

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
Факультет геології, географії, рекреації та туризму  
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

*До захисту перед ЄК допущено*  
*В.о. зав. кафедри \_\_\_\_\_ доц. Петік В.О.*  
*« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 року*

**«Геологічне моделювання резервуару нафтового родовища RG  
(басейн Сірта, Лівія)»**

### **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА**

Виконав:

студент 2 курсу, група ГХ-21,  
спеціальність 103 Науки про Землю,  
освітньо-професійна програма  
«геологія нафти і газу»

**Матвієнко Ярослав Олександрович**

Керівник:

к. геол. н., доцент

**Самчук Ірина Миколаївна**

*Кваліфікаційна робота захищена  
з оцінкою « \_\_\_\_\_ »*

\_\_\_\_\_ *Голова ЄК Безрук К.О.*

\_\_\_\_\_ *Секретар ЄК Тищенко І.І.*

*« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 року*

Харків – 2025

## РЕФЕРАТ

Робота містить **55 сторінок**, включає **5 розділів**, **49 джерел** за переліком посилань. Робота присвячена створенню комплексної повнопольової статичної моделі нафтового родовища RG у межах центральної частини Сіртського басейну (Лівія) на основі інтеграції геологічних, петрофізичних та сейсмічних даних.

**Об'єкт розроблення** – колекторські товщі кембрійсько-ордовицького та верхньокрейдового віку в межах родовища RG.

**Предмет розроблення** – структурно-геологічні, петрофізичні та сейсмічні характеристики колекторів, методи їх моделювання та інтерпретації.

**Мета роботи** – зменшення невизначеностей при моделюванні складнопобудованого родовища RG шляхом створення інтегрованої статичної моделі, що враховує розломну тектоніку, змінність колекторських властивостей та просторову неоднорідність порід.

Для досягнення мети застосовано комплекс методів: структурно-геологічний аналіз, інтерпретація 2D/3D сейсміки, медіанне фільтрування і спектральне відбілювання, розрахунок атрибутів когерентності та кривини, петрофізичний аналіз каротажних і кернових даних, геостатистичні методи моделювання, побудова структурної сітки та моделі розломів.

### **Результати та їх новизна.**

Уперше для родовища RG створено комплексну статичну модель, яка інтегрує структурні, петрофізичні та сейсмічні дані з підвищеною деталізацією зон тріщинуватості. Удосконалено методику виділення розломів шляхом поєднання спектрального відбілювання, медіанного фільтру та атрибутів кривини. Виявлено просторові закономірності зміни пористості, проникності та NTG, визначено їх зв'язок із тектонічними елементами. Побудовано поверхні структурних горизонтів і моделі фільтраційно-емнісних властивостей.

### **Значення роботи та висновки.**

Робота підвищує достовірність геологічної моделі родовища, інтегрує різні типи даних та забезпечує надійну основу для управління подальшим освоєнням. Статична модель зменшує невизначеності у картуванні колекторів і підвищує точність промислових рішень.

### **Прогнозні припущення.**

Подальше удосконалення можливе шляхом включення інверсійних атрибутів, AVO-аналізу, збільшення обсягу петрофізичних даних та уточнення сейсмічної інтерпретації.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** Сіртський басейн, статична модель, сейсмічні атрибути, тріщинуватість, розломи, петрофізика, моделювання колекторів.

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ .....	2
ВСТУП .....	4
ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	7
1. ПОЛЬОВА СТАТИЧНА МОДЕЛЬ НАФТОВОГО РОДОВИЩА RG, ЦЕНТРАЛЬНИЙ СІРТСЬКИЙ БАСЕЙН, ЛІВІЯ .....	7
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА .....	11
3 СЕЙСМІЧНІ ДІНІ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	13
АНАЛІТИЧНО-ПРИКЛАДНА ЧАСТИНА.....	21
ОГЛЯД ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	21
4. МОДЕЛЮВАННЯ .....	21
4.1 Моделювання невідповідностей.....	21
4.2 Структурна Інтерпретація.....	21
4.3 Структурне моделювання .....	23
4.4 Збільшення масштабу каратажу свердловин .....	23
4.5 Моделювання нерухомих складових .....	35
4.6 Моделювання поверхонь.....	35
4.7 Моделювання пористості та проникності .....	36
4.8 Співвідношення чистого до валового прибутку (ntg).....	42
5. ОБ'ЄМНА ОЦІНКА ПЛАСТА .....	43
ВИСНОВКИ.....	46
Загальний висновок .....	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	49

## ВСТУП

Розробка складнобудованих нафтових родовищ у сучасних умовах потребує високої точності геологічних і геофізичних моделей, здатних враховувати неоднорідність пластів, складну тектонічну будову та мінливість колекторських властивостей. Особливої актуальності ця проблема набуває у таких нафтогазових провінціях, як Сіртський басейн (Лівія) – один з найбільших та найпродуктивніших басейнів Північної Африки. Його складна тектонічна історія, інтенсивна розломна тектоніка та значні латерально-вертикальні варіації у колекторських породах суттєво ускладнюють побудову достовірних моделей родовищ. Унаслідок структурних порушень і неоднорідності кембрійсько-ордовицьких та верхньокрейдових колекторів виникають значні невизначеності під час прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей пластів, оцінювання запасів та планування розробки.

Критичний аналіз сучасних підходів показує, що надійне моделювання можливо лише за умови комплексної інтеграції геологічних, петрофізичних та сейсмічних даних. Сейсмічні атрибути (когерентність, кривина), фільтрування та спектральне відбілювання дозволяють підвищити роздільну здатність сейсмічних даних і значно покращити виділення розломних зон. У поєднанні з даними каротажу та керна це створює підґрунтя для побудови повнопольової статичної моделі, яка є основою подальшого динамічного моделювання. Вирішення зазначених проблем має важливе значення для подальшого оптимального освоєння родовищ Сіртського басейну, підвищення нафтовіддачі та зменшення ризиків при плануванні розробки.

### *Мета дослідження*

Створення комплексної повнопольової статичної моделі нафтового родовища RG у центрально-західній частині Сіртського басейну на основі інтеграції геологічних, геофізичних та петрофізичних даних з метою зменшення невизначень у прогнозуванні параметрів колекторів та покращення інтерпретації розломних зон.

### *Завдання дослідження*

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

1. Провести аналіз геологічної будови та тектонічних особливостей району дослідження.
2. Виконати підготовку та кондиціонування 2D/3D сейсмічних даних (медіанне фільтрування, спектральне відбілювання).
3. Застосувати сейсмічні атрибути когерентності та кривини для виділення розломів і зон тріщинуватості.
4. Побудувати структурну модель та модель розломів досліджуваної ділянки.

### *Об'єкт дослідження*

Колекторські товщі кембрійсько-ордовицького та верхньокрейдового віку в межах нафтового родовища RG Сіртського басейну (Лівія).

### *Предмет дослідження*

Структурно-геологічні та петрофізичні особливості колекторів, а також методи їх геологічного та сейсмічного моделювання.

### *Теоретичні та методологічні основи дослідження*

Методологічну основу роботи становлять сучасні концепції геологічного моделювання, принципи тектонічного аналізу, методи інтерпретації 2D/3D сейсмічних даних, геостатистичні методи моделювання та петрофізична інтерпретація. Практичну базу становлять фактичні матеріали сейсмічних досліджень, дані свердловин, кернові дані та літературні джерела провідних дослідників у галузі моделювання складних колекторів.

### *Наукова новизна*

У роботі:

- удосконалено підхід до виділення розломів у резервуарах кембрійсько-ордовицького та верхньокрейдового віку шляхом комбінованого використання спектрального відбілювання, медіанного фільтру та атрибутів кривини;

- вперше для досліджуваної ділянки створено комплексну статичну модель, що інтегрує структурні, петрофізичні та сейсмічні дані;
- виявлено просторові закономірності розповсюдження зон тріщинуватості у межах формації Гаргаф.

Практична цінність роботи

Отримана статична модель може бути використана:

- для побудови динамічної моделі родовища RG;
- при плануванні буріння та оптимізації розробки;
- для уточнення об'ємів запасів і прогнозу продуктивності пластів;
- як методичний зразок інтеграції різнорідних даних при моделюванні складних колекторів інших регіонів.

*Особистий внесок магістранта*

Магістрант самостійно виконав обробку та кондиціонування сейсмічних даних, розрахунок сейсмічних атрибутів, побудову структурної та розломної моделей, інтерпретацію петрофізичних даних, моделювання фацій та фільтраційно-ємнісних властивостей, створення повнопольової статичної моделі родовища.

## ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 1. ПОЛЬОВА СТАТИЧНА МОДЕЛЬ НАФТОВОГО РОДОВИЩА RG, ЦЕНТРАЛЬНИЙ СІРТСЬКИЙ БАСЕЙН, ЛІВІЯ

Верхньокрейдові та кембрійсько-ордовицькі колекторські формації в центральному басейні Сірт, основні нафтовидобувні формації в басейні Сірт, є структурно складними колекторами. Латеральна та вертикальна неоднорідність колекторських формацій ще не вивчена, що негативно впливає на загальну роботу колектора. Ефективна повнопольна статична модель таких складних колекторів, яка може пояснити латеральні та вертикальні варіації в колекторських формаціях, може бути досягнута шляхом інтеграції геофізичних, геологічних та петрофізичних даних. У цьому дослідженні сейсмічні дані використовуються для побудови моделі розломів та структури. Створюючи структурні, ізохорні та розломні карти основних продуктивних формацій, ми пояснили ступінь зв'язку між трьома основними колекторськими формаціями Ваха, Бахі та Гаргаф та їх зв'язок з розломами. Наш аналіз також визначив товщину та розподіл верхньокрейдових формацій Ваха та Бахі. Підстава кембрійсько-ордовикської формації Гаргаф ще не розкрита бурінням, а якість сейсмічних даних знижується зі збільшенням глибини, що дуже ускладнює визначення основи та товщини формації Гаргаф. Щоб вирішити цю проблему, ми застосували методи додавання карти ізохор, що перекривають формації Ваха та Бахі, і вперше визначили основу та товщину пласта Гаргаф. Дані свердловин об'єднані з даними керн для побудови моделі властивостей пластових формацій, таких як фації, пористість, проникність, та співвідношення нетто-валової видобутку. Для всього родовища RG- створено дрібномасштабну геостільникову модель верхньокрейдових та кембрійсько-ордовикських колекторських формацій, що охоплюють площу 350 км<sup>2</sup>. Створена повноцінна статична модель поля є унікальною для досліджуваної області та для всієї області басейну Сірт. Її можна застосовувати до будь-якого

родовища в басейні Сірт і оновлювати в будь-який час з новими даними після проведення виробничих та бурових робіт.

Басейн Сірт входить до 20 провідних нафтогазових провінцій світу та є одним із чотирьох відомих осадових басейнів у Лівії (Рисунок 1). Він охоплює загальну площу 600 000 км<sup>2</sup> і є найбагатшим і наймолодшим осадовим басейном у країні, з відомими запасами понад 43,1 мільярда барелів (Barr, 1972; Futyan and Jawzi, 1996; Wennekers et al., 1996; Coward and Ries, 2003; Craig et al., 2004; Abadi et al., 2008). Сучасна основна структура басейну Сірт сформувалася між кінцем палеозою та більшою частиною ранньої крейди, під час якого безперервне підняття створило Сіртську арку. У пізньому крейді тектоніка екстеншн призвела до часткового обвалення Сіртської арки та спричинила утворення системи горстів та грабенів; Klitzsch, 1971; Bellini and Massa, 1980; Ван Хаутен, 1983; Альбрандт, 2001; Халлетт, 2002). Досліджувана територія має три основні резервуарні одиниці: Ваха, Бахі та Гаргаф, з нерегулярною вертикальною та горизонтальною безперервністю (Рис. 2; Кейн, 2001). Незважаючи на численні дослідження, не досягнуто єдиної думки щодо ступеня зв'язку між різними шарами резервуарів та факторів, що відрізняють ці утворення. Через обмежений просторовий розподіл та товщину Бахі.

Формація являє собою найменш значущу одиницю пласта щодо запасів вуглеводнів. Однак вона має значення, оскільки діє як хороший вертикальний та латеральний пласт, комунікатор між пластами Ваха та Гаргаф, де б він не був присутній. Попередні дослідження показали, що проблематично відрізнити детрит та кварцитові матеріали Бахі від подібних родовищ, знайдених у пластах Ваха або Гаргаф (De Golyer and Macnaughton, 2010).

Інтеграція даних геології, геофізики та петрофізики в одну повну модель для всього родовища є важливим процесом, який допомагає краще зрозуміти складність пластових формацій та забезпечує значне підвищення продуктивності з точки зору ідентифікації та управління пластами (Zou et al.,

2006; Denney, 2013; Adeoti et al., 2014). Це забезпечує інженерів-розробників пластів надійною та комплексною основою, на якій вони можуть моделювати

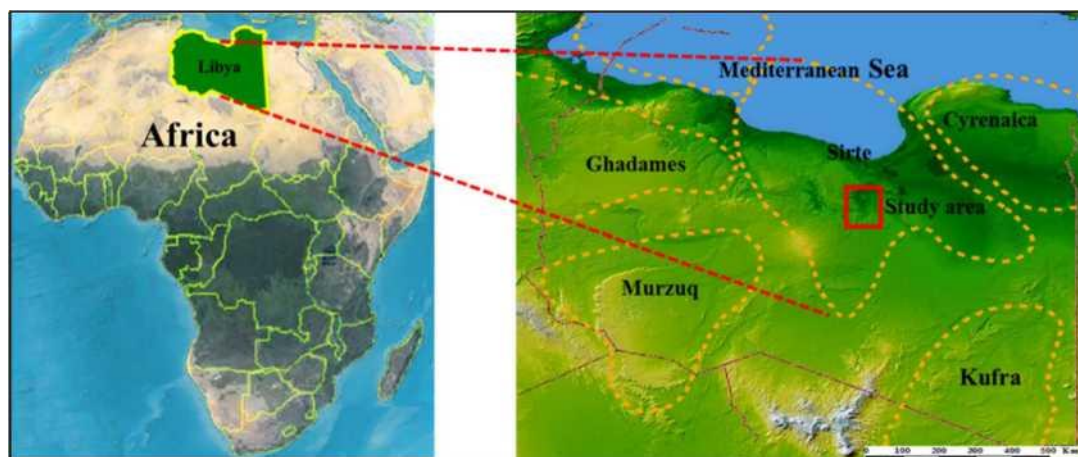


Рисунок 1. Карта розташування досліджуваної території, що показує осадові басейни в Лівії, включаючи басейни Гадамес, Мурзук, Куфра та Сірт.

та керувати поведінкою пласта (Al-Harbi et al., 2013; Karamitopoulos et al., 2013). Однак загалом об'єднання цих різних форм даних є значним викликом у нафтовій промисловості, головним чином через те, що надійна інтеграція вимагає всебічного розуміння невизначеностей, властивих численним компонентам у даній системі геологічного моделювання (Hosseini et al., 2012; Kamali et al., 2013; Musa et al., 2013; Rodríguez Torrado et al., 2015). Тут ми представляємо дослідження такого інтегрованого підходу з використанням об'єднаного набору даних з басейну Сірт у Лівії. У цьому тематичному дослідженні використовується метод, за допомогою якого комплексне поєднання геологічної, геофізичної, петрофізичної інформації, інформації з розробки родовищ та супровідних інтерпретацій об'єднуються в одну статичну модель. Представлений тут підхід до моделювання є унікальним для досліджуваної області. Однією з цілей цього дослідження є визначення основної неоднорідності основних продуктивних формацій у досліджуваній області. Робочий процес побудови повнопольової статичної моделі родовища нафтового родовища RG детально проілюстровано на рисунку 3.

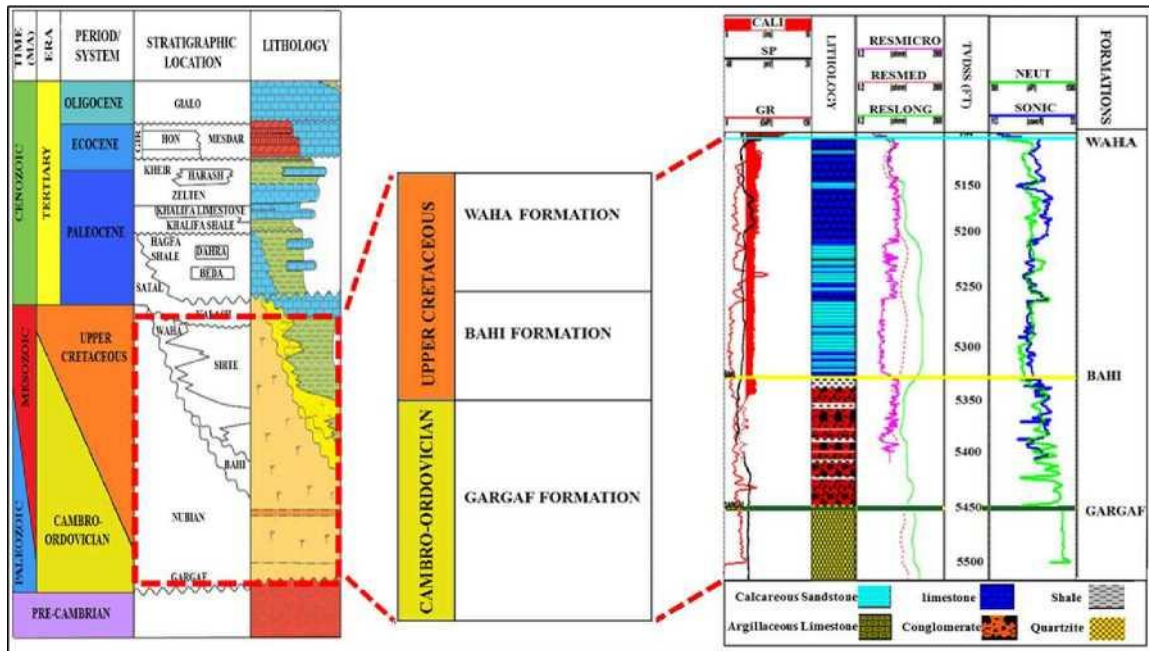


Рисунок 2. Стратиграфічно-літологічна колонка центрального басейну Сірт (лівий рисунок було змінено за Barr and Weegar, 1972). На рисунку зображено верхньокрейдові та кембро-ордовикські колекторські формації досліджуваної області на основі кровель свердловин та кровель формацій, що показують верхньокрейдові формації Ваха, верхньокрейдові Бахі та кембро-ордовикські формації Гаргаф (праворуч).

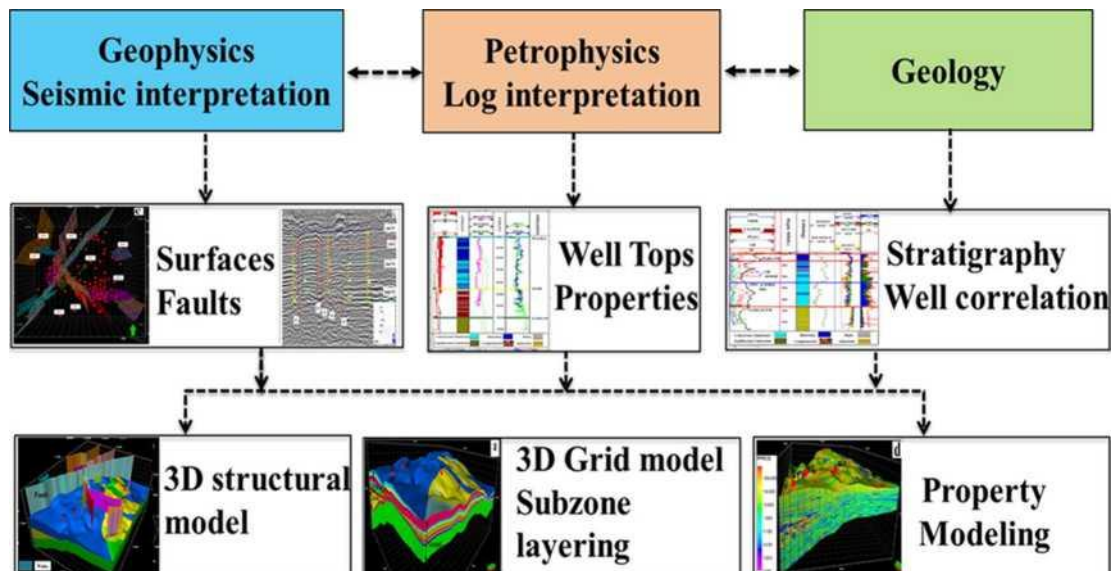


Рисунок 3. Робочий процес розробки моделі, що показує процес інтеграції геологічних, геофізичних та петрофізичних даних для побудови повноцінної статичної моделі пласта родовища RG-oil з використанням усіх доступних даних, таких як сейсмічні дані, дані каротажу свердловин та дані опису керна.

