

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: «Побудова геологічної моделі Червонопартизанського підземного сховища газу на основі даних геофізичних досліджень свердловин та сейсмічних досліджень»

Виконав



студент 2-го курсу магістратури
кафедри геофізика
Шульгін Сергій Сергійович

Науковий керівник



доцент, канд. геол. наук
Шабатура Олександр Вікторович

Робота рекомендується до захисту (протокол № 14 засідання кафедри геофізики від 20 05 2025 р.)

Завідувач кафедри



канд. геол. наук, доцент
Онищук Віктор Іванович

Київ – 2025 рік

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ, СКОРОЧЕНЬ.....	3
ВСТУП	4
1. МОДЕЛЮВАННЯ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ	8
1.1. Загальна інформація про підземні газосховища	8
1.2. Проблематика моделювання підземних систем	11
1.3. Сучасні програмні забезпечення геологічного моделювання	14
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПСГ	18
2.1. Загальні відомості про ПСГ	18
2.2. Стратиграфія	19
2.3. Тектоніка.....	24
2.4. Гідрогеологічна характеристика ПСГ	24
2.5. Фізико-літологічна характеристика продуктивного горизонту	29
2.6. Газоносність.....	30
2.7. Фонд свердловин	31
2.8. Газодинамічні дослідження свердловин	33
2.9. Геофізичні дослідження свердловин	35
3. МЕТОДИКА ПОБУДОВИ ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ	37
3.1. Оцифрування вхідної інформації.....	38
3.2. Візуалізація інформації	41
3.2.1. Підготовка даних стандартного каротажу	44
3.2.2. Підготовка сейсмічних даних	45
4. ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ.....	50
4.1. Виділення горизонтів і розломів	51
4.2. Швидкісна модель	55
4.3. Побудова горизонтів і каркасу моделі	57
4.4. Аналіз побудови геологічної моделі Червонопартизанського підземного сховища газу.....	58
ВИСНОВКИ	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	66

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ, СКОРОЧЕНЬ

.ascii	–	American Standard Code for Information Interchange
.jpg	–	Joint Photographic Experts Group
.las	–	Log ASCII Standart
.pet	–	Petrel Exchange/Transfer
.sgy	–	Society of Exploration Geophysicists Y-format
2D	–	Two dimensions
3D	–	Three dimensions
4D	–	Three dimensions and time
°C	–	Градуси Цельсію
абс. відм.	–	Абсолютна відмітка
ГЗ	–	Градiєнт-зонд
кг/м ³	–	Кілограми на метри кубічні
км	–	Кілометри
КС	–	Компресорна станція
м	–	Метри
млн м ³	–	Мільйони кубічних метрів
млрд м ³	–	Мільярди кубічних метрів
ПдСх	–	Південний схід
ПЗ	–	Потенціал-зонд
ПЗ	–	Програмне забезпечення
ПнЗх	–	Північний захід
ПС	–	Самочинна поляризація
ПСГ	–	Підземне сховище газу
СК	–	Стандартний каротаж

ВСТУП

Актуальність: Однією з ключових ланок світової економіки виступає нафтогазова галузь. Попит на природний газ продовжує зростати, через його необхідність для опалення, забезпечення електростанцій і як швидкий резерв, коли відновлювальні джерела дають менше енергії. Важливим фактором контролю попиту слугують підземні сховища газу. Вони виступають основним елементом енергетичної інфраструктури, що згладжують добові та сезонні коливання попиту й гарантують резервні об'єми палива у випадку екстрених ситуацій та забезпечують стабільність газопостачання.

Концепція підземного зберігання газу базується на природній здатності геологічних утворень, таких як водоносні горизонти, вичерпані нафтові та газові родовища, а також соляні каверни, до зберігання газів. Підземні системи зберігання можуть використовуватися для закачування та зберігання природного газу або водню, які можуть бути вилучені для транспортування до кінцевих споживачів або для використання в промислових процесах (*Al-Shafi et al, 2023*).

В світі основна потужність зберігання газу зосереджена в п'яти державах: США, Канада, Україна, Росія та Китай, це приблизно 68% з усіх країн. Близько 81% світового робочого газу зберігається у виснажених родовищах, тоді як соляні каверни, на які припадає лише 8% загальної місткості, залишаються ключовим елементом оперативного забезпечення, даючи орієнтовно 26% глобального добового відбору (*Cornot-Gandolphe, 2023*).

Для стійкого функціонування нафтогазової галузі в Україні створена газотранспортна система, що налічує 13 підземних сховищ газу та слугує запорукою енергетичної безпеки країни. Переважна більшість ПСГ створені на виснажених родовищах, окрім Олишівського ПСГ та Червонопартизанського ПСГ, що створені у водоносних горизонтах. Україна зробила великий крок побудувавши найбільшу в

Європі підземну систему зберігання газу у вигляді Більче-Волинськ-Угерського ПСГ. Воно може вміщувати понад 17 млрд м³ природного газу.

Моделювання є центральним і незамінним інструментом у науках про Землю. Одним з центральних завдань геофізики є визначення властивостей внутрішньої структури Землі на основі вимірювань, зроблених на поверхні. Основний метод, за допомогою якого це робиться, відомий як моделювання "оберненої задачі". В найзагальнішому розумінні обернена задача визначається як реконструкція параметрів системи або моделі на основі даних, які вона продукує; іншими словами, людина починає з набору даних спостережень, а потім намагається дійти до причинно-наслідкової структури, яка могла б їх продукувати. Зворотна задача протиставляється "прямій задачі", яка передбачає, що ми починаємо з відомої моделі, а потім обчислюємо, які спостереження або дані дасть ця модельна структура (*Bokulich and Oreskes, 2017*).

Геофізичне моделювання на сьогодні є центральним інструментом для кількісної інтерпретації підземних середовищ. 3D- і 4D-моделі уможливають інтеграцію сейсмічних, гравітаційних, електромагнітних та гідродинамічних даних, що суттєво зменшує невизначеність при пошуку корисних копалин, геотермальних та водних ресурсів, а також при плануванні інфраструктури.

Для підземних газосховищ інтегрована модель дає змогу своєчасно прораховувати режими закачування й відбору газу, одночасно враховуючи стан наземної інфраструктури, продуктивність пластової системи та доступний фонд свердловин. Прогноз технологічних операцій виконується ітераційно: у модель постійно вводять оновлені дані геофізичних досліджень, інформацію про ремонти, реконструкцію чи вихід з ладу окремих об'єктів, а також фактичні обсяги закачування і відбору газу зі сховища (*Горошко, 2024*).

У сучасній практиці нафтогазової галузі геологічне моделювання родовищ стрімко перетворюється на обов'язкову складову об'єктів дослідження. Проте на практиці більшість ділянок характеризуються відсутністю великого набору

інформації, що призводить до актуальності проблеми побудови геологічних моделей високої якості.

Підсумовуючи, моделювання ПСГ є запорукою безпеки критично важливої галузі України. Моделювання дозволить передбачати зміни підземних систем та прогнозувати подальший їх розвиток. Деталізація вже існуючих моделей дозволить гарантувати безпечну роботу існуючих ПСГ та в подальшому їх розширення для зміцнення інфраструктури країни.

Мета досліджень: Деталізація Червонопартизанської структури та побудова структурно-тектонічної моделі Червонопартизанського підземного сховища газу для подальших робіт з об'єктом.

Об'єкт досліджень: Червонопартизанське підземне сховище газу.

Предмет досліджень: Пласти, що залягають нижче функціональної частини ПСГ, визначені за методами ГДС та сейсмічних досліджень.

Завдання:

- Деталізація структурно-тектонічної будови Червонопартизанської структури;
- Аналіз можливості розширення Червонопартизанського ПСГ;
- Рекомендації до впровадження нових робіт на ділянці Червонопартизанського ПСГ.

Наукова новизна: Практичною новизною буде виступати удосконалена деталізована структурно-тектонічна модель Червонопартизанського ПСГ. До цього моменту Червонопартизанська структура була детально досліджена тільки на глибину ~500 м з поодинокими дослідженнями глибше цього значення. Удосконалена модель досліджує поведінку структури нижче функціональної частини газосховища.

Практичне значення визначається у побудові інтегрованої математичною моделі, що може вирішити питання розширення ПСГ та зміцнення газотранспортної системи України.

Особистий внесок: Автором особисто було досліджено стан підземних сховищ газу в Україні, проблематику геологічного моделювання підземних систем, проаналізовано ділянку роботи, підготовлено та проаналізовано геофізичну інформацію, деталізовано модель Червонопартизанської структури.

Робота з 68 аркушів складається з 4 розділів і містить 26 рисунків та 3 таблиці.

Робота виконувалася на засаді геолого-геофізичного вивчення Червонопартизанського ПСГ АТ «Укртрансгаз». Автором була побудована структурно-тектонічна модель Червонопартизанського ПСГ безпосередньо.

1. МОДЕЛЮВАННЯ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

1.1. Загальна інформація про підземні газосховища

Підземне сховище газу (ПСГ) — це спеціально облаштований геологічний об'єкт, призначений для закачування, зберігання і відбору природного газу з метою забезпечення надійності постачання споживачів у періоди пікових навантажень, а також для регулювання сезонних і добових коливань попиту на газ (*Дудля та інші, 2012*). Переважно ПСГ створюють на базі вже виснажених нафтових та газових родовищ, водоносних пластів та в кавернах соляних формацій.

Виснажені родовища є привабливими, оскільки їх геологічні та фізичні характеристики вже досліджені геологами і, як правило, добре відомі. Нафтові та газові родовища, які вже більш-менш повністю вичерпані, особливо підходять для підземного зберігання природного газу. Оскільки ці структури успішно утримували поклади вуглеводнів протягом мільйонів років, вони вже продемонстрували свою геологічну придатність для цілей зберігання (*Sunjay, 2019*).

Водоносні горизонти – це підземні пористі та проникні гірські породи, які виконують функцію природних водоймищ. Водоносні горизонти є найменш бажаним і найдорожчим типом сховищ природного газу з ряду причин. Значна кількість часу та коштів витрачається на вивчення геологічних характеристик водоносного горизонту та визначення його придатності для зберігання природного газу. Соляні каверни зазвичай набагато менші за вичерпані газові родовища та водоносні горизонти. Однак видобуток із соляних каверн зазвичай набагато вищий, ніж із водоносних горизонтів або вичерпаних родовищ. Тому природний газ, що зберігається в соляній каверні, можна легше видобувати, а каверни можна поповнювати природним газом швидше, ніж будь-який інший тип сховищ (*Sunjay, 2019*).

В Україні широко використовується підземні газосховища, створені саме на базі виснажених родовищ: Богородчанське ПСГ, Опарське ПСГ, Угерське ПСГ тощо; створені на базі водоносного пласта, наприклад, - Червонопартизанське ПСГ, Олишівське ПСГ. На відміну від них підземні сховища газу в кавернах соляних формаціях в Україні відсутні.

25 травня 1964 року прийнято вважати початком створення галузі підземного зберігання газу в Україні, що розпочалось після дослідного нагнітання газу у водоносний пісковик юрського віку Олишівської структури (*Дудля та інші, 2012*).

Подальші 40 років в Україні були зосереджені на створенні мережі із загальною кількістю в 13 ПСГ в системі газопостачання України (рис.1.1). Сховищами служили виснажені газові та газоконденсатні родовища, а також водоносні пласти Передкарпатського регіону, Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та Кримської нафтогазової провінції. Нагнітання штучних покладів газу відбувалося у відклади від пермі до неогену на глибинах від 400 до 2000 м. Літологічно пласти-колектори представлені хемогенними і теригенними породами (*Федутенко, 2004*).

Підземні газосховища України є важливим елементом енергетичної безпеки країни. В осінньо-зимовий період (за умови різкого похолодання) вони забезпечують до 70 % газу, що постачається внутрішнім споживачам, та надійний транзит газу до європейських країн. Однак підземні сховища розподілені по території України нерівномірно. Тому пікова потужність окремих газосховищ значно відрізняється. Згідно з технологічними схемами експлуатації, пікова потужність підземних газосховищ в Україні в сезон видобутку газу коливається від 60 до 260 млн м³ на добу (*Iwaszczuk et al., 2022*).



Рис. 1.1 – Схема розташування ПСГ України

1.2. Проблематика моделювання підземних систем

Тривимірні (3D) геологічні моделі є необхідними для геологічного аналізу та оцінки мінеральних ресурсів. Хоча традиційні методи наземних досліджень, такі як буріння свердловин, надають локальну інженерно-геологічну інформацію для 3D геологічного моделювання, точне прогнозування пластів у районах з рідкісними даними свердловин залишається складним завданням (*Hang et al, 2025*). Метою геологічного моделювання є узагальнення і інтеграція різномірної інформації для побудови структурної моделі: свердловинні дані, сейсмічні дані, дані каротажу, керна, геохімічні та гідродинамічні характеристики. Вона відображає просторове розташування пластів, розломів, порід-колекторів, пасток та інших важливих елементів геологічного середовища. У контексті класифікації геологічних моделей дана робота зосереджена саме на структурно-тектонічному моделюванні. Основною її метою є відтворення просторової геометрії розломів, складок і поверхонь пластів-колекторів, що формують пастку та контролюють герметичність Червонопартизанського підземного сховища газу.

Методи геомodelювання часто використовуються для подолання просторових розривів між дослідженими районами, включаючи розриви в стратиграфічній структурі, розподілі властивостей і розмірах об'єктів. Зростання доступності даних та суспільних потреб у природних ресурсах останнім часом стимулювало розвиток передових методів геомodelювання, таких як стохастичне моделювання, моделювання, що змінюється в часі, байєсівські методи тощо. Включені в дедалі складніші робочі процеси, ці нові методи можуть працювати з розрізненими та неоднорідними даними, часто застосовуються для моделювання менш доступних і більш складних місцевостей і часто дають широкий спектр можливих моделей та пов'язаних з ними невизначеностей (*Parquer et al., 2025*).

Однак, з цими передовими методами може виникнути кілька проблем. Під час процесу моделювання різні методи інтерполяції та алгоритми моделювання

призводять до помилок. Похибки в процесі моделювання можуть призвести до підвищення невизначеності в гірничих роботах, тим самим підвищуючи ризики та витрати на видобуток. Недоліки, що виникають у процесі моделювання, головним чином є наслідком випадкових помилок інтерполяції або проблем, пов'язаних з комбінуванням даних (*Chen et al, 2024*). Проблеми з точністю, пов'язані з нестачею даних, можуть іноді посилюватися і призводити до геологічно сумнівних просторових інтерполяцій, наприклад, коли старіші геологічні одиниці відкладаються на молодших (рис. 1.2). Такий ефект найчастіше спричиняють покриви й низькокутові зриви при регіональному стиску, перевернуті складки, підняття соляних куполів та інверсія осадових грабенів. Усі ці механізми порушують первинний стратиграфічний порядок, створюючи розриви й зони катаклазу, які можуть знижувати герметичність покриток. Ці проблеми можуть ще більше ускладнюватися із зниженням надійності даних зі зменшенням кількості учасників або зміщенням на кожному кроці моделювання (*Bond, 2015*).

Для вирішення проблем з точністю геологічних моделей варто досягти або найякіснішого вибору з усіх можливих моделей, або оцінити геологічну обґрунтованість однієї моделі. Цього можна досягти за допомогою певної комбінації побудови геологічно кращих моделей або виключення невідповідних моделей. Перше рішення передбачає отримання все більшої кількості кращих даних, знань або алгоритмів. Збільшення кількості даних, можливо, від геофізичних або структурних вимірювань, або покращення якості даних підвищує загальну точність і зменшує можливих моделей (*Parquer et al., 2025*).

Друге рішення, яке передбачає виключення моделей, може бути реалізоване вручну або автоматично: вручну, коли геолог перевіряє і відкидає моделі, використовуючи накопичений досвід, або автоматично, коли виконується швидка комп'ютерна перевірка для усунення неякісних екземплярів під час або після побудови моделі. Суттєвим недоліком ручного підходу є відсутність відтворюваності. Оскільки експертні знання можуть відрізнятися як між геологами,

так і всередині них, малоімовірно, що ручні корекції будуть відтворюваними для більш ніж декількох моделей, а вибір певної моделі, швидше за все, буде незрозумілим. Візуалізація складних геомodelей є значним викликом і також робить ручну перевірку складною, трудомісткою і такою, що може пропустити проблеми. На противагу цьому, якщо знання є явними, автоматичні підходи можуть бути відтворюваними і пояснюваними (*Parquer et al., 2025*).

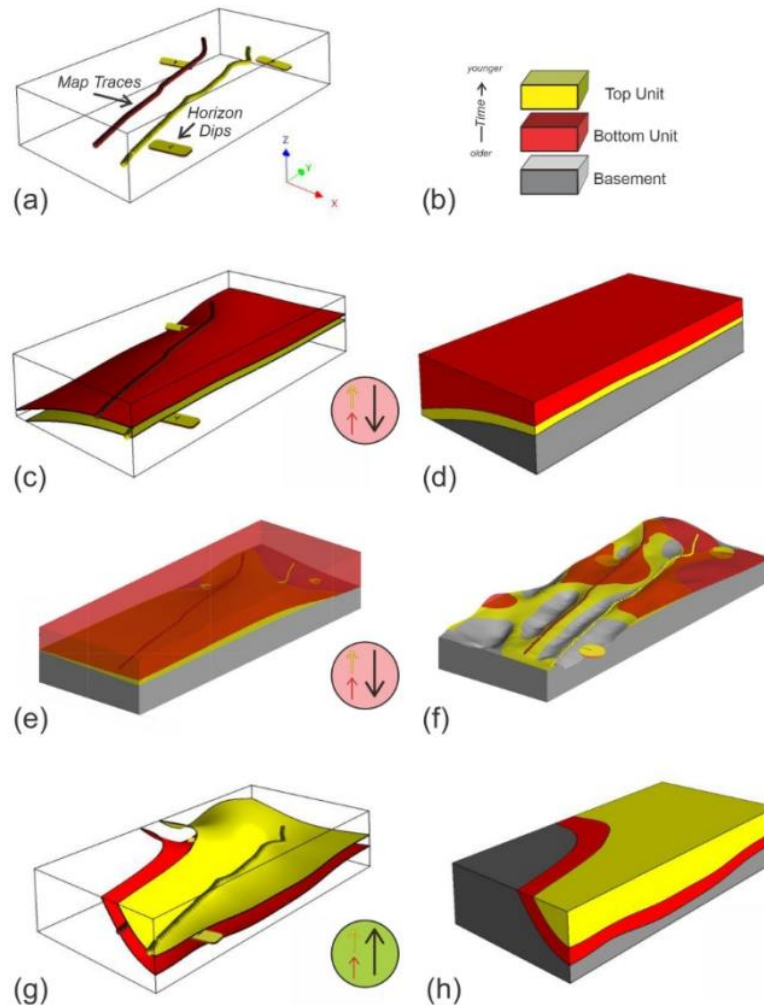


Рис. 1.2 - Приклади необґрунтованих 3D геологічних моделей. Розріджені вхідні дані (a), історія подій (b), необґрунтовані моделі (c-f), обґрунтовані моделі (g) і (h)

Існують і інші підходи для підвищення точності моделей, такі як вибір правильного комплексу методів, що описує досліджуваний об'єкт моделювання; правильна геометризація об'єкта тощо.

Відмінна точна модель слугує запорукою якісного результату виконаних робіт, що в свою чергу зменшує можливість похибок, неточностей та недоліків на різних етапах обробки інформації, та збільшує можливості подальшої роботи з досліджуваною ділянкою. Гарна модель надасть доступ до вирішення відчутної кількості геологічних проблем, наприклад, знаходження нових продуктивних горизонтів, виявлення хибних розрахунків, проведення додаткових робіт тощо.

Основною проблемою геомodelювання підземних сховищ газу є брак вхідною інформації, через зазвичай малу зону вивченості. Особливо це стосується об'єктів, які створені не на базі виснажених родовищ, а на базі водоносного пласта, як Червонопартизанське ПСГ. Також проблемою може виступати постійна експлуатація ПСГ на закачування і відбір газу з пластів, що часто призводить до їх змін в петрофізичних параметрах. Це в свою чергу робить старі моделі менш ефективними. Додаткову невизначеність вносять слабко досліджені зони зривів та покришок. Навіть мікротріщинуватість може перетворити герметичну пастку на шлях втрат, а сейсміка часто не дає достатньої роздільності, щоб це достеменно зафіксувати.

