

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
Навчально-науковий інститут «Інститут геології»
Кафедра геофізики



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
(Спеціальність 103 – Науки про Землю
Освітня програма «Геофізика та комп'ютерна обробка геолого-геофізичних
даних»)

**ТЕМА: «Побудова петрофізичної моделі підземного сховища газу на
основі обмеженої кількості геолого-геофізичних даних»**

Виконав: студент 2-го курсу магістратури
В'ячеслав ГОРОШКО
Науковий керівник: доцент, кандидат геол. наук
Ірина БЕЗРОДНА

Робота рекомендується до захисту (протокол № 10 засідання кафедри
геофізики від " 21 " 05 2024 р.)

Завідувач кафедри геофізики кандидат геол. наук, доцент
Віктор ОНИЦУК

Київ 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ.	9
1.2. АНАЛІЗ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЄС	11
1.3. ПЕРСПЕКТИВА РОЗВИТКУ ВОДНЕВИХ ПРОЕКТІВ	14
2. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОЗТАШУВАННЯ МРИНСЬКОГО ПСГ	19
3. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МРИНСЬКОГО ПСГ	21
3.1. СТИСЛА ІСТОРІЯ ВИВЧЕННЯ МРИНСЬКОГО ПСГ	21
3.2. СТРАТИГРАФІЯ.....	22
3.3. ТЕКТОНІКА	26
3.3. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ МРИНСЬКОГО ПІДНЯТТЯ	29
3.4. ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ	30
4. ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ МРИНСЬКОГО ПСГ.....	32
4.1 ВХІДНІ ДАНІ	32
4.2. СТРУКТУРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НА ОСНОВІ ДАНИХ ГДС.....	38
4.3. ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ.....	42
4.3.1. РОЗРАХУНОК ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ АК та НМ.....	45
4.3.2. РОЗРАХУНОК ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ СП.	46
5. РОЗРАХУНОК ОБ'ЄМІВ МРИНСЬКОГО ПСГ.....	59
ВИСНОВКИ.....	62
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:.....	63

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ,
СКОРОЧЕНЬ**

ATR	—	autothermal reforming – автотермічний реформінг
CCR	—	Carbon capture and Storage – уловлювання та зберігання вуглецю
N/G	—	Net/Gross
P2G	—	power to gas – перетворення надлишкової відновлювальної енергії в газоподібний водень
P2L	—	power to liquid – перетворення енергії в рідину
P2M	—	power to methane – перетворення енергії в метан
SMR	—	steam methane reforming – риформінг з використанням паровогу метану
STEPS	—	Stated Policies Scenario
ГВК	—	газо-водяний контакт
ГК	—	гамма каротаж
ГТМ	—	геолого-технологічні моделі
ДФС	—	дефектоскопія
ЕРС	—	електрорушійна сила
ЄС	—	Європейський союз
ЗПГ	—	зріджений природній газ
ІННК	—	імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
км	—	кілометр
м	—	метр
млрд	—	міліард
ММ	—	манометрія
МСГТ	—	метод спільної глибинної точки
НГК	—	нейтронний-гамма каротаж
НМ	—	нейтронні методи

ННК	—	нейтрон-нейтронний каротаж
ПДГТМ	—	постійно діючі геолого-технологічні моделі
ПЗ	—	програмне забезпечення
ПСГ	—	підземне сховище газу
РК	—	радіоактивний каротаж
свр.	—	свердловина
СК	—	стандартний каротаж
СП	—	самочинна поляризація
ТК	—	термокаротаж
ФЄП	—	фільтраційно-ємнісні параметри

ВСТУП

Актуальність: нафтогазова галузь в Україні є однією з ключових сфер економіки, необхідних для забезпечення енергетичної безпеки країни. Одним із основних компонентів цієї галузі є ПСГ, як головні елементи зберігання енергії, в підземних формаціях. ПСГ відіграють основну роль у регулюванні сезонних коливань споживань газу, транзиту газу через країну та забезпеченні сталого постачання газу внутрішнім споживачам.

На території України розташовано 13 газосховищ загальною потужністю 33 млрд м³ природного газу, на даний момент доступ є лише до 10 з них. Загальні обсяги потужності зберігання можна порівняти з обсягами таких країн як Італія, Франція, Угорщина та Австрія разом (Дудля, 2012).

Враховуючи структури ринку ЗПГ, високий рівень імпорту в ЄС потребуватиме стабільних цін, або близьких до високих рівнів останніх місяців, через конкуренцію з боку Азії. Тому дивлячись в перспективу 10-ти років, стимулювання максимального зберігання газу в умовах високих цін є і будуть виправданими, а для цього потрібне залучення додаткових ПСГ. Є необхідність впровадження системи доступу до інфраструктури, зменшення фактору непередбачуваності, бюрократії та непрозорості. Зняття цих бар'єрів забезпечить доступ до інвестицій та вільну транскордонну торгівлю.

Окрім юридичних аспектів необхідна прозора ефективність управління та контролю над підземними сховищами. Вершиною технічних можливостей розуміння та прогнозування функціонування ПСГ являються інтегровані моделі, які являють собою комплекс систем «пласт-свердловина-наземна інфраструктура», які додатково можна розділити на окремі об'єкти та елементи.

Говорячи про моделювання пластової системи та підземної частини свердловин використовується постійно діюча об'ємна імітація яка дозволяє відтворювати, досліджувати та прогнозувати процеси, що відбуваються під час

експлуатації в резервуарі, технологічному обладнанні. Говорячи про моделювання роботи наземної інфраструктури використовується візуалізація у вигляді графів та технологічних графіків роботи обладнання.

Функція інтегрованої моделі у даному випадку в тому числі зводиться до оперативного розрахунку режимів закачування та відбору на будь-який заданий строк, в тому числі з урахуванням стану наземної інфраструктури, можливостей пластової системи та свердловин, що необхідно задіяти. Прогнозування технологічних процесів є ітеративним процесом з залученням нових даних таких як геофізичні дослідження, ремонт, реконструкція чи вихід з ладу об'єктів і елементів інфраструктури та дані про закачування/відбір газу в ПСГ.

Окрім розуміння необхідності використання ПСГ в ролі акумулятора, варто очікувати прогнозоване зменшення попиту на природній газ. Основною причиною є реалізація різних міждержавних стратегій щодо зменшення використання джерел викопної енергії для зменшення генерації парникових газів. Так згідно реалізації плану REPowerEU у Європі попит на природній газ впаде на 37% до 330 млрд м³ до 2050 р, що потребуватиме залучення іншого за генезисом джерела енергії (*Schwartzkopff, 2023*). Таким чином ЄС намагається здійснити перехід на зелену енергетику.

Використання інтегрованих моделей ПСГ дозволяє вирішувати перелік задач технологічного та адміністративного спектрів.

Технологічні задачі:

- комплексний прогноз та оптимізація роботи системи завдяки розумінню зв'язків та взаємовпливу всіх її елементів;
- моделювання та оптимізація режимів роботи обладнання, визначення та усунення «вузьких місць», завчасне планування профілактичних заходів та технічного обслуговування;

- скорочення втрат і витрат газу по об'єктах системи до мінімального рівня, визначення оптимального об'єму буферного газу без погіршення геолого-технічних характеристик ПСГ.

Адміністративні задачі:

- спрощення взаємодії між фахівцями різних напрямів за рахунок одночасної роботи над моделлю та єдиної бази даних;
- скорочення часу на моделювання сценаріїв та прийняття рішень, а також локалізацію та усунення несправностей завдяки контролю відхилень робочих параметрів від прогнозованих моделей.

Підсумовуючи, можна сказати, що є критична необхідність в побудові інтегрованих моделей, які вирішують як питання ефективності управління, так і прогнозування і реалізацію планів щодо зберігання енергії в вигляді водню.

Таким чином, є критична необхідність в побудові інтегрованих моделей, які вирішують питання ефективності управління і прогнозування ПСГ за допомогою геофізичних даних.

Мета досліджень: побудова петрофізичної моделі Мринського ПСГ на основі обмеженої кількості геолого-геофізичних даних.

Об'єктом досліджень є частина геологічного середовища (підземне сховище газу) – резервуар, його геометрична конфігурація.

Предметом досліджень являються петрофізичні параметри – коефіцієнт пористості, коефіцієнти глинистості і проникності пласта-колектора та їх структурні побудови.

Завдання:

- оцінка використання природнього газу на теперішній час та перспективи розвитку ПСГ України;
- створення реєстру та оцінка об'єму наявної геофізичної інформації Мринського ПСГ;

- переведення даних геофізичних досліджень свердловин в LAS-формат для Мринського ПСГ, завантаження їх в інтерпретаційний продукт та проведення аналізу, результатом якого є створення відбивок поверхні та підшви пласта-колектора, покривної товщі;
- створення структурної моделі сховища на основі вхідних даних;
- проведення розрахунків фізичних параметрів пласта-колектора;
- аналіз точності побудови моделі Мринського ПСГ з обмеженою кількістю вхідних даних.

Практичне значення визначається у створенні інтегрованої математичної моделі для вирішення низки технологічних та адміністративних питань, першим кроком до чого є побудова геологічної моделі.

Особистий внесок: автор роботи особисто виконував аналіз використання ПСГ ЄС та України, підготовку та аналіз геофізичних даних, структурні побудови, аналіз та оцінку ФЄП, оцінку ефективності використання обмеженої кількості геолого-геофізичної інформації.

Апробація роботи: на XIII Всеукраїнській конференції-школі «Сучасні проблеми наук про Землю» (Україна, Київ, 10-12 квітня 2024) автором опубліковано тези та виконано доповідь за темою «ПОБУДОВА ПЕТРОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ НА ОСНОВІ ОБМЕЖЕНОЇ КІЛЬКОСТІ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ»

Робота з 63 аркушів складається з 5 розділів і містить 25 рисунків та 7 таблиць.

Робота виконувалась на основі матеріалів геолого-геофізичного вивчення Мринського ПСГ АТ «Укртрансгаз», автор безпосередньо брав участь в роботі в створенні петрофізичної моделі Мринського сховища.

1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ.

Підземні сховища газу - це інфраструктура для зберігання великих обсягів природного газу або інших газів в підземних формаціях. Це важлива складова енергетичної інфраструктури, яка використовується з різними цілями, включаючи згладжування пікового попиту: ПСГ дозволяють зберігати газ, коли його видобуток перевищує попит, і відбирати його, коли попит зростає. Це допомагає згладити коливання в газовому споживанні та забезпечити постачання газу в періоди пікового попиту, такі як опалювальний сезон чи різкі зміни у структурі регіонального споживання (Дудля і інші, 2012).

З одного боку ПСГ виконують роль регуляторів постачання газу в зоні обслуговування, забезпечуючи сезонну нерівномірність споживання, з іншого – виконують роль носія енергії в системах газопостачання для підтримки необхідної кількості газу в необхідний момент при транспортуванні (Савків, 2013).

Перше в світі підземне газове сховище побудовано 1915 у Канаді. Найбільший розвиток підземні газові сховища отримали в США. Розвідувальні роботи щодо спорудження першого ПСГ в СРСР почалось у 1959 році, а дослідне нагнітання газу в водоносний пласт - в 1964 році (Дудля і інші, 2012).

Комплекс підземних газових сховищ в Україні за потужністю посідає третє місце у світі (після США і Московії). Він забезпечує закачування та відбір понад 30 млрд м³ газу за сезон (Савків, 2013).

В Україні формування підземних газових сховищ розпочато 1964 (відтоді створено 13 підземних газових сховищ). Розміщені вони у відпрацьованих газових і газоконденсатних родовищах та водоносних пластах локальних структур. Комплекс підземних газових сховищ забезпечує 20–25 % річного і до 60 % добового споживання газу у зимовий період (Дудля і інші, 2012).

Перші газові сховища — Олишівське та Червонопартизанське (обидва — Чернігівська область) створені у водоносних структурах і призначені для надійного газопостачання м. Києва. Дослідне закачування газу в Олишівське підземне газове

сховище розпочалося в 1964 р., у Червонопартизанське — 1968 р. Подальший розвиток підземного зберігання газу базувався переважно на використанні відпрацьованих газових родовищ Прикарпаття. Підземні газові сховища забезпечують компенсацію сезонної нерівномірності споживання природного в осінньо-зимовий період, шляхом надійного забезпечення внутрішніх споживачів та є запорукою стабільного експортного постачання газу в країни Європи (Савків, 2013).

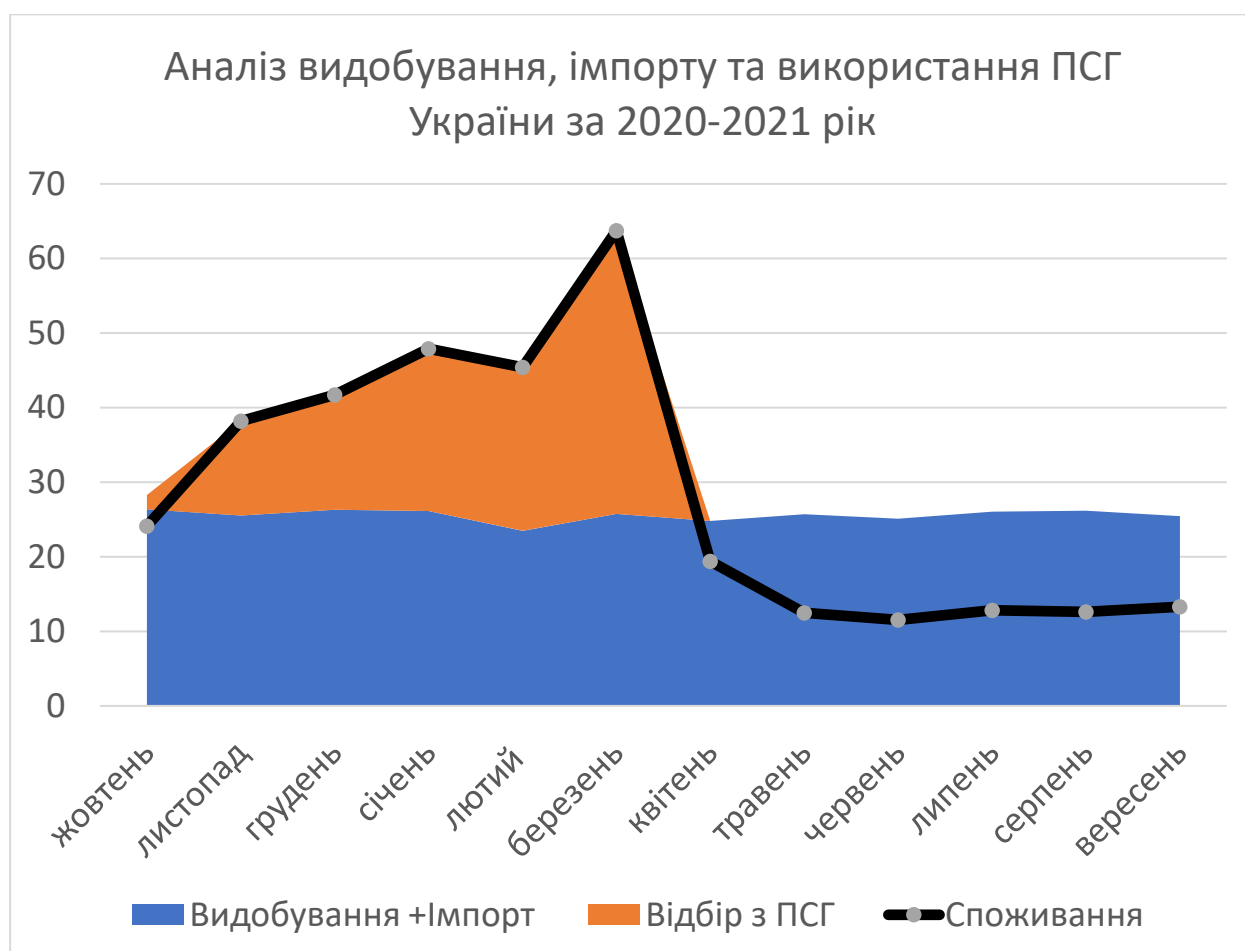


Рис.1.1 - Графік споживання природного газу Україною за період 2020-2021 рр.

В зимовий час під час опалювального сезону газу, який відбирається недостатньо щоб покрити дефіцит, тому потрібні акумулятори енергії, якими виступають ПСГ (на основі даних AGSI.gie.eu).

1.2. АНАЛІЗ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЄС

Баланс газу - це різниця між кількістю газу, що входить до системи та кількістю газу, що виходить із системи. Ця різниця може бути позитивною або негативною в залежності від рівня виробництва, споживання, імпорту та експорту газу. Деякі ключові фактори, які впливають на баланс газу:

- Рівень видобування газу впливає на загальний обсяг газу, що входить до системи;
- Рівень споживання газу впливає на обсяг газу, що виходить із системи;
- Рівень імпорту та експорту газу зумовлює коливання обсягу газу в системі;
- Рівень газу, який зберігається в сховищах та знаходиться в системі;
- Стан газопроводів та інфраструктури: зношеність інфраструктури може спричиняти викиди газу та/або нестабільність постачання;
- Сезони року: у зимовий період споживання газу збільшується;
- Економічні та політичні фактори: такі як зміни цін на газ, податки, тарифи та регулювання, споживання, імпорт та експорт газу тощо.

Більшість природного газу, який споживають країни члени ЄС, надходить за рахунок імпорту з країн за межами ЄС, що становить 78 % споживання у 2020р. До 2022 року Росія була основним джерелом імпорту природного газу для ЄС, на неї припадало 47 % імпорту (165 млрд м³), що є 44 % від загального споживання (рис.1.2).