## 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА

Область, на якій зосереджене це дослідження, розташована в центральній-західній частині басейну Сірт. Основні структурні особливості, що вплинули на характер седиментації в цьому районі, включають чотири структури північно-західного простягання (Van Houten, 1980; Anketell, 1996; Schroter, 1996), а саме: жолоби Залла та Тумаян на заході, платформа Бейда в центральній частині району та грабен Марата на сході (рис. 4) (Mansour and Magairhy, 1996; Parsons et al., 1980; Capitanio et al., 2009). Усі платформи в регіоні покриті вапняком і залишалися відносно стабільними протягом раннього палеоцену. Однак, заповнені сланцем жолоби продовжували просідати та поглиблюватися на північ донедавна (Gumati and Kanés, 1985; Baric et al., 1996; Belhaj, 1996; Johnson and Nicoud, 1996; Heselden et al., 1996).

Домінуючою нафтогазовою системою в досліджуваній області є Сірт-Зельтен. Потужна верхньокрейдова морська сланцева синрифтова послідовність містить основні материнські породи, тоді як резервуари являють собою мілководні уламки та карбонатні відкладення, розташовані на горстових блоках (Gumati and Schamel, 1988; Hamyouni et al., 1984; El-Alami, 1996a; Hallett and Ghoul, 1996; Boote et al., 1998). Просідання в басейні відбувалося з різною швидкістю, і чотири основні фази розширення вплинули на відкладення по всьому басейну (Gumati and Nairn, 1991; Roohi, 1996a; Roohi, 1996b; Sinha and Mriheel, 1996). Осадкові породи в досліджуваній області складаються з нижньопалеозойських уламків (група Гаргаф або формація Хофра) та верхньокрейдових (Бахі, Ваха) та третинних морських відкладень (Bezan et al., 1996; Brennan, 1992). Резервуар утворився внаслідок накладання крейдових порід (Ваха та Бахі) на палеозойський Гаргаф. Сланець Хагфа утворює шапку (Рис. 3; Vonnefous, 1972; Baird et al., 1996). Пастка являє собою велику неправильну куполоподібну структуру, яка займає площу близько 25 000 акрів. На заході вона обмежена великим звичайним розломом північно-

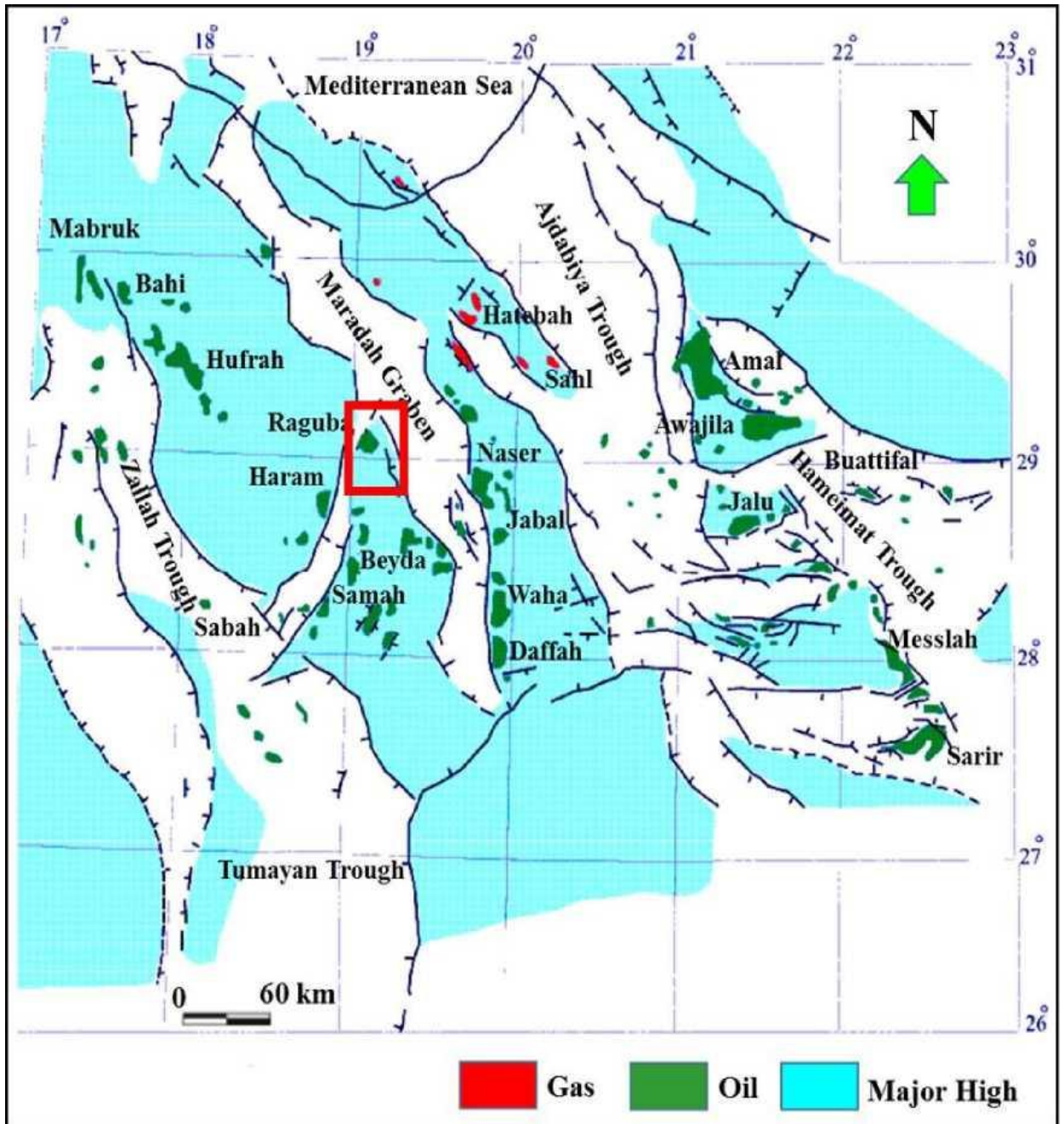


Рисунок 4. Структурна карта, що показує основні структурні особливості, що вплинули на характер седиментації в досліджуваній області. Червоний прямокутник позначає розташування досліджуваної області. Синіми областями позначені основні підняття, червоними областями позначено розподіл газових родовищ, а зеленими областями позначено нафтові родовища (змінено за Rask, 2001).

східного простягання з незначними розломами, що вриваються у внутрішню частину структури (Boweman, 1962; Hassan, 1971).

### 3. СЕЙСМІЧНІ ДАНІ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Сейсмічні дані, використані в цьому дослідженні, складаються з 23 двовимірних (2D) мігрованих ліній, що охоплюють площу приблизно 4000 км<sup>2</sup>, та одного тривимірного (3D) сейсмічного куба, отриманого у 2004 році, що охоплює площу близько 351 км<sup>2</sup> (Рисунок 5). Якість як 2D, так і 3D сейсмічних даних коливається від задовільної до доброї. Контрольні знімки, що використовуються для прив'язки верхівок свердловин до сейсмічних даних, доступні для кількох свердловин. Для дослідження також використовуються дані свердловин зі 110 свердловин (Рисунок 6). Зв'язок сейсмічних даних зі свердловинами оцінюється шляхом побудови синтетичних сейсмограм у місцях розташування свердловин, де є достатньо даних акустичного каротажу. Ми дослідили загалом 110 свердловин для петрофізичного дослідження на підтримку побудови моделювання властивостей. Дані опису керна, доступні для 30 свердловин, також використовуються в визначення розподілу властивостей колектора в моделях.

#### **Сейсмічний горизонт та інтерпретація розломів**

Було проведено комплексну сейсмічну інтерпретацію первинних продуктивних формацій Ваха, Бахі та Гаргаф з використанням як 2D, так і 3D сейсмічних об'ємів. Ми пов'язали 2D та 3D сейсмічні дані, і зв'язок був досить хорошим (Рисунок 7). Потім ми починаємо сейсмічну інтерпретацію шляхом пов'язування сейсмічних даних з даними свердловин. Зв'язки оцінюються шляхом побудови синтетичних сейсмограм у місцях розташування свердловин з достатньою кількістю даних акустичного каротажу (Рисунок 8). Близько шістдесяти свердловин мають акустичні дані. Зв'язок здійснюється за допомогою акустичного каротажу. Зв'язок хороший і відображає найкращі зв'язки з 3D-зйомки. Неглибокі горизонти легко відстежувати над досліджуваною областю. Якість даних погіршується зі збільшенням глибини

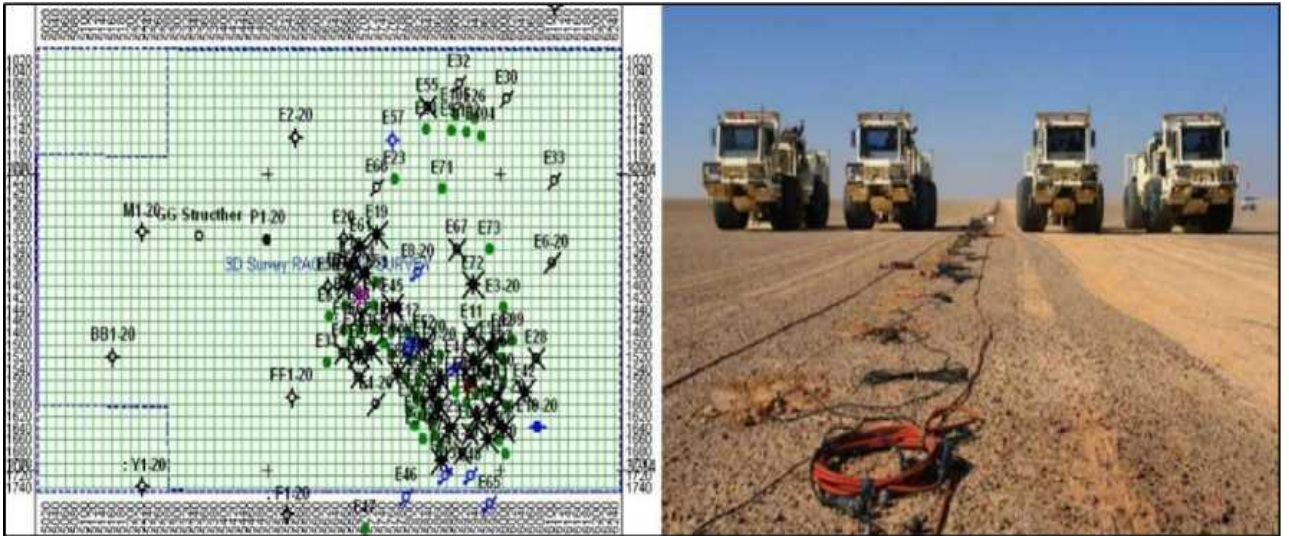


Рисунок 5. (Ліворуч) Базова карта проаналізованих свердловин. (Праворуч) дані, отримані в Лівії у 2004 році, родовище RG, басейн Сірт, Лівія.

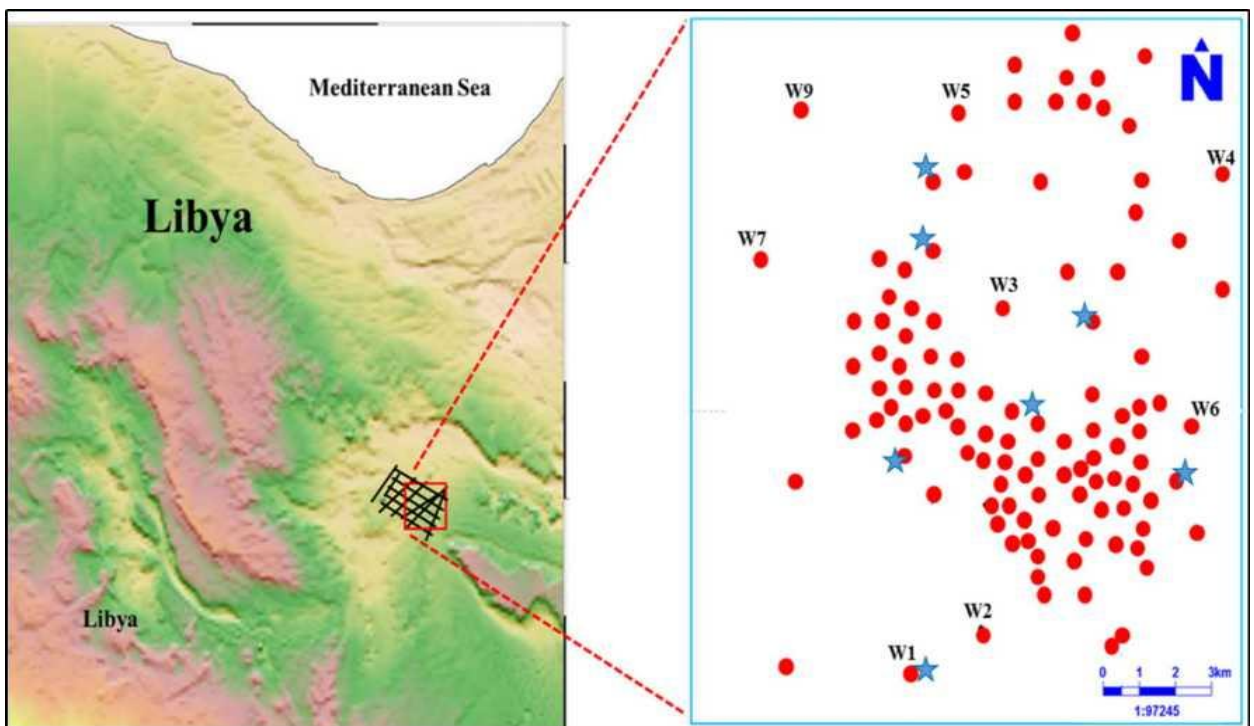


Рисунок 6. (Ліворуч) Топографічна карта Лівії. Червоним прямокутником позначено територію, покриту 3D сейсмічними даними, а чорними лініями – територію, покриту 2D сейсмічними лініями. (Праворуч) Карта, що показує розподіл розташування свердловин. Синіми зірочками позначено свердловини з контрольними відбійними лунками

та збільшує невизначеність інтерпретації глибоких горизонтів. Тим не менш, є достатньо контролю свердловин, щоб обмежити інтерпретацію та створити точні структурні карти глибоких горизонтів. Ми провели перетворення глибини для повних 3D сейсмічних даних, використовуючи дані свердловин. Встановлення залежності часу та глибини є ключовим досягненням, оскільки це вплине на подальше перетворення глибини та покращить зв'язок сейсмічних даних зі свердловинами. Ми розраховували середню швидкість, використовуючи сейсмічні часові горизонти та глибину верхівки кожної свердловини (Рисунок 9). Потім ми перетворюємо часовий горизонт на глибину, помноживши значення часового горизонту на середню швидкість. Ми також використовуємо як 2D, так і 3D сейсмічні дані для ідентифікації розломів. Ми вибрали розломи як вздовж кожної лінії, так і поперечно. Вкрай важливо визначити розломи та зрозуміти їхній зв'язок з колектором. Ми виявили 40 розломів у досліджуваній області, і лише 17 розломів виявлено так, що пов'язані з мережею колекторів (Рисунок 10).

### **Петрофізичний**

Ми дослідили сто сорок свердловин для петрофізичного аналізу всередині та за межами досліджуваної території. Ми використовуємо різні методи, що відповідають конкретним властивостям кожного колектора, залежно від компанії, яка використовувала прилад, та року проведення каротажних досліджень.

Ми оцінили властивості колекторів для 100 свердловин та провели літостратиграфічні кореляції для 140 свердловин, на додаток до кількісного аналізу петрофізичних властивостей зразків керна для 30 свердловин. Ми використовуємо три різні методи для оцінки пористості для кожної конкретної свердловини, залежно від наявності даних керна, даних каротажу свердловин та того, чи мала зона колектора значний вміст сланцю. Для нещодавно пробуреної свердловини ми визначили пористість, в основному на основі

методу перехресної діаграми щільності-нейтронів, що є загальним найбільш прийнятним методом визначення пористості для сумішей кальциту та кремнезему, таких як породи досліджуваної області. Об'єм сланцю в досліджуваній формації невеликий і розподілений у вигляді окремого пласта, а не ретельно перемішаний. В результаті ми використовували каротаж DT та NEUT для оцінки пористості для старої свердловини, оскільки це усуває необхідність корекції пористості на сланець. Ми в основному використовуємо каротаж DT для визначення пористості для 80 свердловин та використовували його як кінцеві результати для 60 свердловин. Там, де дані акустичного каротажу були недоступні, було використано нейтронний каротаж (NEUT). Мікролатерологічний каротаж MLL був проведений як прилад для визначення пористості для десяти свердловин з каротажом DT та NEUT. Ми не використовуємо каротаж MLL, оскільки в цих свердловинах надзвичайно високий рівень розмиву. Для калібрування каротажу ми використовували пористість керн, доступну для 15 свердловин. Ми використовували каротаж питомого опору та спонтанного потенціалу як непрямі індикатори проникності. Ми використовуємо спонтанний потенціал (SP) як булевий індикатор проникності, оскільки літологія пласта є відносно безсланцевий, і відомо, що SP вимірює електричний потенціал, що генерується на межі розділу проникних і непроникних пластів. Ми також використовували два значних мілководних.

Прилади для вимірювання опору електродних площадок: мікроблог та мікросферично сфокусований каротаж (MSFL) як індикатор проникності під час оцінки літології. Microlog має два одночасні вимірювання: мікронормальний (MNOR) та мікрообернений (MINV) каротаж. Показники MNOR каротаж показують приблизно 2 дюйми вглиб пласта, а MINV каротаж показує приблизно 1 дюйм углиб пласта, а проникність вказується, коли показники каротажного діаграми відрізняються. Мікросферично сфокусований каротаж (MSFL) був доступний для п'яти свердловин,

пробурених у середині 90-х років, і використовувався як якісний індикатор проникності під час оцінки літології.

Ми використовували найглибші вимірювання питомого опору ( $R_w$ ) для оцінки водонасичення ( $S_w$ ).  $R_w$  виражається в Ом·м. Ми використовуємо рівняння Арчі для оцінки водонасичення.

$$S_w = \left( \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot P H I E^m} \right)^{1/n},$$

де

$P H I E$  = Пористість, фракція

$a$  = константа звивистості Арчі, = 1

$m$  = коефіцієнт цементації Арчі, = 2

$n$  = показник насичення Арчі, = 2

$R T$  = питомий опір за найглибшим показником на свердловині

Після оцінки водонасичення ми визначаємо об'ємний об'єм води ( $BVW$ ) за допомогою наступного рівняння  $BVW = S_w \times P H I E$ , а потім визначаємо водонафтовий контакт  $O W C$  та газо-нафтовий контакт ( $G O C$ ) на момент буріння. Ми оцінюємо літологію та літостратиграфічні кореляції в нових свердловинах безпосередньо за допомогою кабельного зв'язку.  $G R$ , схоже, залежить від урану, який не пов'язаний з глинистим мінералом або сланцями в пласті формації. У свердловині 1  $G R$  показує присутність сланцю в пласті-колекторі, і немає жодних ознак присутності сланцю в інших каротажних діаграмах (Рисунок 11). Дуже важко знати, скільки урану є природним, а скільки пов'язано з рухом рідини. Замість цього ми використовували спектральне гамма-випромінювання, яке було доступне для тридцяти свердловин.  $G R$  розроблено для реагування лише на торій та калій, ігноруючи присутність урану. Ми також використовуємо полімерний шар, каротаж пористості та опору як основні інструменти як для літостратиграфічної

кореляції, так і для оцінки літології. Ми використовуємо опис різання та літологічний картаж у остаточному звіті про свердловину при літостратиграфічній кореляції та оцінці літології у старих свердловинах.