1.3. Сучасні програмні забезпечення геологічного моделювання

В сьогоdnішній практиці у світі в сфері геології широкого застосування набули спеціалізовані програмні забезпечення геологічного моделювання. Вони дозволяють інтегрувати дані різної природи – свердловинні, сейсмічні, кернові – в єдину цифрову тривимірну модель для подальшого аналізу та оптимізації експлуатаційних процесів.

Геологічні моделі створюються для різних цілей, наприклад, оцінка запасів, аналіз стійкості гірських порід тощо. Наразі доступно кілька програмних пакетів, призначених для геологічного моделювання та аналізу стійкості гірських порід:

- Petrel (SLB)

- Leapfrog Geo (Seequent)
- OpendText (dGB Earth Sciences)
- Slide3 (Rocsience)

Petrel – це інтегрована програмна система для геологічного, геофізичного та інженерного моделювання, розроблена компанією SLB. Вона дозволяє здійснювати повний цикл робіт – від завантаження вихідних даних до побудови геологічної моделі і проведення гідродинамічного моделювання (SLB, 2018).

Основні можливості:

- Інтерпретація сейсмічних даних (2D/3D).
- Кореляція свердловин.
- Моделювання петрофізичних властивостей порід.
- Інтеграція з симуляторами родовищ (Eclipse).
- Підтримка стохастичних методів та аналізу невизначеності.

Leapfrog Geo – це програмне забезпечення для тривимірного геологічного моделювання, розроблене компанією Seequent. Воно використовує імпліцитне моделювання для швидкого створення геологічних моделей на основі бурових даних, точок і поверхонь (Seequent, 2025).

Геологічне моделювання Leapfrog забезпечує:

- Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс
- Моделювання доменів
- Чисельне моделювання
- Візуалізація даних
- Підтримка великого обсягу даних та їх обробка

OpendText – це безкоштовна система інтерпретації сейсмічних даних, що надає можливість для візуалізації, аналізу та інтерпретації 2D, 3D, та 4D сейсмічних даних, розроблена компанією dGB Earth Sciences.

Slide3 розроблений так, щоб бути максимально простим у використанні, як для повністю тривимірної програми чисельного аналізу. Геометрія є найскладнішим

аспектом створення моделі Slide3. Моделі Slide3 можуть варіюватися від простих 2D-екструзій до складної 3D-геометрії, створення якої вимагає багатьох кроків. Широкий набір інструментів для моделювання геометрії дозволяє створювати 3D-моделі схилів будь-якої складності з будь-якою кількістю областей матеріалів (Florea and Danciu, 2024).

Порівняльна характеристика цих ПЗ наведена в табл. 1. 1

Таблиця 1.1 Порівняльна характеристика програмного забезпечення для геологічного моделювання

Програмне забезпе-чення	Основне призначення	Підтримка сейсмічних даних	Петрофізичне моделювання	Тип моделювання	Основні переваги
Petrel	Комплексне геологічне, геофізичне та резервуарне моделювання	Так	Так	Структурне, стратиграфічне, петрофізичне	Інтеграція геології, сейсміки, гідродинаміки
Leapfrog Geo	Швидке геологічне моделювання із застосуванням інтерполяції	Обмежено	Частково	Літологічно-стратиграфічне моделювання	Швидке побудування моделей, інтуїтивний інтерфейс
OpendTect	Сейсмічна інтерпретація та побудова структурних моделей	Так	Ні	Сейсмічна інтерпретація, структурне моделювання	Відкрите ПЗ, велика кількість сейсмічних атрибутів
Slide3	Тривимірний аналіз стійкості схилів і укосів	Ні	Ні	Геомеханічне моделювання	Аналіз складних 3D геометрій, геотехнічні розрахунки

Порівнюючи програмні забезпечення, можна виділити, що Petrel від компанії SLB є програмою, що може охоплювати велику кількість інформації і виконувати

найбільшу кількість завдань з можливих. Інші програми є менш гнучкими та більш спеціалізованими.

Кількісна геологічна модель підземного сховища газу потребує набору великої кількості даних. Для опрацювання такої кількості інформації та відмінної її обробки чудово підходить ПЗ Petrel. Побудова моделі буде проведена для Червонопартизанського ПСГ.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПСГ

Червонопартизанське ПСГ створене в системі газопроводів УМГ "КИЇВТРАНСГАЗ" для підвищення надійності газопостачання споживачів м. Києва, а також Київської, Чернігівської, Сумської областей, розташованих на газопроводі Київ-Брянськ.

Першим проектом дослідного закачування в 1963 р. передбачалося створення ПСГ із загальним об'ємом 352 млн м³ газу. В 1967 р. було розроблено і затверджено доповнення до технологічного проекту ДПЕ, яким передбачалось створити ПСГ загальним об'ємом 763 млн м³ газу, в т.ч. активний – 470 млн м³.

У 1976 р. був розроблений і затверджений проект розширення Червонопартизанського ПСГ, згідно якого передбачалося загальний об'єм зберігання газу довести до 3,0 млрд м³, в т. ч. активний – 1,5 млрд м³.

З 1985 року сховище працює в циклічному режимі. Загальний об'єм зберігання газу становить 3,0 млрд.м³, в т.ч. активний об'єм 1,5 млрд м³, але за всю історію експлуатації ПСГ відбирання не перевищувало 1234,1 млн м³ газу (1991 рік).

2.1. Загальні відомості про ПСГ

В адміністративному відношенні газосховище розташоване на території Носівського району Чернігівської області України, на північний схід від м. Києва і на південний-схід від магістрального газопроводу Дашава-Київ-Москва (рис. 2.1).

Обласний центр м. Чернігів знаходиться в 55-60 км на північний захід від ПСГ, а райцентр м. Носівка – на південь від нього. Найближчі залізничні станції знаходяться в м. Носівка та Ніжин. На північ від ПСГ проходить автомагістраль Київ-Москва, а в 30 км на захід – Київ-Чернігів. Поблизу газосховища розташовані міста і населені пункти; Ніжин, Носівка, Козелець, Ліхачево, Селище та інші.

Безпосередньо до ПСГ прилягають с. Мрин та Плоске. Всі населені пункти пов'язані між собою шосейними дорогами.

Площа Червонопартизанського ПСГ розташована в басейні середньої течії р. Остер, лівої притоки р. Десна і в загальному орографічному плані відноситься до Придніпровської низовини. Рельєф місцевості рівнинний. Максимальні абсолютні відмітки в північній частині району досягають 130-132,8 м. Річка Остер пересікає південну частину площі, перетікаючи і утворюючи місцями заболочені стариці. Ширина її русла не перевищує 10 м.

Клімат району помірно-континентальний. Формується він головним чином під впливом атлантичних повітряних мас. Зима помірно холодна. Середня температура січня -6° – -7°C . Літо помірно тепле, середня температура липня $+17^{\circ}\dots+19^{\circ}\text{C}$. Абсолютний максимум $+39^{\circ}\text{C}$. Середньорічна температура $+5+7^{\circ}\text{C}$. Середньорічна кількість осадів 550-600 мм. Переважаючі вітри: взимку - західні і південні, влітку – західні і північно-західні.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським, розвинуто тваринництво.

Червонопартизанське підземне сховище газу (ПСГ) створене з метою забезпечення надійності газопостачання промислових об'єктів центральних областей України в системі магістральних газопроводів УМГ "Київтрансгаз", на базі нижньобатського (j2bt) і байоського (j2bj) водоносних горизонтів однойменного підняття.

2.2. Стратиграфія

Верхня частина розрізу осадового комплексу представлена відкладами тріасу, середньої і верхньої юри. нижньої і верхньої крейди, а також породами палеогену, які перекриті четвертинними утвореннями.

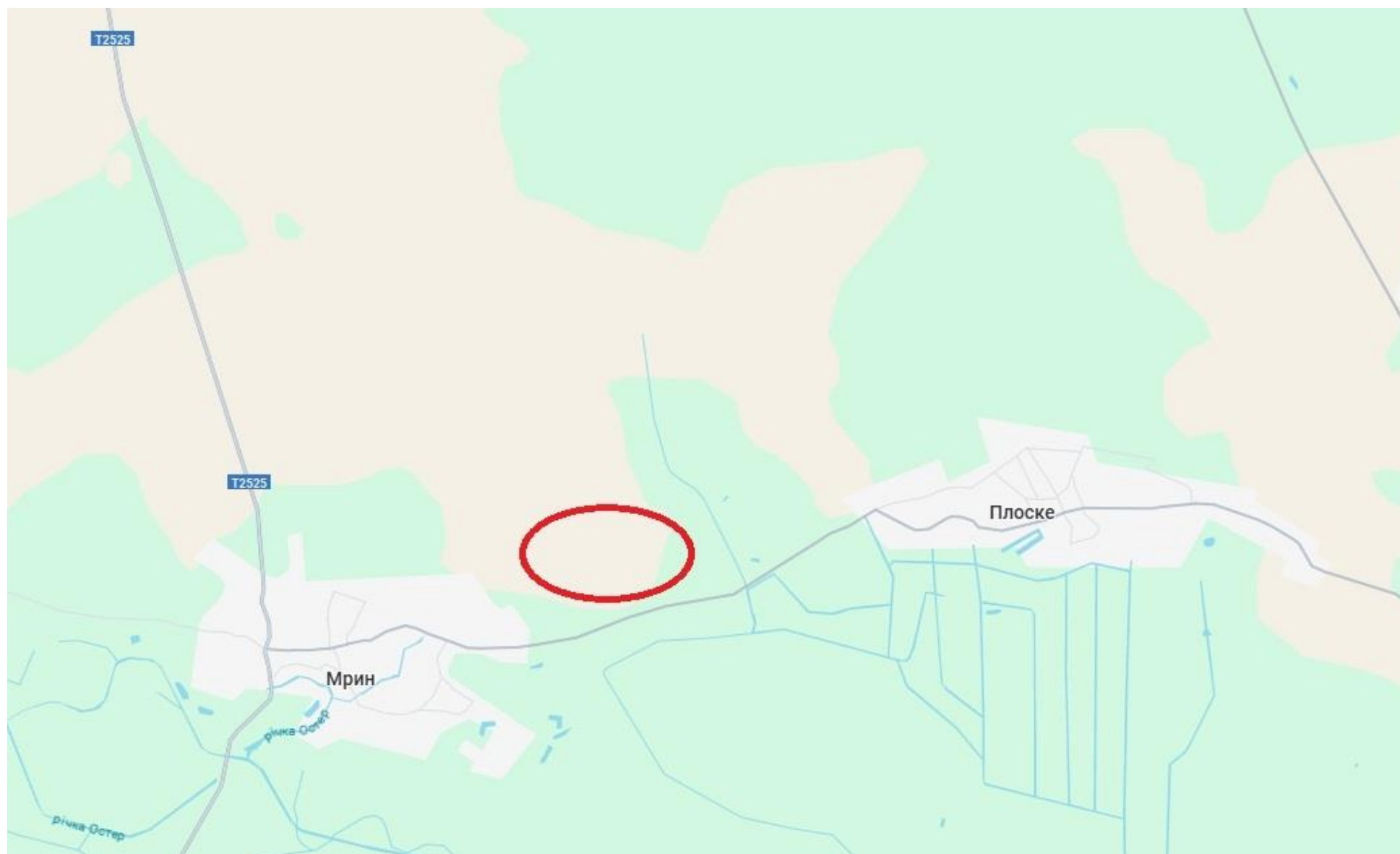


Рис. 2.1 – Місце розташування Червонопартизанського ПСГ

Тріасова система представлена середнім відділом. Відклади середнього тріасу складені строкатобарвними глинами з підлеглими прошарками пісків, пісковиків, алевролітів. Піски дрібно-різнозернисті, зазвичай алевритові і глинисті, що місцями переходять в пухкі пісковики. Товщина піщаних прошарків коливається від 1-5 до 10-15 м. Товщина середньотріасових відкладів біля 210 м.

Відклади юри представлені середнім і верхнім відділами. Середньоюрський відділ включає в себе байоський і батський яруси. Байоський ярус складений дрібнозернистими алевритовими пісками, і алевролітами, що переходять до низу в глинисті алевроліти і алевритисті глини. Товщина порід змінюється від 13-17 м в склепінній частині до 24-27 м на крилах. Відклади батського ярусу представлені піщано-глинисто-алевритовою товщею, що залягає між байоськими піщаними породами і морськими глинами келовею. Сумарна їх товщина коливається в межах 60-91 м. За літологічними ознаками вони поділяються на нижньо і верхньобатський під'яруси. Нижньобатський під'ярус складений трьома пачками: пачкою перешарування глин і глинистих пісків (товщиною від 1,5 до 5 м), значною піщано-алевритовою пачкою (товщиною 10-22 м) і пачкою жирних глин (товщиною від 13 до 19 м). Верхньобатський під'ярус складений безкарбонатною, щільною, жирною, алевритовою глиною, що перешаровується з глинистими алевролітами. Товщина відкладів коливається від 33,5 до 45 м.

Верхньоюрський відділ представлений келовейським і оксфордським ярусами. Келовейський ярус складений глинистою (нижній келовей) і глинисто-карбонатною товщами (середній і верхній келовей). Сумарна їх товщина 43-60,5 м. Відклади оксфордського ярусу узгоджено залягають на келовейських та із розмивом перекриваються нижньою крейдою. Вони підрозділяються на карбонатну товщу нижнього оксфорду і глинисто-карбонатну товщу середнього і верхнього оксфорду. Сумарна товщина відкладів коливається від 70,5 до 146,4 м, в склепінні складає 76-83 м.

Крейдова система складена піщано-глинистою товщею нижньої та верхньої крейди. Відклади крейдового віку із стратиграфічним неузгодженням залягають на породах верхньої юри і трансгресивно перекриваються палеогеном. В зв'язку з цим, сумарна товщина крейдових відкладів коливається в досить широких межах – від 73-74 м в склепінні до 267-277 м на зануренні крил. Відклади нижньої крейди з розмивом залягають на різних горизонтах верхнього Оксфорду і трансгресивно перекриваються сеноманом, а в найбільш піднятих ділянках склепіння палеогеном. Верхньокрейдові відклади складені піщано-мергельною пачкою сеноману і мергельно-крейдовою товщею турону, коньяку і сантону. В найбільш підвищених ділянках склепіння осади верхньої крейди в передканівський час розмиті повністю.

Палеогенова система складена відкладами канівського, бучацького і київського ярусів еоцену, а також харківського олігоцену; Відклади канівського і бучацького ярусів представлені, в основному, піщанистими утвореннями, київського – глинисто-мергельними і харківського – алевритовими глинами і глинистими алевролітами. Сумарна товщина відкладів палеогену коливається від 85-86 м в склепінні, до 109-121 м на зануренні крил.

Відклади четвертинної системи складені піщаною товщею давньої моренної тераси, а також сучасними алювіальними відкладами заплавної тераси р. Остер. Товщина порід від 32 до 55 м (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Літостратиграфічна колонка Червонопартизанської газоносної системи

Ератема	Система	Відділ	Ярус і регіоярус	Товщина	Літологія
Кайнозой	Неоген			32-55 м	Пісок

Продовження таблиці 2.1

Кайнозой	Палеоген	Олігоцен	Харківський	85-121 м	Алевритисті глини
		Еоцен	Канівський		Пісок
			Бучацький		
			Київський		Глини і мергелі
Мезозой	Крейда	Верхній	Сантон	73-277 м	Пісок і глина
			Коньяк		
			Турон		
			Сеноман		
		Нижній			
	Юра	Верхній	Оксфорд	70,5-146,4 м	Глинисто-карбонатна товща
			Келовей	43-60,5 м	Глина і глинисто-карбонатна товща
		Середній	Бат	60-91 м	Глинисто-алевролітова товща
			Байос	13-27 м	Алевритовий пісок, алевроліт, алевритиста глина
	Тріас	Середній		~ 210 м	Глина з прошарками пісків, пісковиків, алевролітів
Палеозой	Перм	Цисуралій		~ 290 м	
	Карбон	Верхній		132-312 м	
		Середній	Московій	346-409 м	
			Башкірій	348-401 м	
		Нижній	Серпуховій	134-289 м	
			Візей	225-631 м	
			Турней	50-99 м	
	Девон	Середній		до 1100 м	

2.3. Тектоніка

У тектонічному відношенні Червонопартизанське підняття приурочене до піднесеного південно-західного крила одного з флексуроподібних перегинів, що ускладнюють південну зону обрамлення центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини.

Глибина залягання покрівлі нижньобатського горизонту коливається від 393,6 м в склепінні, до 688 м на глибинних занурених крилах. За покрівлею нижньобатського горизонту підняття являє собою скорочену брахіантикліналь з кутами падіння порід на крилах 4-7°, на перикліналях – 2°. Його розміри в контурі ізогіпси мінус 480 м складають 14 x 6,6 км, висота – 210 м.

Склепінна частина підняття ускладнена системою локальних скидів, що утворюють складний грабен. Більшість скидів мають амплітуду від 6 до 25 м. Найбільш крупним по амплітуді (близько 50 м) є поперечний (головний) скид, що поділяє підняття на південно-східний (піднесений) та північно-західний (опущений) блоки. По цьому скиду нижньобатський і байоський пласти-колектори південно-східного блоку (ПдСх) приведені до тектонічного контакту з верхньобатською алевроито-глинистою товщею північно-західного блоку (ПнЗх). Цей скид в склепінні порушує гідродинамічний зв'язок по простяганню нижньобатського і байоського горизонтів. Більш дрібні скиди цього зв'язку не порушують, а утворюють єдиний гідродинамічний комплекс (рис. 2.2-2.4).

2.4. Гідрогеологічна характеристика ПСГ

У розрізі Червонопартизанського підняття водоносні горизонти виділяються у всіх розкритих відкладах від тріасу до четвертинного віку.

Пластові води середньотріасового водоносного комплексу приурочені до прошарків і пачок пісків і пісковиків, що залягають в товщі строкатих глин. Верхні

прошарки пісків залягають на відстані 5 м від покрівлі в склепінній частині, до 40 м на крилах, тобто в інтервалах 442-718 м. Пластові води за розломами, можливо, мають зв'язок з водами байоського і нижньобатського горизонтів.

Юрський водоносний комплекс, включає в себе бат-байоський горизонт, складений із байоського та нижньобатського підгоризонтів і оксфордський горизонт, які залягають на тріасовому водотриві, який представлений глинистими породами. Бат-байоський водоносний горизонт приурочений до дрібнозернистих, зазвичай, алевритових і алевритистих пісків і піщаних алевролітів низів нижнього бату і верхів байосу, що відділені один від одного піщано-глинистою перемичкою товщиною 5-13 м.

