

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Антонець Михайло Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8.05
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Аналіз результатів комплексних геофізичних досліджень при
створенні моделі Перекопівського нафтогазоконденсатного

родовища

(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 Науки про Землю

(шифр і назва спеціальності)

М. С. Антонець

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Розловська Світлана Євгеніївна, канд. геол. наук,

доцент кафедри нафтогазової геофізики

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

В. В. Федорів

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет природничих наук _____

Кафедра нафтогазової геофізики _____

Освітній рівень магістр _____

Спеціальність E4 Науки про Землю _____**ЗАТВЕРДЖУЮ****Завідувач кафедри НГГ**В.В. Федорів

« ____ » _____ 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ**Студентові _____ Антонцю Михайлу Сергійовичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз результатів комплексних геофізичних досліджень при створенні моделі Перекопівського нафтогазоконденсатного родовищакерівник роботи: Розловська Світлана Євгеніївна, кандидат геологічних наук, доцент кафедри нафтогазової геофізики _____,

затверджені наказом закладу вищої освіти

2. Строк подання студентом роботи 18.12.2025 р. _____3. Вихідні дані до роботи літературні джерела та інтернет-ресурси, геолого-геофізичні фондові матеріали, опрацьовані під час переддипломної практики4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити 1) Комплексний аналіз сучасного стану створення тривимірних геолого-геофізичних моделей родовищ, 2) Огляд геологічної будови району робіт; 3) Засади комплексування геофізичних методів при створенні моделі родовища; 4) Створення тривимірної геолого-геофізичної моделі родовища _____

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

презентаційна графіка _____

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 03.11.2025**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Формулювання проблеми і актуальності теми	05.11.2025	
2	Комплексний аналіз сучасного стану створення тривимірних геолого-геофізичних моделей родовищ	14.11.2025	
3	Огляд геологічної будови району робіт	20.11.2025	
4	Засади комплексування геофізичних методів при створенні моделі родовища	27.11.2025	
5	Створення тривимірної геолого-геофізичної моделі родовища	08.12.2025	
6	Формулювання висновків	10.12.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки та презентаційної графіки	18.12.2025	

Студент

(підпис)

М.С. Антонєць

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

С.Є. Розловська

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерську роботу викладено на 72 сторінках, містить 16 рисунків, 30 використаних джерел.

Об'єктом дослідження є продуктивна товща Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

У роботі опрацьовано наявну геолого-геофізичну інформацію про площу робіт, розглянуто теоретичні засади комплексування геофізичних методів при створенні моделі родовища. На основі комплексної інтерпретації даних ГДС та сейсморозвідки створенна детальна геолого-геофізична модель родовища з використанням програмного комплексу Petrel фірми Schlumberger.

У результаті уточнено структурні плани прошарків продуктивного горизонту В-19, уточнено кореляційні схеми продуктивних горизонтів та їх окремих прошарків, визначено безперервні розподіли петрофізичних параметрів.

ТРИВИМІРНА МОДЕЛЬ, НАФТОГАЗОНОСНИЙ ОБ'ЄКТ,
ПЕРЕКОПІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ, ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ, PETREL

ABSTRACT

Contents of Master's thesis: 72 pages, 16 illustrations, 30 literature cited.

The object of study is the productive horizon of the oil and gas deposit.

The existing geological and geophysical information concerning investigated area is processed and the theoretical principles of the complexation of geophysical methods for creating the deposit model are considered in this work.

On the basis of the complex interpretation of the seismic and well logging data, a detailed geological and geophysical model of the deposit was created using the Petrel software complex of the Schlumberger company.

As a result, the structural plans of the layers of the productive horizon B-19 and correlation schemes of the productive horizons and their individual layers were refined, and continuous distributions of petrophysical parameters were determined.

3D MODEL, OIL AND GAS OBJECT, DEPOSIT, PRODUCTIVE HORIZON, TECHNOLOGY OF THE SCHLUMBERGER COMPANY

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СТВОРЕННЯ ТРИВИМІРНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ	
РОДОВИЩ.....	9
1.1 Виклики інтеграції гетерогенних геолого-геофізичних даних....	10
1.2 Класичні та геостатистичні методи інтеграції та характеристики	12
1.3 Революція штучного інтелекту в сейсмічній інверсії та прогнозуванні властивостей.....	14
1.4 Сучасний стан та перспективи 3D моделювання в українській нафтогазовій галузі.....	16
2 ОГЛЯД ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РАЙОНУ РОБІТ.....	19
2.1 Географо-економічна характеристика району робіт.....	19
2.2 Геологічна характеристика досліджуваної площі.....	20
2.2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика.....	20
2.2.2 Тектоніка.....	26
2.2.3 Нафтогазоносність.....	30
3 ЗАСАДИ КОМПЛЕКСУВАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ СТВОРЕННІ МОДЕЛІ РОДОВИЩА.....	33
3.1 Комплекс геофізичних методів для побудови детальної геологічної моделі.....	33
3.2 Використання сейсмічних даних при формуванні моделей родовищ.....	37
3.3 Прогноз структурних особливостей і властивостей вуглеводневих покладів на основі комплексної інтерпретації сейсмічних і свердловинних даних.....	39
3.4 Поняття технологічної моделі нафтогазових родовищ.....	43
4 СТВОРЕННЯ ТРИВИМІРНОЇ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ	

МОДЕЛІ РОДОВИЩА.....	48
4.1 Визначення петрофізичних властивостей гірських порід за даними ГДС.....	48
4.2 Методика побудови прогнозних карт розподілу петрофізичних параметрів.....	51
4.3 Створення детальної геологічної моделі продуктивного горизонту.....	53
ВИСНОВКИ.....	67
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	68

ВСТУП

Комплексування даних польової та промислової геофізики дає можливість побудови детальної моделі геологічного розрізу та прогнозування його властивостей. Дані сейсморозвідувальних робіт і оптимального комплексу геофізичних досліджень свердловин в більшості випадків успішно вирішують питання вивчення геологічної будови перспективних площ.

Актуальність роботи полягає у максимальному вилученні інформації про властивості порід геологічного розрізу на основі сумісної інтерпретації даних сейсморозвідки і геофізичних досліджень свердловин, що створює сприятливі умови для планування подальших етапів розробки родовищ і зниження ризиків недоцільного буріння.

Мета роботи полягає у створенні детальної геологічної моделі продуктивного горизонту Перекопівського родовища шляхом впровадження методик обробки та інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів, реалізованих в пакеті Petrel фірми Schlumberger.

Для досягнення мети було поставлено такі завдання:

1. Опрацювати наявну геолого-геофізичну інформацію про площу робіт.
2. Розглянути теоретичні засади комплексування геофізичних методів при створенні моделі родовища.
3. Вивчити можливості програмного пакету Petrel фірми Schlumberger.
4. Опанувати технологію створення детальної геолого-геофізичної моделі родовища на основі комплексної інтерпретації даних ГДС та сейсморозвідки.

Об'єкт дослідження: продуктивна товща Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет дослідження: детальна геологічна модель продуктивного горизонту, створена на основі комплексної інтерпретації даних ГДС та сейсморозвідки.

Практичне значення отриманих результатів полягає у спробі уточнити і узгодити широке коло геолого-геофізичних даних про будову Перекопівського родовища (цільовий об'єкт – продуктивний горизонт В-19) на базі застосування алгоритмів і методичних підходів комплексної інтерпретації первинної геолого-геофізичної інформації, реалізованих у пакеті Petrel, та результатів попередніх досліджень.

Магістерську роботу викладено у 4 основних розділах: перший розділ присвячено аналізу сучасного вирішення питання створення тривимірних геолого-геофізичних моделей родовищ за періодичними джерелами останніх років; у другому розділі проаналізовано геологічну будову Перекопівської площі; засадам комплексування геофізичних методів при створенні моделі родовища присвячено третій розділ, а у заключному четвертому розділі описано етапність створення моделі геологічної будови Перекопівської площі та проаналізовано отримані результати.

1 КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СТВОРЕННЯ ТРИВИМІРНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ

Створення точної та деталізованої тривимірної (3D) геолого-геофізичної моделі родовища є критично важливим етапом у циклі розвідки та видобутку вуглеводнів, а також у нових сферах, таких як геологічне зберігання CO₂. Цей процес, який об'єднує великомасштабні 3D сейсмічні дані з високодеталізованою, але локалізованою свердловинною інформацією (геофізичні дослідження свердловин та керн), є основою для прийняття стратегічних рішень щодо буріння та управління колектором. Останні роки ознаменувалися суттєвою технологічною еволюцією, спричиненою необхідністю подолання фундаментальних викликів інтеграції гетерогенних даних.

Головний виклик полягає у несумісності роздільної здатності: сейсмічна розвідка надає відмінне латеральне покриття, але обмежена у вертикальній деталізації, тоді як геофізичні дослідження свердловин (ГДС) забезпечують високочастотну інформацію, проте лише у точках. Сучасні наукові розробки зосереджені на вирішенні цього "частотного розриву" шляхом впровадження вдосконаленої геостатистики, зокрема багатоатрибутного ко-кригінгу, та спеціалізованих інверсійних методів, як модифікована стохастична інверсія (MSI), що оптимізує інтеграцію даних у різних частотних смугах.

Револьюційний вплив на галузь справило впровадження методів штучного інтелекту (AI) та глибокого навчання (DL). Генеративні змагальні мережі (GANs) та новітні уніфіковані архітектури, як Geological Everything Model 3D (GEM), стали ключовими для підвищення роздільної здатності до субсейсмічного рівня, прискорення генерації ансамблю моделей (що є критичним для кількісної оцінки невизначеності) та забезпечення геологічної узгодженості результатів. Ці технології змінюють парадигму від створення однієї "найкращої" моделі до генерації ансамблю правдоподібних реалізацій.

Цей аналіз досліджує сучасний стан вирішення проблеми створення 3D геолого-геофізичних моделей, фокусуючись на світових та українських досягненнях у сфері інтеграції даних, застосуванні AI/DL для прогнозування властивостей, оцінці невизначеності та програмно-інфраструктурних рішеннях, необхідних для масштабування обчислювально-інтенсивних робочих процесів.

1.1 Виклики інтеграції гетерогенних геолого-геофізичних даних

Проблема масштабу та роздільної здатності між сейсмічними та свердловинними даними

Створення точної тривимірної геолого-геофізичної моделі колектора є складним багатоетапним процесом, який вимагає інтеграції даних, що відрізняються за масштабом, фізичною природою та ступенем достовірності [1]. Фундаментальний виклик інтеграції полягає у несумісності роздільної здатності між основними вхідними даними.

3D сейсмічні дані надають відмінне латеральне покриття великого об'єму надр, що критично для визначення структурного каркаса родовища. Наприклад, у дослідженні [2] сейсмічні дані чітко відобразили два поздовжні зворотні розломи та загальну антиклінальну структуру. Однак сейсміка має істотні обмеження у вертикальній роздільній здатності, що унеможливорює ідентифікацію тонкошаруватих пластів, які часто є ключовими колекторами. На противагу цьому, свердловинні дані (геофізичні дослідження свердловин, ГДС) забезпечують високу вертикальну деталізацію та містять високочастотну інформацію про літологію та петрофізичні властивості, але їхнє латеральне покриття є вкрай обмеженим [1].

Незважаючи на активне буріння, особливо в нетрадиційних колекторах, розуміння літології та якості резервуара залишається поганим у латеральному напрямку. Коли складних формаціях традиційна практика базується на картах, створених лише за каротажми свердловин, це є

недостатнім для визначення оптимального кроку свердловин, траєкторії буріння та точки приземлення горизонтальної свердловини, що є критичним для кінцевого коефіцієнта вилучення. Отже, побудова 3D ймовірного представлення якості колектора стає необхідністю для покращення латерального керування.

Аналіз частотної доповнювальності та структурного каркасу

Проблема інтеграції даних зводиться до синтезу інформації з різних частотних смуг. Сейсміка ефективно визначає низькочастотну компоненту моделі (структурний каркас), тоді як свердловини постачають необхідний високочастотний вміст (деталізація властивостей).

Усвідомлення цієї частотної доповнювальності має прямий вплив на вибір алгоритмів інверсії. Класична стохастична інверсія часто вважається недостатньо оптимальною, оскільки вона намагається задіяти повний частотний діапазон у рамках єдиного процесу. Цей підхід призводить до того, що фінальний широкосмуговий результат у низьких і високих частотах не узгоджується. Виходом із цієї ситуації є розробка нових, більш структурованих підходів. Зокрема, модифікована стохастична інверсія (MSI) базується на принципі, що свердловинні та сейсмічні дані роблять внесок у різних частотних діапазонах. MSI розділяє процедуру на три окремі частотні смуги (низьку, середню та високу), виконуючи окрему процедуру для кожної, що значно підвищує якість інтеграції та точність кінцевого широкосмугового імпедансу. Це підтверджує, що для досягнення геологічно коректних 3D моделей потрібні спеціалізовані інверсійні підходи, які враховують нерівномірний розподіл інформації в частотному спектрі [3].

1.2 Класичні та геостатистичні методи інтеграції та характеристики

Детерміністична та стохастична інверсія

Інверсійні методи залишаються наріжним каменем 3D геофізичного моделювання. Детерміністична інверсія, метою якої є узгодження із сейсмічними даними шляхом мінімізації різниці між реальною та синтетичною трасами, обмежена частотним діапазоном сейсмозв'язки. Для введення необхідних низьких частот (які сейсмічна розвідка не реєструє) використовується так звана "фонова модель". Ця модель, як правило, створюється шляхом інтерполяції даних свердловин за допомогою кригінгу або ко-кригінгу та інтеграції із сейсмічними швидкостями [3].

Стохастична інверсія, часто розширена із застосуванням умовної гаусівської симуляції (Sequential Gaussian Simulation, SGS), є більш досконалим методом, який надає множинні реалізації широкосмугових імпедансів. Хоча вона також виконує узгодження із сейсмічними даними лише в межах їхньої частотної смуги, перевага полягає в тому, що низькі та високі частоти у кінцевому широкосмуговому виході контролюються виключно даними свердловин. Це дає можливість отримати моделі, які є одночасно узгодженими з макроструктурою (сейсміка) та деталізацією властивостей (свердловини) [3].

Геостатистичне моделювання та багатоатрибутний ко-кригінг

Геостатистичні методи, зокрема кригінг та ко-кригінг, критично важливі для просторової інтерполяції дискретних даних свердловин та інтеграції їх із просторово безперервними сейсмічними атрибутами [4]. Ці методи також є єдиними, які забезпечують кількісне вимірювання невизначеності в 3D моделі, що є обов'язковою вимогою для сучасного моделювання колекторів [1].

Традиційна геостатистична практика мала обмеження. Класичний ко-кригінг, який використовується для покращення карти оцінки пористості

шляхом об'єднання точкових вимірювань свердловин із сейсмічними атрибутами, зазвичай обмежений лише однією вторинною змінною. У 2020 році було розроблено нову систему ко-кригінгу, яка розширює цю можливість, дозволяючи інтегрувати дві вторинні змінні. Застосування цієї системи дозволило досягти значного покращення точності прогнозування пористості, отримавши карти з вищою латеральною геологічною роздільною здатністю та меншою дисперсією помилки оцінки [4]. Цей розвиток свідчить про тенденцію до поглиблення складності вхідних даних для геостатистики, включаючи багатоатрибутні перетворення [5].

Ефективна геостатистика вимагає глибокого попереднього аналізу міжпараметричних зв'язків, особливо в складних геологічних середовищах. Наприклад, у карбонатних породах, де пористість і проникність часто не корелюють, якісна просторова характеристика ґрунтується на аналізі крос-плотів, які пов'язують акустичний імпеданс з іншими пружними параметрами (наприклад, добутком V_p та V_s) [6]. Коли результати цього аналізу інтегруються із сейсмічними даними за допомогою нейронних мереж, це дозволяє ідентифікувати зони з найбільшим потенціалом накопичення вуглеводнів. Таким чином, якість 3D моделі все більше залежить від фази літолого-фізичного моделювання, яке служить для вибору оптимальних кореляційних змінних, а не лише від самого алгоритму інтерполяції.

Складність та обчислювальна вимогливість геостатистичної сейсмічної характеристики є високою, проте вона залишається ключовим інструментом, оскільки забезпечує повне 3D моделювання, зберігаючи латеральну безперервність колекторів та надаючи кількісну міру невизначеності.

1.3 Революція штучного інтелекту в сейсмічній інверсії та прогнозуванні властивостей

Глибоке та машинне навчання для прогнозування літофацій та флюїдів

Останні п'ять років ознаменувалися стрімким зростанням застосування методів машинного навчання (ML) і глибокого навчання (DL) у всіх етапах 3D моделювання, від прогнозу літофацій до оцінки насиченості флюїдами [7]. Одним із ключових викликів ML є забезпечення геологічної достовірності прогнозу, особливо у просторово гетерогенних областях.

Для вирішення цієї проблеми розроблено робочі процеси, які інтегрують ML з явними просторовими обмеженнями. Наприклад, для прогнозу розподілу літофацій та флюїдів використовується функція радіальної бази. Ця функція зважує навчальні зразки відповідно до їхньої відстані від доступних свердловин, ефективно накладаючи просторові обмеження на модель. Це значно підвищує надійність та точність прогнозування, зокрема, газоносного пісковика [7]. Загальна тенденція вказує на перехід до гібридних моделей, де машинне навчання працює не як чиста "чорна скринька", а інтегрується із законами літології та просторовими геолого-геофізичними обмеженнями.

Генеративні змагальні мережі у сейсмічній інверсії

Генеративні змагальні мережі (GANs) визнані одним із найбільш перспективних алгоритмів генерації моделей, здатних екстрагувати абстрактні геологічні ознаки та просторову структуру з навчальних зображень [8]. Їхня здатність генерувати геологічно узгоджені моделі має потенціал для повної модернізації традиційного процесу сейсмічної інверсії [9].