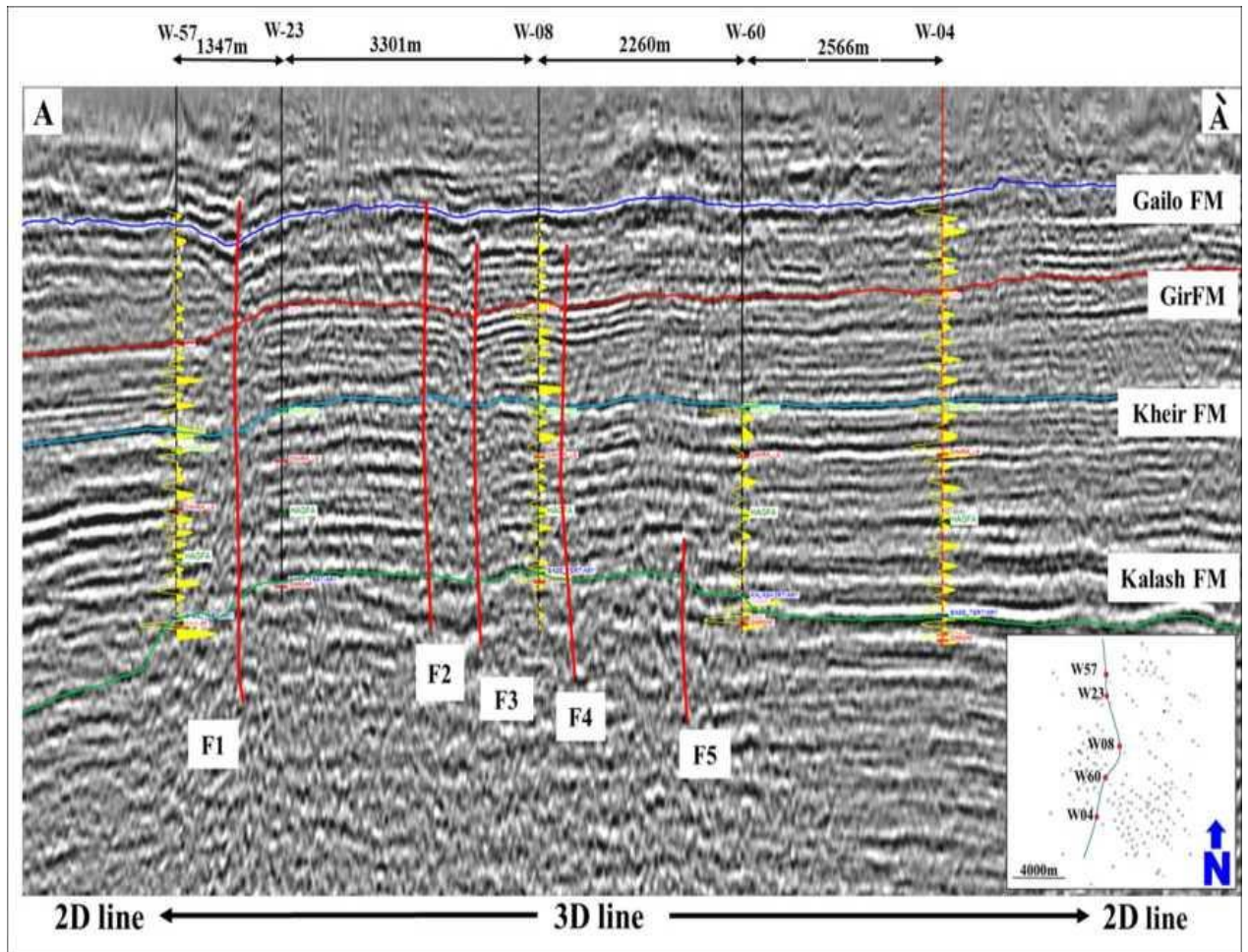


Рисунок 7. На сейсмичному розрізі з півночі на південь показано зв'язок 2D та 3D сейсмічних даних. Зв'язок сейсмічних даних зі свердловинами для свердловин 57, 08 та 04 позначено жовтим кольором на сейсмичному розрізі, і зв'язок є відносно добрим для трьох свердловин. Основні розломи F1 та F2. Інтерпретація горизонту основної формації в досліджуваній області.

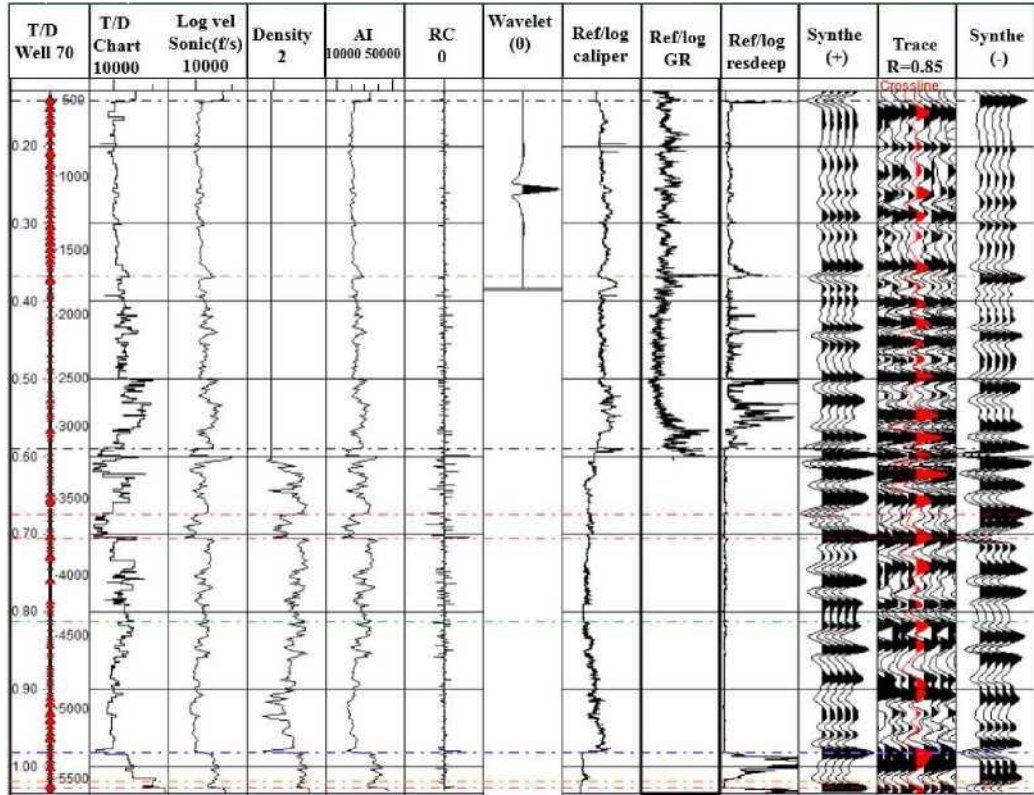


Рисунок 8. Синтетична сейсмограма, згенерована для свердловини 70, що показує хорошу відповідність.

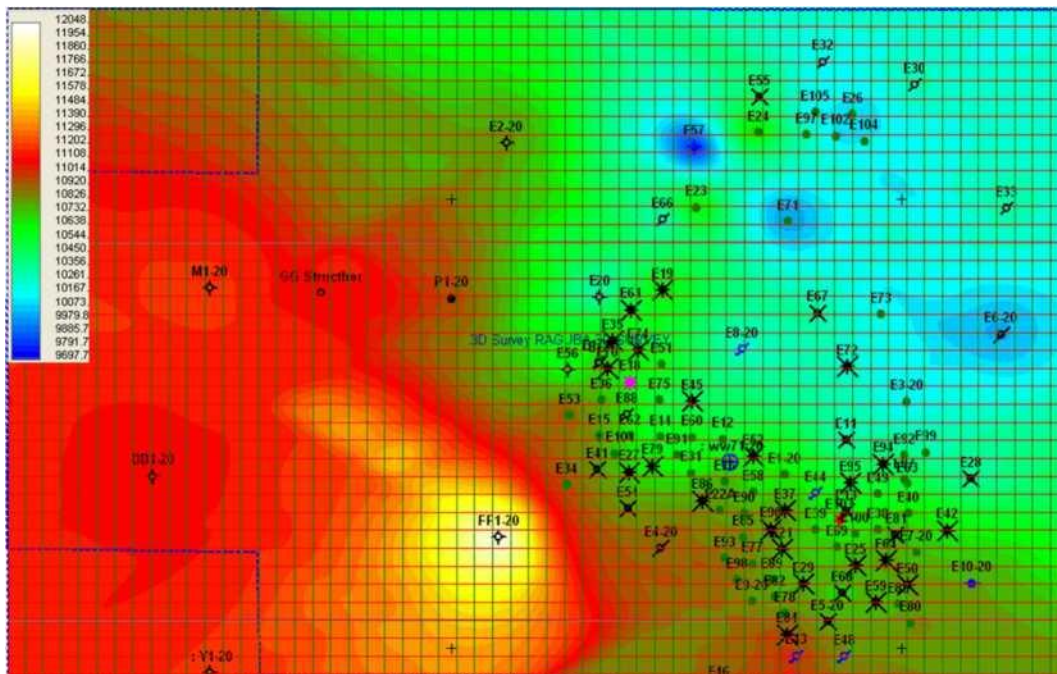


Рисунок 9. Середня швидкість верхньої крейдяної формації Ваха з використанням сейсмічних часових горизонтів та глибини верхівки кожної свердловини.

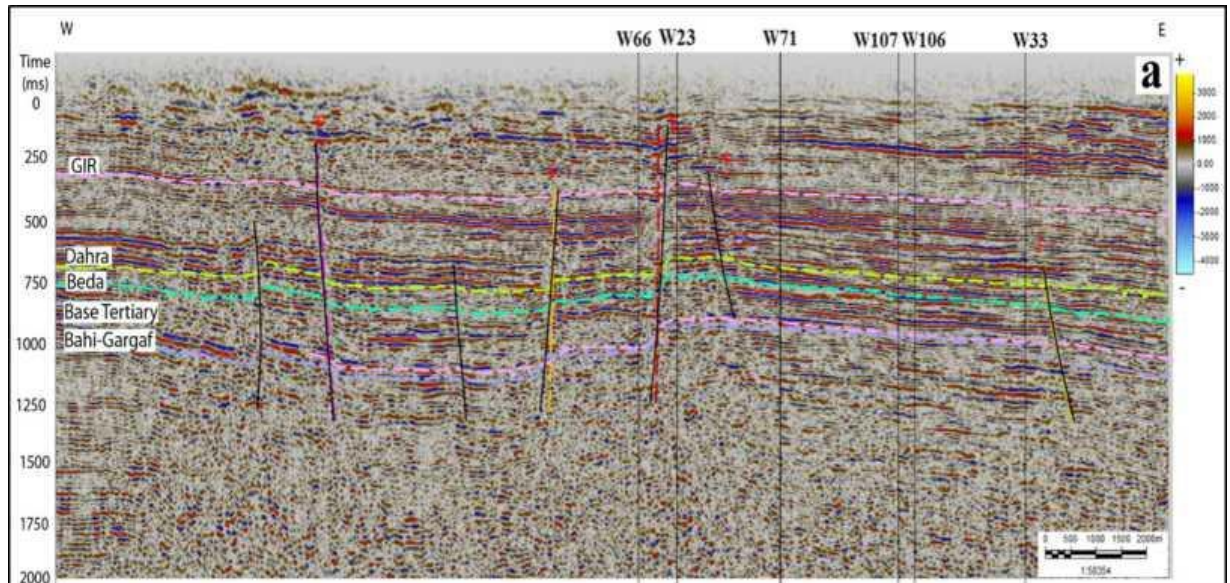


Рисунок 10. Початковий сейсмічний розріз на лінії 1215, що показує інтерпретовані розломи нафтового родовища RG.

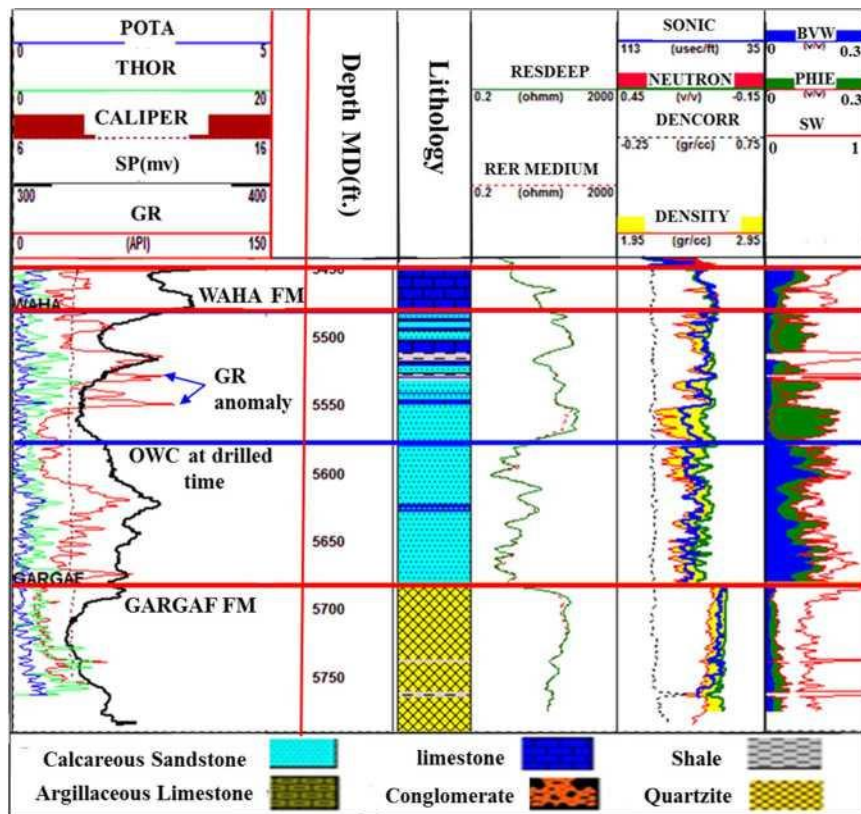


Рисунок 11. Ліві доріжки показують оцінку літології в межах пласта-колектора верхньокрейдової формації Ваха та кембрійсько-ордовикської формації Гаргаф типової свердловини 100. Також показано аномалії в каротажі GR та відсутність підтвердження для інтерпретації високого піку в каротажі GR як сланцю в інших літологічних каротажах, таких як каротаж Caliper та SP. Праві доріжки показують каротажі, що використовуються для розрахунку та визначення контакту нафти з водою, пористості, об'ємного об'єму води (BWV) та водонасичення (SW).

## АНАЛІТИЧНО-ПРИКЛАДНА ЧАСТИНА

### ОГЛЯД ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

#### 4. МОДЕЛЮВАННЯ

##### 4.1 Моделювання невідповідностей

Моделювання розломів є першим кроком у побудові структурної моделі. За сейсмічними даними виявлено загалом 40 розломів (Рисунок 12). Для спрощення моделі ми виключаємо зі структурної моделі розломи, які не пов'язані з мережею розломів пласта. Отже, 17 з 40 розломів використовуються для побудови полігонів розломів, які імпортуються в геологічну модель (Рисунок 13). Основний розлом (F1) розташований на західній стороні родовища, має північно-східне-південно-західне простягання з чистим прогином близько 250 м. Цей розлом ефективно герметизує структуру на цьому схилі та, здається, зменшується в сланці Хагфа у верхній частині пласта. Основний розлом (F2) з прогином 130 м також, здається, герметизує структуру на східній стороні продуктивної області (Рисунок 14). Також виявлені менші розломи невеликої величини, які прорізають внутрішню частину структури та розташовані субпаралельно основним розломам. Прогини цих розломів коливаються від 20 до 100 м. Попередні дослідження показали, що ці розломи виникли у відповідь на тектонічні сили розтягування, які є поширеними в районі платформи (El-Ghoul, 1996; Mansour and Magairhy, 1996).

##### 4.2 Структурна Інтерпретація

Ми побудували серію структурних карт та карт ізохор, використовуючи сейсмічні дані, дані каротажу свердловин та дані керн, щоб визначити товщину та розподіл основних пластових формацій досліджуваної області та забезпечити основу для 3D-статичної моделі.

Верхньокрейдова формація Ваха утворює верхній та основний резервуар у досліджуваній області. Ми побудували комбіновану структурну

карту та карту ізохор для визначення товщина та розподіл формації Ваха. Ми виявили, що товщина формації Ваха коливається від 200 футів на північній стороні досліджуваної території до понад 800 футів у південно-західній частині досліджуваної території. Ми також виявили, що формація Ваха відсутня на північному сході, очевидно, тому, що ця сторона досліджуваної території була вище рівня моря під час відкладення формації Ваха, що робить формацію Ваха голою формацією Гаргаф (Рисунок 15). (Рисунок 16) вказує на те, що гребінь досліджуваної території знаходиться на -4800 футах, максимальна спостережувана структурна глибина становить 800 футів, а максимальний рельєф - близько 1500 футів. Резервуар Бахі є найменш важливим з трьох підрозділів через свою обмежену товщину та поширення. Однак він є хорошим комунікатором резервуарів між нижньою формацією Гаргаф та вищележачою формацією Ваха. Більшість попередніх досліджень простежують формацію Бахі в південній частині досліджуваної території. У цьому дослідженні нам вдалося знайти Бахі поблизу гребеня та на східній стороні з товщиною 150 футів. У південно-західній частині досліджуваної території формація Бахі зафіксувала максимальну товщину 250 футів (Рисунок 17). Ми вважали, що активний крейдяний розлом створив області підняття та пониження, які обмежували поширення та спричиняли варіації товщини формації Бахі в досліджуваній області (Рис. 18). Кембрійсько-ордовикська формація Гаргаф є другою резервуарною одиницею в досліджуваній області. Вона незгодно перекривається уламками та карбонатами верхньокрейдової формації Ваха та/або уламками формації Бахі. Попередні дослідження показали, що товщина формації Гаргаф невідома, оскільки основа Гаргафа не прокладена. Ми сейсмічним шляхом визначили верхню структурну карту формації Гаргаф шляхом прив'язки свердловини до глибини та сейсмічних даних (Рис. 19). Потім ми створили карту ізохор Гаргафа, додавши загальні карти ізохор верхньої крейдової формації Ваха та верхньокрейдової формації Бахі (Рис. 20).

### 4.3 Структурне моделювання

Ми використовуємо сейсмічні дані для побудови структурних карт та прив'язки цих карт до контрольних свердловин. Виявлені розломи та структурні поверхні імпортуються в структурну модель та уточнюються для найкращого відображення сейсмічних та свердловинних даних (Рис. 21). Ми використовуємо всі доступні каротажні дані, але з акцентом на каротажі GR, питомого опору, DT та NEUT, щоб поділити три основні зони на підзони. Основні зони - формації Ваха, Бахі та Гаргаф - поділяються на 23 літологічно та петрофізично різні підзони. Підзони формацій Ваха, Бахі та Гаргаф додатково поділяються шляхом додавання шарів для підготовки моделі до розподілу властивостей (Рис. 22). Ми вибираємо товщину шару, яка найкраще відображає вертикальну неоднорідність, яку демонструють петрофізичні властивості. Кожна зона нашарована з комірками з мінімальною товщиною 1 м. Застосування мінімальної товщини комірок виявляється корисним, оскільки запобігає накопиченню тонких комірок на невідповідностях. 3D-сітка має горизонтальний розмір 16,9 км вздовж осі X та 20,8 км вздовж осі Y, що охоплює площу поверхні 351,52 км<sup>2</sup>. Ми використовуємо 3D-сітку з кутовими точками для створення сіток на основі моделей розломів та структур. Розмір площинної комірки для моделі вибрано як 100 м на 100 м, а товщина комірок пропорційна загальній товщині зони. Отримана статична модель має дрібномасштабний розмір 248 на 265 на 466, або 30,6 мільйона комірок (Рисунок 23).

