

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геофізики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геофізика»

ТЕМА: «Сейсмічна інтерпретація та створення цифрової моделі підземного
сховища газу за результатами сейсмічної зйомки»

Виконав



студент 2-го курсу магістратури
кафедри геофізики
Монсар Олексій Георгійович

Науковий керівник



доктор геол. наук, професор
Лісний Георгій Дмитрович

Науковий консультант



канд. геол. наук, доцент
Онищук Віктор Іванович

Робота рекомендується до захисту (протокол № 13
засідання кафедри геофізики від 15.05.2026)

Завідувач кафедри



канд. геол. наук, доцент
Онищук Віктор Іванович

Київ – 2026

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ ТА ТЕРМІНІВ .	3
ВСТУП	5
1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА СТВОРЕННЯ МОДЕЛЕЙ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ.....	9
1.1. Підземні сховища газу України та їх призначення	9
1.2. Моделювання підземних сховищ газу.....	12
1.3. Моделювання геологічного середовища за допомогою Petrel.....	13
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ	15
2.1 Загальні відомості	15
2.2 Стратиграфія.....	15
2.3 Тектоніка.....	20
2.4 Газоносність	21
3. МЕТОДИКА ПОБУДОВИ ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ	24
3.1. Аналіз та імпорт початкових даних.....	24
3.2. Інтерпретація горизонтів та розломів.....	29
3.3. Створення структурної моделі	31
4. ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ.....	33
4.1. Поширення петрофізичних даних на 3D сітку	33
4.2. Визначення положення ГВК та підрахунок запасів	40
4.3. Аналіз результатів та перспективи розвитку ПСГ	45
ВИСНОВКИ	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	50

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ ТА ТЕРМІНІВ

БК	– Боковий каротаж
БКЗ	– Бокове каротажне зондування
ГДС	– Геофізичні дослідження свердловин
ГК	– Гамма каротаж
ГТС	– Газотранспортна система
ЄС	– Європейський союз
ІК	– Індукційний каротаж
Кгл	– Коефіцієнт глинистості
км	– Кілометри
км ²	– Кілометри квадратні
Кп	– Коефіцієнт пористості
куб м або м ³	– Метри кубічні
м	– Метри
МБК	– Мікробоковий каротаж
МК	– Мікрокаротаж
млн	– Мільйони
млрд	– Мільярди
мм	– Міліметри
НГК	– Нейтронний гамма каротаж
ПМ-ВСП	– Поляризаційний метод вертикального сейсмічного профілювання
ПО	– Позірний опір
ПС	– Самочинна поляризація
ПСГ	– Підземне сховище газу

св	– Свердловина
ФЄП	– Фільтраційно-ємнісні параметри
°C	– Градуси Цельсію
Perm	– Проникність
PHI	– Пористість
SW	– Водонасиченість
vCLAY	– Об'єм глини
vSAND	– Об'єм піску

ВСТУП

Актуальність: упродовж тривалого періоду природний газ залишається одним із базових світових енергоносіїв, забезпечуючи стабільну роботу промислового комплексу, енергетичних систем та комунальної сфери. Попри динамічне впровадження відновлюваних джерел енергії, газ є ключовим елементом у глобальному енергобалансі завдяки високій енергоефективності, екологічним перевагам перед іншими видами викопного палива та технологічній гнучкості у регулюванні споживання. Для України природний газ є стратегічним ресурсом, що визначає рівень енергетичної безпеки держави та задовольняє критичні потреби населення й індустрії.

Ефективність функціонування газової галузі України безпосередньо залежить від роботи газотранспортної системи (ГТС). Тривалий час українська ГТС виступала ключовою ланкою у забезпеченні транзиту газу до країн ЄС та формуванні європейської енергетичної архітектури. В умовах сучасної трансформації енергетичного сектору та зміни маршрутів постачання значення вітчизняної інфраструктури не втрачає актуальності. Навпаки, питання раціональної експлуатації потужностей ГТС та мережі підземних сховищ набуває пріоритетного значення в контексті зміцнення енергетичної стійкості та формування стратегічних резервів.

Фундаментальною складовою ГТС України є комплекс підземних сховищ газу (ПСГ), що входять до переліку найбільших у європейському регіоні. PSG виконують стратегічні функції з нівелювання сезонних коливань споживання газу, компенсації пікових навантажень, створення аварійного запасу та забезпечення безперебійного функціонування газотранспортної системи. Сучасні тенденції розвитку енергетичного ринку свідчать про зростання значення підземного зберігання газу, особливо в умовах

нестабільності постачання енергоресурсів та необхідності формування стратегічних запасів енергоносіїв

Більшість вітчизняних ПСГ функціонують на базі виснажених газових родовищ зі складною геологічною будовою. Колектори таких сховищ характеризуються неоднорідністю будови, мінливими фільтраційно-ємнісними властивостями пластів та наявністю тектонічних порушень. Зазначені особливості суттєво ускладнюють процеси закачування та відбору газу, впливаючи на загальну ефективність експлуатації об'єктів.

Однією з ключових проблем під час експлуатації ПСГ є дефіцит точних відомостей щодо просторового положення пластів-колекторів та їхніх геологічних особливостей. Невизначеність структури, зумовлена обмеженістю геолого-геофізичних даних, ускладнює прогнозування, тому критично важливим стає застосування сучасних методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та цифрового моделювання, що дозволяють уточнити будову колекторів і підвищити достовірність прогнозних моделей.

Провідне місце в дослідженні геологічної структури ПСГ належить сейсморозвідці. Використання сейсмічних даних дає змогу деталізувати залягання горизонтів, ідентифікувати зони тектонічних порушень та уточнити фільтраційно-ємнісні параметри колекторів (ФЄП). Інтеграція результатів сейсмічних досліджень із геофізичними даними свердловин створює надійне підґрунтя для побудови точних цифрових моделей, а розвиток спеціалізованого програмного забезпечення суттєво розширив інструментарій аналізу даних. Зокрема, середовище Petrel дозволяє інтегрувати геофізичні дані в єдиний цифровий простір для побудови тривимірних структурних моделей.

В умовах постійного зростання вимог до надійності та ефективності газотранспортної інфраструктури створення високоточних геологічних моделей стає першочерговим завданням. Достовірна модель дозволяє не лише уточнити

параметри об'єкта, а й сформувати базу для подальшого гідродинамічного моделювання та науково обґрунтованого керування режимами експлуатації.

Таким чином, уточнення геологічної будови підземного сховища газу шляхом інтеграції сейсмічних та свердловинних даних і побудови цифрової геологічної моделі є важливим аспектом енергетичної безпеки держави. Використання сучасних методів цифрового моделювання дозволяє підвищити достовірність геологічних побудов, зменшити рівень невизначеності та створити основу для подальшого вдосконалення процесів експлуатації підземних сховищ газу.

Мета досліджень: провести інтерпретацію сейсмічних даних та створити цифрову модель підземного сховища газу за результатами сейсмічної зйомки.

Об'єкт досліджень: підземне сховище газу.

Предмет досліджень: дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС), петрофізичні параметри, а також дані сейсморозвідки.

Задачі:

- Завантажити доступні геофізичні дані, проаналізувати, провести інтерпретацію і побудову моделі ПСГ.
- Проаналізувати отримані дані і визначити ділянки, що можуть бути використані для розширення ПСГ.
- Підрахувати запаси в нерозкритій свердловинами структурі і запропонувати нові свердловини.

Наукова новизна: створення удосконаленої структурно-тектонічної моделі та аналіз нових даних з метою детального вивчення будови підземного сховища газу і пошуку геологічних структур, що не були досліджені раніше.

Практичне значення полягає у створенні геологічної моделі середовища, яка дозволить уточнити будову підземного сховища газу і визначити структури, що не розкриті свердловинами і потенційно можуть бути використані для розширення ПСГ.

Особистий внесок: було проаналізовано інформацію про газотранспортну систему і роль підземного зберігання газу в енергетиці України, підготовано наявні геофізичні дані, проведено інтерпретацію і створено модель підземного сховища газу.

Робота містить 51 аркуш, 4 розділи, 15 рисунків і 2 таблиці.

Автор висловлює подяку фахівцям АТ «Укртрансгаз», зокрема Дуброву Дмитру Павловичу, та керівництву компанії за сприяння в написанні кваліфікаційної роботи та надання необхідних геолого-геофізичних даних для створення цифрової моделі підземного сховища газу.

1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА СТВОРЕННЯ МОДЕЛЕЙ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

1.1. Підземні сховища газу України та їх призначення

Підземне сховище газу – це спеціально облаштований геологічний об'єкт, призначений для накопичення, тривалого зберігання та подальшого відбору природного газу. Найбільш розповсюдженим типом таких об'єктів є сховища, створені на основі виснажених газових або газоконденсатних родовищ (рис. 1.1). Вибір таких структур зумовлений їхньою природною герметичністю, оскільки вони надійно утримували газ протягом тривалого часу. До основних компонентів ПСГ належать пласт-колектор, непроникна покришка, мережа експлуатаційних свердловин, компресорні станції та обладнання для очищення й підготовки газу. Пласт-колектор повинен мати високі показники пористості та проникності для вільного накопичення і руху газу в порожнинах породи. Покришка найчастіше представлена глинистими породами і відіграє важливу роль, запобігаючи витоку газу у вищі пласти. Система свердловин забезпечує технологічний цикл закачування та відбору. При цьому частина фонду свердловин виконує безпосередньо експлуатаційні завдання, а інша частина слугує для моніторингу тиску, температури та загального стану пласта (*Дудля та ін., 2012*).

Головне призначення ПСГ полягає у забезпеченні стабільності газопостачання через нівелювання сезонних коливань споживання енергоресурсу. Завдяки підземному зберіганню стає можливим накопичення резервів газу в періоди низького попиту для їхнього використання під час максимальних навантажень на мережу (*Монсар, 2025*). Необхідність у таких сховищах спричинена сезонністю: у зимовий період потреба в газі суттєво зростає через опалювальний сезон, тоді як влітку вона мінімальна. Для балансування енергосистеми надлишковий газ у теплу пору року

спрямовується до сховищ, а з настанням холодів відбирається для забезпечення потреб споживачів (Дудля та ін., 2012).

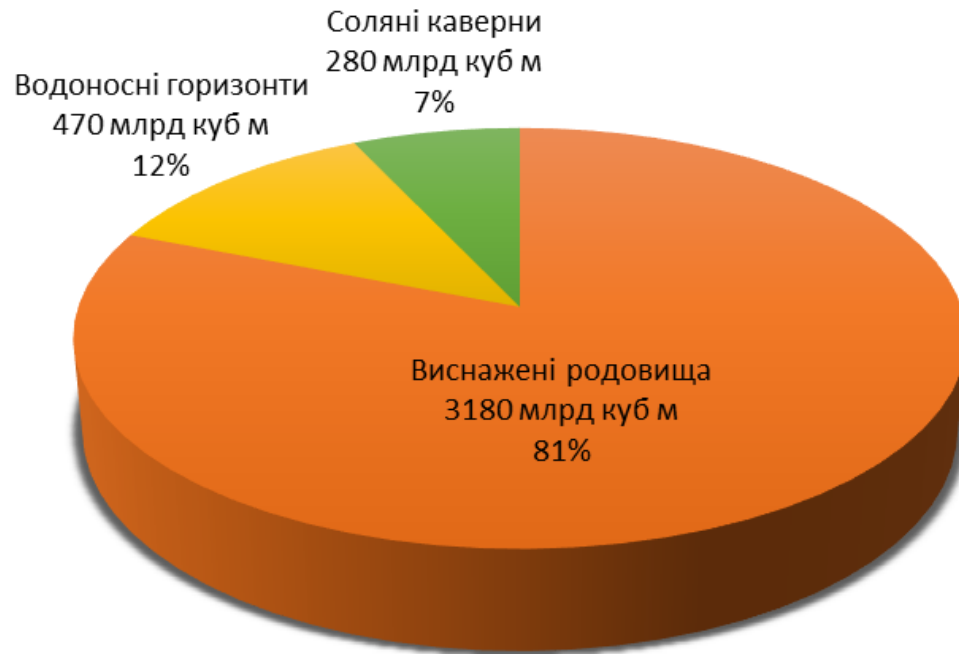


Рисунок 1.1 – Загальна ємність газу в світі за різними типами ПСГ,
за Al-Shafi M. та ін. 2023

В Україні система підземного зберігання газу має стратегічне значення, що зумовлено вигідним географічним розташуванням країни та наявністю потужної газотранспортної мережі (Demchuk Y. та ін. 2025). Вітчизняна мережа ПСГ є однією з найбільших у Європі. Вона формувалася впродовж тривалого часу паралельно із розвитком газовидобувної галузі.

Більшість українських сховищ функціонують на базі виснажених покладів, що дозволило ефективно інтегрувати природні структури та вже наявну промислову інфраструктуру (Дудля та ін., 2012). Основний масив ПСГ зосереджений у західних регіонах України, що продемонстровано на рисунку 1.2. Загальна потужність українських газосховищ становить 30,95 млрд м³, що складає 22% від усього об'єму газосховищ Європи (Заєць та ін., 2014).