Критичною перевагою GANs є їхня швидкість генерації: навчені мережі можуть створювати до 1000 моделей за одну секунду [8]. Ця

швидкість є необхідною для ефективної реалізації Байєсівської інверсії та оцінки ризиків на основі ансамблю реалізацій. Крім того, методи, засновані на Cycle-GANs та модельно-обмежених GANs (Model-constrained GANs), вирішують проблему залежності нейронних мереж від великої кількості розмічених даних, підвищуючи стійкість інверсії до шумів [10]. Це особливо актуально для об'єктів із малою кількістю свердловин, де традиційні методи страждають через відсутність достатньої кількості точкових даних. Моделі, що поєднують спектральне розкладання із згортковою нейронною мережею у рамках генетичного алгоритму, вже продемонстрували здатність ідентифікувати тонкі піщані тіла з точністю понад 85% навіть на родовищах з низькою якістю сейсмічних даних та невеликою кількістю свердловин [11].

Оптимізовані робочі процеси прогнозування петрофізики

В останні роки виникла тенденція до впровадження послідовного прогнозування петрофізичних атрибутів, яке є більш ефективним, ніж одночасне прогнозування всіх властивостей одразу [12].

Типовий послідовний робочий процес виглядає так: спочатку за допомогою сейсмічної інверсії отримують об'єми імпедансів (первинно-хвильовий та зсувно-хвильовий). Далі алгоритм глибокого навчання використовується для послідовного прогнозування: 1) літології/мінералогії, 2) пористості (з інтеграцією вже прогнозованої літології), і нарешті, 3) насиченості флюїдами (з інтеграцією прогнозованої пористості та літології) [13]. Цей підхід дозволяє застосовувати геологічні та петрофізичні обмеження на кожному кроці, що підвищує точність кінцевого результату.

Крім того, розвиваються методи спільної інверсії, які одночасно оцінюють пористість, насиченість флюїдами, мінеральний склад та співвідношення пор, використовуючи Байєсівський лінійний інверсійний підхід, обмежений сейсміко-петрофізичною лінеаризованою прямою моделлю [14]. Це підкреслює, що інтеграція даних вимагає не лише

статистичних моделей, але й моделей, які фізично пов'язують геофізичні та петрофізичні параметри [15].

Уніфікована архітектура моделювання

Останні розробки демонструють прагнення до створення уніфікованих систем, що можуть замінити фрагментовані робочі процеси. У 2024 році було представлено Geological Everything Model 3D (GEM), уніфіковану генеративну архітектуру. GEM переформатовує всі завдання, які раніше вимагали окремих моделей (структурна інтерпретація, стратиграфічний аналіз, сегментація геотіл та моделювання властивостей), в єдиний механізм. Цей механізм використовує інференцію, обумовлену підказками, що поширюються вздовж прихованих структурних каркасів, виведених із зображень надр. Це дозволяє досягти узагальнення з нульовою вибіркою (zero-shot) між різними типами завдань та джерелами даних (наприклад, інтегруючи свердловинні логи або структурні нариси) без необхідності перенавчання. GEM поєднує експертні знання з генеративним мисленням у структурно-усвідомленому форматі, закладаючи основу для масштабованого геофізичного ШІ, керованого людиною. Ця архітектура представляє вертикально інтегровану систему міркувань, що має велике значення для майбутнього комплексного 3D моделювання [16].

1.4 Сучасний стан та перспективи 3D моделювання в українській нафтогазовій галузі

Українська нафтогазова галузь демонструє значну активність у впровадженні інтегрованих 3D робочих процесів. У 2020 році Група Нафтогаз, реалізуючи стратегію розвитку ресурсної бази, виконала масштабні 3D сейсморозвідувальні дослідження на площі понад 500 квадратних кілометрів [17]. Ключовим інституційним кроком стало відкриття на базі УкрНДІГаз надсучасного центру компетенцій 3D моделювання та

візуалізації родовищ. Цей центр, визнаний унікальним для української нафтогазової галузі, став головною ланкою для інтеграції геолого-геофізичних даних. До кінця 2020 року його фахівці створили 25 тривимірних моделей родовищ і активно працювали над 5 новими моделями для ключових активів. Ці зусилля безпосередньо сприяли відкриттю двох нових вуглеводневих родовищ — Жемчужного та Північно-Кузьмичівського [17]. Це свідчить про досягнення високої зрілості у застосуванні інтегрованих 3D робочих процесів (структура, фації, властивості) як основної компетенції в українській нафтогазовидобувній галузі.

Українські наукові дослідження у сфері 3D моделювання ведуться досить активно, хоча їхній фокус частково зміщений у бік інженерної геофізики та моделювання процесів. Наприклад, публікації 2020 року включають 3D імітаційне моделювання фізичного процесу витікання газорідинної суміші зі свердловин та газозбірних шлейфів (використання математичної моделі VOF у програмному середовищі Ansys) [18]. Існують також дослідження геоелектричного моделювання (2D та квазі-3D) Українського щита, спрямовані на вивчення взаємозв'язку геоелектричних аномалій із родовищами та зонами тектонічної активізації [19].

Хоча ці дослідження важливі, світовий технологічний тренд (особливо з 2024 року) чітко вказує на домінування генеративних AI-моделей (GAN, GEM) та послідовних DL-робочих процесів для підвищення роздільної здатності та кількісної оцінки невизначеності колекторів. Наявність в Україні великої бази 3D сейсмічних даних та вже створених моделей створює ідеальний навчальний полігон для швидкої інтеграції цих передових AI-методів. Це дозволить українським фахівцям перейти від ефективного створення моделей до створення надійних, ширококугових та кількісно-невизначених моделей, забезпечуючи відповідність глобальним стандартам.

Висновки по розділу. Проведений аналіз сучасного стану створення тривимірних геолого-геофізичних моделей родовищ свідчить про глибоку трансформацію галузі, зумовлену інтеграцією передових обчислювальних

технологій. Вирішення проблеми інтеграції даних сейсмозвідки та свердловинних досліджень більше не обмежується лінійними методами, а ґрунтується на гібридних, частотно-усвідомлених та геологічно-обмежених підходах.

Сучасний стан створення 3D геолого-геофізичних моделей родовищ визначається глибокою інтеграцією трьох ключових технологічних напрямків: вдосконаленої геостатистики, революційних методів штучного інтелекту та масштабованої обчислювальної інфраструктури (HPC/Cloud).

2 ОГЛЯД ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РАЙОНУ РОБІТ

2.1 Географо-економічна характеристика району робіт

Перекопівська площа розташована на території Роменського району Сумської області.

У безпосередній близькості від неї знаходяться міста Ромни, Глинськ, Миргород, Лохвиця, Прилуки, Гадяч і села Перекопівка, Анастасіївка, Андріяшівка, Волошнівка, Василівка, Воловоди та інші. Пов'язані вони між собою переважно ґрунтовими дорогами. Через айонний центр м. Ромни проходять шосейні дороги Суми – Пирятин – Київ, Суми – Прилуки – Київ та Суми – Прилуки – Чернігів. В містах Ромни, Лохвиця, Гадяч знаходяться і найближчі залізничні станції, які мають по залізниці зв'язок з містами Суми, Полтава, Чернігів, Харків, Київ.

В орогідрографічному відношенні район робіт є слабо хвилясту рівниною з розвинутою мережею річкових долин, байраків і балок. Розташований він на лівому березі р. Дніпро. З його притоками Сула, Ромен, Олава, Дедюківка тут же мають місце ряд мілких рік і річок. Береги їх асиметричні, праві – круті, ліві – низькі. Долини рік добре відпрацьовані, мають широкі тераси. Пойми рік сильно заболочені. Найбільш високі відмітки земної поверхні сягають +145 м, найбільш низькі - +110 м.

Клімат району робіт помірно-континентальний, середньорічна температура дорівнює +7°C. Найбільш холодний місяць – січень має середньодобову температуру мінус 6 ÷ 8, найбільш теплий місяць – липень +25°C. Середньорічна кількість опадів складає 550 мм.

В економічному відношенні розглядуваний район є переважно сільськогосподарським.

Достатньо розвинута тут і місцева промисловість. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ в останні роки інтенсивного розвитку набуває нафтогазовидобувана промисловість. Побудовано декілька

нафто- і газопроводів. Нафта, конденсат і супутній газ перекачуються по продуктопроводу на Гнідинцівський газобензиновий завод.

2.2 Геологічна характеристика досліджуваної площі

2.2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика

Стратиграфічне розчленування і літологічний опис комплексу порід, який бере участь у будові досліджуваної площі, виконано з використанням існуючих стратиграфічних схем по регіону і результатів попередніх досліджень [20, 21].

Осадочний чохол, товщина котрого в районі площі перевищує 6000 м, повністю не пройдено жодною свердловиною. Найбільш старими породами, які розкриті свердловинами, є девонські відклади палеозою (рисунок 2.1).

Девон (D). Відклади цієї системи представлені відділом D₃ в об'ємі фаменського ярусу.

Фаменський ярус D_{3fm} літологічно складається з двох частин. Нижня його частина товщиною до 25 м представлена брекчією вапняковою сірого і темно-сірого кольору, різноуламковою, складеною із уламків вапняків 5-10 см. Цементуюча маса представлена кальцитом, глинистою і вуглистою речовиною з включенням піриту. Верхня частина розрізу складена чергуванням пісковиків переважно кварцевих, міцно зцементованих і аргілітів коричнеувато-бурих, місцями алевритистих. Розкрита товщина девонських відкладів сягає 83 м [21].

Карбон (C). Відклади кам'яновугільної системи палеозою, які залягають на розмитій поверхні верхнього девону, представлені всіма трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім. В складі нижнього карбону C₁ виділені відклади турнейського, візейського та серпухівського ярусів, кожен з яких підрозділяється на ряд мікро фауністичних горизонтів. Характерною особливістю розрізу нижнього карбону є багаторазове перешарування морських, субконтинентальних і континентальних відкладів [21].

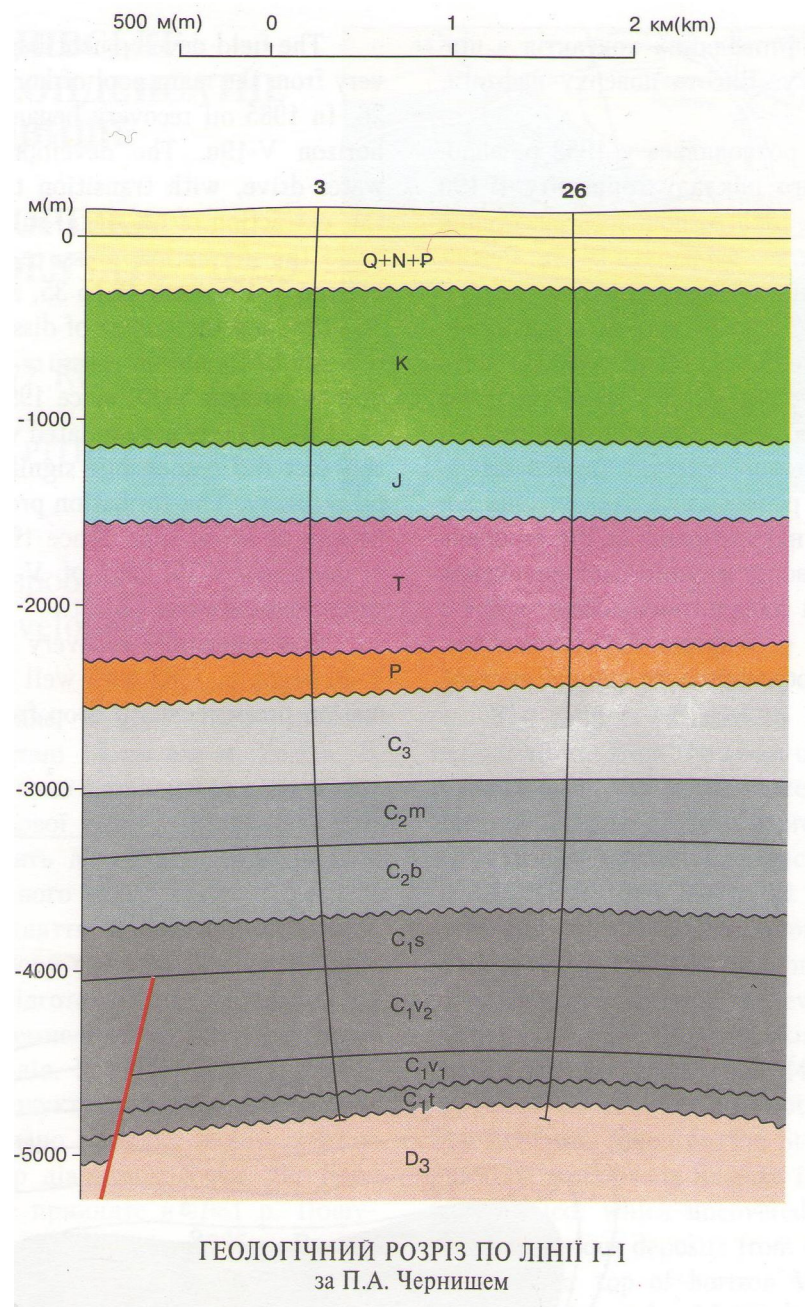


Рисунок 2.1 – Геологічний розріз досліджуваної площі [21]

Турнейський ярус (C_{1t}) – мікрофауністичні горизонти XV_a і XV виділені в північно західній частині ДДЗ [3] за даними споропильцевого аналізу, літофаціальних ознаках, стратиграфічного положенню і на підставі кореляції з розрізами південно східної частини ДДЗ, де він

охарактеризований фауністично. Відклади цього віку звичайно представлені двома пачками порід [21].

Нижня світа – строкатокольорова, складена озалізненими кварцевими пісковиками і каоліновими аргілітами. Вона є перехідною і має ознаки порід як карбону, так і підстилаючих утворень надсольового девону. Верхня пачка сірокольорова складена аналогічними утвореннями порід. Пісковики сірі з фіолетовим відтінком, в окремих прошарках світло-сірі, різнозернисті, місцями грубозернисті, гравійні до гравелітів. Склад пластичного матеріалу – польовошпатовий, кварцовий. Польові шпати більшою частиною вивітрені. Цемент вапняково-глинистий, порового і базально-порового типу. Пісковики більшою часткою переходять в алевроліти, які відрізняються розмірністю теригенного матеріалу. Аргіліти сірі і темно-сірі, подекуди зеленувато-сірі з фіолетовим відтінком, щільні [20, 21].

Виділені пісковиково-алевролітові горизонти Т-1, Т-2 та інші, котрі на ряді площ є продуктивними, характеризуються значною літологічною мінливістю та розчленуванням по площі і розрізі. Все це відмічене говорить про те, що осадконакопичення в ранньокам'яновугільний період відбувалося в найбільш активну, рифогенну стадію розвитку грабена. Перелічені особливості турнейських відкладів північної прибортової зони ДДЗ властиві і для досліджуваної площі, у розрізі якої очевидно розвинута його нижня строкато-кольорова пачка, розкрилися лише окремими глибокими свердловинами. Тут же виділяється продуктивний горизонт Т, складений різнозернистими, погано обкатаними пісковиками. Товщина відкладів турнейського ярусу в розрізі родовища – 78 – 113 м [21].

Візейський ярус (С_{1v}), який залягає із різкою стратиграфічною і кутовою неузгодженістю на підстилаючих породах турнейського віку, підрозділяється на 2 під'яруси. Нижній під'ярус (С_{1v1}), мікрофауністичні горизонти XIV, XIII, літологічно представлені чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів з тонкими прошарками вапняків і сидеритів. До підосви під'ярусу підпорядкований продуктивний горизонт В-26, який

представлений пісковиками, аналогічними турнейським. Товщина нижньовізейського під'ярусу дорівнює 170 – 207 м. Верхньовізейський під'ярус (C_{1V2}), мікрофауністичні горизонти XII_a, XII, XI, складений достатньо ритмічним чергуванням пісковиків і алевролітів із пачками глинистих порід (аргілітів), вапняків із прошарками кам'яного вугілля. Пісковики сірі і світло-сірі, грубо-, середньо-, мілко- і різнозернисті, які часто переходять в алевроліти, переважно кварцові з підпорядкованою кількістю польових шпатів. Кластичний матеріал скатаний і напівокатаний. Цемент вапняково-глинистий і гідрослюди́стий, плівковий, контактово-поровий і базальний. Аргіліти сірі, темно-сірі і чорні, тонко розшаровані, вапняковисті, з рештками рослинного детриту. Вапняки темно-сірі до чорних, схванокристалічні, глинисті, часто окремілі, органогенно-уламкові, з багатьма рештками і відпечатками мікро- і макрофауни і флори. В об'ємі верхньовізейського під'ярусу виділяється декілька піщано-алевролітових горизонтів – колекторів (В-15, В-19, В-20), з якими пов'язані промислові накопичення нафти та газу, і кореляція яких не викликає особливих ускладнень. Товщина верхньовізейського під'ярусу дорівнює 495-572 м.

Породи серпухівського ярусу (C_{1s}), X-VII мікрофауністичні горизонти, затверджений МСК [5], як стратиграфічний підрозділ, залягає на розмитій поверхні візейських відкладів. Літологічно вони представлені глинистим розрізом з підпорядкованими прошарками пісковиків і алевролітів, рідше вапняків і кам'яних вуглей. Петрографічний склад порід аналогічний вище зазначеному по візейських відкладах. Товщина порід серпухівського ярусу непостійна і змінюється від 257 до 293 м [21].

Середній карбон (C_2) складений теригенно-вапняковими породами башкирського та московського ярусів, типовими для всього району. Розкриті вони усіма свердловинами, які пробурені на родовищі.

Утворення башкирського ярусу (C_{2b}), які підрозділяються на два під'яруси, залягають на розмитій поверхні серпухівських відкладів.

Нижньобашкирський під'ярус, який відповідає свитам C15 (E) і C21 (F) Великого Донбасу [3], представлений переважно пачкою органогенно-хемогенних вапняків ("башкирська плита") товщиною біля 120 м. Разом з глинистою товщею серпухівського ярусу вона утворює регіональний флюїдоупор, товщина котрого в розрізі родовища досягає 500 м. Вище по розрізу вапнякові породи башкирського ярусу змінюються пісковиково-алевритовими відкладами з прошарками сірих і темно-сірих аргілітів, серед яких зустрічаються вапняки і кам'яні вуглі. Товщина ярусу дорівнює 363-453 м [21].

Розріз московського ярусу (C_{2m}) складений різнозернистими пісковиками і алевролітами, які чергуються з аргілітами. Рідше зустрічаються прошарки органогенно-уламкових вапняків і кам'яного вугілля. Товщина відкладів ярусу складає 314-367 м.