### 4.4 Збільшення масштабу каротажу свердловин

Для масштабування даних каротажу з використанням кабелю до 3D-сітки, значенням присвоюються комірки 3D-сітки, які пронизують свердловини. Різні типи даних про властивості вимагають різних методів масштабування для отримання найкращого можливого значення комірки. Дискретні дані, такі як фації усереднюються шляхом присвоєння кожній

комірці значень фацій, що найчастіше зустрічаються. Середні арифметичні значення даних безперервного каротажу (наприклад, пористості та проникності) залежать від фацій. Ці масштабовані дані складають основу для фаційного та петрофізичного моделювання. Значення масштабованих каротажних даних перевіряються на точність порівняно з необробленими даними каротажу шляхом порівняння їх у розрізах свердловин. Крім того, дані перевіряються шляхом порівняння пропорції та розподілу необроблених каротажних властивостей зі збільшеними даними на гістограмах з їх зведеною статистикою. На рисунках 24, 25 та 26 показано порівняння між необробленими та збільшеними значеннями фацій, пористості та проникності. Для всіх властивостей результати добре відповідають необробленим каротажним даним.

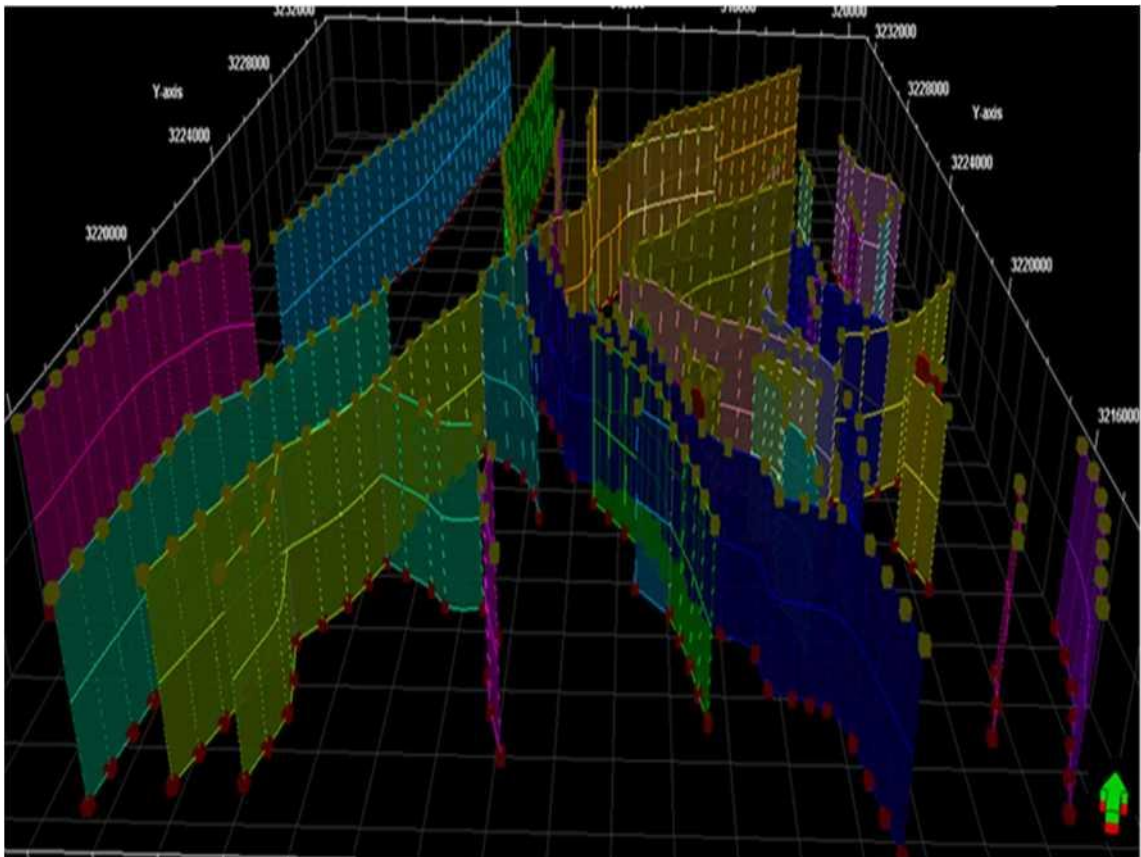


Рисунок 12. 40 розломів, виявлених у досліджуваній області за допомогою 3D та 2D сейсмічних даних.

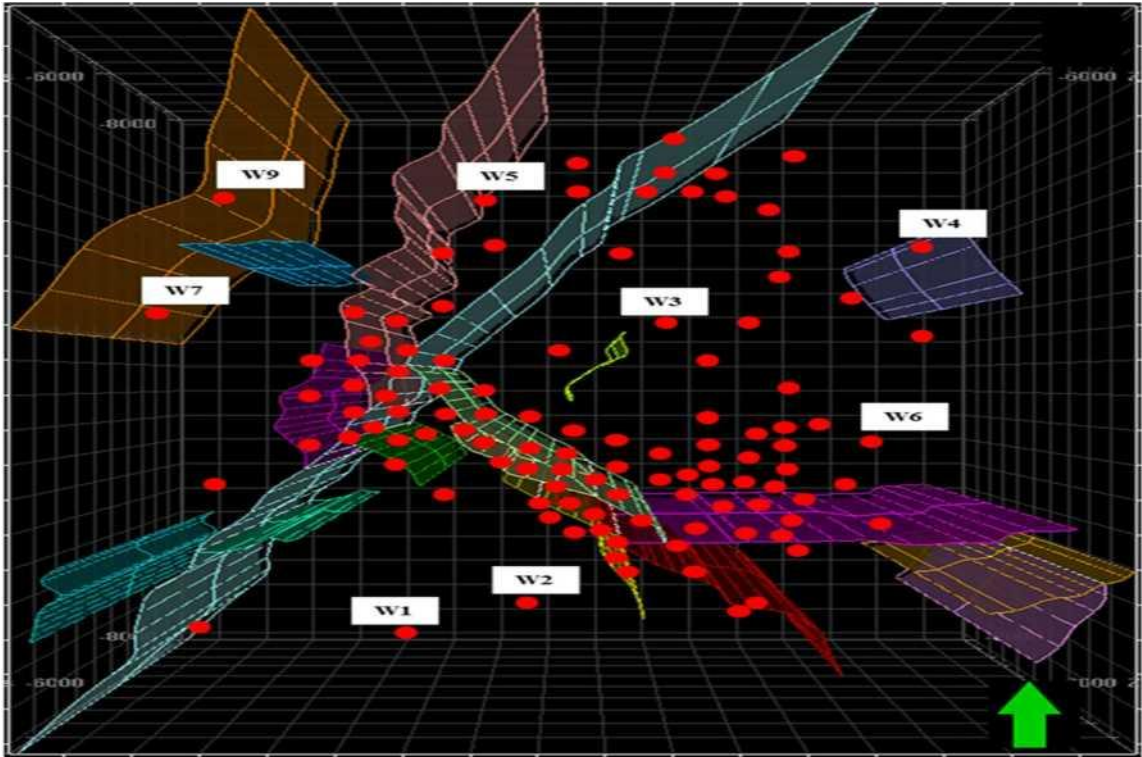


Рисунок 13. Вид зверху, що показує модель розлому, що використовується в статичній моделі, та розподіл свердловин.

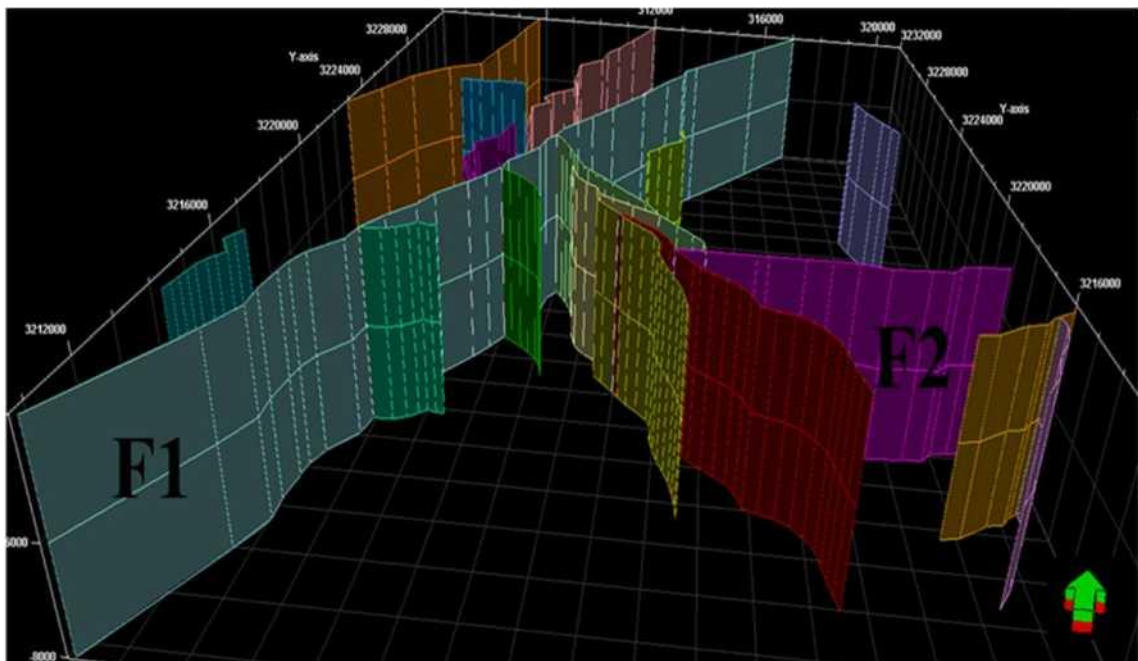


Рисунок 14. Карта, що показує 20 вибраних розломів, використаних у повній статичній моделі, включаючи два основні розломи (F1 та F2).

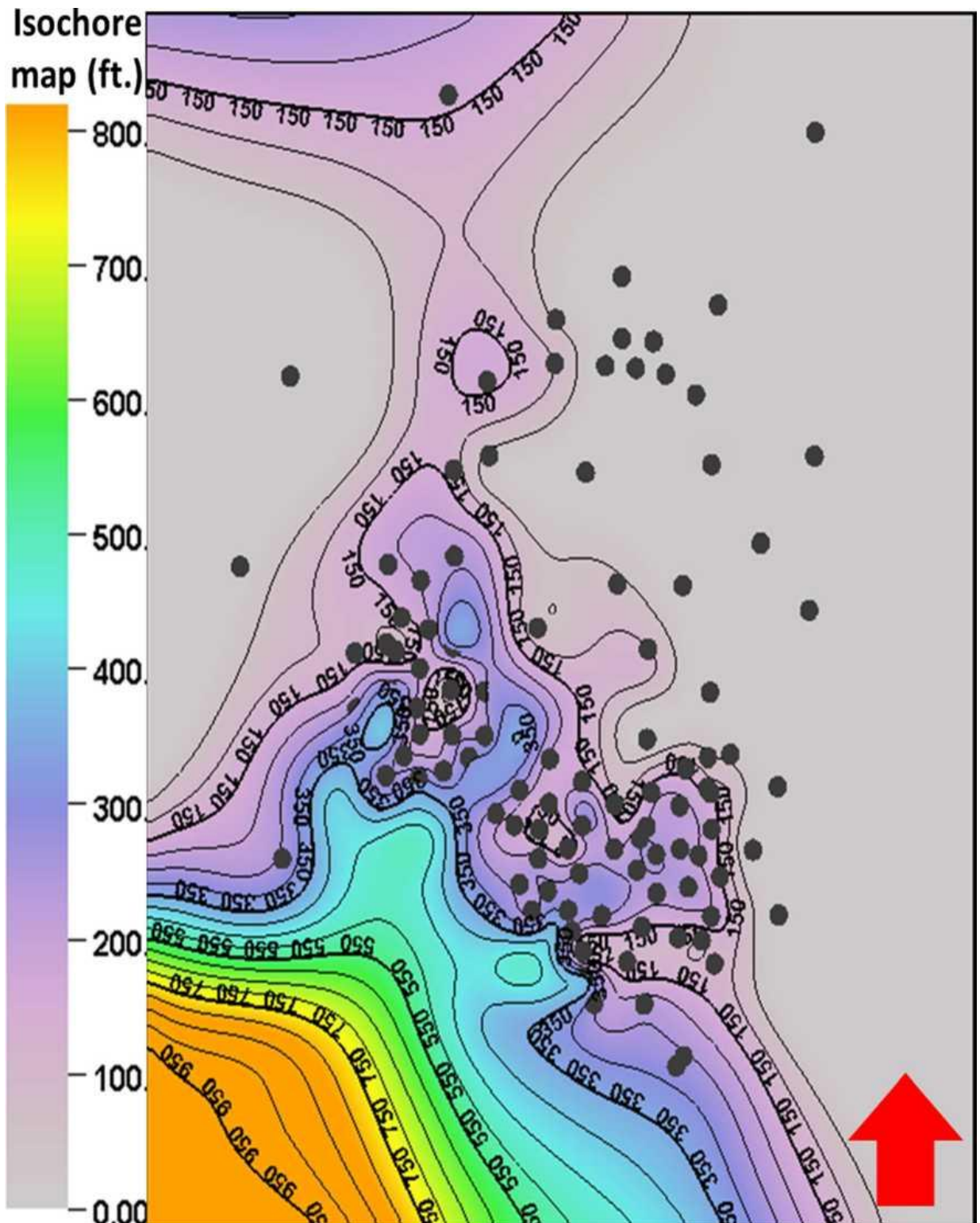


Рисунок 15. Карта ізохор, що базується на сейсмічних, каротажних та кернових даних, що показує розподіл товщини верхньокрейдової формації Ваха.

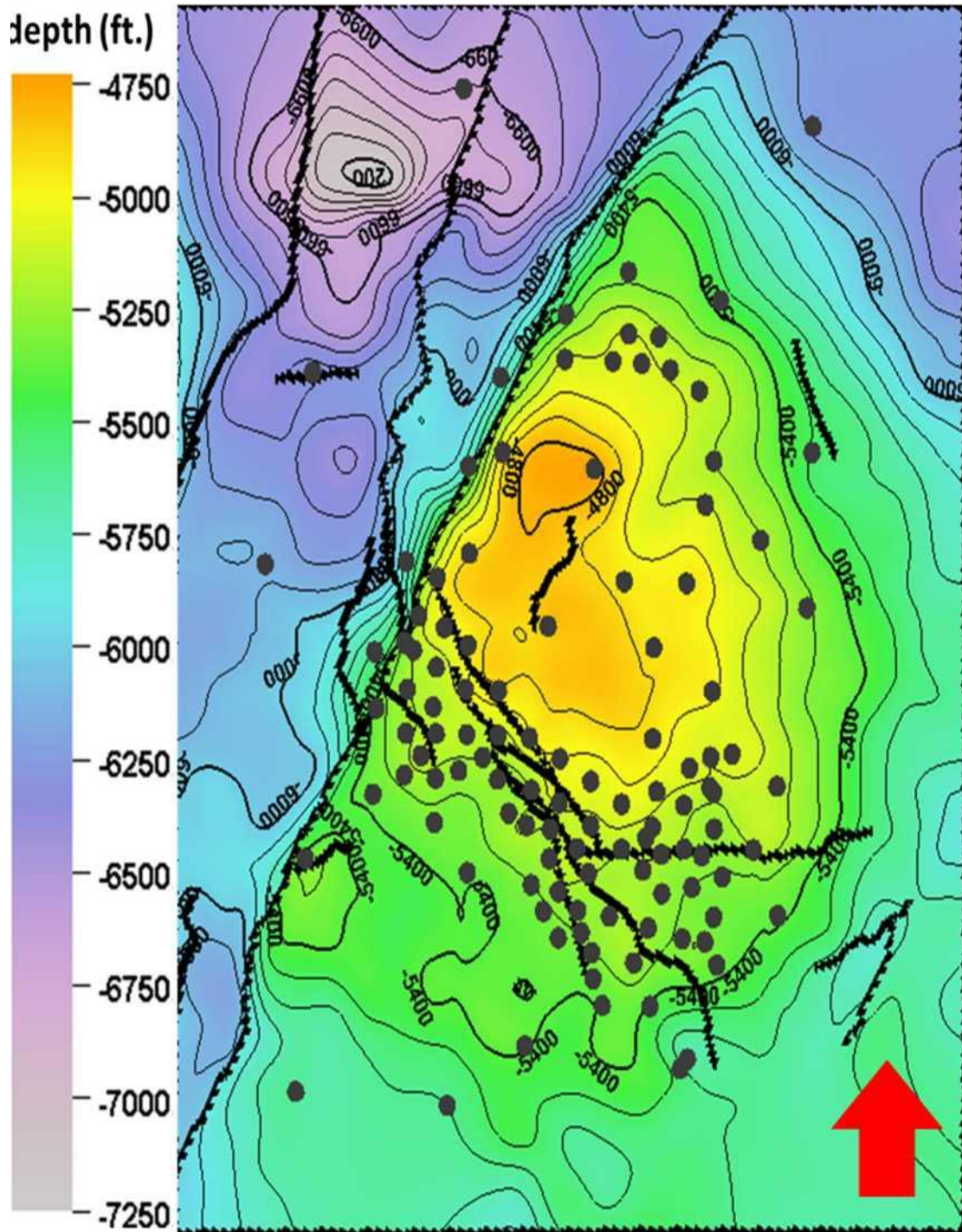


Рисунок 16. Структурна карта глибини верхньокрейдової формації Ваха, що показує основні структурні особливості в досліджуваній області. Чорні лінії позначають розташування розломів у досліджуваній області. Чорні точки позначають розташування свердловин.

## Ізохоремапа (фути)

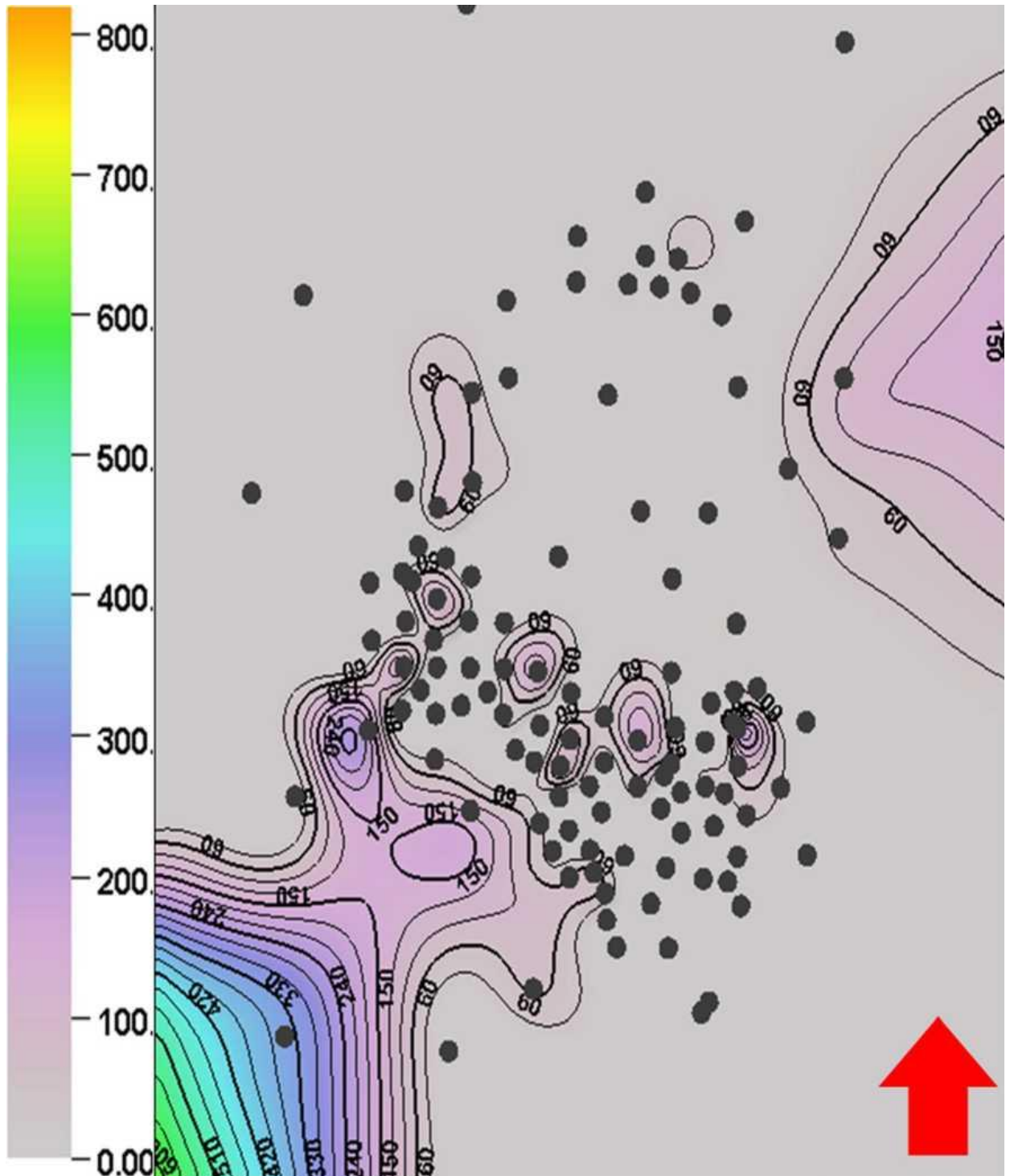


Рисунок 17. Карти ізохор, засновані на сейсмічних, каротажних та кернових даних, що показують розподіл товщини верхньокрейдової формації Бахі.