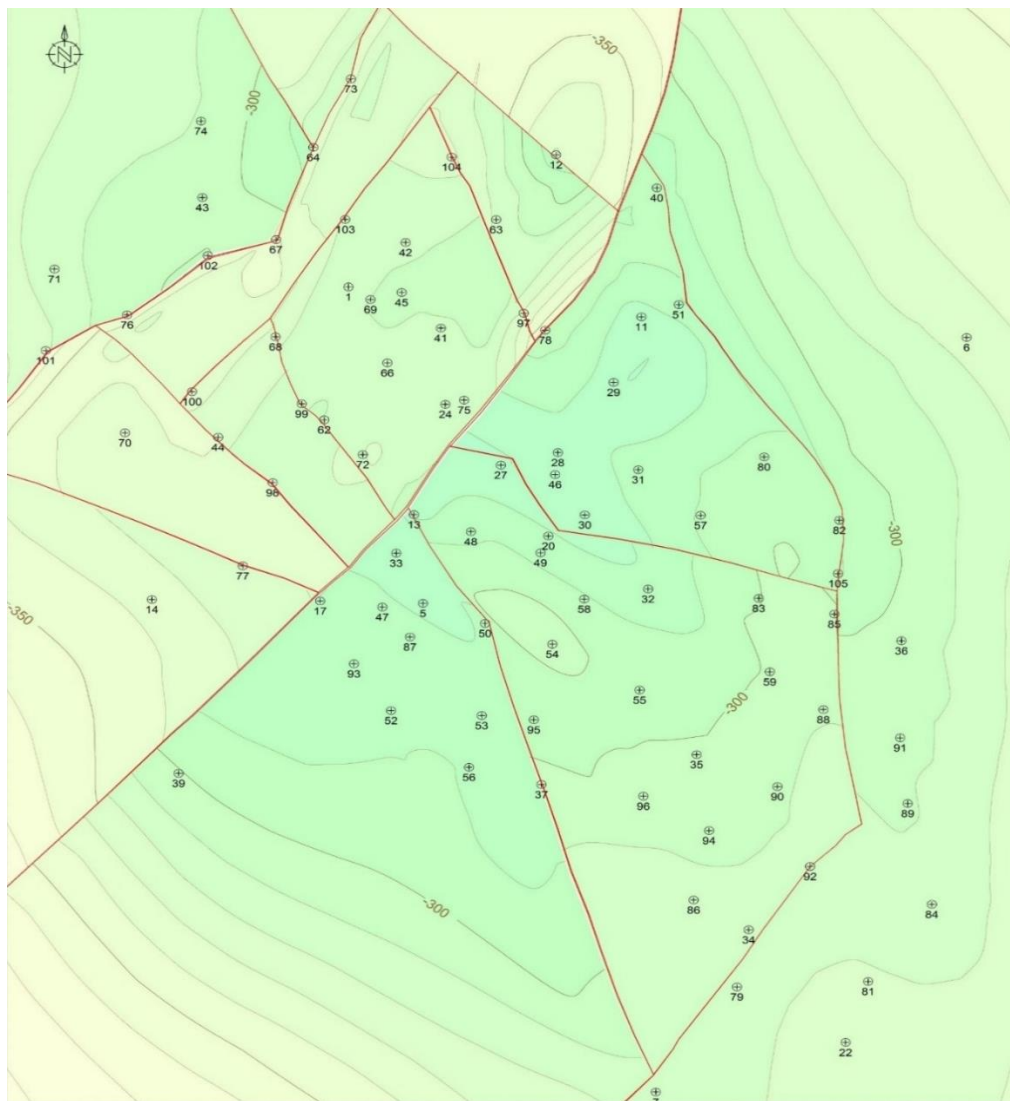


Рис. 2.2 – Структурна карта покрівлі батського продуктивного горизонту за Федутенком А.М. (2005 р.)

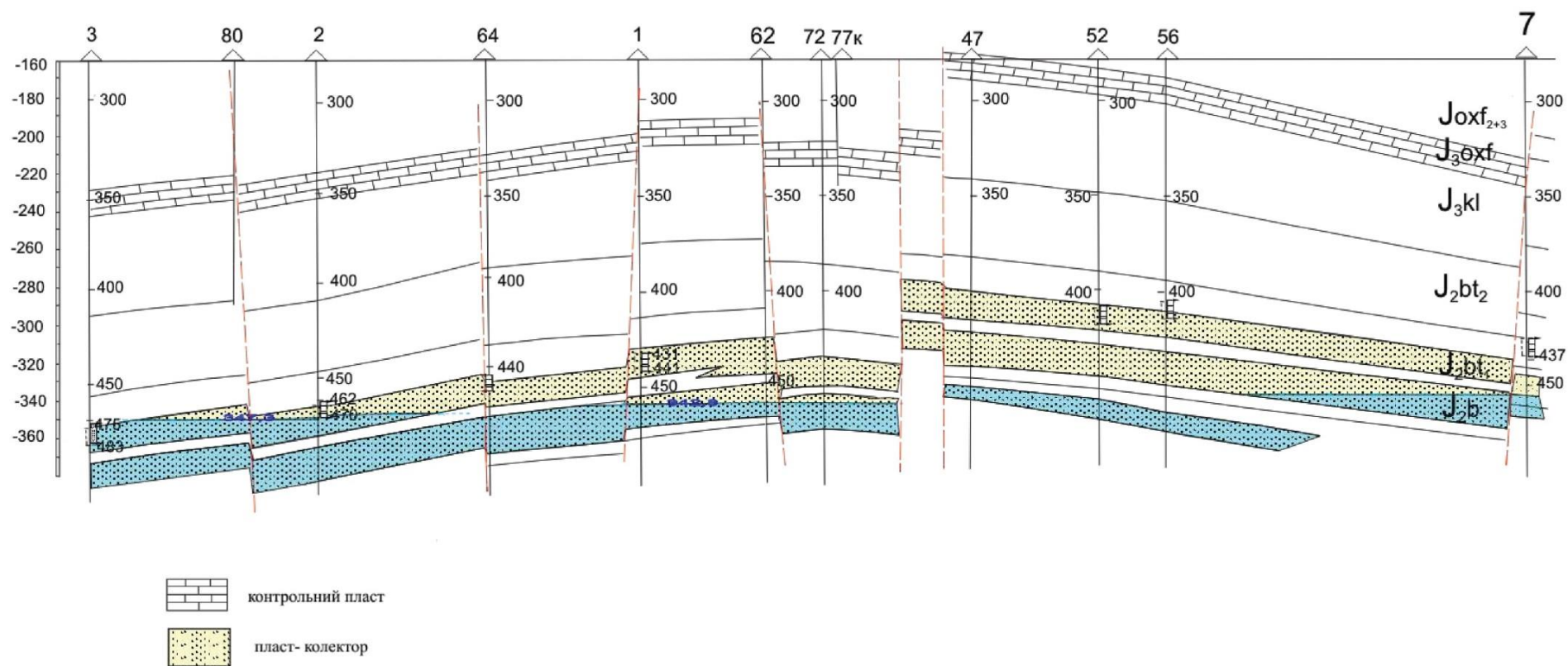
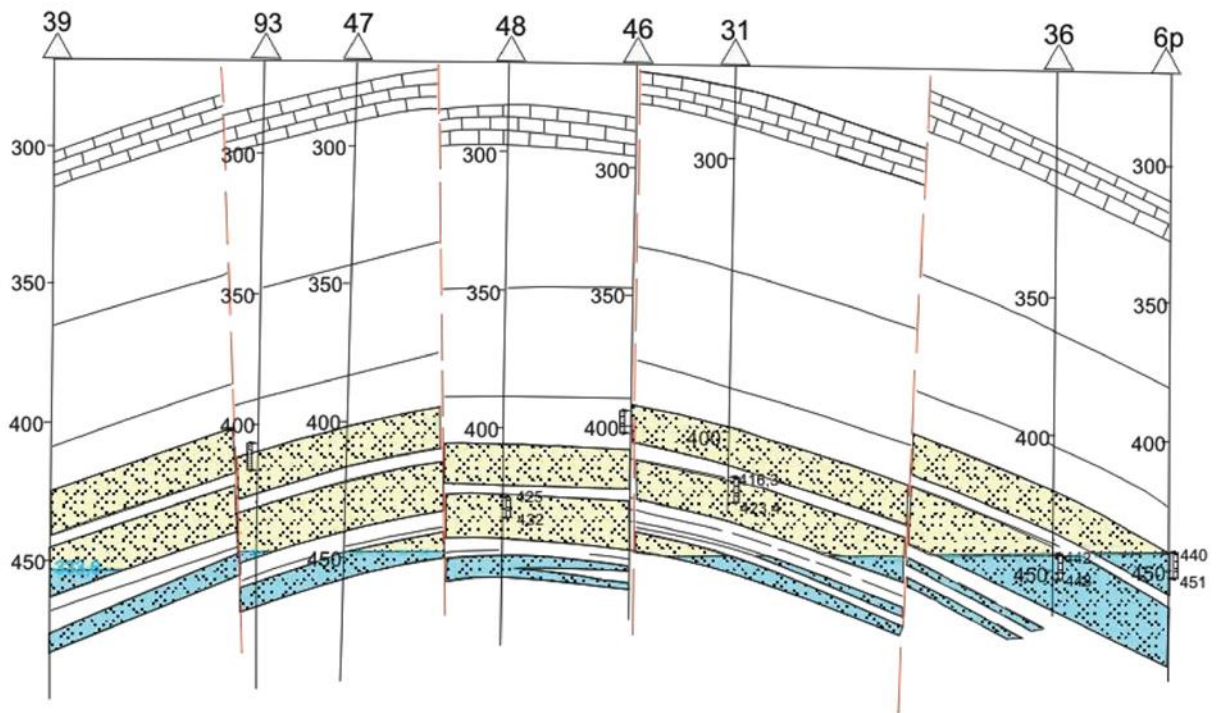


Рис. 2.3 – Повздовжній геологічний розріз по лінії свердловин 3–7 за Федутенком А.М. (2005 р.)

південно-східний блок



північно-західний блок

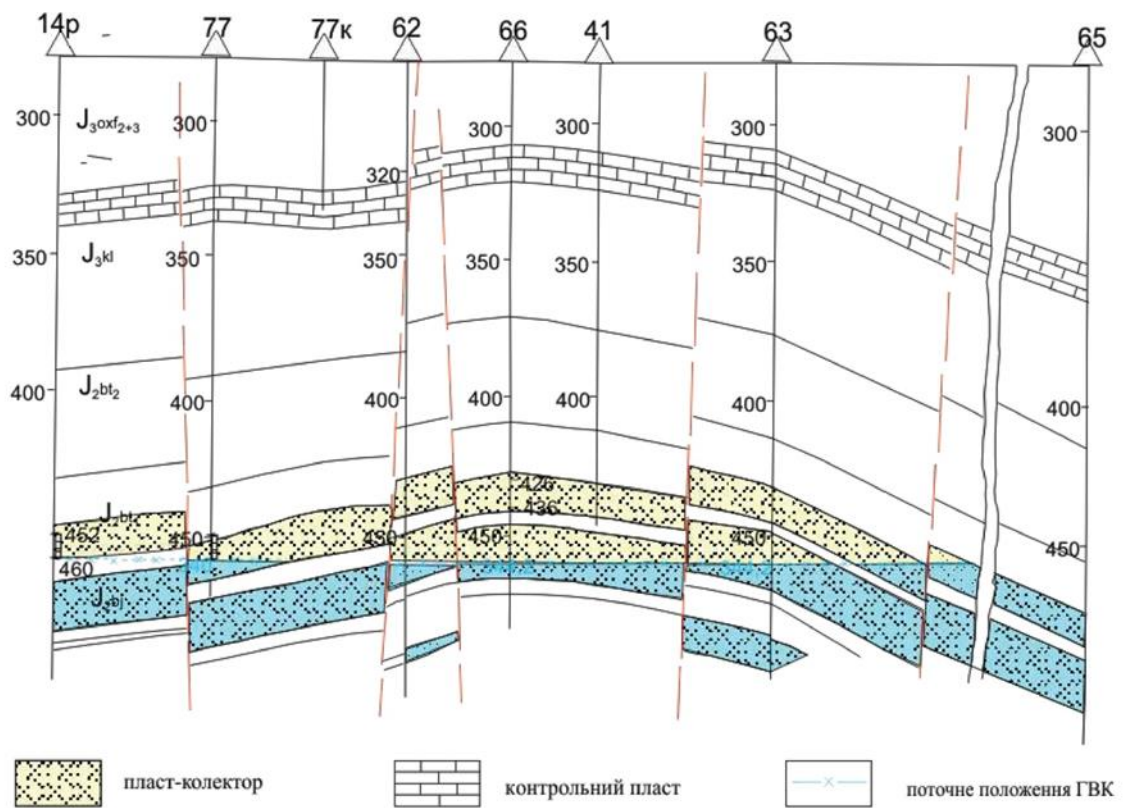


Рис. 2.4 – Поперечні геологічні розрізи за Федутенком А.М. (2005 р.)

У зв'язку з наявністю в склепінні багаточисельних розломів та виклинюванням за межами підняття згаданої глинистої перемички, дані аналізів пластових вод з цих підгоризонтів вказують на однаковий склад розчинених в них солей і близькість ступені їх мінералізації. Води обох підгоризонтів гідрокарбонатно-натрієві, слабо солені без запаху, або із слабким запахом сірководню. Статичні рівні цих вод до початку створення ПСГ коливались в межах абс. відм. мінус 103,1-104,5 м.

Мінералізація вод байоського підгоризонту змінюється від 3,13 до 8,42 кг/м³, при фоновому значенні 6,77 кг/м³. Співставлення результатів хімічного аналізу проб показує, що кількісні й якісні показники їх складу за весь час експлуатації ПСГ значно не змінилися. Показники основного і мікрокомпонентного складу, також, незначно коливаються. Концентрація бромиду залишається в межах 2,68-8,04 мг/л, амонію – 3,6-14,4 мг/л.

Нижньооксфордський водоносний горизонт приурочений до кавернозних і тріщинуватих вапняків, що перекриті глинисто-мергельною товщею середнього та верхнього оксфорду, які підстилаються мергельними глинами верхнього келовею. Ефективна товщина тріщинувато-кавернозних різновидів коливається від 5,6 до 10,8 м. Пластові води гідрокарбонатно-натрієвого, хлорид-натрієвого типу, з мінералізацією від 4,15-7,03 кг/м³ і густиною 1002-1005 кг/м³ при температурі 22°C. Статичний рівень горизонту – абс. відм. мінус 119,4-117,1 м, дебіт свердловин в склепінні – 119 м³/добу, на периферії – 2,95 м³/добу. Пластовий тиск в склепінній частині підняття складає близько 28,2 кгс/см².

Нижньокрейдовий водоносний горизонт залягає на глибинах від 122-124 м в склепінні, до 315-324 м на крилах. Ефективна його товщина по площі коливається від 47 до 75 м. Пластові води гідрокарбонатно-натрієвого типу, прісні, дуже слабо мінералізовані, їх густина 1000 кг/м³. Статичний рівень вод горизонту (св.5, 45, 69) встановлений на абс.відм. мінус 100,9-100,2 м.

Палеоген-антропогеновий водоносний комплекс включає в себе канівський, буцацький, харківський і четвертинний водоносні горизонти. На

Червонопартизанській площі води цих горизонтів не вивчалися. Вони можуть бути охарактеризовані по аналогії з сусідньою Олишівською площею. Їх мінералізація 0,7-0,8 кг/м³. Води гідрокарбонатно-натрієвого, іноді сульфатно-натрієвого типу.

Канівський водоносний горизонт приурочений до пісків глауконітово-кварцових. Нижнім водотривом є верхньокрейдові відклади, верхнім – глини, що залягають в покрівлі канівських, основі бучацьких відкладів.

Бучацький водоносний горизонт залягає на глибинах 85-95 м і приурочений до дрібно і середньозернистих пісків однойменного ярусу. Води слабонапірні, прісні.

Харківський водоносний горизонт залягає на глибинах 30-50 м і приурочений до глинистих пісків і алевролітів однойменної світи. Води безнапірні, жорсткі. Місцями вони з'єднуються з водами четвертинних відкладів. Водотривом є київські мергелі.

Четвертинний водоносний горизонт приурочений до алювіальних і флювіогляціальних відкладів. Водомісткими породами є середньо і дрібнозернисті піски з включеннями валунів. Води прісні, безнапірні, їх мінералізація близько 1 кг/м³.

Бат-байоський і нижньооксфордський водоносні горизонти відносяться до зони значного водообміну, тоді як нижньокрейдовий і водоносні горизонти, що залягають вище – до зони активного водообміну.

2.5. Фізико-літологічна характеристика продуктивного горизонту

Нижньобатський і байоський горизонти, до яких належить підземне сховище, складені пісками і слабозцементованими пісковиками, що переходять у нижній частині в глинисті алевроліти.

Товщина піщаної частини нижньобатського пласта-колектора коливається за площею від 10-11 м до 22 м. Проникна частина порід пласта змінюється від 8-ми до 16-19 м. Середня товщина проникної частини складає 16,4 м. Глибина покрівлі

байоського пласта-колектора залягає в склепінній частині в інтервалі 410-420 м, на зануренні крил – 653-658 м. Середня товщина пласта складає 18 м. Середня проникність обох пластів – $(2,4-1,7) \times 10^{-12}$ м² (2,4-1,7 Дарсі), пористість – 31%, сумарна ефективна товщина – 34 м.

Гідростатичний тиск, приведений до ізогіпси мінус 270 м в південно-східному блоці, прийнятий рівним 38,3 кгс/см², на ізогіпсі мінус 310 м в північно-західному блоці – 42,5 кгс/см². Пластом-покрівлею продуктивного пласта є товща глин баткеловейського віку, товщиною 100-120 м. В якості контрольних обрано нижньооксфордський і крейдовий водоносні горизонти. Нижньооксфордський горизонт складено кавернозними і тріщинуватими вапняками товщиною 5,6-10,0 м. Нижньокрейдвий горизонт складений різнозернистими пісками товщиною 47-75 м.

2.6. Газоносність

Створення і формування штучного газового покладу Червонопартизанського ПСГ можна умовно розділити на три етапи:

- Перший етап – дослідний (з 1968 р. по 1973 р.). ПСГ експлуатувалося за допомогою Олишівської КС. Максимально досягнутий пластовий тиск не перевищував 52,5 кгс/см², мінімальний – 30,6 кгс/см².

- Другий етап тривав з 1974 по 1985 рр. Формування газового покладу проводилося за допомогою Червонопартизанської КС, до якої іноді підключалася Олишівська. Кількість експлуатаційних свердловин, що працювали на відбір та закачування газу коливалась від 4 до 40 одиниць.

У 1976 р. був розроблений і затверджений проект розширення Червонопартизанського ПСГ, згідно з яким передбачалося довести загальний об'єм зберігання газу до 3,0 млрд м³, в т. ч. активний – 1,5 млрд м³ (Протокол МГП №25/76 від 02.12.76 р.). В 1981 р., відповідно до наказів колишнього Мінгазпрому

СРСР № 132 від 21.07.81 р. і "Укргазпром" № 199 від 07.08.81 р., були виконані і затверджені корективи до проекту розширення, на підставі яких була зменшена максимальна продуктивність ПСГ.

- Третій етап розпочався з 1985 р. і продовжується до цього часу. В 1984 р. потужність Червонопартизанської КС доведена до 14,4 МВт, що дало можливість, починаючи з 1985 р., збільшити об'єми закачування і відбирання газу, а в 1989 р. вивести газосховище на циклічний режим промислової експлуатації. Кількість експлуатаційних свердловин, що працювали на відбір та закачування газу сягала 67 одиниць.

2.7. Фонд свердловин

На кінець сезону закачування 2015 року загальний фонд свердловин Червонопартизанського ПСГ налічував 105 одиниць (табл. 2.2):

- експлуатаційних свердловини – 67 одиниць, з них свердловини ПдСх блоку – 43 од.; ПнЗх блоку – 24 од.

- 14 спостережних свердловин: ПдСх блок – 6 од.; ПнЗх блок – 8 од. розкривають бат-байоський горизонт середньої юри;

- 6 контрольних свердловин: ПдСх блок – 1 од. нижня крейда та 2 од. оксфордський горизонт верхньої юри; ПнЗх блок – 1 од. нижня крейда та 2 од. оксфордський горизонт верхньої юри;

- 5 геофізичних свердловин: ПдСх блок – 2 од.; ПнЗх блок – 3 од.;

- 2 свердловини на геологічному збереженні;

- 11 свердловин ліквідованих після буріння.

Конструкція свердловин: кондуктор діаметром 219, 245, 273мм; експлуатаційна колона – діаметром 146мм , 168 мм.

Типи фільтрів що встановлені на вибоях свердловин:

- алюмінієво-гравійно-намивний – 7 свердловин;
- склопластиковий – 1 свердловина;
- монолавансовий – 44 свердловин;
- склотканевий – 4 свердловини;
- ФІЛ-1 – 2 свердловини;
- гравійно-намивний (щ) – 1 свердловина;
- керамічний – 5 свердловин;
- ФС з гравійною намивкою;
- скловолокнистий – 7 свердловин.

Усі ліквідовані свердловини були пробурені на тріас і ліквідовані по правилам, діючим в роки ліквідації. Ліквідовані свердловини обстежуються щорічно. Тумба і репер свердловин знаходиться в задовільному стані, виводу тиску немає.