Верхній відділ карбону (C₃), який підрозділяється на касимовський і гжельський яруси, які представлені головним чином строкатими піщано-глинистими утвореннями загальною товщиною 380-576 м [21].

Перм (P). Відклади цього віку, які представлені до недавнього часу нижнім і верхнім відділами, залягають зі значною кутовою та стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах карбону. В 1979 р. на міжгалузевій стратиграфічній нараді по тріасу Східно-Європейської платформи було прийнято рішення відносити строкатий, теригенний комплекс порід верхньої пермі в об'ємі дронівської світи до нижнього тріасу. Таким чином, пермські відклади розглядаються лише в об'ємі асельського ярусу, до складу якого входять микитівська і слав'янська світи. Літологічно вони представлені червонокольоровим пісковиками і глинами, сірими вапняками, доломітами, ангідритами і бішофітами. Товщина відкладів нижньої пермі (P₁) складає 215-304 м [21].

Тріас (T). Відклади тріасової системи мезозою, які трансресивно залягають на підстилаючих породах пермі, представлені нижнім (T₁) і верхнім (T₃) відділами, які виділені в об'ємі дронівської (T_{1dr}), сребрянської

(T_{1sr}) та протопівської світ. Ці відклади представлені потужними товщами строкато кольорових пісковиків і глин з незначними прошарками сірих вапняків. Товщина відкладів тріасової системи складає 618-780 м [21].

Юра (J). Юрські відклади, які залягають незгідно на породах тріасу, виділяються в об'ємі середнього та верхнього відділів. Середньоюрські відклади (J₂), які підрозділяються на байоський (J_{2bs}) і батський (J_{2bt}) яруси, складені алевролітами та глинами сірими і блакитно-сірими, алевритистими. Верхньоюрські відклади (J₃) в об'ємі келовейського, оксфордського і кімеріджського ярусів представлені глинами сірими і блакитно-сірими, піщанистими, вапняковистими з прошарками кварцево-глауконітових пісковиків і сірих, кремнистих вапняків і мергелів. Загальна товщина юрських відкладів 371-455 м [21].

Крейда (K). В об'ємі крейдової системи, якою закінчується комплекс осадків мезозойської системи, виділяється нижній і верхній відділи. Нижньокрейдіві відклади (K₁), які представлені піщано-глинистими утвореннями, виділені між палеотологічно охарактеризованими верхньоюрськими і крейдовими породами. Верхня крейда (K₂) підрозділяється на сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський і маастрихтський яруси. По літолого-фаціальних ознаках він може бути розділений на дві товщі: нижню – теригенну, яка відповідає сеноманському ярусу, і верхню, яка обіймає решту частину верхньокрейдового розрізу. Нижній комплекс товщиною до 50 м складений різнозернистими кварцевими пісками і сливними пісковиками. Верхня – представлена білою крейдою, крейдоподібними мергелями з включенням кремневих конкрецій. Сумарна товщина відкладів крейди сягає 743-884 м [21].

Палеоген (P). Палеогенові відклади кайнозойської системи залягають з кутовою неузгодженістю на породах крейдової системи. У цьому розрізі виділяється нерозчленована пачка палеоцену (P₁), канівська, бучакська, київська світи еоцену (P₂) та харківська світа олігоцену (P₃) складена,

головним чином, пухкими глауконітово-кварцевими пісковиками з підпорядкованими прошарками червоно-бурих глин. Зустрічаються сіро-зелені мергелі, тонкі прошарки вапняків з фосфоритовими конкреціями. Потужність відкладів палеогену змінюється від 323 до 367 м.

Нерозчленований комплекс порід *неогенової (N)* та *четвертинної (Q)* систем складений строкатими глинами, пухкими пісками аналогічного кольору та лесовидними суглинками. Товщина цього комплексу порід змінюється у межах від 65 до 128 м [21].

1.2.2 Тектоніка

Досліджувальна площа, як і інші площі ДДЗ, характеризується виключно складною геологічною будовою (рисунки 2.2). Вважалося, що нафтові і газоконденсатні поклади переважно контролюються антиклінальною складкою, яка є складовою частиною великої Талалаєвсько-Липоводолинської антиклінальної зони, яка простягається з північного заходу на південний схід. Однак такі уявлення виявилися спрощеними і недостатньо обґрунтованими тому, що вони базувалися на обмеженому обсязі достовірного фактичного матеріалу [21].

Характер будови ДДЗ та її нафтових родовищ визначається головним чином двома факторами: розривними зсувами, які проникають у осадову товщу, та дисгармонічними дислокаціями девонського та пермського соляних масивів. А звідси й очевидне переважне значення соляного тектогенезу у формуванні структурного плану осадового чохла. А між тим, іншими дослідженнями [22] доведено, що соляний тектогенез відіграв важливу, але далеко не вирішальну роль у формуванні структурного плану осадового покриву ДДЗ. Його значення не слід перебільшувати, але і немає підстав недооцінювати, що неминуче може призвести до хибного трактування тектонічної будови як локальних площ, так і окремих районів, геоструктурних зон [22].

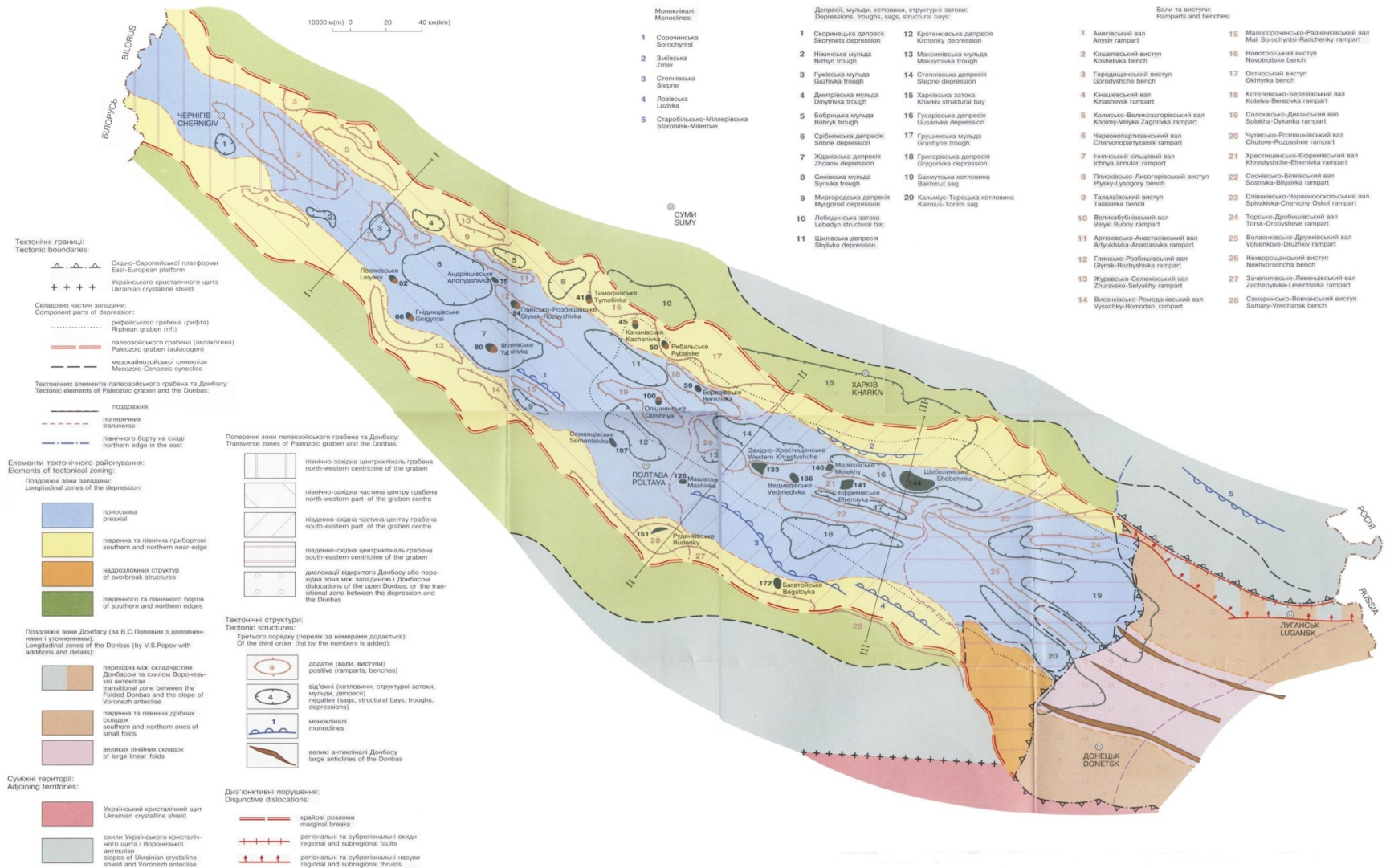


Рисунок 2.2 – Схема тектонічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області [21]

Із соляним тектогенезом, який проявляється у межах тектонічно активних ділянок, слід пов'язувати формування лише локальних структур. У геологічній же будові та розвитку більш великих тектонічних елементів, тим більш геоструктурних зон, пріоритет регіональних тектонічних рухів, так званої "глибової тектоніки", очевидно, не потребує спеціальних доказів. Приведені під таким кутом зору результати досліджень показали, що Талалаєвсько-Липоводолинської антиклінальної зони в природі не існує. Тут штучно об'єднані структури різного походження: Артюхівська, Перекопівська – кріптодіапірові, Анастасіївська, Липоводолинська – надрозломні та Малобубнівська або Миколаївська – безкоренева. У формуванні останніх двох участь соляного діапіризму дуже проблематична. В районі же Талалаївського виступу фундаменту виявлені чотири глибокозанурені складки, з яких Талаліївська та Нинівська – діапірові, а Скороходівська і Матлахівська – надрозломні. Об'єднання локальних структур одного генетичного типу дозволяє встановити, що в північній прибортовій зоні ДДЗ має місце не північно-західно, а субширотна тектонічна зональність [22].

Кріптодіапірове підняття, яке має на площі досліджень, пов'язане з північною краєвою зоною ДДЗ. Розташоване воно в межах зчленування північної прибортової та приосьової зон грабена. Площа розташована в південно-західній частині прибортової депресії, між двома виступами фундаменту. Глибина залягання поверхні останнього тут досягає 6000 м. Глибина залягання фундаменту в межах згаданих виступів вище на 500-700 м, і він повільно занурюється у бік вісьової частини западини [21, 22].

У північній прибортовій зоні ДДЗ виділено декілька субширотних валоподібних систем. На півночі просліджується Східно-Рогінцівсько-Софіївська, на півдні від Артюхівсько-Герасимівської зони – Південно-Афанасіївсько-Анастасіївська. Ускладненням цих валоподібних систем безумовно являються антиклінальні складки осадового покрову. Так, Східно-Рогінцівсько-Софіївський вал ускладнюють Східно-Рогінцівське,

Матлахівське, Скороходівське, Північно-ярошівське, Березівське, Софіївське та інші надрозломні підняття [22].

З Артюхівсько-Герасимівським валом пов'язані Коржівська і Ярмолінцівська складки. З Анастасіївсько-Південно-Афанасіївським – однойменні підняття осадового покриву. Доведено, що згадані валоподібні системи визначають тектонічну зональність, а разом з тим і місцезнаходження локальних структур іншого походження: діапірових і навішаних або безкорневих.

Таким чином, підняття є досить симетричною складкою субширотного простягання. Кути падіння порід на крилах досягають 5-7°, на перекліналях вони не перевищують 4° (рисунок 2.3) [21].

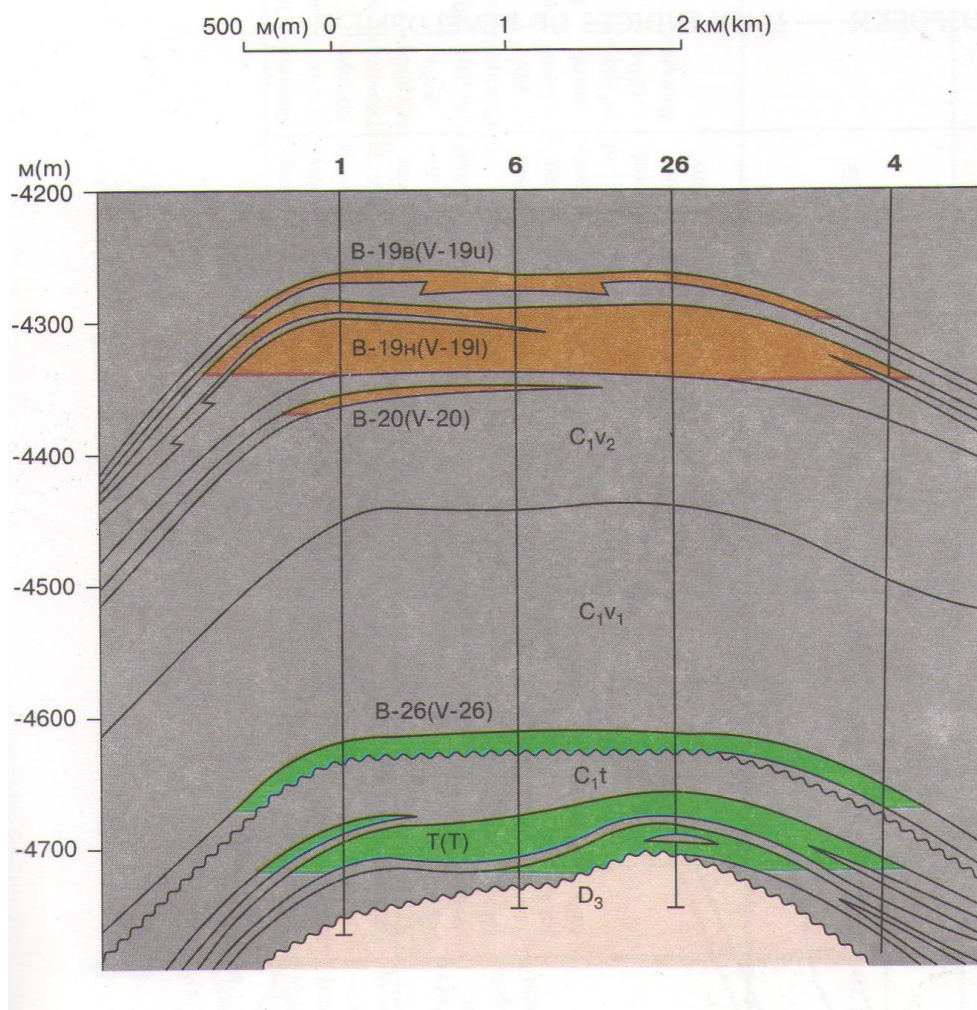


Рисунок 2.3 – Геологічний розріз продуктивної частини [21]

Розміри структури в межах замкнутої стратоізогіпси – 4630 м дорівнюють $1,2 - 2,0 \times 5$ км. Амплітуда – порядку 80 м (рисунок 2.4) [21].

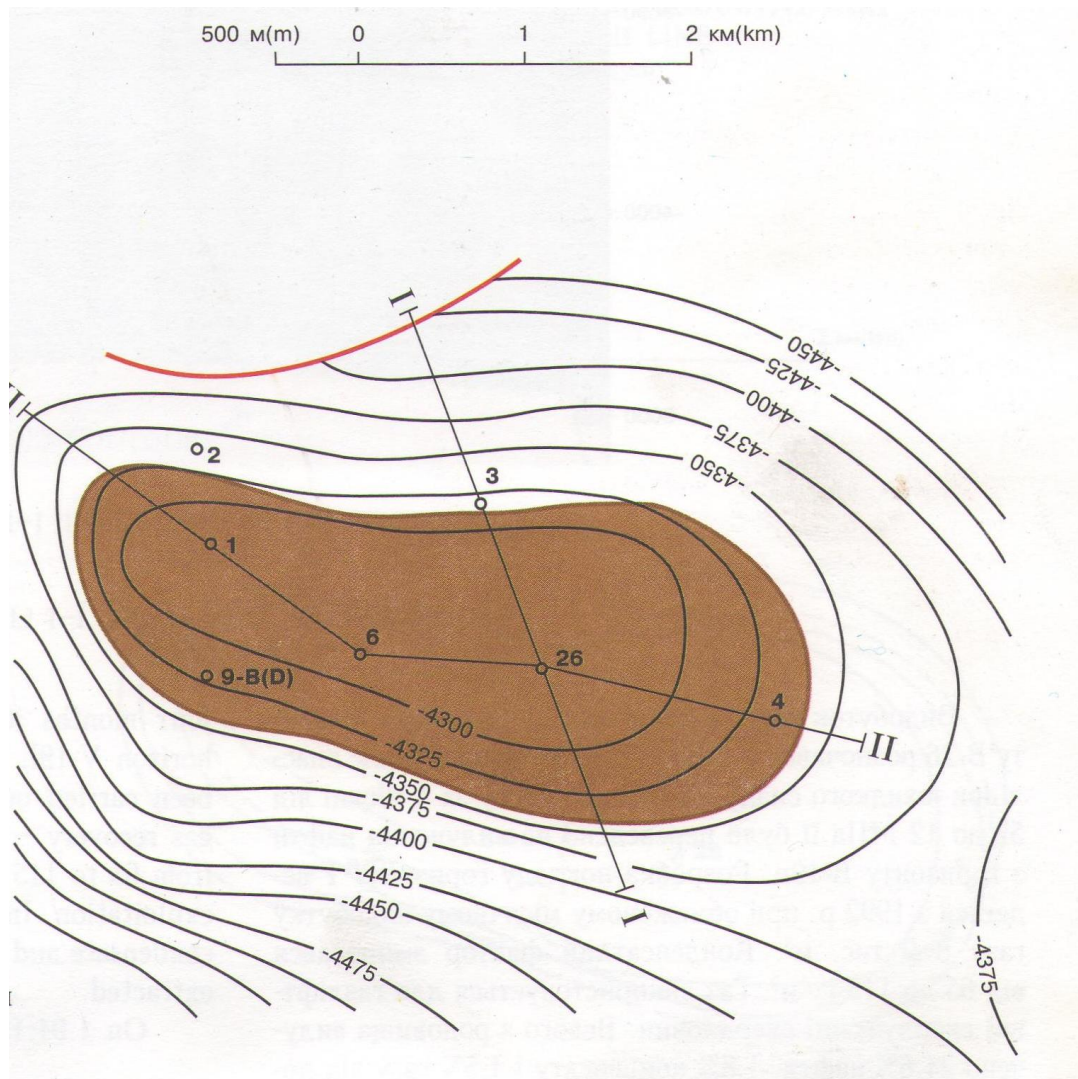


Рисунок 2.4 – Структурна карта
покрівлі продуктивного горизонту В-19н [21]

1.2.3 Нафтогазоносність

Нафтогазоносність досліджуваної площі обумовлена особливостями його геологічної будови і геоструктурним положенням у Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області, в надрах якої накопичення ВВ встановлені у широкому стратиграфічному діапазоні від юрського до протерозойського віку, який залягає в інтервалі глибин 300-5000 м

включно. Нафтогазонасичені пласти нижнього карбону та верхнього девону виявлені у північній прибортовій зоні ДДЗ [21, 23].

