

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: «Можливості використання інфраструктури ПСГ для зберігання водню:  
технічна оцінка свердловинного фонду»

Виконав



студент 2-го курсу магістратури  
кафедри геофізика  
Монсар Ілля Георгійович

Науковий керівник



доцент, канд. геол. наук  
Тищенко Андрій Павлович

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, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ ....	4
ВСТУП .....	5
1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗІВ .....	7
1.1 Світова статистика підземних сховищ природного газу. ....	7
1.2 Тенденції зберігання водню у світі.....	11
1.3 Основні критерії вибору місця для підземного зберігання водню .....	12
1.4 Перспективи розвитку водневої інфраструктури України .....	12
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ОПАРСЬКОГО ПСГ.....	15
2.1 Географічна характеристика району .....	15
2.2 Стратиграфія.....	17
2.3. Тектоніка.....	19
2.4. Гідрогеологічна характеристика ПСГ .....	20
2.5. Газоносність .....	21
3. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ.....	30
3.1. Взаємодія водню з цементним каменем .....	31
3.2. Взаємодія водню зі сталлю та трубопровідними системами .....	33
4. АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИННОГО ФОНДУ НА ОСНОВІ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ.....	36
4.1. Огляд наявних матеріалів свердловинного фонду Опарського ПСГ .....	36
4.2. Основи інтерпретації технічних методів ГДС .....	39
4.2.1. Локатор муфт .....	39
4.2.2. Акустична цементометрія .....	41
4.2.3. Гамма-гамма каротаж (ГГК).....	44
4.2.4. Дефектоскопія та товщинометрія .....	46
5. ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННЯ ІНФРАСТРУКТУРИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ НА ПРИКЛАДІ ОПАРСЬКОГО ПСГ .....	50
5.1. Результати перевірки технічного стану свердловинного фонду .....	50
5.1.1. Інтервали перфорації.....	51
5.1.2. Якість цементування колон свердловини. ....	52
5.1.3. Технічний стан колон .....	53

5.2. Можливості перепрофілювання підземного сховища газу під зберігання водню .....	55
5.3. Аналіз результатів виконаної роботи .....	58
ВИСНОВКИ .....	61
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	63

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

°C	–	градуси Цельсію
CH <sub>4</sub>	–	метан
CO <sub>2</sub>	–	вуглекислий газ
H <sub>2</sub>	–	водень
H <sub>2</sub> S	–	сірководень
АКЦ	–	акустична цементометрія
ГГК	–	гамма-гамма каротаж
ДСЕМ	–	електромагнітна дефектоскопія
кгс/см <sup>2</sup>	–	кілограм-сила на сантиметр кубічний
км	–	кілометри
км <sup>2</sup>	–	кілометри квадратні
Куб. м або м <sup>3</sup>	–	Метри кубічні
ЛМ	–	локатор муфт
ЛПО	–	Локатор перфораційних отворів
м	–	метри
мД	–	мілідарсі
мм	–	міліметр
МПМ	–	мікропрофілеметрія
НКТ	–	насосно-компресорні труби
ПСГ	–	підземне сховище газу
Свр.	–	свердловина
ТВт-год	–	Терават-година
ТМ	–	товщинометрія

## ВСТУП

**Актуальність:** В сучасному світі важливим питанням є енергетика та види палива. Енергетичні системи більшості країн базуються на викопних видах палива, використання яких має цілу низку проблем, головними з яких є сильний вплив на навколишнє середовище (спричинення глобального потепління, забруднення повітря), нестабільність цін та неминучий дефіцит у майбутньому. По цих причинам, зараз у світі активно розглядаються та запроваджуються плани по декарбонізації, зменшенню впливу викопного палива та переходу на більш чисті, відновні джерела енергії.

Головним та найкращим кандидатом вважається водень. Він фактично є ідеальним паливом для низьковуглецевих енергетичних систем. Водень це найрозповсюдженіший елемент у світі та чисте джерело енергії, також треба додати, що його виробництво вже добре розвинене в промислових масштабах. Найбільшою проблемою залишається зберігання необхідних обсягів водню, щоб задовільняти вимоги світового енергоспоживання. Для вирішення цієї проблеми розглядаються різні варіанти, однак найперспективнішим вважається підземне зберігання водню у виснажених родовищах газу. Воно має багато переваг, у вигляді величезної ємності підземних структур, гарної вивченості геологічної будови та багаторічного досвіду використання підземних сховищ газу (ПСГ), який можна використовувати в умовах зберігання водню. Також плюсом для такого зберігання виступає економічна складова, на підземних сховищах газу вже існує готова інфраструктура, яку достатньо тільки адаптувати під нові умови.

На даний момент ще немає існуючих випадків зберігання 100% водню у ПСГ, бо необхідно вирішити ще багато викликів пов'язаних з безпечністю та ефективністю утримання водню у пластах. Через специфічні фізико-хімічні властивості водню треба бути дуже вимогливим до умов, в яких він буде зберігатись.

В світі, та навіть в Україні, вже проводились різні дослідження для оцінки родовищ та ПСГ на можливість зберігання водню, однак, більш детально елементи існуючої інфраструктури ще не розглядались. Необхідно визначити оптимальний процес перевірки основних елементів ПСГ на сумісність з воднем, щоб на майбутніх водневих об'єктах не виникало проблем з експлуатацією.

**Мета досліджень:** Аналіз можливості використання існуючої інфраструктури ПСГ та розробка системи критеріїв оцінки для зберігання водню.

**Об'єкт досліджень:** Свердловинний фонд підземного сховища газу.

**Предмет досліджень:** Технічний стан елементів інфраструктури та відповідність його вимогам для експлуатації з воднем

**Задачі:**

- визначити критерії придатності свердловин для перепрофілювання під водень
- розробити рекомендації щодо вибору оптимального комплексу ГДС по дообстеженню свердловинного фонду

**Наукова новизна:** На основі існуючих лабораторних досліджень водневого впливу на різні матеріали, буде розроблена нова система критеріїв оцінки технічного стану елементів ПСГ з урахуванням специфіки водню та визначення ключових ризиків і обмежень експлуатації існуючої інфраструктури у нових умовах.

**Практичне значення:** визначається у прикладі алгоритму перевірки придатності технічного стану свердловин для подальших проєктів підземних сховищ водню.

**Особистий внесок:** автор особисто проаналізував основні тенденції зберігання природного газу і водню в світі та Україні, підготував наявні геофізичні дані по досліджуваному Опарському ПСГ, провів інтерпретацію інформації. На основі існуючих досліджень визначив вимоги до свердловин для використання з воднем.

Робота з 60 аркушів складається з 5 розділів і містить 22 рисунка та 6 таблиць.

Робота виконувалася за даними АТ «Укртрансгаз» про Опарське ПСГ.

## 1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗІВ

Підземне зберігання природного газу зараз є ключовим елементом енергетичної інфраструктури, що забезпечує стабільність газопостачання та оптимізацію використання енергетичних ресурсів у відповідь на сезонні та добові коливання попиту. Підземні сховища газу (ПСГ) дозволяють акумулювати газові резерви в періоди низького попиту та забезпечувати їхнє використання в періоди пікових навантажень.

У контексті глобальних змін енергетичних ринків, викликаних переходом до більш сталих джерел енергії, підземні сховища газу набувають нових функцій, зокрема в аспекті зберігання альтернативних газів, таких як водень.

Даний розділ присвячений аналізу існуючого стану інфраструктури ПСГ, а також перспективам розвитку технологій зберігання альтернативних газів.

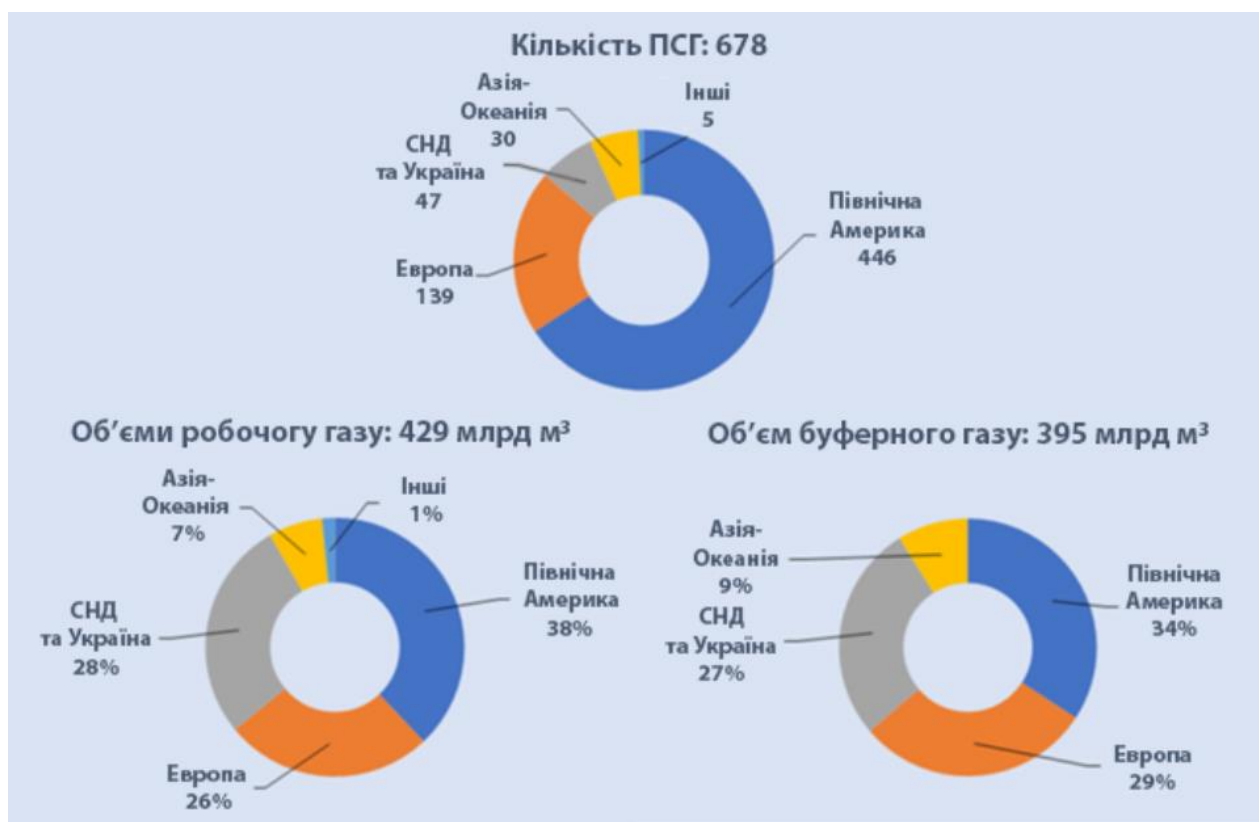
### 1.1 Світова статистика підземних сховищ природного газу.

Ринок послуг із зберігання природного газу в основному зосереджений у кількох країнах, причому 68% світових потужностей припадає на США, Україну, Канаду, Німеччину та росію (рис. 1.1). Однак все більше уваги приділяється розширенню зберігання на таких ринках, що швидко розвиваються, наприклад Китай і Близький Схід (*Cornot-Gandolphe, 2023*).

Виснажені родовища домінують у сфері зберігання, на них припадає 81% світових обсягів робочого газу, тоді як кавернозні соляні формації, які становлять лише 8% світових потужностей, відіграють вирішальну роль у постачанні, забезпечуючи 26% світового обсягу видобутку (*Cornot-Gandolphe, 2023*).