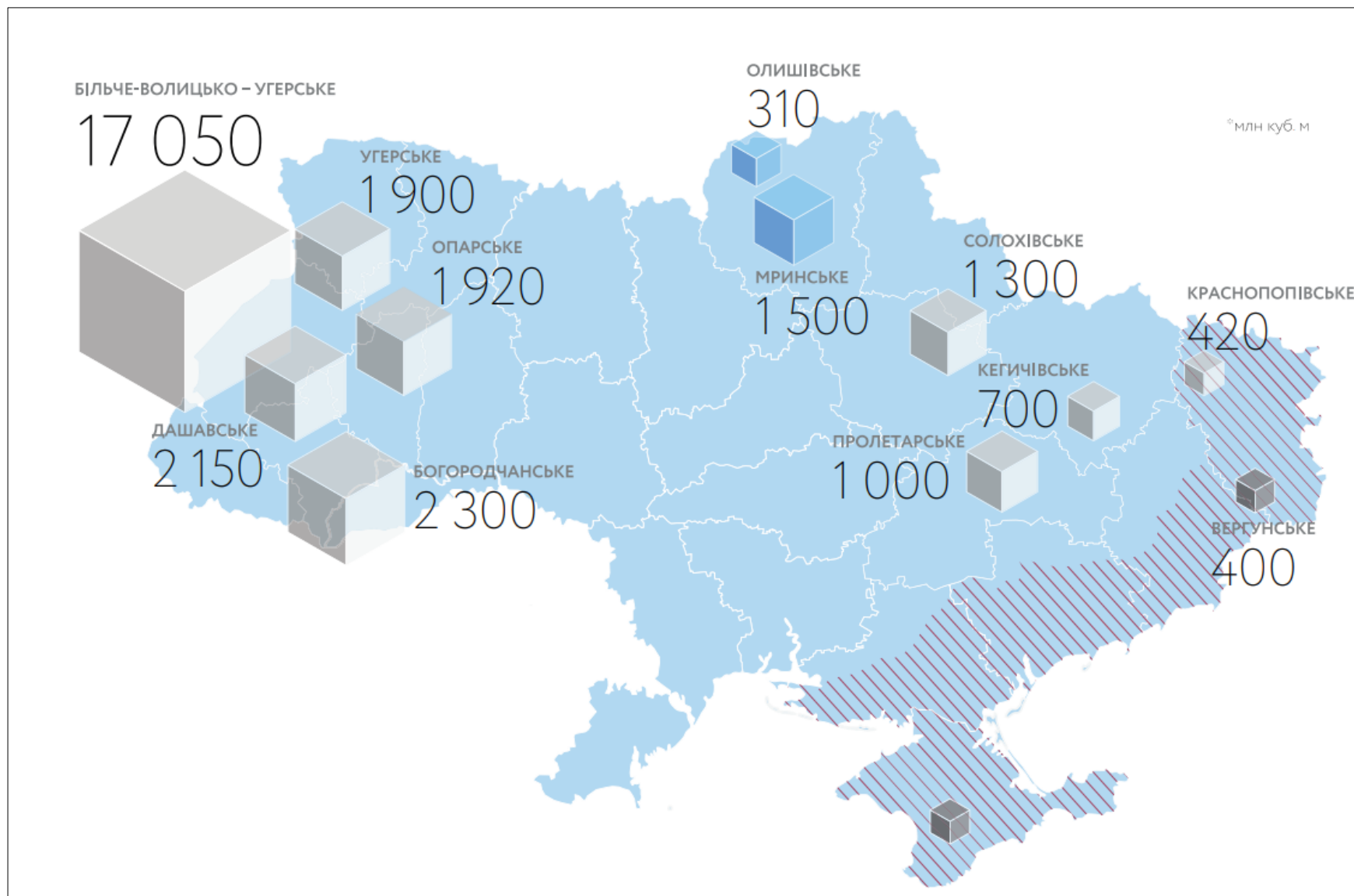


Рисунок 1.2 – Карта розташування підземних сховищ України і їхній об'єм в млн куб м за даним АТ «Укртрансгаз»

Водночас ПСГ України характеризуються складною внутрішньою будовою: наявністю тектонічних розломів, неоднорідністю пластів-колекторів та мінливістю їхніх характеристик у межах об'єкта. Такі геологічні особливості створюють певні труднощі при експлуатації, що зумовлює необхідність проведення детального та комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для підвищення ефективності роботи сховищ.

1.2. Моделювання підземних сховищ газу

Ефективне функціонування підземних сховищ газу суттєво ускладнюється фактором високої невизначеності. Вона зумовлена складною геологічною будовою резервуару, мінливістю фізичних властивостей порід, поведінкою газу під час циклів закачування і відбору, а також потенційними ризиками втрати герметичності. Недостатність або неоднозначність геологічної інформації призводить до похибок у прогнозуванні міграції газу, оцінці об'ємів активного газу та визначенні безпечних режимів експлуатації (*Матківський, 2020*).

Однією з ключових проблем є неоднорідність колекторських порід. Навіть у межах одного резервуару проникність і пористість можуть суттєво змінюватися, що впливає на швидкість фільтрації газу та формування зон підвищеного тиску. Такі неоднорідності часто неможливо точно визначити лише за даними свердловин, оскільки свердловинні вимірювання відображають локальні властивості порід. Традиційні методи інтерполяції геологічних параметрів без використання сейсмічних даних можуть призводити до суттєвих помилок у прогнозах поведінки резервуару (*Iwaszczuk N та ін. 2022*), .

Не менш складним аспектом є наявність тектонічних порушень. Розломи можуть виконувати як роль бар'єрів для руху газу, так і бути каналами його потенційного витоку. Особливо критичним це стає під час багаторазових циклів зміни пластового тиску, коли виникають додаткові навантаження на породи-колектори та покритку резервуару (*AlRassas A. M та ін. 2021*).

У зв'язку з цим великого значення набуває застосування сейсмічних методів та цифрового моделювання. Сейсмічні дані дозволяють отримати тривимірне уявлення про будову резервуару, простежити розломні структури, оцінити неоднорідність колекторських властивостей та контролювати зміни у пласті під час експлуатації (*Volovetskyi та ін., 2025*).

1.3. Моделювання геологічного середовища за допомогою Petrel

Одним із найбільш поширених інструментів моделювання є програмний комплекс Petrel компанії Schlumberger, який дозволяє об'єднувати результати геологічних, геофізичних та інженерних досліджень у межах єдиного робочого середовища (*Gunnarsson N. 2011*). Такий підхід створює передумови для побудови детальних тривимірних цифрових моделей покладів, що відіграють ключову роль у зниженні геологічних ризиків, обґрунтуванні підрахункових параметрів і підвищенні ефективності розробки родовищ вуглеводнів або експлуатації ПСГ.

Формування геологічної моделі починається з імпорту та впорядкування наявної геолого-геофізичної інформації в межах досліджуваної площі. До складу вихідних даних, як правило, входять координати гирл свердловин, результати інклінометрії, що відтворюють положення стовбурів свердловин в просторі, а також матеріали геофізичних досліджень свердловин у цифровому вигляді. Окрім цього, імпортуються стратиграфічні розбивки (за наявності) та результати сейсмічних досліджень у вигляді тривимірних кубів. Інтеграція цих даних у єдиному середовищі забезпечує узгодженість та структурованість інформаційної бази, що є необхідною умовою для подальшої інтерпретації (*István Nemes. 2022*).

На наступному етапі виконується інтерпретація геологічної будови, зокрема виділення структурних елементів і продуктивних горизонтів. Залучення сейсмічних матеріалів дозволяє уточнити конфігурацію розломних порушень, а також геометрію покрівлі та підшви пластів. Узгодження сейсмічних даних із інформацією по свердловинах підвищує надійність побудови структурної моделі,

особливо в інтервалах між свердловинами, де рівень невизначеності традиційно є найбільшим (Левонюк, 2022).

Після завершення етапу інтерпретації здійснюється побудова тривимірного структурного каркасу моделі. У середовищі Petrel це виконується за допомогою процедури pillar gridding. На основі побудованих поверхонь формується просторовий каркас, який визначає межі та внутрішню будову моделі (Ayodele O. L. та ін. 2021). Подальшим кроком є дискретизація моделі по вертикалі (layering), у межах якої товща між горизонтами поділяється на окремі шари, що забезпечує необхідний рівень деталізації (Moradi M. та ін. 2024).

Наступна стадія пов'язана з моделюванням колекторських властивостей — зокрема пористості, проникності та флюїдонасиченості (Матківський, 2020). Для відтворення просторової мінливості параметрів у міжсвердловинному просторі застосовуються геостатистичні методи. Це дає змогу узгодити результати моделювання з наявними вимірюваннями та відтворити статистичні особливості розподілу властивостей (Левонюк, 2022).

Завершальним етапом є оцінка запасів вуглеводнів на основі побудованої моделі. У Petrel цей процес передбачає поєднання структурних і петрофізичних параметрів, а також врахування положення контактів між флюїдами. Розрахунки виконуються по елементах тривимірної сітки, що дозволяє отримати об'ємні характеристики як для моделі в цілому, так і для окремих її ділянок. У результаті визначаються об'єм породи, ефективний поровий простір і запаси вуглеводнів з урахуванням пластових умов. Отримані дані можуть бути використані для подальшого планування розробки родовища та вибору оптимальних технологічних рішень тощо.

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

2.1 Загальні відомості

Ділянка досліджень знаходиться на території Івано-Франківської області. На території густо розвинена мережа шосейних та ґрунтових доріг. Неподалік проходить автомагістраль Львів-Івано-Франківськ-Рахів і залізниця Івано-Франківськ-Калуш та Івано-Франківськ-Надвірна.

В геоморфологічному відношенні ПСГ розташоване в зоні Івано-Франківської котловини, що утворено долинами рік Бистриці Надвірнянської і Бистриці Солотвинської, та являє собою рівнинну місцевість, характерну для передгір'я Карпат.

Рельєф місцевості має типово ерозійний характер, оскільки поверхня місцевості складена відкладами палеогену та міоцену, які є слабостійкими до ерозійних процесів. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються в значних межах від +210 до +450 м над рівнем моря.

Середньорічна температура змінюється в межах від +5 °С до +7 °С. Сніжний покрив зберігається 45-75 днів на рік. Річна кількість опадів становить 550-900 мм. Мінімум опадів, як правило, випадає в зимові місяці, максимум на літо.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським.

На відстані 10 км знаходиться м. Надвірна, де розміщено ряд великих підприємств нафтогазової промисловості: НГВУ “Надвірна нафтогаз”, Пасічнянський промисел ГПУ “Львівгазвидобування”, нафтопереробний завод “Нафтохімік Прикарпаття”, Надвірнянська експедиція Прикарпатського управління бурових робіт.

2.2 Стратиграфія

Найбільш древніми відкладами, що розкриті на території проведення робіт є відклади мезозою, які представлені в об'ємі юрської та крейдової систем.

МЕЗОЗОЙСКА ЕРАТЕМА (PZ)

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені верхнім відділом, а саме нижнівською та ставчанською світами.

Нижнівська світа представлена кристалічними, крипто-кристалічними доломітизованими вапняками та вапняковистими доломітами. Зустрічаються пропластки пісковиків та мергелів.

Вапняки сірі, зеленуваті, місцями окремілі, частково кавернозні. Доломіти світло-сірі, тріщинуваті, кавернозні, часом з ознакою органічної речовини.

Відклади ставчанської світи залягають на розмитій поверхні нижнівської світи та представлені оолітовими і псевдо оолітовими вапняками. Вапняки темно-сірі, тріщинуваті.

Загальна товщина юрських відкладів розкрита свердловиною 1 і складає 252 м.

Крейдова система (K)

Відклади крейдової системи залягають на породах юрської системи зі стратиграфічним неузгодженням і представлені верхнім відділом. У фауністичному відношенні крейдові відклади на площі вивчені недостатньо, тому їх розчленування на окремі яруси є дещо умовним. Всього тут виділяється п'ять ярусів: сеноманський, туронський, кон'якський, сантонський, кампанський.

Сеноманський ярус представлений глинисто-алевролітовими породами з домінуванням піщанистих різновидів. Туронський ярус складений вапняками та мергелевою товщею. Вапняки світло-сірі, білі, органогенно-уламкові. Кон'якський ярус представлений пачкою світло-сірих глинистих мергелів. Сантонський ярус складений товщею жовтуватو-сірих та жовтих пісковиків. Пісковики сірі, середньозернисті, сильно вапняковисті, кварцові, вміщують в собі раковинки

форамініфер і уламки пелеціпод. Кампанський ярус представлений пісковиками. Пісковики сірі, жовтувато-сірі, кварцові дрібнозернисті слюдисті щільні.

Загальна товщина відкладів крейди коливається в межах від 100 до 250 м.

КАЙНОЗОЙСЬКА ЕРАТЕМА (KZ)

Відклади неогенової системи представлені неогеновою та четвертинною системами.

Неогенова системи (N)

Відклади неогенової системи незгідно залягають на породах крейди та представлені нижнім відділом в об'ємі світи №1, тираської та косівської світ.

Світа №1 в межах ділянки робіт складена глинисто-мергеливими породами. Мергелі сірі, зеленувато-сірі, іноді переходять у пісковики. Глини сірі, слюдисті, вапняковисті. Товщина відкладів коливається від 10 до 25 м.

Тираська світа представлена ангідритами з рідкими прошарками глин. Цей комплекс є важливим опорним маркуючим горизонтом, який легко ідентифікується при бурінні за даними каротажних досліджень. Товщина відкладів змінюється від 3 до 15 м.

Відклади косівської світи складені переважно глинами, підлегле значення мають алевроліти та пісковики. Глини аргілітоподібні від сірого до темно-сірого кольору, часто піскуваті, вапнисті, слюдяні. Алевроліти сірі, середньої міцності, тріщинуваті, вапнисті. Пісковики та пісковики глинисті від сірого до темно-сірого кольору, кварц-польовошпатові, середньо-та дрібнозернисті, вапнисті, крихкі, тріщинуваті, місцями щільні. Пісковики та алевроліти залягають у вигляді лінз, малопотужних прошарків та горизонтів, котрі не витримані у розрізі та по площі. Частіше пісковики та алевроліти розвинуті у нижній половині світи і утворюють у певних інтервалах пакети-пачки. У нижній частині розрізу світи виділений основний об'єкт газозбереження ПСГ відомий як колектор 2. Він складений пісковиками, пісковиками глинистими, алевролітами. Форма залягання піщано-алевролітових

різновидів - лінзи, невитримані за товщиною та простягання горизонти. Товщина колектора 2 поступово збільшується із заходу та південного заходу на схід та північний схід від 6 до 102 м. Вище колектора 2 залягає вкрай невитриманий колектор 1 з яким пов'язані поклади газу. Розкрита товщина косівської світи досягає 1800 м.