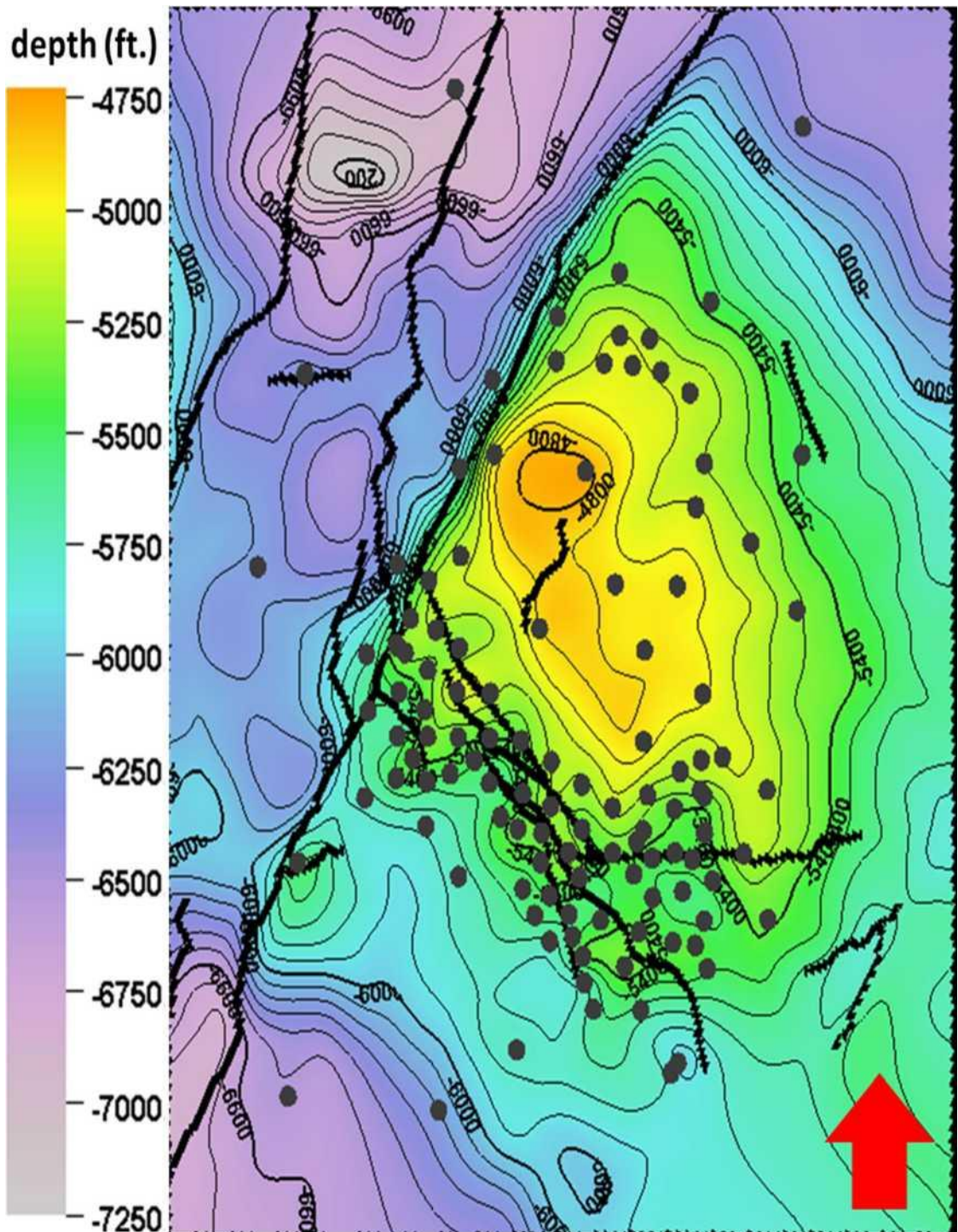


Рисунок 18. Структурна карта глибини верхньокрейдової формації Бахі, що показує основні структурні особливості в досліджуваній області. Чорні лінії позначають розташування розломів у досліджуваній області. Чорні точки позначають розташування свердловин.

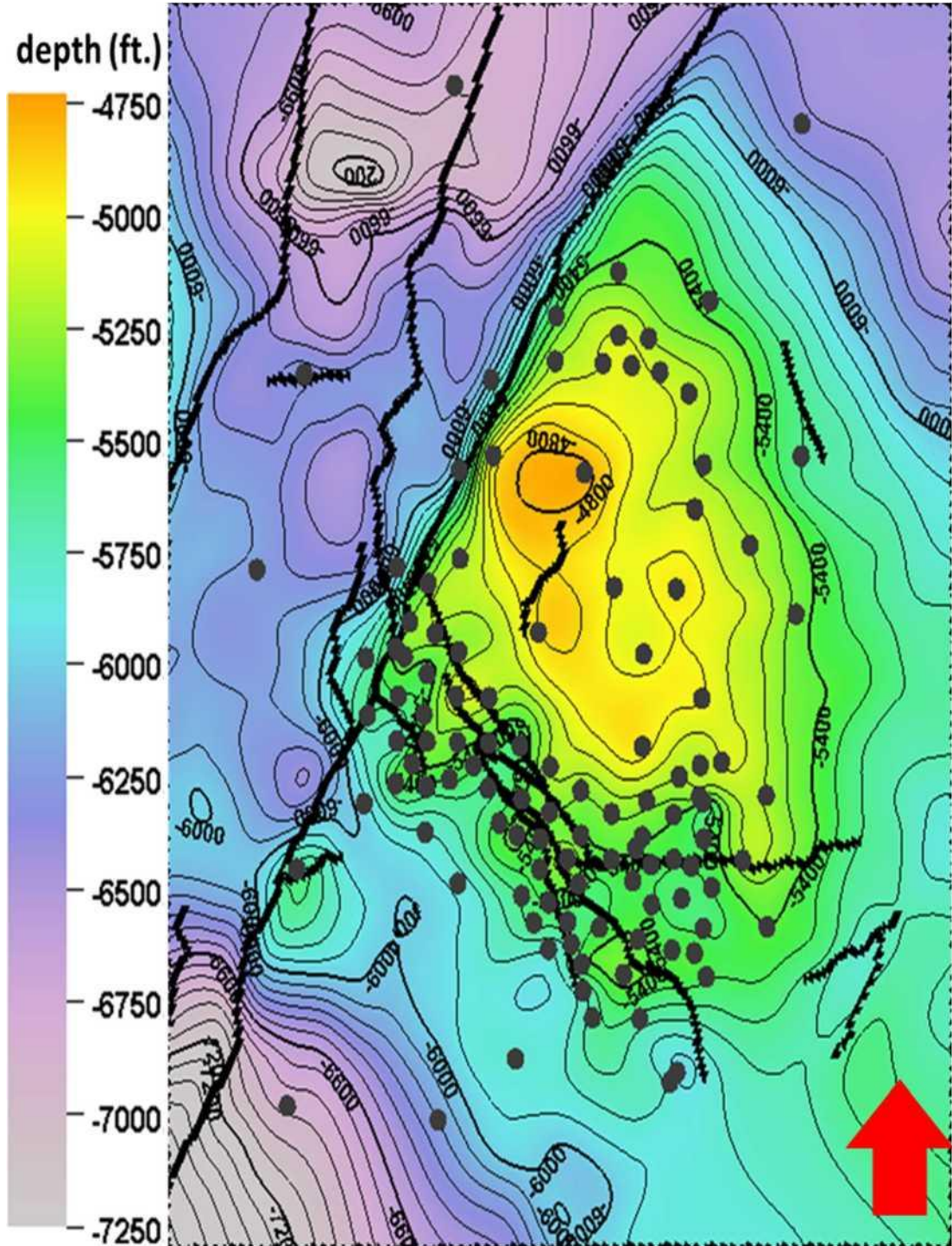


Рисунок 19. Структурна карта глибин кембро-ордовикського колектора, що показує основні структурні особливості в досліджуваній області. Чорні лінії позначають місця розломів у досліджуваній області. Чорні точки позначають розташування свердловин.

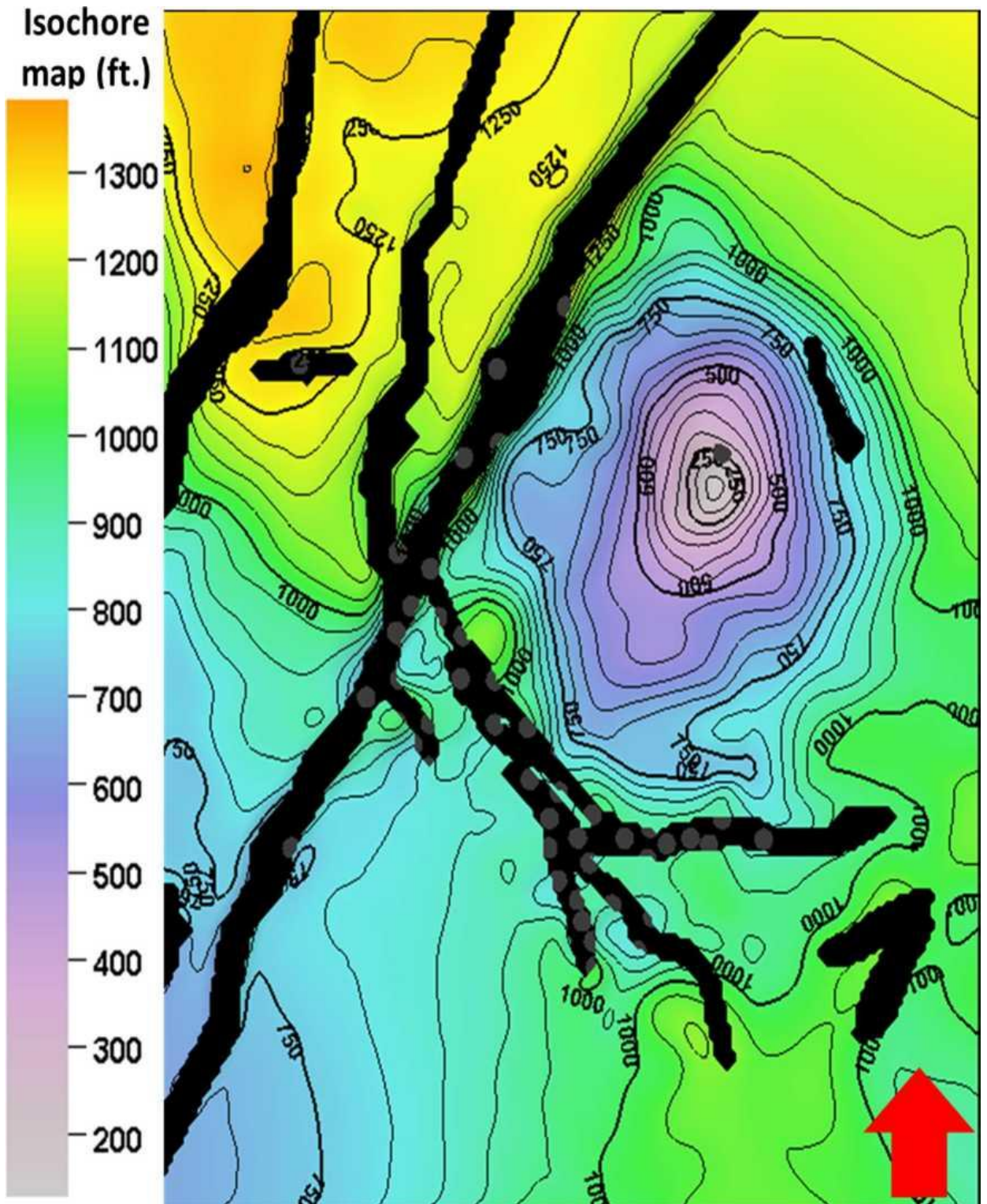


Рисунок 20. Карта ізохор на основі сейсмічних, каротажних та кернових даних, що показує розподіл товщини кембро-ордовикської формації резервуару Гаргаф.

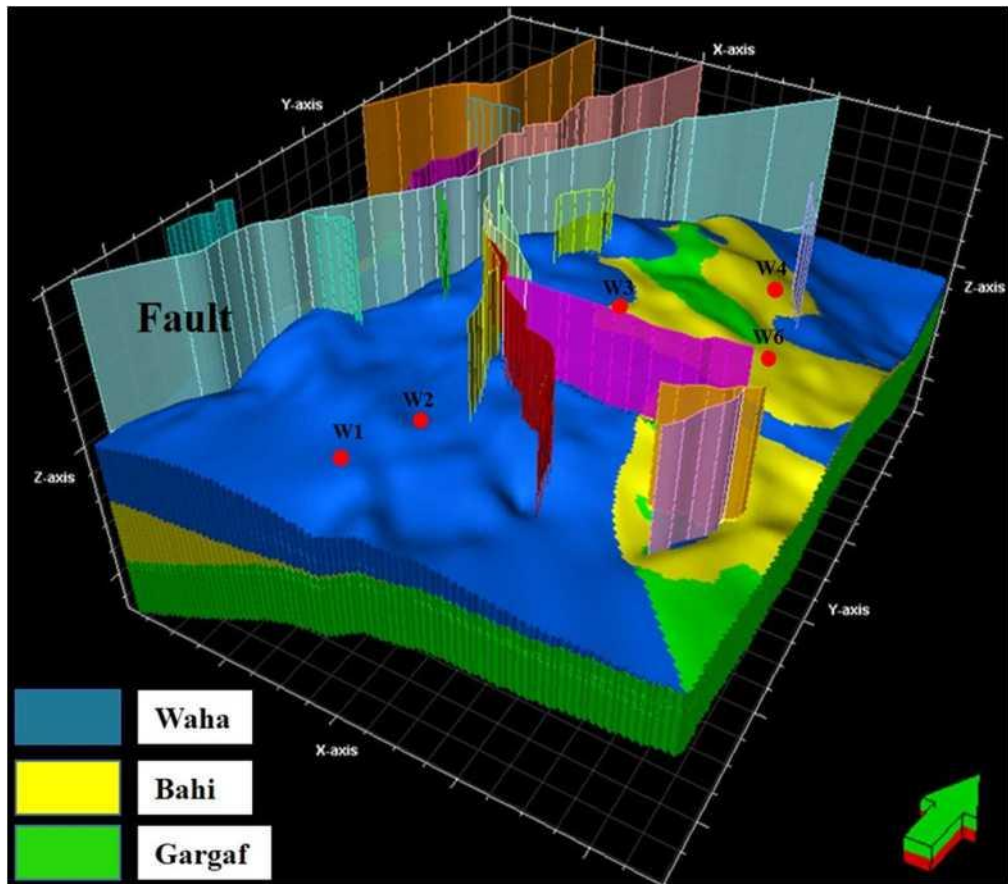


Рисунок 21. 3D структурна модель досліджуваної території, що показує вибрані горизонти кембрій-ордовіка та верхньої крейди. Розломи представлені у вигляді полігонів розломів у 3D структурній моделі.

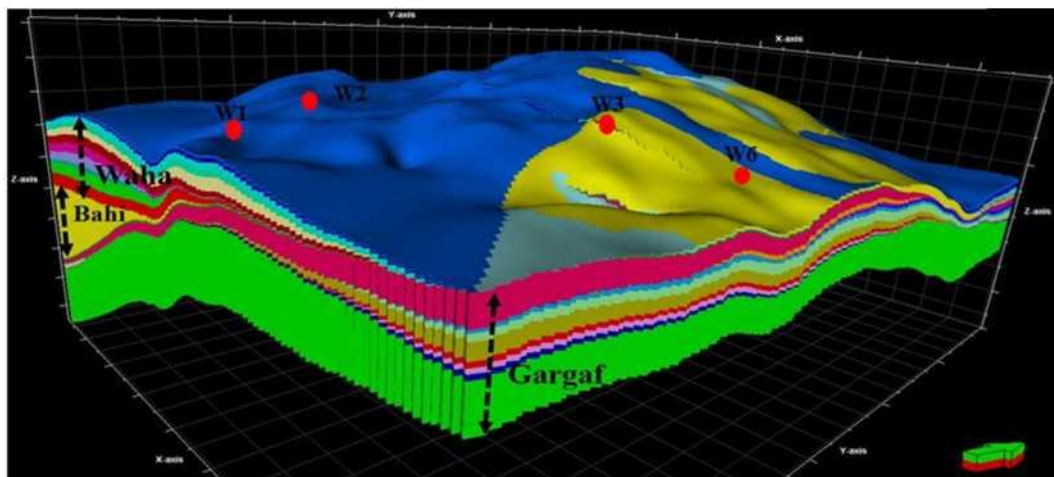


Рисунок 22. 3D структурні та сіткові моделі, що показують поділ кембрійсько-ордовікських та верхньокрейдових пластових формацій. Верхньокрейдова Ваха поділяється на десять підзон, а верхньокрейдова Бахі розглядається як одна зона.

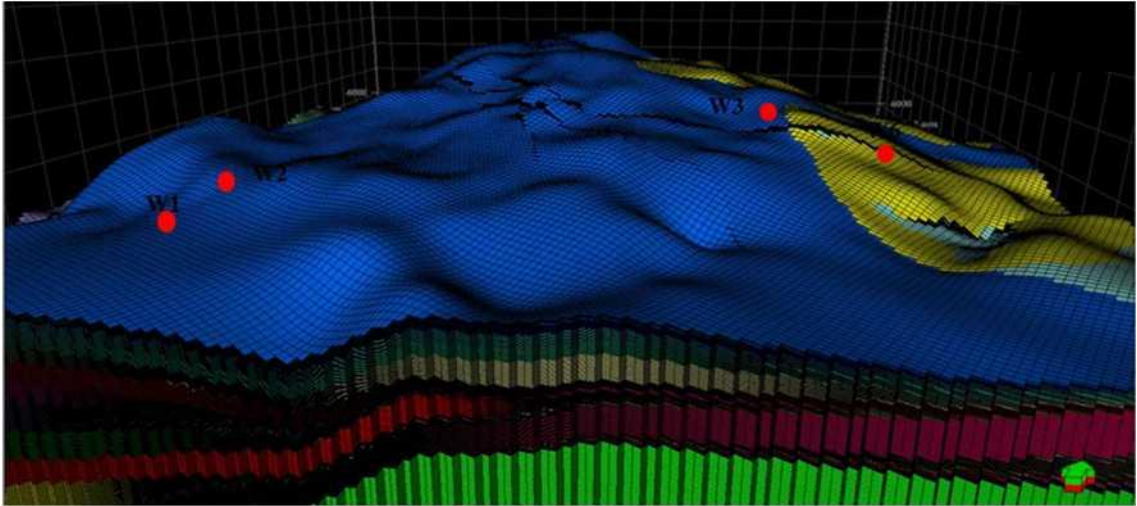


Рисунок 23. Загалом 12 підзон кембрійсько-ордовикської формації Гаргаф. Шари були додані в підзонах формування резервуарів кембрійсько-ордовикської та верхньокрейдової епох.