У 2022 році портфель проектів ПСГ збільшився на 20% порівняно з попереднім роком, що свідчить про зростання визнання ролі ПСГ у забезпеченні безпеки постачання природного газу, збалансуванні ринків та пом'якшенні цінової

волатильності. Наразі у світі будується 76 проектів сховищ, що додасть 55 млрд кубометрів потужностей. Крім того, на стадії планування перебуває 99 проектів, що обіцяє подальше зростання. (Cornot-Gandolphe, 2023)

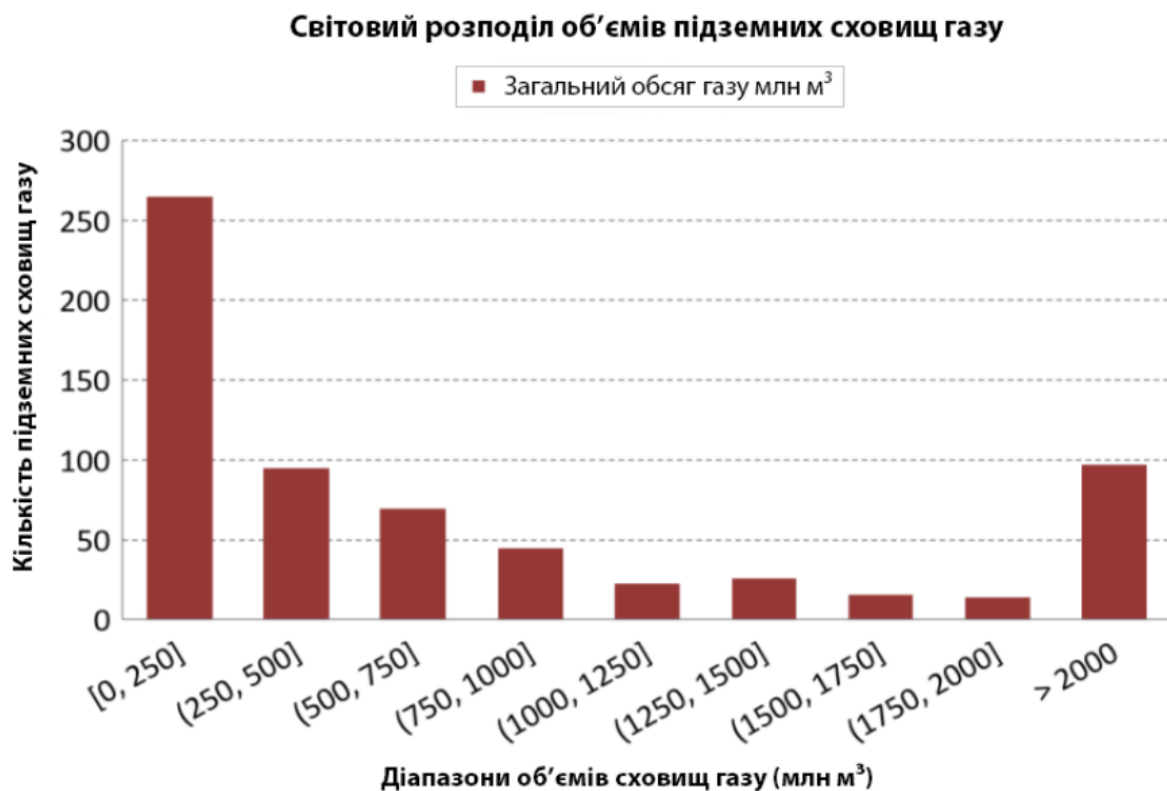


**Рис. 1.1 – Глобальні підземні запаси газу за регіонами  
(за даними CEDIGAZ, 2023)**

За даними асоціації CEDIGAZ, на кінець 2022 року у світі експлуатувалося 678 ПСГ у пористих середовищах, що становить глобальну потужність робочого газу у 429 млрд куб. м.

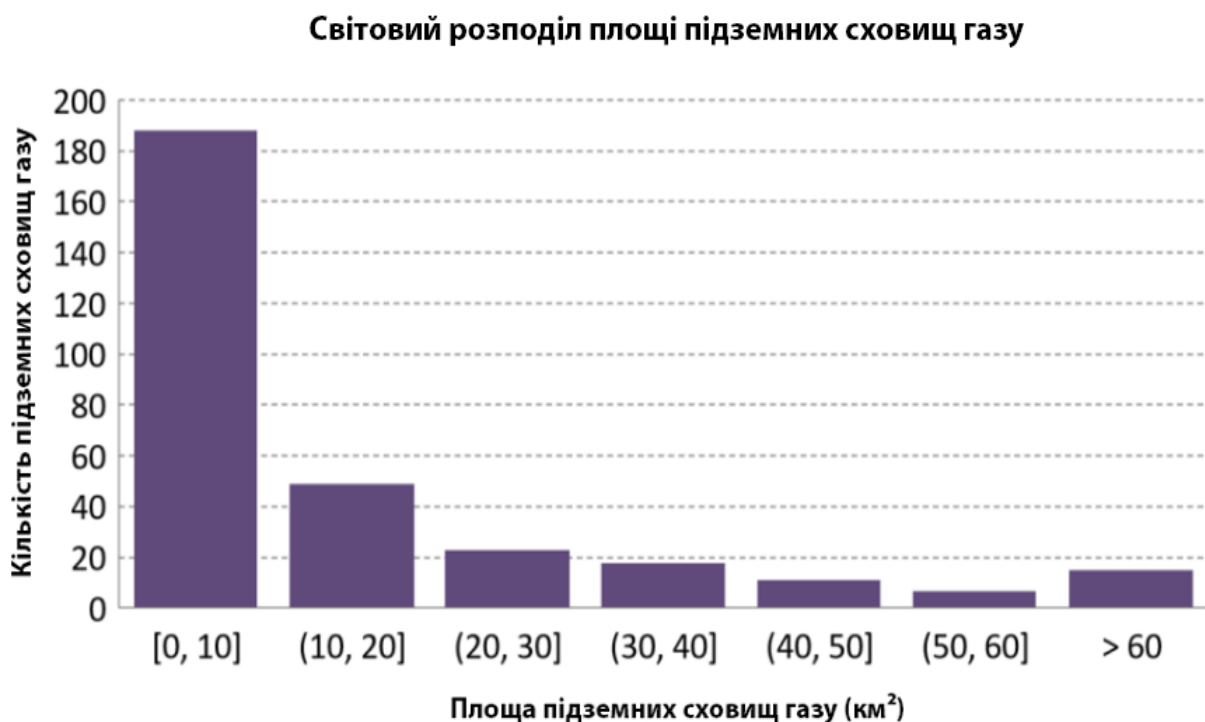
Нижче наведені деякі статистичні дані щодо потужності існуючих газосховищ на виснажених родовищах і в водоносних горизонтах:

- Середній світовий обсяг газу, що зберігається на одному майданчику у виснажених родовищах вуглеводнів та водоносних сховищах, становить 1,1 млрд кубометрів (рис. 1.2);



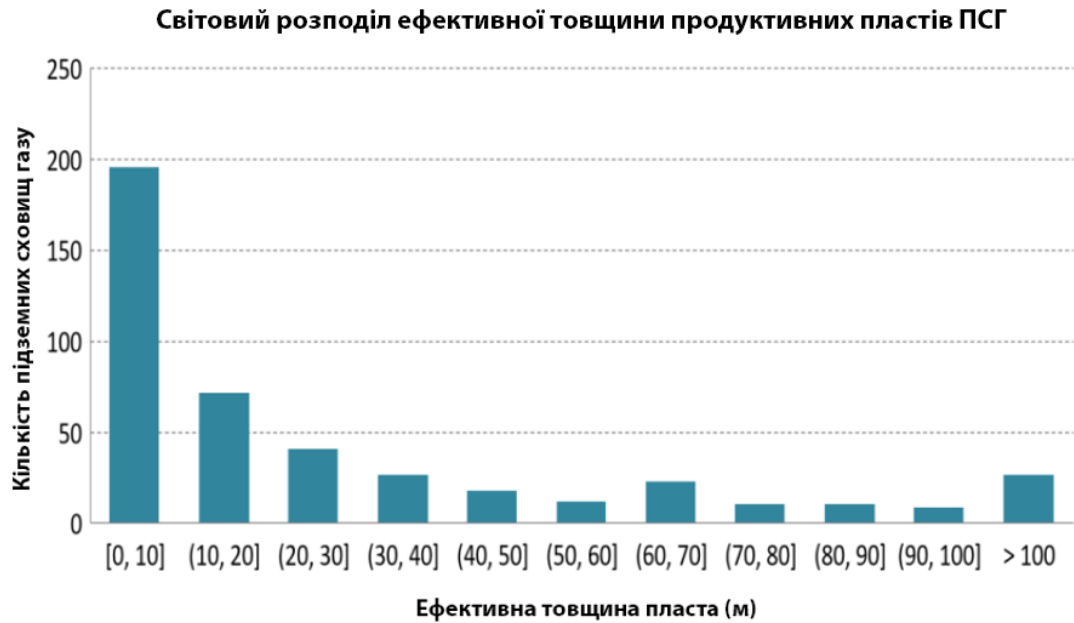
**Рис. 1.2 – Світовий розподіл загального обсягу газу, що зберігається в ПСГ (за даними CEDIGAZ, 2023)**

- Близько 90% сховищ були розроблені на площі від 0,3 км<sup>2</sup> до 64 км<sup>2</sup> (рис. 1.3);



**Рис. 1.3 – Світовий розподіл площі підземних сховищ газу (за даними CEDIGAZ, 2023)**

- Близько 90% сховищ розроблено в колекторах з ефективною товщиною пласта не менше 3 м і не більше 100 м (рис. 1.4);



**Рис. 1.4 – Світовий розподіл ефективної товщини продуктивних пластів ПСГ (за даними CEDIGAZ, 2023)**

- Близько 90% сховищ розроблено в пористих породах з максимальною глибиною залягання від 740 м до 2055 м (рис. 1.5).



**Рис. 1.5 – Світовий розподіл глибин продуктивних горизонтів ПСГ (за даними CEDIGAZ, 2023)**

## 1.2 Тенденції зберігання водню у світі

В умовах глобальної трансформації енергетичного сектору з метою досягнення кліматичної нейтральності питання ефективного та безпечного зберігання водню ( $H_2$ ) набуває надзвичайної актуальності. Водень розглядається як один із ключових енергоносіїв майбутнього завдяки своїй високій енергетичній щільності та потенціалу для декарбонізації промисловості, транспорту та енергетики. Забезпечення належних умов зберігання водню є критично важливим для інтеграції водневої енергетики у національні та міжнародні енергетичні системи.

Європейський Союз у межах ініціатив Green Deal та REPowerEU визначає водень як стратегічний елемент енергетичної системи майбутнього, що сприятиме досягненню скорочення викидів парникових газів на 55 % до 2030 року та кліматичної нейтральності до 2050 року (*European Commission, Directive 2023/2413*).

Для повного усунення залежності від викопних палив, за оцінками, відновлювані джерела енергії повинні стабільно забезпечувати щонайменше 113 009 терават-годин (ТВт-год), щоб повністю задовольнити світове споживання енергії. Для задоволення величезного попиту на енергію, необхідної для заміщення викопних палив, необхідно знайти способи для безпечного та економічно ефективного зберігання водню (*Martins et al., 2019*).