Таблиця 2.1 – Стратиграфічна колонка ПСГ за даними АТ «Укртрансгаз»

Група	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус, світа	Потужність підрозділу, м	Короткий опис порід
Кайнозойська	Четвертинна				до 30м	Відклади представлені ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, супісками, а у долинах річок – жорствяно-галечним матеріалом
	Неогенова			Косівська	1800	Відклади складені переважно глинами, підлегле значення мають алевроліти та пісковики
				Тираська	3 - 15	Ангідрити з рідкими прошарками глин
				Світа №1	10 - 25	Глинисто-мергеливі породи

Таблиця 2.1 – Стратиграфічна колонка ПСГ за даними АТ «Укртрансгаз»
Продовження

Група	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус, світа	Потужність підрозділу, м	Короткий опис порід
Мезозойська	Крейдова	Верхній	Кампанський		100-250	Пісковики сірі, жовтувато-сірі, кварцові дрібнозернисті слюдисті щільні.
			Сантонський			Складений товщею жовтувато-сірих та жовтих пісковиків
			Кон'якський			Представлений пачкою світло-сірих глинистих мергел
			Туронський			Складений вапняками та мергелевою товщею
			Сеноманський			Представлений глинисто-алевролітовими породами з домінуванням піщанистих різновидів
	Юрська	Верхній		Ставчаста	252	Відклади представлені оолітовими і псевдо оолітовими вапняками. Вапняки темно-сірі, тріщинуваті.
				Нижнівська		Кристалічні, крипто-кристалічні доломітизовані вапняки та вапняковисті доломіти. Зустрічаються пропластки пісковиків та мергелів.

Потрібно відмітити, що в межах ПСГ рядом фахівців-геологів виділявся ще один стратиграфічний підрозділ – насунутий комплекс стебницької світи гельветського ярусу нижнього неогену. Даний комплекс отримав значного поширення західніше - у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Детальний перегляд каротажних діаграм в межах ПСГ та їх інтерпретація не дають змоги виявити якихось специфічних ознак існування насуву, і відповідно до цього виділити стебницьку світу.

Четвертинна система (Q)

Четвертинні відклади представлені ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, супісками, а у долинах річок – жорствяно-галечним матеріалом.

Товщина відкладів четвертинної системи до 30 м.

2.3 Тектоніка

У тектонічному відношенні в переважній більшості ПСГ розміщене в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Її утворення пов'язане з втягненням в прогинання крайової частини платформи і приєднаних до неї нижньопалеозойських складок, починаючи з середнього міоцену. З цього часу в межах Зовнішньої зони відклалися потужні товщі відкладів середнього і верхнього міоцену (баден-сармат), які залягають на мезопалеозойських відкладах чохла платформи.

На південно-західному краю ділянки досліджень Зовнішня зона відокремлюється від Внутрішньої зони по лінії насуву порід. Цей насув отримав назву "Стебницький". По ньому Внутрішня зона насунута на Зовнішню зону, в результаті чого структури останньої частково або повністю перекриті цим насувом.

Безпосередньо структура розташована в південно-східній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької структурної зони.

По відкладах бадену структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання, що представлена двома блоками, що відокремлюються розривним

порушенням. Південно-східний блок, основний за розмірами, в межах якого і розташовується ПСГ є опущеним. Розміри даного блоку по підшві 2 колектора в межах ізогіпси мінус 800 м складають 3,0 км * 1,8 км, амплітуда 75 м, площа – 4,9 км². Будова даного блоку ускладнюється додатково двома розривними порушеннями незначної амплітуди до 20 м.

Північно-західний блок структури являє собою самостійну тектонічно-екрановану пастку, яка вказувалася вище з південного сходу відокремлюється від основної частини складки розривним порушенням і представляє собою самостійну гідрогеологічно-ізолювану пастку.

Відклади насуву передбачаються лише у крайній південно-західній частині досліджень, а їх товщина збільшується в цьому ж напрямку. Площина насуву вона має відносно пологий характер – до 35-400.

2.4 Газоносність

Згідно нафтогазогеологічного районування ділянка робіт розташована в межах Більче-Волицького нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України.

В межах структури відкрито три газові поклади у південно-західному блоці (колектор 1, колектор 2 та колектор 3) та один у північно-східному куполі (колектор 3). Всі поклади приурочені до баденського ярусу нижнього відділу неогенової системи (N1b2).

Колектор 1 складений пісковиками та алевролітами. Поклад пластовий, літологічно обмежений. Ефективна товщина колектора варіюється від 0 до 22 м.

Колектор 3 представлений теригенною товщею. Поклади пластові, склепінні, тектонічно-екрановані. Ефективна товщина колектора коливається від 5 до 14 м.

Основним в межах ділянки робіт є колектор 2, на базі якого створене ПСГ. Колектор 2 являє собою серію зближених прошарків (горизонтів, лінз) пісковиків мінливої товщини та літологічного складу. Вони поєднуються у пакети-пачки, які

також невитримані за товщиною. Самі верхні піщані горизонти у певних місцях площі робіт можуть бути газонасиченими і тому включені до складу колектора, а в інших – ці ж прошарки не містять газу або заміщені глинистими різновидами і тому не входять в загальний пласт. Це приводить до розщеплення пласта.

За даними буріння колектор 2 представлений пісковиками та алевролітами в тій чи іншій мірі глинистими, сірими за кольором, вапнистими, слюдистими; за структурою – дрібнозернистими, рідше середньозернистими; за ступенем цементації – від середньо- і слабозцементованих до рихлих. За мінеральним складом пісковики кварцові (65-75%) з уламками польових шпатів, кварцитів та лусочками мусковіту, хлориту. Кварц кутастий і напівобкатаний, не зрідка коронований кальцитом. Уламкова частина складає частіше всього до 56%, рідше 91% об'єму породи. Сортуння зерен зазвичай хороше, їх середній розмір змінюється від 0,03 до 0,22 мм. Цемент за складом глинисто-карбонатний із присутністю зерен глауконіту, за характером – базально-поровий та поровий. Карбонатність порід становить від 3 до 14 %. Текстура пісковиків та алевролітів косошарувата та нерівномірно-шарувата.

Як вже відзначалось, горизонт 2 складений серією зближених горизонтів-ліній піскуватих порід, що розділені між собою глинистими інтервалами. В цілому, загальна товщина колектора 2 дуже невитримана і коливається від 6-9 м в західній частині структури (св. 55, 92) до 94-102 м на північному сході (св. 175, 19). Товщина пласта поступово змінюється у напрямках із заходу на схід та з півдня на північ. Нарощування товщини відбувається як за рахунок приєднання нових прошарків до верху чи до низу, так і за рахунок збільшення товщин самих піщаних шарів. У вертикальному напрямку є певна закономірність у товщинах проникних різновидів порід – чим вище знаходиться горизонт, тим товщина його менше. Пористість окремих піскуватих горизонтів становить від 13-14% (пісковики глинисті) до 21-23%, а в окремих випадках і до 26% (чисті пісковики). Товщини глинистих прошарків варіюють від перших десятків сантиметрів до 6-8 м. Їх літологічний склад теж

неоднорідний – по окремих свердловинах спостерігається розщеплювання глинистих пластів на окремі складові частини. Загалом пористість непроникних та умовно непроникних шарів коливається від 4 до 10-12%.

3. МЕТОДИКА ПОБУДОВИ ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

3.1. Аналіз та імпорт початкових даних

Геофізичні дані, які необхідні для виконання побудови петрофізичної моделі, були надані АТ «Укртрансгаз» в результаті проходження практики. Перш за все було отримано доступ до літератури і документів компанії, досліджень які проводились на цій площі, або прилеглих ділянках. До таких матеріалів належать:

- 1) Додаток до технічної схеми створення ПСГ, 1984р. Звіт містив узагальнені матеріали про геологічну будову та експлуатацію ПСГ, уточнені основні технологічні показники його роботи.
- 2) Звіт про проведення попередніх геофізичних робіт, що містив деяку інформацію про ГДС, а також сейсмозв'язку
- 3) Звіт про використання методів ГДС для оцінки стану свердловин та аналіз показників експлуатації ПСГ.
- 4) Звіт про проведення свердловинних досліджень методом ПМ-ВСП.

Усі матеріали були опрацьовані з метою пошуку у них додаткової інформації про досліджуваний об'єкт, його геологію, попередні дослідження і параметри, що можуть бути необхідними для майбутніх розрахунків.

Наступною важливою частиною було отримання даних, які безпосередньо використовувались для моделювання, а саме дані свердловин та сейсміки. До даних свердловин належать такі файли:

- Файли *well heads* містять інформацію про просторове положення свердловин у межах досліджуваної площі. До складу цих даних входять координати гирла свердловини (X, Y), абсолютна відмітка устя свердловини та її назва або ідентифікаційний номер. Дані *well heads* є базовою складовою при імпорті свердловин у програмне середовище Petrel, оскільки забезпечують правильне розташування свердловин відносно сейсмічних матеріалів та інших геологічних об'єктів. Їх було завантажено одразу після створення проекту. Ця інформація була в

формі файлу EXCEL, яку Petrel не міг правильно імпортувати. Конвертація файлу в формат txt. також не дала результатів, тому було прийнято рішення вручну створити свердловини в програмі з використанням функції well manager. При створенні проекту етап прив'язки ділянки до системи координат був пропущений у зв'язку з відсутністю даних.

- Файли *well deviation* містять інформацію про траєкторію свердловини у просторі. Для кожної свердловини задаються параметри відхилення стовбура від вертикалі, зокрема глибина вимірювання, кут нахилу та азимут. Використання deviation-даних дозволяє відтворити реальне просторове положення стовбура свердловини. Ці файли також були у вигляді таблиць EXCEL, які програма не могла розпізнати, і для їх імпорту було створено окремі текстові файли по кожній свердловині.

- Файли *well logs* зазвичай містять результати геофізичних досліджень свердловин (каротажу), які характеризують фізичні властивості гірських порід уздовж стовбура свердловини. В межах досліджуваного мною ПСГ було пробурено більш ніж 100 свердловин, більшість з яких вже на етапі створення ПСГ. З метою виділення пластів-колекторів на попередніх етапах досліджень, у свердловинах проводився комплекс промислово-геофізичних робіт, що включає кавернометрію, інклінометрію, метод позірного опору (ПО), мікрокаротаж (МК), бокове каротажне зондування (БКЗ), метод потенціалів власної поляризації (ПС), індукційний каротаж (ІК), метод природного гамма-випромінювання (ГК) та нейтронний гамма-каротаж (НГК), мікробоковий каротаж (МБК), боковий каротаж (БК). На основі цих даних проводились розрахунки коефіцієнтів глинистості та пористості. Визначення глинистості порід у поточковому режимі по розрізах свердловин виконувалось із використанням залежності між подвійним різницеvim параметром ΔI_γ і коефіцієнтом глинистості $K_{гл}$. Розрахунок ΔI_γ проводився за стандартною методикою обчислення подвійного різницевого параметра (ΔI_γ) за методом ГК:

$$\Delta I_\gamma = (I_\gamma - I_{\gamma min}) / (I_{\gamma max} - I_{\gamma min})$$

де: I_γ , $I_{\gamma min}$, $I_{\gamma max}$ – відповідно гамма-активність пласта, який досліджується, інтенсивність гамма-випромінювання опорних пластів у розрізі свердловини, для яких глинистість дорівнює відповідно 0 % і 100 % (в ідеальному випадку).

Визначення коефіцієнта глинистості у поточковому режимі вдовж усього розрізу, представленого різними літологічними типами порід проводилося за рівнянням Шлюмберже:

$$K_{gl} = 0,083 (2^{3,7\Delta I_\gamma} - 1) \quad (3.1)$$

Задача по визначенню пористості пластів-колекторів вирішувалася за даними методу ПС. Вибір методу ПС обумовлений тим, що метод власної поляризації свердловини входить в стандартний каротаж і присутній в усіх свердловинах. Вибір методу власної поляризації пояснюється ще й тим, що продуктивний горизонт представлений теригенним колектором (пісковики з глинистим цементом), де пористість порід пропорційно пов'язана з мірою заповнення пор глинистим матеріалом.

Кореляційна залежність $\alpha_{ПС}=f(k_p)$ встановлена на досліджуваній площі має вигляд:

$$K_p = 24.163 * \alpha_{ПС}^{0.7131}; \quad (3.2)$$

Параметр $\alpha_{ПС}$ розраховувався як відношення амплітуди $\Delta U_{ПС}$ у пласті до максимальної амплітуди $E_s \max$ на загальній ділянці розрізу:

$$\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС} / E_s \max \quad (3.3)$$

Для досліджуваної ділянки було надано 12 свердловин та результати розрахованих параметрів серед яких: пористість, проникність, об'ємний вміст глин та піску. Не кожна свердловина мала повний список перелічених параметрів, що в подальшому могло вплину на точність побудови моделі.

- Файли *well tops* містять інформацію про глибини залягання геологічних горизонтів, пластів або стратиграфічних меж, виділених за результатами інтерпретації. Дані *well tops* використовуються для стратиграфічної кореляції свердловин та побудови структурних поверхонь. На їх основі виконується

зіставлення пластів між свердловинами, уточнення геологічної будови та створення каркасу цифрової моделі. Крім вони є важливим елементом при побудові часово-глибинних залежностей та прив'язці свердловин до сейсмічних горизонтів. В моєму випадку файли містили дані глибин залягання чотирьох пластів:

- K1p – покрівля покришки колектора;
- K2_kr – покрівля пласта-колектора;
- K2_p – підшва пласта-колектора;
- R1 – сейсмічний репер.

