшення густини породи (жовтого кольору) із граничним значенням 2.20 г/см³; в - контур газопродуктивності Рунувщинського родовища із пробуреними комерційними свердловинами №100, №101 та "сухою" свердловиною №102; г - покриття продуктивного горизонту в пермі та верхньому карбоні, контур перспективного об'єкту та положення проектною свердловини №110 згідно проекту розвідки 2011 року; д - контур нафтового комерційного покладу в нижній пермі та верхньому карбоні та викривлення стовбуру комерційної свердловини №110

Газовий поклад Рунувщинського родовища

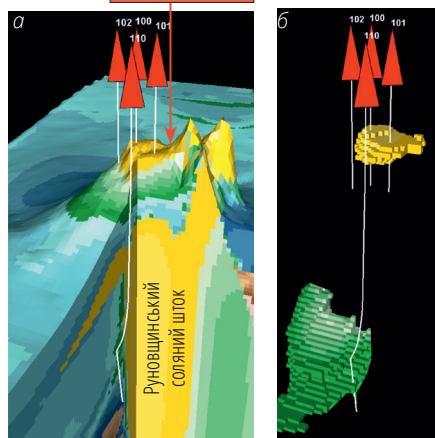
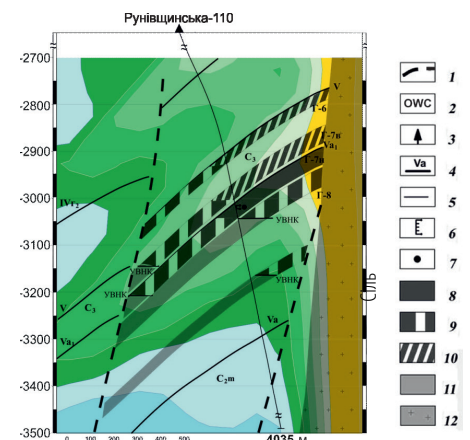


Рисунок II-3. а - 3D модель Рунувщинського соляного штоку та соляного кози́рку - породи жовтого кольору із густинами 2.15-2.20 г/см³, - які проривають відклади PZ-MZ віку - породи блакитного кольору із густинами 2.36 - 2.5 г/см³; б - 3D контури комерційних покладів вуглеводнів у відкладах триасу-юри (жовтий колір) та верхнього карбону (зелений колір) (2012) та нові свердловини, пробурені у 2013 році



1 - тектонічні порушення, 2 - умовний водонафтовий контакт (УВНК), 3 - пошукова свердловина, 4 - сейсмічні границі, 5 - стратиграфічні границі, 6 - інтервали випробувань, 7 - приплив нафти, 8 - нафтоносний колектор, 9 - прогнозні нафтові поклади, 10 - нафтоносність за даними промислової геофізики, 11 - водоносний колектор, 12 - соляний шток

Рисунок II-4. Розріз через пошукову св. №110 нафтового родовища ім. академіка Шпака