Структура споживання природного газу ЄС-31

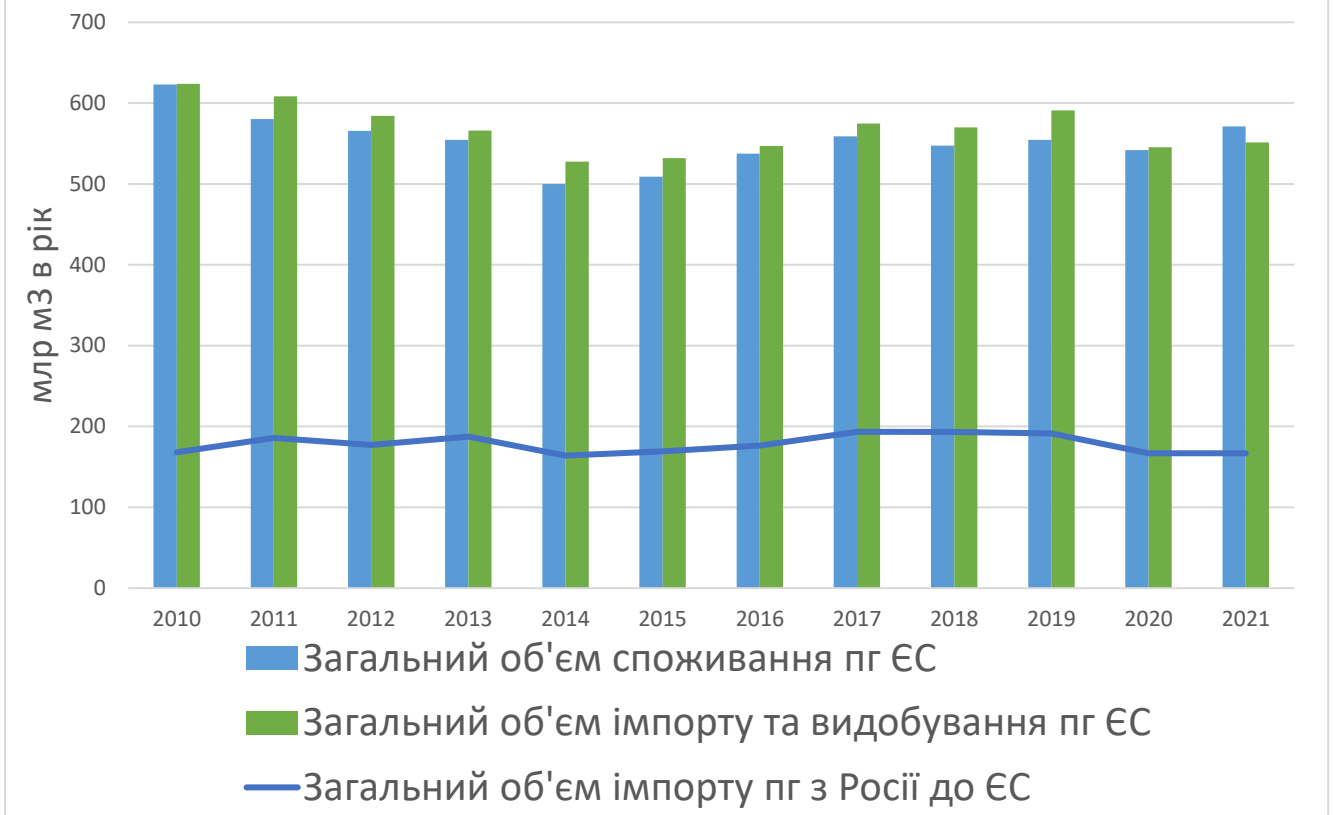


Рис. 1.2 - Структура ринку природного газу ЄС в 2020 році.

Глибина та інтенсивність сьогоденної кризи, зумовленою військовими діями Росії та шантажем припинення постачання газу, підірвали впевненість у доступності та надійності цього джерела енергії. Як наслідок швидке зростання попиту на природний газ добігає кінця. Що зумовило розробку різних сценаріїв планового зменшення споживання природного газу (рис. 1.3.) (EGTR, 2022):

- **STEPS** (Stated Policies Scenario) – згідно цього сценарію, враховуючи тенденцію розгортання відновлювальних джерел енергії, прогнозується зменшення Європейського попиту на природний газ на 20 % та до 2050 року ще на 20 %;
- **APS** (Announced Pledges Scenario) – прогнозує падіння попиту до 2030 року на 20 % та до 2055 року ще на 20 %, що пов'язано підвищенням ефективності

- будівельного сектору, енергоефективності і тп. Гази з низьким рівнем викидів – водень, біогази та синтетичний метан – досягнуть понад 1000 мільярдів кубометрів еквівалента (bctme) до 2050 року, що становить майже одну третину загального попиту на газоподібне паливо. Сценарій APS передбачає сильний сплеск збільшення потужностей вітрової та сонячної енергії та більший поштовх до модернізації будівель та встановлення теплових насосів;
- **ENTSOG** (European Network of Transmission System Operators for Gas) передбачає підхід використання даних про попит і пропозицію, зібраних від операторів систем передачі газу та електроенергії, за якими можна досягнути лише проміжну ціль зменшення викидів на 55 % до 2030 року;
 - **Global ambition** створений з огляду на ціль Празької угоди щодо скорочення викидів на мінімум 55 % до 2030 року та чистого 0 викидів до 2050 року за рахунок розробки широкого спектру відновлювальних і низьковуглецевих технологій і використання глобальної торгівлі енергією як інструменту для прискорення декарбонізації;
 - **Distributed Energy** передбачає досягнення ЄС-27 вуглецевої нейтральності до 2050 року та принаймні 55% скорочення викидів у 2030р. Сценарій обумовлений бажанням досягти енергетичної автономії на основі широко доступних місцевих відновлюваних джерел енергії;
 - **Sustainable Development Scenario** починається з цілей, які необхідно досягти, а потім оцінює, яка комбінація дій дозволить їх досягти. Ці цілі походять від цілей сталого розвитку ООН, які передбачають шлях розвитку енергетичного сектору, що забезпечує загальний доступ до недорогих, надійних та сучасних енергетичних послуг до 2030 року; суттєве скорочення викидів; ефективні дії для боротьби зі зміною клімату.

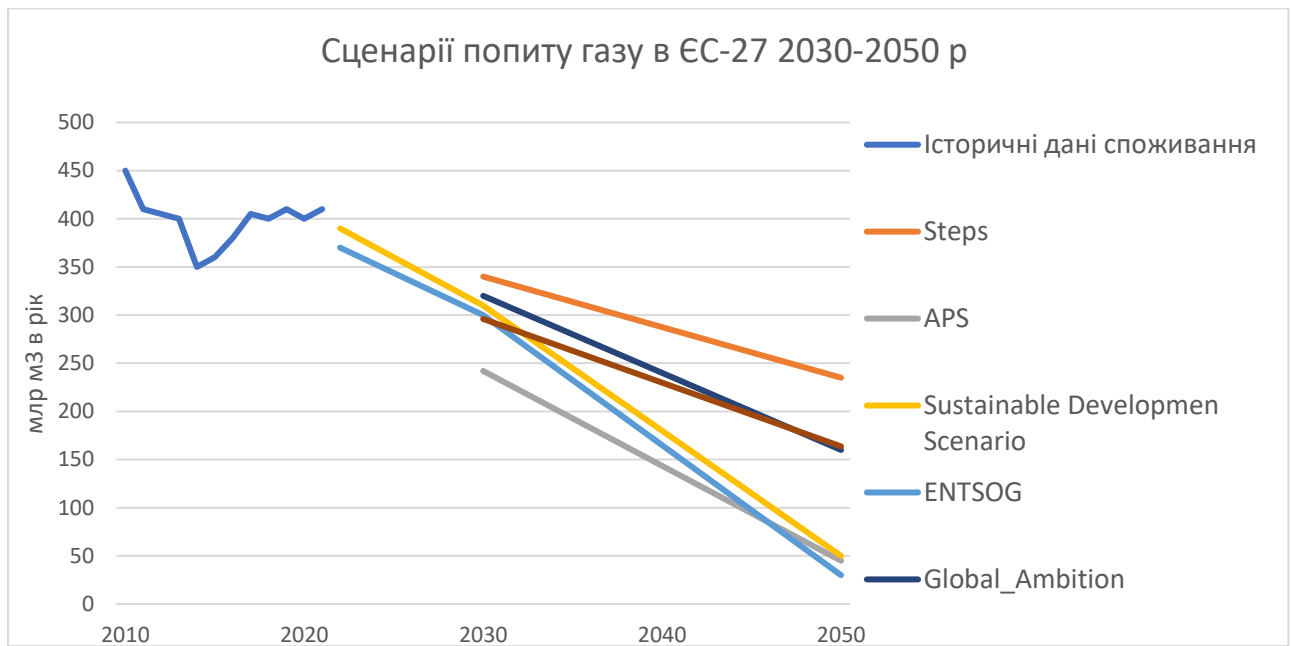


Рис.1.3 - Візуалізація реалізації сценарії попиту на природній газ в ЄС.

Також згідно реалізації плану REPowerEU у Європі попит на природній газ впаде на 37% до 330 млрд м³ до 2050 року.

Загальне споживання газу зменшиться в перспективі, при цьому все одно будуть спостерігатись високі піки попиту на енергію, особливо це відбуватиметься в холодні місяці, коли виробництво сонячної енергії зменшується. В енергосистемі піки попиту можуть виникати за лічені хвилини, або секунди, тому необхідний акумулятор енергії, яким можуть і будуть виступати підземні сховища газу, але носієм енергії може виступати не природній газ, а водень. (Julian Schwartzkopff, 2023)

1.3. ПЕРСПЕКТИВА РОЗВИТКУ ВОДНЕВИХ ПРОЕКТІВ

Водень розглядається як один із ключових елементів у переході до енергетичної системи з нульовими викидами парникових газів у Європі. У своєму стратегічному баченні щодо кліматично нейтрального ЄС, Європейська комісія прогнозує, що до 2050 року частка водню в енергетичному балансі зросте з

нинішніх 2 % (водень з викопного палива) до 13-14 % (зелений і низьковуглецевий водень).

Як і в сучасній системі природного газу, балансування попиту та пропозицій буде потрібно в будь-якому часовому масштабі – погодинному, щоденному, щотижневому та сезонному. Багато строкове балансування водневої системи потребуватиме використання підземного сховища водню і матиме наступні переваги (*Alms K і інші 2023*):

- здатність ПСГ краще використовувати найдешевші джерела (водню) на конкурентних ринках, зменшуючи вразливість споживачів до волатильності цін;
- здатність ПСГ уникати надмірних інвестицій в інші елементи інфраструктури в усьому енергетичному секторі, щоб забезпечити безпечне та ефективне задоволення попиту на енергію;
- здатність ПСГ забезпечувати достатні обсяги та швидкість закачування для кінцевих споживачів в умовах невизначеного рівня попиту;
- здатність накопичувачів оптимально розподіляти інвестиції в потужності відновлювальних джерел енергії для досягнення цілей перехідного періоду, сприяючи тим самим появі водневого ринку;
- здатність ПСГ допомагати уникати перерозподілу електроенергії та виробництва водню з викопних джерел, а також запобігати скороченню використання ВДЕ.

Деякі з існуючих підземних сховищ потрібно буде перепрофілювати для водню, залежно від таких факторів як потреба у сховищах, доступність, придатність, чіткого нормативного регулювання правил (наприклад, правила для змішування водню).

Перехід зі зберігання газу на водень буде відбуватись поступово. Так спочатку попит буде в місцях генерації водню (локально), потім, в міру створення інфраструктури транспортування та зберігання, воднева мережа буде розростатись

до європейського рівня (рис. 1.4.). І саме ПСГ будуть відігравати ключову роль, адже щоб подолати періоди дефіциту потрібна гнучка система зберігання (*Alms K і інші 2023*).

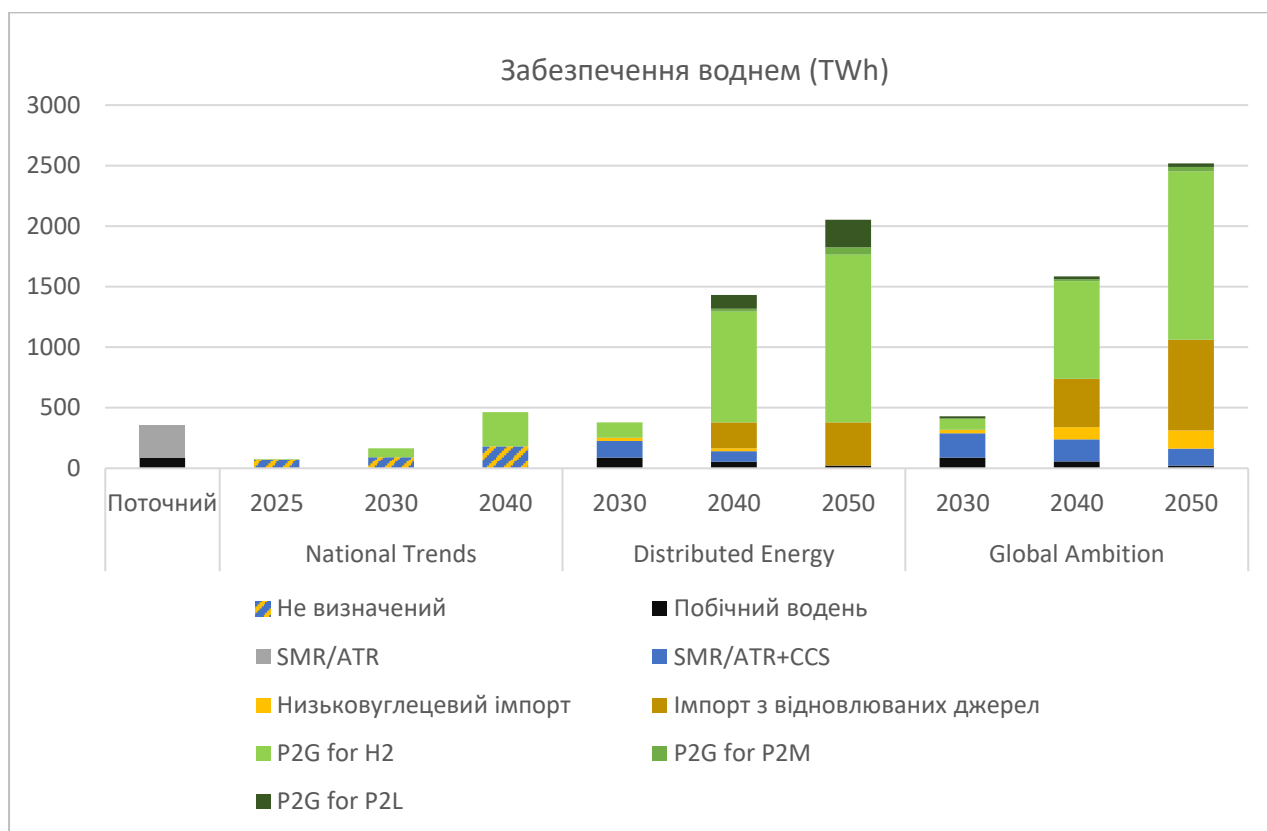


Рис.1.4 - Аналітичні прогнози розвитку сфери виробництва водню ЄС на 2030 та 2050 роки (IEA, 2022)

Потрібно враховувати, що на переобладнання ПСГ та інфраструктури транспортування під водень потребує час, але в Україні є перевага у вже наявній розгалуженій інфраструктурі.

Проблеми які можуть виникнути (*Alms K і інші 2023*):

- у водню вищі коефіцієнти стисливості, дифузії та нижча в'язкість, що означає, що його важче утримувати;
- реакційна здатність водню - у присутності бактерій, що відновлюють сульфати з утворенням сірководню, який є забруднювачем при спалюванні та пошкоджує паливні елементи;

- реакція водню з CO₂ і мінералами, що містять карбонат, у присутності метаногенних бактерій, утворюючи метан;
- у випадку водоносних горизонтів, при наявності мінералів сульфатів та карбонатів, може призвести до утворення забруднюючих речовин. Також ще відсутність наявної свердловинної інфраструктури.

Суміші природного газу та водню менш ймовірно, ніж чистий водень, вступають у реакцію з мінералами, а існуюча інфраструктура може обробляти суміші природного газу та водню. Оператори виснажених газових родовищ зазначали, що вони планують зберігати суміш природного газу та водню в коротко- та середньостроковій перспективі. Сепаратори будуть впроваджуватись в короткостроковій перспективі, коли попит на водень буде ще занадто вузьким (Alms K і інші 2023).

Підсумовуючи, можна сказати, що середньозважений прогноз попиту на природний газ в ЄС на 2030 рік становить 314 млрд м³; на 2050 рік - 151 млрд м³. Попит на H₂ в 2030 році становитиме (середнє значення прогнозів) 31 млрд м³, в 2050 – 176.97 млрд м³. Загальний попит на газ в 2030 рік становитиме 345 млрд м³ та на 2050 – 327 млрд м³. Ємність ЄС ПСГ 115,4 млрд м³, Українських 32,7 млрд м³ (IEA, 2022).

Всі ця аналітика свідчить про необхідність розвитку сфери підземного зберігання газу в Україні в контексті бачення водню як головного носія енергії, на даний час.

В контексті сьогодення необхідні адекватні математичні моделі функціонування, результати моделювання яких використовуються для обґрунтування технологічних вимог до основних функціональних параметрів підземних сховищ природного газу – мінімально необхідних об'ємів активного газу, нижніх і верхів меж продуктивності ПСГ. Також Національна комісія державного регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг нещодавно затвердив зміни до Кодексу газосховищ, які надають власнику природного газу

доступ до газосховищ з правом закачування/зберігання/відбору не на рік зберігання, а на будь-яку кількість місяців. До теперішнього часу цикл зберігання газу становив один рік. Тому інтегровані моделі, можуть бути інструментом створення нових технологічних проектів експлуатації ПСГ в короткочасній перспективі для адаптації до нових умов ринку, так і в довгостроковій перспективі - під водневі проекти.

2. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОЗТАШУВАННЯ МРИНСЬКОГО ПСГ

В адміністративному відношенні газосховище розташоване в Чернігівській області України, в 100-105 км на північний схід від м. Києва (рис.2.1).

Площа Мринського ПСГ розміщена 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 сягають 130-132,8 м. Річка Остер пересікає південну частину площі, 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° С. Літо помірно тепле, середня температура липня $+17^{\circ}$ - $+19^{\circ}$ С. Абсолютний максимум $+39^{\circ}$ С. Середньо-річна температура $+5$ - $+7^{\circ}$ С. Середньорічна кількість осадів 550-600 мм. Переважаючі вітри: взимку – західні і південні, влітку – західні і північно-західні.

Ґрунти – чорноземні, поширені також сірі і світло-сірі підзолисті ґрунти, лугові і торф'яно-болотні.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським, розвинуто тваринництво.



Рис.2.1 – Оглядова карта району Мринського ПСГ (Попов, 2017).

3. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МРИНСЬКОГО ПСГ

Мринське ПСГ створене з метою забезпечення надійності газопостачання промислових об'єктів центральних областей України в системі магістральних газопроводів, на базі нижньобатського (j_2^{bt}) і байоського (j_2^{bj}) водоносних горизонтів (Дудля і інші, 2012).

Мринське підняття встановлено розвідкою в період 1959-1961 р., знаходиться в південній зоні Дніпрово-Донецького грабена. Глибокими свердловинами тут відкриті відклади палеозоя (девонської, кам'яновугільної, пермської систем, мезозою (тріасової, юрської і крейдової систем), третинні та четвертинні (Юрченко та інші, 2000).

3.1. СТИСЛА ІСТОРІЯ ВИВЧЕННЯ МРИНСЬКОГО ПСГ

Історія дослідження можливостей підземного сховища газу в регіоні міста Київ почалася у 1955 році із проведенням бурових робіт на декількох геологічних структурах, включно з Мринським. У 1959-1961 роках тут було виконано розвідувальне буріння і отримано позитивну оцінку щодо експлуатаційної можливості. Як перспективний водоносний горизонт для створення в ньому штучного газового покладу було обрано бат-байоські відклади. У 60-70-их роках минулого століття проводились розвідувальні, науково-дослідні та випробувальні роботи, а у 1985 році об'єкт виведений на проектні показники зберігання газу (Юрченко та інші, 2000).