Отримані дані потребували додаткової конвертації в придатний текстовий формат.

• Файли checkshot містять результати вертикального сейсмічного профілювання або часово-глибинних вимірювань у свердловині. Основним призначенням checkshot-даних є встановлення залежності між глибиною та часом проходження сейсмічної хвилі.

Ці данні використовуються для коректної прив'язки свердловинних даних до сейсмічного куба та забезпечення узгодження часової і глибинної шкал. На основі даних виконується калібрування сейсмічної інформації, побудова часово-глибинних моделей та уточнення положення геологічних горизонтів.

За допомогою цих файлів мною була виконана прив'язка сейсміки до завантажених свердловин.

• Сейсмічний куб. Це було одне з основних джерел інформації з яким проводилась основна робота в цьому дослідженні. Файл отриманий в результаті виконання 3D сейсморозвідки і тривалого процесу обробки польових даних на попередніх етапах робіт. Сейсмічний куб являє собою об'ємний масив цифрових даних, що містить інформацію про розподіл амплітуд відбитих хвиль у просторі та часі. Такий формат даних дозволяє аналізувати геологічну будову не лише у вигляді окремих профілів, а й у межах повноцінного тривимірного простору. На основі

поєднання даних сейсміки з ГДС ґрунтується побудова удосконаленої моделі ПСГ в цій роботі.

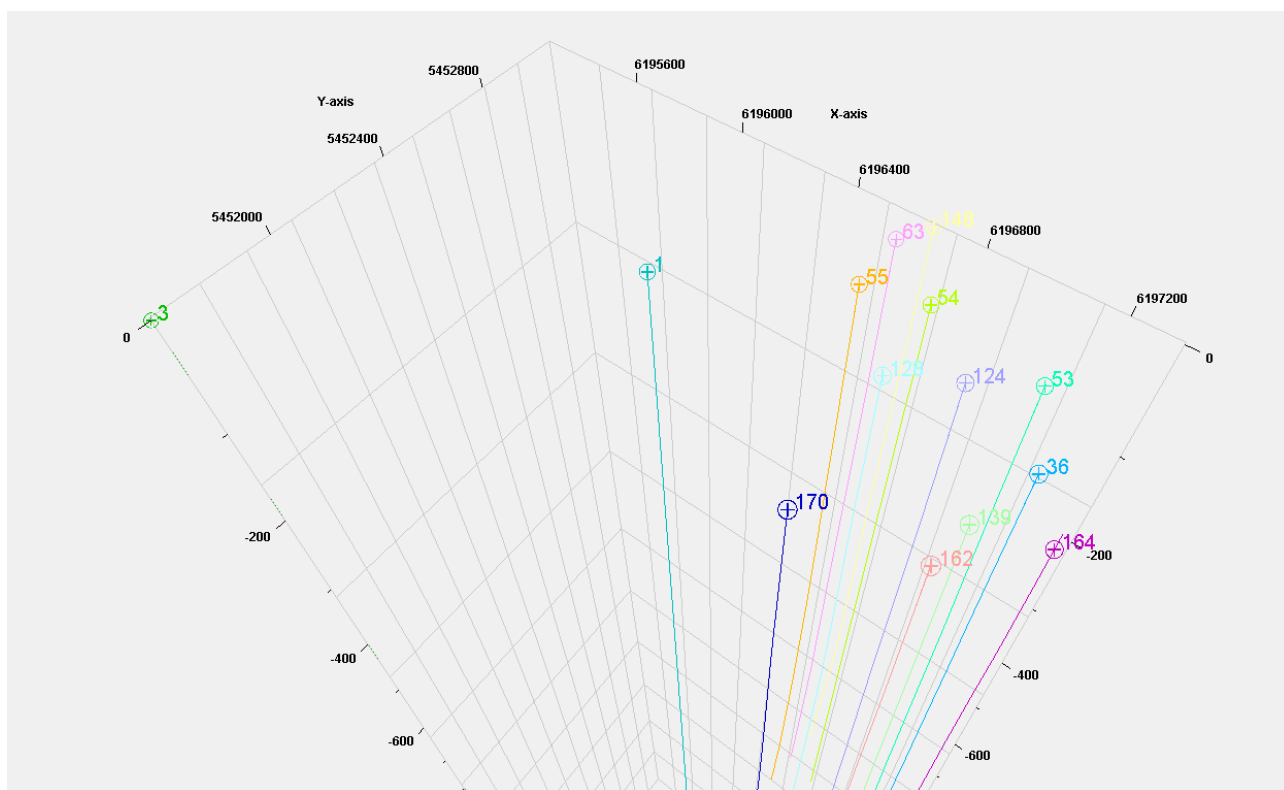


Рисунок 3.1. – Результат завантаження основних даних свердловин.

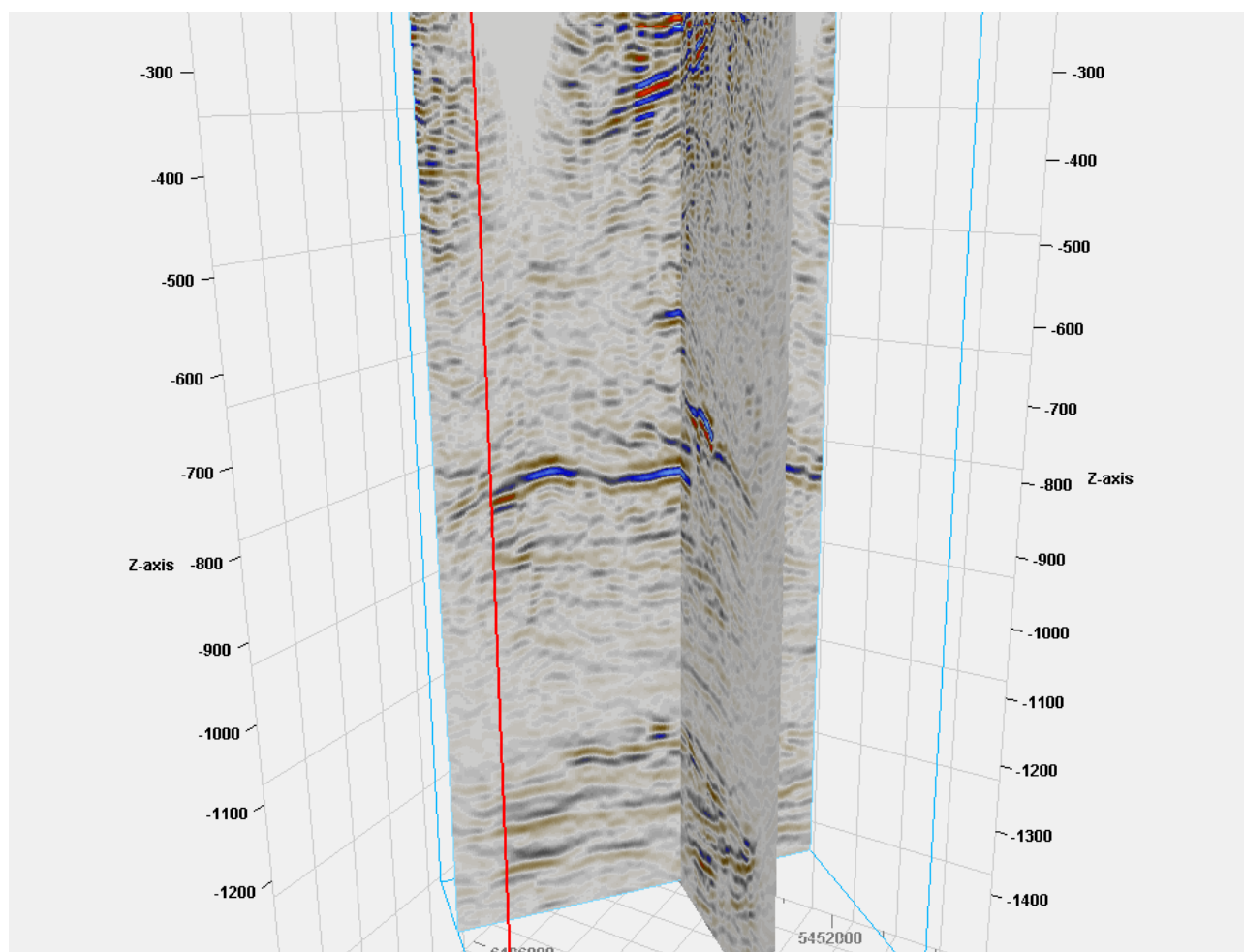


Рисунок 3.2. – Завантаження даних сейсморозвідки

3.2. Інтерпретація горизонтів та розломів

Для виконання мети цієї роботи необхідно було проінтерпретувати структурні елементи досліджуваного об'єкту. Для цього був використаний інструмент *seismic interpretation*. З його допомогою проводилось визначення горизонтів та тектонічних порушень, як це зображено на рисунку 3.3.

Сейсмічна інтерпретація базується на аналізі сейсмічного зображення геологічного середовища, яке містить інформацію про відбиті хвилі у часовому просторі. Сейсмічний горизонт являє собою поверхню, яка відповідає певній геологічній границі у товщі порід та простежується на сейсмічних матеріалах (Hassan T. *ma* *ін.* 2022). В цій роботі основним завданням було визначити покрівлю та підшву пласта-колектора, оскільки саме ці горизонти мають в подальшому

використовуватись в моделюванні петрофізичних параметрів. Інтерпретація проводилась на основі візуального аналізу фаз коефіцієнту відбиття, а саме покрівля пласта пісковика характеризується від'ємним (синій колір) значенням коефіцієнту відбиття через меншу щільність пісковика в порівнянні з вищезалягаючою глиною. Відповідно підшва пласта пісковика - це додатні значення (червоний колір) коефіцієнту відбиття. Вони відображають перехід середовища від менш щільного пісковика до глинистих порід. Інтерпретація горизонтів виконувалась шляхом простеження відбиваючих границь вздовж сейсмічних профілів *inline* та *crossline* з кроком 2, що дозволило досягти досить високої точності.

Інтерпретація розломів виконувалась схожим способом. В процесі виявлення тектонічних основними індикаторами були:

- зміщення відбиваючих гарниць;
- порушення безперервності горизонтів;
- локальні деформації сейсмічного сигналу;
- зміна амплітуд та фаз відбиттів.

На рисунку 3.3. можна побачити характерні різкі перепади та розриви сигналу, що може свідчити про наявність структурних порушень в тих зонах. Наявність розломів може визначати межі структурних блоків, змінювати фільтраційні властивості колектора та впливати на герметичність підземного сховища газу. Тому їх виявлення та коректна інтерпретація були важливим етапом побудови геологічної моделі.

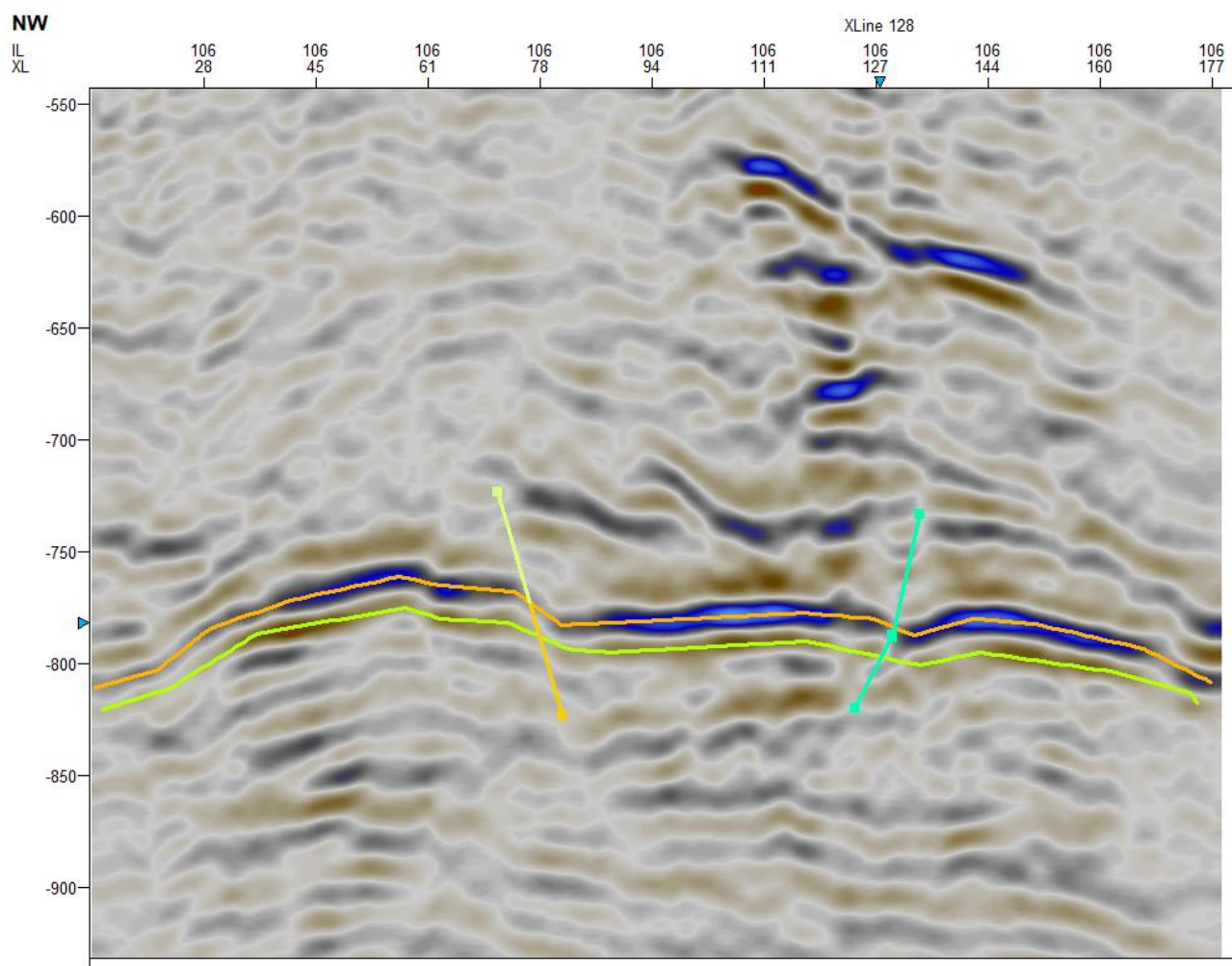


Рисунок 3.3. – Процес інтерпретації горизонтів та тектонічних порушень.