Промислова нафтогазоносність площі, яка досліджується, пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами, із яких перші припливи нафти та газу були отримані при випробуванні пошукових свердловин 9, 1 і 26. На даний момент у розрізі площі, в інтервалі глибин 4117 – 4772 м встановлені поклади нафти та газу в п'яти продуктивних піщано-алевролітових горизонтах: В-15, В-19, В-20, В-26 і Т-1, візейського і турнейського ярусів нижнього карбону. Поверх нафтогазоносності перевищує 650 м [23].

Найбільша кількість запасів міститься в колекторах підгоризонту В-19н. З цим підгоризонтом, як показали останні дослідження, пов'язаний найбільший нафтовий поклад. Породами, які вміщують цей поклад, є пісковики пластів В-19н-1, В-19н-2 і В-19н-3 (рисунок 2.5) [21]. Вони мають гідродинамічний зв'язок, про що говорять загальний контакт "нафта-вода" і єдиний склад нафти.

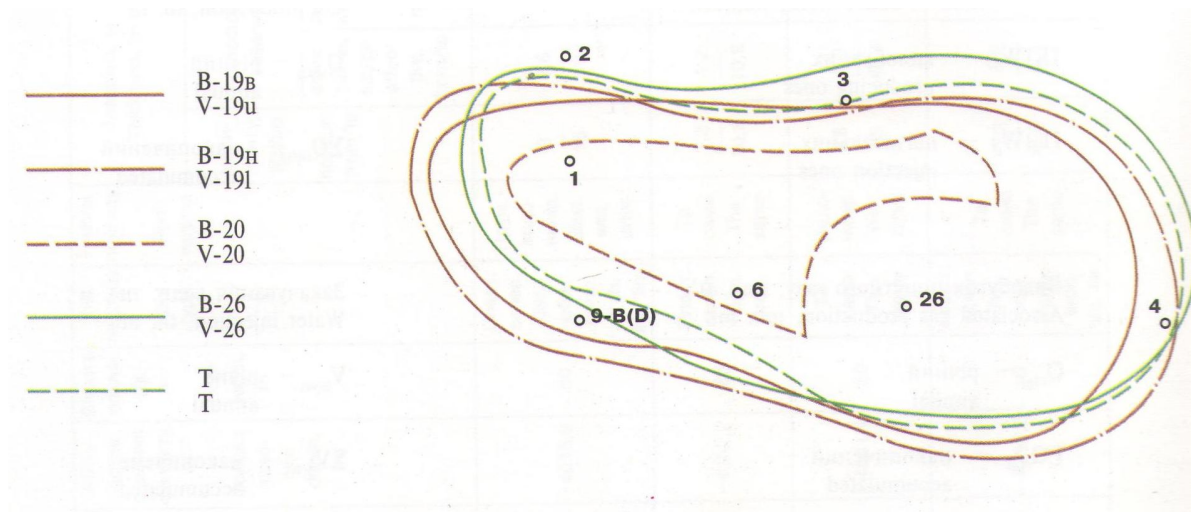


Рисунок 1.5 – Схема зіставлення контурів покладів [21]

Загалом нафтогазоносність Перекопівської площі, а також прилеглих територій, охарактеризована вісьмом покладами нафти та газу, з котрих

шість нафтових і два газоконденсатних. Всі вони пов'язані з піщано-алевролітовими колекторами нижньокам'яновугільних відкладів. З цими відкладами пов'язують і подальші перспективи відкриття нових покладів у межах площі і на сусідніх площах і родовищах.

Висновки по розділу. Перекопівська площа розташована в межах Дніпровсько-Донецької западини і характеризується складною геологічною та тектонічною будовою. Осадовий чохол перевищує 6000 м і охоплює відклади від девону до четвертинної системи, при цьому промислово нафтогазоносними є товщі нижнього та середнього карбону, зокрема турнейського і візейського ярусів, де розвинені піщано-алевролітові колектори. Тектонічна будова зумовлена поєднанням глибових рухів і соляного тектогенезу та представлена субширотними валоподібними структурами і кріптодіапіровим підняттям, яке має антиклінальний характер і контролює формування покладів.

3 ЗАСАДИ КОМПЛЕКСУВАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ СТВОРЕННІ МОДЕЛІ РОДОВИЩА

3.1 Комплекс геофізичних методів для побудови детальної геологічної моделі

Комплексування геофізичних методів при підготовці нафтогазоперспективних об'єктів під глибоке буріння має чільне, якщо не визначальне значення для забезпечення високої успішності буріння, що є одним з головних завдань геологічних служб нафтовидобувних компаній.

У комплексі геофізичних методів досліджень для пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ виділяють польові методи (розвідувальна геофізика) і промислові методи (геофізичні дослідження в свердловинах – каротаж) [24].

Геофізичні методи складають підґрунтя побудови детальної, достовірної геологічної моделі площі, родовища, покладу, на основі якої приймаються управлінські рішення щодо розташування, категорії та основних геолого-технічних параметрів проектних свердловин. Комплексування даних польової та промислової геофізики дає можливість побудови детальної моделі геологічного розрізу та прогнозування його властивостей. Наземні геофізичні методи, спираючись на маркери основних геологічних границь та вертикальні розподіли петрофізичних і, в першу чергу, фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід, які визначені в свердловинах, дозволяють розповсюдити їх по латералі і побудувати тривимірну геологічну модель нафтоперспективного об'єкту чи уточнити будову відомого родовища (покладу) [24].

Це, так би мовити, глобальне комплексування методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та польової геофізики, яке скероване на вирішення основної задачі – побудови детальної тривимірної геологічної моделі родовища. Тут слід окремо акцентувати увагу на важливості

застосування при комплексній інтерпретації даних геофізики різних модифікацій вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) – від стандартного каротажу (СК) та методики побудови границь в свердловині (МПГС) до поляризаційних методів дослідження (ПМ-ВСП) та свердловинної сейсмолокації (ССЛ). Ці дослідження, які, до речі, виконуються як розвідувальними експедиціями, так і експедиціями ГДС, дозволяють коректно перевести результати обробки-інтерпретації геофізичних даних в глибинний масштаб і логічно замкнути в єдиному тривимірному інтерпретаційному середовищі [24].

Наріжним каменем кожної геологічної моделі є структурно-тектонічний каркас, який, в кінцевому підсумку, визначає тривимірний розподіл властивостей гірських порід. При його створенні з даними буріння та ГДС комплексуються, в основному, такі геофізичні методи, які вирішують так звані “структурні” задачі. Це, в першу чергу, сейсморозвідка у різноманітних модифікаціях, такі методи електророзвідки як електричні профілювання та зондування, в тому числі становлення поля в ближній зоні, детальна гравірозвідка. Провідним серед цих методів є сейсморозвідка, яка дає найбільш об’ємну, детальну та достовірну інформацію про геологічну будову середовища. Сейсморозвідка посідає провідне місце серед геофізичних методів, що застосовуються при пошуках нафти і газу, як за роздільною здатністю і глибинністю досліджень, так і за різноманітністю геологічних завдань, що вирішуються за її допомогою, а саме [24]:

- сейсмогеологічне районування територій і комплексів гірських порід;
- картування геологічних меж в осадовому чохлах і консолідованій корі;
- вивчення рельєфу поверхні кристалічного фундаменту;
- виявлення і детальне дослідження пасток нафти і газу;
- прогнозування геологічного розрізу;
- оконтурення виявлених покладів;
- виявлення тектонічних порушень тощо.

Разом з тим це і найбільш коштовний геофізичний метод, особливо у модифікації 3D.

Важливість комплексування геофізичних методів, в основу яких покладено дослідження різних геофізичних полів, обумовлено ще і суттєвим зростанням достовірності побудованих геологічних моделей, особливо в складних глибинних умовах Предкарпатського прогину та ДДЗ. Так, наприклад, при дослідженні площ з солянокупольною тектонікою ефективним є застосування гравірознавдя, для якої сіль є потужним аномалеутворюючим об'єктом, та електророзвідки, для якої шток представляє собою тіло з майже нульовою електропровідністю. Комплексна інтерпретація геогустинних, геоелектричних розрізів та даних сейморозвідки дозволяють з високою вірогідністю картувати границю сіль-теригени, контури соляних козирків та оконтурювати тектонічно екрановані пастки вуглеводнів [25].

Не менш важливою є проблема комплексування різних методів геофізичних досліджень свердловин, яке має забезпечити [24, 25]:

- детальне стратиграфічне та літологічне розчленування і кореляцію розрізів, побудову кореляційних схем;
- побудову інтерпретаційних моделей з урахуванням матеріалів петрофізичних досліджень;
- розподіл колекторів на продуктивні та водоносні, а продуктивних – на нафто- і газоносні;
- визначення положення між флюїдних контактів шляхом міжсвердловинної кореляції ефективних нафтогазоносних товщин;
- визначення та узагальнення по пластах коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, витіснення, оцінки неоднорідності пластів;
- підрахунок запасів нафти та газу;
- визначення пластових тисків і температур;
- прогнозування потенційних дебітів;

- прогнозування геологічного розрізу у навколосвердловинній і між свердловинному просторі.

І тут вибір раціонального комплексу ГДС є компромісом між вартістю та часом роботи на свердловині, з одного боку, та геологічною ефективністю каротажних досліджень – з іншого. Стандартний каротаж все менше задовольняє геологічну службу за своєю ефективністю, тим більше, що на порядку денному постають все більш складні геологічні завдання. Це, перш за все, проблеми карбонатних та низькоомних (поліміктових) колекторів. Низький питомий опір скелету гірської породи при визначенні нафтогазонасичення електричними методами призводить до не виправданої відбраковки продуктивних пластів, заниженню запасів, невиробленню покладів вуглеводнів [24].

Тому великого значення набуває комплексування з радіактивними, зокрема нейтронами (в тому числі, на теплових нейтронах) методами, які за рахунок індикації хлора або кисню дозволяють впевнено виділяти водонасичені інтервали розрізу. Перевага цих методів полягає ще й в можливості досліджень через обсадну колону. Тобто ці методи придатні до часових (моніторингових) вимірів, коли відбувається поступове розформування зони проникнення, а нейтронні методи дозволяють визначити пропущені при первинному каротажі продуктивні прошарки.

До методів ГДС, які здатні працювати через обсадну колону та застосовуватись при моніторингових дослідженнях, відносяться також акустичні методи, зокрема широкосмуговий акустичний каротаж (АКШ) з цифровою реєстрацією повної хвильової картини. При комплексуванні з іншими методами ГДС вони успішно вирішують цілу низку технологічних та геологічних задач: від прогнозу буримості гірських порід через визначення пружних модулів до оцінки якості цементажу і зчеплення цементного каменю та оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей і насичення колекторів [26].

Дуже важливим при вирішенні широкого кола інтерпретаційних задач є густинний каротаж, який широко використовується в світі, але ще не дістав широкого впровадження в комплекс ГДС на теренах України.

Вимоги геологічної ефективності при комплексуванні методів ГДС стримуються технічними можливостями сервісних компаній та високою собівартістю окремих робіт при великій кількості спуско-підйомів приладів. Провідні геофізичні кампанії в світі вирішують цю проблему за рахунок використання інтегрованих багатоцільових зондів-зборок, що сприяє підвищенню геологічної ефективності ГДС при зменшенні часу роботи на свердловині.

3.2 Використання сейсмічних даних при формуванні моделей родовищ

Отримане в результаті обробки сейсмічних даних хвильове поле відображає розподіл акустичних властивостей в геологічному середовищі. Акустичні параметри порід або прямо (пористість, флюїдонасичення), або опосередковано пов'язані з колекторськими та іншими геологічними характеристиками покладу. Отже, існують об'єктивні передумови включення сейсмічних даних в загальний комплекс формування літофаційних, петрофізичних та інших моделей резервуарів вуглеводнів [27].

Основна проблема полягає в тому, що навіть в ідеальному випадку, коли на сейсмічних записах присутні тільки однократно відбиті хвилі, то відбиття, пов'язані з продуктивним шаром, є лише частиною інтерференційного коливання, що виникає в тонкошаровому середовищі, і включає в себе неінформативні, щодо резервуару, відбиття. в реальності складне завдання оцінки параметрів складових сумарного коливання додатково ускладнюється присутністю різноманітних хвиль-завад та інших

спотворень, які неможливо усунути повністю навіть при застосуванні потужних засобів сучасної цифрової обробки.

Наразі існують два основні підходи для вилучення з хвильового поля сейсмічних даних про петрофізичні властивості окремого пласта – аналітичний і геостатистичний. У цих підходах дані, отримані при дослідженні свердловин, використовуються в якості регулюючого фактора [28]. Аналітичними вважаються способи виокремлення з хвильового поля даних про петрофізичні властивості окремого пласта, які використовують як апіорні для розв'язку зворотної динамічної задачі, а потім прогноз колекторських характеристик пласта проводиться за знайденими значенням пружних параметрів порід. Недоліком такого підходу є використання досить примітивних моделей формування хвильового поля, коли середовище вважається шарувато-однорідним, одновимірним, а розрахунок виконується за способом згортки. Особливою складним є знаходження форми зонду чого сейсмічного імпульсу і неврахування наявності завад. виникають труднощі з врахуванням впливу на динаміку поля двомірних процедур обробки (підсумовування, міграція, когерентна фільтрація тощо). вплив цих чинників призводить до того, що прогнозовані значення пружних властивостей продуктивних пластів завжди спотворені, а ступінь спотворення оцінити часто неможливо. Звідси – ненадійність і суб'єктивність одержуваних в результаті аналізу даних. відзначимо, що, чим тонше продуктивний пласт і менше його енергетичний внесок у формування хвильового поля, тим менше підстав для застосування аналітичного підходу для вилучення з хвильового поля корисних даних [28].

Геостатистичні (сейсмостатичні) методи засновані на прямому використанні статистичних зв'язків петрофізичних характеристик покладу з динамічними параметрами хвильового поля. Сейсмостатичний підхід базується на методиках розпізнавання образів і кластерному аналізі, що

дозволяє узгоджувати сейсмічні траси, що відповідають будь-якій точці площі, до заданих за свердловинними даними інтервалів розрізів [28].

Зрозуміло, що дані площинної сейсмозвідки найбільш ефективні щодо проведення сейсмофаціального аналізу, коли для аналізу використовуються як кінематичні параметри хвиль (геометрична форма (конфігурація) відбиттів, ступінь безперервності їх простеження, інтервальні швидкості), так і динамічні (характер зміни амплітуд, частот, і т.д.). Аналіз характеристик відбиттів в комплексі з усіма наявними даними, в першу чергу даними ГДС, керна, результатами його випробувань та т.д., дозволяє зробити припущення про умови накопичення осадів окремих продуктивних пластів і отримати прийнятні оцінки літології.

3.3 Прогноз структурних особливостей і властивостей вуглеводневих покладів на основі комплексної інтерпретації сейсмічних і свердловинних даних

Успішна експлуатація родовищ неможлива без знання геологічної будови покладу, елементи якого визначають можливості акумуляції вуглеводневих флюїдів в резервуарі та контролюють продуктивність родовища. Для математичного моделювання пластових систем, оптимізації технологій розробки родовищ необхідно знати закономірності розподілу в розрізі та за площею різних фаціальних утворень, що володіють неоднаковим ємнісним потенціалом, визначити характер їх гідродинамічного зв'язку по вертикалі і латералі. Для вирішення таких завдань розроблені різні технології прогнозування будови вуглеводневих покладів на базі комплексної інтерпретації свердловинних даних і матеріалів сейсмозвідки [29].

Створення таких технологій обумовлено тим, що на практиці в ході аналізу геолого-геофізичних даних не завжди враховується наявна інформація повною мірою. З одного боку, при інтерпретації сейсмічних

даних геологічні моделі цільових інтервалів часто наводяться практично без необхідного в таких випадках детального вивчення первинної геологічної інформації. А з іншого боку, прогноз структури покладів і фільтраційно-ємнісних властивостей відкладів, якими вони утворені, та які базуються на літолого-фаційних і петрографічних аналізах, здійснюється, як правило, без використання сейсмічних матеріалів. Така взаємна «неузгодженість» результатів знижує достовірність створюваних моделей [29].

Тому необхідний суворий седиментаційний контроль процесу комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних. Тільки за допомогою вірно вибраної седиментаційної моделі, що відповідає реальним умовам осадо накопичення, та яка розроблена з використанням новітніх досягнень, можна встановити основні закономірності формування продуктивної товщі. У цьому випадку вирішуються завдання: які осадові тіла будуть присутні на досліджуваній ділянці, який характер нашарування цих тіл, як і куди вони можуть зміщуватися протягом седиментаційного циклу або його фази, та відповідно, яким чином ці тіла можуть відображатися в хвильовому полі. Використання детальних літологічних досліджень порід дозволяє додатково прогнозувати склад осадових тіл і їх зміни в просторі і часі, які часто не відображаються в сейсмічні характеристики через обмежену роздільну здатність сейсмозвідки. Особливості хвильового поля обов'язково повинні враховуватися для деталізації седиментаційної моделі, тобто комплексна інтерпретація геолого-геофізичних даних – процес багато ітераційний, а процедура седиментаційно-ємнісного прогнозування розбивається на 3 етапи [29].