У цілому, геологічна будова регіону включає кілька структурних рівнів: докембрійський, палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Метаморфізовані відкладення карбону утворюють дислоковану базу, на якій лежить значна товща мезо-кайнозойських відкладень. У багатьох випадках мезозойські структури є наслідком палеозойських. Верхній (кайнозойський) рівень

також узагальнено повторює структурний план мезозою. Мринське підняття знаходиться в межах мезозойського структурного рівня на стратиграфічних межах середньої юри – байоської – батської серій. Породами, що лежать під колектором, є глини верхнього тріасу (*Юрченко та інші, 2000*).

3.2. 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.

Тріасова система представлена середнім відділом. Відклади середнього тріасу складені строкатобарвистими глинами з підлеглими прошарками пісків, пісковиків, алевролітів. Піски дрібно-різномірні, зазвичай алевритові і глинисті, що місцями переходять в пухкі пісковики. Товщина піщаних прошарків коливається від 1-5 до 10-15 м. Товщина середньотріасових відкладів становить близько 210 м (*Клюкач та інші, 1976*).

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 (*Дудля і інші, 2012*).

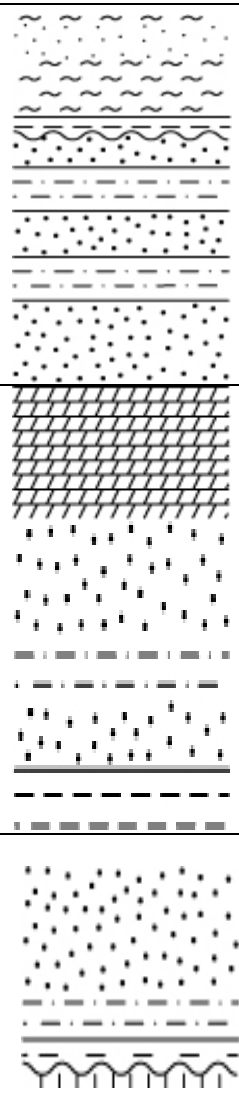
Верхньоюрський відділ представлений келовейським і оксфордським ярусами. Келовейський ярус складений глинистою (нижній келовей) і глинисто-карбонатною товщами (середній і верхній келовей). Сумарна їх товщина 43-60,5 м. Відклади оксфордського ярусу узгоджено залягають на келовейських та із розмивом перекриваються 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 (*Клюкач та інші, 1976*).

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. Верхньокрейдіві відклади складені піщано-мергельною пачкою сеноману і мергельно-крейдовою товщею турону, коньяку і сантону. В найбільш підвищених ділянках склепіння осадки верхньої крейди в передканівський час розмиті повністю (*Клюкач та інші, 1976*).

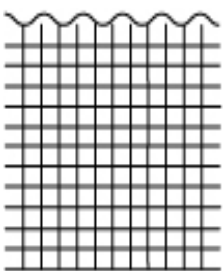
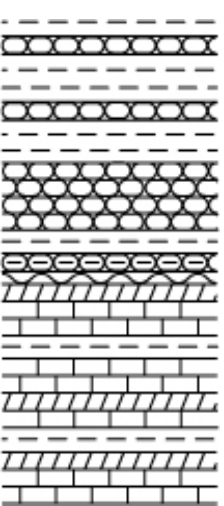
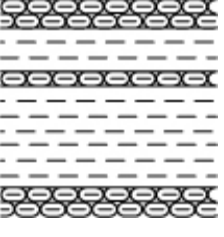
Палеогенова система складена відкладами канівського, бучацького і київського ярусів еоцену, а також харківського олігоцену; Відклади канівського і бучацького ярусів представлені, в основному, піщанистими утвореннями, київського – глинисто-мергельними і харківського – алевритовими глинами і глинистими алевролітами. Сумарна товщина відкладів палеогену коливається від 85-86 м в склепінні, до 109-121 м на зануренні крил (*Клюкач та інші, 1976*).

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 (Клюкач та інші, 1976).

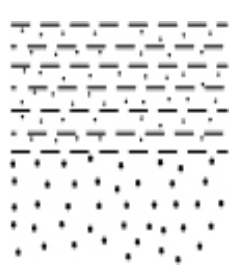
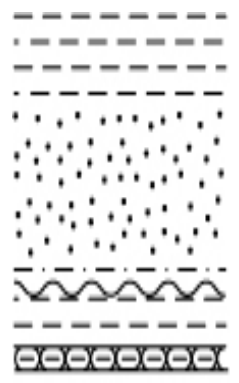

Таблиця 3.1 - Стратиграфічна колонка Мринського ПСГ за даними «Укргеоекологія» 2008 р.

Група	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус, світа	Літологічна колонка	Потужність підрозділу, м	Короткий опис порід
Кайнозойська KZ	Палеогенова P	середній P ₂				до 15	Піски, супіски, суглинки, в нижній частині підрозділу - глини.
						до 30	Піски дрібно- та середньозернисті кварцово-глауконітові, горизонти алевролітів слюдистих, глин безкарбонатних.
						до 46	Мергелі пухкі; у підшві іноді містяться малопотужні прошарки мергелів піскуватих.
						20-25	Верхня частина розрізу - піски та алевроліти кварц-глауконітові іноді з лінзами пісковиків; потужність пачки до 10 м. Середня частина - алевроліти та піски глинисті; потужність шару до 10 м. Нижня частина - глини; потужність шару складає до 8 м.
						20-25	Верхня частина підрозділу - піски з рідкими малопотужними прошарками алевролітів глинистих. Нижня частина підрозділу - алевроліти та піски глинисті. В основі залягає прошарок глин.
	Четвертинна Q						
		середній-верхній P ₂₋₃		обухівсько-межигірська P ₂ ³ ob-P ₃ ¹⁻² mz			
				київська P ₂ ² kv			
				бучацька P ₂ ² bč			
				канівська P ₂ ¹ kn			

Продовження таблиці 3.1

Мезозойська МЗ		Крейдова К		туронський - сантонський K _{2t-s}		0-40	Одноманітна товща білої писальної крейди з рідкими прошарками крейдоподібного мергелю. У центральній частині підняття потужність підрозділу зкородшується або він взагалі відсутній.
		Верхній К ₂	сеноманський K _{2c}				
Юрська J	Верхній J ₃	Нижній K ₁ (нерозділений)	оксфордський J _{3o}		80-100	Верхня частина розрізу представлена перешаруванням різнозернистих пісків, алевритів, каолінітових глин, пісків та пісковиків з переважанням глин. Нижня частина - пісковики та пісковики глинисті	Вапнисті глини та мергелі з прошарками вапняків. У нижній частині під'ярусу переважають вапняки та мергелі у підлеглих прошарках вапняків.
		келовейський J _{3k}	50-65				
	Середній J ₂	батський J _{2bt}	верхньо-батський J _{2bt 2}		30-35	Одноманітна товща глин і глинистих пісковиків з алевролітів потужністю 1-5 метрів.	

Продовження таблиці 3.1

Тріасова Т	Верхній Т ₃	байоський J _{2b}	нижньо- батський J _{2bt 1}		до 30	У верхній частині під'ярусу виділяється пачка глин потужністю до 20 м. Нижня частина - пачка пісків потужністю до 16 м. Ця пачка є верхньою половиною пласта-колектора.
					до 30	В покрівлі підрозділу виділений горизонт глин потужністю до 8 метрів; нижче залягає товща пісків, пісковиків, алевролітів, місцями присутні прошарки глин та пісків глинистих. Піщана товща є пластом-колектором, але, як правило, газонасиченою є тільки верхня половина піщаної товщі.
			глинська Т _{3 gl}		до 70	Глини невапнисті з прошарками пісковиків та алевролітів.

3.3. ТЕКТОНІКА

У тектонічному відношенні Мринське 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 300 м в склепінні, до 500 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° (Юрченко та інші, 2004).

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 алеврито-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. 3.1-3.3) (Клюкач та інші, 1976).

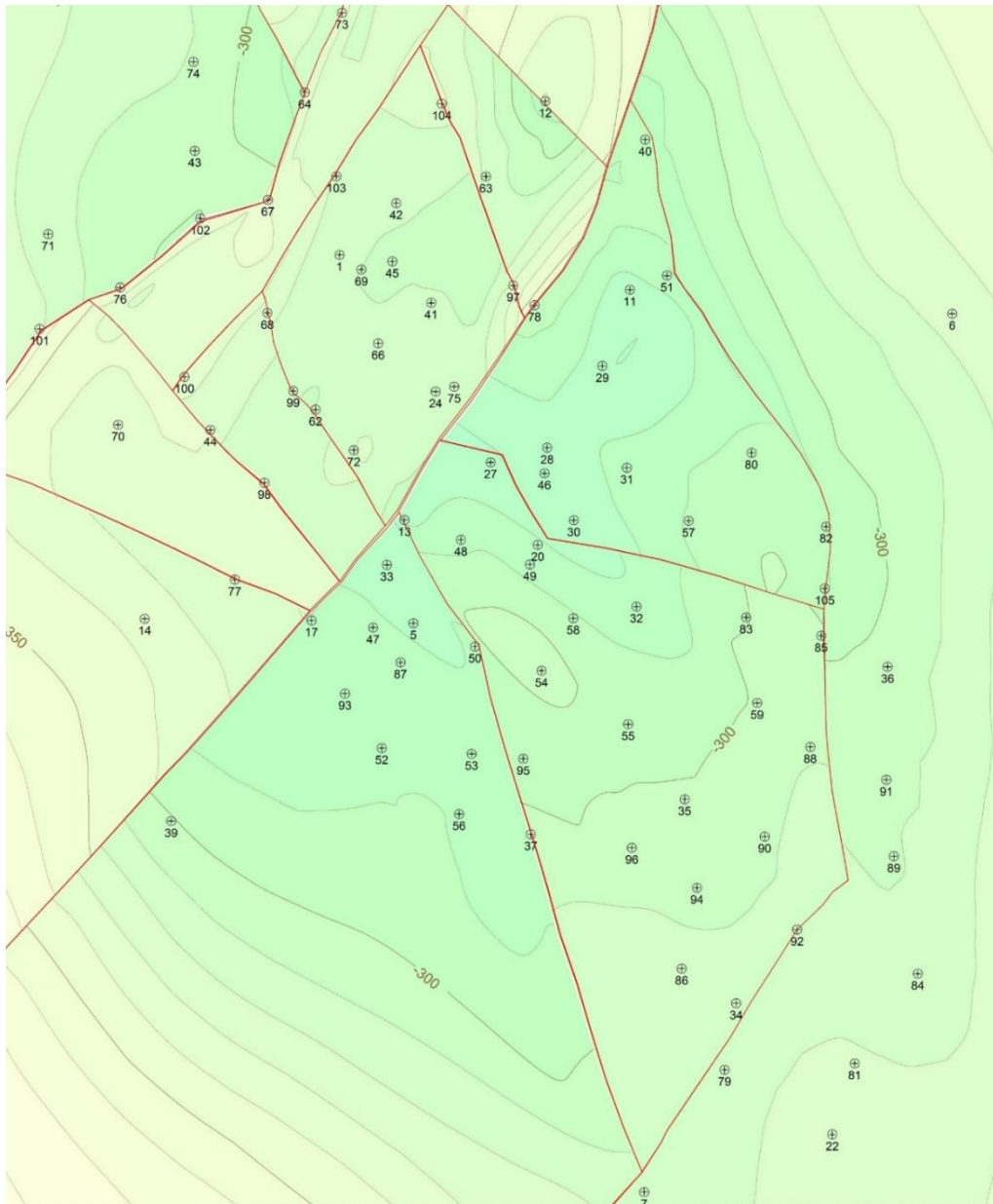


Рис. 3.1 - Структурна карта стратиграфічних меж середньої юри 1 горизонту Мринського ПСГ

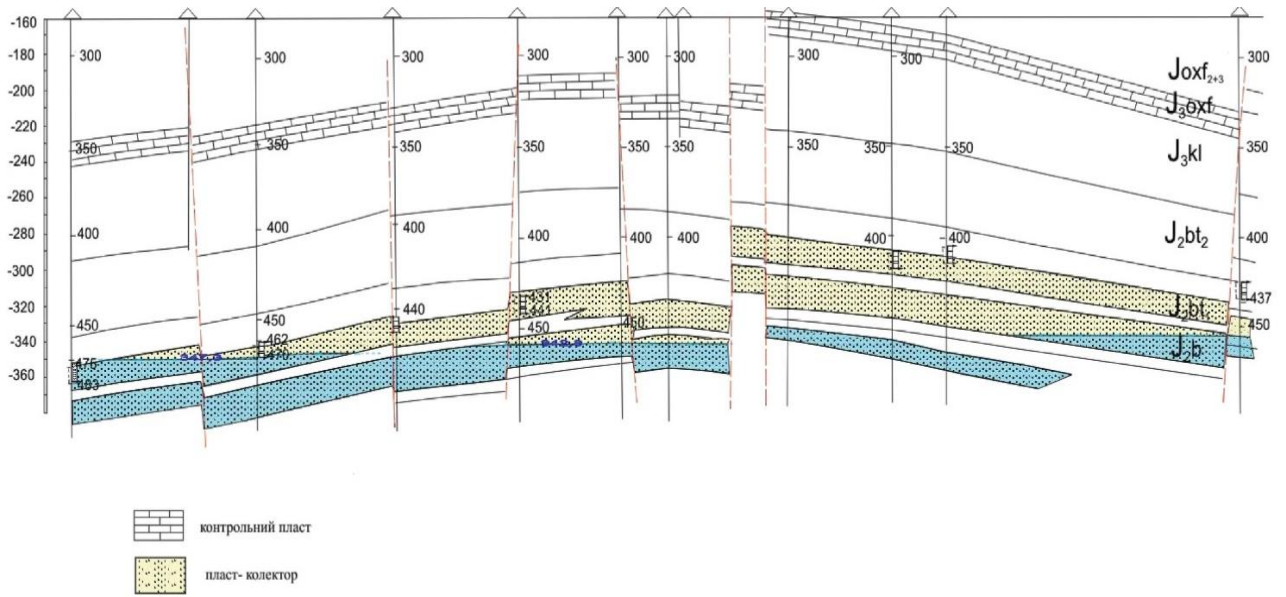


Рис. 3.2 - Повздовжній геологічний розріз по лінії свердловин Мринського ПСГ

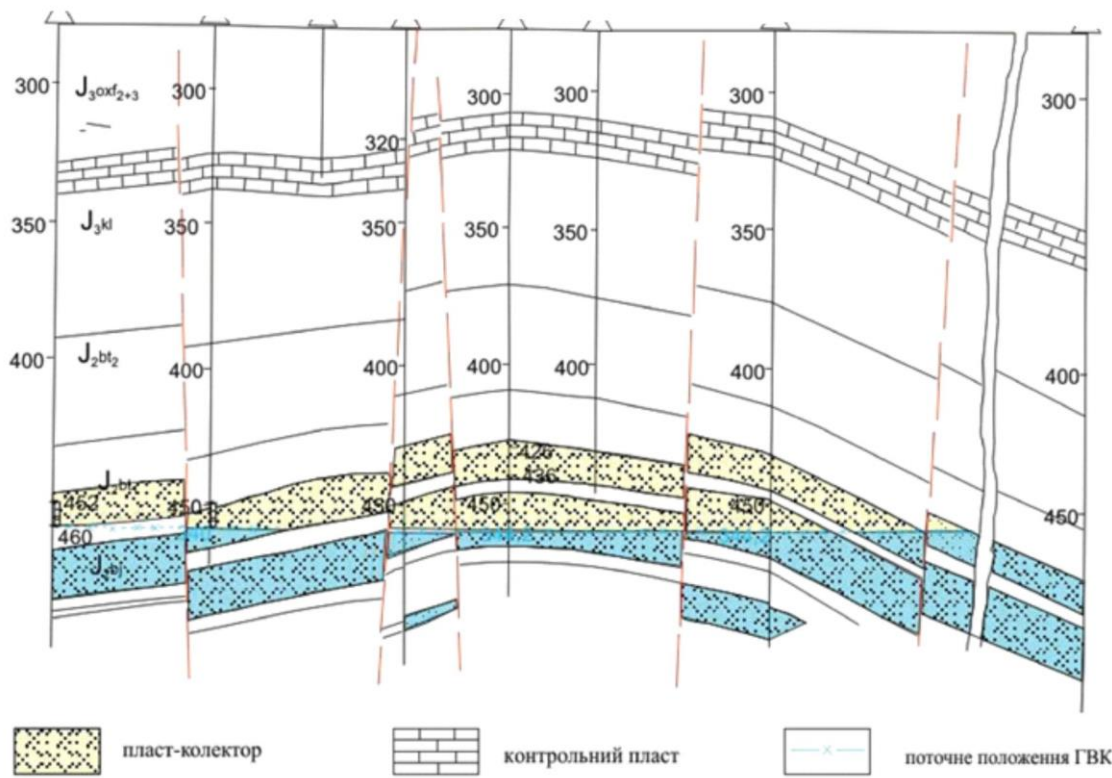


Рис. 3.3 - Поперечний геологічний розріз Мринського ПСГ

3.3. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ МРИНСЬКОГО ПІДНЯТТЯ

Виходячи з аналізу потужностей мезозойських відкладів і розташування та амплітуди тектонічних порушень можна зробити деякі висновки що до формування та розвитку Червонопартизанського підняття в мезозойський час (*Юрченко та інші, 2004*).

Через те, що жодна свердловина Мринського ПСГ не вийшла із тріасових відкладів про розвиток підняття в тріасовий час можна казати лише те, що виходячи з великої потужності тріасових відкладів ця територія в цей час зазнавала прогинання. Верхня частина тріасових відкладів розмита через стратиграфічне неузгодження. В розрізі Мринського підняття повністю відсутні ранньюрські відклади (*Клюкач та інші, 1976*).

Після досить великої перерви ця територія знову почала прогинатися в байоський час середньої юри. Це прогинання тривало до оксфордського часу верхньої юри. Проаналізувавши потужності одновікових відкладів тріасу, що залягають нижче перед середньоюрської поверхні розмиву, та відкладів байоського, батського та келовейського ярусів середньої та верхньої юри (поверхня оксфордських відкладів є поверхнею розмиву, тому потужність цих відкладів не може бути еталоном для порівняння) та крейди, і конфігурацію тектонічних блоків Мринського підняття на даний час було зроблено наступні висновки (*Клюкач та інші, 1976*).