Світові тенденції свідчать про стрімке зростання інтересу до підземного зберігання водню. Найбільший практичний інтерес становлять виснажені газові родовища, водоносні горизонти та кавернозні соляні формації, серед яких виснажені родовища є найпоширенішими завдяки наявній інфраструктурі та добре вивченим геологічним умовам. Існуючий досвід промислового зберігання газів з високим вмістом водню у Європі та новітні проекти, такі як Underground Sun Storage в Австрії, підтверджують технічну здійсненність концепції підземного зберігання водню. (*Marcogaz, 2017*)

### 1.3 Основні критерії вибору місця для підземного зберігання водню

Зберігання водню в пористих середовищах в принципі подібне до зберігання природного газу. Критерії не є абсолютними і повинні розглядатися як спосіб оцінки та ранжування потенційних місць для зберігання в конкретних умовах. Лише деякі критерії можуть вважатися абсолютними передумовами і можуть бути визначені як критерії відбору. Згідно з досвідом Geostock, критеріями відбору можна вважати (*Hystories, 2021*):

- Об'єм структури недостатній для досягнення мети зберігання на об'єкті;
- Структури занадто глибокі;
- Структури мають сильні розломи;
- Структури знаходяться під великим містом, міжнародним аеропортом, атомною електростанцією тощо.

Ідеальними кандидатами для перетворення на підземні сховища водню є родовища, що мають такі характеристики:

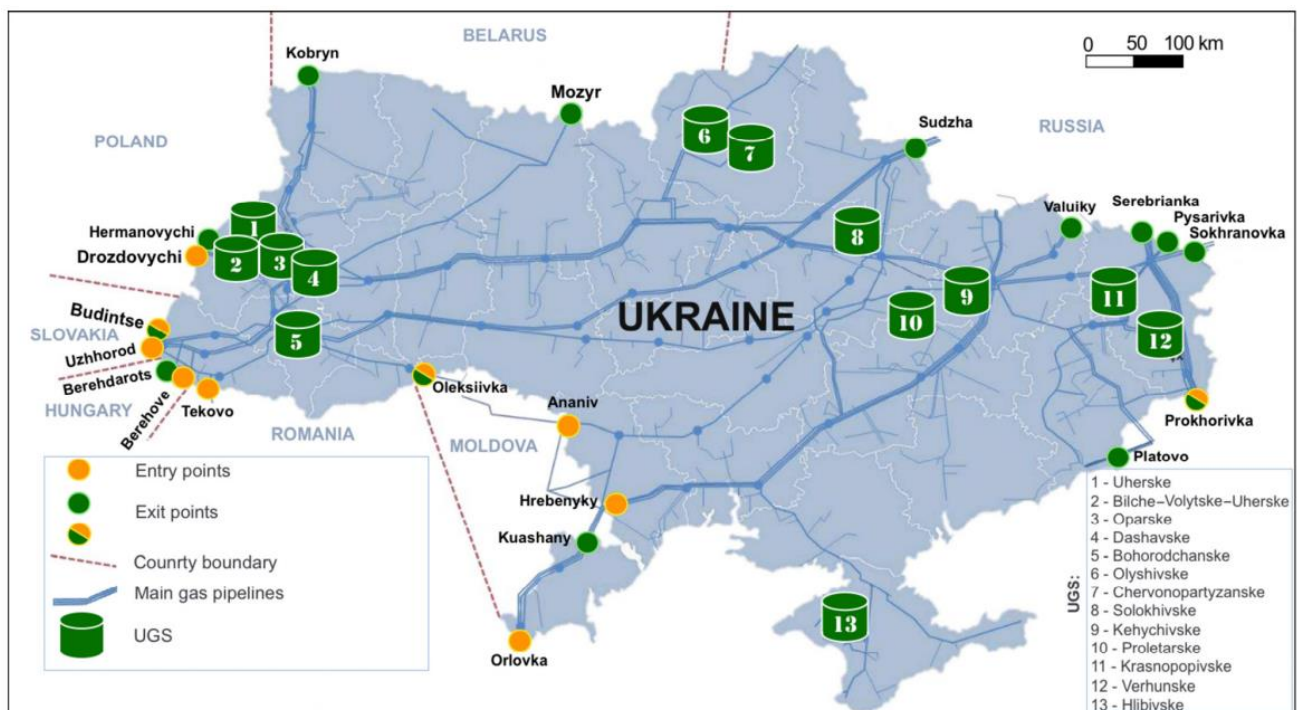
- Товщина пласта біля 10 м або більше;
- Глибина залягання від 500 м до 2500 м (вище – занадто низький тиск, глибше – не є економічно оптимальним);
- Площа території мінімум 0,3 км<sup>2</sup>;
- Ефективна пористість для пісковиків >10%;
- Проникність для пісковиків >50 мД;
- Пластові рідини з низьким впливом на якість газу, що зберігається, і низькою ймовірністю виникнення проблем з корозією.

### 1.4 Перспективи розвитку водневої інфраструктури України

Україна, як активний учасник Паризької угоди та Договору про Енергетичне співтовариство, інтегрує свою енергетичну політику у відповідності до

європейських кліматичних ініціатив. Україна володіє значним потенціалом для зберігання природного газу, що зосереджений переважно у геологічних структурах — виснажених газових родовищах. Перспективне перепрофілювання цих підземних сховищ для акумулювання водню може істотно зміцнити конкурентні позиції України як енергетичного хабу для Європи у сфері зберігання енергоносіїв. (*Hydrogen strategy of Ukraine, 2024*)

На території України існує 13 підземних газових сховищ (Рисунок 1.6), функціонують з них тільки 10, загальний обсяг активного газу близько 30 млрд м<sup>3</sup>, що є найбільшим показником серед країн Європи. Управління даною інфраструктурою здійснює акціонерне товариство «Укртрансгаз» (*Hydrogen strategy of Ukraine, 2024*).



**Рис. 1.6 – Розташування існуючих ПСГ в Україні**

Існуюча система підземних газових сховищ потенційно може бути адаптована для зберігання водню або його сумішей із природним газом. Для обґрунтування технічної можливості такого перепрофілювання, а також визначення необхідних інвестиційних ресурсів та часових рамок модернізації, необхідне проведення

комплексних науково-технічних досліджень. Зокрема, важливо оцінити фізико-хімічні процеси, що можуть відбуватися при зберіганні сумішей водню і природного газу у середовищі виснажених газових родовищ (*Hydrogen strategy of Ukraine, 2024*).

Подальша оцінка можливостей використання підземних газових сховищ для зберігання альтернативних газів вимагає детального аналізу їхньої геологічної будови, колекторських властивостей і технічного стану свердловинного фонду. З цією метою у наступних розділах розглянуто геологічну характеристику Опарського ПСГ та технічний стан наявних свердловин.

## 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ОПАРСЬКОГО ПСГ

### 2.1 Географічна характеристика району

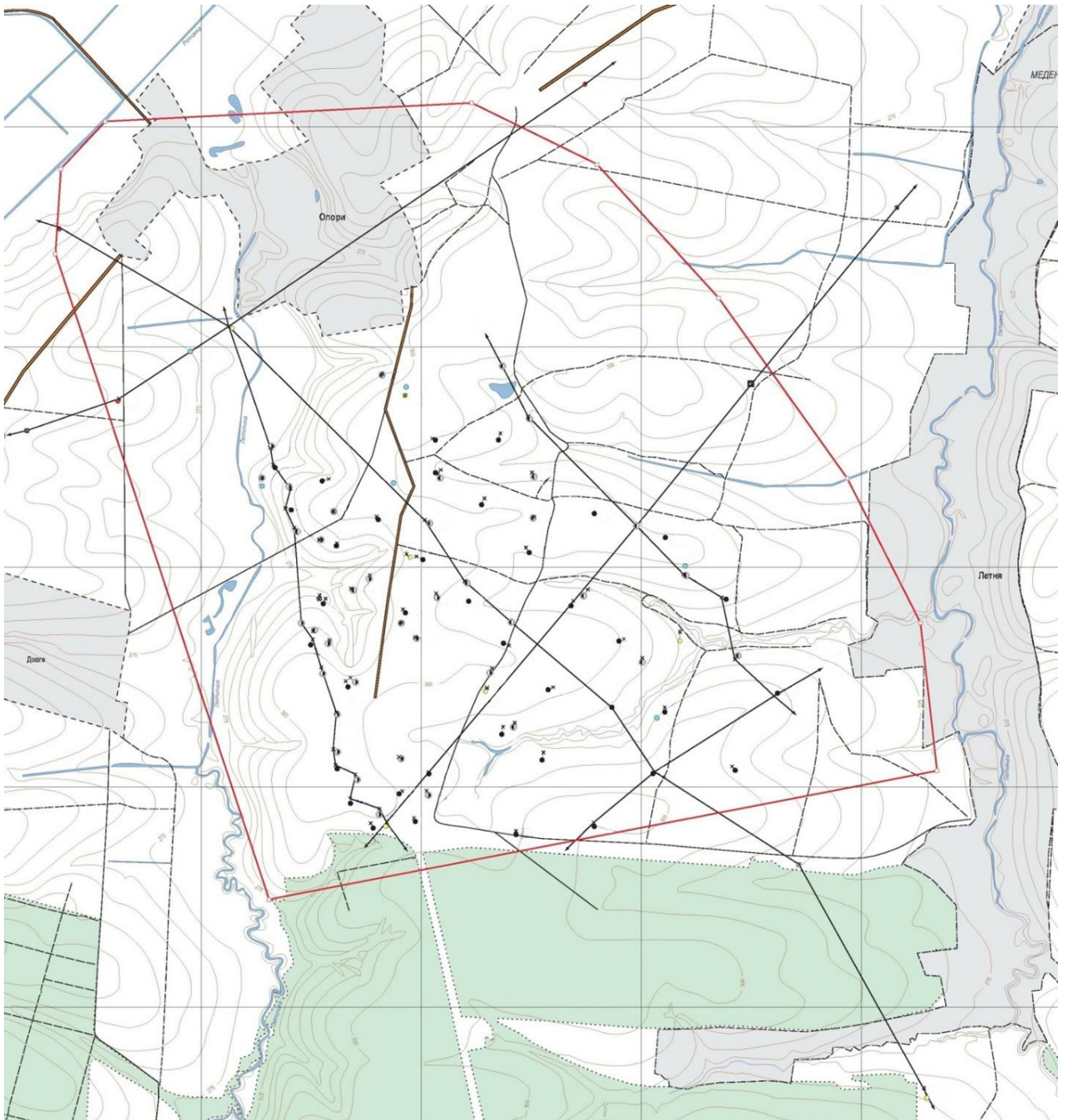
В адміністративному відношенні Опарське ПСГ розташоване на території Дрогобицького району Львівської області (рис. 2.1). Районний центр місто Дрогобич знаходиться на відстані 15 км на південний захід від газосховища. На даній території розташовані такі населені пункти як села Опари, Довге, Летня, що зв'язані між собою шосейними і ґрунтовими дорогами. Шосе державного значення проходить в напрямку Дрогобич-Опари-Пісочна-Львів.

У морфологічному відношенні площа ПСГ являє собою хвилясту рівнину з незначним перепадом висоти, яка похилена з південного заходу на північний схід і переходить на півночі у Переддністровську низовину. Гіпсометричні відмітки поверхні коливаються від 270 до 300 м над рівнем моря.

Рівнина розсікається меридіональною долиною річки Летнянки, яка тече в меридіональному напрямку і є притокою річки Тисмениця, яка, в свою чергу, є притокою річки Дністер.

Клімат району помірно-континентальний, середньорічна температура коливається в межах 3-7 °С. Середньорічна кількість атмосферних опадів становить 600-750 мм.

Опарське підземне сховище газу створене з метою забезпечення надійного постачання газу у країни Західної Європи. Воно було створене у виснажених розробкою газових покладах нижнього сармату – IV горизонт (НД-5), V горизонт (НД-7), VI горизонт (НД-8).