Перший етап є підготовчим. Він охоплює опрацювання свердловинних даних для визначення віку порід, виявлення особливостей їх будови (в рамках стратиграфічного, літолого-петрографічного аналізів і якісної інтерпретації ГДС). Результат цього етапу – модель стратиграфічного розчленування розрізу. При детальному описі порід

виділяються основні осадові тіла («седиментаційні маркери»), в будові яких проявляються суттєві зміни процесів накопичення осадів. Як правило, вони добре проявляються як на каротажних кривих, так і в хвильовому полі. До таких маркерів відносяться ерозійні поверхні (зрізи, врізи), які фіксують перерви в осадконакопиченні; трансгресивні поверхні, що відображають зростання простору, пов'язаного з підвищенням відносного рівня моря; пласти «індекс-літотипу» - індикатори умов накопичення та перетворення осадків [27].

Основне завдання другого етапу – розробка седиментаційної моделі покладу. Седиментаційне моделювання спирається на використання фаціального і циклічного аналізу. Основні одиниці седиментаційного аналізу – цикліти і фації. Перші відображають особливості процесу седиментації в часі, а другі - в просторі. Фаціальна діагностика порід проводиться на основі генетичної інтерпретації результатів петрографічних і петрофізичних досліджень керна, аналізу форми кривих електро- і радіоактивного каротажу. Знайдені закономірності розподілу літотипів в розрізі свердловин, які охарактеризовані кернам матеріалом, використовуються для прогнозу фацій в тих частинах розрізу, де керна відсутні і є лише дані каротажу. Розробка моделей фацій за даними каротажу можлива завдяки тому, що практично кожній фації властивий специфічний речовинний склад (наявність глинистої домішки і «форма» її присутності – шарувата або розсіяна), текстурні параметри, особливості будови пустотного простору. Аналіз поширення елементарних циклітів і їх асоціацій по розрізу дає підставу для кореляції синхронних, але накопичених в різних умовах відкладів, оскільки характер послідовності нашарування осадів буде однаковим для різних розрізів, незважаючи на те, що вони представлені різними за генезисом відкладами. Усі ці побудови повинні відповідати розрізам свердловин [27].

Щоб здійснити прогноз фацій у міжсвердловинному просторі, необхідне проведення структурно-тектонічного і сейсмостратиграфічного

аналізів, спрямованих на реконструкцію рельєфу дна седиментаційного басейну або його ділянок, виявлення морфології і структури осадових тіл різних рангів, визначення типів розділяючих їх неузгоджень.

Третій етап – розробка ємнісної моделі покладу. Незважаючи на те, що осадові тіла характеризуються широким спектром чинників, що визначають їх фільтраційно-ємнісні властивості, домінуючу роль серед них грають седиментаційні ознаки. Спостерігається чітка кореляція між парагенетичними асоціаціями літотипів відкладів і характеристикою їх фільтраційно-ємнісних властивостей, переважаючим типом пористості, а відповідно, і параметрами ємності. Відмінності в генезі, морфології і параметрах ємнісних характеристик служать основою для прогнозу фацій, типів порового простору і характеру насичення в розрізах свердловин, які не охарактеризовані керновим матеріалом [27].

З урахуванням наявного свердловинного матеріалу (кern і промислово-геофізичні дослідження), класифікованого за генетичними ознаками відповідно до прийнятих геофізичних характеристик, здійснюється кількісна оцінка даних ГДС, в результаті якої будуються криві пористості, виділяються проникні пласти і обґрунтовується їх кореляція з урахуванням положення всередині седиментаційних циклів.

Для виявлення особливостей розповсюдження проникних пластів по площі і прогнозу їх фільтраційно-ємнісних властивостей в міжсвердловинному просторі необхідно використовувати кількісні параметри хвильового поля [27].

Побудова карт прогнозних параметрів здійснюється із застосуванням геостатистичного підходу (виявлення статистичних залежностей між колекторськими властивостями цільових інтервалів і сейсмічними атрибутами: динамічними параметрами, результатами сейсмічної інверсії, AVO-атрибутами, картами часових товщин між горизонтами тощо). Для розрахунку карт параметрів ємності зазвичай застосовуються методи статистичної. При вірно обраній і побудованій

регресійній моделі і моделі просторової кореляції ці методи дозволяють оптимально налаштувати вагові коефіцієнти сейсмічних і свердловинних даних, що беруть участь в обчисленні прогнозних параметрів. При налаштуванні регресійної моделі на етапі вибору опорних сейсмічних атрибутів проводиться перебір великої кількості багатовимірних кореляційних залежностей. Остаточний вибір регресійної моделі здійснюється на основі розгляду декількох статистичних показників. Такий підхід дозволяє знайти оптимальне співвідношення між оцінкою похибки прогнозу в міжсвердловинному просторі, яка визначається значенням вибіркового коефіцієнта кореляції, і надійністю регресійної моделі [27, 28].

Для контролю прийнятності обраної моделі використовується апріорна геологічна інформація, яка не повинна суперечити виявленим закономірностям. Основною перевагою цієї технології прогнозу структури і властивостей природних вуглеводневих покладів є використання загальновідомих методи дослідження природних об'єктів і широко застосовуються комплекси обробки та інтерпретації свердловинних і сейсмічних даних.

3.4 Поняття технологічної моделі нафтогазових родовищ

Метою сучасної методики інтегрованої інтерпретації комплексу даних сейсмозвідки, буріння і геофізичних досліджень свердловин при вивченні нафтогазових родовищ є способи об'єднати, узгодити і взаємодоповнити різномірних дані геологів, геофізиків і розробників, про будову і властивості вуглеводневих покладів [29, 30]. Основа цих досліджень – побудова цифрової геологічної моделі у вигляді просторової сітки, вузли якої містять інформацію про становище геологічних і петрографічних меж, що характеризують геометрію покладу, параметри, що описують літологію порід, їх фізико-геологічні властивості, а також властивості флюїду.

Модель систематизує всю інформацію. вона може в подальшому уточнюватися і відтворюватися в будь-якому зручному для користувача вигляді і є основою для постановки розвідувального буріння з метою дорозвідки родовищ, підрахунку запасів, проведення геолого-технічних заходів, спрямованих на підвищення нафтогазовіддачі пластів, гідродинамічного моделювання, моніторингу експлуатації. Тобто модель дозволяє уточнити контури покладів і визначити їх фільтраційно-ємнісні властивості. Тому детальність і точність цифрового опису конкретної геологічної моделі повинні задовольняти вимоги наступних споживачів інформації, що виконують формалізовані математичні операції із структурними та петрофізичними параметрами резервуарів. Для підрахунку запасів, аналізу розробки і вирішення подібних завдань, геологічні моделі резервуара будувалися завжди. Однак лише в останні роки все більш помітною стає роль даних сейсмозвідки в формуванні уявлень про геологічної моделі покладу. Причиною цього, крім суттєвого наукового і технологічного прогресу сейсмозвідки відбитих хвиль, є розуміння того, що нафтогазові колектори набагато мінливіші по латералі, ніж це уявляли раніше.

Сейсмозвідник, на відміну від геолога і розробника, геологічні моделі яких часто ґрунтуються на найпростішій інтерполяції матеріалів свердловин, спочатку отримує площадну інформацію про будову об'єкта, і тому його дані про латеральні геологічні мінливості резервуара можуть бути об'єктивним внеском у формування моделі. Але для успішного формування моделі повинні бути вирішені три основні проблеми. По-перше, сейсмічні дані про поклад є в часовому масштабі, а не в глибинному, необхідному геологу-інтерпретатору. По-друге, вертикальна роздільна здатність сейсмозвідки зазвичай не дозволяє отримувати надійну інформацію про об'єкти товщиною менше 10-20 м, що є типовим для колекторів вуглеводнів. Нарешті, властивості відбитих сейсмічних хвиль обумовлені пружними характеристиками порід, в той час як для

геологічної моделі резервуара першочерговими є інші параметри - пористість, проникність, глинистість і т. д [30].

Залежно від етапу геологорозвідувальних робіт мета побудови моделей може видозмінюватися, ставати все більш детальною і все більш орієнтованою на кінцевий результат відповідної стадії вивчення родовища вуглеводнів. Іноді виділяють кілька видів моделей. Так, структурні моделі описують плікативну і диз'юнктивну морфологію досліджуваних об'єктів. Стратиграфічні – відображають геологічний час формування нашарувань, часові співвідношення виділених геологічних тіл. Структурно-формаційні – описують внутрішню структуру об'єктів, тип їх шаруватості, зв'язку їх структурних і речових характеристик. Літофаціальні – визначають умови накопичення осадових і літологічний склад відкладів на основі аналізу генезису геологічних тіл, представлених в структурно-формаційних моделях. Ємнісні – в яких структурно-формаційні та літофаціальні характеристики перетворюються на основі комплексування з даними ГДС і буріння в колекторські властивості: пористість, проникність, ефективну нафтогазонасиченості потужність і т.п. Фільтраційні моделі дозволяють виконувати геофлюїдне моделювання резервуара на стадіях підрахунку запасів, проектування розробки родовищ з урахуванням проникності і колекторських властивостей порід, ролі екранів, властивостей що містяться у відкладах флюїдів і т.п [24].

На ранніх стадіях (наприклад, на стадії пошуків) основна мета складання моделі – це вивчення осадового басейну або його частини для обґрунтування розвідки перспективних площ. На стадії розвідки геологічна модель потрібна для підвищення ефективності розвідувального та експлуатаційного буріння за рахунок зниження непродуктивних витрат («зайвих» свердловин) в зонах геологічного ризику. в процесі експлуатації модель сприяє оптимізації розробки родовищ за рахунок більш точного опису ємнісних властивостей резервуарів і контурів покладів в разі

складної будови пластів (наприклад, при глінізації, виклинювання, наявності тектонічних і стратиграфічних екранів) [24].

Роль геологічного фактора моделі (розшифровка седиментаційних ситуацій, картування фаціальних зон) істотно підвищується і часто стає визначальною при міжсвердловинній інтерполяції і екстраполяції геологічних тіл. Ретельна кореляція розрізів свердловин за даними ГДС і сейсморозвідки, з виділенням регулярних та нерегулярних реперів, дозволяє обґрунтовано оцінити латеральну і вертикальну неоднорідність розрізу. Фактично ця процедура багато в чому і визначає якість одержуваних моделей.

На завершальній стадії геолого-розвідувальних робіт, зокрема на стадії моделювання резервуарів з метою контролю за розробкою родовищ, розрахунково-параметричний підхід стає основним, все вирішується на рівні фізичних параметрів резервуара – його геометрії, пористості колектора, проникності і т.п. Геологічні дані, тобто уявлення про фації, стратиграфію, літологію та інші, тут стають другорядними – вони вже відіграли свою роль на попередніх стадіях досліджень. Якщо для побудови початкових моделей (аж до літофаціальних і седиментаційних) можна використовувати сейсмічні дані 2D, то для побудови ємнісних і фільтраційних моделей вже необхідні дані сейсморозвідки 3D [24].

Сучасні технології підготовки родовищ до експлуатації і розробки спрямовані на оптимізацію всього процесу пошуків, розвідки і видобутку запасів з надр для досягнення максимальних значень коефіцієнта вилучення нафти чи газу. Геологічна модель – це частина постійно діючої геолого-технологічної моделі, яка створюється на початковому етапі і завершується процесом підрахунку запасів. Надалі створюється гідродинамічна модель, яка і вирішує завдання розробки родовища. вона дозволяє досліджувати і прогнозувати процеси, що протікають при розробці, безперервно уточнюється на основі нових даних напротязі всього періоду експлуатації родовища.

Висновки по розділу. Отже, ході сучасної інтегрованої технології інтерпретації різнорідних геолого-геофізичних даних визначаються кореляційні залежності між сейсмічними атрибутами (динамічними параметрами, даними ПАК, AVO-атрибутами і т.п.) і фільтраційно-ємнісними (ефективні потужності, коефіцієнти пористості, проникності і т.д.) параметрами відкладень. За цим зв'язкам і формою коливань проводиться літолого-фаціальні районування територій і прогнозування властивостей колекторів в міжсвердловинному просторі. Таким чином, кінематична інтерпретація дає геометрію перспективних об'єктів, а атрибутивний аналіз дозволяє прогнозувати зони заміщення колекторів, зміни пористості колекторів і т.п. Отримані відомості можуть використовуватися при деталізації перспективних структур або при підрахунку запасів при їх розвідці.

4 СТВОРЕННЯ ТРИВИМІРНОЇ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ РОДОВИЩА

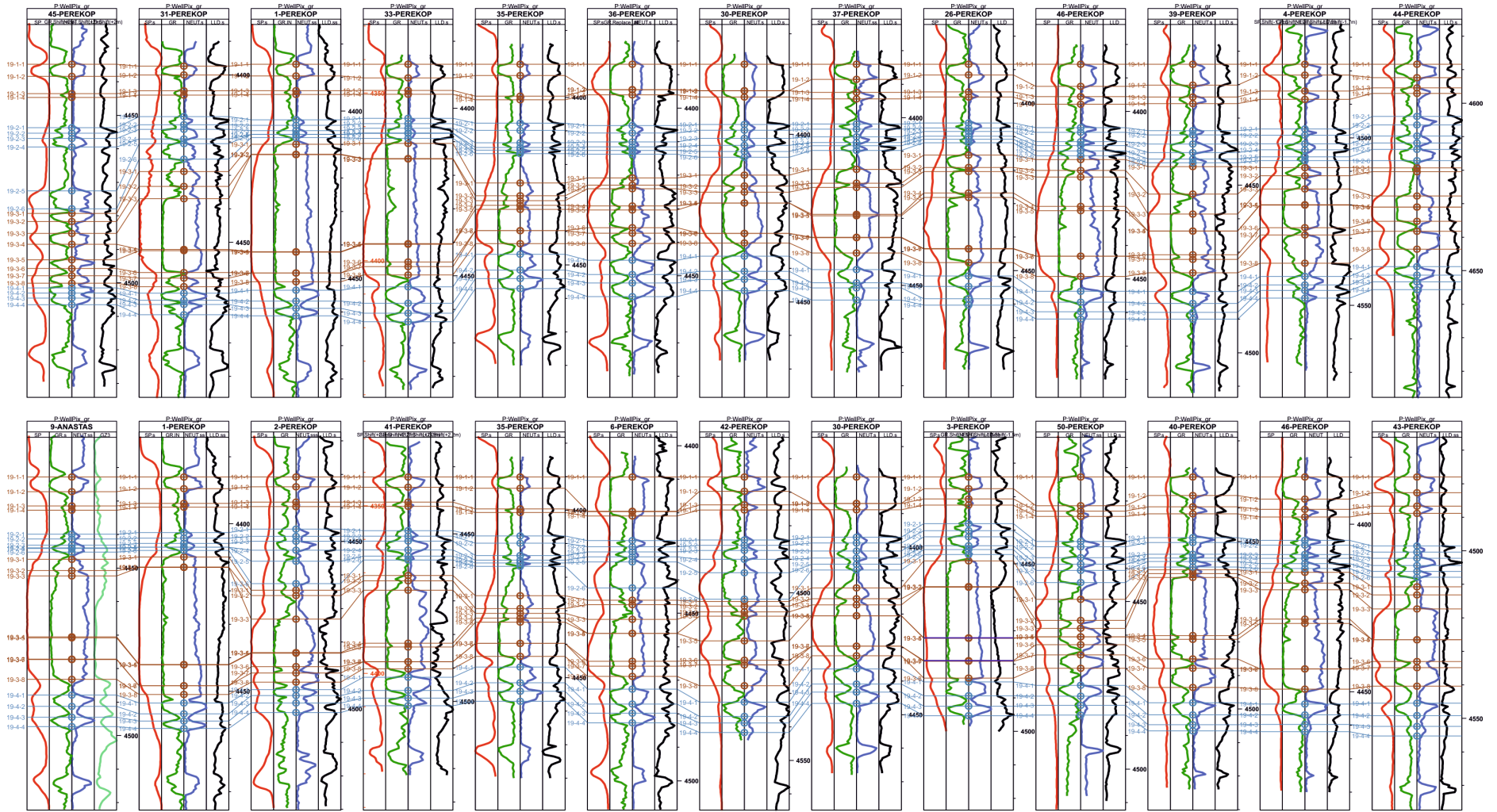
Виділення продуктивних шарів і оцінка їх фільтраційно-ємнісних параметрів є однією з основних задач при вивченні покладів вуглеводнів і оцінці їх запасів. Найбільш достовірні результати одержують при комплексному вивченні колекторів за керном, результатами геофізичних досліджень свердловин, промисловими даними.

4.1 Визначення петрофізичних властивостей гірських порід за даними ГДС

Інтерпретація матеріалів ГДС проводилась поетапно.

На підготовчому етапі було виконано оцифрування та кореляцію діаграм ГДС (рисунок 4.1). По горизонту В-19_в було виділено 3 прошарки, які було індексовано як В-19-1-1 ÷ В-19-1-3, по горизонту В-19_н – 17 прошарків. Непарні номери прошарків відповідають проникним породам (колекторам), а прошарки з парними номерами є екранами для вертикальної міграції вуглеводнів. Їх потужність змінюється по площі від 0 до 10 м, і разом з колекторами вони обумовлюють складну гідродинамічну систему, в якій проникні інтервали розрізу сполучаються між собою на різних глибинах та різних ділянках площі.

Кореляція прошарків між свердловинами проводилась в припущенні найбільш простої моделі горизонтально-шаруватого осадонакопичення, хоча ми не виключаємо можливості косоного нашарування. В останньому випадку нижні прошарки кожного з гідродинамічних об'єктів можуть виявитися гідродинамічно ізольованими від верхніх в окремих ділянках досліджуваної площі.



Умовні позначення:

- Криві ГДС: } - ПС; } - ГК; } - НГК; } - БК; } - А 2 М 0.5 N.
- 19-1-1 ○ — - лінії кореляції та індекс поверхні
 19-4-1 ○ —

Рисунок 4.1 – Схема кореляції діаграм ГДС

Оскільки реєстрація даних ГДС на площі робіт здійснювалась в аналоговій формі, було здійснено оцифрування каротажних діаграм в інтервалі розрізу від покрівлі горизонту В19_в (В-19-1-1) – 20м до підшови горизонту В-20 (підшовка прошарку В-19-4-3 + 20м).