Через те, що потужність тріасових та байос-бат-келовейських відкладів майже однакова в свердловинах усіх сучасних тектонічних блоків Мринського підняття (окрім тих, що розкрили тектонічні порушення), подошва крейдових відкладів повторює покрівлю розмитих оксфордських, а в деяких свердловинах на периферії підняття волзьких відкладів, а покрівля крейдових відкладів майже горизонтальна (потужність крейдових відкладів коливається в дуже широких межах), і те, що тектонічні порушення в склепінні структури за даними геолого-

структурних побудов мають майже однакову амплітуду по усіх тріасово-юрських відкладах, що свідчить про їх епігенетичність, можна впевнено казати, що Червонопартизанська брахіантикліналь була сформована в післяоксфордський – передкрейдовий час (*Клюкач та інші, 1976*).

Через наявність в розрізі периферійних частин Мринської брахіантикліналі малопотужних, розмитих волзьких відкладів після стратиграфічної перерви в післяоксфордський час (у розрізі підняття відсутні відклади кимериджського ярусу верхньої юри) та їх відсутність на тих самих абсолютних відмітках в склепінні можна зробити висновок, що формування Червонопартизанської брахіантикліналі проходило в два етапи, перший – в післяоксфордський – передволзький час, другий – в передкрейдовий час (*Дудля і інші, 2012*).

3.4. ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ

Нижньобатський і байоський горизонти, до яких належить підземне сховище, складені пісками, місцями 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 – $(2,4-1,7) \times 10^{-12} \text{ м}^2$ (2,4-1,7 Дарсі), пористість – 31%, сумарна ефективна товщина – 34 м (*Юрченко та інші, 2004*).

Гідростатичний тиск, приведений до ізогіпси мінус 270 м в південно-східному блоці, прийнятий рівним $38,3 \text{ кгс/см}^2$, на ізогіпсі мінус 310 м в північно-західному блоці – $42,5 \text{ кгс/см}^2$ Пластом-покрівлею продуктивного пласта є товща глин бат-

келовейського 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 (Дудля і інші, 2012).

4. ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ МРИНСЬКОГО ПСГ

4.1 ВХІДНІ ДАНІ

Побудова геологічної моделі - це важлива частина створення комплексної моделі, яка охоплює резервуар, свердловину та наземну інфраструктуру. Це дозволяє аналізувати та передбачати процеси експлуатації нафтогазового об'єкту.

Результатом магістерської роботи є виконання одного із етапів створення інтегрованої математичної моделі, а саме - геологічної моделі. На цьому етапі до проекту завантажуються всі наявні дані, які будуть використовуватись в наступних етапах побудови інтегрованої моделі. До таких даних відносяться відомості про елементи конструкції підземної частини свердловин (експлуатаційна колона, НКТ, положення штучного вибою, інтервали перфорації) та геофізичні дослідження, які несуть відомості про технічний стан свердловин (дані акустичного каротажу цементометрії, дефектоскопії, профілометрії тощо).

Обрахунки та візуалізація в цій роботі виконані в програмному забезпеченні Petrel.

В межах Мринського ПСГ розміщено понад 100 свердловин різного призначення: геофізичні, геохімічні, експлуатаційні тощо. Розміщення свердловин має нерегулярний характер, в купольній частині структури розміщена найбільша кількість, конфігурація розміщення представлена на рис. 4.1.

Середня відстань між свердловинами становить 100-150 м, без врахування свердловин, розміщених на крилах структури з ціллю контролю газового покладу, відстань до яких від апікальної частини становить до 5 км.

До бази даних занесено дані по 104 свердловинам ПСГ:

- Експлуатаційні (67 свердловин);
- П'єзометричні (11 свердловин);
- Спостережні (5 свердловин);
- Контрольні (6 свердловин);

- Геофізичні (5 свердловин);
- Ліквідовані (10 свердловин).

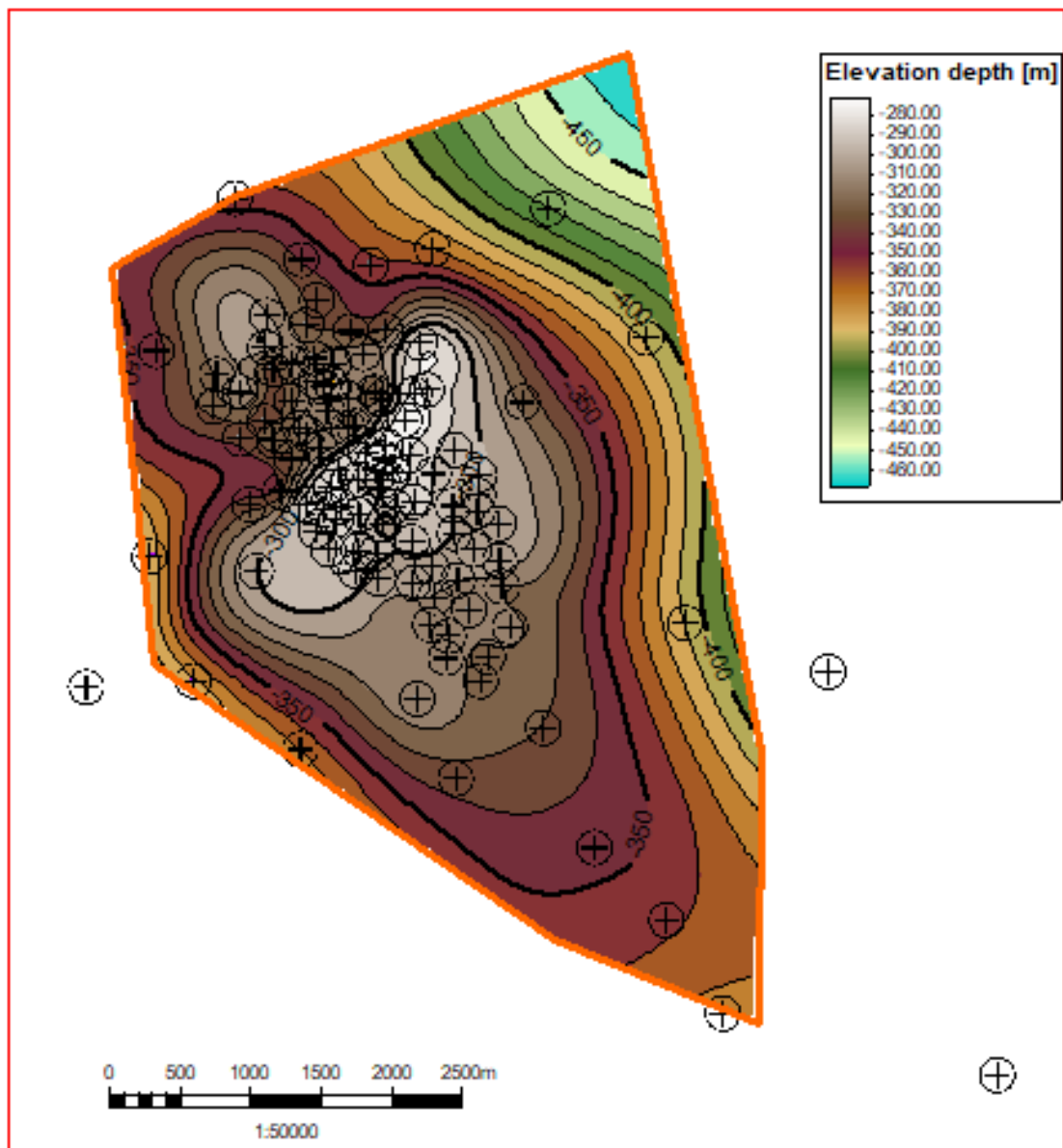


Рис.4.1 - Схема розміщення свердловин в межах контуру ліцензії надрокористування. Нанесено результат простеження горизонту А в межах контуру ліцензії.

Типи даних, що завантажено до бази свердловин (рис. 4.2):

- координати свердловин, альтитуди, профіль стовбура, положення вибою;

- елементи конструкції підземної частини свердловин: експлуатаційна колона, НКТ, положення штучного вибою, інтервали перфорації (рис. 4.3);
- результати проведення геофізичних досліджень свердловин у відкритому та закритому стовбурі (рис. 4.3).

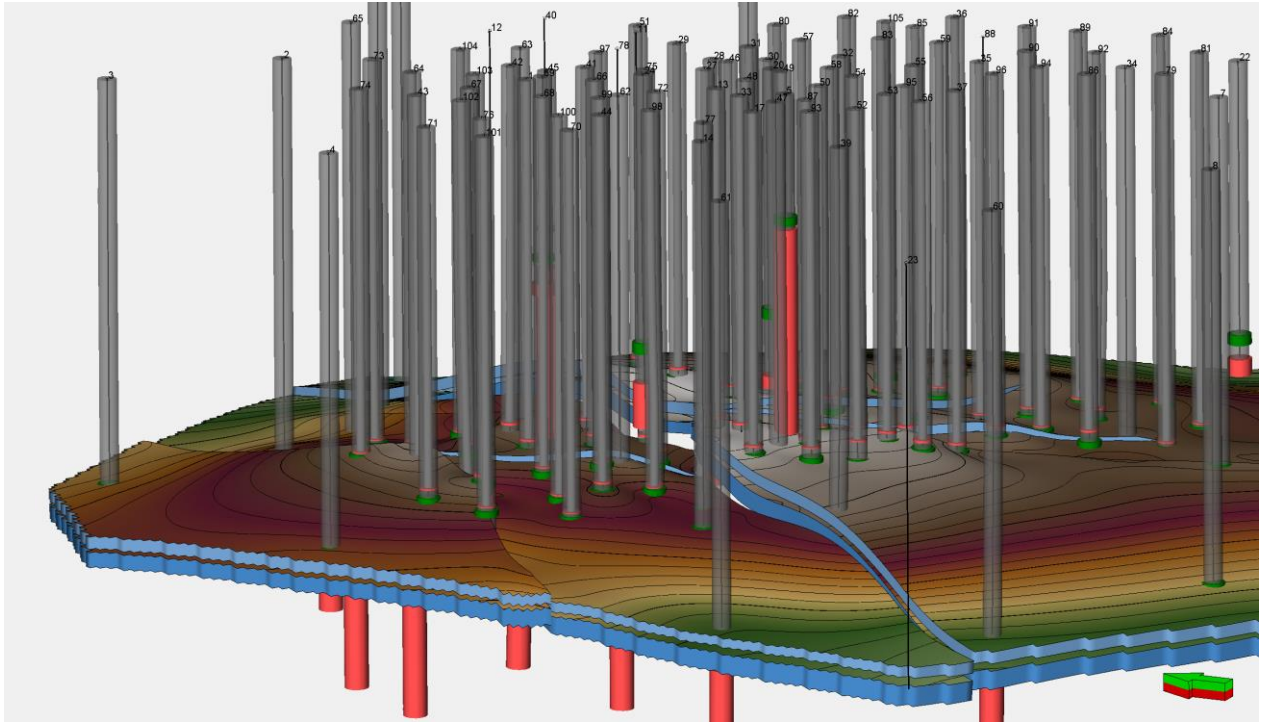


Рис.4.2 - Візуалізація пластової системи Мринського ПСГ та елементів конструкції фонду свердловин

Процес створення ПСГ умовно можна поділити на три етапи: дослідний, промислово-дослідний та циклічна експлуатація. Усі етапи супроводжувались геофізичним дослідженням свердловин, які брались за основу технологічних розрахунків циклічної експлуатації сховищ (Дудля і інші, 2012). З моменту створення Мринського ПСГ, згідно до регламентів періодично проводились комплексні ГДС, але за рахунок обмеженої поширеності електроніки та через технологічні обмеження, усі дослідження записувались на паперові носії. Під час підготовки матеріалів був створений реєстр інформації ГДС.

В результаті створення реєстру та дооцифрування матеріалів в базу даних програмного комплексу Petrel завантажено всі наявні дані ГДС (таблиця 4.1.).

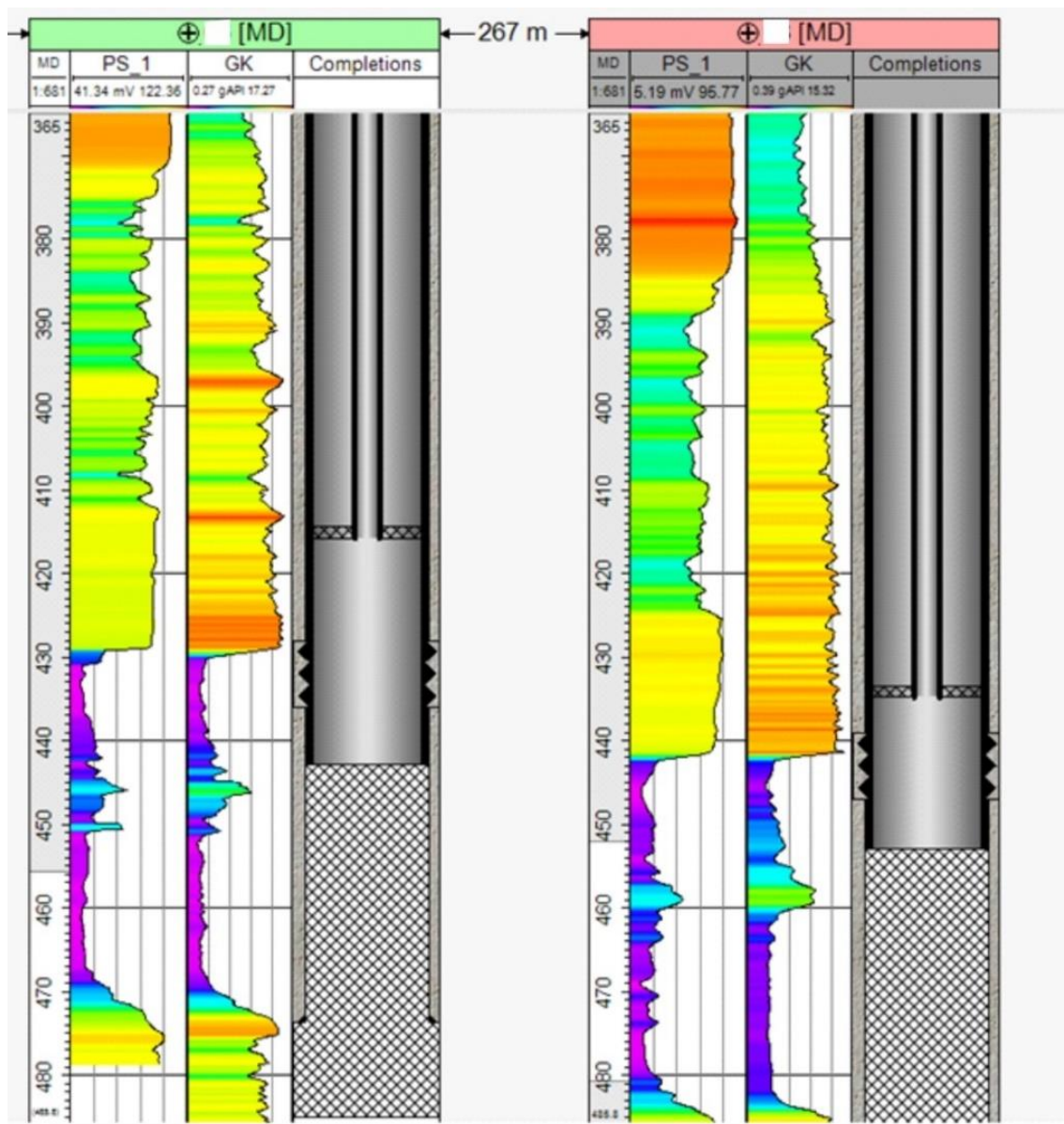


Рис.4.3 - Візуалізація внесених в базу даних ГДС (на прикладі гамма каротажу та самочинної поляризації) та елементів конструкції фонду свердловин Мринського ПСГ.

Геофізичні дослідження свердловин за характером проведення вимірювань поділяються на дослідження в відкритому стовбурі та обсадженої свердловині. Геофізичні дослідження в відкритому стовбурі охоплюють вивчення, яке виконувалося в свердловині з моменту її пробурення до обсадження цементним каменем. Електричні методи як і акустичний каротаж проводилися лише в відкритій свердловині, всі інші - як в відкритій так і обсадженої свердловині.

Результати таких вимірювань можуть відрізнитись через наявність обсадження, експлуатаційної колони та інших факторів.

Різниця кількості кривих та кількості свердловин зумовлена тим, що вимірювання проводились по мірі буріння, тому інтервали свердловин охоплюють дослідження за різні часові проміжки та різні глибинні інтервали. Також враховуючи періодичність досліджень, в свердловинах є велика кількість повторних вимірів деяких методів ГДС. Так, наприклад, з метою дослідження контуру поширення ГВК проводилися нейтронні методи каротажу в контрольних свердловинах з періодичністю приблизно раз на рік, в залежності від поставлених задач.

Таблиця 4.1 - Оцінка об'ємів ГДС даних, які було завантажено в проект програмного комплексу Petrel.

	Методи ГДС	К-ь кривих	К-ь свр.
Електричні методи (відкритий стовбур свр.)	Самочинна поляризація (СП)	132	94
	Стандартний каротаж (градієнт та потенціал зонд)	265	97
Радіоактивні (закритий стовбур свр.)	Гамма каротаж (ГК)	263	86
	Нейтронний-гамма каротаж (НГК)	198	84
	Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)	170	55
	Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК)	530	56
Методи промислово-геофізичних досліджень (закритий стовбур свр.)	Акустичний каротаж - цементомір (АКЦ)	36	12
	Температурний каротаж (ТК)	154	82
	Локатор муфт (ЛМ)	252	85
	Вологометрія (ВМ)	63	53
	Манометрія	107	72
	Дефектоскопія (ДФС)	12	4

До вхідних даних також відносяться результати прямих вимірювань пористості та проникності керну для 24 розвідувальних свердловин (табл. 4.2.). Слід відмітити, що інтервал відбору кожного окремого зразку керну становить від 5 до 7 метрів, тобто відсутня точна прив'язка виміряного значення до глибини.

Таблиця 4.2 - Приклад результатів петрофізичних досліджень керну свердловин Мринської структури.

№ свр.	Інтервал відбору		Порода	Пористість відкрита по Преображенсько-му	Газопроникність	
					1 наша-рування	2 наша-рування
1Р	445,45	452,45	Алеврит піщанистий	33,99	269,04	3736,32
	445,45	452,45	Алеврит піщанистий	32,74	610	-
	456,45	461,45	Пісок дрібнозернистий слабоглинистий	31,68	231,76	331,82
	456,45	461,45	Пісок дрібнозерн слабоглинистий	32,98	250,16	430,11
3Р	479,55	482,95	Алеврит піщанистий	35,53	1205,65	-
	482,95	490,25	Алеврит піщанистий	38,04	1034,96	-

Прямі вимірювання пористості за методом Преображенського передбачали насичення зразка керосином під вакуумом. Коефіцієнт пористості визначався шляхом зважування сухих і насичених керосином зразків з наступним знаходженням об'єму парафінованих зразків шляхом їх зважування в керосині (Безродна, 2018).

$$k_{\text{ПВ}} = \frac{V_{\text{ПВ}}}{V}$$

де $k_{пв}$ - коефіцієнт відкритої пористості; $V_{пв}$ - об'єм порового простору, який заповнений керосином; V – об'єм зразка.