3.3. Створення структурної моделі

Після того як були отримані сейсмічні горизонти, що відображають покрівлю та підшову пласта-колектора, їх було перетворено в поверхні інструментом *take surface*. Зайва частина поверхонь була обрізана завдяки встановленим обмеженням по координатах сейсмічного кубу. Подальшим кроком була конвертація розломів в модель розломів і створення полігону. Ці елементи моделі потрібні були для створення *pilar grid*. При створенні 3D сітки було встановлено параметри *increment* на 50, для кращої деталізації каркасу моделі.

Наступним етапом була процедура *make horizons*, що додавала до моделі раніше отримані поверхні пласта піщовика, а дані *well tops* ув'язали горизонти з положенням пласта.

Заключним етапом створення структурної моделі став процес *Layering*, який дозволив розділити товщу між горизонтами на 10 частин пропорційним методом. Результат цього етапу роботи зображений на рисунку 3.4. На ньому можна побачити два горизонти K2_kr та K2_p, що відображають покрівлю і підшову продуктивного пласта відповідно та розломи, які ділять досліджувану площу на 3 сегменти.

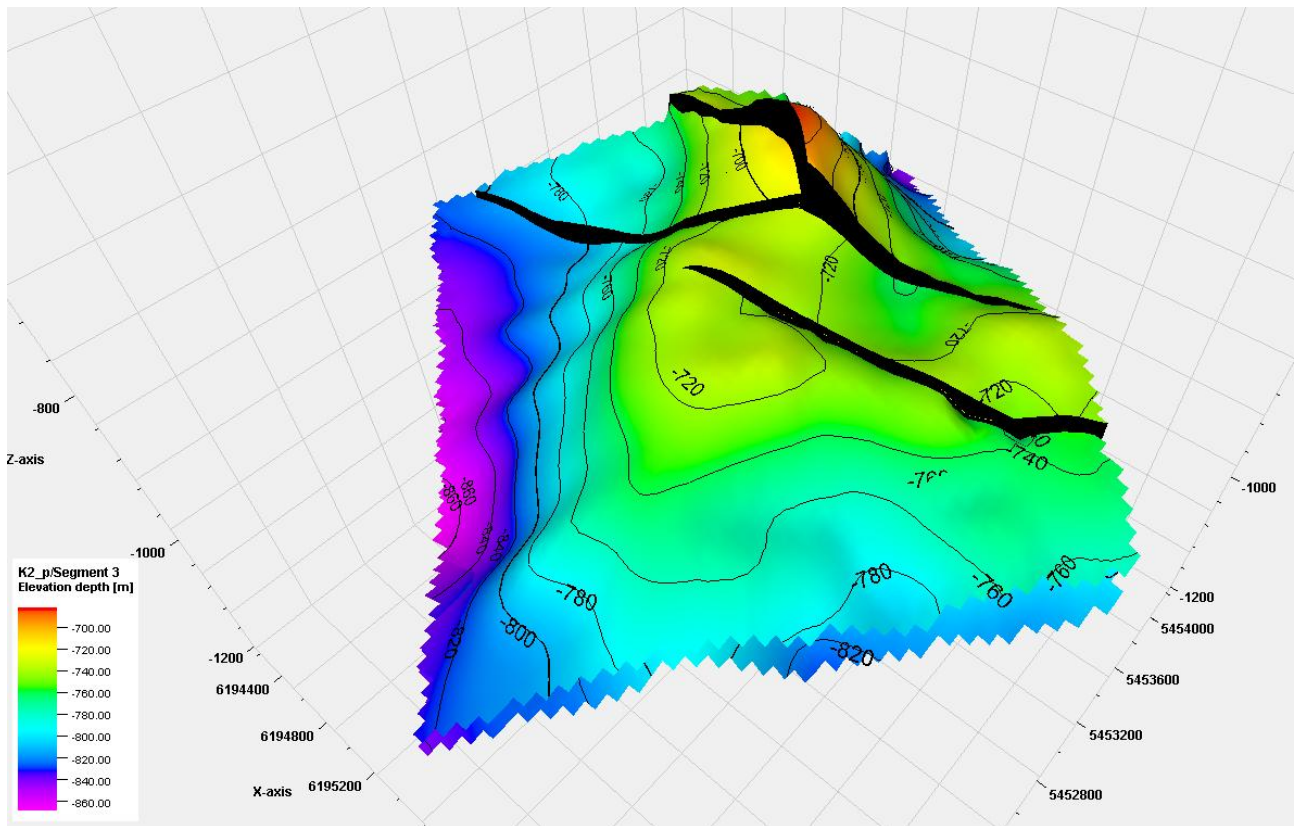


Рисунок 3.4 –Структурна модель

4. ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ

4.1. Поширення петрофізичних даних на 3D сітку

Для подальшого переходу до моделювання петрофізичних властивостей необхідно було поєднати дані свердловин з отриманою структурною моделлю. Для цього в першу чергу необхідно було виконати процес *Scale up well logs*. Він використовується для адаптації високодеталізованих каротажних даних до розмірів комірок тривимірної grid-моделі. Необхідність виконання цієї операції пов'язана з тим, що каротажні дані мають значно вищу вертикальну роздільну здатність порівняно з розмірами комірок геологічної моделі. В цій роботі функція застосовувалась до кривих:

- Пористості (PHI)
- Проникності (Perm)
- Об'єму глини (vCLAY)
- Об'єму піску (vSAND)

Для усереднення кривих використовувався арифметичний метод. Після виконання цієї процедури дані ГДС могли бути застосовані до створеної раніше сітки. Для цього була використана функція *Petrophysical modeling*. Для моделювання застосовувався алгоритм кригінгу, а зоною на яку поширювалось розповсюдження параметрів був обраний простір між горизонтами пласта піщовика.

На рисунках 4.2, 4.3, 4.4 та 4.5, наведені карти які були отримані в результаті поширення петрофізичних параметрів на створеній моделі. Якщо порівняти карти пористості та проникності, можна побачити схожу поведінку параметрів в середовищі: в обох випадках в північно-східній частині ділянки параметри зростають, що каже про покращені колекторські властивості порід. Так само добре вони корелюються і з картами вмісту піску та глини. Зони з високими показниками об'єму піску мають низьку глинистість і разом з цим високу пористість та

проникність, що характерно для гарних порід колекторів. Так само підвищений вміст глин на картах призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП) на усіх картах.

Площу досліджень можна поділити на 3 сегменти, відповідно до того як її розмежував розлом: сегмент №1 – північний, сегмент №2 – західний, сегмент №3 – південний. Аналіз карт показує, що деякі ділянки виділяються сукупністю параметрів, характерною для порід колекторів. Наприклад, ділянка №1 потенційно може мати хороші колекторські властивості, що видно по картах. Сегмент №2 має гірші показники, але робити висновки про його непридатність для зберігання газу зарано. І зрештою південний сегмент – найбільший за площею і єдиний частково досліджений методами ГДС. Свердловини розташовані в східній частині, пробурені як в склепінній частині структури, так і в крилі. Карти поблизу свердловин неоднорідні, частина зі свердловин розташована в зонах з несприятливими ФЄП, а інші навпаки. Проте, оскільки ця частина площі вже неодноразово досліджувалась в попередніх роботах, в цій роботі будуть досліджуватись нерозкриті свердловинами частини площі, а саме сегменти №1 та №2.

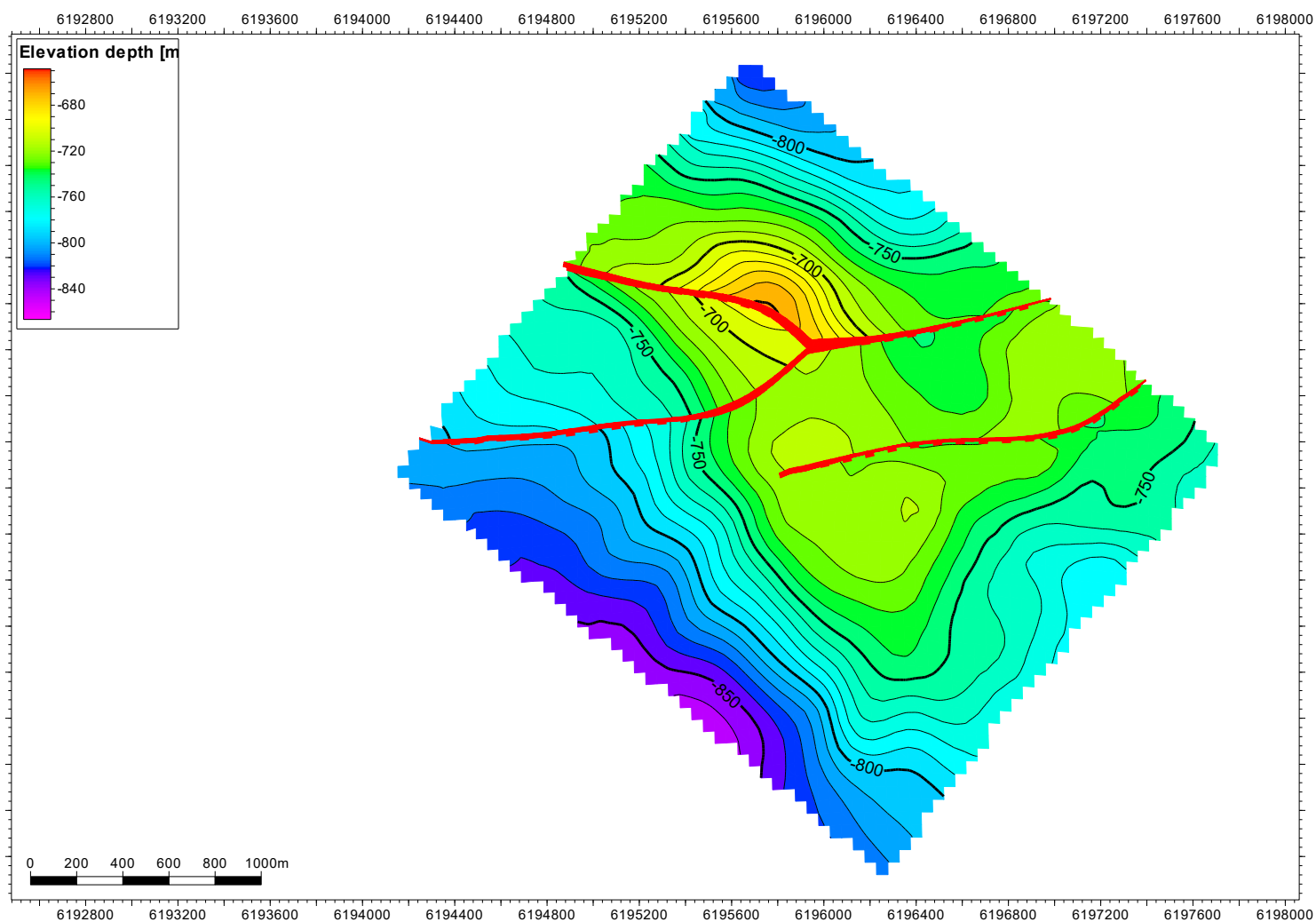


Рисунок 4.1. – Карта глибин залягання покрівлі пласта-колектора.