На першому етапі обробку визначалися фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) прошарків згідно з первинною кореляцією розрізу. На другому етапі були зроблені кореляційні схеми неперервних вздовж стовбура свердловини розподілів розрахункових коефіцієнтів $K_{гп}$, K_n , та K_v вздовж віртуального профілю, який сформовано за принципом мінімізації віддалі між свердловинами. Після аналізу кореляційної схеми було уточнено положення маркерів, які були приведені до границь зміни ФЄВ. Виконана переобробка даних ГДС з врахуванням уточненої розбивки горизонтів на прошарки та літології.

Структурні побудови по прошарках горизонту В-19 були виконані на підставі карти поверхні горизонту В-19, яку було скореговано за глибини відповідних маркерів з урахуванням даних по інклінометрії свердловин досліджуваної площі (рисунок 4.2).

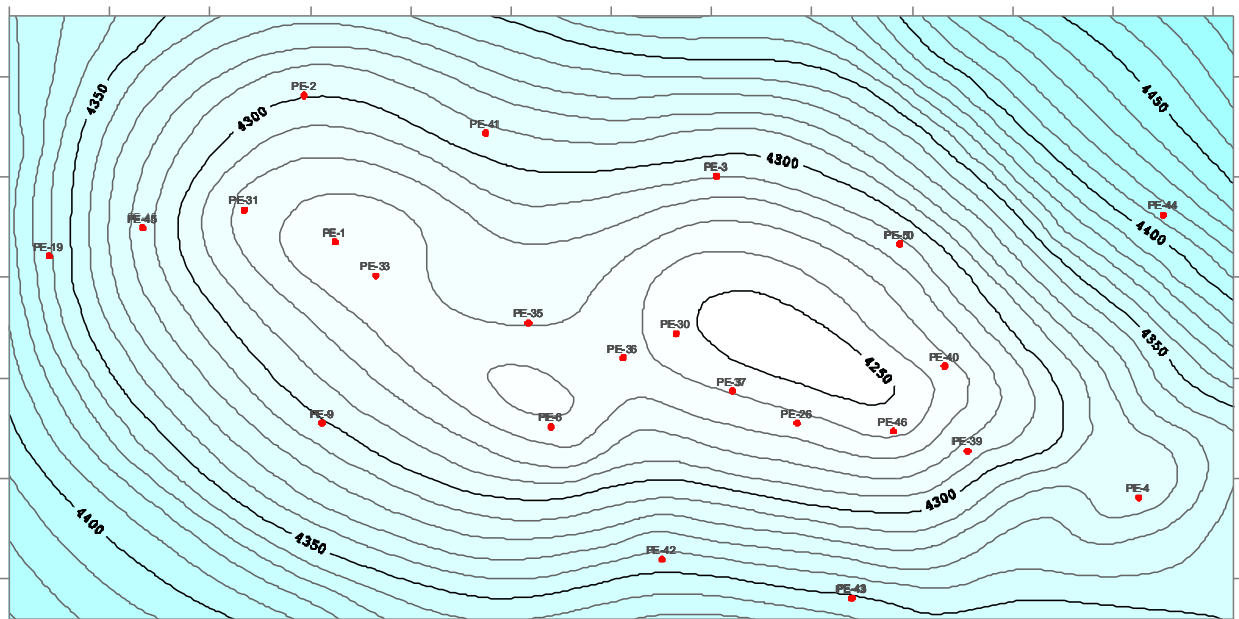


Рисунок 4.2 – Структурна схема поверхні горизонту В-19

4.2 Методика побудови прогнозних карт розподілу петрофізичних параметрів

Для вирішення задачі прогнозу фільтраційно-ємнісних властивостей геологічного середовища ефективним є підхід, що базується на застосуванні технологій Schlumberger – Variance Cube, що забезпечує упевнене виділення і картування малоамплітудних і безамплітудних диз'юнктивів. Застосовувалася удосконалена технологія детального прогнозу параметрів шару та його флюїдонасичення як у міжсвердловинному просторі, так і за його межами. Вірогідність прогнозу оцінюється шляхом обчислення функції максимальної правдоподібності на основі парних коефіцієнтів кореляції прогнозованих і базових параметрів, причому враховується підвищення вірогідності прогнозу при збільшенні кількості незалежних базових параметрів.

Інтерполяція й екстраполяція результатів обробки даних ГДС здійснюється за різними алгоритмами з урахуванням геологічної сутності того чи іншого параметра (наприклад, методом найменшої кривизни для карт ізопакіт). Той факт, що при екстраполяції значення прогнозованого параметра можуть досягати геологічно незмістовних значень, враховується при багатопараметричному прогнозі в кожному вузлі сітки. Якщо значення прогнозованого параметра виходить за межі статистично визначеного інтервалу, воно приводиться до найближчої межі достовірних значень та входить у результат з вагою, що дорівнює коефіцієнту парної кореляції базового та прогнозованого параметрів. При цьому підраховується кількість вискоків прогнозованого параметра з найбільш ймовірного діапазону значень і розраховується показник якості просторового прогнозу.

Кількість базових карт, які були використані при прогнозуванні кожного з параметрів – дванадцять, з них вісім побудовано за даними сейморозвідки та буріння (вони враховують геометричний фактор), а чотири – за даними ГДС (петрофізичні параметри).

На рисунку 4.3 показано зіставлення карт розподілу коефіцієнту нафтонасичення прошарку В-19-1-1, верхня з яких побудована методом інтерполяції-екстраполяції даних ГДС, а нижня – за викладеною вище методикою.

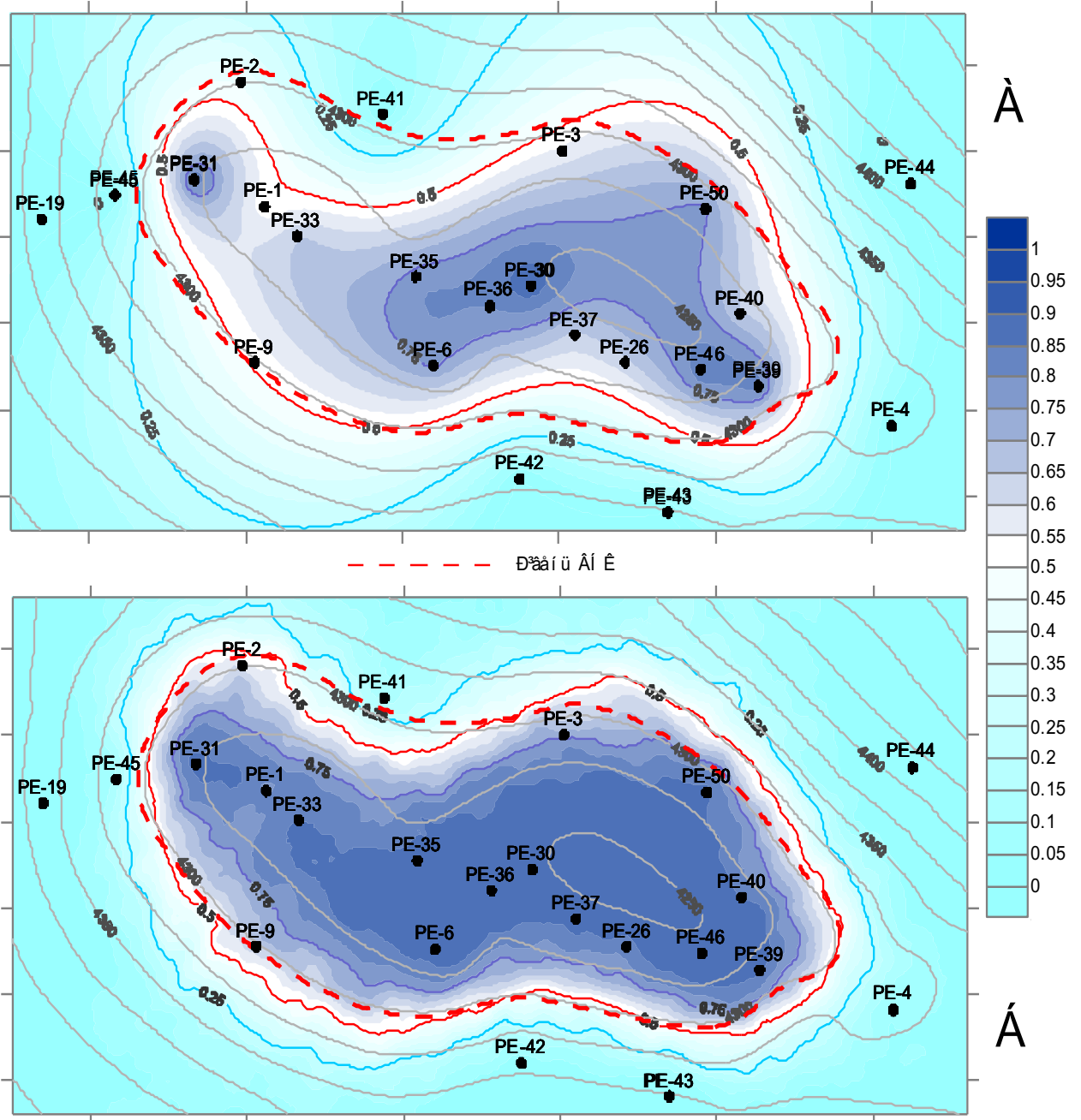


Рисунок 4.3 - Карти прогнозного коефіцієнту нафтонасичення на структурній основі: А – побудована тільки за даними ГДС; Б – результат комплексного прогнозу

Звертає увагу її більша диференційованість та висока корельованість ізолінії коефіцієнту нафтонасичення 0.5 та ізогіпси 4306м, по який окреслено прийнятий в цьому прошарку ВНК (червона пунктирна лінія на рисунку 4.2).

Достовірність прогнозу складає 56-72%, що обумовлено відсутністю карт розподілу по площі миттєвих параметрів хвильового поля. Більша точність прогнозу притаманна потужним прошаркам завдяки більшій точності інтерпретації даних ГДС.

4.3 Створення детальної геологічної моделі продуктивного горизонту

При побудові детальної 3D моделі продуктивного горизонту використовувалося близько 270 карт структурних і петрофізичних параметрів 21 прошарку всередині горизонту В-19. Було здійснено площинний прогноз наступних параметрів кожного з прошарків: коефіцієнту відкритої пористості, коефіцієнту глинистості, коефіцієнту проникності, коефіцієнта водонасичення та товщини прошарку.

На рисунку 4.4 показано карти прогнозованої товщини прошарків горизонту В-19. У першому стовпчику планшетів можна бачити зміну товщини прошарків об'єкту В-19-1 за площею та у вертикальному напрямку. Простежується закономірне збільшення товщини прошарку В-19-1-1 вздовж лінії свердловин №№ 6 – 36 – 30 та між свердловинами №№ 3 і 50.

У цій зоні товщина прошарку В-19-1-2 узгоджено зменшується, а в районі свердловин №№ 6, 36 та 30 вона нульова, тобто цей глинистий прошарок тут відсутній.

Збільшення коефіцієнту пористості вищезгаданої зони до 12-14% як по прошарку В-19-1, так і В-19-1-3 (рисунок 4.5) дає можливість припустити існування фації каналу, течія якої промила прошарок В-19-1-2 та частково В-19-1-3 в їх гіпсометричне припіднятій частині.

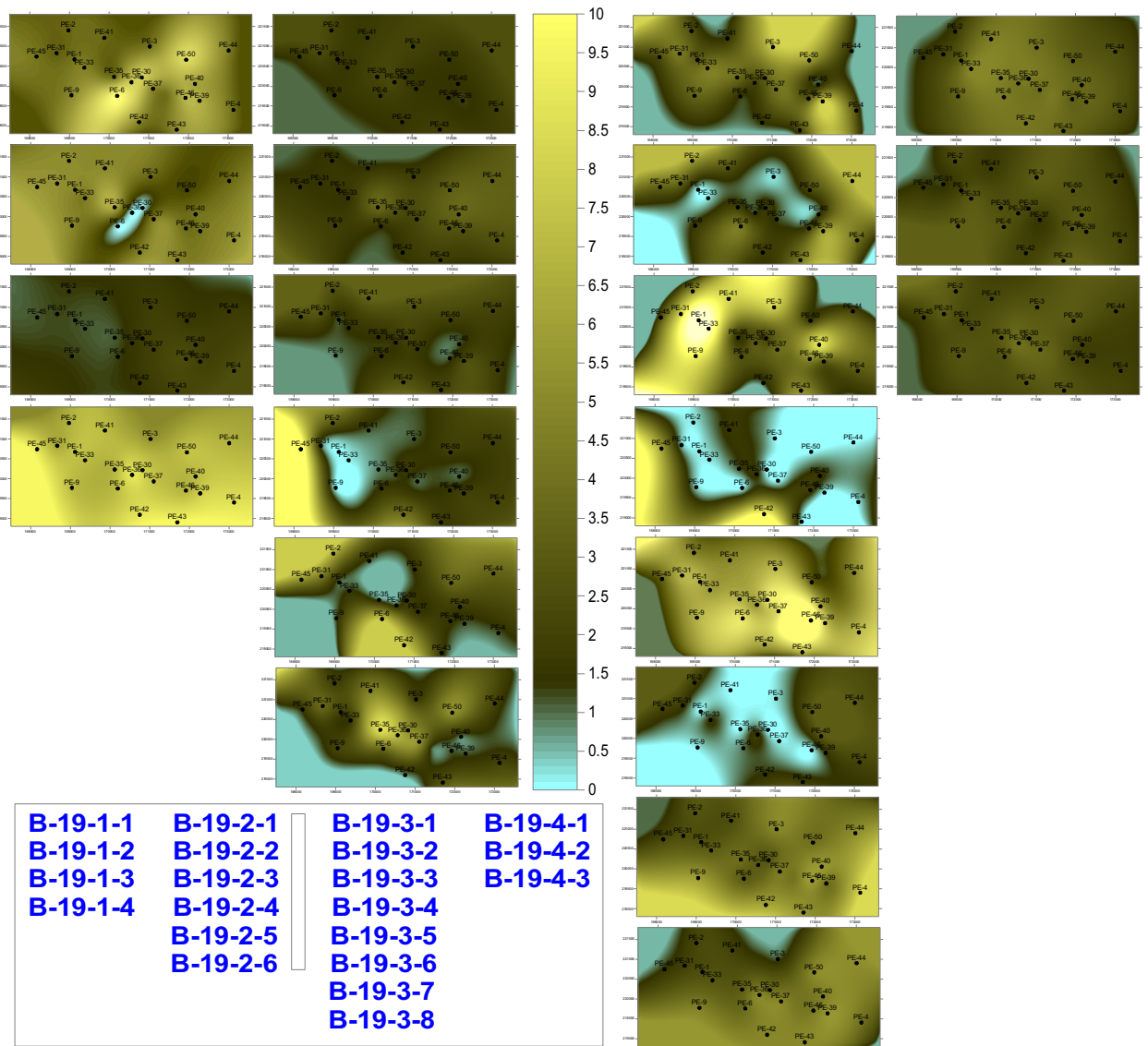


Рисунок 4.4 – Карти ізопакіт прошарків горизонту В-19 нафтового родовища, м (індексація планшетів схематично показано в лівому нижньому куті рисунку)

Канал, що утворився, був заповнений високопористими, низькоглинистими (рисунок 4.6, планшети В-19-1-1 та В-19-1-3) осадами. Карта прогнозного коефіцієнту нафтонасичення (рисунок 4.3 та 4.7, планшет В-19-1-1) кореспондує з гіпсометрією горизонту В-19 (рисунок 4.2).

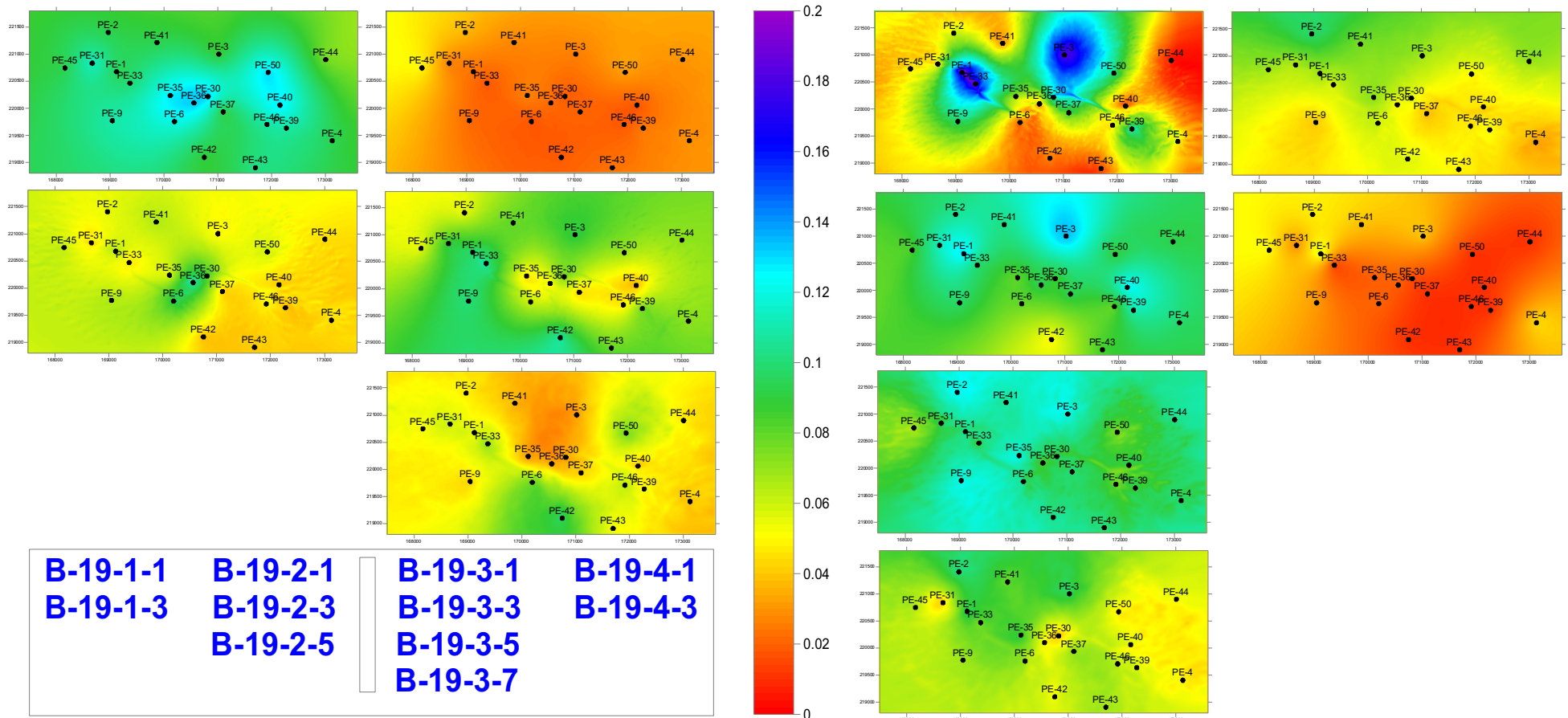


Рисунок 4.5 – Карты коєфіцієнту пористості прошарків горизонту В-19 досліджуваного нафтового родовища (індексація планшетів схематично показана в лівому нижньому куті рисунку)