Для низькоглинистих високопористих та рихлих порід загальна і відкрита пористість відрізняються не значно. Для порід з великим вмістом субкапілярних пор, наприклад глини, різниця може бути суттєвою (Безродна, 2018).

4.2. СТРУКТУРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НА ОСНОВІ ДАНИХ ГДС

В межах досліджуваної ділянки надр та в безпосередній близькості до неї у минулому столітті проводилась сейсмозвідка 2D МСГТ, пошуково-розвідувальне і параметричне буріння. На момент виконання цієї роботи результати досліджень сейсмозвідки відсутні.

Наступним кроком була інтерпретація даних ГДС, а саме створення таблиць відбивок стратиграфічних поверхонь покрівлі пластів-колекторів, покривної товщі та глинистого прошарку між батським та байоським горизонтом.

Суттєвою перевагою інтерпретації даних ГДС ПСГ в порівнянні з пошуковими дослідженнями є те, що глибини простягання пласта-колектора відомі та залягання брахіантикліналі на крилах становлять 4-7°, на перикліналях – 2°. Також пласт-колектор складений пісками, місцями слабозцементованими пісковиками.

Підставою для розділення пластів-колекторів і порід, що їх містять, за даними промислово-геофізичних досліджень є відмінності за такими характеристиками як коефіцієнти пористості, глинистості, а також інтенсивність природної гамма-випромінювання (табл. 4.3, рис. 4.4).

Покривна товща складена глинами, тому чітко виділяється межа поділу колектор-покрівля-підшва. Глинистий прошарок між відкладами батського та байоського горизонту має складнішу конфігурацію, за даними ГДС це перешарування глин та пісків, тому виділення меж ускладнено.

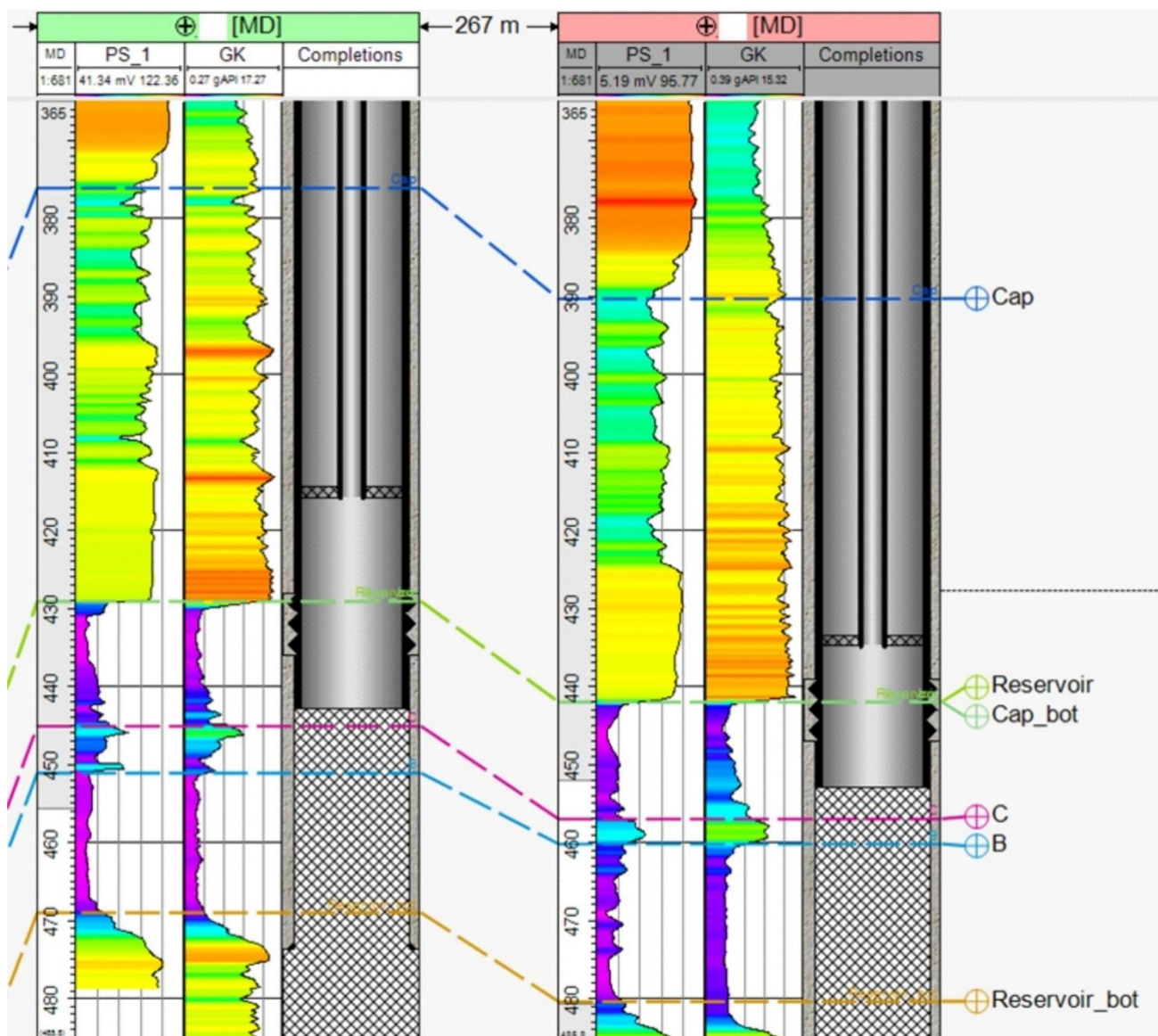


Рис.4.4 - Приклад результату інтерпретації даних ГДС по двом свердловинам. Пласт колектор має понижені значення за кривим ГК та СП, покривна товща має високі значення як по СП та і по ГК, бо складена глинами, як і підшва.

Частина свердловин бурилась з метою експлуатації покладу тільки батського покладу, тому байоський поклад не пробурювався. Через те результати ГДС по цим свердловинам дають відомості лише про відмітку покривки пласта-колектора (рис 4.5), що ускладнює розрахунок петрофізичних параметрів в цих інтервалах, де відсутні дані.

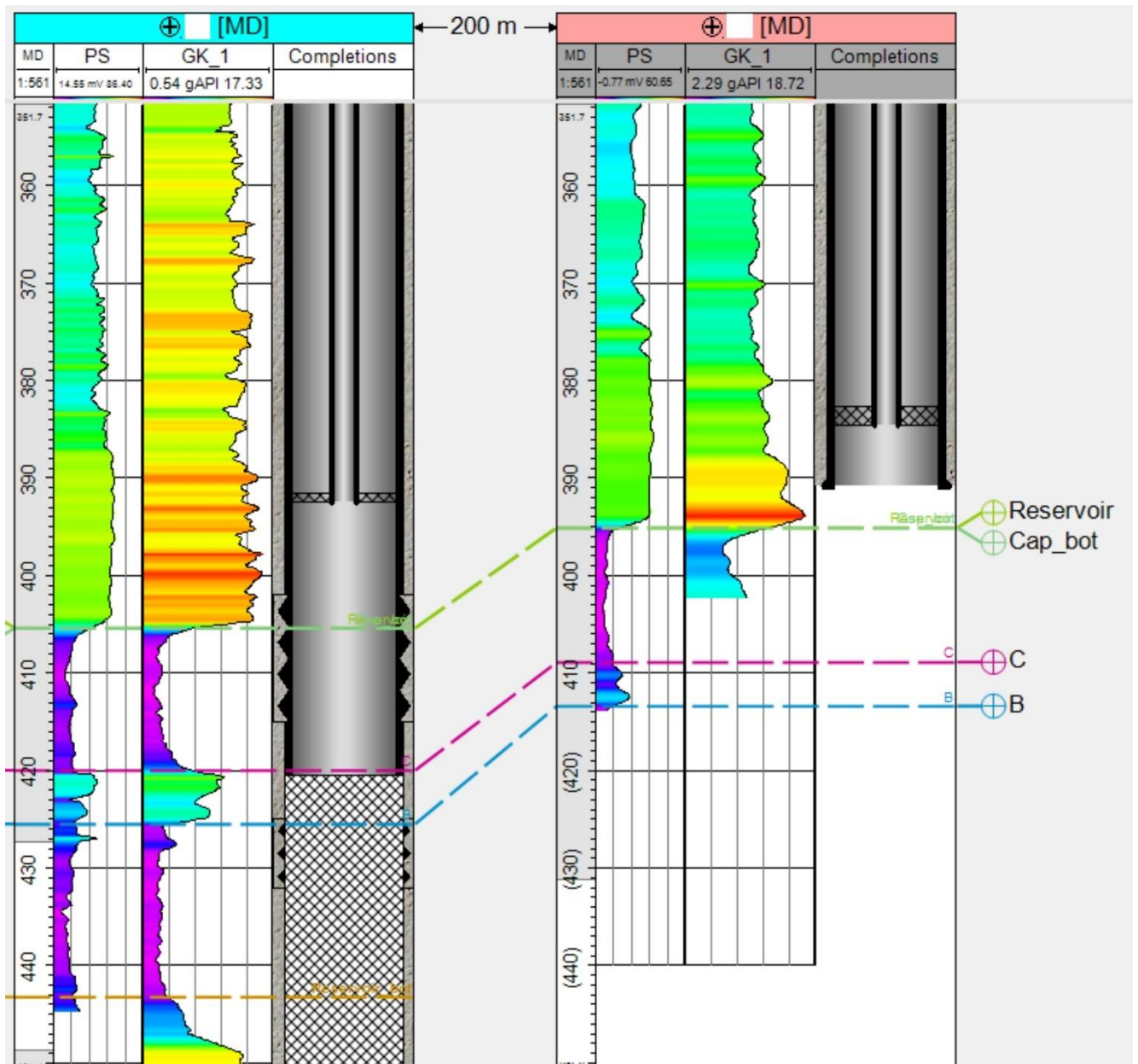


Рис. 4.5 - Приклад свердловин які несуть інформацію про весь цільовий інтервал (ліворуч) та свердловин, які пробурені лише в батський горизонт.

Відсутність даних сейсмозрозвідки зумовило побудову структурної моделі Мринського ПСГ на основі свердловинних даних про розкритий геологічний розріз.

Положення структурних розломів визначалось за:

- результатами аналізу розрізів;
- кореляційних схем свердловин;
- зміною потужності відкладів;

- рівнями ГВК;
- даними про розподіл тисків за періоди часу, як функцію зміни часу на міграцію газу .

Таблиця 4.3. Фізичні властивості порід Мринського ПСГ за даними ГДС

Страт. індекс	Породи	ГК, I_{γ} мкР/час	НГК, $I_{\text{н}\gamma}$ у.о.	Потенціал-зонд, $\rho_{\text{п}}$ Ом*м	Градiєнт-зонд, $\rho_{\text{п}}$ Ом*м	Поляризація самочинна
Колектор	Піски водонасичені	2-4	0,5-1,5	4,5-6	4,5-6	Негативні аномалії
	Піски газонасичені		до 3,5	до 180	до 200	
	Пісковики глинисті водонасичені	5-11	0,4-1,3	3,5-6	3,5-6	Відносно негативні аномалії
	Глини	до 20	0,4-1,5	3-5	3-5	Позитивні аномалії

Нахил порушень приймався як субвертикальний, адже можливе тільки фіксування високо-амплітудних порушень між парою свердловин, про кути і конфігурацію без наявності сейсмічних даних можна робити лише припущення у випадку проходження свердловини через розлом та наявність свідчень при описі керну.

Структурна модель складена поверхнями покрівель пластів-колекторів (рис. 4.6) та вміщуючих порід:

- Покрівля середньоюрських відкладів;
- Покрівля пласта-колектора А;
- Покрівля глинистого прошарку С;
- Покрівля пласта-колектора В;
- Підшва пласта-колектора В;

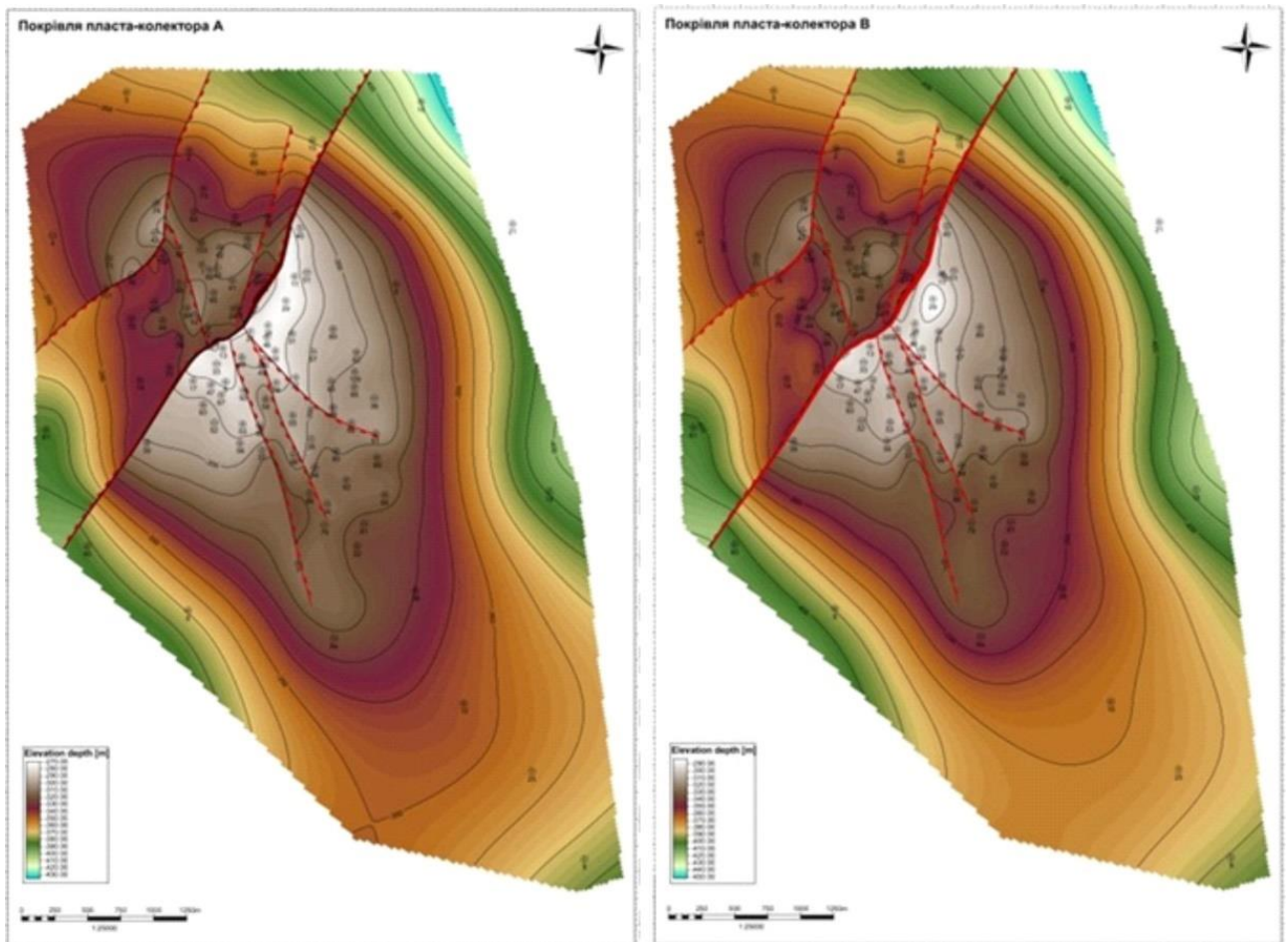


Рис.4.6 - Структурні рівні геологічної моделі Мринського ПСГ – покрівлі пластів-колекторів А, В.

4.3. ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ

Обробка даних ГДС проводилась у три етапи. Перший етап передбачав формування робочих баз даних з завантаженими геофізичними дослідженнями в інтерпретаційний програмний пакет та ув'язку кривих по глибині.

На другому етапі проводився процес нормування та нормалізації кривих ГДС. Це стосується головним чином методів радіоактивного каротажу ГК, НГК. Нормування кривих РК проводилось через недосконалість прийнятої методики еталонування апаратури радіоактивного каротажу та відсутність актуальних чи достовірних даних лабораторних досліджень фізичних властивостей порід в межах досліджуваного розрізу свердловин. Нормування кривих РК проводилось за

загальноприйнятою методикою двох опорних пластів в одиницях подвійного різницевого параметру:

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

Отримана крива ΔI_{γ} перетворювалася в криву об'ємної глинистості. Згідно з робочим припущенням найбільш універсальним, для умов ДДЗ є рівняння В.Ларіонова: $K_{г\text{л}} = 0,92 * \Delta I_{\gamma}^{1,42}$. Це рівняння покриває весь діапазон глинистості від 0 до 1. Маючи об'ємну глинистість можна перейти до показника

$$\text{Net/gross} - N/G = 1 - \Delta I_{\gamma},$$

який відображає об'єм гірської породи, що представлена пористою та проникною частиною (рис.4.7 та рис. 4.8). Значення N/G відображають, що пласт-колектор (А+В) здебільшого складений на 80-90% піском, і на 10-20% глинистою фракцією.

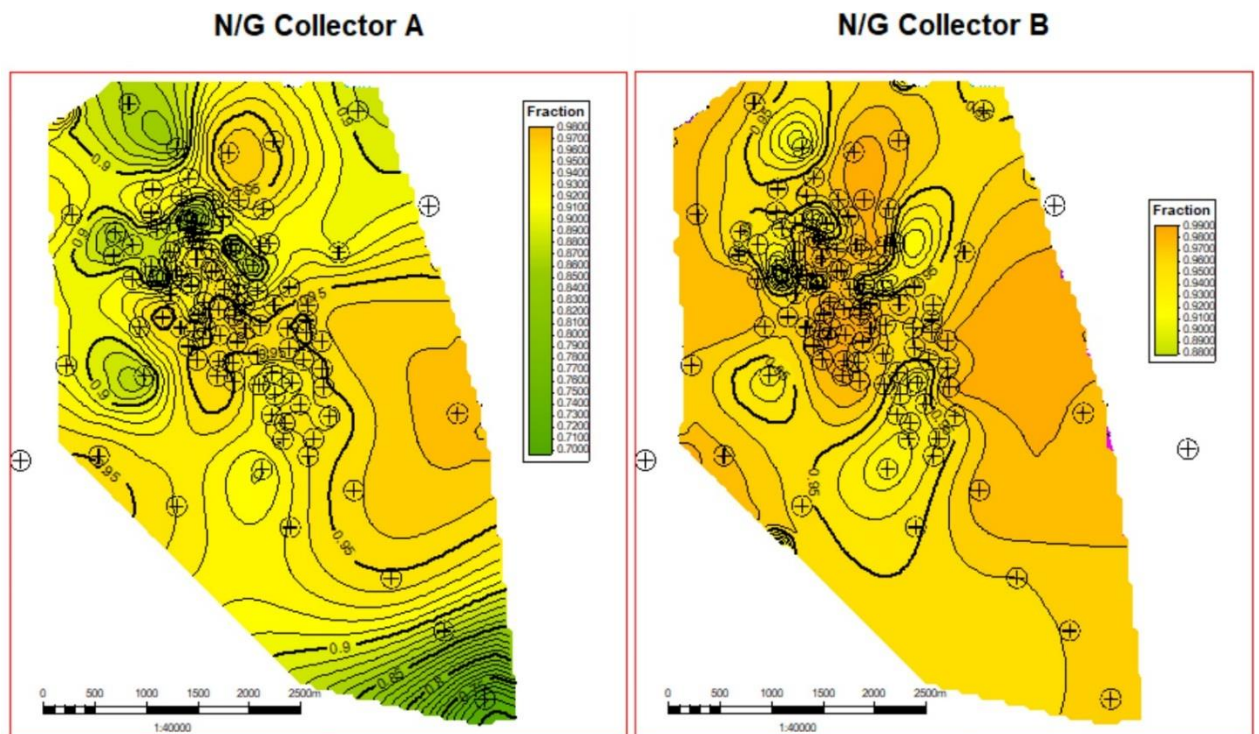


Рис. 4.7 - Значення N/G для пластів-колекторів А та В.