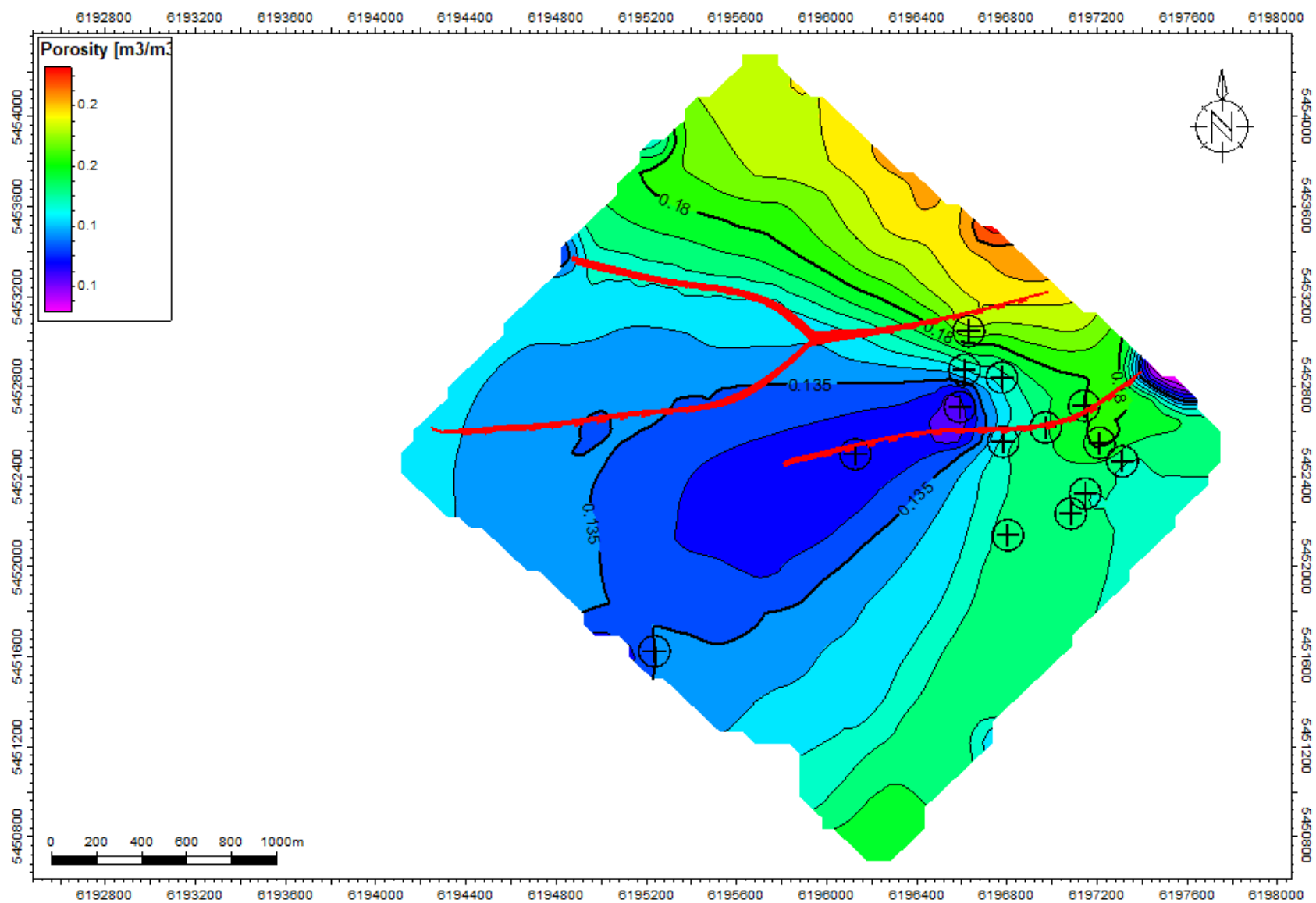


Рисунок 4.2. – Карта розподілу параметру пористості в пласті-колекторі.

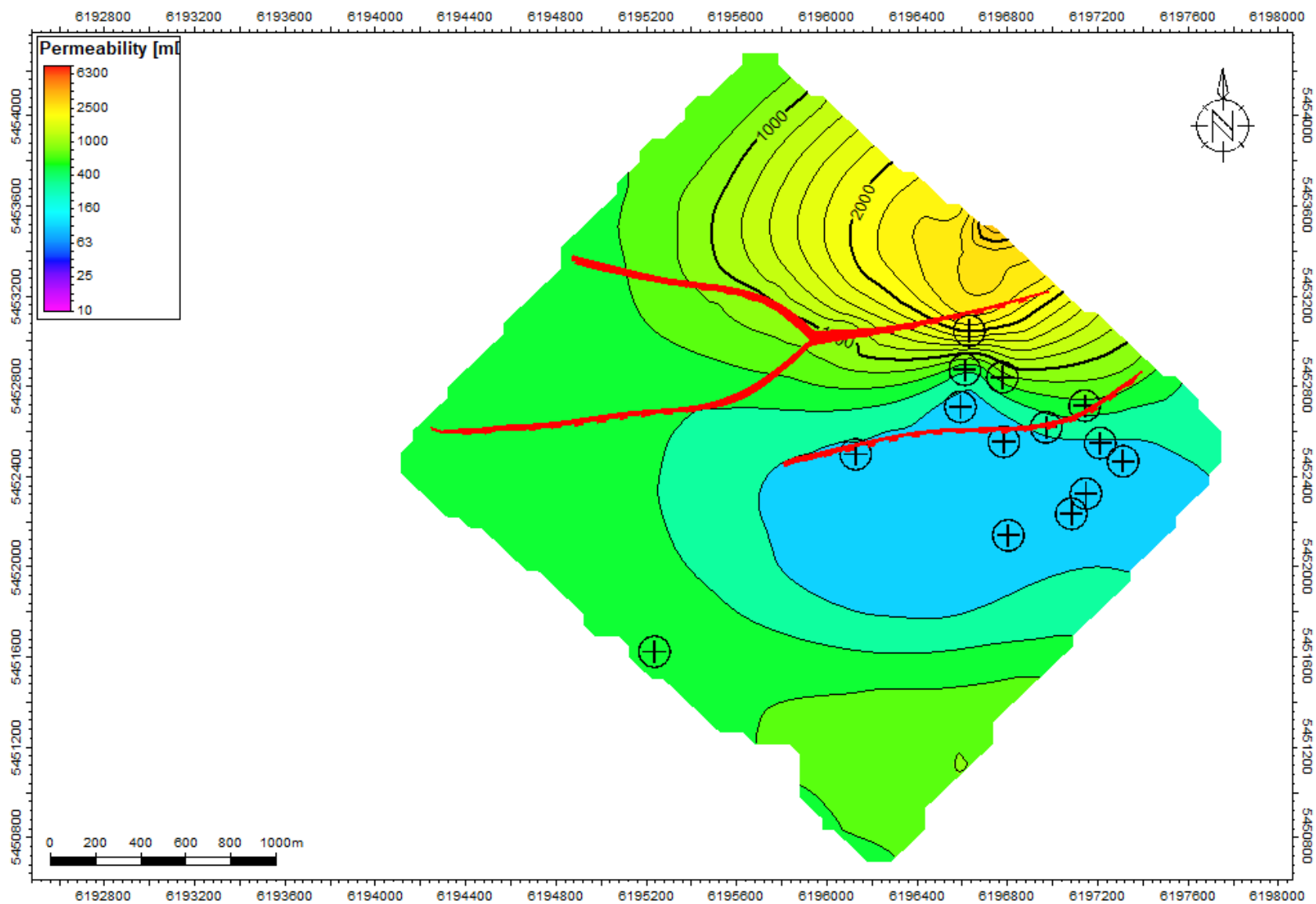


Рисунок 4.3. – Карта розподілу параметру проникності в пласті-колекторі.

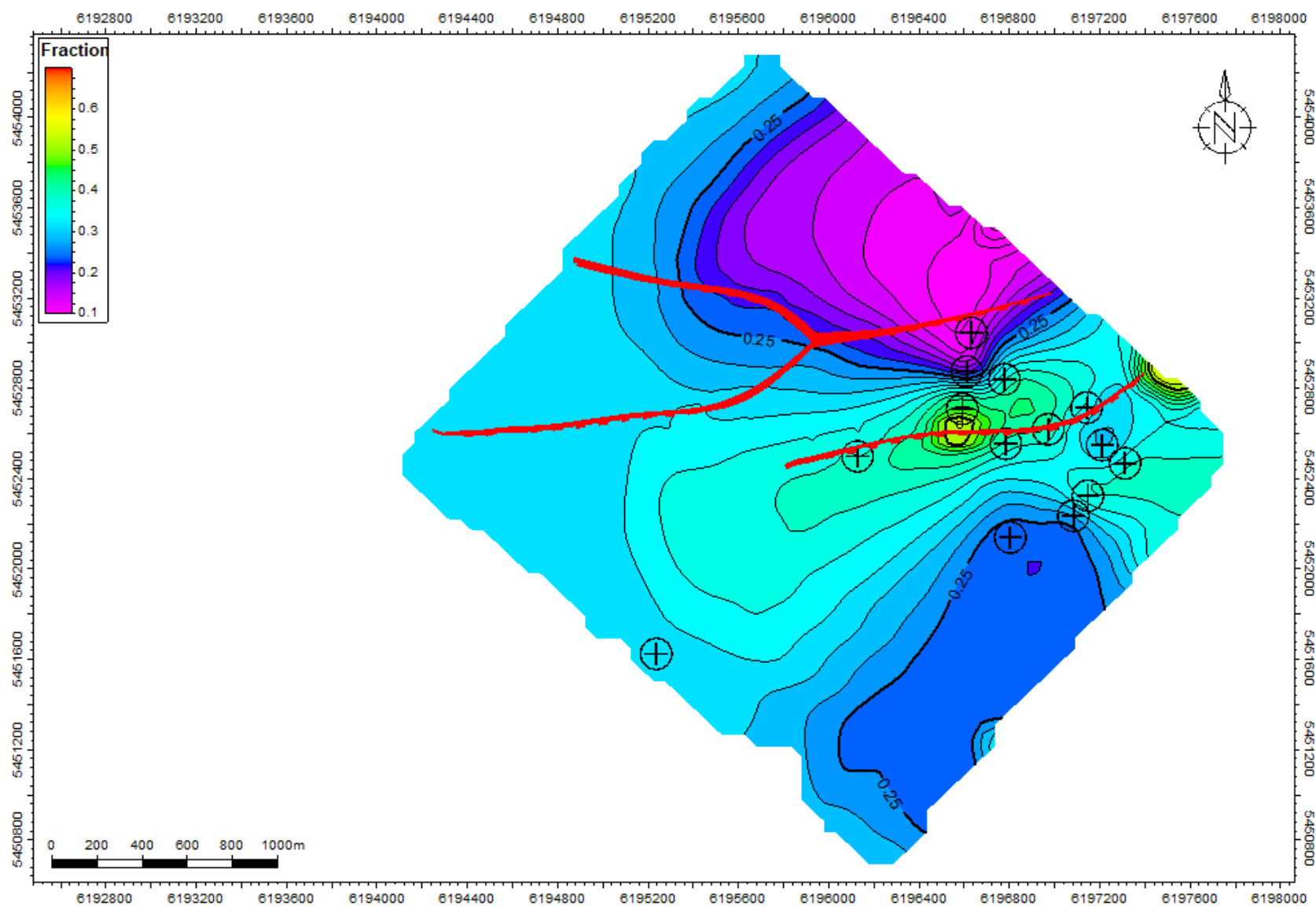


Рисунок 4.4. – Карта розподілу об'ємного вмісту глини в пласті-колекторі.

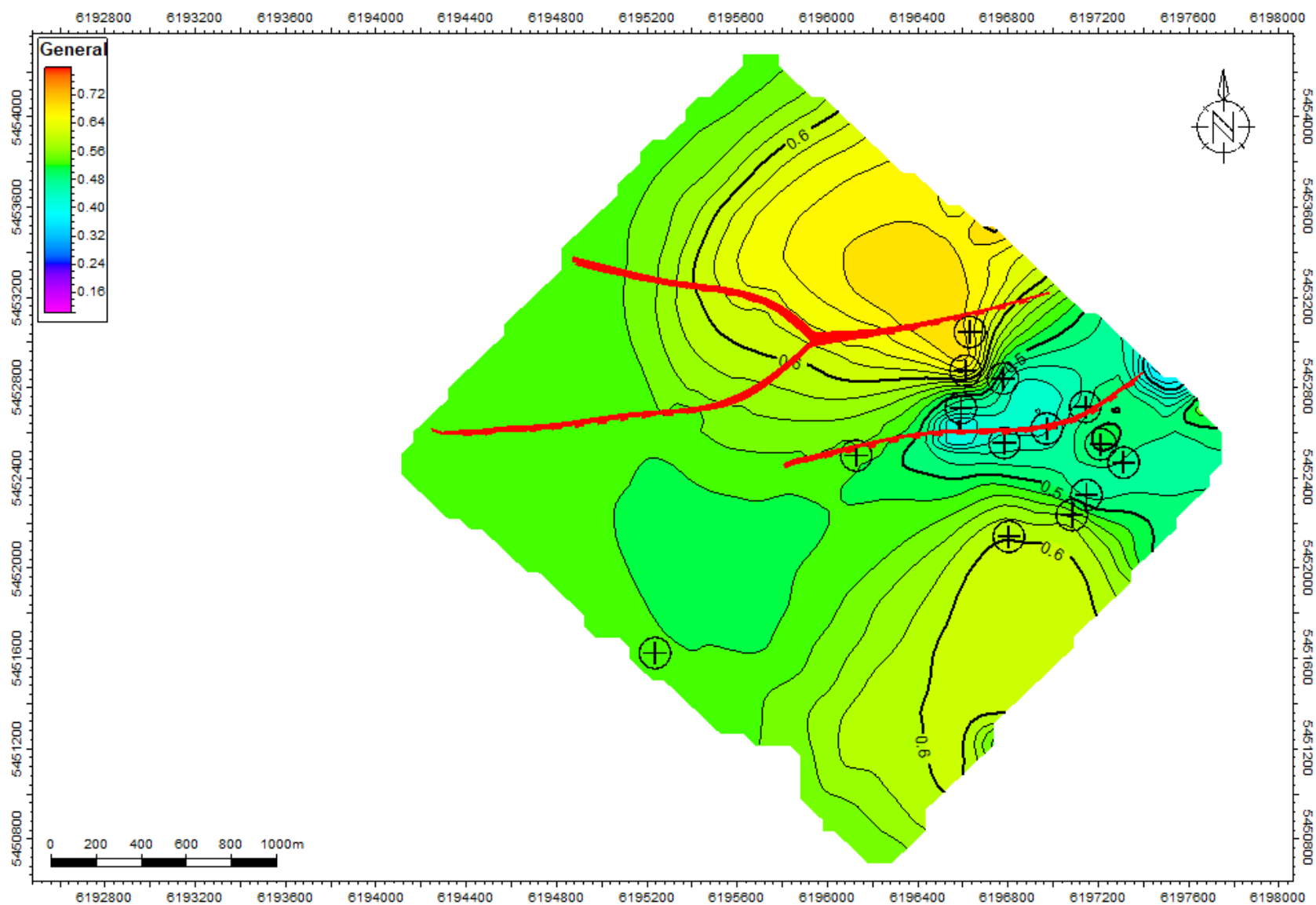


Рисунок 4.5. – Карта розподілу об'ємного вмісту піску в пласті-колекторі.