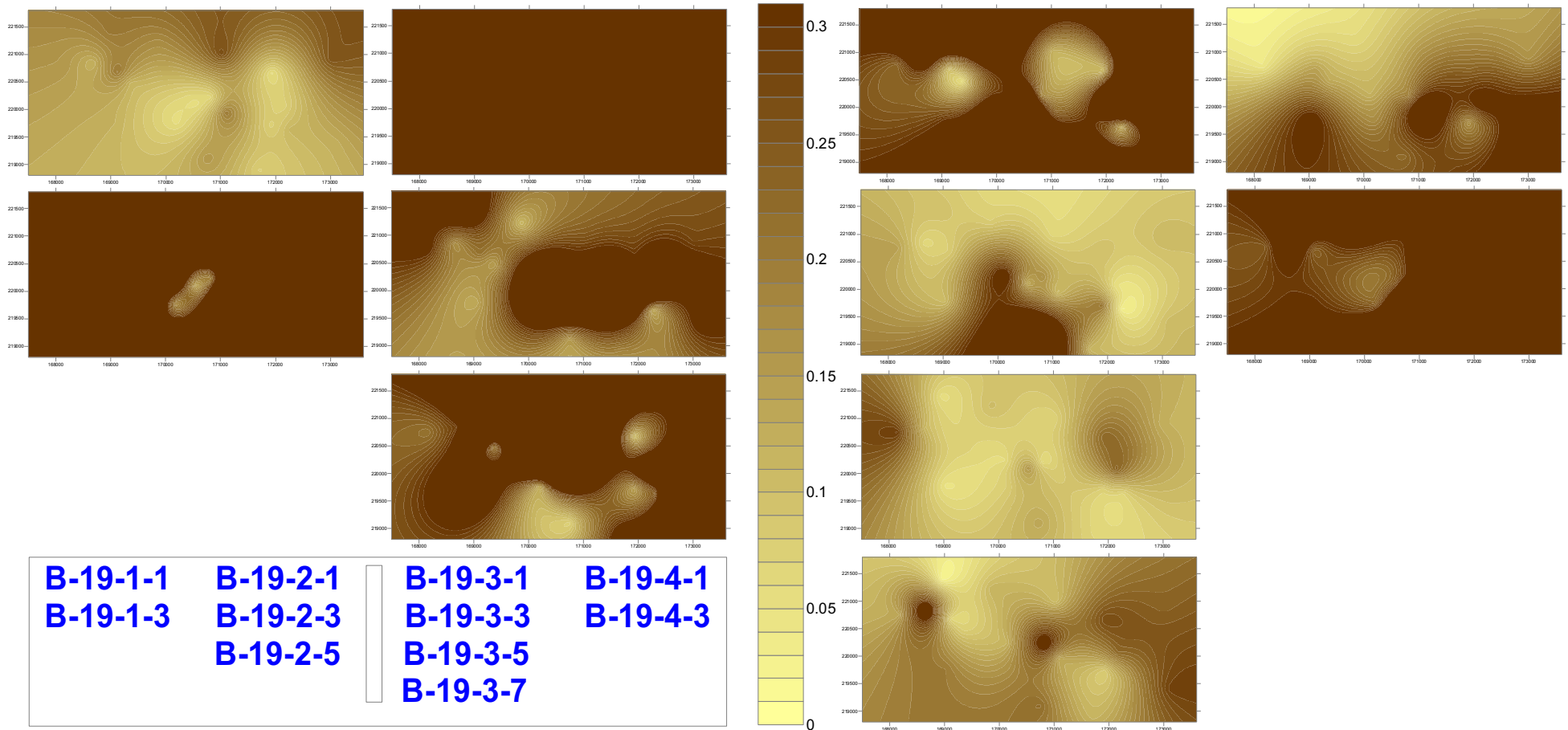


Рисунок 4.6 – Карти коефіцієнту глинистості прошарків горизонту В-19 площі робіт
(індексація планшетів схематично показана в лівому нижньому куті рисунку)

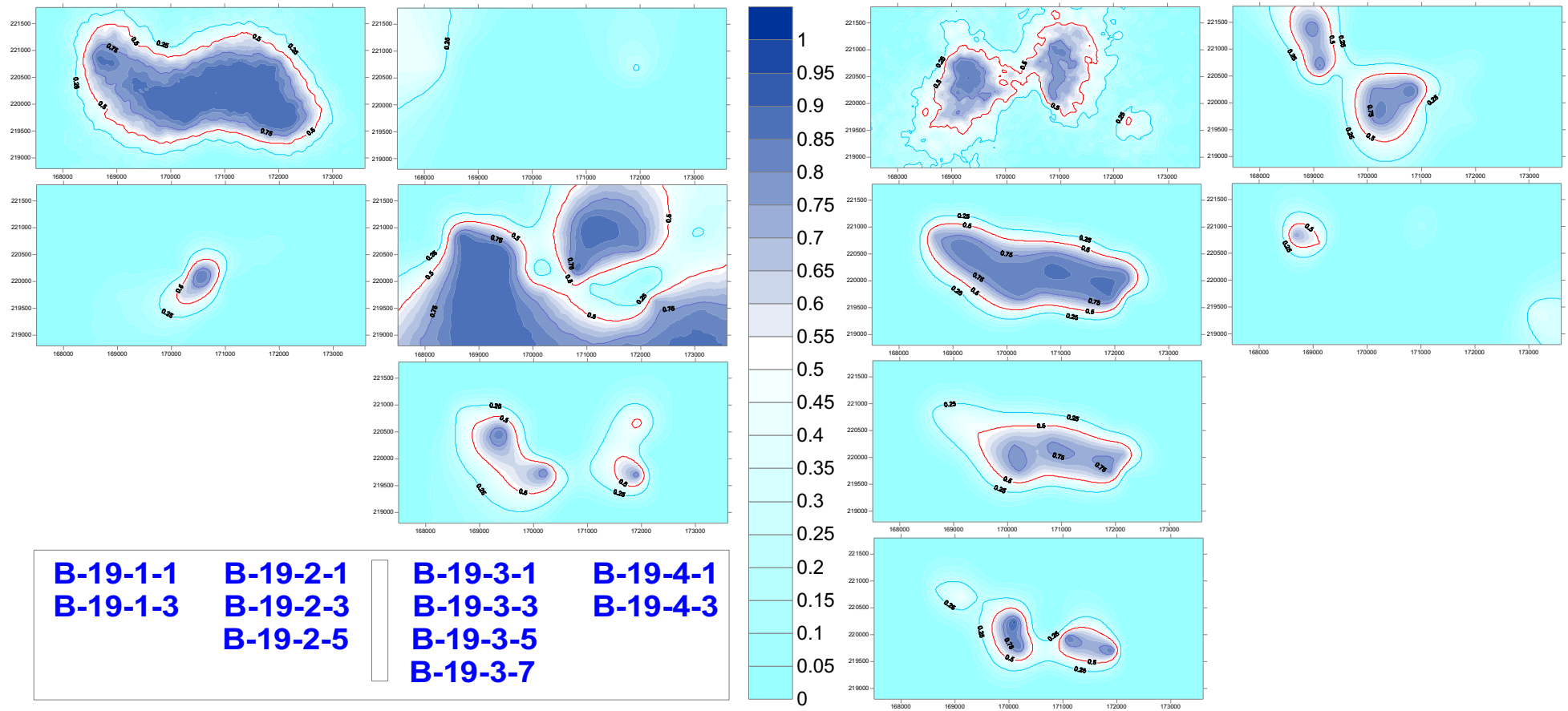


Рисунок 4.7 – Карти прогнозного коефіцієнта нафтонасиченості прошарків горизонту В-19 родовища (індексація планшетів схематично показана в лівому нижньому куті рисунку)

Найкращі колектори утворюють третю гідродинамічну систему, яка пов'язана з прошарками В-19-3-1 ÷ В-19-3-7. Як видно з аналізу карт товщин (рисунок 4.4), третій підгоризонт В-19 формувався сукупністю акумулятивних тіл (пісковикових лінз) суттєвої товщини (до 10м і більше). Збільшення товщини прошарків-колекторів пов'язане з високим темпом осадонакопичення, "миттєвими" (за геологічним масштабом часу) викидами осадового, переважно крупнозернового, погановідсортованого матеріалу. У межах акумулятивних тіл спостерігається висока пористість (до 15% і вище) і низька глинистість та складний, сильно-диференційований характер запису деяких методів ГДС, що свідчить про поліміктовість колекторів. Карти прогнозного коефіцієнту нафтонасичення прошарків В-19-3-1 ÷ В-19-3-7 добре узгоджуються з їхніми структурними формами та зонами розвитку колекторів (дивись рисунок 4.7).

Четверта група прошарків горизонту В-19 відрізняється порівняно невисокою, сталою по площі товщиною, що свідчить про низькоенергетичні умови осадонакопичення. Це типові покрови з низькою, особливо для прошарку В-19-4-3, пористістю та підвищеною глинистістю (дивись рисунки 4.5 та 4.6). Кращим колектором в цій групі є прошарок В-19-4-1, пористість якого зростає в північному напрямку, а глинистість, навпаки, знижується. Прошарок В-19-4-3 малопроникний, за винятком зон тріщинуватості вздовж осі складки. Прогноз нафтонасичення підгоризонту В-19-4 непевний, зони підвищеного нафтонасичення контролюються структурним фактором та розповсюдженням колекторів на північному заході планшету.

Положення ВНК в підгоризонті В-19-1 контролюється свердловинами №№ 9 та 41. Аналіз коефіцієнту нафтонасичення вздовж стовбуру свердловин показує, що в свердловині № 9 нафтонасичена частина менша за товщину прошарку, і складається враження, що свердловина підсікла ВНК. Разом з тим в свердловині № 40, яка стовідсотково знаходиться всередині контуру нафтоносності, розріз

прошарку В-19-1-1 та його нафтонасичення абсолютно ідентичні розрізу свердловини № 9. Це дає нам підставу стверджувати, що в нижній частині цей прошарок ущільнений, а свердловина знаходиться в контурі покладу. Положення ВНК приймаємо посередні між подошвою нафтонасиченого прошарку В-19-1-1 в свердловині № 9 (4305м) та покрівлею водонасиченого прошарку у свердловині № 41 (4308м) на рівні 4306м. Ізогіпса з цією позначкою добре корелює з поведінкою ізолінії 0.5 коефіцієнту нафтонасичення прошарку В-19-1-1 (рисунок 4.3).

Умовний ВНК по другому підгоризонту прийнятий по нижньому рівню повністю нафтонасиченого прошарку В-19-2-3 у свердловині № 43 на відмітці 4378м.

Моделі нафтонасиченості по основних нафтонасичених прошарках продуктивних підгоризонтів приведені на рисунках 4.8 – 4.11.

Висновки по розділу. Таким чином, створена детальна 3D геолого-геофізична модель продуктивних відкладів горизонту В-19 Перекопівського родовища дозволяє врахувати складні взаємопов'язані тектонічно-седиментаційні процеси формування осадової товщі.