**Рис. 2.1 – Оглядова карта району Опарського ПСГ**

## 2.2 Стратиграфія

В межах досліджуваного регіону відомо про протерозойські утворення, що входить до складу фундаменту і представлені верхньопротерозойськими (рифейськими) відкладами. Вони розкриті параметричними і глибокими розшуковими свердловинами. Рифейські відклади представлені інтенсивно дислокованими глинистими й зеленими хлорит-серицитовими сланцями, кварцитами, кварцитоподібними пісковиками й алевролітами з максимальною розкритою потужністю 206 м.

У складі палеозою в межах району виділено кембрійську і нерозчленовані силурійсько-нижньодевонську системи. На рифейських утвореннях згідно залягають кембрійські. У Зовнішній зоні прогину кембрійські породи представлені алевролітами кварцовими яскраво-сірого кольору, які переходять у зливні кварцитоподібні пісковики голубувато-сірого кольору. В алевролітах наявні тоненькі прошарки аргілітів. Товщина цієї товщі становить близько 600м.

Нерозчленована карбонатно-глиниста товща – це відклади силуру та нижнього девону, які залягають стратиграфічно незгідно на кембрійських породах та перекриті потужною мезо-кайнозойською товщею. Вони розкриті декількома свердловинами на північному сході району. Товща сягає потужності понад 860 м.

Юрські відклади представлені середнім і верхнім відділами та поширені в Зовнішній зоні прогину, де утворюють самостійну структуру – Стрийський юрський прогин.

Середньоюрські відклади належать до батського і низів келовейського ярусів і представлені аргілітами, алевролітами і пісковиками. Інколи в розрізі трапляються глини і вапняки. У верхній частині розрізу на різновікові відклади сармату насунуті алохтонні породи стебницького насуву.

Вищезалягаючі товщі складають геологічну будову Опарського газосховища. В ній переважають мезозойські (верхня юра) і кайнозойські (гельвет, баден, нижній сармат) відклади.

Мезозойські відклади представлені верхньоюрськими породами, що залягають у нижній частині розкритого розрізу і складаються з вапняків, пісковиків і мергелів. Верхня частина юрського розрізу представлена потужною товщею вапняків.

Розкрита товщина юри – 750 м.

Крейдяні відклади на площі і на північному заході від неї в розрізі відсутні, внаслідок чого верхньоюрські відклади неузгоджене перекриті породами неогенового віку. На розмитій поверхні юри залягають породи гельвету, які мають невелику товщину і представлені пісковиками.

Нижньобаденські відклади представлені барановськими верствами і гіпсо-ангідритовим горизонтом.

Барановські верстви складені глинами, мергелями з прошарками глауконітового пісковика. Загальна товщина гельвету і барановських верств 40-50 м.

Гіпсо-ангідритовий горизонт, що зустрічається майже на всіх площах Зовнішньої зони і є основним сейсмічним і корелятивним горизонтом, представлений темно-сірими щільними ангідритами товщиною 12-16 м.

Верхньобаденські відклади (косівська світа) представлені однорідними вапняковистими глинами з рідкими прошарками пісковиків. Товщина відкладів косовської світи – близько 200 м.

Нижній сармат, з яким пов'язані об'єкти ПСГ, представлений дашавською світою, розділеною на дві підсвіти: нижньою і верхньою.

Нижньодашавська підсвіта, загальна товщина якої сягає 1180 м, складена чергуванням пісковиків, алевролітів і глин.

Верхньодашавська підсвіта складена в основному глинами з прошарками пісковиків, піску та подекуди туфітів.

Нижньосарматські відклади покриті чохлом антропогенових (четвертинних) наносів, представлених галечником, жовтувато-бурими суглинками і торф'яниками. Загальна товщина четвертинних відкладів – 15-25 м.

У межах площі породи нижнього сармату частково зрізуються більш давніми за віком насунутими відкладами стебника, які відносяться до гельвету. Представлені вони засоленими глинами з малопотужними прошарками пісковиків, ангідритів і солей. Товщина насунутих відкладів стебника коливається в межах від 0 до 670 м (Таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Стратиграфічна колонка досліджуваного регіону

Еонотема	Еротема	Система	Відділ	Ярус	Товщина	
Фанерозой	Кайнозой	Четвертинна			15-25 м	
		Неоген	Міоцен	Сармат	до 1180 м	
				Баден	близько 200 м	
	Гельвет			40-50 м		
	Мезозой	Юра	Верхній	Оксфорд	750 м	
			Середній	Келовей	до 370м	
		Бат				
	Палеозой		Девон	Нижній		близько 800м
			Силур			
			Кембрій		близько 600м	
Протерозой	Неопротерозой				200м	

### 2.3. Тектоніка

Опарське підземне сховище знаходиться в центральній частині зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в смузі зістикування її з Внутрішньою зоною.

Опарське підземне сховище газу по покрівлі нижньосарматських відкладів (горизонти НД-5, НД-7, НД-8) є витягнута полого брахіантиклінальна складка. Периклінальні частини складки мають кути нахилу в межах 1-1,5°. Південно-західне крило, більш круте і має кути падіння 5-7°.

Південно-західне крило складки зрізується стебницьким насувом відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. По нижніх продуктивних горизонтах (горизонти V і VI) у склепінній частині складки простежується незначний прогин, що співпадає з направленням осі складки і формує в склепінній частині два невеликих підняття: південно-західне і північно-східне.

Деякий час існувала думка про наявність тектонічного порушення, що затухає к поверхні структури, ознакою чого є вище вказаний прогин, але в подальшому наявність цього порушення не була встановлена, крім того, на думку багатьох дослідників, плікативні форми структур більш притаманні для тектоніки нижнього сармату.

У межах Опарської площі конфігурація структури по продуктивних горизонтах у загальних рисах зберігається. Однак по верхніх горизонтах (III встановлено незначне зміщення склепіння на північний захід. Простеження форми структури по верхніх горизонтах на південному сході ускладнено через те, що вони зрізуються насувом стебницьких відкладів. Площина насуву на південному сході структури нахилена під кутом 18-20° і поступово виположується в північно-західній її частині до 7° при загальному зануренні стебника на південний схід.

#### **2.4. Гідрогеологічна характеристика ПСГ**

Води продуктивних горизонтів напірні. Обводнення покладів на початок створення ПСГ складала по IV горизонту (НД-5) – 58 %, по V горизонту (НД-7) – 37 %, по VI горизонту (НД-8) – 53 %.

Пластові води хлоркальцієвого, рідше гідрокарбонатно-натрієвого типу. Мінералізація їх досягає 10-80 г/л (частіше 20-40 г/л) при порівняно низькому вмісту іонів  $\text{Ca}^{+2}$  і  $\text{Mg}^{+2}$ . Величина Ph вод з глибиною збільшується. Вміст сульфат-іона складає 20-170 мг/л, бромю – 45-145 мг/л, йоду – 25-100 мг/л.

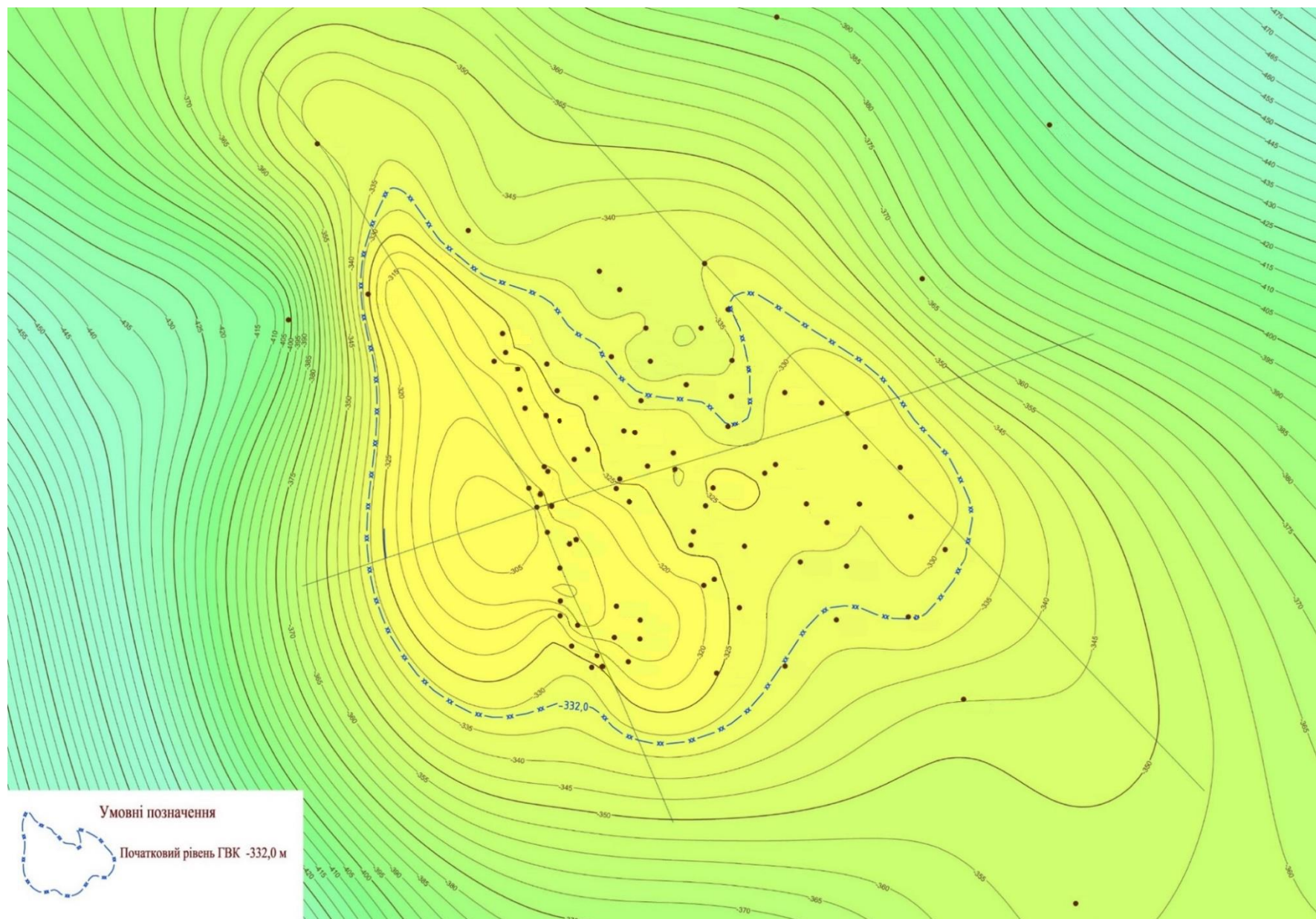
У складі газів, розчинених у пластових водах, що контактують з газовими покладами об'єктів ПСГ, переважає метан (більш 80 %). Кількість важких вуглеводневих газів не перевищує 1 %. Вміст азоту коливається в межах 0,3-9 %. Встановлено, що по мірі віддалення від газових покладів вміст азоту різко зростає, а метану – знижується.