Для збільшення продуктивності ПСГ в процесі реконструкції газозбірного пункту потрібно переобв'язати свердловини, що працюють попарно на індивідуальні шлейфи.

Таблиця 2.2 – Стан фонду свердловин на кінець сезону закачування 2015р.

Номер	Склад фонду свердловин	Стратигра -фічна назва, горизонт розкриття	Кільк.
1	2	3	4
1	Працюючі на закачування	J ₂ bat+baj	65
2	Придатні до роботи, але не використовуються при даних об'ємах закачування		0
3	Всього діючих (1+2)	J ₂ bat+baj	65
4	Всього бездіючих свердловин, в очікуванні ремонту	J ₂ bat+baj	2
5	Всього облаштованих і підключених свердловин	J ₂ bat+baj	67
6	Знаходиться в очікуванні підключення, в т.ч. в консервації в консервації на інші горизонти		0

Продовження таблиці 2.2

7	Весь експлуатаційний фонд		67
8	Спостережні свердловини	J2 bat+baj J3oxf	14
10	Геофізичні свердловини	J2 bat+baj	5
11	Поглиналильні свердловини		0
12	Розвантажувальні свердловини		0
13	Дегазаційні свердловини		0
14	В очікуванні ліквідації		0
15	Всього свердловини експлуатаційного фонду (7-14)		92
16	Ліквідовані після буріння	T	11
17	Ліквідовані після експлуатації		0
18	Знаходяться на геологічному збереженні	J2 bat+baj	2
19	Всього свердловин ПСГ (15-18)		105
20	Коефіцієнт експлуатації		0,964

2.8. Газодинамічні дослідження свердловин

З метою визначення продуктивних характеристик експлуатаційного фонду свердловин, фільтраційних властивостей пласта-колектора та вибору робочого дебіту свердловин під час закачування газу у вересні-жовтні 2015 року на Червонопартизанському ПСГ виконувались газодинамічні дослідження 62 експлуатаційних свердловин на одному усталеному режимі із проведенням вимірювання статичного тиску (Рст.тр., Рст.зтр.) на гирлі зупиненої свердловини та одночасному вимірюванні робочих параметрів (Рроб.тр. Рроб.зтр) і дебіту (qг) в працюючій свердловині. Дослідження свердловин проводились на 12, 15, 17, 20, 25 мм діафрагмах (в залежності від продуктивності свердловини).

Оскільки пласт-колектор представлений крихкими різностями порід, то вибої свердловин, згідно з проектом, облаштовані протипісковими фільтрами. Однак, по деяких свердловинах експлуатаційного фонду мають місце такі негативні явища, як кольматація приви́бійної зони або запісочування фільтрів, що приводить до істотного зниження їх продуктивності. Окрім цього, негативний вплив на фільтраційні властивості чинить компресорне мастило, що виноситься в приви́бійну зону під час закачування газу. В зв'язку з цим, фактична продуктивність експлуатаційних свердловин носить достатньо диференційований характер, що підтверджується результатами досліджень.

Всього у сезоні 2015-2016 рр. досліджено 62 свердловини з метою визначення продуктивної характеристики і наявності механічних домішок. За результатами досліджень на 10 свердловинах №№ 27, 30, 48, 50, 53, 55, 57, 67, 74, 83 спостерігаються сліди піску. Продуктивність цих свердловин обмежується за допомогою регулюючих пристроїв з метою недопущення руйнування наземного обладнання.

На 4 свердловинах №№ 1, 41, 68, 93 спостерігається значний виніс піску, експлуатація цих свердловин під час відбирання газу неможлива без проведення капітального ремонту по заміні протипіщаного фільтра.

Обробка результатів досліджень здійснювались за методикою, яка передбачає спільне рішення двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і відомої в зарубіжній практиці степеневі формули:

$$q = c(P_{2_{пл.}} - P_{2_{зб.}})^n \quad (2.1)$$

де c – коефіцієнт продуктивності свердловин; n – показник степеню, що відповідає нахилу прямої, яка характеризує залежність між q і $(P_{2_{пл.}} - P_{2_{зб.}})$ нанесених на логарифмічну сітку; $P_{2_{пл.}}$, $P_{2_{зб.}}$ – пластовий та вибійний тиски, кгс/см²; q – дебіт свердловини, тис.м³/добу.

Результати обробки досліджень показали, що середні значення коефіцієнтів фільтрації практично співпадають з результатами минулорічних досліджень.

Газодинамічні дослідження свердловин Червонопартизанського ПСГ проводяться щорічно, а також після проведення капітального ремонту свердловин, з метою визначення продуктивних характеристик експлуатаційних свердловин, визначення коефіцієнтів фільтраційного опору привибійних зон, визначення безпісочного дебіту та вибору робочого дебіту свердловин під час відбирання газу. Результати газодинамічних досліджень оброблялися за методикою "Инструкции по исследованию газовых скважин М.: 1961 г."

Характеризуючи продуктивність свердловин, слід відмітити, що продуктивність свердловин ПнЗх блоку в цілому нижча, ніж свердловин ПдСх блоку. Це пов'язується з газонасиченою товщиною пласта в ПнЗх блоці, що значно менша, ніж в ПдСх.

2.9. Геофізичні дослідження свердловин

У сезоні 2015-2016 рр. промислово-геофізичними методами було досліджено 10 свердловин Червонопартизанського ПСГ. Дослідження проводились Полтавським Управлінням геофізичних робіт.

Метою геофізичних досліджень було визначення поточної газонасиченої товщини та коефіцієнту газонасиченості продуктивного пласта – об'єкта ПСГ (бат-байоський горизонт), положення газоводяного контакту (ГВК), стану вибою, перфорації, термобаричних умов а свердловинах, виявлення вторинних скупчень газу, джерел і характеру перетікань, негерметичності експлуатаційної та ліфтової колон.

Основними методами геофізичних досліджень були гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж, МЛМ, ММ, 2ННК, термометрія, дефектометрія та мікрокавернометрія.

У двох свердловинах промислово-геофізичні дослідження проводились в зоні пласта-колектора для визначення стану газового покладу та рівня ГВК у нейтральний період після сезону нагнітання 2015 р. По свердловині ГВК відмічається на абсолютній відмітці 341,6 м.

По експлуатаційних свердловинах – по всьому стовбуру, з метою контролю технічного стану свердловини та герметичності ПСГ.

За результатами досліджень свердловин вторинних накопичень газу в проникних пластах не відмічається, заколонних перетоків газу за експлуатаційною колоною не встановлено.

3. МЕТОДИКА ПОБУДОВИ ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

Побудова геологічної моделі представляє собою невід’ємну частину створення комплексної моделі та потребує великої кількості вхідних даних. Така модель відтворює просторову геометрію структур і стратиграфічних поверхонь, розподіл літофацій і петрофізичних властивостей порід та слугує платформою для кількісної оцінки ресурсів, прогнозування міграції флюїду й прийняття інженерних рішень (Chen, 2022). Додаткова сейсмічна інформація є ефективним засобом обмеження модельованої геології та зменшення невизначеності в регіонах, близьких до сейсмічних розрізів.

Для кінцевого результату кваліфікаційної роботи, а саме – деталізації Червонопартизанського ПСГ, були опрацьовані дані, що налічували файли каротажних кривих у форматі .jpg, проект газосховища у форматі .pet та сейсмічні дослідження у форматі .sgy та .ascii. Червонопартизанське ПСГ налічує більше 100 свердловин різного призначення:

- Експлуатаційні (67 свердловин);
- П’єзометричні (11 свердловин);
- Спостережені (14 свердловин);
- Геофізичні (5 свердловин);
- Контрольні (6 свердловин);
- На геологічному збереженні (2 свердловини);
- Ліквідовані (11 свердловин);
- Пошукових (5 свердловин).

Опрацювання даних та їх візуалізація були виконані в програмних забезпеченнях NeuraLog та Petrel.

3.1. Оцифрування вхідної інформації

Оцифрування (в загальному) – це процес переведення інформації аналогового типу в цифрові дані (код та/або числові значення). В галузі геофізики під оцифруванням, переважно, мають на увазі один з основних етапів обробки геофізичної інформації, а саме перенос каротажних кривих з відсканованих польових даних формату .jpg у цифрові значення формату .las та інших. Для роботи з такого роду інформацією чудово підходить програмне забезпечення NeuraLog, розроблене однойменною компанією.

NeuraLog створений для автоматизованого та напівавтоматизованого перетворення відсканованих паперових каротажів у повноцінні цифрові криві. Автоматичне оцифрування оптимізує робочий процес, а унікальні засоби поліпшення якості, редагування й перевірки допомагають привести до ладу та підтвердити дані сумнівної якості відповідно до ваших потреб. Головною перевагою ПЗ є швидка та проста інтеграція оцифрованих даних в пакети геомодельовання, такі як Petrel, для подальшої їх інтерпретації та візуалізації.

В кваліфікаційній роботі магістра ПЗ NeuraLog було використано для оцифрування каротажних кривих п'яти пошукових свердловин, які були пробурені в 60-х роках минулого століття. Криві представлені методами стандартного каротажу (СК), проведеними на глибину від 2,5 до 4 км за декілька спуско-підйомних операцій (рис. 3.1). Ці методи слугуватимуть плацдармом для подальшої деталізації Червонопартизанського ПСГ.

Стандартний каротаж представлений на відсканованих файлах методом самочинної поляризації (ПС) та електричними зондами: градієнт-зондом (ГЗ) та потенціал-зондом (ПЗ). СК використовується для визначення границь пластів, міжсвердловинної кореляції та як основа ув'язки інших каротажних кривих.

Оцифрування каротажних кривих в програмному забезпеченні NeuraLog відбувається за наступним алгоритмом:

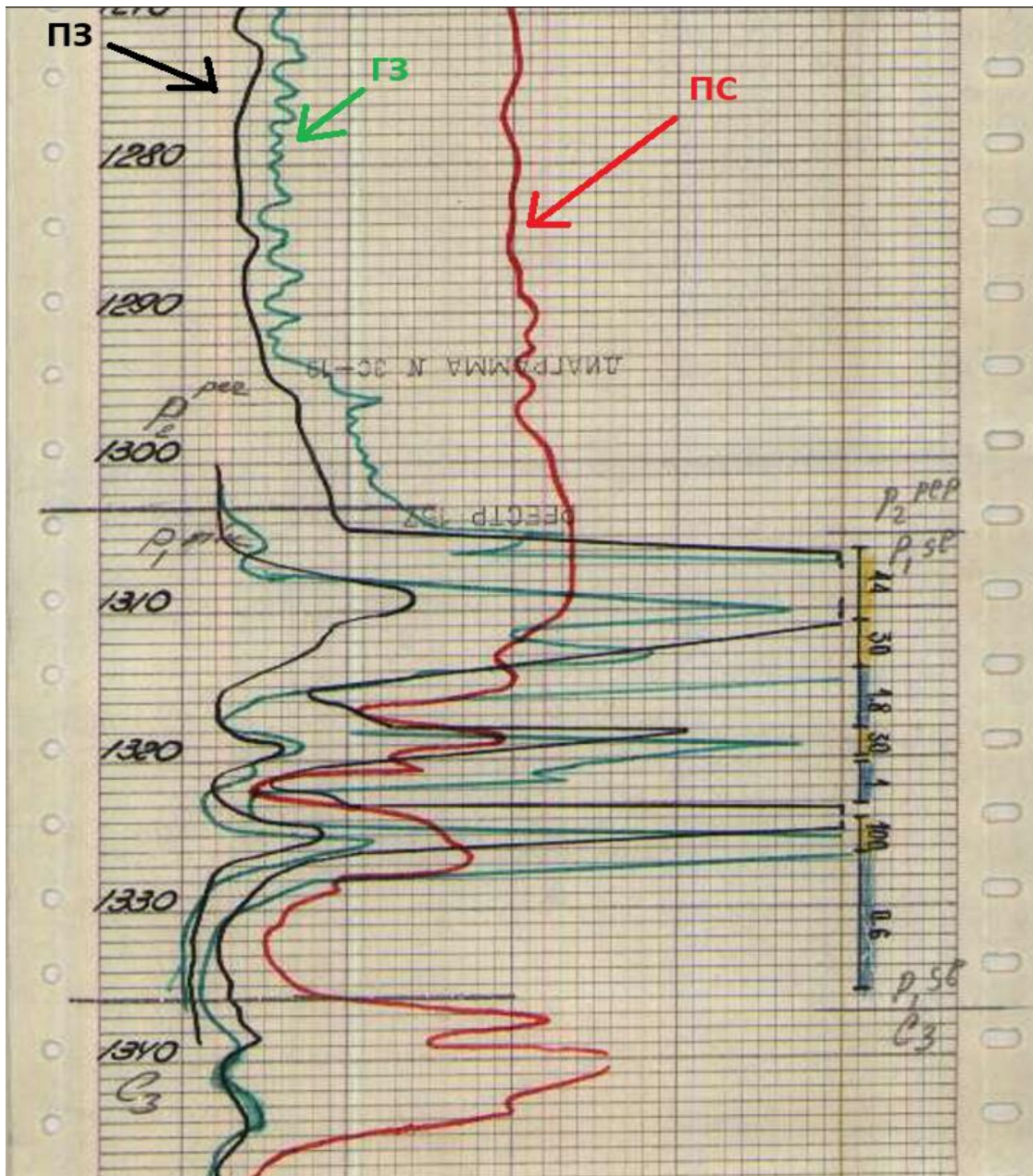


Рисунок 3.1 – Відскановані паперові каротажні криві, представлені методами стандартного каротажу

- 1) Внесення вхідних даних
- 2) Підбір масштабів
- 3) Вирівнювання нахилу «падіння» відсканованого файлу
- 4) Графічне цифрування
- 5) Експорт .las-файлу

Приклад цифрування представлений на рис. 3.2

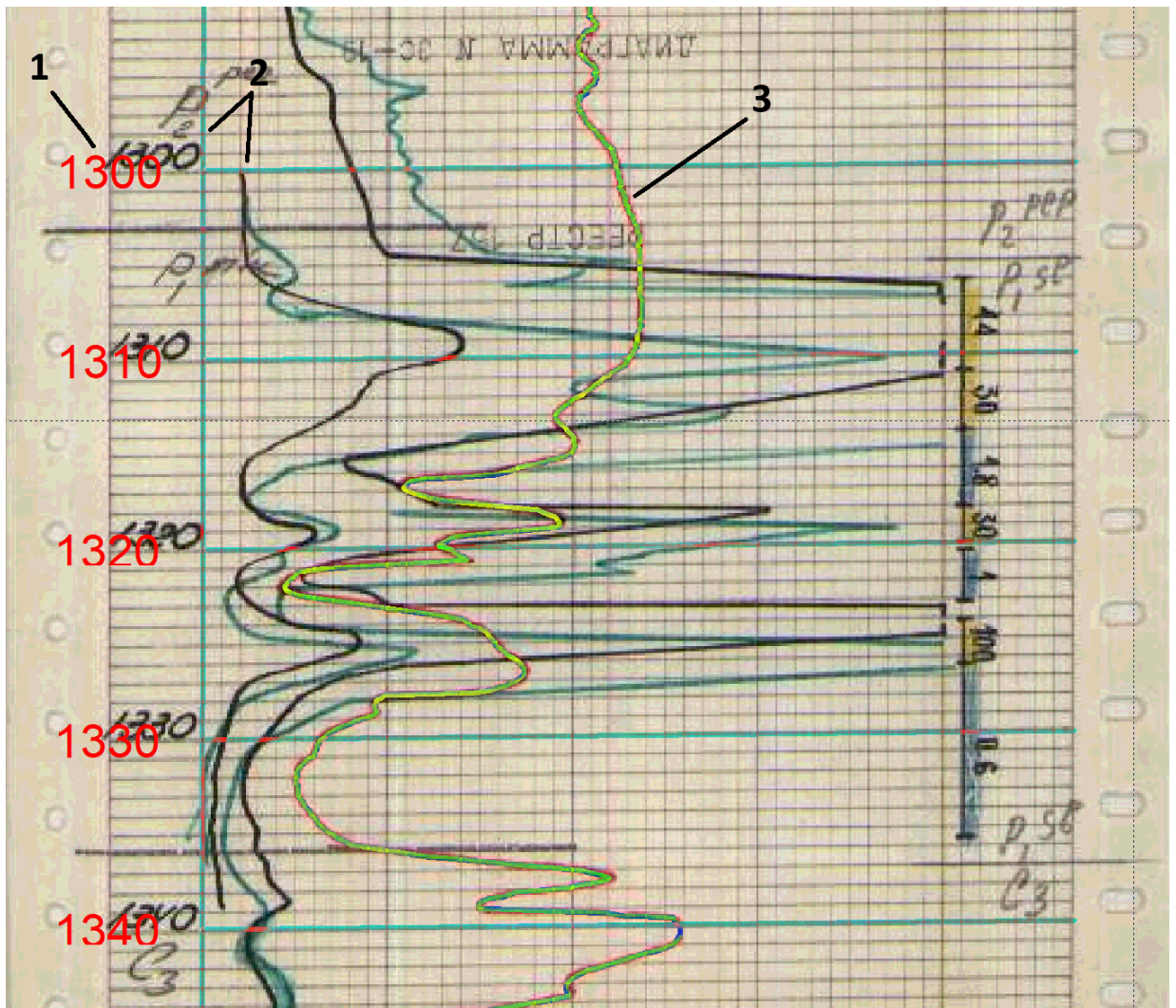


Рисунок 3.2 – Приклад цифрування кривої ПС:

1 – підібрані масштаби глибини, 2 – вирівнювання нахилу «падіння», 3 – графічна механічно оцифрована крива ПС

Оцифрування кривої завершується етапом експортування її у .las-файл. Log ASCII Standart (LAS) є набором числових значень представлених у текстовому вигляді. Ці цифрові значення можуть бути візуалізовані у спеціалізованих програмах, завдяки формату зберігання файлу (рис 3.3).

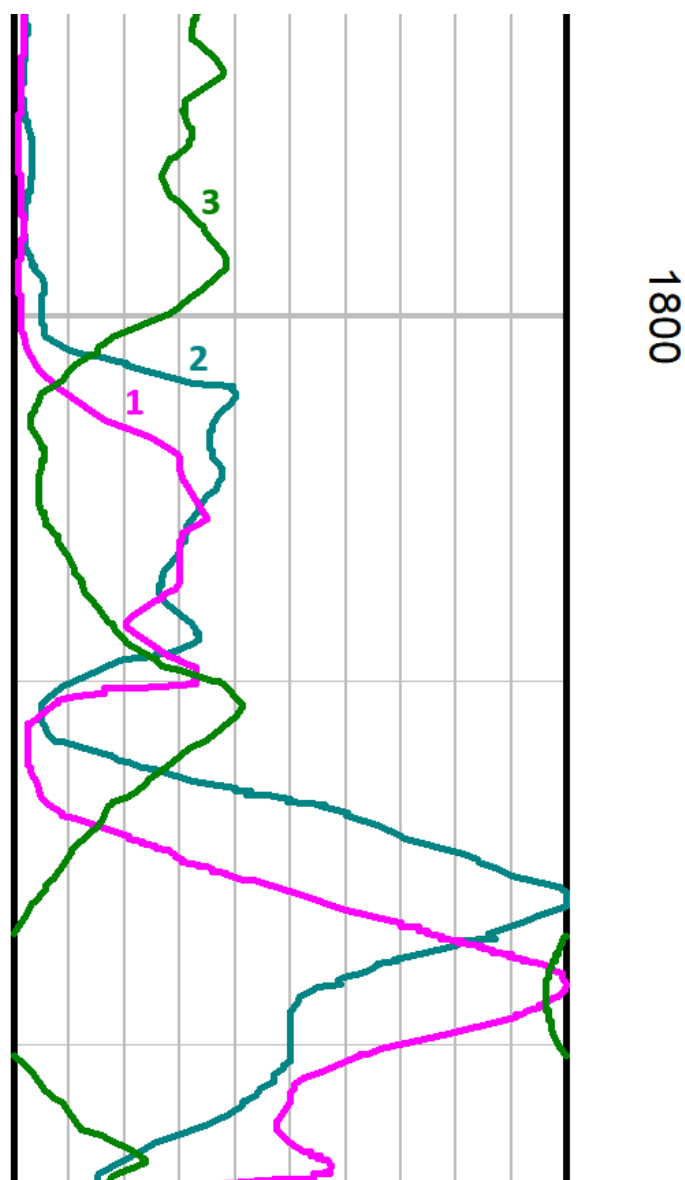


Рисунок 3.3 – Приклад візуалізації .las-файлу у ПЗ NeuraLog.