4.2. Визначення положення ГВК та підрахунок запасів

З метою пошуку нових потенційно придатних для зберігання газу структур, було прийнято рішення дослідити прилеглі ділянки, що не були вивчені раніше. Аналізуючи рисунок 4.1 можна помітити, що в деяких частинах розрізу є умови для утворення пасток. Якщо припустити, що тектонічне порушення герметичне, значить воно може утримувати газ в прилеглому пласті, обмежуючи його рух вгору, в той час як пластова вода виступатиме бар'єром під покладом газу. В такому разі для обчислення об'ємів пасток треба знайти максимальну глибину до якої газ не витікатиме з пастки і розрахувати об'єм структури вище цієї глибини. Для пастки в сегменті №1 буда взята глибина -720м, а для другого сегменту -740м і за цими даними побудований контакт газ-вода. Як можна побачити на рисунках 4.6 та 4.7, змодельовані межі між флюїдами повністю охоплюють пастки, замикаючи контур на тектонічному порушенні. Пастки можуть мати значно більші обсяги, але щоб це довести чи спростувати необхідний доступ до даних з ширшої площі досліджень.

Після того як були окреслені межі потенційних пасток, було розпочато процес підрахунку об'ємів газу. Для цього необхідно було знайти та розрахувати деякі проміжні значення, такі як коефіцієнт B_g який відображає ступінь стиснення газу в умовах пласта. Для обчислення цього значення використовувалась формула:

$$B_g = \frac{P_{sc}}{P_{res}} \cdot \frac{T_{res}}{T_{sc}} \cdot Z = 0,0087 \quad (4.1)$$

Де: стандартний тиск $P_{sc} = 1.03 \text{ кг/см}^2$; пластовий тиск $P_{res} = 103.5 \text{ кг/см}^2$; стандартна температура $T_{sc} = 20^\circ\text{C}$; пластова температура $T_{res} = 31^\circ\text{C}$; коефіцієнт надстисливості газу $Z = 0.84$ і розраховується за формулою:

$$Z = \frac{PV}{nRT} \quad (4.2)$$

де: P — тиск, V — об'єм, n — кількість речовини, R — універсальна газова стала, T — абсолютна температура.

Отримані параметри в подальшому були занесені в програму Petrel для подальших обчислень. Для розрахунку параметрів об'ємів необхідно було у вікні *Volume Calculation* вказати створений газоводяний контакт, вказати сітку параметрів пористості та *Net/gross*, параметр SW (тобто насичення пор водою) встановлений як константа – 0.3, а також параметр Bg отриманий раніше. Виконання цієї процедури відбувалось заради отримання таких параметрів:

- *bulk volume* - загальний геометричний об'єм пастки,
- *net volume* – враховує лише ефективний об'єм колектора в межах пастки,
- *pore volume* – об'єм порового простору в пастці,
- *HCPV gas* – об'єм пор зайнятий газом,
- *Recoverable gas* – об'єм газу який можна видобути

Таблиця 4.1 – Результати обчислень параметрів об'єму для виділених пасток

Параметри	Об'єм, в млн куб м	
	Сегмент №1	Сегмент №2
Bulk volume	71	46
Net volume	19	12
Pore volume	4	2
HCPV gas	3	1
Recoverable gas	327	157

Також в ході обчислення параметрів об'ємів було отримано карти параметрів об'ємів колектора та газонасичення. Ці карти були об'єднані та показані на рисунку 4.8. На рисунку можна побачити як ємнісні параметри пласта пісковика розподілені по площі. Можна помітити, що карта має схожі риси з побудованими раніше ФЄП.

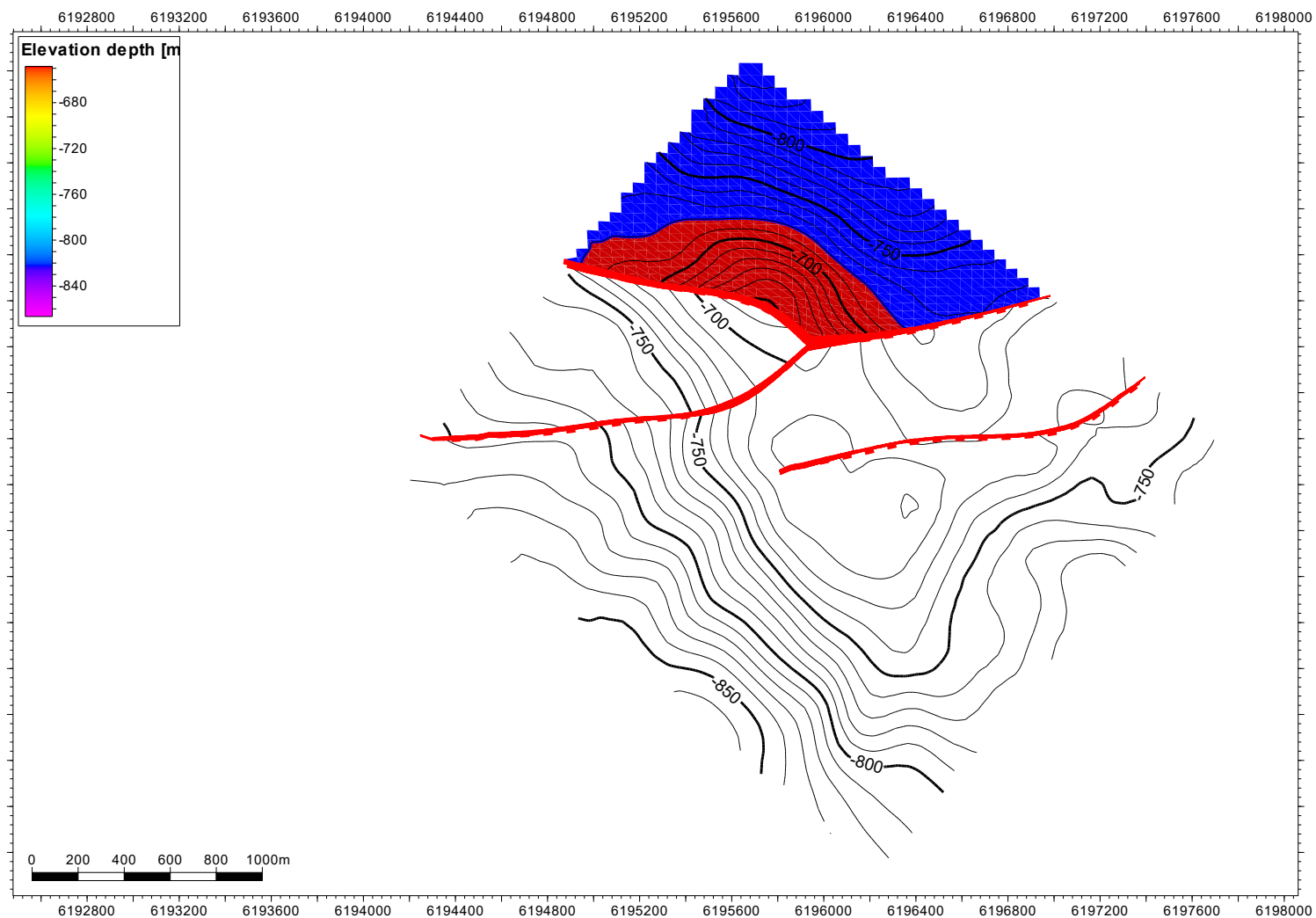


Рисунок 4.6. – Карта контакту газ-вода для першого сегменту пласта-колектора.

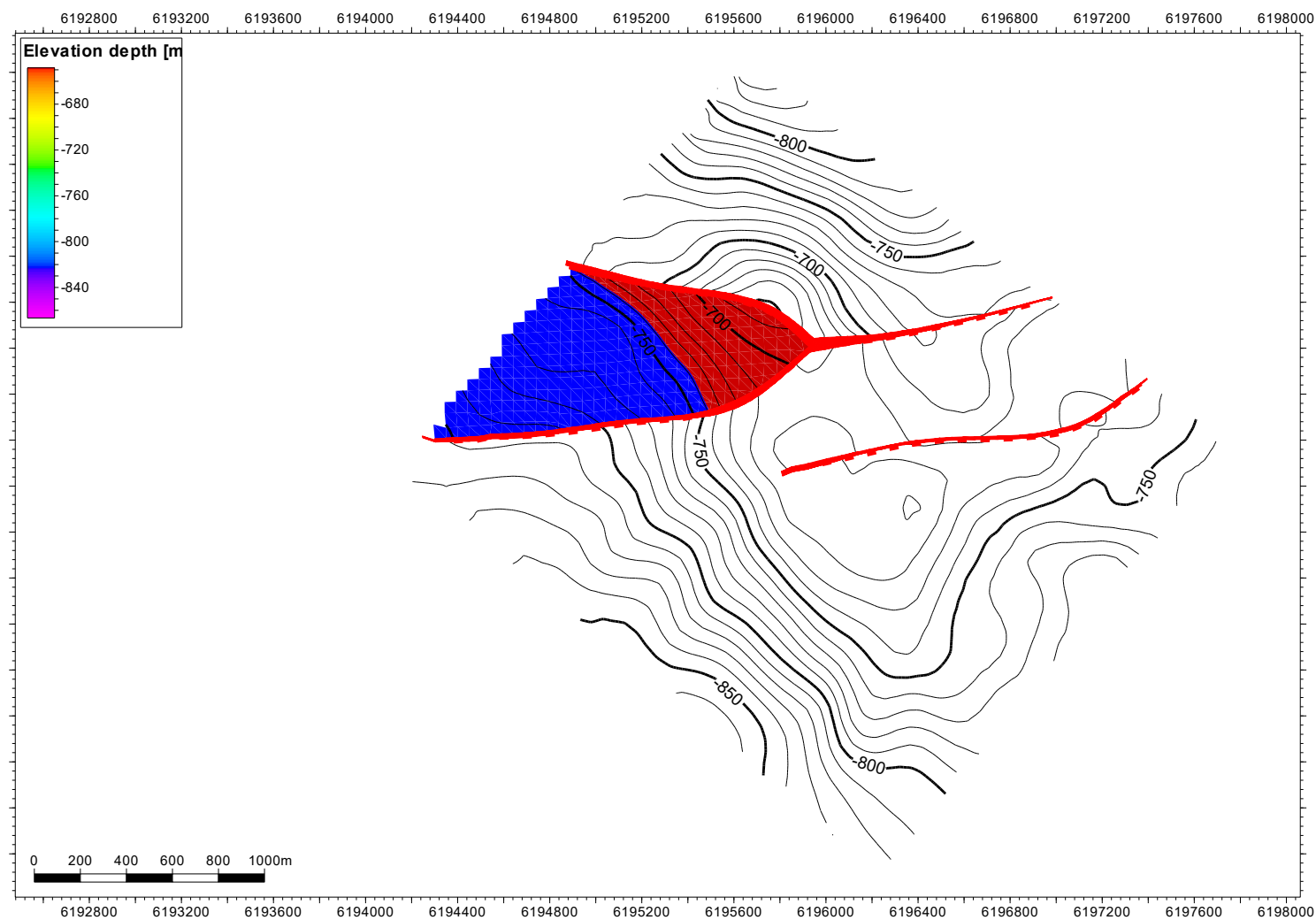


Рисунок 4.7. – Карта контакту газ-вода для другого сегменту пласта-коллектора.

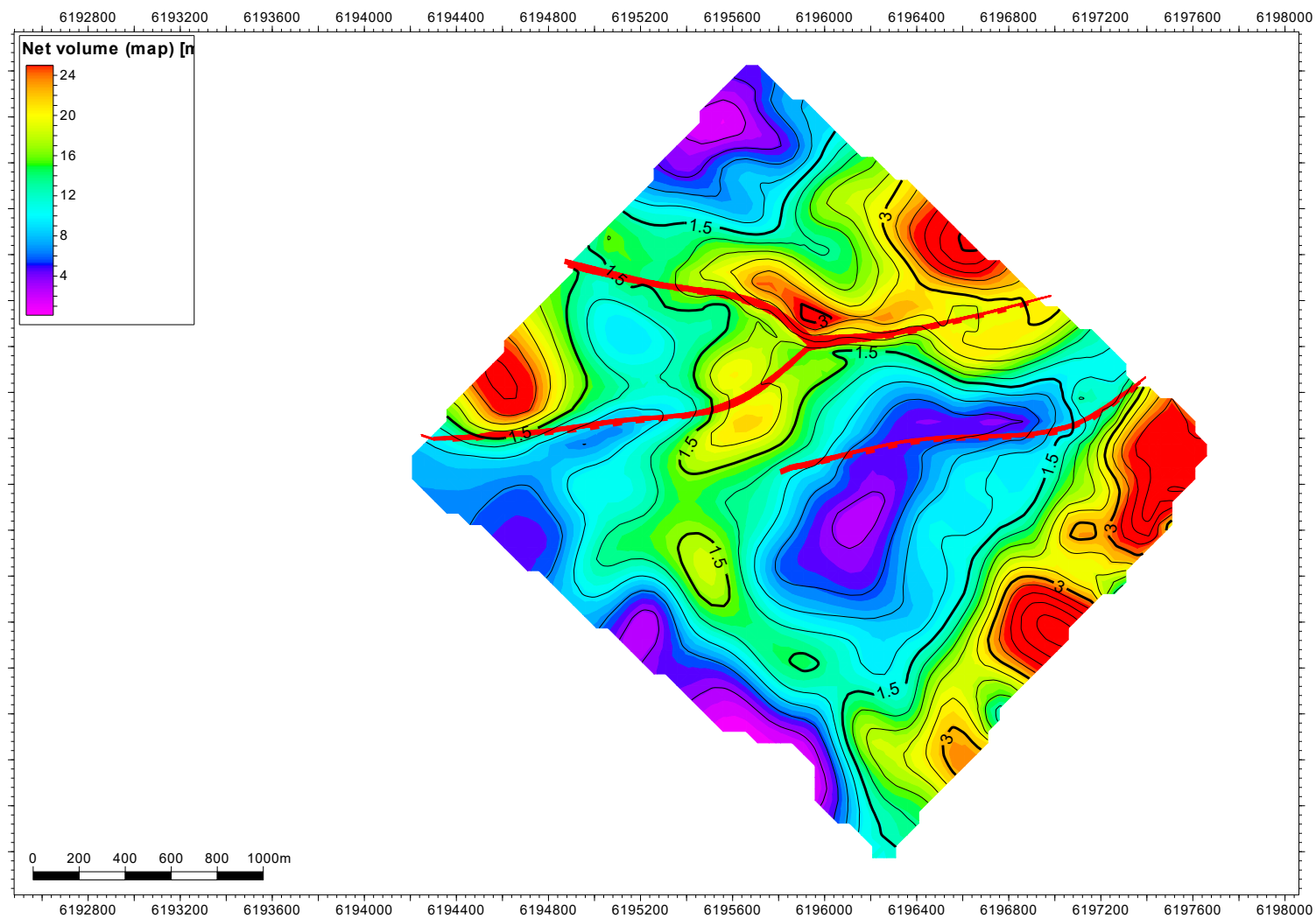


Рисунок 4.8. – Карта ефективного об'єму в поєднанні з картою газонасичення.