## **2.5. Газоносність**

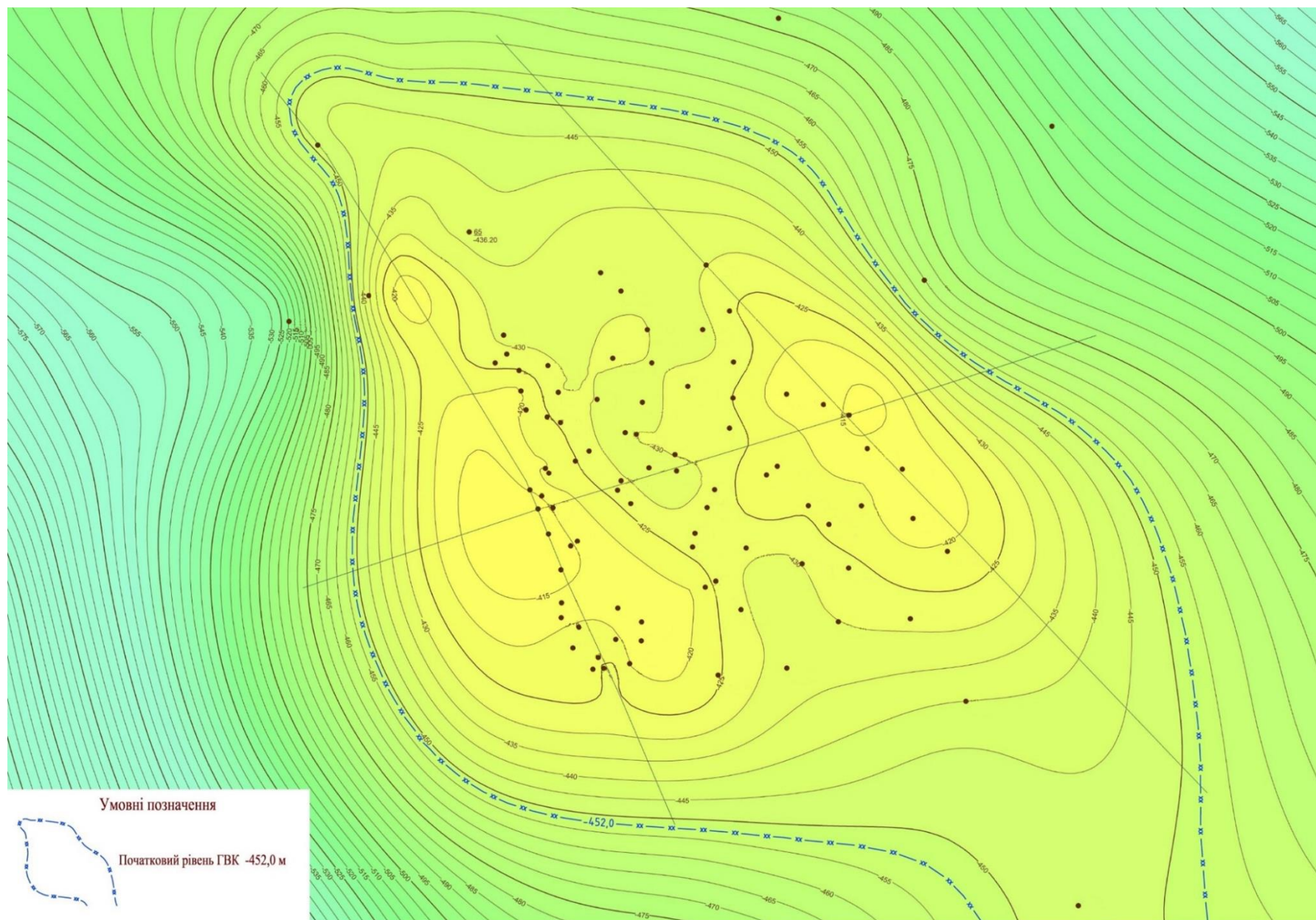
З метою узагальнення наявного геологічного матеріалу фахівцями відділу 06 Інституту транспорту газу побудовані геологічні розрізи вздовж та поперек простягання Опарської структури, також проведений аналіз літологічного складу порід, що складають продуктивні горизонти. Результати побудов структурних карт по поверхні горизонтів НД-5, НД-7, НД-8 та геологічних розрізів наведено на рисунках 2.2 - 2.7. Згідно з цим викладено характеристику продуктивних горизонтів.

IV горизонт (горизонт НД-5) залягає на глибинах від 590 до 695 м. Із всіх експлуатаційних об'єктів ПСГ він являється найбільш витриманим і потужним по всій площі газоносності. Загальна товщина його змінюється в межах 50-90 м. Горизонт представлений чергуванням пісковиків, пісковиків глинистих, глин піскуватих та глин із переважанням в розрізі пісковиків. За даними промислової геофізики, сумарна товщина піщаних пластів складає 40-78% від загальної товщини горизонту. Пористість колекторів (пісковиків, алевролітів) складає від 11,6 % до 24,6 %, газонасиченість пор 40 – 89 %. Максимальна ефективна газонасичена товщина по горизонту досягає 25 м.

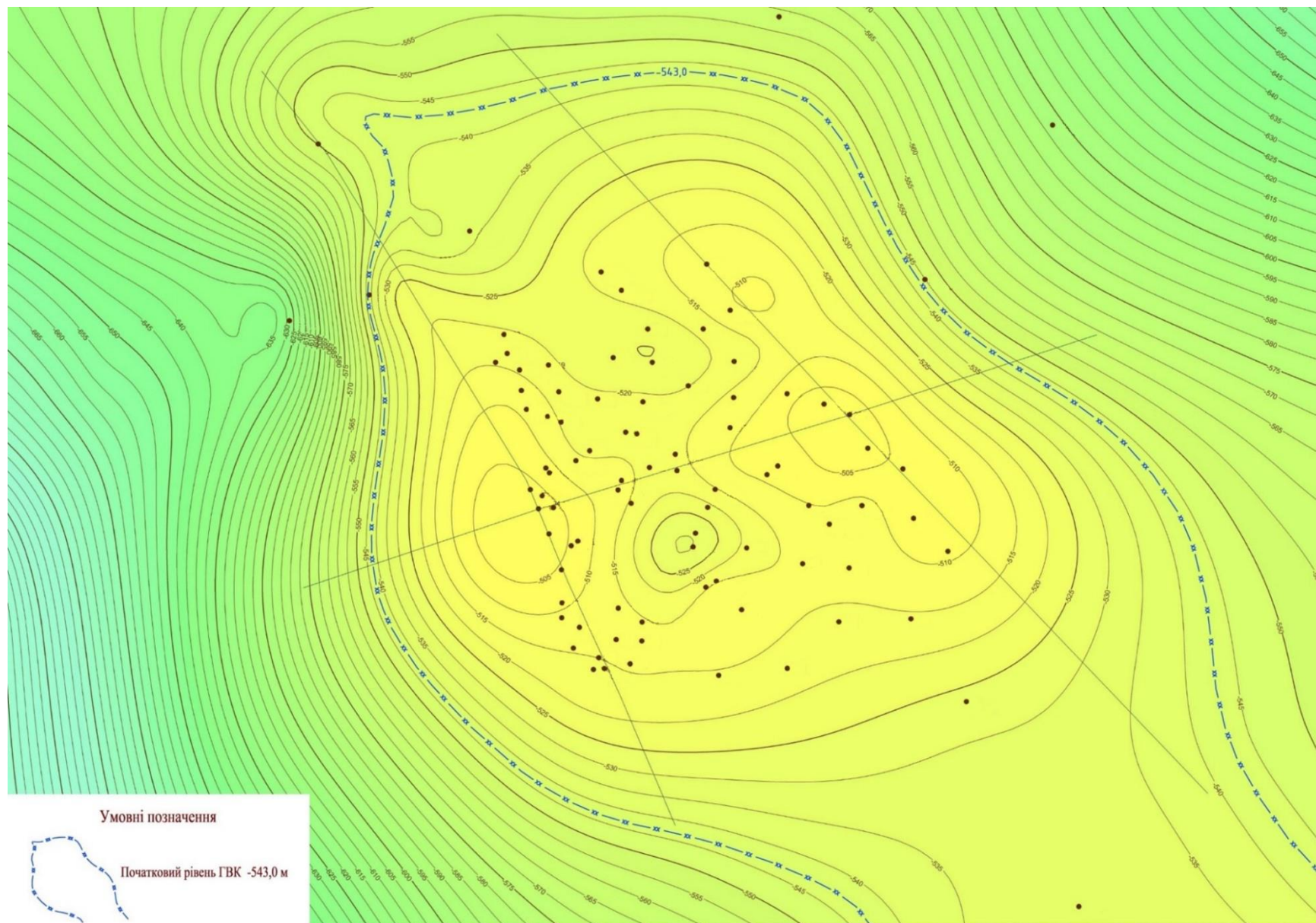
Початковий пластовий тиск дорівнює  $61,6 \text{ кгс/см}^2$  (6,04 МПа). Площа покладу в межах початкового контуру газоносності біля 10 км .