1 – градієнт-зонд, 2 – потенціал-зонд, 3 – метод самочинної поляризації

Наступним етапом є внесення даних у проєкт Petrel, включно з п'ятьма оцифрованими пошуковими свердловинами і їх відображення (рис. 3.4).

3.2. Візуалізація інформації

Коли говорять про візуалізацію геофізичної інформації, мають на увазі графічне представлення геофізичних, геологічних, петрофізичних та інших даних з метою полегшити сприйняття, виявити тренди, закономірності та аномалії.

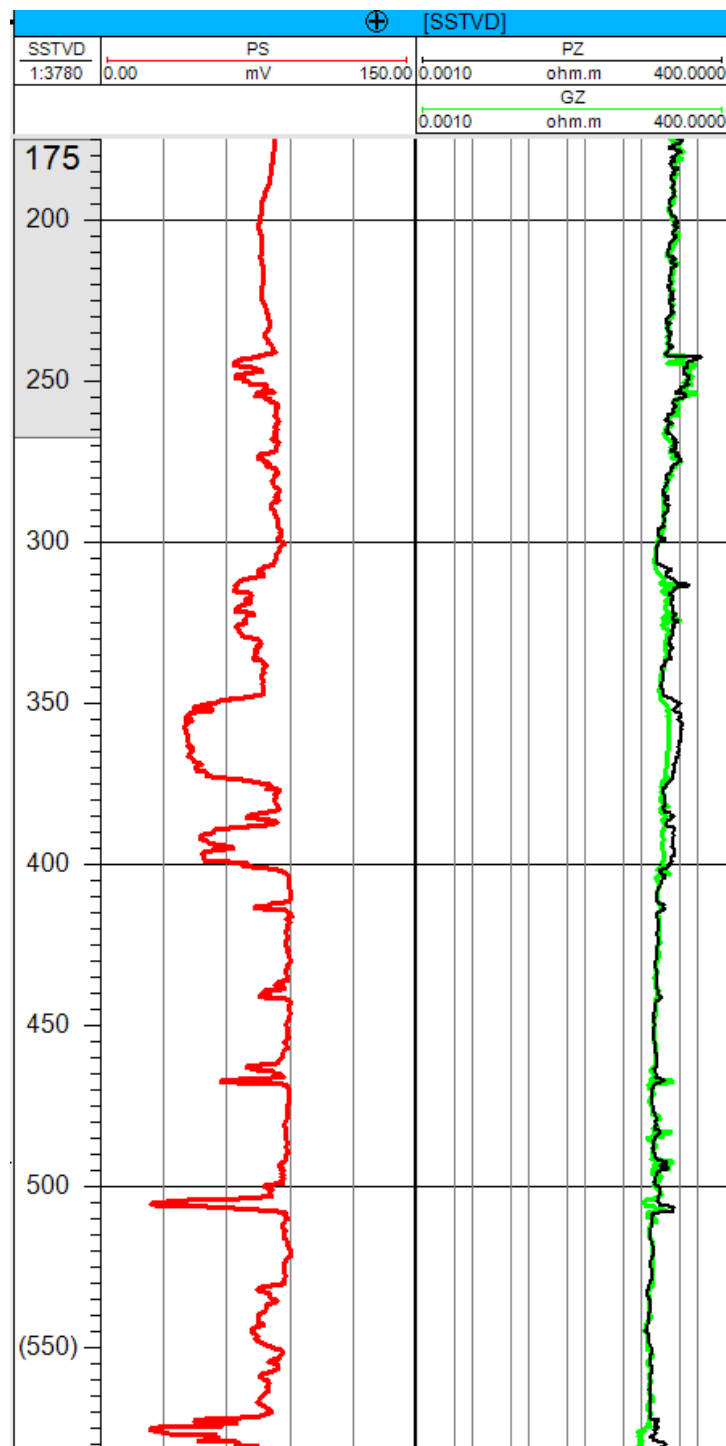


Рисунок 3.4 – Приклад візуалізації .las-файлу у ПЗ Petrel

Графічне відображення здійснюється в середовищах у вигляді 2D, наприклад, розрізи і карти; 2,5D – карти з рельєфом; 3D і 4D – об'ємні куби та куби з часовими змінами. Програмне забезпечення Petrel добре справляється з ситуацією комплексного моделювання та налічує підтримку сейсмічних даних, а тому буде гарним рішенням для візуалізації та подальшої інтерпретації вхідної інформації.

В ПЗ Petrel був відкритий проєкт Червонопартизанського газосховища у форматі .pet, що містив у собі дані про 105 свердловин різного призначення, дані про СК, представлені методом ПС та зондами ПЗ і ГЗ, для кожної свердловини на глибину до 500 м, координати і альтитуди свердловин, профіль стовбура, положення вибою, поверхні продуктивних горизонтів та розломи (рис. 3.5). До проєкту було занесено дані про 5 пошукових свердловин формату .las та сейсмічні дані у форматах .sgy та .ascii, у вигляді 8 сейсмічних профілів.

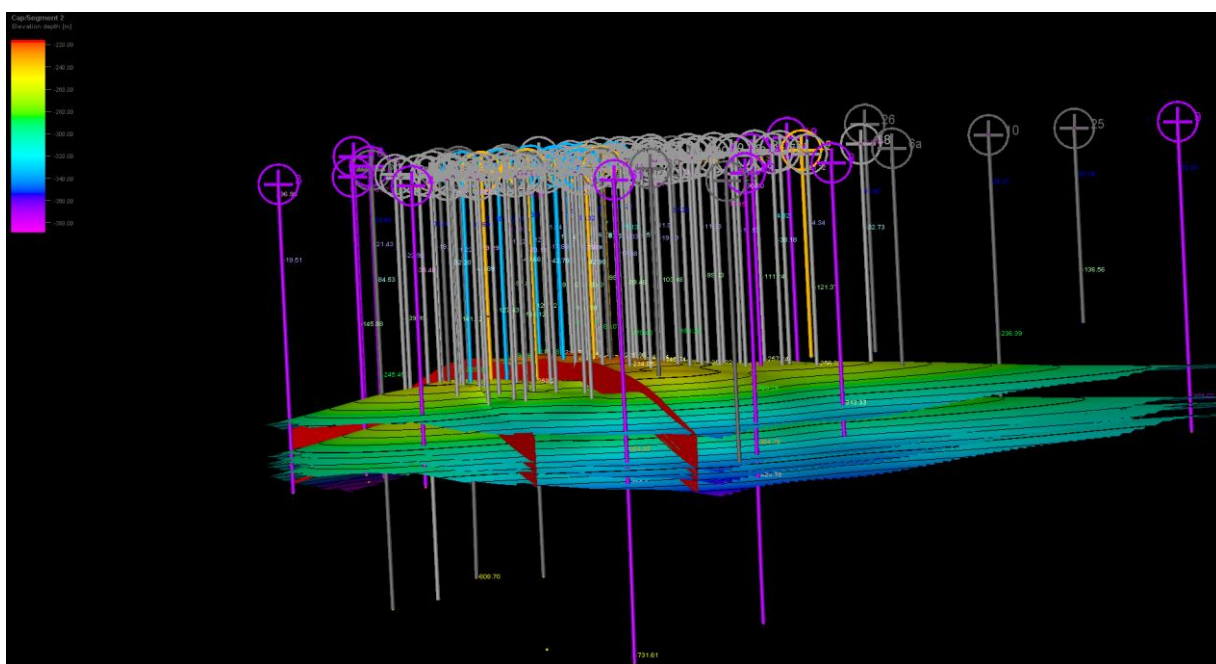


Рисунок 3.5 – Візуалізація пластової системи Червонопартизанського ПСГ та наявних свердловин

Пошукові свердловини (№№ 1Р, 2Р, 3Р, 5Р, 6Р) розташовані в межах досліджуваного полігону на різній дистанції від експлуатаційних свердловин від 10 м до 1500 м. Сейсмічні профілі проходять через весь полігон досліджень. Профілі добре перетинають свердловини за напрямками 2Р-1Р-3Р та 2Р-5Р-6Р (рис. 3.6).

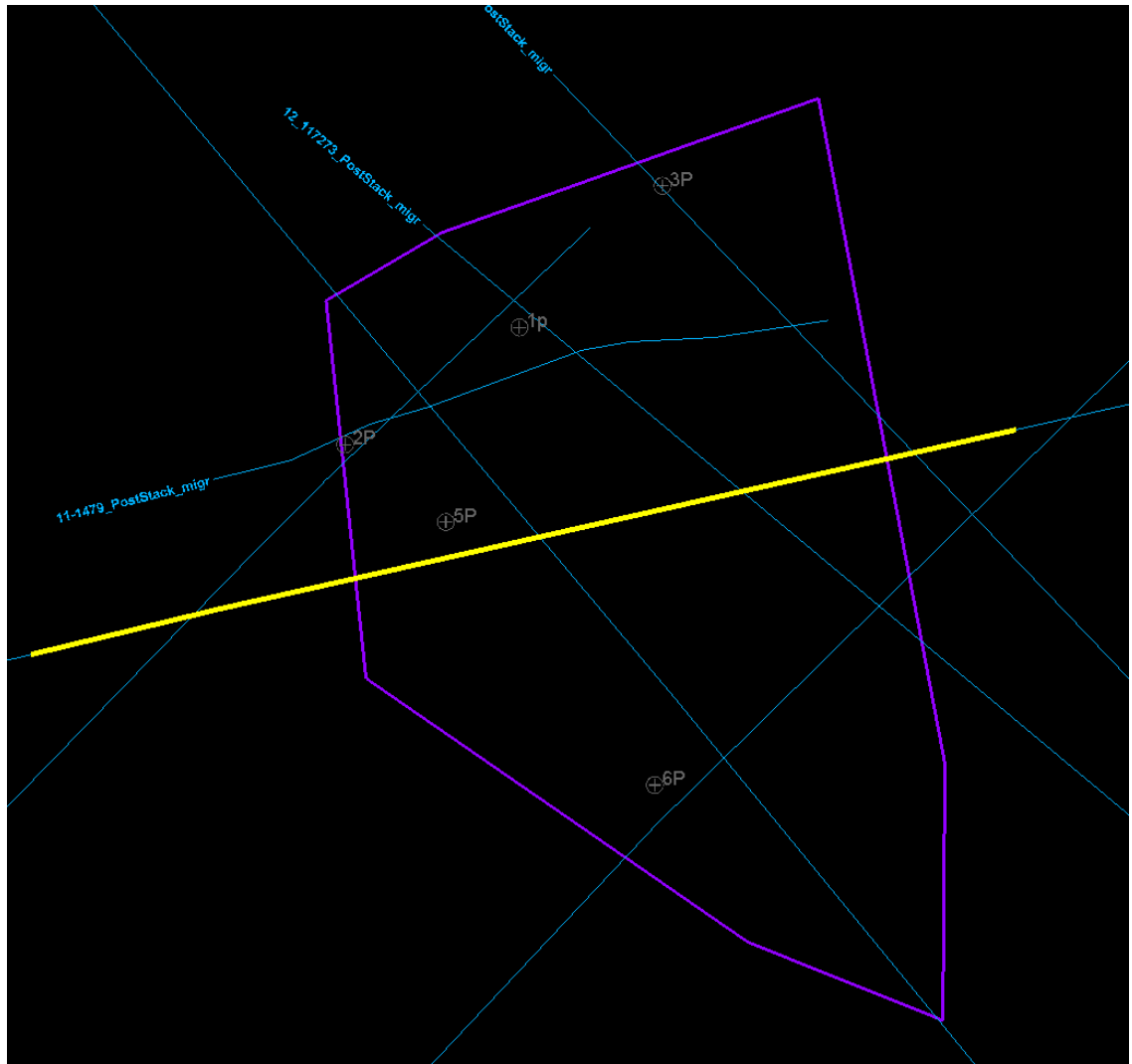


Рисунок 3.6 – Схема розташування пошукових свердловин та сейсмічних профілів в межах досліджуваної ділянки

3.2.1. Підготовка даних стандартного каротажу

Першочергово, каротажні криві СК пошукових свердловин та найближчих свердловин проєкту були візуалізовані у вікні ПЗ Petrel Well Section Window (WSW). Аналізуючи вже існуючі свердловини в проєкті, пошукові свердловини були прокорельовані. Визначена стратиграфічна розбивка на пласти разом з продуктивними горизонтами (рис. 3.7). Для легшого сприйняття були підібрані зручні масштаби та кольори кривих, а масштаби глибин приведені до спільного значення.

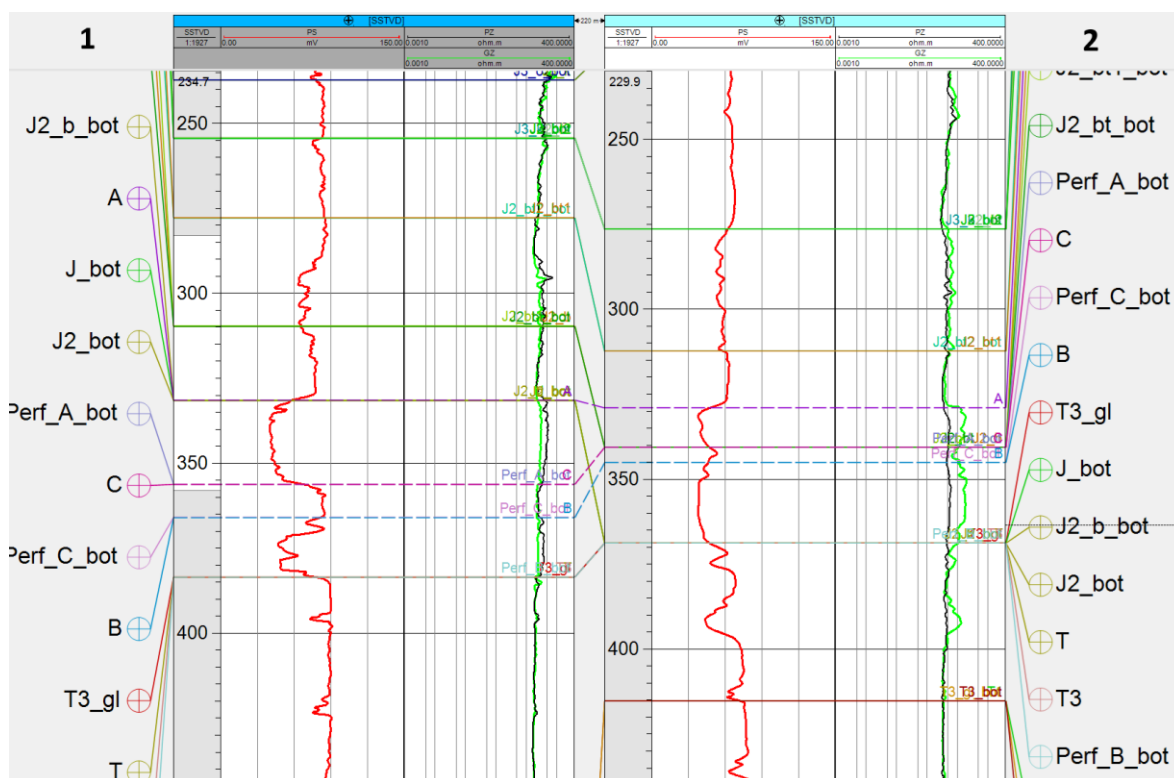


Рисунок 3.7 – Приклад розбивки на пласти пошукових свердловин: 1 – пошуково свердловина, 2 – свердловина, що найбільш наближена до пошукової

Через малу глибину досліджень експлуатаційних свердловин (~500 м), було визначено основні пласти нижче по пошукових свердловинах (2,5 – 4 км). Стратиграфічні горизонти були визначені за допомогою інформації, що міститься у вхідних відсканованих паперових каротажах та візуального визначення загальної тенденції ділянки дослідження. Після за ПС була визначена схематична літологія у вигляді розбивки на глина/пісок (рис. 3.8).

3.2.2. Підготовка сейсмічних даних

До готових для роботи каротажних кривих стандартного каротажу була прив'язана сейсміка. Сейсмічні дані разом зі свердловинами були відображені у вікні ПЗ Petrel Interpretation window (IW). До найближчих до пошукових свердловин

Рисунок 3.8 – Пошукові свердловини Червонопартизанського ПСГ з нанесеними на них стратиграфічними горизонтами та літологічною розбивкою визначеною за методом ПС і зондами ПЗ і ГЗ

профілів були внесені значення на відображення свердловин в радіусі 250 м, щоб удосконалити точність подальшої інтерпретації. На прикладі свердловини № 2Р, можна побачити, що стратиграфічний горизонт С_{2b_bot} чітко попадає на яскраві значення сейсмічної інформації (рис. 3.9). Це дає змогу в подальшому дослідити цей горизонт.

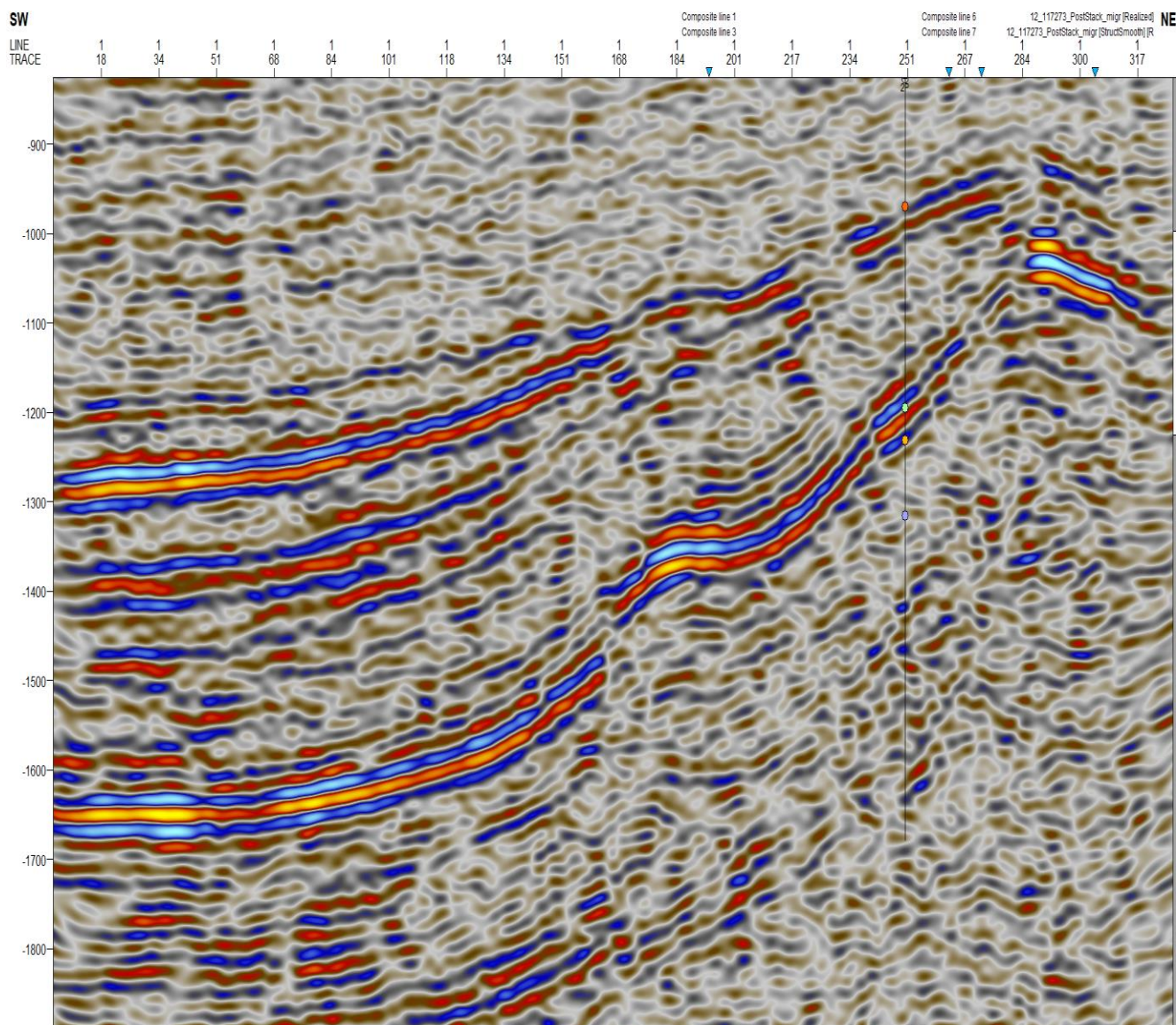


Рисунок 3.9 – Співставлення сейсмічного профілю з пошуковою свердловиною № 2Р Червонопартизанського ПСГ

Через проведення сейсмічних досліджень в різні роки, на профілях одні і ті самі пласти можуть знаходитись на різній глибині (рис. 3.10, а). З рисунку видно, що пласти правого профілю не збігаються і сильно перевищують пласти лівого

профілю. Щоб нівелювати ці розбіжності було взято за основу попередній профіль (рис. 3.9), де стратиграфічний горизонт чітко відбивається на сейсмічних даних. Головним горизонтом виступала підшва пермської товщі (P_2), через його функції, як головного регіонального реперу по всьому ДДЗ. Завдяки функціональному набору ПЗ Petrel сейсмічні профілі були вирівняні між собою (рис. 3.10, б). Така операція проведена для усіх сейсмічних профілів проекту.