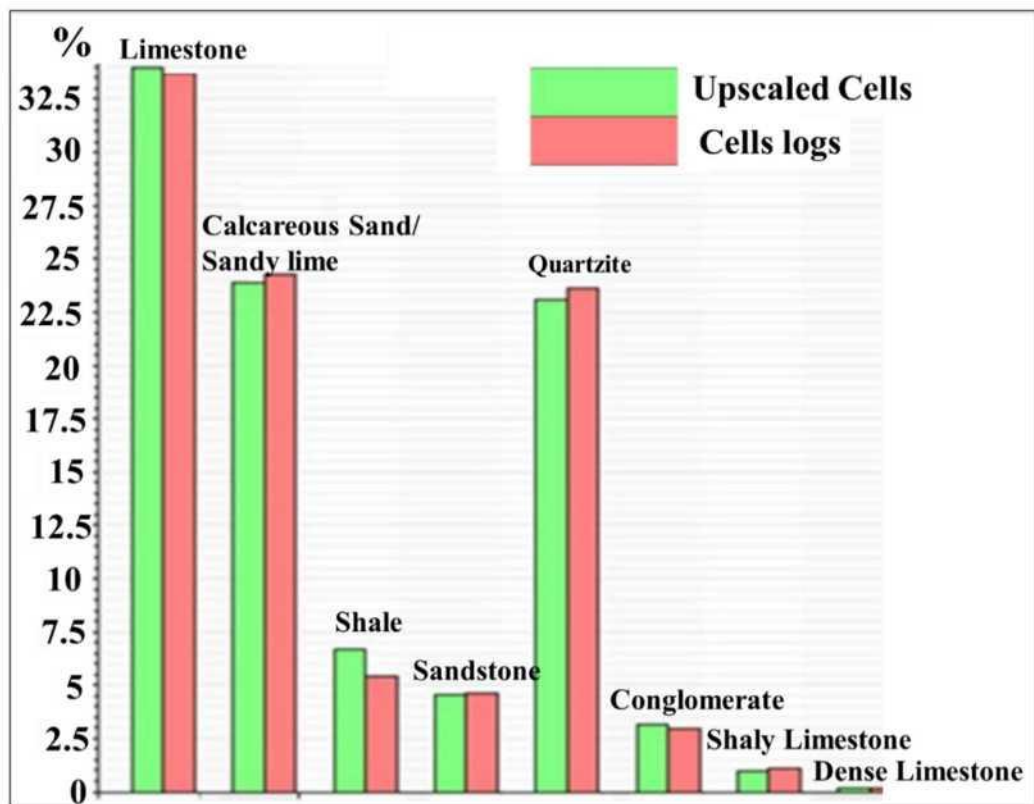


Рисунок 24 Гістограма фаціальних властивостей, що показують добру відповідність між значеннями каротажних діаграм свердловин (червоний колір), масштабовані комірки (зелений колір).

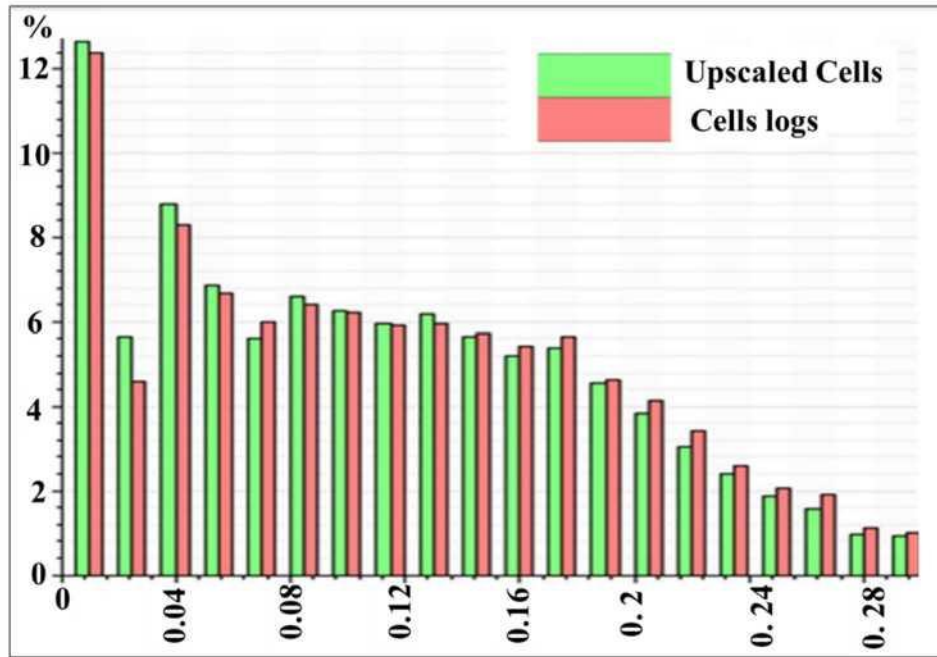


Рисунок 25. Гістограми, що порівнюють розподіли обчислених показників каротажу свердловин та масштабованих властивостей пористості. Значення каротажу свердловин (помаранчевий) добре узгоджуються зі значеннями масштабованих комірок (зелений).

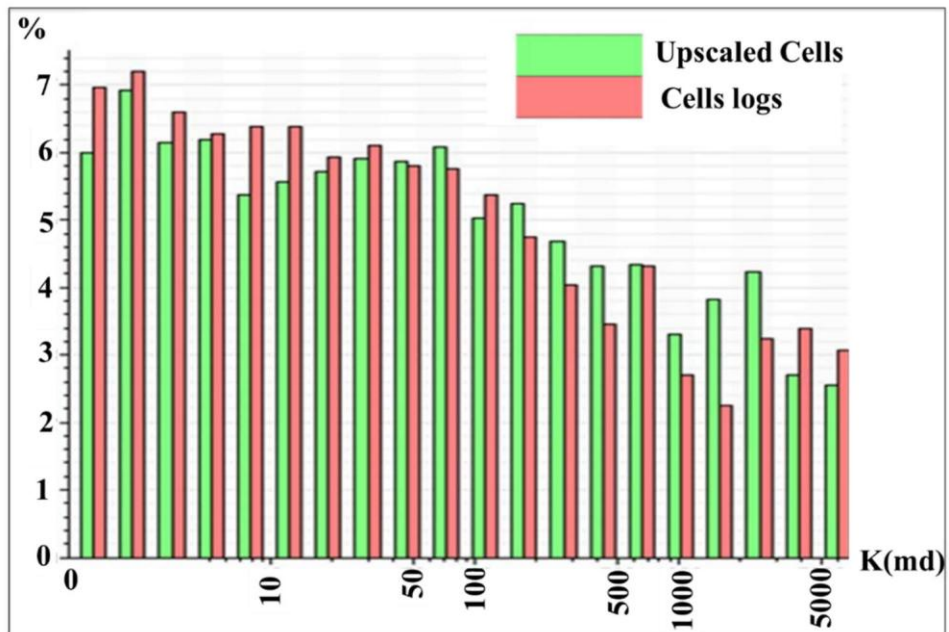


Рисунок 26. Гістограма, що порівнює розподіли обчислених каротажних діаграм та масштабованих властивостей проникності. Значення каротажних діаграм (помаранчевий колір) добре узгоджуються зі масштабованими комітками (зелений колір).

#### 4.5 Моделювання нерухомих складових

З метою побудови точної моделі властивостей, ми застосовуємо високоякісні дані каротажу свердловин до 3D-моделі та розподіляємо властивості колектора, використовуючи послідовне гауссове моделювання (SGS) для безперервних даних властивостей (наприклад, пористість та проникність) та послідовне індикаторне моделювання (SIS) для дискретних даних (наприклад, фації).

#### 4.6 Моделювання поверхонь

За допомогою даних каротажу свердловин та опису керна ми визначили загалом 10 фацій у пластах-колекторах. Ми визначили сланець як такий, що має дуже низьку пористість з ознаками непроникності на каротажі SP. Ми використовували перехресні діаграми каротажу RHOV/NPHI як основний метод для розрізнення вапняку від вапняного піску у верхньокрейдових формаціях Ваха для оцінки літології в нових свердловинах (Рисунок 27). Ми виявили, що верхньокрейдова формація Ваха складається з вапняного вапняку, пісковика та сланцю. Глинистий та сидеритовий вапняк присутні лише зі значною товщиною в кількох свердловинах (Рисунок 28). Кембрійсько-ордовикська формація Гаргаф, що містить кварцит, розсіяний сланець та мафічні інтрузивні магматичні породи, виявлена в кількох свердловинах (Рисунок 29). Ми також виявили, що сеноманська формація Бахі містить кремнієвий пісок, конгломерат та рідкісний сланець (Рисунок 30). Ми використовували граничні значення питомого опору на каротажних діаграмах NPHI та DT, щоб відрізнити сланець від кварциту та кремнієвого піску у формаціях Бахі та Гаргаф. Кремнієвий пісок відрізнявся від кварциту збільшенням пористості, а валунові пласти – зменшенням пористості. Ми заповнили ідентифіковані фації формацій Ваха, Бахі та Гаргаф по всій 3D-моделі з використанням статистичного методу SIS. Модель фації, побудована для трьох. Формації використовуються як орієнтир для призначення значень

пористості та проникності (Рисунок 31).

#### 4.7 Моделювання пористості та проникності

Ми використовуємо чотири різні технології каротажу пористості та три різні технології глибокого зчитування питомого опору на додаток до кількісного аналізу петрофізичних властивостей зразків керна для визначення значень пористості та проникності. Застосовуються різні методи, що підходять для кожного конкретного значення пористості та проникності, і отримана оцінка вигідно порівнюється з даними керна та результатами випробувань. Визначені значення пористості та проникності згодом розподіляються по моделі за допомогою SGS. Отримана пористість верхньокрейдової формації Ваха коливається від 25% у північній частині родовища до 15% у південній частині, а проникність коливається від 10 MD до 350 MD (рисунки 32 та 33).

Отримана модель показує, що пористість конгломератного пісковика Бахі зменшується з глибиною та товщиною в усіх напрямках. Пористість Бахі коливається від 30% на півдні та південному заході родовища до 5% у південно-східній частині, де товщина Бахі перевищує 150 футів (Рисунок 34). Модель пористості показує, що середня пористість базальної тріщинуватої формації кварцитів Гаргаф, за винятком тріщини, становить 2%, а середня проникність менше 0,1 MD. Однак у центрі родовища формація Гаргаф демонструє відносно високу пористість та проникність, де пористість досягає 9%, а проникність – 0,54 MD (рисунки 35 та 36).

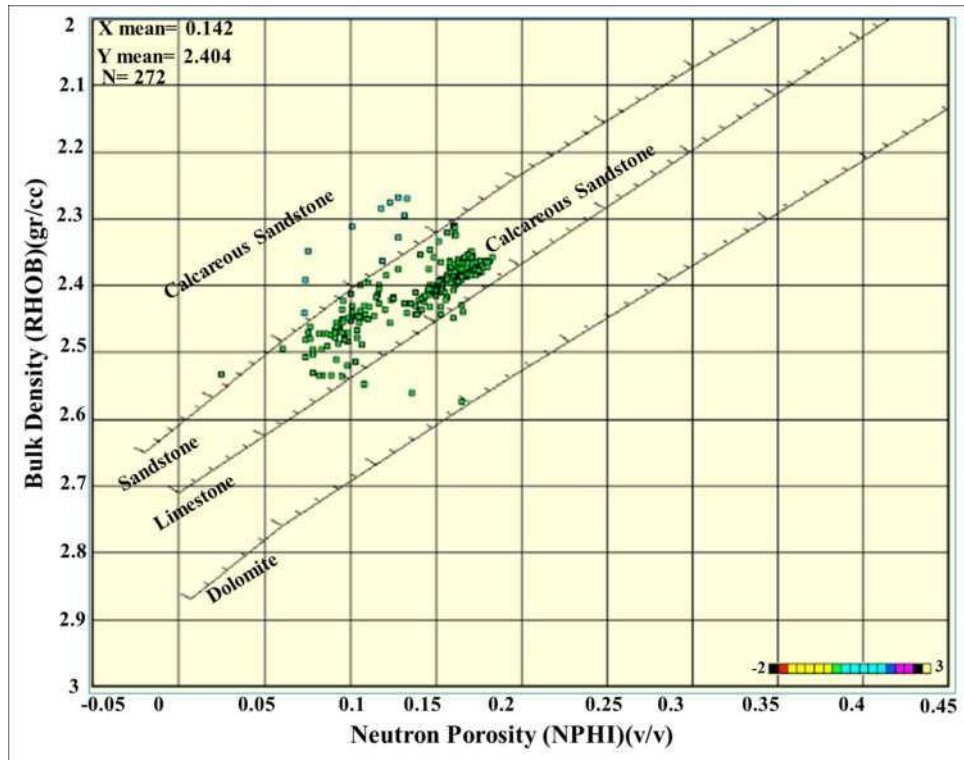


Рисунок 27. Приклад перехресної діаграми сучасної свердловини, що використовується для розрізнення вапнякового пісковика від вапняку у верхньокрейдовому пласті.

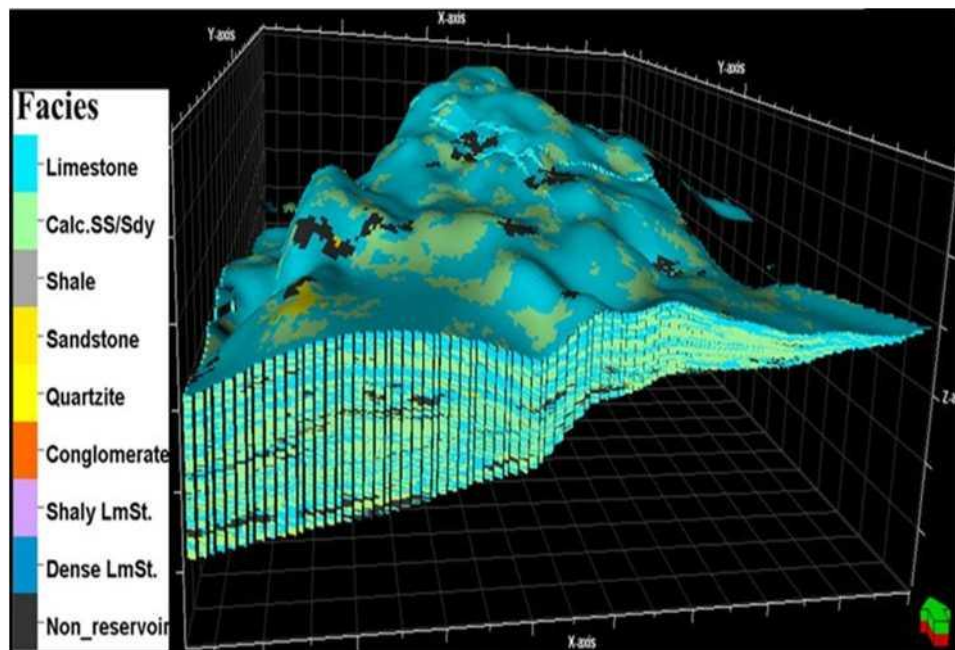


Рисунок 28. Розподіл 3D-фаціальної моделі верхньокрейдової формації Ваха за допомогою методу послідовного індикаторного моделювання.

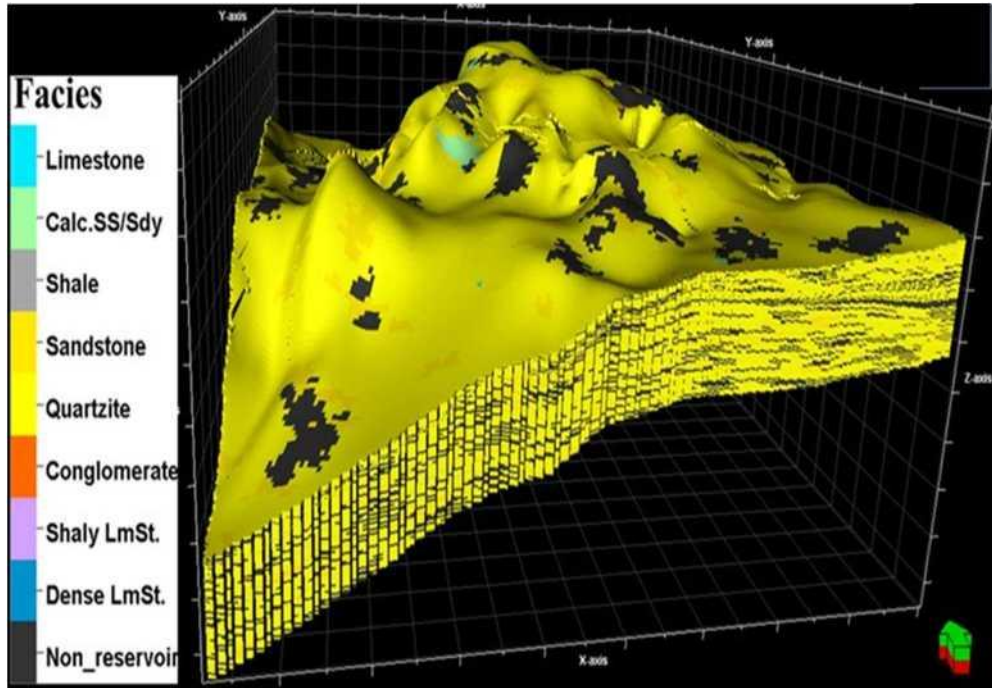


Рисунок 29. Розподіл 3D-фаціальної моделі кембрійсько-ордовикської формації Гаргаф за допомогою методу послідовного індикаторного моделювання.

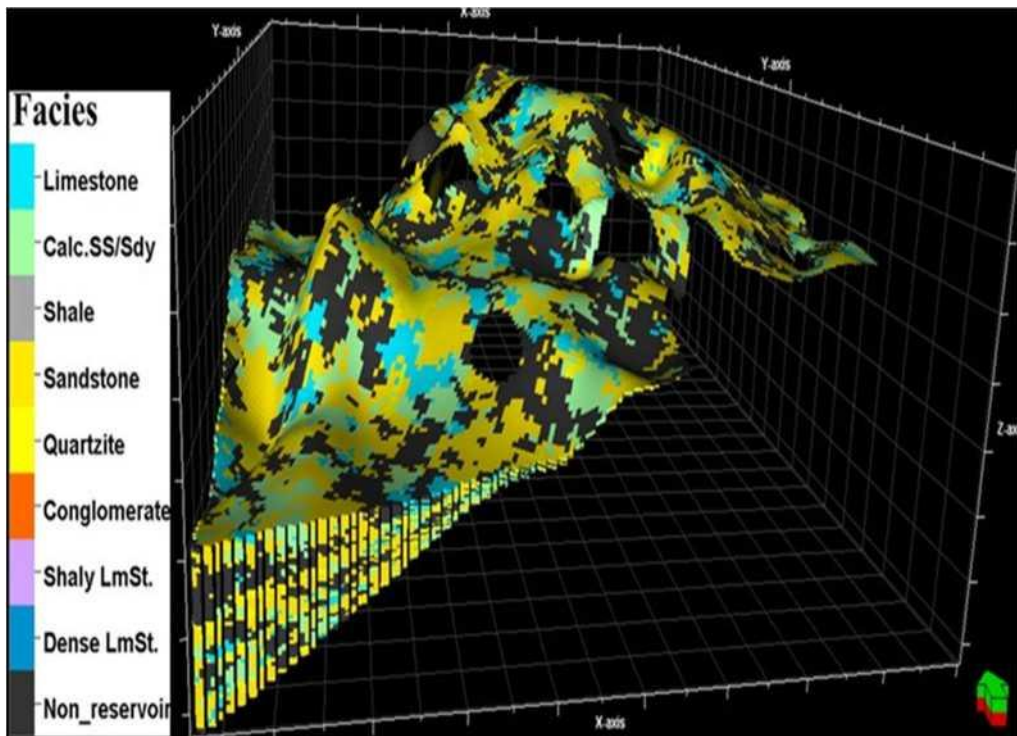


Рисунок 30. Розподіл 3D-фаціальної моделі верхньокрейдової формації Бахі з використанням методу послідовного індикаторного моделювання.