**Рис. 2.2 – Структурна карта по поверхні IV горизонту (HD-5)**



**Рис. 2.3 – Структурна карта по поверхні V горизонту (НД-7)**



**Рис. 2.4 – Структурна карта по поверхні VI горизонту (НД-8)**

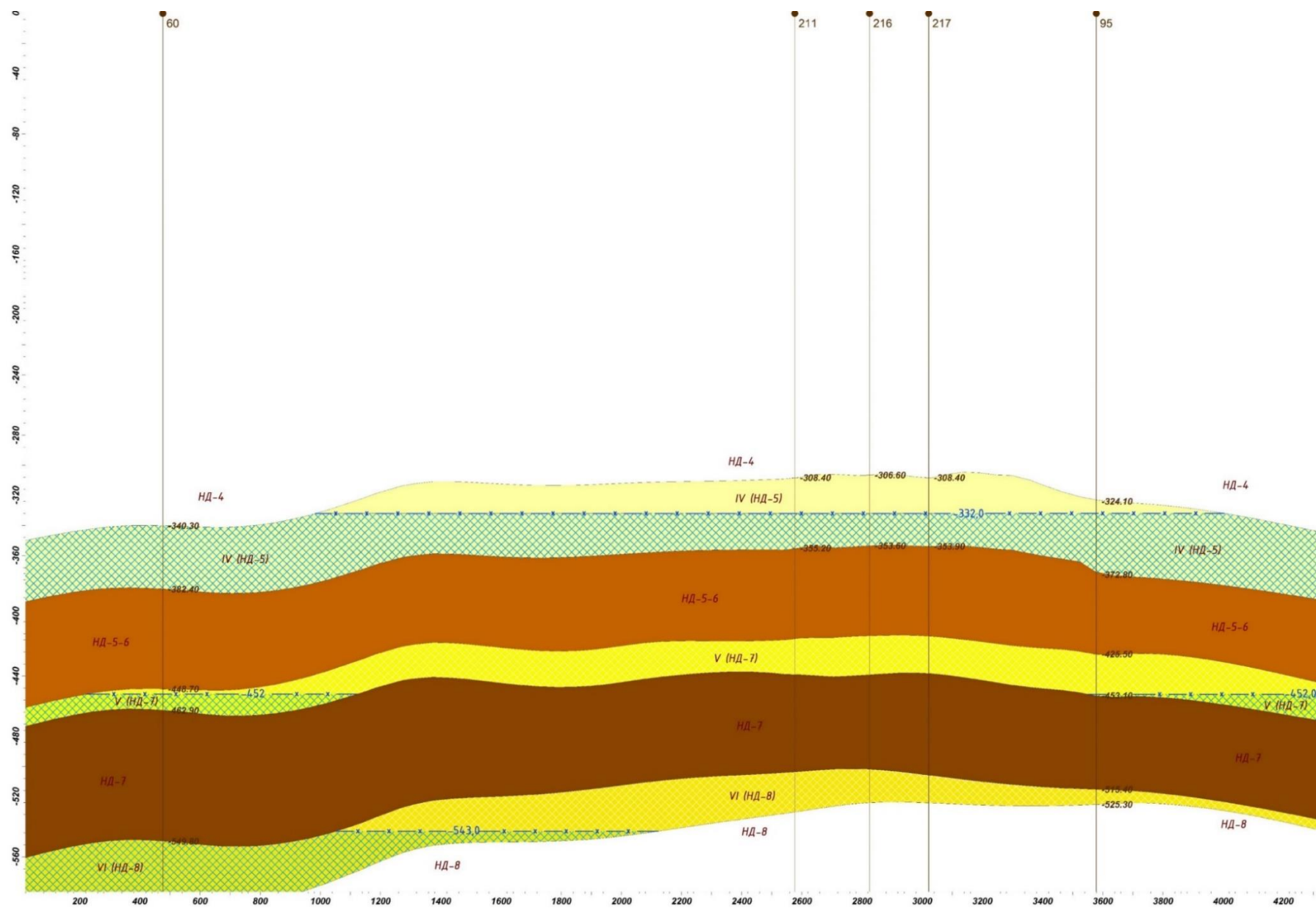


Рис. 2.5 – Повздовжній геологічний розріз по лінії свердловин 60 – 95

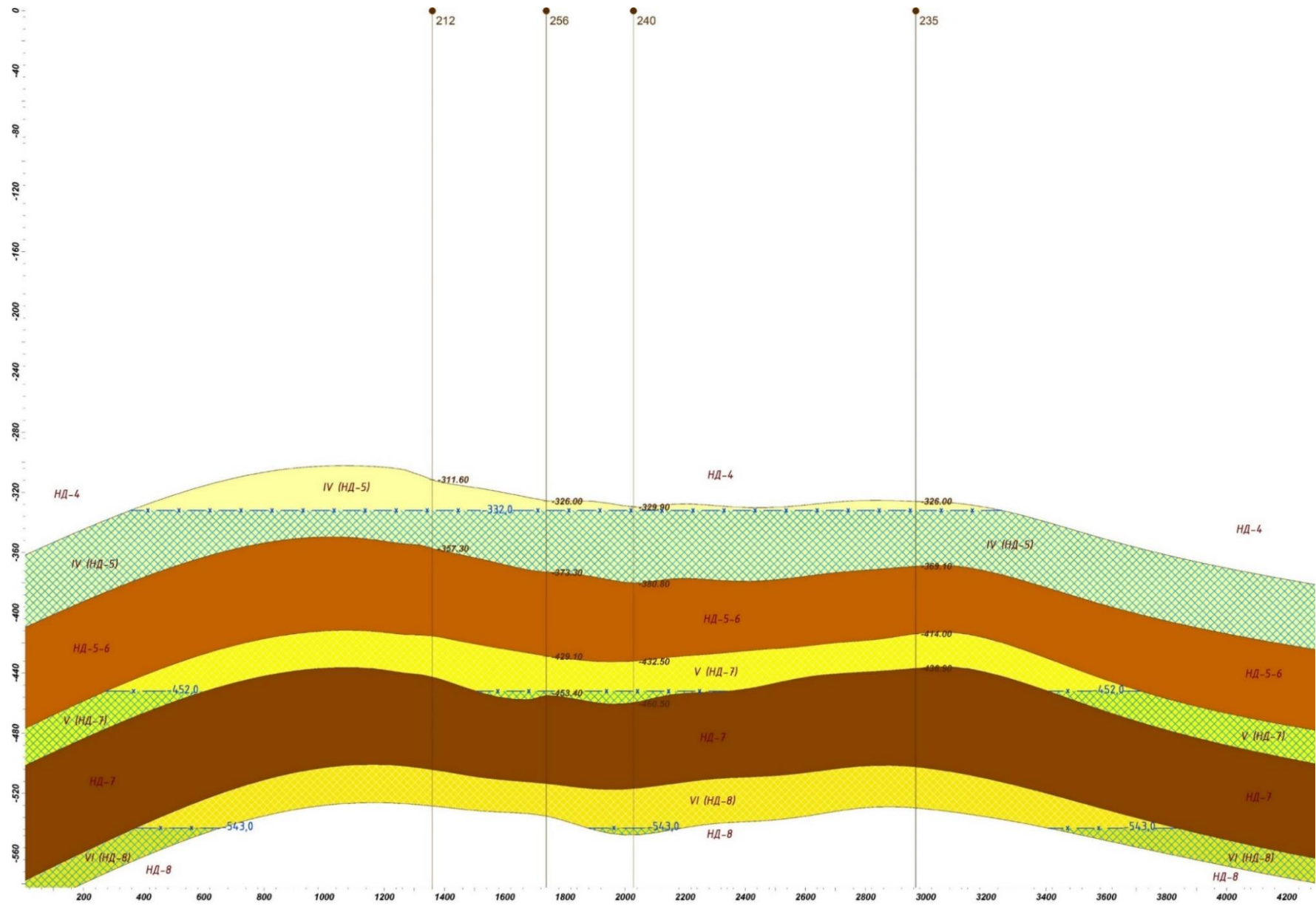


Рис. 2.6 – Поперечний геологічний розріз по лінії свердловин 212 – 235

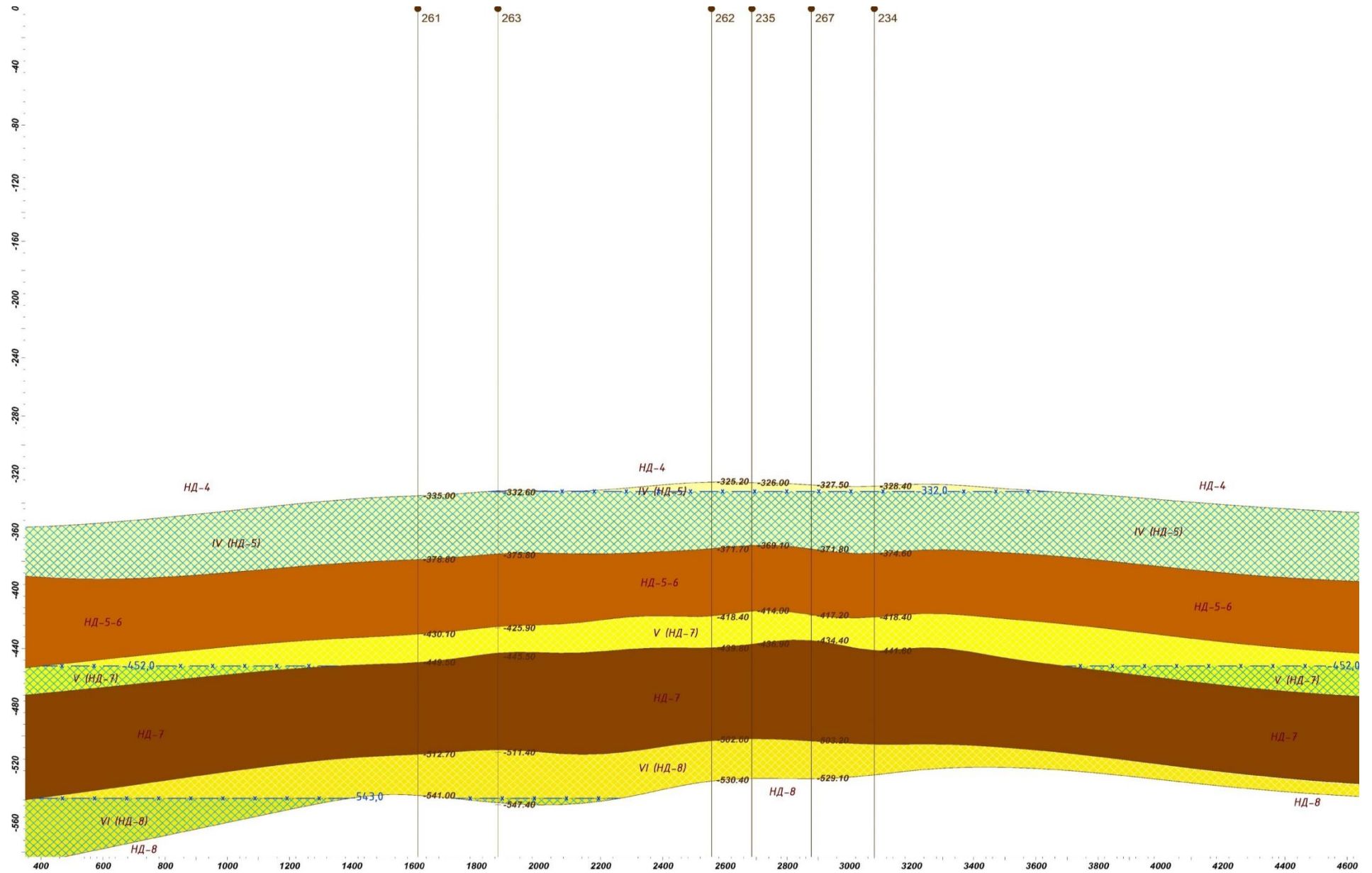


Рис. 2.7 – Повздовжній геологічний розріз по лінії свердловин 261 – 234

Поклад газу знаходився в розробці з 1946 року по 10 травня 1978 року. Із покладу видобуто з втратами 804,9 млн м<sup>3</sup> газу, при зниженні середнього пластового тиску до 20,6 кгс/см<sup>2</sup> (2,02 МПа).

Початкове положення газо-водяного контакту (ГВК) знаходилось в середньому на відмітці мінус 343 м.

За даними стандартного каротажу, у більшості експлуатаційних свердловин, які були пробурені в 1975-1979 роках, рівень ГВК знаходився на відмітках від мінус 325 до мінус 339 м. На основі цього, середня відмітка ГВК перед переводом горизонту в газосховище становила мінус 332 м.

V горизонт (горизонт НД-7) залягає на глибинах 700 – 810 м і відокремлюється від вищезалягаючого горизонту НД-5 глинисто-алевролітовою пачкою товщиною від 20 до 40 м. Загальна товщина горизонту коливається в межах від 30 до 64 м.

На відміну від горизонту НД-5, він менш піщанистий і відрізняється більшою зміною літологічного складу як по площі, так і по розрізу. У розрізі горизонту чітко виділяються два пласти пісковиків, які розділені глинистою пачкою товщиною 8-15 м. У деяких місцях вона стає більш піщанистою: у її розрізі з'являються тонкі прошарки пісковиків і пісковиків глинистих, які також є газонасиченими.

Пористість колекторів, за даними промислової геофізики, складає 10,4 % (свр. 232) – 24,1 %, газонасиченість пор – від 40 до 82 %. Гіршими колекторськими властивостями відрізняється північно-східна частина покладу. Ефективна газонасичена потужність горизонту змінюється від 4 до 23 м.

VI горизонт (горизонт НД-8) залягає на глибинах 790-890 м і від вищезалягаючого горизонту НД-7 відокремлюється глинисто-алевролітовою пачкою товщиною від 20 до 60 м. Загальна товщина горизонту дещо непостійна і по площі газоносності змінюється в межах від 10 до 49 м.

У південно-східній частині сховища спостерігається поступове зменшення його товщини, до цілковитого фаціального заміщення пісковиків глинами. За винятком цієї частини сховища піскуватість горизонту, який складений пластами та

проверстками пісковиків і глин, дорівнює від 60 до 90 % від загальної товщини. При цьому глинисті прошарки товщиною 0,5-5 м не мають повсюдного розповсюдження, тобто їх залягання в горизонті носить лінзоподібний характер.

Горизонт представлений прошарками пісковиків, пісковиків глинистих і глин. Пористість колекторів за даними промислової геофізики, складає 11,4 % – 25,8 %, проте переважають пісковики з пористістю вище 20 %.

Порівняння характеристик продуктивних горизонтів Опарського ПСГ наведено в таблиці 2.2.