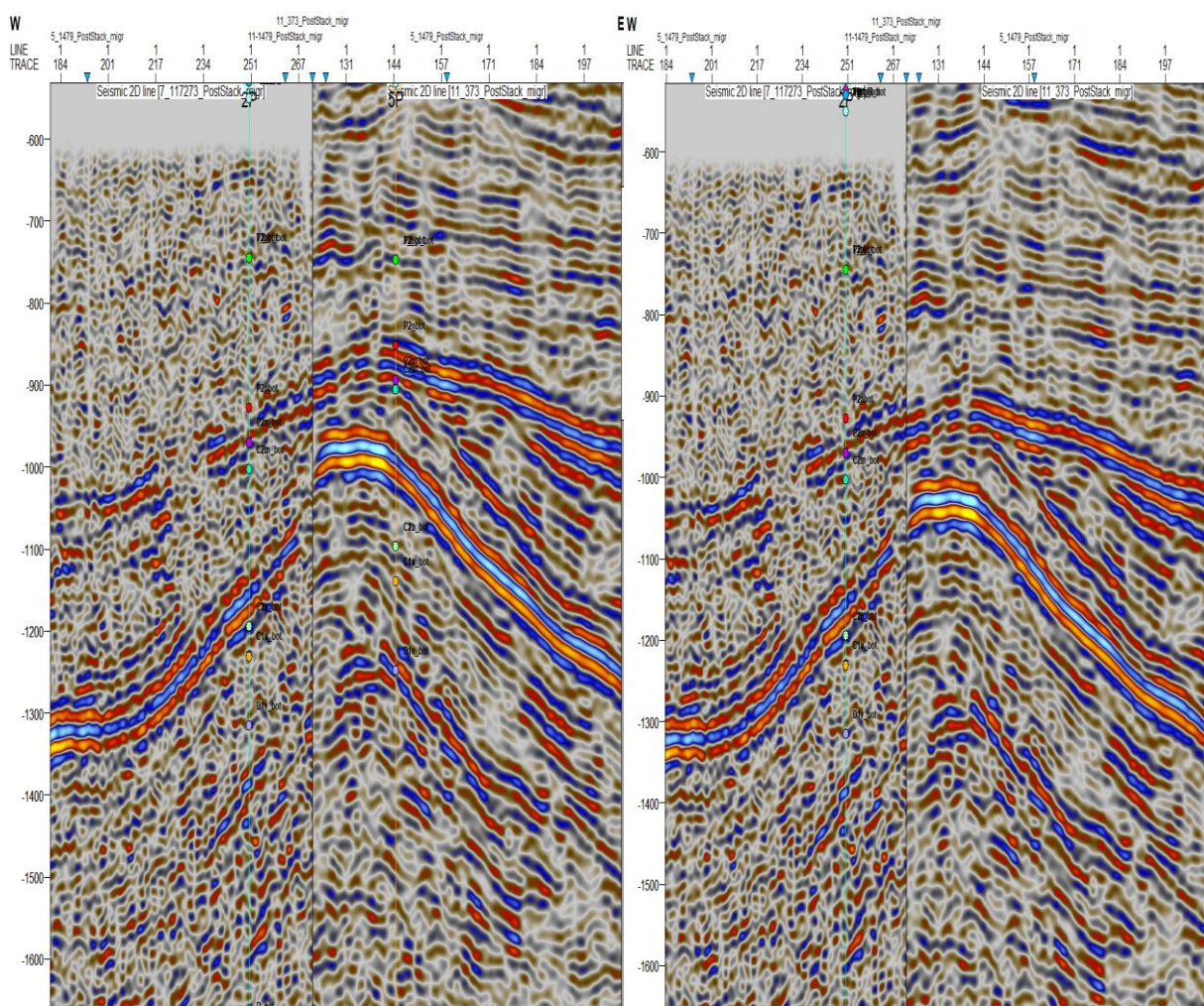


Рисунок 3.10 – Перетин двох сейсмічних профілів

Червонопартизанського ПСГ до (а) та після (б) поправки за час

На деяких сейсмічних профілях було не добре видно відображення горизонтів, через високі штучні амплітуди, які можуть бути пов'язані з більш «агресивним» методом зйомки (рис 3.11, 1). Подібне штучне підвищення амплітуд виникає й тоді, коли вихідні записи мали різну енергію джерела, щільність приймачів або гіршу

посадку геофонів. Тому для вирішення цього недоліку був застосований сейсмічний атрибут *Structural Smoothing* для кращого прослідкування горизонтів (рис. 3.11, 2)

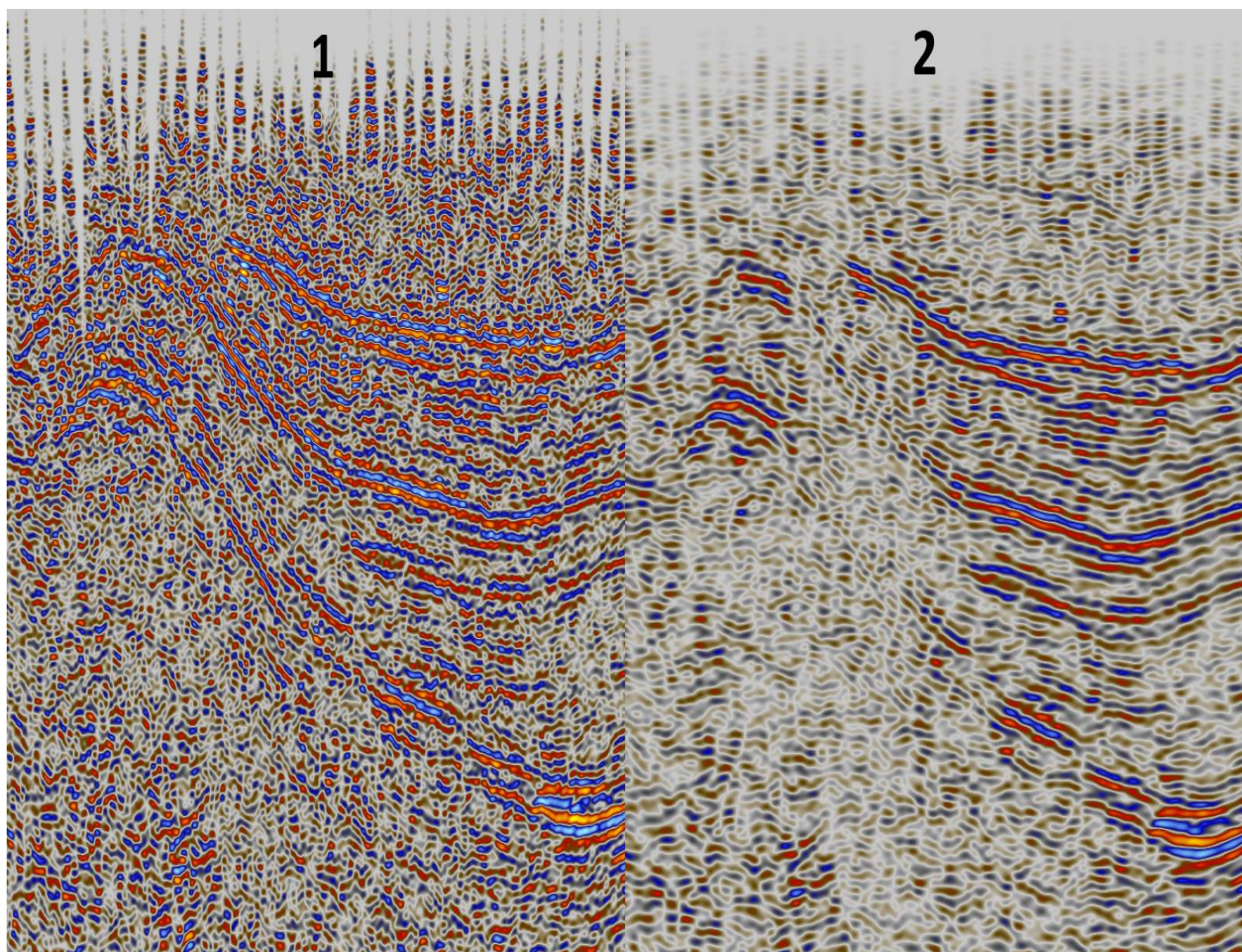


Рисунок 3.11 – Дія сейсмічного атрибуту *Structural Smoothing* на прикладі сейсмічного профілю Червонопартизанського ПСГ. 1 – сейсмічний профіль без сейсмічного атрибуту, 2 – сейсмічний профіль із сейсмічним атрибутом

Проведене оцифрування кривих ГДС і системна підготовка сейсмічних досліджень та даних ГДС суттєво підвищили якість вихідної інформаційної бази для побудови 3D-геологічної моделі Червонопартизанського ПСГ. Якість інформаційної бази нівелює можливі неточності і помилки, та надасть змогу отримати добре виконану кількісну модель.

4. ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ЧЕРВОНОПАРТИЗАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

Аномально високий пластовий тиск, зафіксований у Червонопартизанському ПСГ на найменших глибинах залягання покрівлі колектора серед усіх українських газосховищ, зумовлює підвищені ризики порушення герметичності. Це потребує спеціального контролю геодинамічних чинників і ретельного аналізу гідравлічного зв'язку з вищезалягаючими водоносними горизонтами. Структурно-тектонічна модель дає змогу перенести розрізнені спостереження з різного типу свердловин і сейсмічних досліджень у просторово узгоджену 3D-картину, де чітко визначені поверхні пластів, конфігурації розломів і зон мікротріщинуватості. В даній роботі модель Червонопартизанського ПСГ буде деталізована новою інформацією нижче функціональної частини підземного газосховища, що надасть змогу кращому контролю над ним.

Попередні розділи кваліфікаційної роботи магістра послідовно висвітлювали аналіз ділянки досліджень, збір і оцифрування вихідних даних та підготовку інформації для побудови моделі. У підсумковому розділі буде побудована деталізована структурно-тектонічна модель Червонопартизанського підземного сховища газу та проаналізовані отримані результати.

Побудова моделі проводиться в декілька етапів:

- Виділення горизонтів і розломів на сейсмічних профілях
- Переведення часового розрізу в глибинну інформацію
- Побудова глибинних горизонтів залягання пластів
- Уточнення структурної моделі

4.1. Виділення горизонтів і розломів

Після вирівнювання між собою сейсмічних профілів, що розглядалося в попередньому розділі, наступним етапом роботи є визначення горизонтів та розломів. За основу для виділення горизонтів була узята свердловина № 3Р через її найбільш наближене розташування до сейсмічного профілю (рис. 4.1). Це робить свердловину найбільш доцільною для порівняння. На свердловині № 3Р чітко видно, що стратиграфічні горизонти C_{2b_bot} , C_{1s_bot} та C_{1n_bot} добре пересікаються з яскравими значеннями сейсмічного профілю (рис. 4.2).

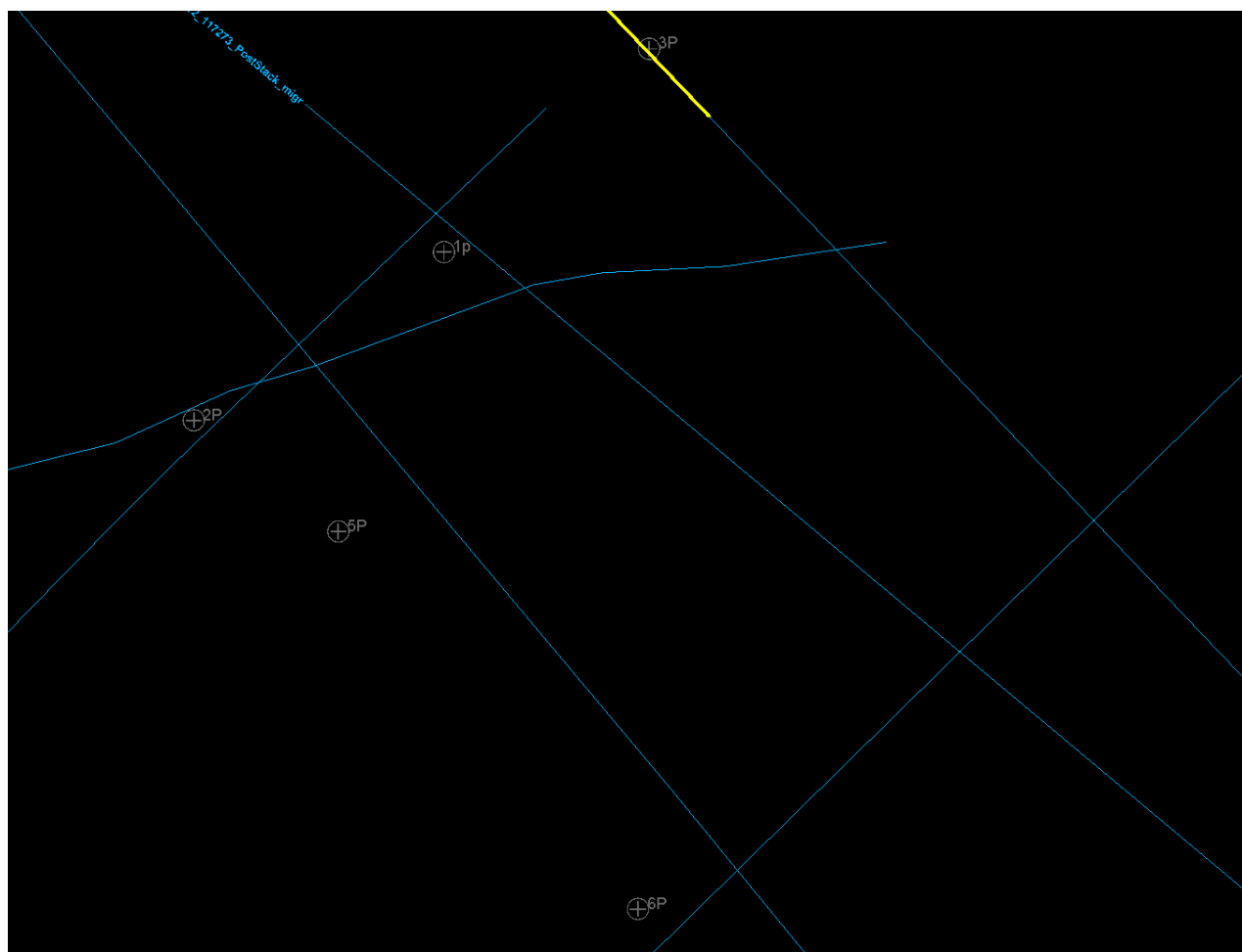


Рисунок 4.1 – Співставлення сейсмічних профілів з пошуковими свердловинами Червонопартизанського ПСГ

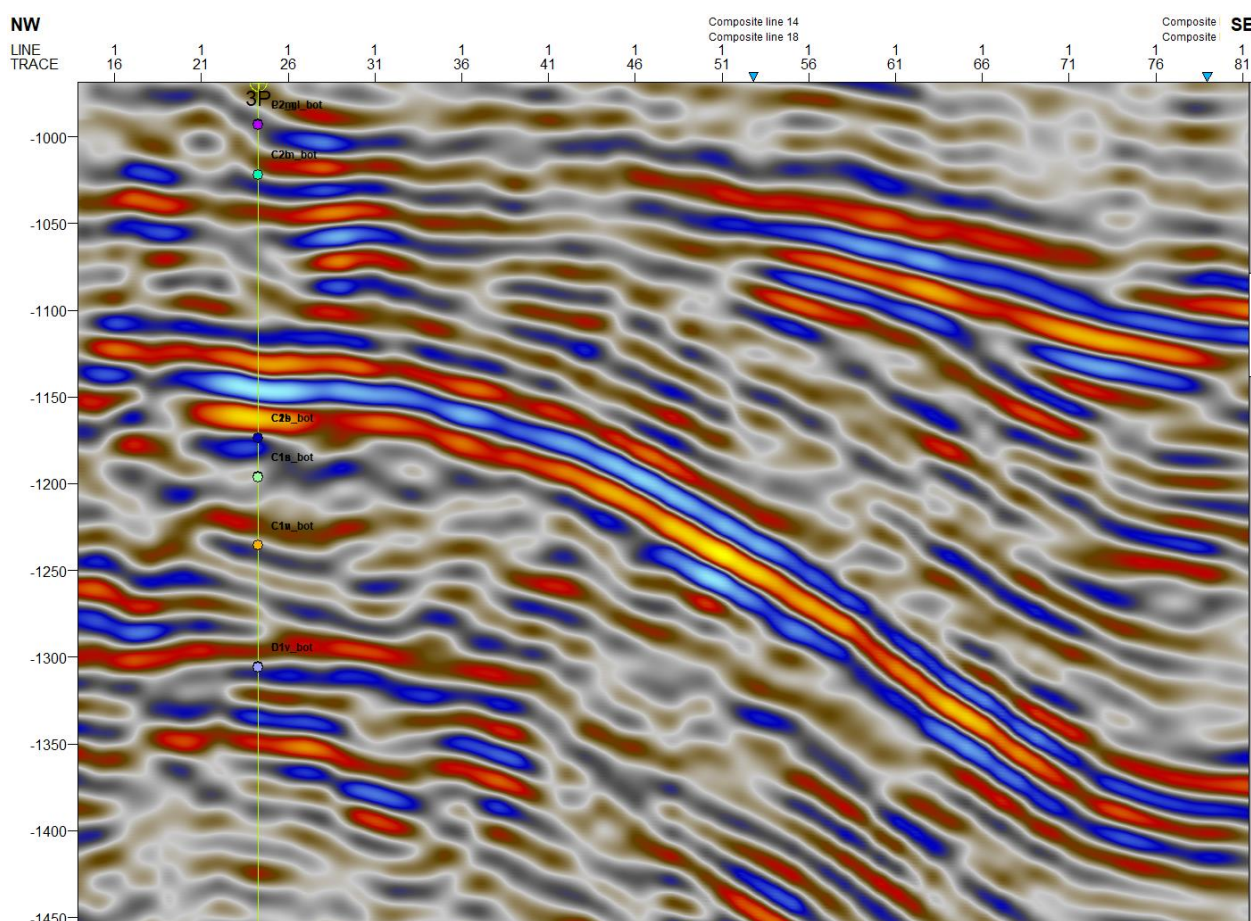


Рисунок 4.2 – Графічне представлення збігу стратиграфічних горизонтів з сейсмічними дослідженнями на одному з профілів Червонопартизанського ПСГ