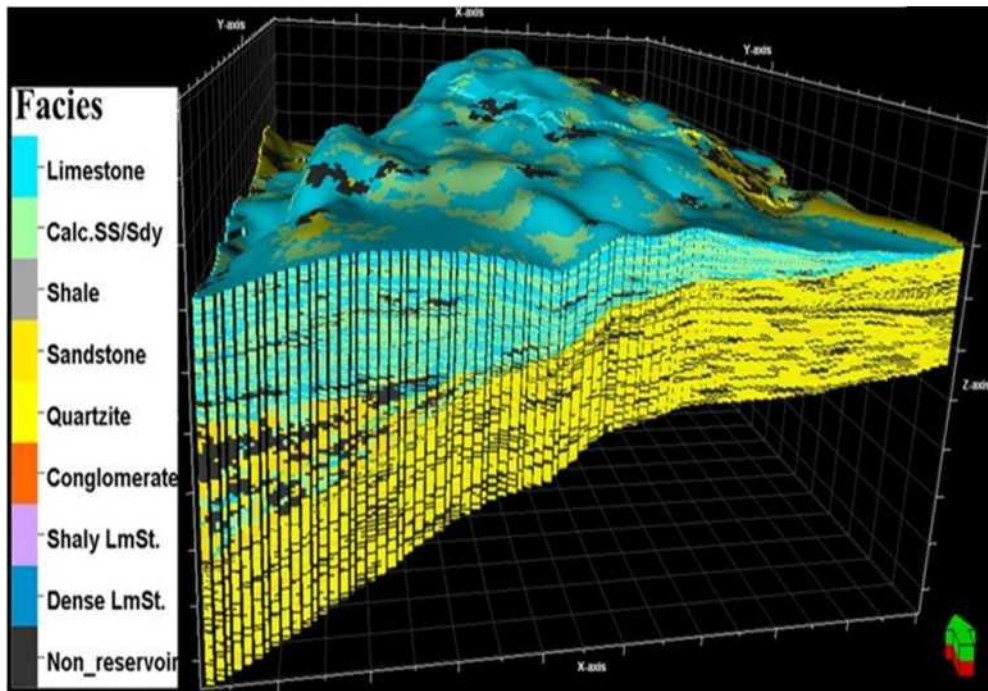


Рисунок 31. Повнопольова 3D-модель розподілу фацій кембрійсько-ордовицьких та верхньокрейдових пластів за допомогою методу послідовного індикаторного моделювання.

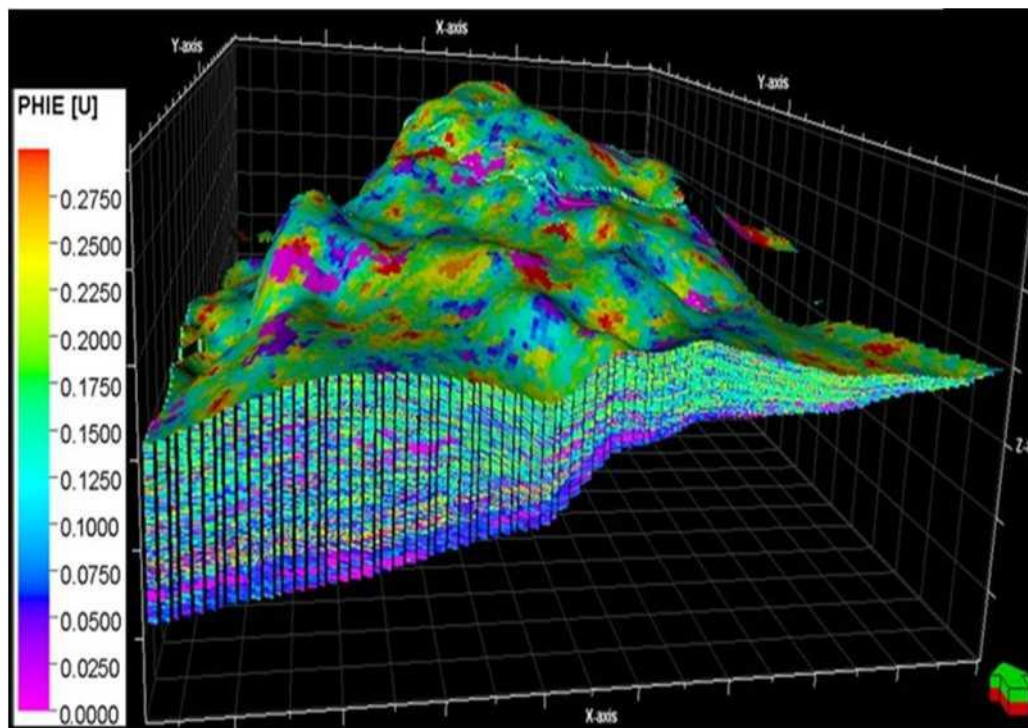


Рисунок 32. Розподіл пористості верхньокрейдової формації Ваха за допомогою 3D-моделі з використанням послідовного гауссового моделювання (SGS).

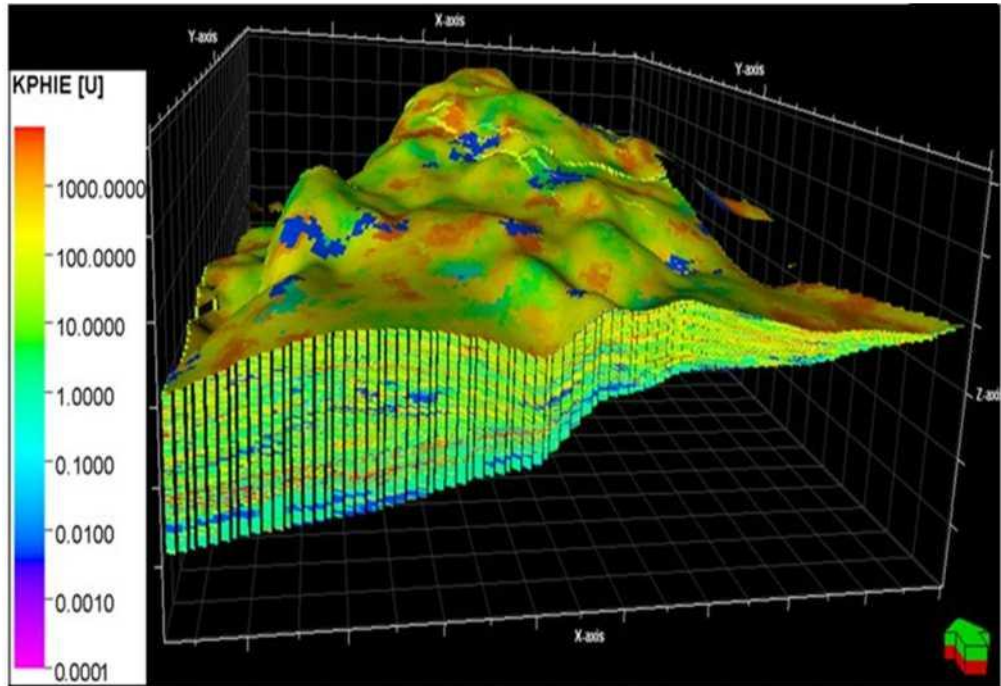


Рисунок 33. Розподіл 3D-моделі проникності верхньокрейдової формації Ваха з використанням послідовного гауссового моделювання (SGS).

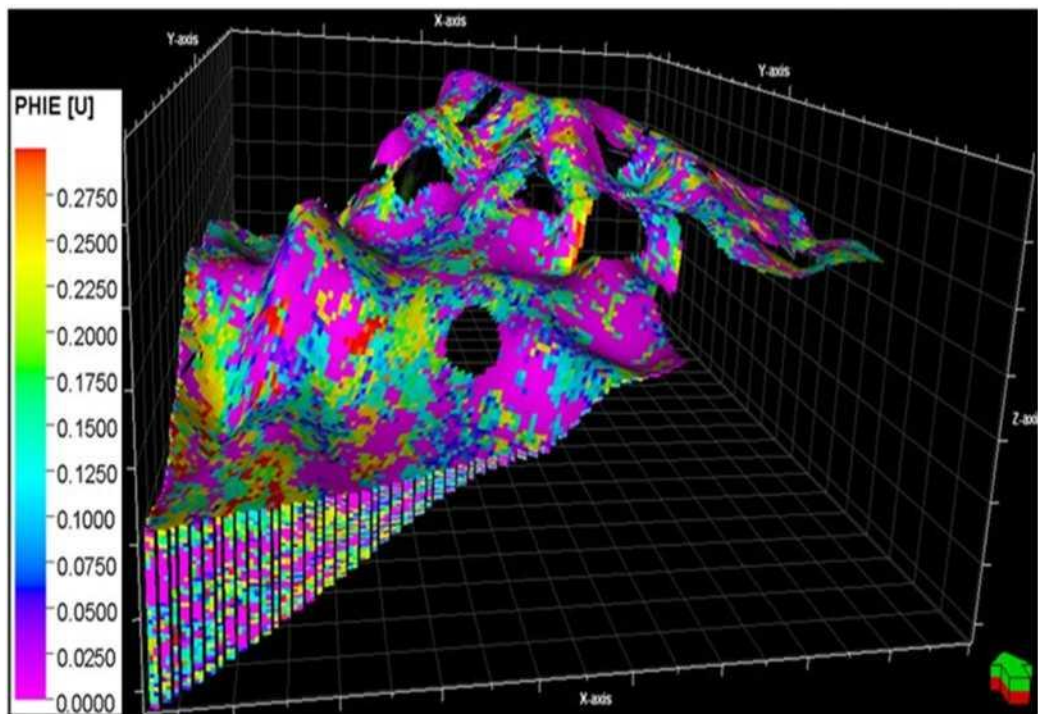


Рисунок 34. Розподіл пористості верхньокрейдової формації Бахі за допомогою 3D-моделі з використанням послідовного гауссового моделювання (SGS).

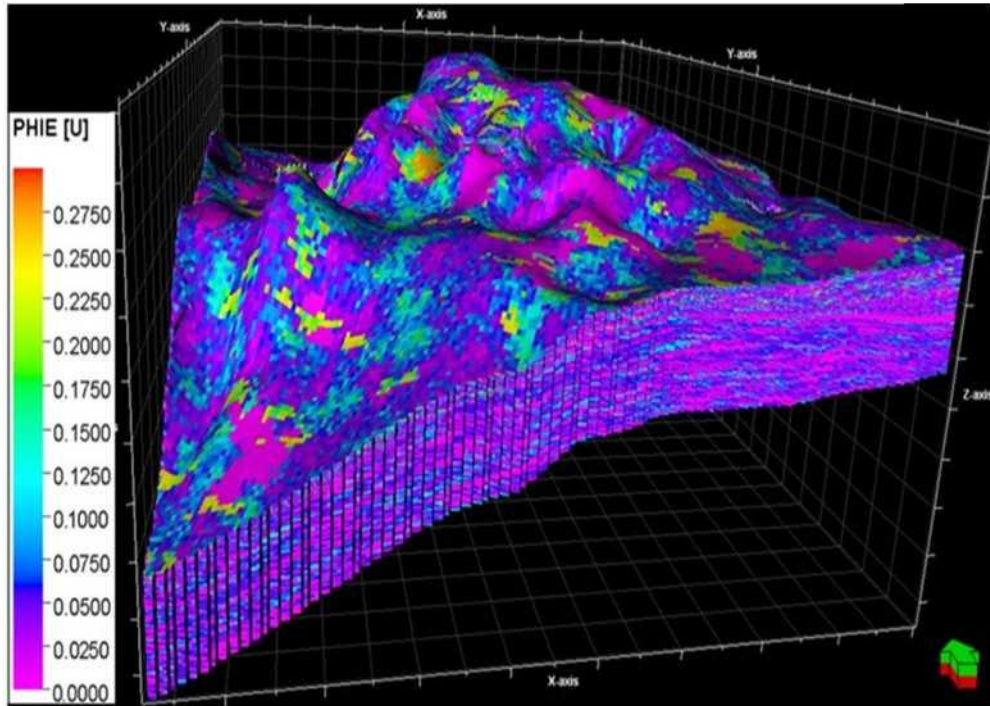


Рисунок 35. Розподіл пористості кембро-ордовикської формації Гаргаф за допомогою 3D-моделі з використанням послідовного гауссового моделювання (SGS).

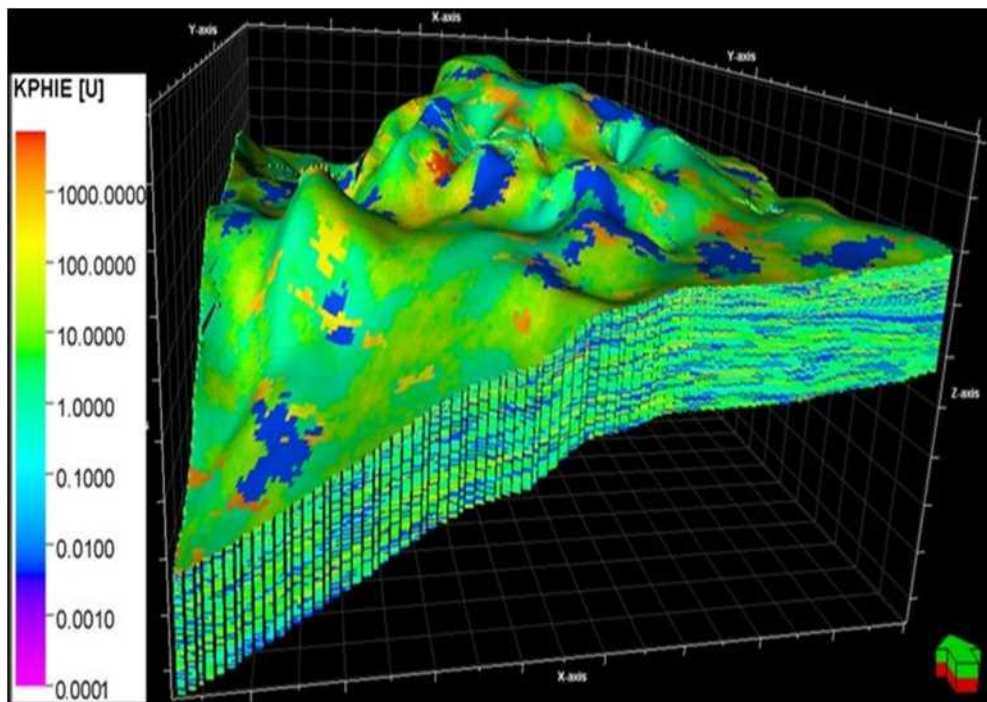


Рисунок 36. Розподіл 3D-моделі проникності кембро-ордовикської формації Гаргаф з використанням послідовного гауссового моделювання (SGS).

#### 4.8 Співвідношення чистого до валового прибутку (ntg)

Остаточна сітка, необхідна для 3D-геологічної моделі, - це модель нетто-до-валового (NTG). Значення NTG в ідеалі коливаються від нуля до одиниці в породи-колекторі. У дослідженні співвідношення NTG кембрійсько-ордовикських та верхньокрейдових колекторних формацій становить 1,0 для великих обсягів у більшій частині породи-колектора. Усі свердловини в досліджуваній області є вертикальними, і більша частина пробуреної породи є чистим колектором. Латеральні та вертикальні варіації, що спостерігаються щодо співвідношення NTG, дуже обмежені, що унеможливорює створення окремих варіограм для опису цих мінімальних варіацій співвідношення NTG (Dashti et al., 2013). Ми обрали модель NTG відповідно до чистої та продуктивної зони, яка складається з одиниць та нулів. Одиниці означають шари, які пройшли граничні значення, та площу, що розглядається як шари-колектори, тоді як нулі означають шари, які не пройшли граничні значення та розглядаються як не-колектори. Після тестування методу ми виявили, що ті ж варіограми, що використовуються для розподілу сітки пористості, можуть бути успішно використані для розподілу сітки NTG (Рисунок 37).

## 5. ОБ'ЄМНА ОЦІНКА ПЛАСТА

Об'ємна оцінка пласта – це процес, під час якого оцінюється кількість вуглеводнів у пласті. Ми розраховуємо водонасичення, використовуючи дані каротажу свердловин, з акцентом на вимірювання опору найглибших свердловин, а потім зіставляємо дані по футах та коригуємо структурне піднесення на основі розрахованого градієнта висоти насичення, що спостерігається у свердловинах. Після оцінки водонасичення ми визначили два контакти з рідиною до родовища на основі даних каротажу свердловин та керна. Отриманий контакт нафти-води (OWC) та контакт газу-нафти (GOC) знаходяться на глибині 5500 футів TVDSS та 5050 футів TVDSS відповідно (Рис. 38). Після встановлення всіх контактів з флюїдами та необхідних моделей, включаючи структурні, фаціальні, пористі, проникні та моделі співвідношення чистої до валової проникності, ми оцінили об'єм пор вуглеводнів та початковий запас нафти на місці (OOIP) для кожної формації кембрійсько-ордовикського та верхньокрейдового колектора в повній геологічній моделі родовища (Таблиця 1). Ми виявили, що найбільші обсяги вуглеводнів були у резервуарах верхньокрейдової формації Ваха. Загальний OOIP для всього родовища оцінюється в  $2,548 \times 10^9$  STB, що можна порівняти з останньою опублікованою оцінкою приблизно  $2,05 \times 10^9$  STB (Brennan, 1992).