*Таблиця 2.2 – Порівняльна характеристика продуктивних горизонтів*

<b>Горизонт</b>	<b>Один. виміру</b>	<b>IV (НД-5)</b>	<b>V (НД-7)</b>	<b>VI (НД-8)</b>
Глибина залягання	м	590 – 695	700 – 810	790 – 890
Загальна потужність	м	50 – 90	30 – 64	10 – 49
Ефективна потужність	м	10 – 25	4 – 23	0 – 44
Пористість	%	14 – 31	12 – 31	13 – 31
Газонасиченість пор	%	40 – 89	40 – 82	40 – 85
Усереднений ГВК	м	-332	-452	-543
Тиск мінімальний максимальний	кгс/см <sup>2</sup> кгс/см <sup>2</sup>	26,6 70,0	27,2 84,4	30,8 80,9
Об'єм загальний	млн м <sup>3</sup>	707	2172	1691
активний	млн м <sup>3</sup>	270	1030	620
буферний	млн м <sup>3</sup>	437	1142	1071

### 3. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ

Виснажені вуглеводневі родовища є найбільш прийнятним і вигідним рішенням для зберігання водню, оскільки вони мають добре охарактеризовані пласти, та вже існуючу газову інфраструктуру, яку можна переобладнати для використання водню. Зберігання водню в покинутих нафтогазових резервуарах є доступним рішенням. Однак важливо зазначити, що цей підхід має певні аспекти які треба врахувати. Важливо знати, як саме водень буде взаємодіяти з елементами інфраструктури, також врахувати той факт, що будуть використовуватись свердловини які експлуатуються вже не перший рік, і це може виявлятися у їх цілісності і герметичності.

Хоч і технології зберігання водню подібні до технологій зберігання природного газу, необхідно врахувати його фізичні та хімічні властивості (*Polidoro, 2022*). Порівняння основних характеристик водню та природного газу наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Порівняльна таблиця фізичних та хімічних властивостей  $H_2$  і  $CH_4$

Властивість	Водень ( $H_2$ )	Метан ( $CH_4$ )
Молекулярна маса (кг/кмоль)	2.02	16.0
Густина при нормальних умовах (кг/м <sup>3</sup> )	0.084	0.668
Динамічна в'язкість ( $\times 10^{-5}$ Па·с)	0.88	1.10
Коефіцієнт дифузії в повітрі (см <sup>2</sup> /с)	0.61	0.16
Розчинність у воді (мг/мл)	0.0016	0.023
Теплотворна здатність (МДж/кг)	120 – 141.7	50 – 55.5
Межі вибуховості в повітрі (об.%)	4.0 – 75	5.3 – 15
Температура займання (К)	858	813
Мінімальна енергія займання (мДж)	0.02	0.29
Швидкість горіння в повітрі (м/с)	2.6 – 3.2	0.37 – 0.45

Як видно в таблиці, водень, в порівнянні з природним газом, має значно меншу молекулярну масу та густину, але має вищі показники вибуховості та горіння. Це на пряму вказує на те що водень, через свій невеликий розмір молекул, є значно

вимогливішим до питань герметичності зберігання, бо навіть найменші отвори можуть викликати його витіки, які в свою чергу створюють ризики серйозних аварій через вибухо- та вогненебезпечність водню.

Таким чином, для ефективного і безпечного зберігання необхідно знати як саме водень буде взаємодіяти з основними елементами інфраструктури ПСГ, а саме з кільцевим цементом та сталевими обсадними трубами.

### **3.1. Взаємодія водню з цементним каменем**

Низька щільність і в'язкість водню може призвести до швидкого проникання в цементний камінь, порушуючи його цілісність і збільшуючи ризик витоків. Умови високого тиску та взаємодія між воднем і гірськими породами можуть сприяти хімічній деградації цементу. Основні гідратні фази цементу, зокрема кальцій-силікат-гідрат (C-S-H) та портландит ( $\text{Ca(OH)}_2$ ), можуть зазнавати деградації внаслідок дифузії водню та пов'язаних з нею відновлювальних реакцій. Взаємодія водню з мікродомішками або сірчаними компонентами може призводити до утворення агресивних середовищ, зокрема сірководню, який додатково прискорює корозійні процеси. Окрім того, водень може ініціювати зміни в гідратації міжшарових структур, що впливає на об'ємні характеристики та тиск у системі, що може викликати розширення або розтріскування цементного каменю. Таким чином, потенціал витіку водню через різні канали під час виробничих циклів, особливо у старих свердловинах, може поступово призвести до руйнування цементу, порушення герметизації порід покриттів, міграції флюїду, мікробіологічної корозії обсадної колони, тим самим ставлячи під загрозу загальну цілісність стовбура свердловини.

На даний момент існує вже велика кількість досліджень, які присвячені опису змін, що зазнає цемент під час підземного зберігання водню.

Згідно з результатами дослідження *Geochemical Integrity of Wellbore Cements during Geological Hydrogen Storage* за 2023 рік (*Aftab et al., 2023*), водень в газоподібному стані в типових умовах зберігання (тиск до 200 бар, температура до 90–100 °C) не проявляє хімічної агресивності по відношенню до портландцементу. В ході експериментального моделювання не було виявлено суттєвих змін pH, пористості чи міцності цементної матриці. Це свідчить про геохімічну стабільність водню щодо основних гідратованих фаз цементу.

У дослідженні *Cement to Safeguard the Wells Integrity in Underground Hydrogen Storage* (*Iorio et al., 2022*) було показано, що спеціалізовані цементні суміші (на основі класу G (американський аналог українського ПЦТ, який використовується при в нафтогазових свердловинах) з додаванням мікрокремнезему або латексу) виявляють високу стабільність при контакті з воднем у герметичних умовах. Випробування в автоклаві при температурі 90 °C і тиску 200 бар підтвердили збереження механічної міцності та герметичності зразків після 90 діб експозиції.

Особливої уваги потребує не стільки хімічна, скільки механічна взаємодія водню з цементом під час повторюваних циклів закачування та вилучення газу. У дослідженні *Non-Destructive Cyclic Analysis of Sealing Ability of Well Cement* (*Hussain et al., 2024*) моделювалися умови сезонного зберігання водню шляхом циклічного підвищення і зниження тиску в автоклавному середовищі при температурі 50 °C. Застосовувалися циліндричні зразки цементного каменю, які піддавалися 3-м циклам тиску водню до 10 МПа з подальшим розгерметизуванням.

Основними результатами було:

- Було виявлено помітне зростання проникності з кожним наступним циклом, однак навіть після всього дослідження проникність знаходилась в рамках норми для хорошої герметизації цементу.
- Мікропористість зростала незначно, але в поєднанні з тріщинами може створювати потенційні канали для витоку водню.

- Використання акустичної емісії та ультразвукового імпедансу дозволило виявити деградацію структури цементного каменю без його руйнування, що робить методику перспективною для польового моніторингу.
- Було встановлено, що найбільш уразливою є зона контакту цементного кільця з трубою або породою – саме тут проявляється розуцільнення через термомеханічні коливання.

Дослідження демонструє, що навіть при збереженні хімічної стабільності, цемент може втрачати герметичність унаслідок фізичного стомлення під дією періодичних змін тиску водню. Це особливо критично для ПСГ, які працюють у циклічному режимі (літо-зима), і вимагає обґрунтованого підбору рецептур цементу з урахуванням гнучкості, зниженої проникності та підвищеної стійкості до тріщиноутворення.

Аналіз доступних досліджень свідчить про загальну стійкість цементу до дії водню в умовах підземного зберігання. Проте, циклічне навантаження, присутність агресивних газів та біологічна активність можуть опосередковано сприяти втраті герметичності цементного кільця. Особливо важливо враховувати вплив багатократного підвищення і зниження тиску, що потенційно призводить до розуцільнення контактних зон.

### **3.2. Взаємодія водню зі сталлю та трубопровідними системами**

Водень здатен проникати в металічну структуру сталей, особливо під високим тиском, де атомарний водень дифундує у кристалічну решітку, спричиняючи водневу крихкість (Hydrogen Embrittlement, HE). Це явище супроводжується зниженням пластичності, втомної міцності та може спричинити раптове крихке руйнування труб або різьбових з'єднань (*Sun et al. 2024*).

Дослідження підтверджують, що з підвищенням тиску і температури концентрація водню в сталях (наприклад, типу P110) зростає – від 0.26 до 1.36 при тиску 1000 бар і 200 °C (*Sun et al. 2024*).

У середовищах з воднем можливе інтенсивне корозійне навантаження на труби через утворення сірководню ( $H_2S$ ) внаслідок діяльності сульфатвідновлювальних бактерій.  $H_2S$  агресивно діє на сталеві елементи, викликаючи корозію. Також у середовищах, багатих на  $CO_2$ ,  $Cl^-$  або залишки вуглеводнів, посилюється хімічна корозія (*Polidoro, 2022*).

Молекула  $H_2$  є найменшою серед газів, тому має надзвичайно високу дифузійну здатність. Її коефіцієнт дифузії у повітрі приблизно в 4 рази перевищує такий у метану ( $0.61 \text{ cm}^2/\text{s}$  проти  $0.16 \text{ cm}^2/\text{s}$ ) (*Polidoro, 2022*). Це спричиняє значні виклики, такі як витоки через мікротріщини в трубах та підвищені вимоги до герметичності систем.

Сталі, що будуть використовуватись для транспортування та зберігання водню, повинні мати низький вміст вуглецю та по можливості мати додаткові легуючі елементи (Cr, Ni, Mo). Це зменшить вплив водню, тобто значно понизить ефект водневої крихкості і підвищить її межу текучості – характеристику матеріалу, яка показує, при якому напруженні матеріал починає незворотно деформуватись або «текти», частіше за все вона вимірюється в МПа. Через те що, свердловини завжди знаходяться в умовах високого тиску, межа текучості це важливий параметр для труб свердловин, особливо при роботі з воднем, який може знижувати цю межу. В рамках України, для труб свердловин частіше за все використовуються наступні марки сталі: сталь 20, 30ХГСА, 40Х, 09Г2С, та сталі за американським стандартом API (K55, N80, L80, P110, C90). Нижче надано порівняльну таблицю основних марок сталі для використання з воднем (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 Порівняльна таблиця сталей НКТ для середовищ з  $H_2$ 

Марка сталі	Стійкість до $H_2$	Особливості	Межа текучості, МПа	Область застосування	Примітка
Сталь 20	Низька	Вуглецева, схильна до водневої крихкості	245-270	Застарілі установки без $H_2$	Не рекомендована для $H_2$
30ХГСА	Низька	Легована, висока міцність, але чутлива до $H_2$	800-950	Глибокі свердловини, але не для $H_2$	Уникають у водневих середовищах
40Х	Дуже чутлива	Висока міцність, але нестійка до водневої крихкості	700-850	Придатна лише в інертному середовищі	Не підходить
09Г2С	Помірна	Добра зносостійкість, помірна стійкість до $H_2$	345-500	Переходова опція	Обмежено застосовується
API L80	Відносно стійка	Сталь для $H_2S$ і $CO_2$ , частково підходить для $H_2$	655-860	ПСГ з домішками водню	Обережно, за умови контролю дефектів
API C90/T95	Стійка	Містить Cr, Mo, підвищена стійкість до $H_2$	655-965	Для агресивних середовищ	Бажано використовувати
API 13Cr	Дуже стійка	Мартенситна нержавійка, $H_2 + CO_2$	800-1000	Найбільш стійка до $H_2$	Рекомендовано для водневих систем
AISI 316L	Дуже стійка	Аустенітна нержавійка, нечутлива до водневої крихкості	200-400	Трубопроводи високого тиску	Дуже стійка, але дорога і м'яка

Фізико-хімічні особливості водню значною мірою ускладнюють його безпечне та надійне зберігання. Аналіз показує, що при зберіганні водню основну загрозу становить не лише хімічна взаємодія з матеріалами, а й механічні впливи, пов'язані з циклічним навантаженням. Таким чином, забезпечення довговічності та безпечності ПСГ при зберіганні водню повинно базуватись на системному підході до вибору матеріалів, які будуть стійкі до довготривалого впливу  $H_2$  та впровадженню активного моніторингу технічного стану свердловин.