Далі ці яскраві відбиття були виділені набором функцій ПЗ Petrel, як горизонти (рис. 4.3). Наступним кроком були виділені горизонти покрівлі карбону (Cm) та покрівлі девону (D). Також були визначені основні розломи, що вже були відомі в старій моделі та нові розломи, що проходять через виділені горизонти (рис. 4.3). Порівнюючи яскраво відбиті горизонти з методом стандартного каротажу, проведеного в свердловині № 3P, можна відмітити, що значення електричних зондів ПЗ і ГЗ трохи вище рівня горизонту C_{2b_bot} сейсміки різко зростають, а значення метода ПС падають (рис. 4.4). Проте через розбіжності даних з причин, пов'язаних з різними роками досліджень, ці значення можуть не збігатися зі стратиграфією. Тому цю інформацію поки що не варто вважати достовірною

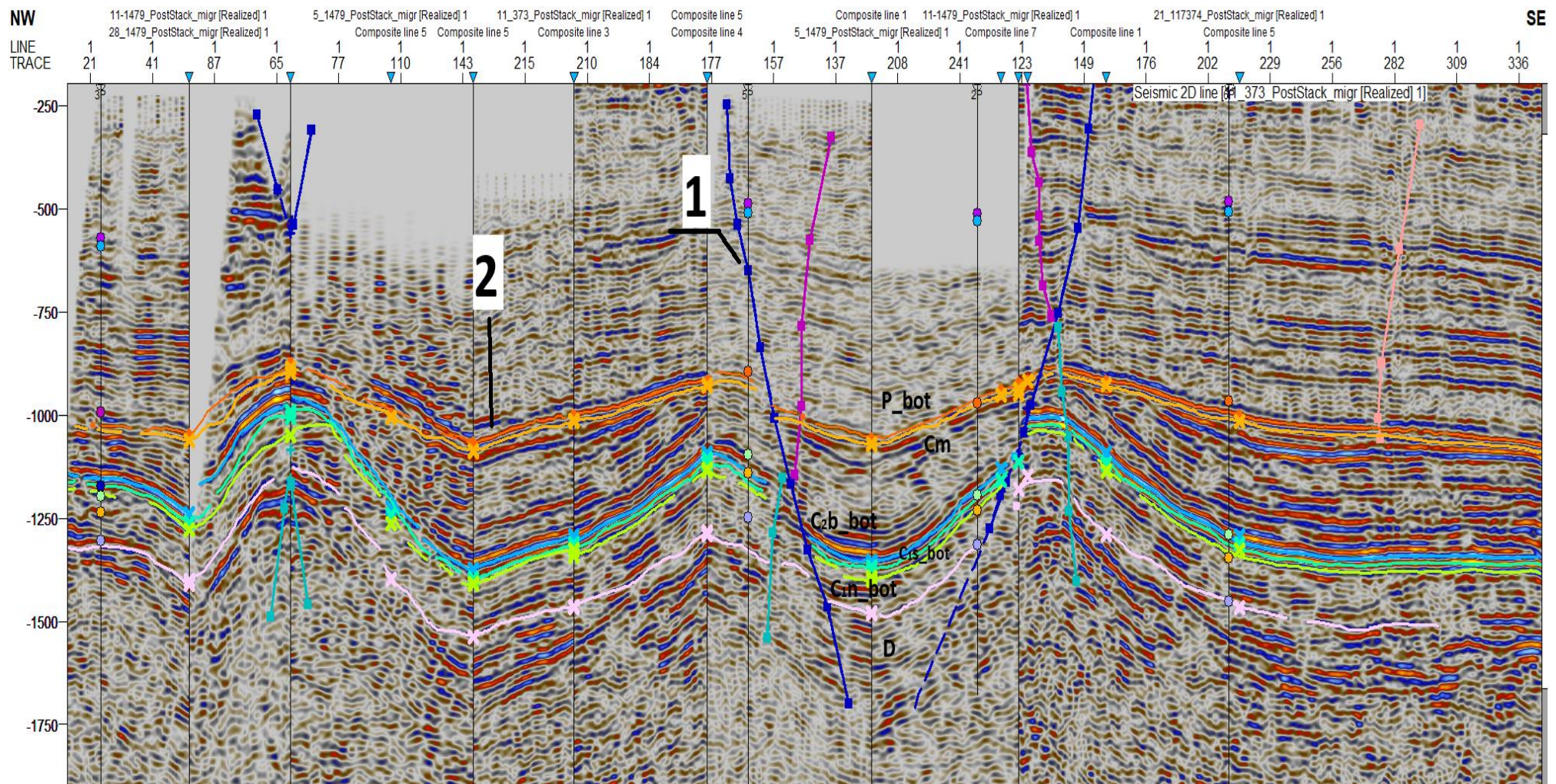


Рисунок 4.3 – Візуальне відображення виділення розломів (1) та горизонтів (2) P_2 , C_m , C_{2b_bot} , C_{1s_bot} , C_{1n_bot} та D через всі сейсмічні профілі Червонопартизанського ПСГ в ПЗ Petrel

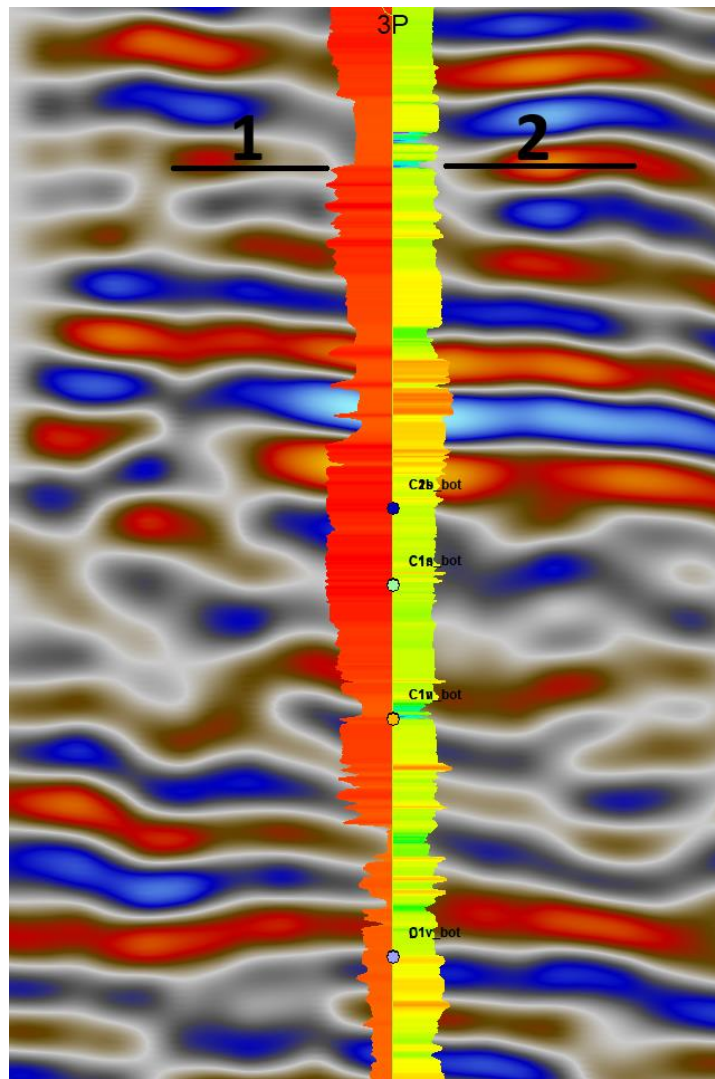


Рисунок 4.4 – Порівняння методу СК проведеному в свердловині № 3Р з яскравими значеннями сейсмічних досліджень Червонопартизанського ПСГ. 1 – метод ПС, 2 – зонд ПЗ

Результати виділення горизонтів і розломів були задіяні для формування моделі горизонтів часового розрізу та представлені у 3D-вікні програмного забезпечення Petrel (рис. 4.5). Через малу кількість сейсмічної інформації, горизонти мають сильно згладжений вигляд та є тільки наближеними до достовірної інформації. Великі розломи F_1 та F_2 виступають продовженням розломів, що прослідковуються на експлуатаційній частині ПСГ. Вони добре відбиваються і вниз по розрізу.

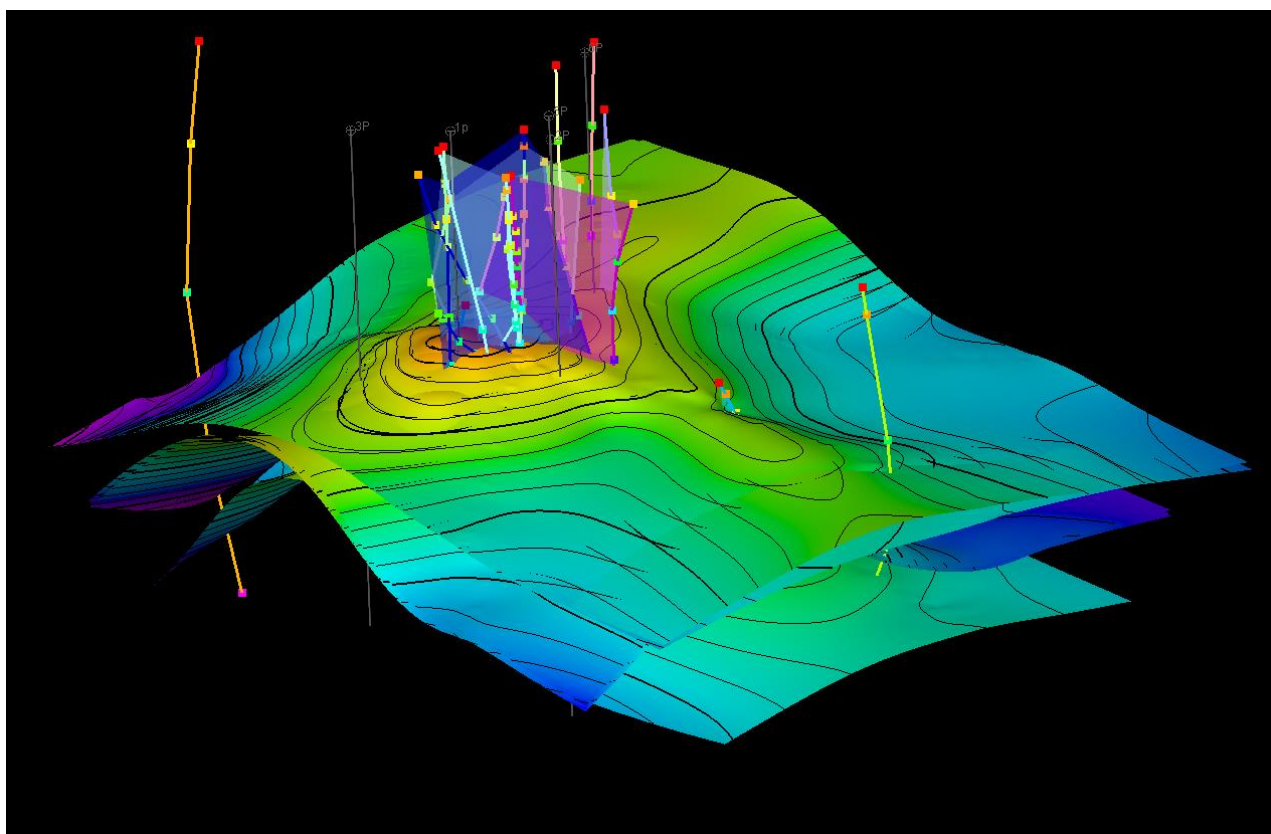


Рисунок 4.5 – 3D-візуалізація горизонтів P_2 , C_m , C_{2b_bot} , C_{1s_bot} , C_{1n_bot} та D Червонопартизанського ПСГ в ПЗ Petrel

Таким чином, на часових розрізах чітко виділено ключові горизонти й просторову конфігурацію розломів, що формують нижню частину структури Червонопартизанського ПСГ. На цьому етапі роботи логічним продовженням роботи є перехід від часової інтерпретації до глибинної шляхом побудови каліброваної швидкісної моделі; саме вона слугуватиме базою для остаточного створення тривимірної структурно-тектонічної моделі Червонопартизанського ПСГ.

4.2. Швидкісна модель

Відомі невизначеності у визначенні поля швидкості під поверхнею вимагають інтеграції всіх доступних даних, включаючи старі сейсмічні профілі, які, незважаючи на те, що зазвичай мають растровий або паперовий формат, часто містять швидкості, отримані шляхом накладання та пов'язані з ними інтервальні швидкості.

Інтегрувавши їх із сучасними checkshot`ами і VSP (Vertical seismic profiling)-даними, акустичними логами та топографією, можна сформувати консолідовану швидкісну модель (*Qadir et al, 2025*). Швидкісна модель є ключовим інструментом перетворення часових розрізів сейсміки в глибину, точної міграції відбивачів і проведення геомеханічних розрахунків, оскільки вона задає зв'язок час/глибина та впливає на геометрію всієї структурно-тектонічної моделі.

Точна модель швидкості сейсмічних хвиль є запорукою правдивості сейсмічного зображення та інтерпретації підземної будови, а створення точної швидкісної моделі в глибоких пластах є необхідною умовою для розвідки та розробки глибинних родовищ нафти і газу та підвищення достовірності глибинної розвідки. Наразі найпоширенішими методами моделювання глибинних швидкостей є аналіз зміщення швидкості відбитих хвиль (ВХ), томографічне зображення та повна інверсія хвильових форм (*Zou et al, 2024*).

В даній роботі для конвертації часових розрізів в глибину використовувався саме метод аналізу зміщення швидкості ВХ. Вона створювалась для вже існуючої моделі Червонопартизанського ПСГ та використовуватиметься для її розширення. В програмному забезпеченні Petrel ця функція виглядає, як перетворення горизонту в форматі TWT (Two-way time) у глибинний формат TVD (True vertical depth). Швидкісна модель була застосована для всіх виділених горизонтів, таких як підшва перми, покрівля карбону московію, підшви башкірію, серпуховію і візею та покрівлі девону; та для головних розломів, що прослідковуються мінімум на декількох сейсмічних профілях.

За отриманими конвертованими моделями, тепер можна достовірніше споглядати структуру нижче Червонопартизанського ПСГ. Проте результат, що цікавить, це структурний каркас в межах полігону ПСГ нижче водоносних пластів бату і байосу побудований за глибинними горизонтами. Заключним етапом роботи і буде побудова цих глибинних горизонтів, вони слугуватимуть скелетом структурно-тектонічної моделі.

4.3. Побудова горизонтів і каркасу моделі

Для побудови горизонтів, першочергово в програмному середовищі Petrel треба створити скелет моделі. Але, на відміну від стандартного створення скелету при побудові моделі, при деталізації моделі буде використовуватися вже існуючий скелет моделі, правда з деякими поправками.

Конвертовані в глибину розломи були додані до моделі. Для мінімізації неточностей готової моделі розломи верхніх горизонтів експлуатаційної частини ПСГ, які не були виявлені нижче по розрізу, були прибрані з моделі. Натомість, розломи F_1 та F_2 були об'єднані в одну конфігурацію розломів (рис. 4.6). Після вони були відредаговані та відповідно до верхніх горизонтів розповсюджені на всю майбутню модель. Далі визначено напрямки розповсюдження розломів. Завдяки утворенню коректних розломів, оновлено скелет моделі, по якому і будуть будуватися горизонти.

У ПЗ Petrel для перетворення оцифрованих стратиграфічних горизонтів у повноцінні модельовані горизонти використовується інструмент Make Horizons. Він автоматично проводить інтерполяцію між відомими значеннями і заповнює пропуски, утворюючи безперервну 3D-поверхню, яку потім можна відобразити на карті чи у 3D-вікні. В старій моделі були виділені горизонти двох колекторів та підосви резервуару. До цієї моделі були внесені горизонти P_{2_bot} , C_m , C_{2b_bot} , C_{1s_bot} , C_{1n_bot} та D згідно їх стратиграфічного залягання. Як результат, побудована нова удосконалена структурно-тектонічна модель Червонопартизанського підземного сховища газу (рис.4.7).

Побудована стратиграфічно деталізована модель повністю відтворює геометрію пластів Червонопартизанського ПСГ, надаючи надійну основу для подальшого її аналізу. Для якісної оцінки результатів були побудовані карти горизонтів (рис. 4.8-4.9).

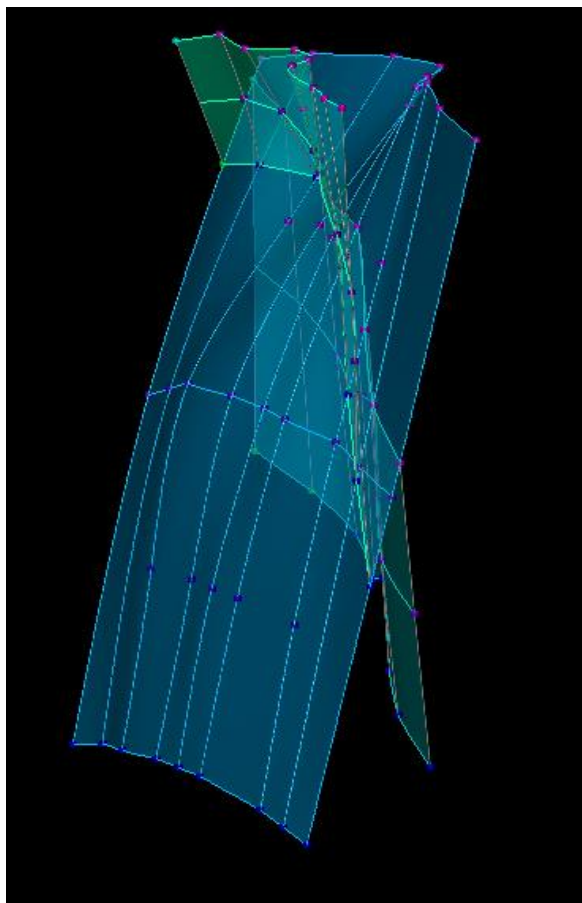
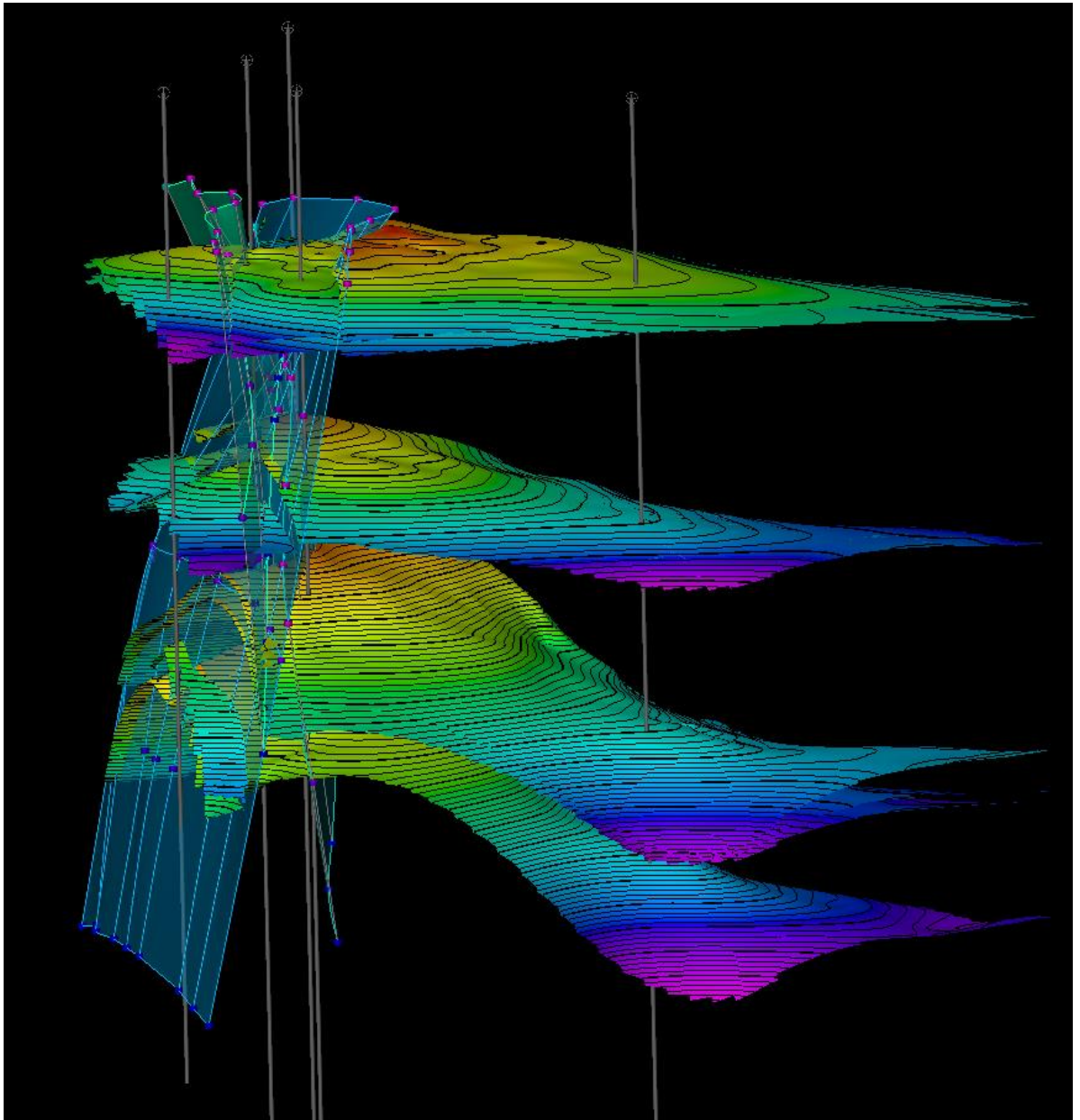


Рисунок 4.6 – Модель розломів F1 та F2 Червонопартизанського ПСГ

4.4. Аналіз побудови геологічної моделі Червонопартизанського підземного сховища газу

Отримані результати побудованої моделі дають змогу проаналізувати можливий подальший рух розвитку роботи з Червонопартизанським ПСГ, дати рекомендації для впровадження нових робіт на об'єкті та навести для цього оптимальний геофізичний комплекс.