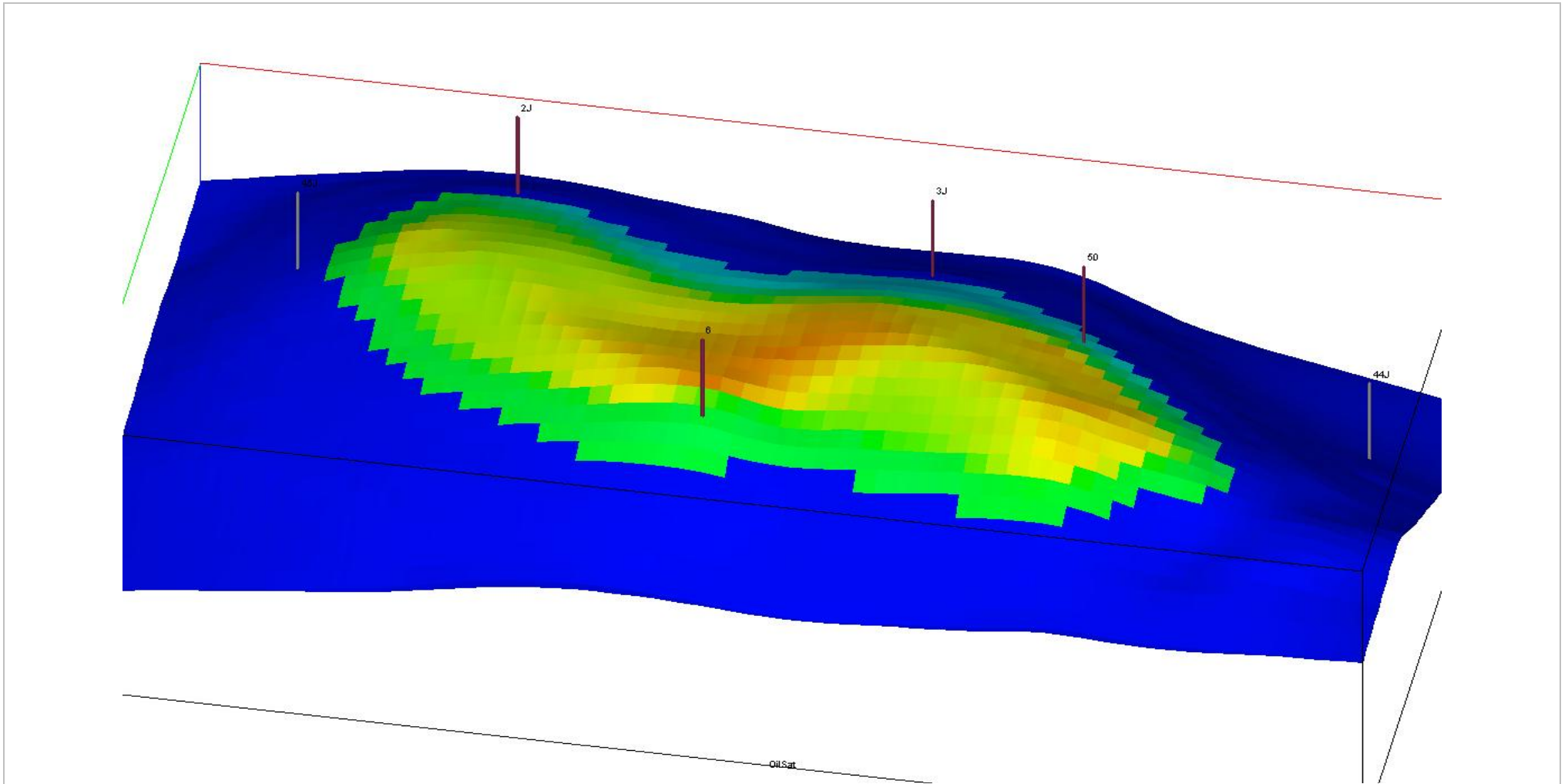


Рисунок 4.8 – Розподіл нафтонасиченості по горизонту В-19_В

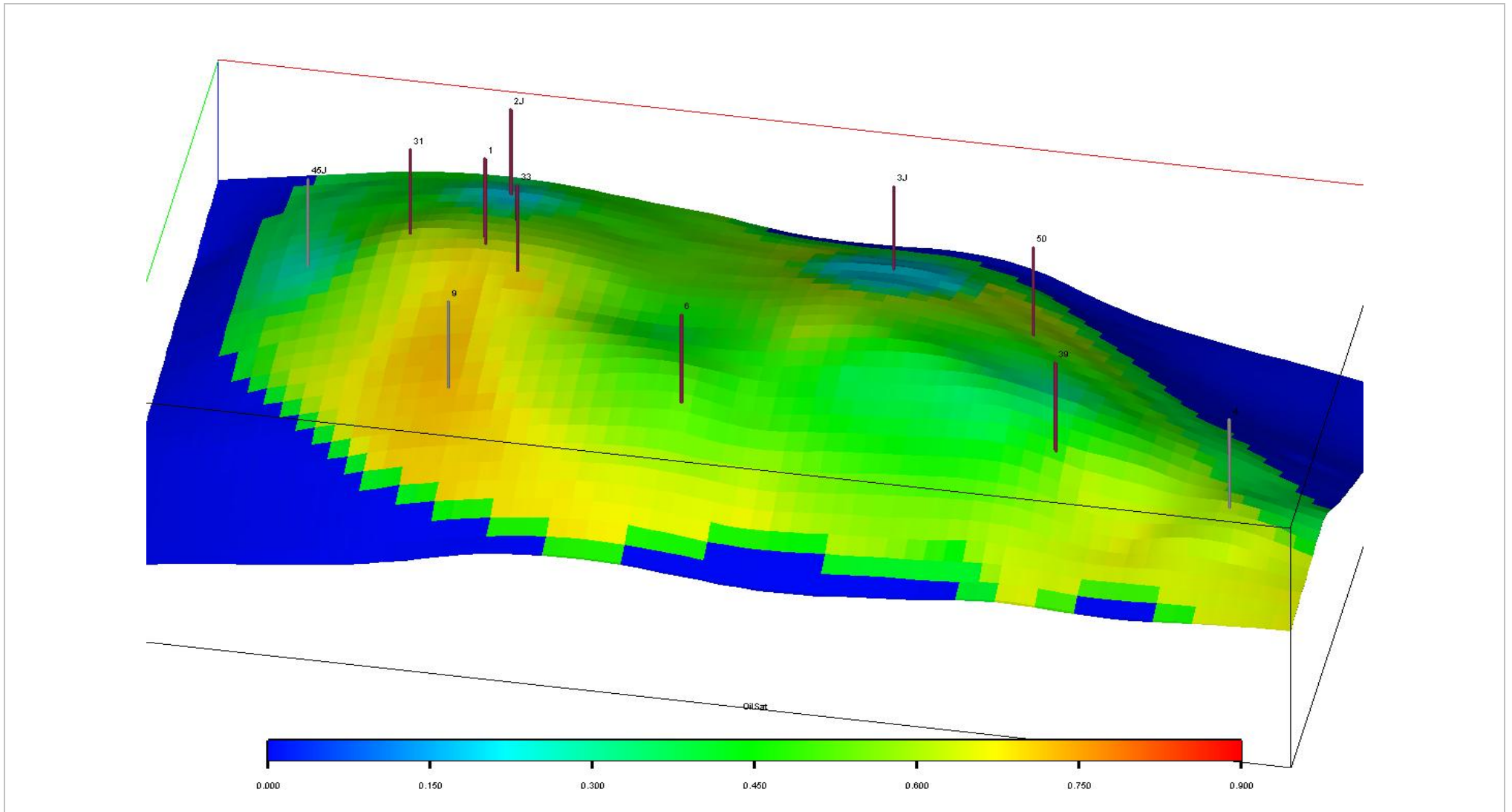


Рисунок 4.9 – Розподіл нафтонасиченості по горизонту В-19_{H-1}

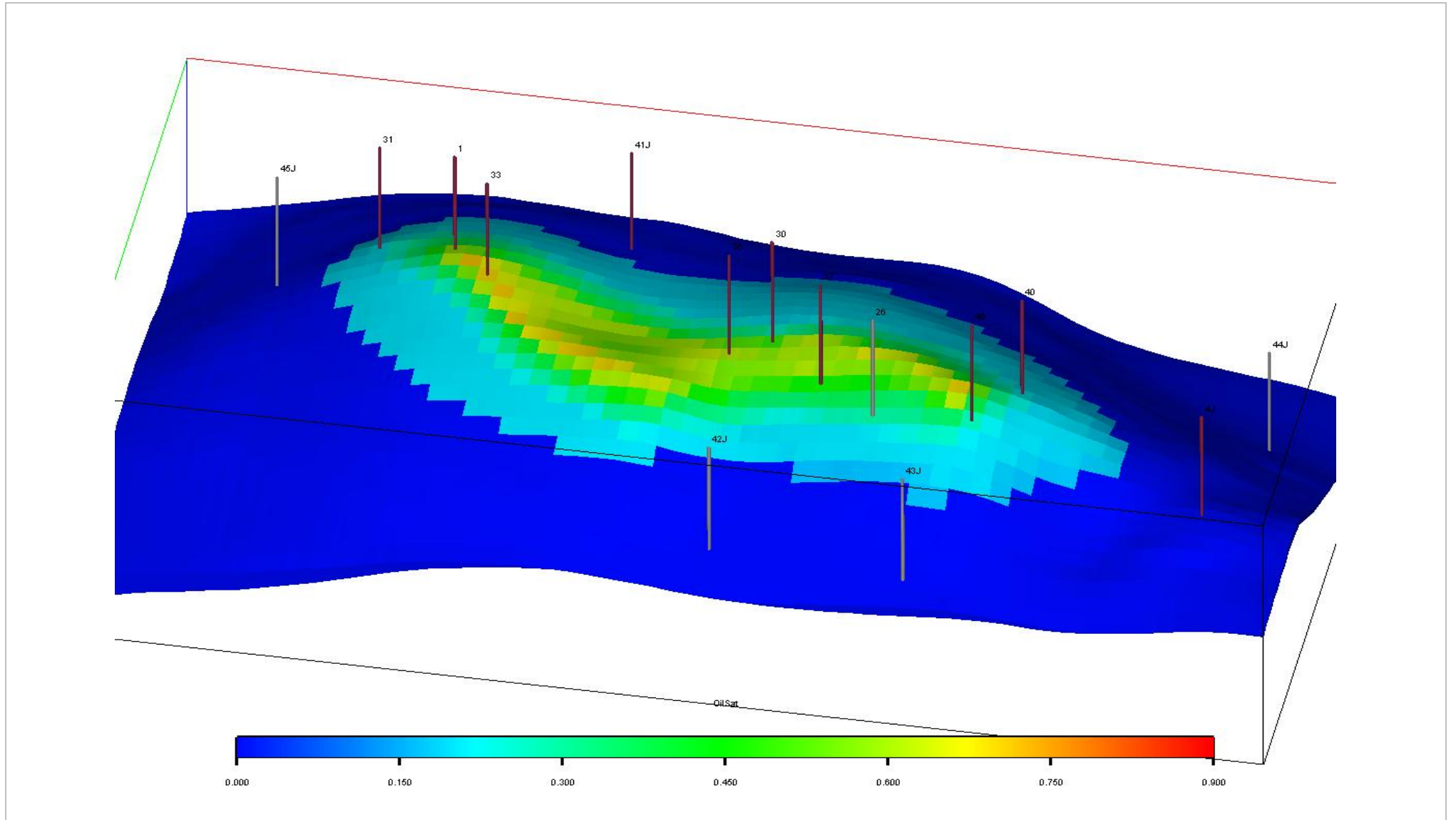


Рисунок 4.10 – Розподіл нафтонасиченості по горизонту B-19_{H-2}

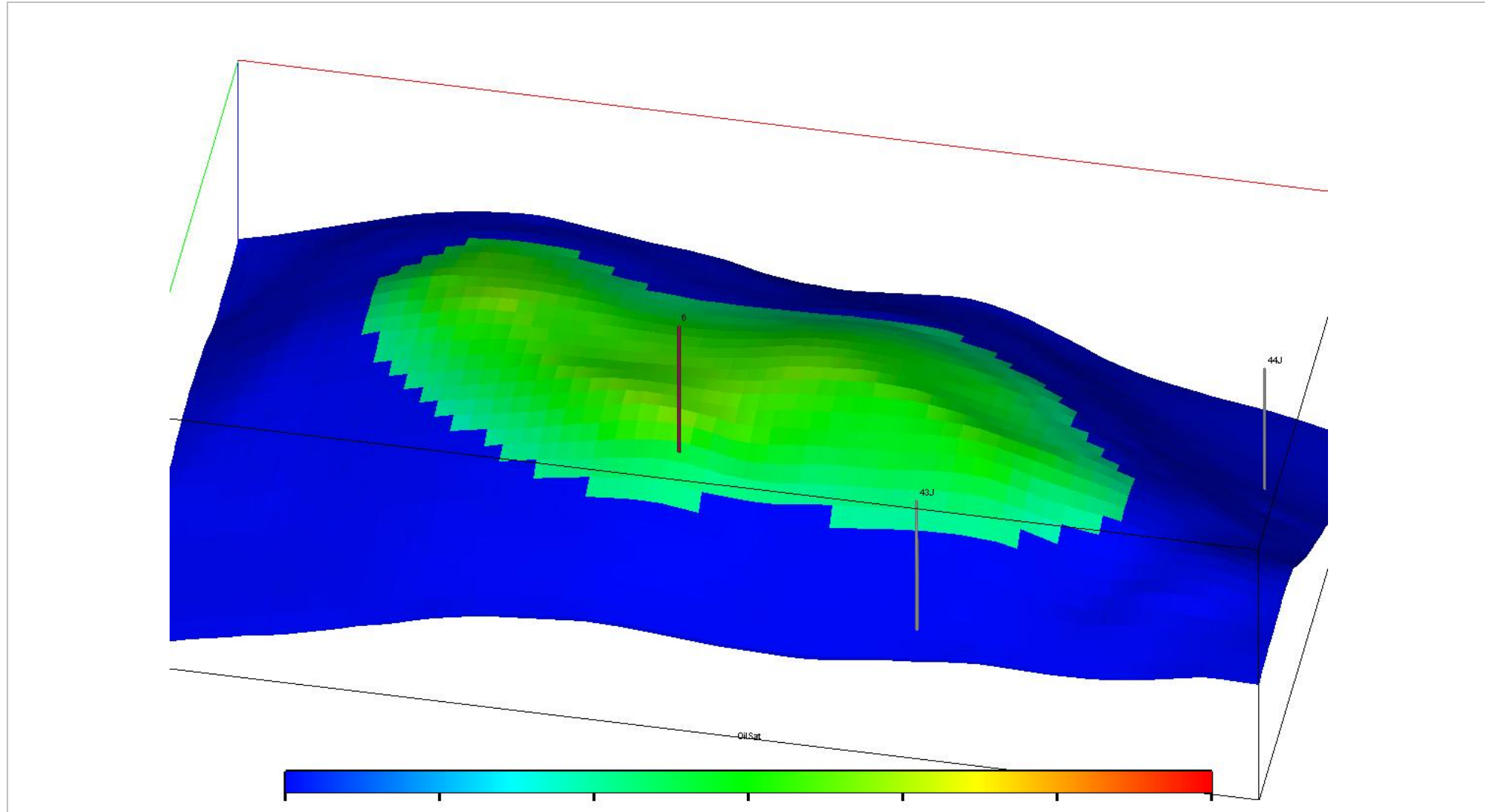


Рисунок 4.11 – Розподіл нафтонасиченості по горизонту В-19_{n-3}

ВИСНОВКИ

Детальні комп'ютерні моделі родовищ дозволяють знизити невизначеність та зменшити ризик прийняття управлінських рішень. Для цього вони використовують всю доступну інформацію та узгоджені з польовими даними, отриманими з різних джерел, що є гарантом точності інтерпретації. 3D моделі використовують незалежні набори даних та сучасні методи перевірки гіпотез для виключення невиправданого комплексування даних та їх інтерпретації. Це дозволяє досягнути більшої надійності моделювання та отримати більше корисної інформації із отриманих даних геофізичних та гідродинамічних досліджень свердловин та пластів.

У цій роботі було створено детальну тривимірну геологічну модель Перекопівського нафтогазового родовища – продуктивного горизонту В-19. У результаті цього було уточнено структурні плани прошарків продуктивного горизонту В-19, визначено безперервні розподіли петрофізичних параметрів вздовж стовбурів пробурених свердловин, уточнено кореляційні схеми продуктивних горизонтів та їх окремих прошарків. Представлена тривимірна модель геологічної будови горизонту В-19 не суперечить наявній сукупності геолого-геофізичних та промислових даних, логічно їх об'єднує і на поточний момент є обґрунтованою та детальною.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. S. Rasoulzadeh, A. Moradi Tehrani Integrating Data and Knowledge Into Highly Detailed 3D Reservoir Models Using Geostatistical Seismic Reservoir Characterization // First EAGE West Africa E&P Workshop, Oct 2022, Volume 2022, p.1 – 5 .
<https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022626003>
<https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.2022626003>
2. D. Paul, J. N. Chakraborty, K. Mandal Integration of Well Log and Seismic Data for Identification of Prospective Areas for Exploration in Khubal Field // Conference: SPG, JAIPUR, July 2025. <https://surl.li/lpekwm>
3. A. Teitel, A. Canning, D. Mouliere, Y. Weiss, M. Goldman Modified Stochastic Inversion (MSI) // GeoConvention 2020, p.1-3
<https://geoconvention.com/wp-content/uploads/abstracts/2020/57812-modified-stochastic-inversion-msi-01.pdf>
4. Hong Xu, Jian Sun, Brian Russell, Kris Innanen Porosity prediction using cokriging with multiple secondary datasets CREWES Research Report – Volume 27 (2015), p. 1-13
https://www.viridiengroup.com/sites/default/files/2020-1/cggv_0000025392.pdf
5. Akindeji O.F. 3-D static modelling of lateral heterogeneity using geostatistics and artificial neural network in reservoir characterisation of “P” field, Niger Delta // NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics. – Vol. 9, 2020 – P. 129-154. <https://doi.org/10.1080/20909977.2020.1727674>
6. Weronika Kaczmarczyk-Kuszpit, Krzysztof Sowizdzał Integration of Well Logging and Seismic Data for the Prognosis of Reservoir Properties of Carbonates // Energies 2024, 17(2), 355. <https://doi.org/10.3390/en17020355>

7. L. Zhao, C. Zou, Y. Chen, etc. Fluid and lithofacies prediction based on integration of well-log data and seismic inversion: A machine-learning approach Volume 86, Issue 4, Jul 2021, Pages: 1JA-X4.

<https://doi.org/10.1190/geo2020-0521.1>

8. Pengfei Xie, YanShu Yin, JiaGen Hou, Mei Chen, Lixin Wang Seismic Inverse Modeling Method based on Generative Adversarial Network, 2021. – P.1-22. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2106.04197>

<https://arxiv.org/abs/2106.04197>

9. Behnia Azizzadeh Mehmost Olya, Reza Mohebian, Ali Moradzadeh A new approach for seismic inversion with GAN algorithm // JSE 2024, 33(3), P. 01–36 <https://geophysical-press.com/journal/JSE/articles/13>

10. 14 Zhang G, Song S, Zhang H and Chang D (2024), Pre-stack seismic inversion based on model-constrained generative adversarial network. Frontiers in Earth Science P.1-15. DOI 10.3389/feart.2024.1373859

<https://www.frontiersin.org/journals/earth-science/articles/10.3389/feart.2024.1373859/full>

11. Liu Z., Zhu J., Tian B., etc. A novel seismic inversion method based on multiple attributes and machine learning for hydrocarbon reservoir prediction in Bohai Bay Basin, Eastern China // Front. Earth Sci. 12:1498164. doi: 10.3389/feart.2024.1498164

<https://www.frontiersin.org/journals/earth-science/articles/10.3389/feart.2024.1498164/full>

12. Pelemo-Daniels, D.; Stewart, R.R. Petrophysical Property Prediction from Seismic Inversion Attributes Using Rock Physics and Machine Learning: Volve Field, North Sea. Appl. Sci. 2024, 14, 1345.

<https://doi.org/10.3390/app14041345>

<https://surl.li/fhctog>

13. Pelemo-Daniels, D.; Stewart, R.R. Petrophysical Property Prediction from Seismic Inversion Attributes Using Rock Physics and Machine Learning:

Volve Field, North Sea. Appl. Sci. 2024, 14, 1345.

<https://doi.org/10.3390/app14041345>

<https://www.mdpi.com/2076-3417/14/4/1345>

14. 17 Qiang Guo, Yaping Huang, Dario Grana, Jianhua Yue, Zhihai Jiang, Yaneng Luo, and Cong Luo "Coupled inversion of elastic-seismic data for petrophysical and pore-geometry properties," GEOPHYSICS 90: MR353-MR374.

<https://doi.org/10.1190/geo2024-0782.1>

<https://library.seg.org/doi/10.1190/geo2024-0782.1>

15. Tan Qin, Thomas Bohlen and Yudi Pan Indirect joint petrophysical inversion of shallow-seismic and multi-offset ground-penetrating radar field data//Geophysical Journal International, Volume 237, Issue 2, May 2024, Pages 974–988, <https://doi.org/10.1093/gji/ggae086>

<https://academic.oup.com/gji/article/237/2/974/7623607?login=false>

16. Yimin Dou, Xinming Wu, Nathan L Bangs, Harpreet Singh Sethi , Jintao Li, Hang Gao, and Zhixiang Guo. Geological Everything Model 3D: A Promptable Foundation Model for Unified and Zero-Shot Subsurface Understanding // arXiv:2507.00419v1 [physics.geo-ph] 01 Jul 2025, p.1-27

<https://doi.org/10.48550/arXiv.2507.00419>

<https://arxiv.org/html/2507.00419v1>

17. <https://expro.com.ua/novini/naftogaz-u-2020r-provv-dosliden-z-3d-seysmki-na-plosch-ponad-500-kv-km>

18. В. П. Голубенко Імітаційне моделювання продувань свердловин та шлейфів газоконденсатних родовищ // Нафтогазова енергетика, 2025, № 1(43). – С.71-86. DOI:[10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-71-86)

<https://surl.li/fagbhh>

19. Ковачікова С., Логвінов І., Тарасов В. 2D та квазі-3D геоелектричні моделі Земної кори та верхньої мантії як можливе свідчення недавньої тектонічної активності в західній частині Українського щита //

Геодинаміка, Випуск 1(32)2022, 1(32), С. 99-118.

<https://doi.org/10.23939/jgd2022.02.099>

<https://science.lpnu.ua/uk/jgd/vsi-vypusky/1322022/2d-ta-kvazi-3d-geoelektrychni-modeli-zemnoyi-kory-ta-verhnoyi-mantiyi-yak>

20. Звіт про результати детальної сейсмозв'язки ЗД на Перекопівській площі (Полтавсько-Сумський нафтогазоносний район) Виконавець: УГГП «Укрнафтогеофізика». Полтава. 1996 р. Фонд ДІГФ України, № 15302.

21. Атлас родовищ нафти і газу України в шести томах / За редакцією М.М. Іванюти, В.О. Федина, Б.Ш. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука – Львів, 1998.

22. Кітик В.І. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. Наукова думка, Киев, - 1970. – 203 с.

23. Проект на деталізаційні сейсмозв'язувальні дослідження МСГТ в межах Анастасіївської зони антиклінальних структур північно-західної частини ДДз в 2001 – 2002рр. Київ, 2001.

24. Маєвський Б., Лозинський О., Гладун В., Чепіль П. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – К.: Наукова думка, 2004р. – 447с.

25. Толстой М.І., Гожик А.П., Рева М.В. та ін. Основи геофізики (методи розвідувальної геофізики): Підручник – К.: «Київський університет», 2006 р. – 446с.

26. Розловська С.Є. Сучасний стан ефективного використання акустичного каротажу для вирішення нафтогазопошукових завдань // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 2(51). С. 129-140.

27. Філатов Ю.В. Прогнозування геологічного розрізу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 213с.

28. Продайвода Г.Т., Кузьменко П.М., Тищенко А.П. Трипільський О.А. Сейсмометрія: Підручник: – К.: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2018, 527 с.

29. Левянт Б.В., Ампілов Ю.П., Глоговський В.М. Методичні рекомендації щодо використання даних сейморозвідки (2D, 3D) для підрахунку запасів нафти і газу // Технології сейморозвідки. – 2006. – №3. – С. 96-127.

30 Розловська С.Є. Геомодельовання на основі геолого-геофізичних даних. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2023. – 97 с.