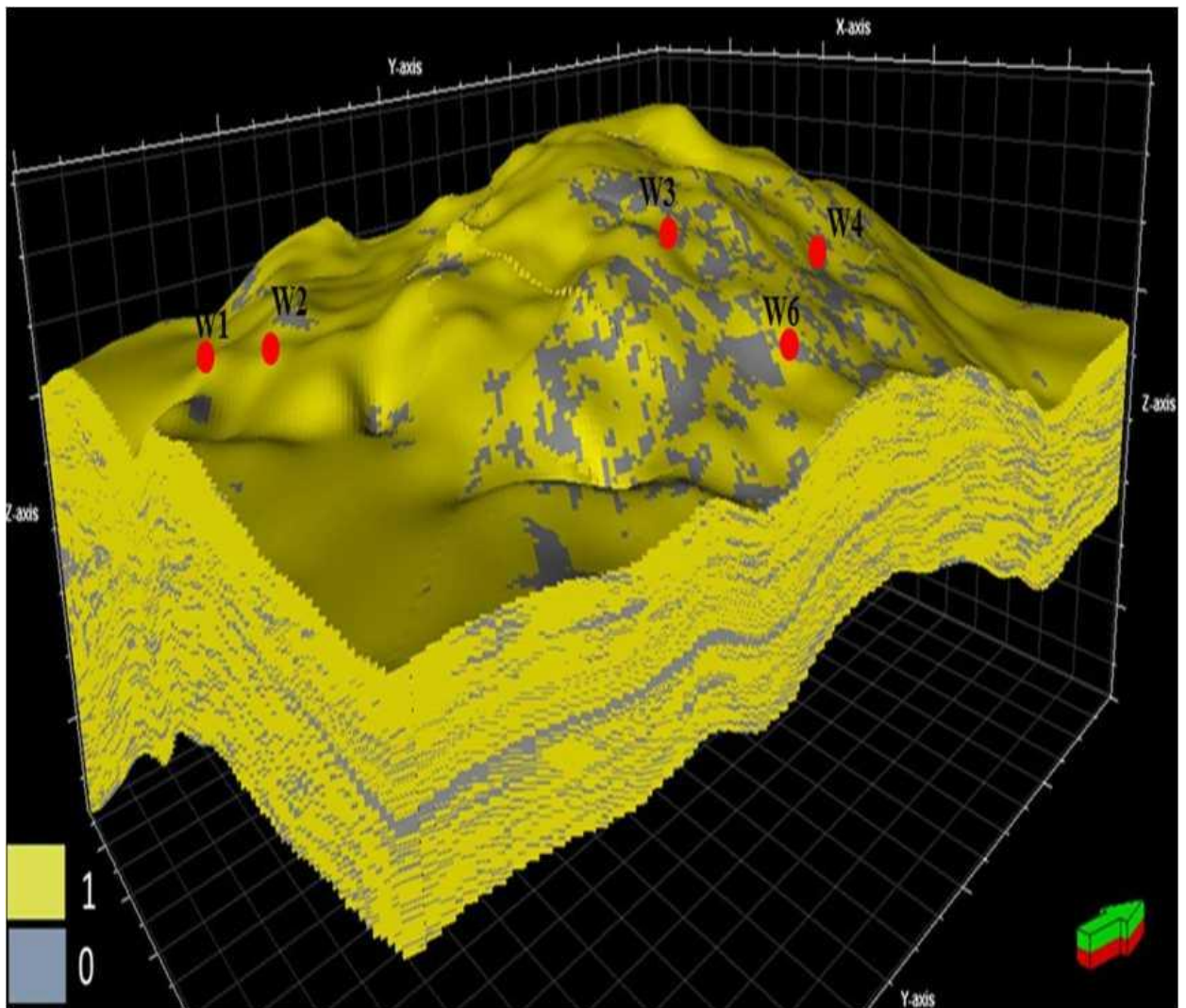


Рисунок 37. 3D розподіл співвідношення нетто-валової залишкової маси для кембрійсько-ордовикських та верхньокрейдових пластових формацій. Жовтий колір або одиниця позначає пластовий шар, а сірий колір або нуль – непластовий шар.

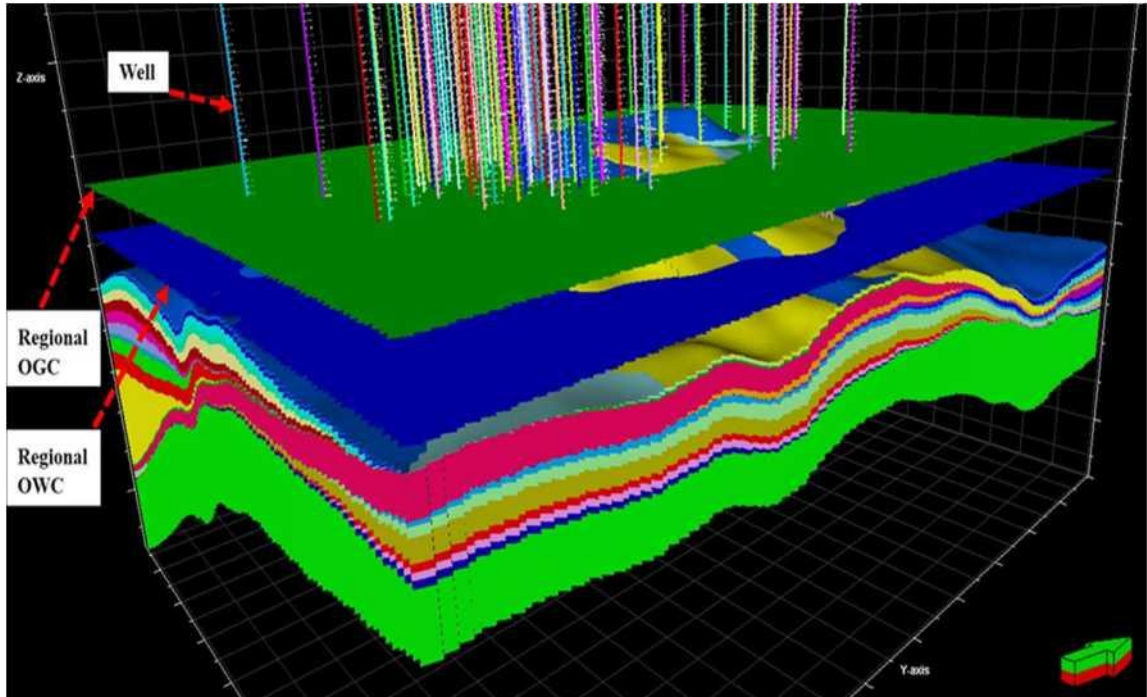


Рисунок 38. 3D структурна модель, що показує виявлені флюїдні контакти, регіональний газонафтовий контакт знаходиться на глибині 5050 футів (зелена поверхня), а регіональний водонафтовий контакт - на глибині 5500 футів (синя поверхня). Колонки посередині позначають свердловини.

Таблиця 1. Об'ємна оцінка кембрійсько-ордовицьких та верхньокрейдових пластових формацій. У таблиці наведено об'ємні оцінки після моделювання  
ДЛЯ КОЖНОГО  
зона.

Зони	Об'ємний обсяг (106 RB)	Чистий обсяг (106 RB)	Об'єм пор (106 RB)	Олія НСРВ (106 RB)	ООП (106 RB)
Ваха	25 176,6	25 176,6	3727.8	2466.3	1644.3
Бахі	2850.1	2.850.1	209.4	156.2	105.1
Гаргаф	42 724,1	42 724,1	1781,0	1 198,4	799.1

## ВИСНОВКИ

У ході виконання кваліфікаційної роботи було досягнуто поставленої мети, а також реалізовано всі завдання дослідження, що дозволило створити повнопольову статичну геологічну модель верхньокрейдового колектора та кембрійсько-ордовикських формацій у центральній-західній частині басейну Сірт. На основі проведених робіт отримано такі підсумкові результати:

**1. Аналіз геологічної будови та тектонічних особливостей району дослідження був виконаний повною мірою.**

У результаті встановлено складну дислоковану будову центрального Сіртського басейну, де розвиток мережі розломів суттєво вплинув на формування пасток і параметри колекторів. Стратиграфічна послідовність та її латеральні варіації були уточнені на основі інтегрованого вивчення сейсмічних та свердловинних даних.

**2. Проведено повний комплекс підготовки та кондиціонування 2D/3D сейсмічних даних.**

Застосування медіанного фільтра дозволило ефективно усунути шум, зумовлений технічними та геологічними факторами. Спектральне відбілювання суттєво підвищило вертикальну та горизонтальну роздільну здатність сейсмічних даних, що забезпечило точнішу інтерпретацію структурних елементів.

**3. Використано сейсмічні атрибути для виділення розломів та зон тріщинуватості.**

Атрибут когерентності показав високу ефективність у визначенні як регіональних, так і дрібних порушень. Атрибути найпозитивнішої та найнегативнішої кривини дали змогу ідентифікувати блокові структури, а також виділити зони підвищеної тріщинуватості у формації Гаргаф та верхньокрейдовому комплексі. Встановлені зони тріщинуватості узгоджуються з регіональними тектонічними трендами та мають потенційний вплив на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів.

**4. Створено структурну модель та модель розломів досліджуваної ділянки.**

Модель відображає реальний просторовий розподіл основних розломів і стратиграфічних поверхонь. На основі структурних карт та карт ізохор було визначено конфігурацію і потужність ключових продуктивних формацій – Ваха, Бахі та Гаргаф.

**5. Побудовано повнопольову статичну модель колекторів верхньокрейдових та кембрійсько-ордовикських відкладів.**

Інтеграція геофізичних, геологічних і петрофізичних даних дала змогу створити детальну модель, що включає:

- інтерпретовану систему розломів;
- структурні поверхні та карти потужностей;
- моделі фацій;
- модель пористості;
- модель проникності;
- модель співвідношення нетто/валового резервуара;
- об’ємні розрахунки початкових запасів нафти (ООІР).

Фаційне та властивісне моделювання виконано із застосуванням методів послідовного індексного та послідовного гаусового моделювання, що забезпечило врахування вертикальних і латеральних неоднорідностей.

**6. Визначено обсяг початкових геологічних запасів нафти родовища.**

Оцінено ООІР у розмірі близько **2,548 млрд барелів**, при цьому понад 50% запасів зосереджено у формації Ваха, що підтверджує її ключове значення для подальшого планування видобутку.

**7. Отримана модель може бути використана в подальшому динамічному моделюванні та проектуванні розробки родовища.**

Модель відображає реальні геологічні особливості, має високу роздільність і придатна для оптимізації розташування свердловин,

прогнозування продуктивності та оцінки ризиків, пов'язаних зі структурною складністю.

### **Загальний висновок**

Поставлена мета дослідження досягнута. Створена статична модель є надійною основою для розробки динамічної моделі та планування ефективної розробки нафтового родовища RG. Результати дослідження підтверджують значущість інтеграції сейсмічних атрибутів, петрофізики та геологічних інтерпретацій для підвищення точності моделювання колекторів у складних геологічних умовах.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Abadi, A. M., J. D. Van Wees, P. M. Van Dijk, and S. A. P. L. Cloetingh, 2008, Tectonics and subsidence evolution of the Sirte Basin, Libya, *AAPG Bulletin* 92, 993–1027.
2. Adeoti, L., N. Onyekachi, O. Olatinsu, J. Fatoba, and M. Bello, 2014, Static reservoir modeling using well log and 3-D seismic data in a KN Field, offshore Niger delta, Nigeria, *International Journal of Geosciences*, 5(01), 93.
3. Ahlbrandt, T. S., 2001, The Sirte basin province of Libya Sirte-Zelten total petroleum system, U.S. Geological Survey Bulletin 2202-F, 31.
4. Al-Harbi, B., A. Al-Darrab, A. Al-Zawawi, and K. Al-Zamil, 2013, Advanced visualization for reservoir simulation, SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition.
5. Anketell, J. M., 1996, Structural history of the Sirt Basin and its relationships to the Sabratah Basin and Cyrenaican platform, northern Libya, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier 3, 57–88.
6. Baric, G., D. Spanic, and M. Maricic, 1996, Geochemical characterization of source rocks in NC 157 block (Zaltan Platform), Sirt Basin, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier 541–533.
7. Baird, D. W., R. M. Aburawi, and N. J. L. Bailey, 1996, Geohistory and petroleum in the central Sirt Basin, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 3, 3–56.
8. Barr, F. T., 1972, Cretaceous biostratigraphy and planktonic foraminifera of Libya: *Micropalaeontology*, 18, 1–46.
9. Belhaj, F., 1996, Paleozoic and Mesozoic stratigraphy of eastern Ghadamis and western Sirt Basins, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*: Amsterdam, Elsevier, 1, 57–96.

10. Bellini, E., and D. Massa, 1980, A stratigraphic contribution to the Palaeozoic of the southern basins of Libya, in M. J. Salem and M.T. Busrewil, eds., *Geology of Libya*, London, Academic Press, 3–56.
11. Bezan, A. M., F. Belhaj, and K. Hammuda, 1996, The Beda formation of the Sirt Basin, in M.J. Salem, A.S. El-Hawat, and A.M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 135–152.
12. Bonnefous, J., 1972, Geology of the quartzitic “Gargaf Formation” in the Sirte Basin, Libya, *Bulletin du Centre de Recherches de Pau, Société Nationale de Petrole Aquitaine* 6, 256–261.
13. Boote, D. R. D., D. D. Clark-Lowes, and M. W. Traut, 1998, Paleozoic petroleum systems of North Africa, in D. S. Clark-Lowes, ed., *Petroleum Geology of North Africa*, Geological Society Special Publication, 132, 7–68.
14. Boweman, J. N., 1962, Raguba Field, Concession 20, Sirte Oil Company, unpublished report 96.
15. Brennan, P., 1992, Raguba Field; Libya, Sirte Basin, in E.A. Beaumont and N.H. Foster, eds., *AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields, Structural Traps VII* 7, 267-289.
16. Cain, J. M., 2001, Geology and hydrocarbon potential, Concessions 16 and 20, Sirte Oil Company, unpublished report 250.
17. Capitanio, F. A., C. Faccenna, R. Funicello, 2009, The opening of Sirte basin: Result of slab avalanching?, *Earth and Planetary Science Letters*, 285, 210-216.
18. Coward, M. P., and A. C. Ries, 2003, Tectonic development of North African basins, in T. J. Arthur, D. S. MacGregor, and N. R. Cameron, eds., *Petroleum geology of Africa New themes and developing technologies*, GSL, Special Publication, 207, 61–83.
19. Craig, J., C. Rizzi, F. Said, B. Thusu, S. Luning, S. I. Asbali, and C. Hamblett, 2004, Structural styles and prospectivity in the Precambrian and Palaeozoic hydrocarbon systems of North Africa, III Symposium geology of East Libya, November 21–23, 2004, Benghazi, GSPLAJ; Extended Abstract, PETEX 2004,

London, November 23–25, 2004.

20. Dashti, L., E. Ma, M. Ibrahim, Y. Wang, S. Ryzhov, R. Al-Houti, and F. Abdulla, 2013, Answering the challenge of upscaling a 900 million-cell static model to a dynamic model Greater Burgan Field, Kuwait, Society of Petroleum Engineers, 249-4.
21. Denney, D., 2013, Scaling up a 900-Million-Cell static model to a dynamic model, *Journal of Petroleum Technology*, 65(07), 82-85.
22. De Golyer and Macnaughton, 2010, Engineering study, Concession 20, Sirte Oil Company, unpublished report.
23. El-Alami, M. A., 1996a, Petrography and reservoir quality of the Lower Cretaceous sandstone in the deep Maragh trough, Sirt Basin, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 309–322.
24. El-Ghoul, A., 1996, An approach to locate subtle Waha structural on the Zaltan Platform: Geology and geophysics, in M. J. Salem, M. T. Busrewil, A. A. Misallati, and M. J. Sola, eds., *First Symposium on the sedimentary basins of Libya, the geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 3, 137–154.
25. Futyan, A., and A. H. Jawzi, 1996, The hydrocarbon habitat of the oil and gas fields of North Africa with emphasis on the Sirt Basin, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 287–308.
26. Gumati, Y.D., and H. K. William, 1985, Early Tertiary subsidence and sedimentary facies-Northern Sirte Basin, Libya, *AAPG Bulletin*, 69, 39 - 52.
27. Gumati, Y. D., and A. E. M. Nairn, 1991, Tectonic subsidence of the Sirte Basin, Libya, *Journal of Petroleum Geology*, 14, 93–102.
28. Gumati, Y. D., and S. Schamel, 1988, Thermal maturation history of the Sirte Basin, Libya, *Journal of Petroleum Geology*, 11, 205–218.
29. Hallett, D., 2002, *Petroleum geology of Libya*, New York, Elsevier, 503.
30. Hallett, D., and A. Ghoul, 1996, Oil and gas potential of the deep trough areas

- in the Sirt Basin, Libya, the geology of the Sirt Basin, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 455–484.
31. Hamyouni, E. A., I. A. Amr, M. A. Riani, A. B. El-Ghull, and S. A. Rahoma, 1984, Source and habitat of oil in Libyan basins, Presented at a seminar on source and habitat of petroleum in the Arab countries, Kuwait, 125–178.
  32. Hassan, T., 1971, Waha distribution, Concession 20, Sirte Oil Company, unpublished report 151.
  33. Heselden, R. G. W., J. M. Cubitt, P. Borman, and F. M. Madi, 1996, Lithofacies study of the Lidam and Maragh Formations (Late Cretaceous) of the Masrab field and adjacent areas, Sirt Basin, Libya, in M. Salem, et al., eds., *The Geology of Sirt Basin*, Proceeding 1st symposium, sediment basins of Libya, October 10–13, 1993, Tripoli, 2, 197–210.
  34. Hosseini, S. A., H. J. W. Lashgari, J. P. Choi, J. Lu Nicot, and S. D. Hovorka, 2012, Static and dynamic reservoir modeling for geological CO<sub>2</sub> sequestration at Cranfield, Mississippi, USA, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 18, 449-462.
  35. Johnson, B. A., and D. A. Nicoud, 1996, Integrated exploration for Beda Formation reservoirs in the southern Zallah trough (West Sirt Basin, Libya), in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 211–222.
  36. Kamali, M. R., A. Omidvar, and E. Kazemzadeh, 2013, 3D Geostatistical modeling and uncertainty analysis in a Carbonate Reservoir, SW Iran, *Journal of Geological Research*.
  37. Karamitopoulos, P., G. J. Weltje, Q. Sacchi, and R. Dalman, 2013, Reducing the uncertainty of static reservoir models: Implementation of basin-scale geological constraints, in *75th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC*.
  38. Klitzsch, E., 1971, The structural development of parts of North Africa since

- Cambrian time, in C. Gray, ed., *Symposium on the Geology of Libya*, Tripoli, Faculty of Science of the University of Libya, 253–262.
39. Mansour, A. T., and I. A. Magairhy, 1996, *Petroleum geology and stratigraphy of the southeastern part of the Sirt Basin, Libya*, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 485–528.
  40. Musa, F., D. Barr, M. Flynn, and M. Kalu, 2013, *Modelling sub-seismic reservoir discontinuities: Integrating production data with seismic data and geological analogues*, 6th International Petroleum Technology Conference.
  41. Parsons, M. G., A. M. Zagaar, and J. J. Curry, 1980, *Hydrocarbon occurrence in the Sirte Basin, Libya*, in A. D. Maill, ed., *Facts and principles of world petroleum occurrence*, Canadian Society of Petroleum Geology Memoir, 6, 723–732.
  42. Roohi, M., 1996a, *A geological view of source-reservoir relationships in the western Sirt Basin*, in M. J. Salem, A. S. El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 1, 323–336.
  43. Roohi, M., 1996b, *Geological history and hydrocarbon migration pattern of the central Az Zahrah–Al Hufrah platform*, in M.J. Salem, A.S. El-Hawat, and A.M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 435–454.
  44. Rodríguez Torrado, R., D. Echeverría-Ciaurri, U. Mello, and S. Embid Droz, 2015, *Opening new opportunities with fast reservoir-performance evaluation under uncertainty*, Brugge Field Case Study, SPE Economics, and Management.
  45. Rusk, D. C., 2001, *Libya: Petroleum potential of the underexplored basin centers - A twenty-first-century challenge*, AAPG Memoir, 74, 429-452.
  46. Schroter, T., 1996, *Tectonic and sedimentary development of the central Zallah trough (West Sirt Basin, Libya)*, in M.J. Salem, A.S. El-Hawat, and A.M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 3, 123–136.
  47. Sinha, R. N., and I. Y. Mriheel, 1996, *Evolution of subsurface Palaeocene sequence and shoal carbonates, south-central Sirt Basin*, in M. J. Salem, A. S.

- El-Hawat, and A. M. Sbeta, eds., *Geology of the Sirt Basin*, Amsterdam, Elsevier, 2, 153–196.
48. Van Houten, F. B., 1980, latest Jurassic–earliest Cretaceous regressive facies, northeast African craton: *AAPG Bulletin* 64, 857–867.
49. Van Houten, F. B., 1983, Sirte Basin, north-central Libya; Cretaceous rifting above a fixed mantle hotspot: *Geology* 11, 115–118.
50. Wennekers, J., F. Wallace, and Y. Abugares, 1996, The geology and hydrocarbons of the Sirt Basin: A synopsis, in M. Salem et al., eds., *The Geology of Sirt Basin. Proceeding. 1st symposium, sediment basins of Libya*, October 10–13, 1993, Tripoli 1, 3–56.
51. Zou, Y., L. R. Bentley, L. Lines, and D. Coombe, 2006, Integration of seismic methods with reservoir simulation, Pikes Peak heavy-oil field, Saskatchewan, *The Leading Edge*, 25(6), 764-781.