Відомо, що тектоніка склепінної частини функціональної пластової одиниці ПСГ ускладнена порушеннями у вигляді скидів. Виходячи з нової моделі, можна виявити, що ці скиди гарно прослідковуються і на нижчих горизонтах Червонопартизанської структури. На глибині приблизно 1000-1250 м те, що розломи виступають саме скидами, виглядає ще більш явним.



**Рисунок 4.7 – Структурно-тектонічна модель Червонопартизанського
ПСГ**

Виходячи з інформації, що група експлуатаційних свердловин зосереджена саме в склепінній частині пласта, слід звертати увагу на цю ділянку і на інших горизонтах. Рекомендовано зосередитись саме на горизонтах C_{2b_bot} , C_{1s_bot} , C_{1n_bot} . Гори́зонт на сейсміці відбивався великою потужністю товщі, до того ж метод стандартного каротажу, а саме метод ПС і електричні зонди ПЗ і ГЗ відбивалися значеннями, подібними до продуктивних пластів. Дивлячись на загальну тенденцію північного крила Дніпровсько-Донецької западини можна

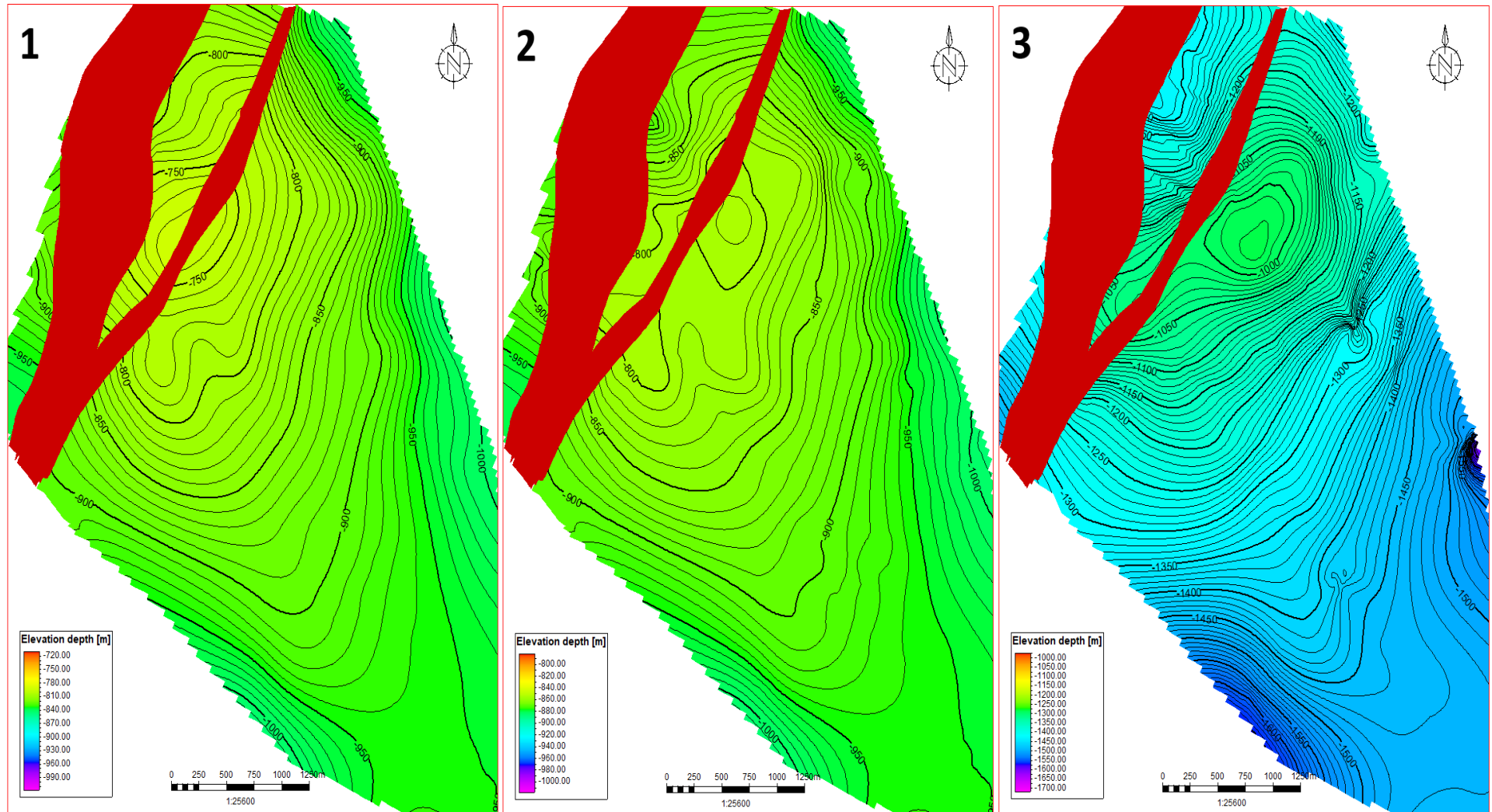


Рисунок 4.8 – Структурно-тектонічні карти Червонопартызанського ПСГ. 1 – підосва перми, 2 – покрівля карбону московію, 3 – підосва карбону башкірію

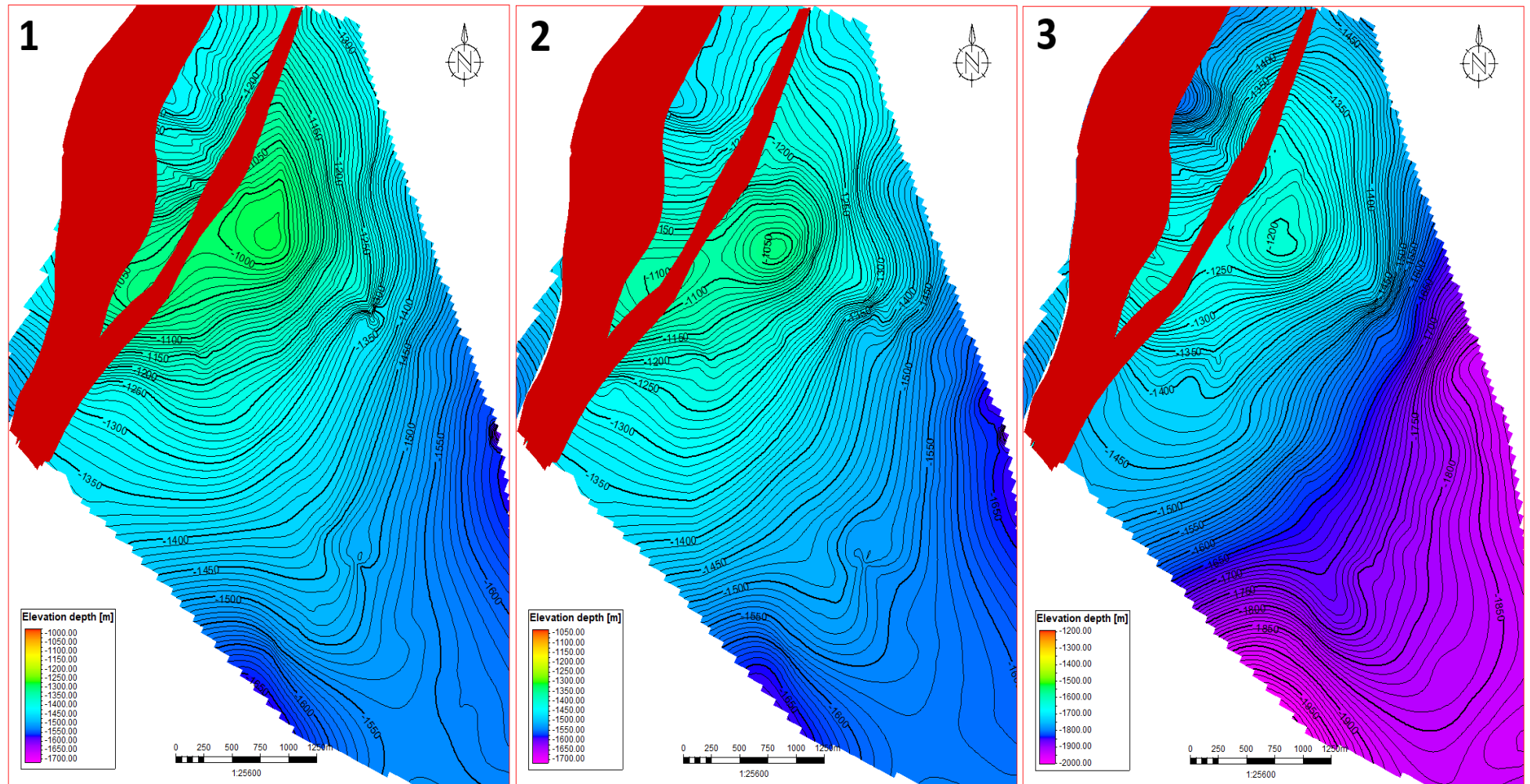


Рисунок 4.9 – Структурно-тектонічні карти Червонопартизанського ПСГ. 1 – підшва карбону серпуховію, 2 – покрівля карбону візею, 3 – покрівля девону

припустити, що ці горизонти складені породами пісковика, вапняку і алевролітів.

Зважаючи на відомі методи дослідження, можна спрогнозувати збільшення об'єму газу в $\sim 2,5$ рази від наявного. Проте до таких результатів приводить аналіз тільки потужності та кількості потенційних колекторів. Цей прогноз може підтвердити або спростувати визначення загальної пористості і глинистості горизонтів.

Наявність малої кількості методів дослідження, що проводились на глибину нижче 500 метрів спричиняє проблему недостовірності висновків до яких можна зараз прийти. Тому наводиться рекомендація для проведення дорозвідки горизонтів C_{2b_bot} , C_{1s_bot} , C_{1n_bot} . Автором пропонується набір геофізичних методів для оптимального комплексу розвідувальних робіт:

Стандартний каротаж (СК) – включає метод самочинної поляризації і два електричних зонди – потенціал-зонд і градієнт-зонд. Чудово підходить для визначення глинистості та узгодження старих і нових діаграм СК між собою та з іншими каротажними кривими різних методів.

Гамма-каротаж (ГК) – метод, що вимірює природню радіоактивність порід і слугує найкращим методом для визначення глинистості порід в сукупності з методом самочинної поляризації.

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) – метод, що вимірює вторинну радіоактивність. Надає інформацію про нейтронну пористість породи і, в поєднанні з акустичним каротажем, кількісно показує її загальну пористість.

Акустичний каротаж (АК) – метод, що реагує на пружні властивості скелету і флюїду породи. Потрібен для визначення пористості.

Електричні методи такі, як боковий каротаж (БК) і бокове каротажне зондування (БКЗ). Вони вказують на питомий електричний опір пласта і дають змогу розрахувати параметри зони проникнення і визначити характер насичення пласта.

Кавернометрія (КМ) – визначає відхилення стінки свердловини від її номінального значення. При цьому гарно допомагає визначити пласти-колектори.

Через високу затратність таких робіт рекомендовано проводити їх саме для дорозвідки. Проте, якщо розвідувальні роботи приведуть до потенційно комерційних результатів, рекомендовано провести повноцінну сейсмічну зйомку на районі робіт. На її основі можна буде максимально точно деталізувати проєкт Червонопартизанського ПСГ, а з цим і покращити контроль над його експлуатацією.

У випадку позитивного ефекту нових досліджень пропонується проєкт по розширенню пластової частини газосховища. Нові продуктивні горизонти стануть підґрунтям для зміцнення газотранспортної системи України. Також можна дивитись у напрямку перепрофілювання нових горизонтів під відновлювальні гази, такі як водень чи вуглекислий газ.

ВИСНОВКИ

Поставлені мета досліджень і завдання досліджень були повністю досягнені.

Проаналізовано засади проблематики моделювання підземних споруд в сучасній геофізиці. Виявлено, що проблеми виникають через брак інформації; та набирають обертів дослідження по вдосконаленню малоінформативних моделей. Гарними рішеннями слугують впровадження нових робіт для отримання нової інформації та інтеграція цих даних для вдосконалення моделі. Чим більше геологічної, геофізичної, петрофізичної, гідрогеологічної тощо інформації вдасться зібрати, тим більше зросте якість моделі. Розширення моделі надасть змогу краще передбачати зміни підземного середовища, прогнозувати його поведінку з часом та проводити роботи з покращенням стану експлуатації ПСГ з можливим його розширенням. В майбутньому варто зосередитись на нових підходах нівелювання інформаційного дефіциту для мінімізації витрат та збільшення рентабельності робочої ділянки.

Опрацьовані геолого-геофізичні положення, на яких базується Червонопартизанське підземне сховище газу. Створене одним із перших в Україні для забезпечення газопостачання міста Київ та прилеглих областей, розташованих на газопроводах Київ-Брянськ. Встановлено, що ПСГ створене у водоносних горизонтах бату і байосу. Породою-колектором виступає алевритисті піски та піщані алевроліти, а покриттю – глина. В подальшому рекомендовано провести глибші дослідження структури підземної системи.

Підготовлена геофізична база, що налічувала дані ГДС, а саме метод СК, сейсмічні профілі та стару геологічну модель Червонопартизанського ПСГ. Опрацьовані дані були додані до моделі. Інформація була приведена до зручного для сприйняття вигляду та підготовлена для побудови структурно-тектонічної моделі. Деталізована геологічна модель підземного газосховища була побудована та проаналізована на можливість її покращення та розширення.

Тектонічні порушення типу скид виявлені по всій структурі Червонопартизанського ПСГ. Найбільшу геологічну цікавість становлять три горизонти: C_{2b_bot} , C_{1s_bot} та C_{1n_bot} . Вони можуть виступати потенційними новими колекторами під зберігання газів і спричинити приріст можливого об'єму газу в ПСГ. Автором надані рекомендації для дорозвідки геологічної структури та запропонований стандартний набір геофізичних досліджень свердловин для цього: СК, ГК, НКГ, АК, БК, БКЗ та КМ. Для деталізації об'єкта, при рентабельності робіт, також пропонується провести сейсмічну зйомку.

Ця робота може стати першим етапом для розширення Червонопартизанського підземного сховища газу та можливого його перепрофілювання під відновлювальні гази.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Горошко В.Є. (2024). *Побудова петрофізичної моделі підземного сховища газу на основі обмеженої кількості геолого-геофізичних даних*. Київ.

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

Заворотько Ю.М. (2010). *Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловин*. Підручник – К: УкрДГРІ.

Загальні відомості щодо можливостей програми NeuraLog. Поетапний хід роботи в програмі NeuraLog [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://geology.lnu.edu.ua/wp-content/uploads/2020/04/Rekomendatsii-dlia-laboratornykh-robot-Neuralog.pdf>

Заєць В.О., Тиків Д.Ф. (2014). Моделювання процесу експлуатації підземних сховищ газу. *Нафтогазова енергетика*, Випуск 2(22). 51-56.

Колісніченко В.Г., Соловійов І.В., Лісний Г.Д., Злочевська К.М., Бурдейний Т.О. (2024). *Побудова геологічних моделей підземних сховищ газу з використанням сейсморозвідувальної інформації (технології, досвід, результати та перспективи)*. Київ.

Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. (2007). *Практическое руководство по интерпретации данных ГИС*. Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр».

Марчук Я.С., Андріїшин М.П., Яцків М.П. (2004). Розвиток та перспективи підземного зберігання природного газу в УМГ «Київтрансгаз». *Наук. вісн. НТУНГ*, Випуск 2(8). 22-28.

Федутенко А.М. (2004). Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні. *Наук. вісн. НТУНГ*, Випуск 2(8). 9-14.

Al-Shafi M., Massarweh O., Abushaikha A. S., Bicer Y. (2023). A review on underground gas storage system: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration. *Energy Reports*, Vol. 9. 6251-6266. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.236>.

Bokulich A. and Oreskes N. (2017). Models in the Geosciences. In: Magnani L. and Bertolotti (Eds) *Handbook of Model-Based Science*. (pp. 891-911). Springer.

Bond, C. E. (2015). Uncertainty in structural interpretation. *J. Struct. Geol.*, Vol. 74. 185–200. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2015.03.003>.

Chen Y., Ma H., Zhu Z., Fu J. (2024). *Error analysis and visualization of 3D geological models of mineral deposits*. College of Mines, Liaoning Technical University, Fuxin 1230000, China.

Cornot-Gandolphe S. (2023). *Underground Gas Storage in the World – 2023 Status*. Retrieved from <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2023-status/>.

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*. Basel. <https://doi.org/10.3390/su17062400>.

Fan J., Kong D. (2023). *Geological Modeling with Petrel Software*. China.

Florea A., Danciu C. (2024). Geological models and stability analysis. *Revista Minerol – Mining Revue*, Vol. 30. 10-16. <https://doi.org/10.2478/minrv-2024-0035>.

Iwaszczuk N., Prytula M., Prytula N., Pyanylo Y., Iwaszczuk A. (2022). *Modeling of Gas Flows in Underground Gas Storage Facilities*. Basel. <https://doi.org/10.3390/en15197216>.

Lindsay M.D., Ailleres L., Jessell M.W., de Kemp E.A., Betts P.G. (2012). Locating and quantifying geological uncertainty in tree-dimensional models: Analysis of the Gippsland Basin, southeastern Australia. In: Elsevier B.V. *Tectonophysics*. (pp. 10-21). <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2012.04.007>.

Parquer M.N., de Kemp E.A., Brodaric B., Hillier M.J. (2025). Checking the consistency of 3D geological models. *Geosci. Model Dev.*, Vol. 18. 71-100. <https://doi.org/10.5194/gmd-18-71-2025>.

Qadir A., Chizzini N., Maiorana M., Artoni A., Torelli L., Sulli A. (2025). *Velocity Model Construction and Time-to-Depth Conversion of a Vintage Seismic Reflection Profile for Improving the Constraints on a Subsurface Geological Model: An Example from the Sicily Channel (Central Mediterranean Sea)*. Basel. <https://doi.org/10.3390/geosciences15040114>.

Sunjay S. (2019). Geological Storage: Underground Gas Storage. *Proc. 8th Biennial International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, Exploration Geophysics*.

Zou Z., Yao G., Sun W. et al (2024). First-arrival tomography for building velocity model by jointly using seismic lines and sparse nodes. *Chinese Journal of Geophysics*, Vol. 67(9). 3483-3495.