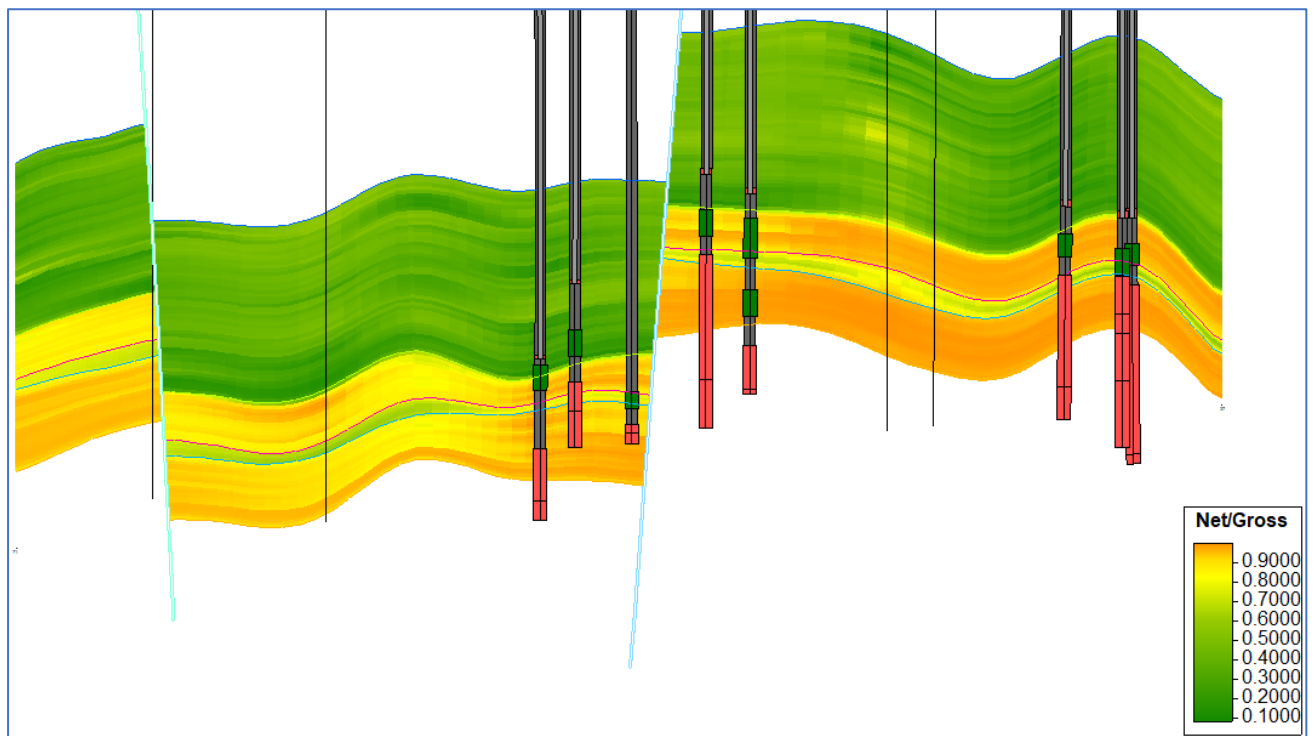


Рис. 4.8 - Розподіл розрахованого параметру N/G по повздовжньому розрізу структури.

На третьому етапі обробки даних ГДС визначались значення пористості та проникності пластів-колекторів. При визначенні коефіцієнтів пористості газонасиченого колектору для методів ГДС потрібно враховувати вплив залишкового газонасичення за показами кожного з методів. Таким чином, в газовмісному колекторі по показам тільки одного з методів визначення пористості не можливо оцінити коефіцієнт пористості. Рішення цієї задачі можливе при комплексування методів пористості попарно. Для вирішення цієї задачі було використано комплекс методів: НМ та ГГК-Щ, НМ та АК, ГГМ-П та АК, АК та МБК, НМ та МБК, ГГК-Щ та МБК. При наявності того чи іншого комплексу методів, які використовуються для рішення задачі визначення коефіцієнту пористості, необхідно врахувати значення тих параметрів, які входять в приведені вище рівняння для кожного із перерахованих методів.

Після цього виконується розрахунок палетки для рішення задачі визначення пористості та залишкового газонасичення. Вхідними величинами для палетки

являються покази двох методів, які використовуються для визначення задачі, вихідними – значення коефіцієнтів пористості та залишкового газонасичення (Вижва та інші, 2020).

4.3.1. РОЗРАХУНОК ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ АК та НМ

Акустичні методи. Перші спроби використання акустичних методів для вимірювання параметрів свердловин були зроблені у 1920-1930-х роках. Однак більш широке застосування технологій почалось у 1950-х роках. В радянському союзі широке застосування технологій відбулось в кінці 1980-х років. Власне дослідне нагнітання газу в Мринське ПСГ відбувалось в кінці 1960-х років, тому акустичні дослідження не проводились.

Нейтронні методи. В газонасичених пластах покази нейтронних методів суттєво вищі ніж в водонасичених при інших рівних умовах. Поправки за вплив газонасичення порового простору повинна врахувати різницю значень водневого індексу води і їх густин (поправка за густину). Для розрахунків необхідні опорні пласти, в яких відомі такі показники як пористість, глинистість, різниця літологічного складу, щільність, тиск та температура. Врахування впливу газу можна виконати двома способами. Перший спосіб дозволяє врахувати ці два фактори окремо:

$$W_{ГП} = k_{П}(k_{В} * w_{В} + k_{Г} * w_{Г}) - \Delta w_{Пл} = k_{П}(1 - k_{Г}) + k_{П} * k_{Г} * w_{Г} - w_{Пл}$$

де, $k_{Г}$ - коефіцієнт газонасичення; $w_{Пл}$ – поправка за різницю густни густину; $k_{П}$ – коефіцієнт пористості;

Поправка за вплив газу складатиме

$$\Delta k_{П} = k_{П} * k_{Г} * (w_{В} - w_{Г}) - \Delta w_{Пл}.$$

Відповідно для розрахунку цієї поправки необхідно знати водневий індекс і густину газу, а також коефіцієнт газонасичення.

Другий спосіб дозволяє врахувати ці два фактори одночасно, в випадку якщо

в складі пластового газу переважає метан. Оцінка сумарної поправки за метан виконується при відомих значення коефіцієнту газонасичення, щільності газу і еквівалентної вологості середовища.

В загальному випадку для визначення коефіцієнту пористості по діаграмах нейтронних методів необхідна велика кількість вихідних даних. Однак схема інтерпретації помітно спрощується, якщо в свердловинні умови пластів, яка досліджуються, однакові літологічний склад, концентрація солей в водах і в буровому розчині постійні, температура та тиски незмінні.

Але враховуючи, що дослідження проводяться не рівномірно по часу, різною апаратурою, з різними пластовими тисками, різним коефіцієнтами газонасичення і різними ФХП газу, використання методів НГК для розрахунку пористості не є доцільним.

4.3.2. РОЗРАХУНОК ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ СП.

Природні електричні поля в свердловинах утворюються при дифузії електролітів, фільтрації рідин і окисно-відновних реакціях. Потенціали, які виникають в пласті-колекторі Мринського ПСГ здебільшого мають природу, яка тісно пов'язана з електрокінетичними явищами в капілярних системах. Головними факторами, які визначають значення дифузійних та фільтраційних електро-рушійних сил являються адсорбційна здатність (тобто ступінь дисперсності) породи, мінералізація та хімічний склад розчинів (*Курганський та Тішаєв, 2011*).

Величина дифузійних і фільтраційних ЕРС в тій чи іншій мірі пов'язана з колекторськими властивостями породи, що визначає практичну значущість методу самочинної поляризації. Це можна спостерігати і на отриманих значеннях СП в межах Мринського ПСГ, де пласт-колектор добре проникний, пористий, що і викликає контрастні виміряні значення СП. Величина значень СП в межах апікальної частини структури мають найменші значення і відповідають колекторам з найкращими фізико-ємнісними параметрами. На крилах структури, де

відбувається заміщення піску глинами покази СП збільшуються.

Як раніше зазначалось при вимірюваннях значень пористості керну не зазначався конкретний інтервал взяття зразку, натомість зазначався загальний інтервал літотипу, який становив від 4 до 7 метрів.

Для визначення пористості по діаграмах СП використовувався відносно приведений параметр $\alpha_{СП}$:

$$\alpha_{СП} = \Delta U_{СП} / e_{s \max},$$

який розраховувався як відношення амплітуди $\Delta U_{СП}$ у пласті, що інтерпретується, до максимальної амплітуди $e_{s \max}$ на загальній ділянці розрізу.

Наступним кроком було прив'язка прямих вимірів пористості до інтервалів вимірювання. Методика прив'язки полягала у виборі зразків, які відповідають межах пласта-колектору та складені алевритовою, пісчанистистою фракцією, після чого знімалось середнє значення $\alpha_{СП}$ та призначалось значення пористості відповідне (рис.4.9) Таким чином із 120 вимірів можна було прив'язати значення пористості до показів $\alpha_{ПС}$ лише 22 зразки.

Правильність обраної методики обумовлена тим, що покази $\alpha_{ПС}$ в інтервалі пласта-колектору мають витримані, рівномірні значення, тому похибка прив'язки мінімальна, що підтверджується досить високим значенням кореляції значень $\alpha_{СП}$ та пористості (рис. 4.10). Виміряне значення пористості за методикою Преображенського для інтервалу 486-496 м становить 36%, середнє значення $\alpha_{СП}$ в цьому інтервалі становить 0,98 од. Значення кореляції становить практично 0,8%, що є підставою використання залежності для розрахунку пористості для всіх свердловин, що містять результати вимірювань СП.

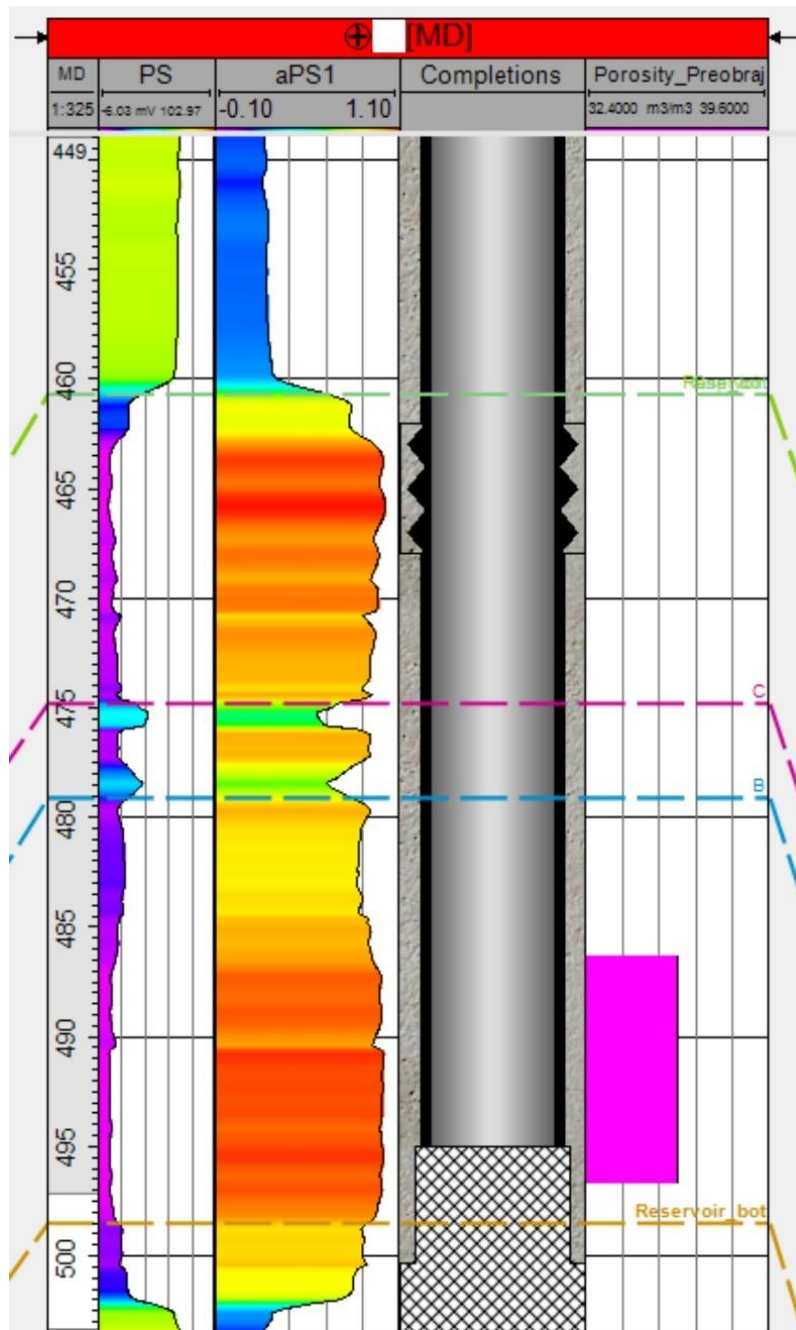


Рис.4.9 - Приклад прив'язки значень прямих вимірювань пористості до значень кривої $\alpha_{сп}$.

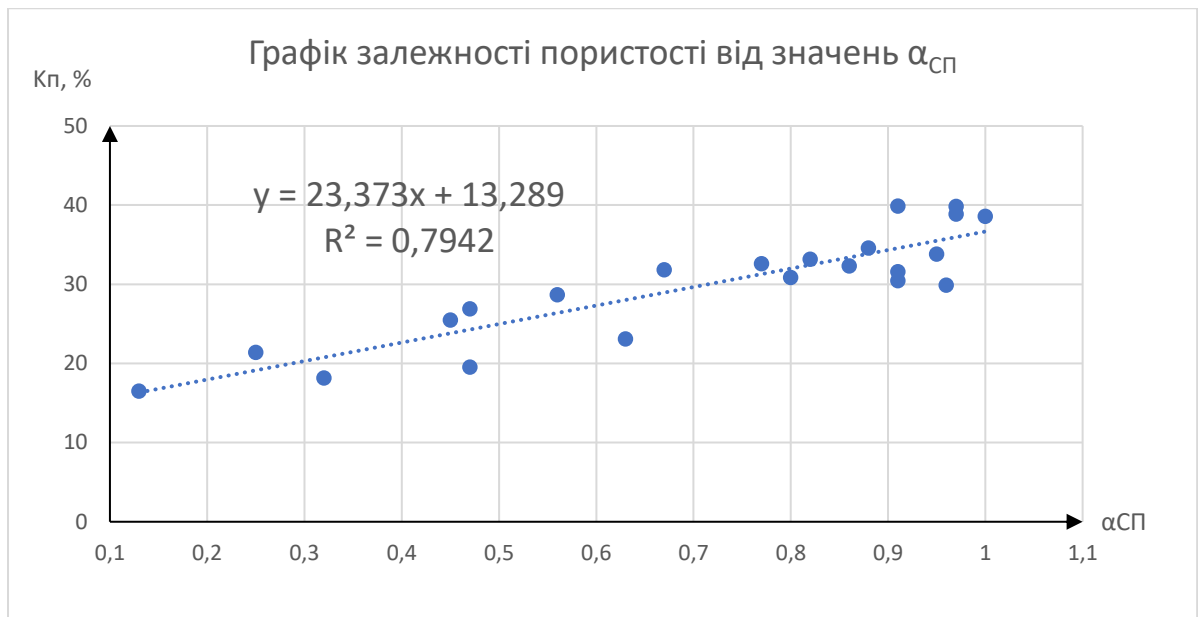


Рис.4.10 - Результат прив'язки прямих вимірів значень пористості за Преображенським до значень кривої $\alpha_{СП}$.

Залежність лінійна, коефіцієнт кореляції становить 0,8 од.

Результати виміру значень самочинної поляризації присутні практично в усіх свердловинах, що створює сприятливі умови для екстраполяції значень функції залежності $\alpha_{СП}$ від прямих вимірів пористості.

На наступному кроці розраховується розповсюдження пористості в об'ємі в пласті-колекторі (рис.4.12, рис 4.13 та рис 4.14). Моделювання властивостей дозволяє розподілити властивості між наявними свердловинами, зберігаючи при цьому реалістичну неоднорідність пласта і узгоджуючи дані свердловини. Для цього використовуються різні алгоритми інтерполяції. Було протестовано алгоритми Kriging, Gaussian, Moving average, Closet, найкращий результат отримано при застосуванні алгоритму інтерполяції Kriging.

Kriging – метод інтерполяції, який використовує межі діапазону варіограми для вираження просторової мінливості вхідних даних. Алгоритм не генерує значення, які більші або менші за мінімальні/максимальні значення вхідних даних. Властивість дисперсії при цьому залежить від вхідних даних та обраного типу варіограми і описує просторову варіацію невизначеності в моделі (Petrel, 2018).

Області близькі до вхідних даних матимуть низьку дисперсію, тоді як області віддалені від вхідних даних матимуть високу дисперсію. В випадку варіації значень пористості найнижчу дисперсію матимуть значення між свердловинами на відстані 400-2000 м, що зумовлюється мінливістю значень пористості в наближених свердловинах (рис. 4.11).