4.3. Аналіз результатів та перспективи розвитку ПСГ

В ході виконання цієї роботи було виявлено 2 недосліджені сегменти, які відокремлені розломами від основної частини продуктивного пласта, що наразі експлуатується. Вони значно менші за своєю площею, але структурно задовольняють критеріям пасток вуглеводнів.

Аналіз карт петрофізичних параметрів показує, що сегмент №1 може мати придатні ФЄП, в той час як сегмент №2 відзначається менш сприятливими для утворення колектора параметрами. Але в цій ситуації модель може містити серйозні похибки саме в частині поширення даних свердловин на площу дослідження. Якщо звернути увагу на розташування свердловин, можна побачити, що майже всі вони зосереджені в правій частині ділянки. Інших свердловин, ближчих до цільових пасток чи навіть розташованих навкруги них, немає. Це означає, що необхідно екстраполювати дані наявних свердловин на велику площу дослідження. На відміну від інтерполяції, екстраполяція досліджує значення поза доступним діапазоном значень, а не всередині нього. Такий статистичний підхід може мати великі похибки. Крім того, цільова ділянка досліджень розташована за розломами і може мати занадто великі відмінності, в порівнянні з характеристиками того самого пласта в присвердловинному просторі. В ході цієї роботи були випробувані й інші статистичні методи окрім кригінгу, але і їх результати не давали достатньо надійних прогнозів щодо петрофізичних властивостей необхідних структур. Методом рішення цієї проблеми в майбутньому може бути спроба знайти додаткові свердловини на цій площі, які дозволять заново створити модель, відтворивши характеристики пласта з більшою точністю.

Аналізуючи розраховані параметри об'ємів, можна сказати, що пастки мають суттєві запаси газу. Для обчислення економічної вигоди від буріння таких свердловин необхідно проводити окрему роботу, але навіть в найменшій пастці попередня оцінка об'єму газу доступного для видобутку свідчить про потенційну економічну доцільність буріння. Крім того, якщо визначені в цій роботі структури не

дали б бажаного надходження газу, вони могли б бути розглянуті як сховища газу. Це рішення в умовах глобальної енергетичної кризи могло б позитивно вплинути на енергетичну безпеку України та Європи.

Даних для точного прогнозування петрофізичних властивостей та насичення порового простору виділених структур, зараз недостатньо, але вже можна окреслити межі потенційних пасток, а також запропонувати оптимальні розташування свердловин з метою подальшої розвідки. На карті 4.9 червоним контуром окреслені межі ділянок, що на мою думку здатні накопичувати та утримувати газ. Червоні символи – запропоновані мною свердловини. Їх розташування обрано з урахування того, щоб дослідити саме газonosну частину пласта, ближче до склепіння, але на достатній дистанції від розлому щоб не потрапити в деформовані тектонічними порушеннями породи.

Також можна запропонувати набір методів ГДС, який може допомогти після буріння свердловини виявити та дослідити пласт-колектор. Рекомендується провести такі методи ГДС: кавернометрія, гама каротаж, нейтронний гама каротаж, а також набір електричних методів – бокове каротажне зондування, градієнт і потенціал зонд, мікроградієнт та мікропотенціал зонд, метод самочинної поляризації. Багато з цих методів добре підходять для визначення пластів колекторів, деякі можуть виділити ГВК чи допомогти з обчисленням петрофізичних параметрів, таких як коефіцієнти глинистості та пористості, які в свою чергу вже можуть бути використані для побудови нової петрофізичної моделі.

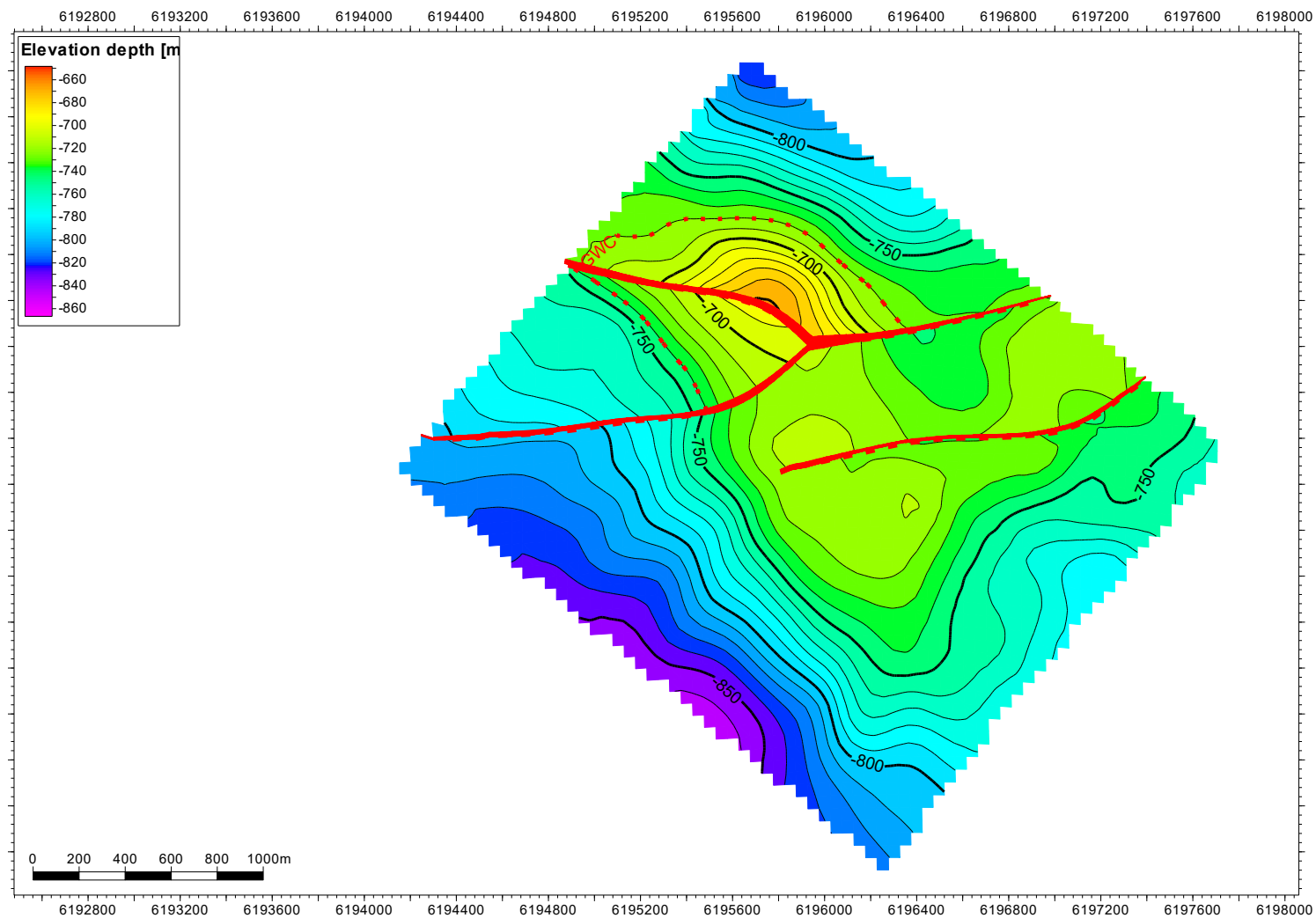


Рисунок 4.9. – Карта меж потенційних газоносних зон і проект свердловин для їх дослідження.

ВИСНОВКИ

У ході виконання практичної частини магістерської роботи було опрацьовано літературу на тему досліджуваної площі, оброблено початкові дані та створено цифрову модель підземного сховища газу у програмному середовищі Petrel. Робота була спрямована на уточнення геологічної будови досліджуваного об'єкта шляхом інтеграції сейсмічних та свердловинних даних, побудови структурної та петрофізичної моделей, а також оцінки основних параметрів колектора.

У ході роботи виконано аналіз та підготовку вхідної геолого-геофізичної інформації. До програмного комплексу було завантажено сейсмічний куб, дані про координати та траєкторії свердловин, стратиграфічні відбивки, каротажні матеріали та checkshot-дані. На основі комплексного використання свердловинної та сейсмічної інформації проведено ув'язку свердловин та сейсмічних даних.

У процесі інтерпретації сейсмічних даних було виділено покрівлю та підшву пласта-колектора, простежено їх поширення у межах досліджуваної структури та уточнено особливості геологічної будови об'єкта. За результатами інтерпретації побудовано структурні поверхні, які використовувались в подальших етапах.

На основі структурних побудов створено структурну модель підземного сховища газу, яка стала основою для подальшого петрофізичного моделювання. У межах побудованої grid-моделі виконано аналіз та моделювання основних петрофізичних параметрів колектора, зокрема пористості, проникності, глинистості тощо. Проведене петрофізичне моделювання дозволило оцінити просторову неоднорідність колекторських властивостей та виділити ділянки з найбільш сприятливими характеристиками.

За результатами побудованої моделі виконано розрахунок ключових параметрів об'єму характерних для пласта, що дозволило кількісно оцінити досліджуваний резервуар та його насичення. Побудовані карти та тривимірна модель забезпечили більш детальне уявлення про геологічну будову об'єкта.

У ході виконання роботи було уточнено будову ПСГ, що дозволило виявити недосліджені структури які потенційно можуть бути пастками, можуть містити газ чи використовуватись для його зберігання. На основі проведеної роботи запропоновано нові свердловини для подальших робіт з цією ділянкою.

Підсумовуючи можна сказати, що виявлені структури по картах петрофізичних параметрів відзначаються сприятливими для накопичення та утримання газу характеристиками. Вони мають порівняно високі показники пористості (0.1-0.2%) та проникності, в той час як частка глини в породі прогнозується низька. Глибини залягання пасток в діапазоні між 650-740м. Потенційний об'єм газу, що може бути видобутим, коливається від 150 до 320 млн м³. На основі цих даних запропоновані місця під буріння нових свердловин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Дудля М.А., Ширін Л.Н., Федоренко Е.А. (2012). *Процеси підземного зберігання газу*. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет.

Заєць В.О., Тимків Д.Ф. (2014). *Моделювання процесу експлуатації підземних сховищ газу*. ІФНТУНГ

Левонюк, 2022). *Застосування програми Petrel для геологічного моделювання*.

Матківський С.В. (2020). *Теоретико-методологічні особливості побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів*.

Монсар І. (2025). *Можливості використання інфраструктури ПСГ для зберігання водню: технічна оцінка свердловинного фонду*. Кваліфікаційна робота магістра. Київський національний університет імені Тараса Шевченка

Demchuk Y., Shogenov K., Shogenova A., Merson B., Vincent C.J. (2025). *Geological and Petrophysical Properties of Underground Gas Storage Facilities in Ukraine and Their Potential for Hydrogen and CO₂ Storage*.

István Nemes. (2022). *Applications of automated Petrel workflows in 3D reservoir geologic modelling – A case study*

Al-Shafi M., Massarweh O., Abushaikha A. S., Bicer Y. (2023). *A review on underground gas storage system: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration*.

Iwaszczuk N., Prytula M., Prytula N., Pyanylo Y., Iwaszczuk A. (2022). *Modeling of Gas Flows in Underground Gas Storage Facilities*.

Moradi M., Kadkhodaie A. (2024). *Integrated geological study for reservoir modeling and characterization of the Shurijeh gas bearing sandstones in one of the Northeast Iran gas fields*

Hassan T., Basal A. M. K., Omran M. A., Mowafy M. H., Sarhan M. A. (2022). *An advanced workflow to compress the uncertainties of stochastic distribution of Bahariya*

reservoir properties using 3D static modeling: An example from Heba Oil Fields, Western Desert, Egypt

AlRassas A. M., Ren S., Sun R., Thanh H. V., Guan Z. (2021). *CO₂ storage capacity estimation under geological uncertainty using 3-D geological modeling of unconventional reservoir rocks in Shahejie Formation, block Nv32, China.*

Ayodele O. L., Chatterjee T. K., Opuwari M. (2021). *Static reservoir modeling using stochastic method: a case study of the cretaceous sequence of Gamtoos Basin, Offshore, South Africa*

Gunnarsson N. (2011). *3D modeling in Petrel of geological CO₂ storage site.* Department of Earth Sciences, Uppsala University.

Volovetskyi V.B., Bugai A.O., Levin O.A., Serediuk M.D., Romanyshyn Y.L., Shchyrba O.M. (2025). *Developing a gas-dynamic model of an underground gas storage facility.*