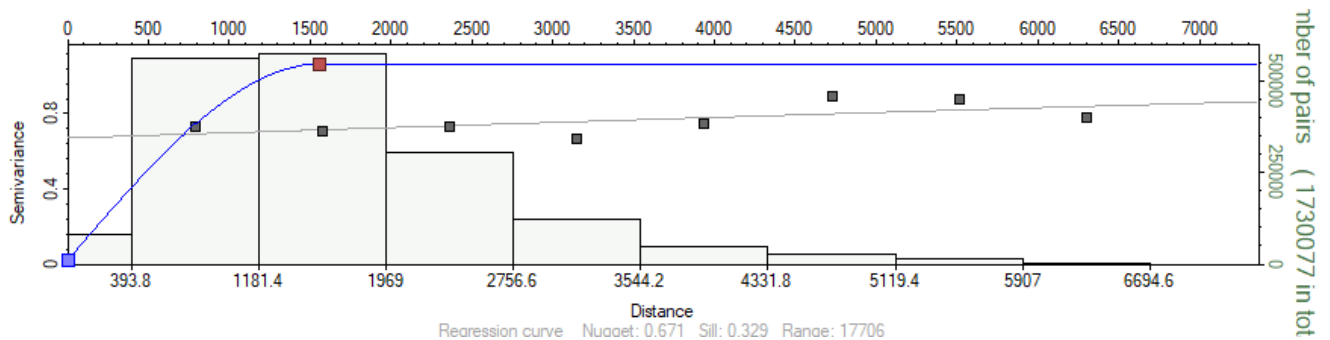


Рис. 4.11 - Дисперсія значень пористості в залежності від віддаленості. Довірчий інтервал з найнижчою дисперсію становить 400-200 м. Тип регресії – сферична.

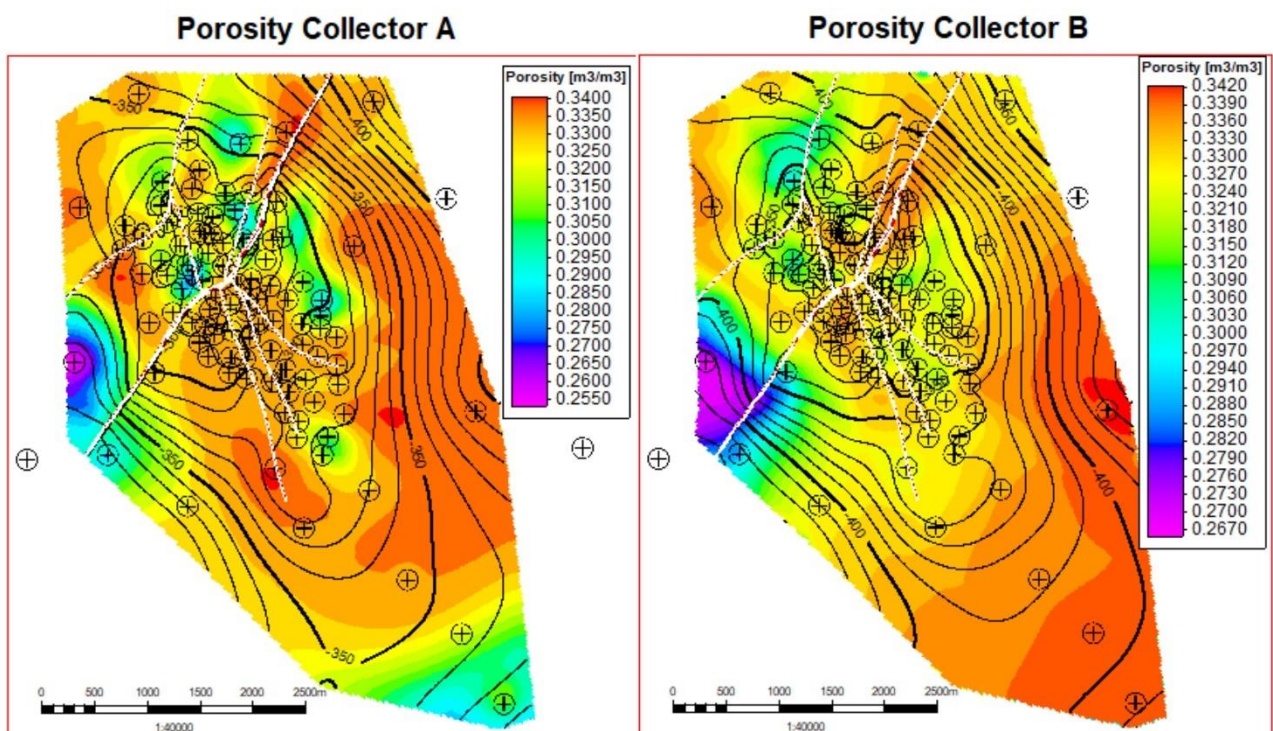


Рис. 4.12 - Відображення розрахованої пористості використовуючи лінійну залежність пористості від αСП.

Cap+Collector A+B

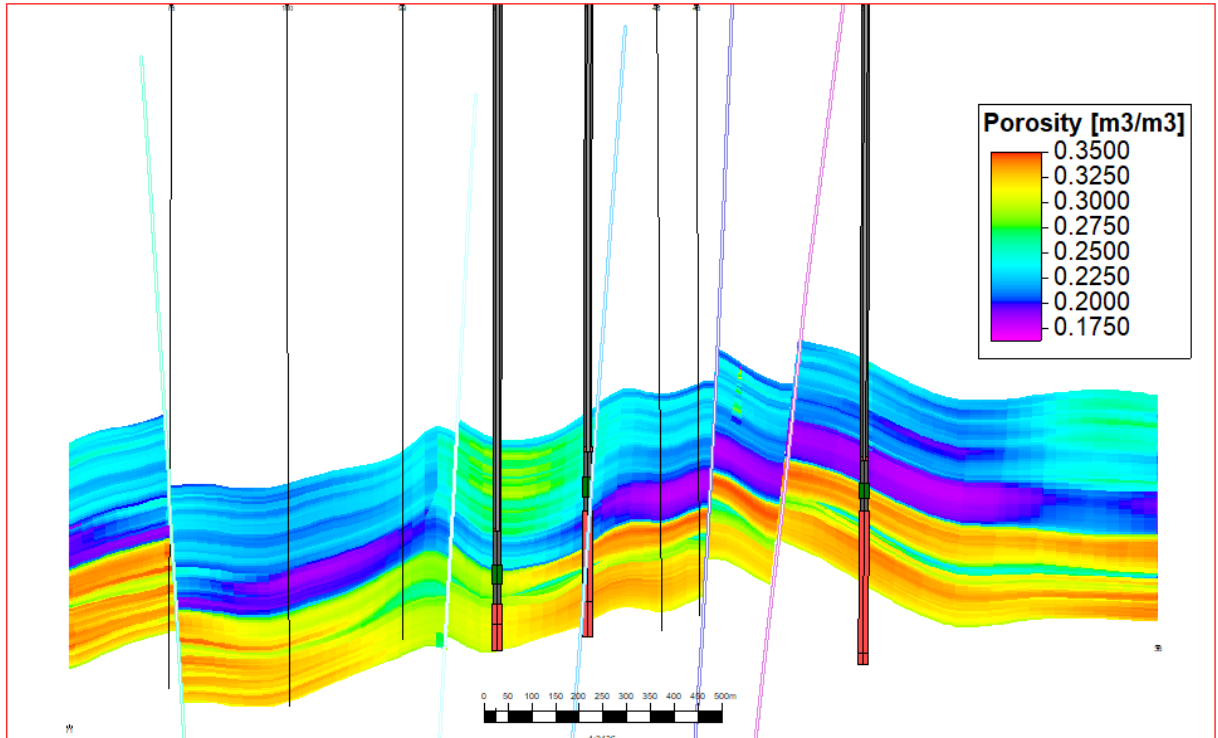


Рис. 4.13 - Розподіл розрахованого параметру пористості по повздовжньому розрізу структури.

Cap+Collector A+B

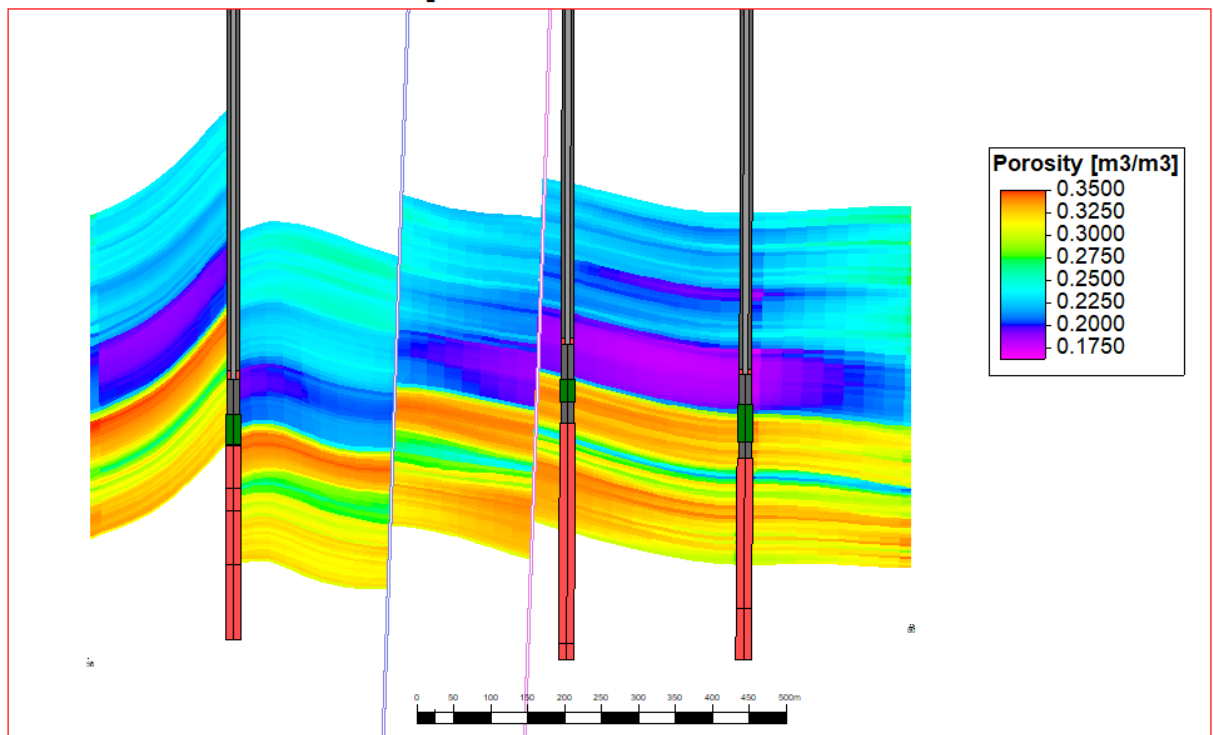


Рис. 4.14 - Розподіл розрахованого параметру пористості по поперечному розрізу структури.

4.3.3. РОЗРАХУНОК ПРОНИКНОСТІ ПЛАСТА-КОЛЕКТОРА.

Проникність – здатність гірської породи пропускати через себе рідини та газу під дією перепаду тиску. Для заданого зразка породи та будь-якої однорідної рідини проникливість буде постійною, за умови, що рідина не взаємодіє з самою породою. Одиницею проникливості є Дарсі (яка є дуже великою), тому зазвичай використовується тисячна частина або мілідарсі (md). Символ для позначення проникливості – K (Schlumberger, 1989).

Для того щоб бути проникною, порода повинна мати деякі з'єднані пори, капіляри або тріщини. Тому існує деякий загальний зв'язок між пористістю і проникністю. Загалом, більша проникливість відповідає більшій пористості, але це далеко не абсолютне правило. Глини та деякі піски мають великі значення пористості, але зерна настільки малі, що шляхи для руху рідини досить обмежені, тому їх проникливість може бути дуже низькою (Schlumberger, 1989).

Вибірка вихідних даних продемонструвала відсутність залежності між пористістю та проникністю зразків Мринської структури, при високих значеннях пористості проникність має значення як високі так і низькі (рис.4.15). Що зумовлює необхідність використання емпіричних рівнянь (табл.4.3.)

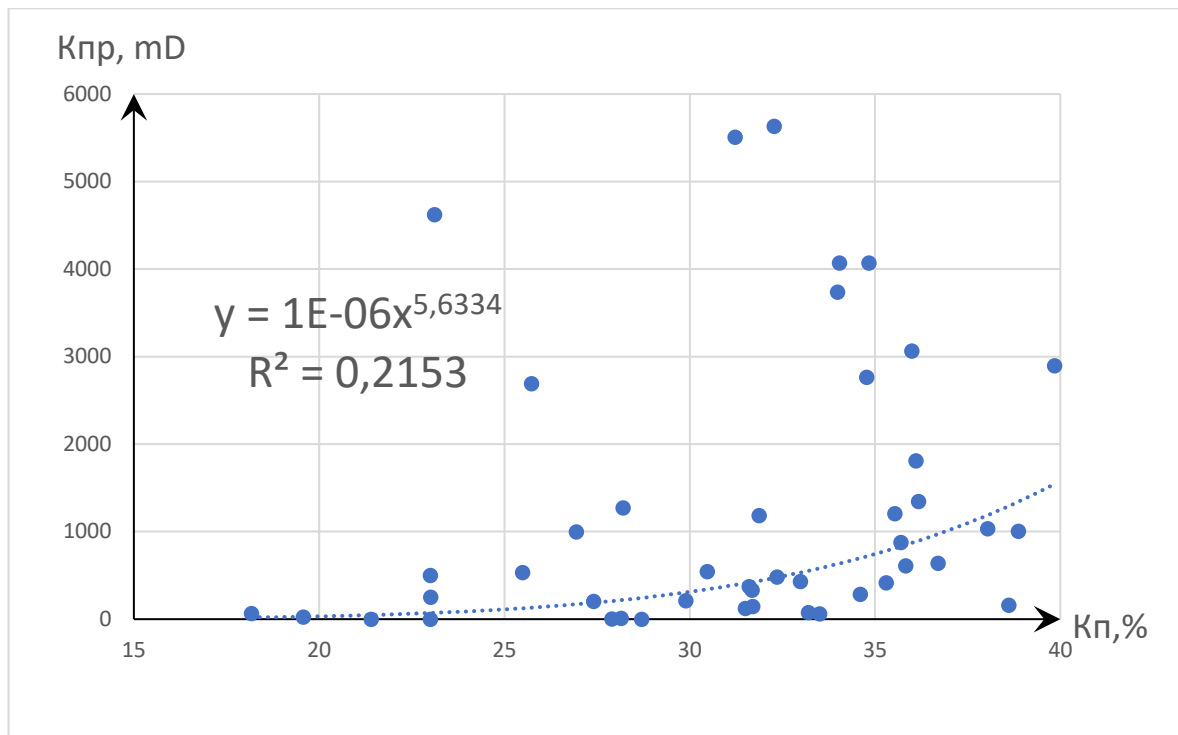


Рис. 4.15 - Графік залежності проникності від Кп за Преображенським для Мринського ПСГ

Проникність є найскладнішою для визначення та прогнозування властивістю. Дослідження складності функції проникності в моделях загального застосування демонструють, що це «ілюзія», що можна знайти «універсальний» зв'язок між проникністю і змінними каротажу. Регресійний підхід намагається передбачити умовне середнє значення, або очікування проникності (*Shahab& other, 1997*).

Емпіричні моделі ґрунтуються на кореляції між проникністю, пористістю та залишковою водонасиченістю. Такі моделі пов'язують ефективну пористість з проникністю. У таблиці 4.3 представлено 4 емпіричні моделі, які використовуються найчастіше. Всі ці методи, за винятком Coates&Dumanoir, передбачають певні значення коефіцієнта цементації та/або показника насичення і застосовуються до чистих піщаних пластів, де існують умови залишкового водонасичення. Coates&Dumanoir запропонували вдосконалено емпіричну методіку визначення проникності. Спираючись на дослідження керн і каротажу, вони прийняли загальний показник W , як для показника насичення, n , так і для показника

цементації, m . Їхній метод є першим, який задовольняє умову нульової проникності при нульовій пористості і при 100% залишковій водонасиченості. Значення для експонент m і n не потрібні, оскільки вони визначаються в результаті обчислень. Коефіцієнт цементації, m , і показник насичення, n , є найбільшими джерелами невизначеності при визначенні проникності за допомогою емпіричних моделей. Вони можуть бути отримані шляхом лабораторних вимірювань, що трапляється рідко, або апроксимовані відповідно до деяких загальних рекомендацій та/або досвіду. В цій роботі використовується метод, заснований на встановленні ГВК де порода на 100% насичена водою (Shahab & other, 1997).

Таблиця 4.3 - Емпіричні моделі, які найбільше використовуються для розрахунку проникності

Хто винайшов	Рік	Рівняння
Tixier	1949	$\left(\frac{K}{20}\right)^{1/2} = \frac{2.3}{R_0(d_w - d_0)} \frac{\Delta R}{\Delta D}$
Timur	1968	$K = 0.136 \frac{\Phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$
Coates&Dumanoir	1974	$(K)^{1/2} = \frac{C}{W^4} \frac{\Phi^{2W}}{\frac{R_w}{R_{tirr}}}$
Coates	1981	$(K)^{1/2} = 100 \frac{\Phi^2(1 - S_{wirr})}{S_{wirr}}$

Де, ϕ – пористість; ρ_h - густина газу за нормальних умов; R_w – опір пластової води; S_{wi} – початкова водонасиченість; ΔR – зміна опору породи; ΔD – зміна глибини; d_w – густина розсолу; d_0 – густина нафти; R_{tirr} – опір пласта при залишковому водонасиченні; W - Coates-Dumanoir константа (пов'язана з літотипом); C – Coates-Dumanoir константа (пов'язана з типом вуглеводнів).

Враховуючи більшу досконалість емпіричної моделі рівняння Coates&Dumanoir, було обрано її як основу для розрахунків:

$$K = \left(\frac{C \phi^{2W}}{W^4 \left(\frac{R_w}{R_{tirr}} \right)} \right)^2$$

Таблиця 4.4 - Опис параметрів, які використовуються в рівнянні Coates&Dumanoir з наведенням діапазону значень, які використовувались при розрахунках параметру проникності Мринського об'єкту

Параметр	Значення параметра	Опис параметра
ϕ	0,16-0,35	Пористість
ρ_h	$\sim 0,95 \text{ kg/m}^3$	Густина газу (за нормальних умов)
R_w	$\sim 0,6 \text{ Ohmm}$	Опір пластової води
R_{tirr}	$\sim 1200 \text{ Ohmm}$	Опір пласта при залишковому водонасиченні
W	2,0236	Coates-Dumanoir константа (пов'язана з літотипом)
C	32,0601	C – Coates-Dumanoir константа (пов'язана з типом вуглеводнів)

Константа W розраховувалась за наступним рівнянням:

$$W = \left\{ (3.75 - \Phi) \left[\frac{\left(\log \left(\frac{R_w}{R_{tirr}} \right) + 2.2 \right)^2}{2} \right] \right\}^2 = 2,0236$$

Константа С розраховувалась за наступним рівнянням:

$$C = 23 + 465 * ph - 188 * ph^2 = 32,0601$$

Властивість дисперсії, як і з у випадку з вихідними даними пористості, має низьку дисперсію між свердловинами на відстані 400-2000 м (рис.4.16), що також зумовлюється мінливістю значень пористості в наближених свердловинах.

Області близькі до вхідних даних значень проникності мають низьку дисперсію, найнижчі значення дисперсії характерні для інтервалів 500-2500 м, що зумовлюється мінливістю значень пористості в наближених свердловинах (рис.4.16).

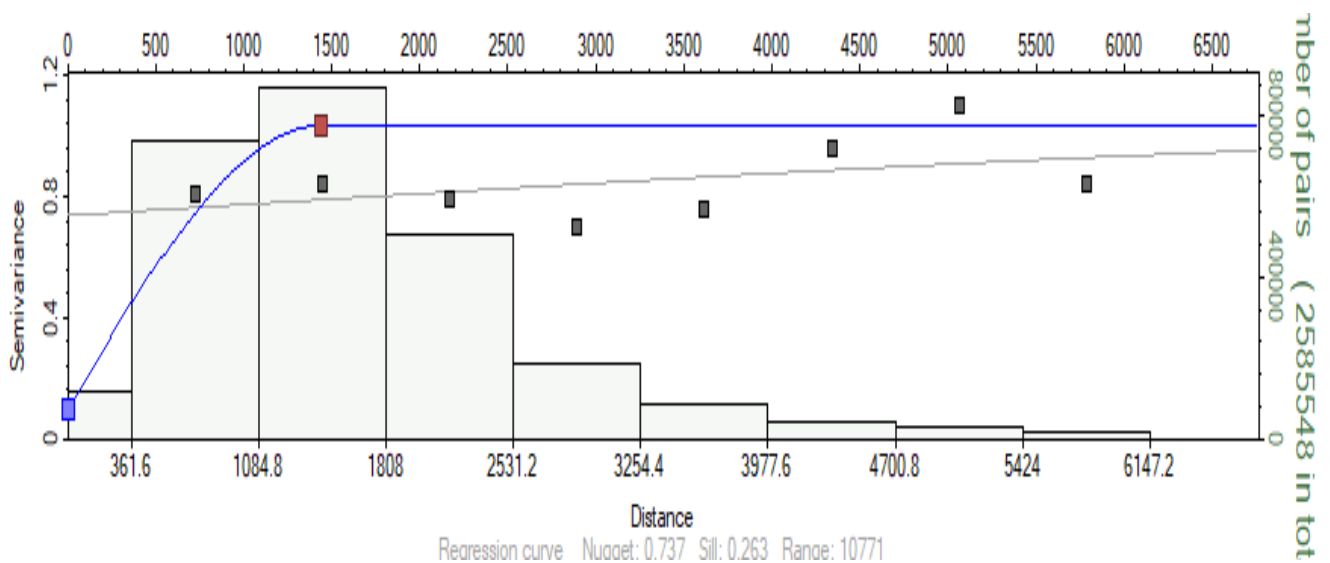


Рис. 4.16 - Дисперсія значень проникності в залежності від віддаленості. Тип регресії – сферична.

Використовуючи рівняння Coates&Dumanoir виконане моделювання властивостей при якому виконаний розподіл властивостей між наявними свердловинами в об'ємі (рис.4.17 та рис.4.18). Інтерполяція даних виконувалась за допомогою алгоритмів Kriging, Gaussian, Moving average, Closet. Програмний

продукт Petrel дозволяє використання різних алгоритмів інтерполяції для різних зон (покришка, верхній колектор, глинистий пропласток, нижній колектор), було протестовано різні алгоритми інтерполяції і отримано відмінні результати. Найкращий результат було отримано при застосуванні різних модифікацій Kriging, що зумовлено самою вибіркою даних та тим, що цей алгоритм краще враховує просторову кореляцію між даними.

Для пластів-колекторів застосовано методику Kriging interpolation (рис.4.17 та рис.4.18), для покришки та глинистого прошарку класичний Kriging (рис.4.17 та рис.4.18). Kriging interpolation в ключовому відрізняється від Kriging наступним (Petrel 2018):

- Kriging interpolation працює в XYZ, а не в IJK для Kriging;
- Kriging interpolation враховує дані лише в межах діапазону варіограми (може призвести до дивних ефектів в областях, де немає даних, якщо тренди було обрано не правильно);
- Kriging має ширші можливості налаштування параметрів.

Cap+Collector A+B

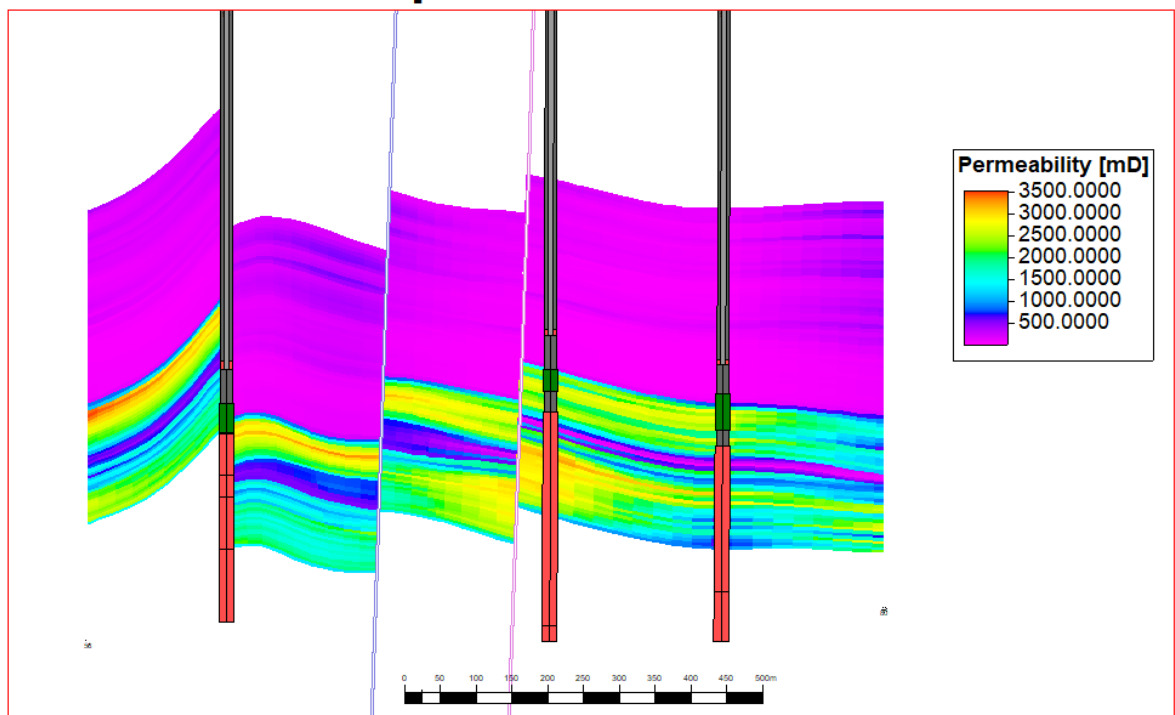


Рис. 4.17 - Розподіл коефіцієнту проникності по поперечному розрізу структури.

Cap+Collector A+B

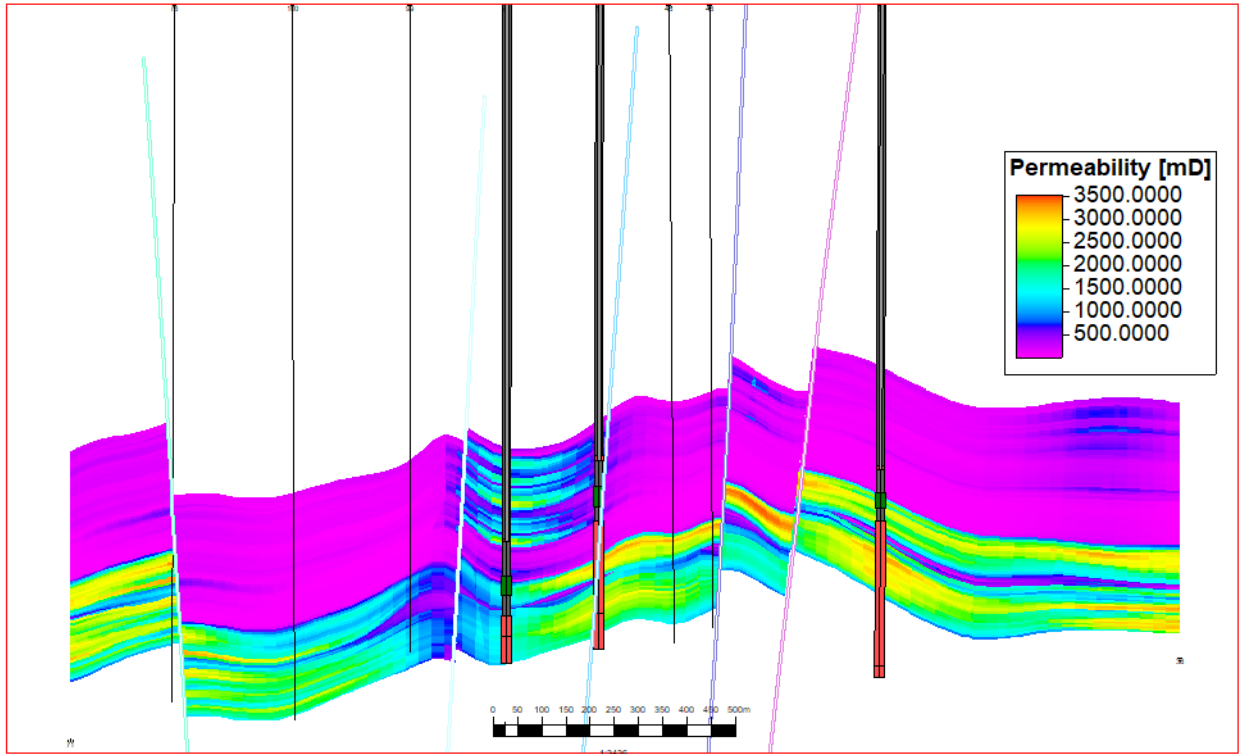


Рис. 4.18 - Розподіл коефіцієнту проникності по повздовжньому розрізу структури

5. РОЗРАХУНОК ОБ'ЄМІВ МРИНСЬОГО ПСГ

Обчислення об'єму – процес підрахунку різних об'ємів (загального, порового та рідинного) у тривимірній сітці, що представляє резервуар. В розвідувальній області нафтогазової галузі цей процес дозволяє зрозуміти кількість нафти чи газу, яку можна видобути з резервуару, і як наслідок з'являється можливість будувати стратегію розробки родовища. Для ПСГ важливим є показник об'єму, який можна використовувати для нагнітання та відбору газу. Чим більше об'єм ПСГ тим більше газу в ньому можна зберігати.

Для розрахунку об'єму необхідний конкретний набір параметрів та даних::

- Інформація про контакти ГВК, ГНК,ГНК;
- петрофізичні параметри, такі як коефіцієнти пористості і проникності, N/G(піщанистість) у вигляді карт або моделей;
- коефіцієнт залишкової водонасиченості;
- константи рідин (коефіцієнт пластового об'єму газу, коефіцієнт вилучення, відношення газ/нафта тощо)

При розрахунку об'єму для ПСГ, створеного на основі водоносного горизонту, кількість вхідних даних зменшується. До даних, які використовувались при розрахунках відносяться:

- ГВК, який взято з проектних значень Мринського ПСГ;
- коефіцієнт залишкової водонасиченості, відомості про який відсутні, тому значення визначалось з загальних міркувань;
- модель пористості та N/G, яка розрахована раніше.

Для розрахунків об'ємів за моделлю використано наступні формули(табл. 5.1):

$$\text{Net volume} = \text{Sum}(\text{Volume}()) \times \text{NetSand},$$

де, $\text{Sum}(\text{Volume}())$ – загальний об'єм структури, обмеженою ГВК; NetSand – модель піщанистісті.

$$\text{Pore volume} = \text{Sum} (\text{Volume}() \times \text{NetSand} \times \text{Porosity}),$$

де, Porosity – модель пористості, означає об'єм порового простору, який доступний для використання.

Таблиця 5.1 - Результати підрахунку об'єму Мринського ПСГ

	Загальний об'єм [*10 ⁶ м ³]	Net volume [*10 ⁶ м ³]	Поровий об'єм [*10 ⁶ м ³]
Колектор А	119	111	36
Колектор В	65	62	20
Сума	184	173	56

Досягнутий максимальний проектний об'єм зберігання активного газу, відповідає газонасиченому поровому простору 52,12 млн м³. Для визначення величини газонасиченого порового простору та обсягу газу, що дренується, використовується метод годографа. Особливість методу полягає у тому, що дослідження газового об'єму в пластових умовах ведеться радіус-вектором, при цьому тангенс кута нахилу радіус-вектора для будь-якої точки годографа чисельно дорівнює газонасиченому поровому простору (Попов та інші, 2017).

Ця величина є ретроспективною результатів закачування і відбору і являється апроксимованою.

Газонасичений поровий простір, визначений за моделлю, становить 56 млн м³ і відрізняється від розрахунків об'єму за годографом на 7,4 %.

Отримана відмінність в розрахунках в 7.4% може зумовлюватись алгоритмом інтерполяції, похибками, які зумовлені алгоритмом прив'язки значень пористості до αСП та якістю створених відбивок границь.

За моделлю визначається фактичний газонасичений поровий простір пласта-коллектора, який дає можливість експлуатувати на закачування та відбір

природнього газу. За годографом – апроксимоване значення. Це і зумовлює відмінність в розрахунках.

Тому за умови отримання додаткових даних у вигляді АК та сейсміки є можливість уточнити та підтвердити розрахунки фактичного порового простору.

Наразі, наявна модель та розраховані петрофізичні параметри дозволяють припустити, що є потенціал перегляду проектних показників ємності ПСГ в бік збільшення об'єму. За актуальними проектними показниками максимальний об'єм буферного + активного газу в Мринському ПСГ становить 3 млрд м³ (Марчук, 2004), приведені розрахунки дають підставу збільшити об'єм до 3,11 млрд м³, причому це стосується збільшення активного об'єму ПСГ. Активний об'єм Мринського ПСГ становить 1500 млн м³ (Марчук, 2004), об'єм якого можна збільшити до 1611 млн м³, не змінюючи показники максимального пластового тиску.

ВИСНОВКИ

Мета та завдання досліджень автором досягнуто.

Виконано аналіз використання природного газу ЄС станом на сьогодні та подальші перспективи розвитку сфери зберігання. Встановлено, що попит на природній газ в найближчі десятиліття буде зменшуватись і сама структура ринку вимагає зміни функціонування ПСГ – перехід від сезонного циклу до місячного/декадного/добового. Є необхідність одночасного і відбору і зберігання природнього газу. В довгостроковій перспективі необхідний розгляд та аналіз наявних потужностей на предмет потенціалу в них водню в різних концентраціях, це стосується як геологічного середовища так і наземної інфраструктури. Інтегровані моделі в даному контексті являються інструментом, який дозволить швидко адаптуватись під зміни структури та потреб ринку зберігання.

Проаналізовано та підготовлено наявні геолого-геофізичні дані, серед наявних досліджень для побудови моделі прийнято рішення використовувати лише дані, виконані в відкритому стовбурі. За рахунок чіткої диференціації пласта-колектора серед вище- та нижче залягаючих порід, визначено структурну конфігурацію колектора. Встановлено залежності пористості, піщаності та глинистості на основі яких розраховано значення ФЄП для кожної окремої свердловини та за допомогою алгоритмів інтерполяції виконано розповсюдження параметрів в просторі.

За результатами математичного моделювання на основі вхідних даних та розрахованих залежностей виконано розрахунки об'ємів ПСГ, які склали 56 млн м³. Запропоновано отримання додаткової інформації (АК та сейсміка), яка дозволить підтвердити та уточнити проведені розрахунки. За фактичними розрахунками зроблено висновки про можливість збільшення об'єму активного газу ПСГ без збільшення максимального тиску в пласті, що дозволить за тих самих умов зберігати більшу кількість газу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Alms K, Ahrens B, Graf M and Nehler M (2023). Linking geological and infrastructural requirements for large-scale underground hydrogen storage in Germany. *Front. Energy Res.* 11:1172003.
2. European Network of Transmission System Operators for GAS (ENTSO-G) (2022). Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs).
3. Greig A., Baird L., Scott Z. (2022), Europe Gas Tracker Report (EGTR).
4. IEA (2023-2024). Natural gas supply-demand balance of European Union in 2023.
5. International Energy Agency (IEA) (2020). World Energy Outlook (WEO).
6. International Energy Agency (IEA) (2022). World Energy Outlook (WEO).
7. Julian Schwartzkopff (2023). The future role of gas in a climate-neutral Europe. Published by the Heinrich-Boll-Stiftung European Union and Environmental Action Germany, 2022.
8. Schlumberger (1989). Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications. Houston, Texas.
9. Shahab Mohaghegh, Bogdan Balan, Samuel Ameri (1997). «Permeability Determination From Well Log Data». SPE formation Evaluation 1997.
10. Вижва В.А., Онищук В.І., Онищук І.І., Шабатура О.В. (2020). Радіоактивні методи геофізичних досліджень свердловин. – К.: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2020. -269 с.
11. Дудля М.А., Ширін Л.Н., Федоренко Е.А. (2012). Процеси зберігання газу. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2012 – 412 с.
12. І.М. Безродна, А.П. Гожик (2018). Петрофізика. ВПЦ «Київський університет», 2018. -256 с.
13. Ключач І.І., Стеренчук В.П., Вальчук І.Б. (1976). Проект розширення Мринського сховища газу. Харків: УКРНДІГАЗ

- 14.Курганський В.М., Тішаєв І.В. (2011). Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин. Навчальний посібник – К.: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2011. -175 с.
- 15.Марчук Я.С., Андрійшин М.П., М.П., Яцків (2004). «Розвиток та перспективи підземного зберігання природного газу в УМГ «Київтрансгаз». Київ, 2004.
- 16.Попов В.М., Давиденко І.В., Малинський М.М. (2017). Геолого-технологічний звіт з експлуатації ПСГ в період закачування і відбирання 2016-2017 р. Мрин: 2017 – 30 с.
- 17.Савків Б.П., Пінчук С.О. (2013) «Створення та експлуатація підземних сховищ газу». -К.Світ Успіху, 2013. -316 с.
- 18.Токой І.Н., Лебедев Г.Д., Ротт, І.В. (1991). Звіт про науково-дослідницькій роботі «Розробка нових технологічних рішень, які підвищують ефективність створення та експлуатації Мринського ПСГ». Звіт заключний. Харків 1991.
- 19.Юрченко В. та інші (2000) Авторський нагляд та аналіз поточного стану створення та експлуатації східного комплексу підземних сховищ газу. Звіт заключний. Харків: УКРНДІГАЗ
- 20.Юрченко та інші (2004). Авторський нагляд за експлуатацією ПСГ ДК «Укртрансгаз», комплексний аналіз поточного стану та заходи покращення подальшої роботи. Харків: УКРНДІГАЗ