#### **4. АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИННОГО ФОНДУ НА ОСНОВІ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ**

Ефективна та безпечна експлуатація свердловинного фонду вимагає постійного моніторингу технічного стану. Порушення герметичності колони, дефекти обсадних труб, деградація цементного кільця та розвиток міжколонних перетоків є типовими проблемами, які можуть призвести до значного зниження продуктивності, екологічних ризиків та ускладнень під час експлуатації.

Серед наявних засобів контролю найбільш інформативними та науково обґрунтованими є геофізичні методи досліджень свердловин (ГДС), які забезпечують комплексне вивчення внутрішнього середовища свердловини та стану її конструктивних елементів.

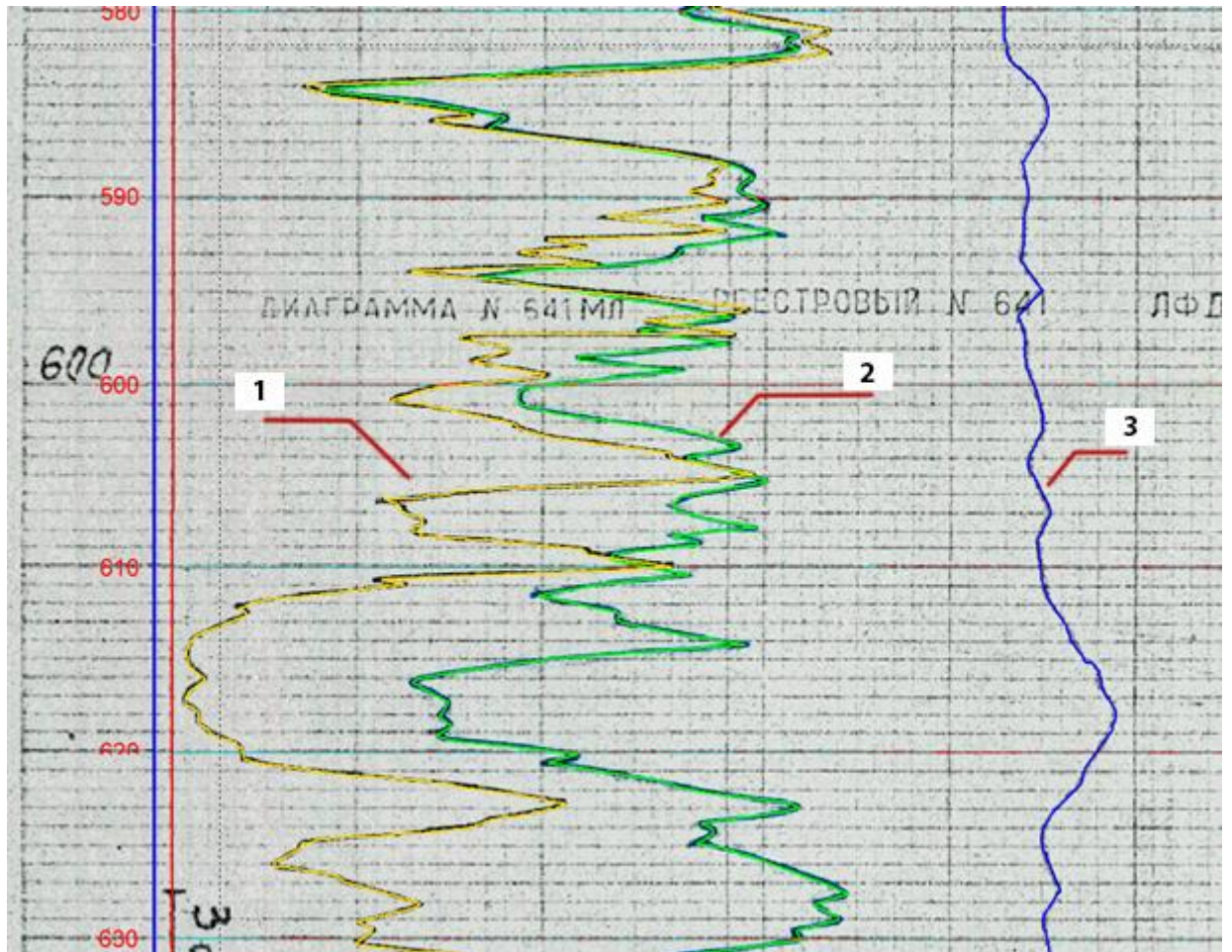
У даному розділі розглянуто наявні дані та представлено аналіз технічного стану свердловинного фонду Опарського ПСГ на основі інтерпретації матеріалів ГДС. Наведено теоретичні засади використаних методів геофізичних досліджень, розкрито принципи їх дії, умови застосування та критерії оцінки технічного стану свердловин.

##### **4.1. Огляд наявних матеріалів свердловинного фонду Опарського ПСГ**

Для досліджень цієї дипломної роботи було отримано дані по десятиом свердловинам. Кожна з цих свердловин є експлуатаційною та пробурена для горизонту VI (НД-8).

По всім свердловинам наявні основні методи перевірки технічного стану, а саме: метод локації муфт (ЛМ), гамма-гамма каротаж (ГГК), акустична цементометрія (АКЦ). По деяким свердловинам також є дані електромагнітної дефектоскопії (ДСЕМ), товщинометрії (ТМ) та локації перфораційних отворів (ЛПО). Всі дані знаходились у вигляді відсканованих каротажів у форматі JPEG. Для

зручного та ефективного використання, дані були оброблені та оцифровані у середовищі NeuraLog (Рисунок 3.1).



**Рис. 4.1 – Приклад оцифрування методу АКЦ у ПЗ NeuraLog:**

**1 – крива Ак; 2 – крива Ап; 3 – крива Тп.**

Оцифровані дані у форматі LAS були завантажені у базу даних середовища Petrel, де є можливість зручно відобразити всі наявні виміри в кожній свердловині (Рисунок 4.2). Таким чином для кожної свердловини завантажені та опрацьовані дані АКЦ, ГГК та ЛМ, у вигляді схеми відображені планові значення будови свердловини (Completions), на схемі вказані інтервали перфорації, глибини обсадних та насосно-компресорних труб (НКТ), глибина пакера та глибина тампонування. За наявності вимірів у свердловині також додані ЛПО, ДСЕМ та ТМ.



## 4.2. Основи інтерпретації технічних методів ГДС

### 4.2.1. Локатор муфт

Визначення просторового розташування сполучних муфт (замкових з'єднань) обсадних колон у стовбурі свердловини здійснюється шляхом використання магнітних локаторів. Зазначені прилади забезпечують не лише виявлення точного місця розташування муфтових з'єднань, але також дозволяють зафіксувати положення магнітних міток, зон розриву або потовщення труб, а також інтервали перфорації та інші зміни в структурі колони. Найчастіше локатори муфт застосовують для високоточної орієнтації перфоратора на необхідну глибину, відлічувану від конкретного елемента муфтового з'єднання.

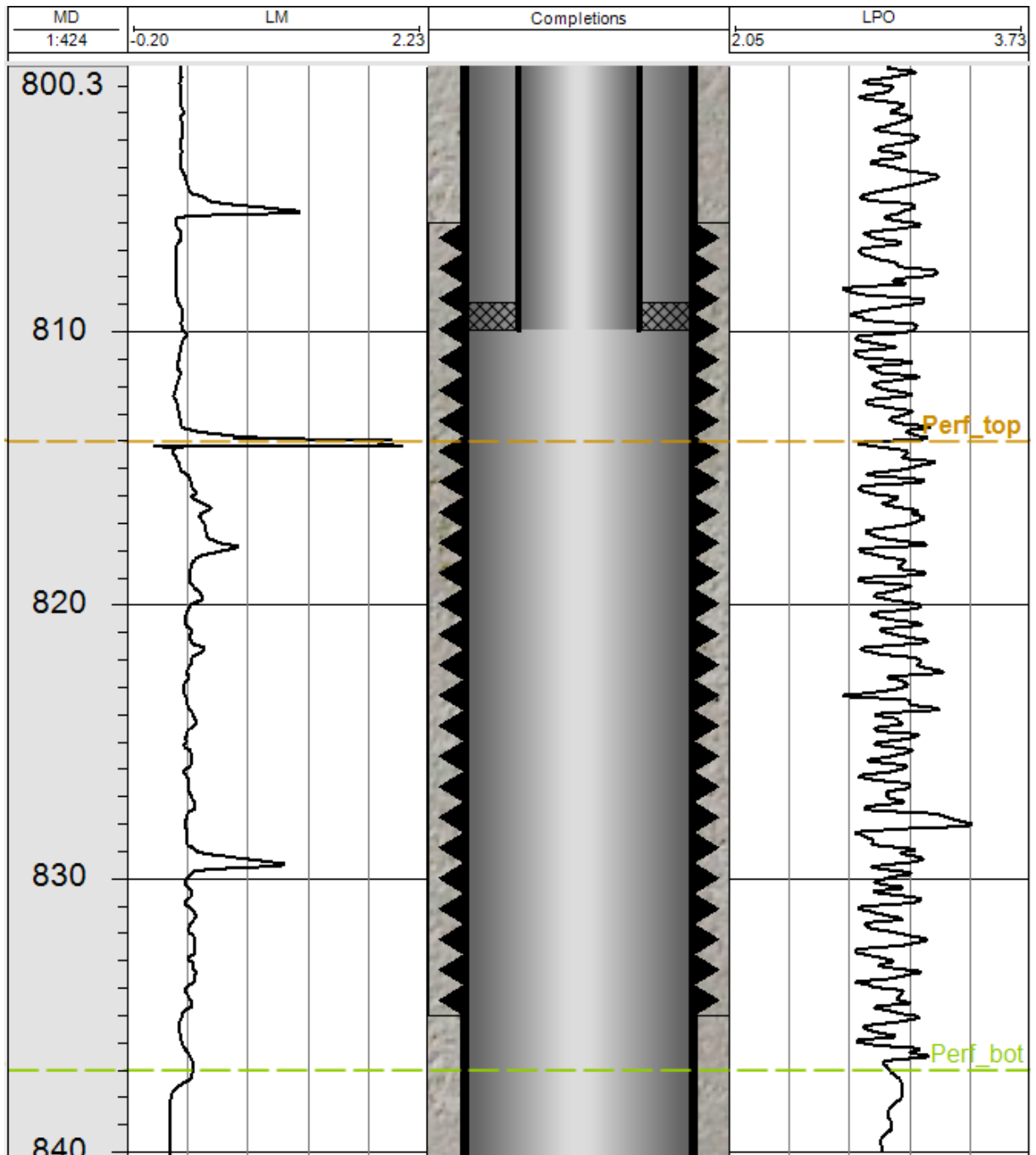
Конструктивно локатор муфт являє собою індуктивну котушку багат шарового типу з осердям із феромагнітного матеріалу, розташовану між двома постійними магнітами. Полярність магнітів орієнтована назустріч одна одній, що створює стабільне магнітне поле в зоні розміщення котушки. Увесь прилад поміщений в корпус, екранований від зовнішніх магнітних впливів. У свердловинних умовах значення напруженості магнітного поля в котушці визначається магнітним опором середовища, зокрема частиною, що включає обсадну колону.

Під час переміщення локатора вздовж стовбура свердловини магнітне поле залишається сталим до моменту, коли прилад перетинає ділянки або інші дефекти труб. Ці зміни спричиняють флуктуацію магнітного потоку, що, в свою чергу, індукує електрорушійну силу в котушці, проявляючись у вигляді імпульсів. Отримані імпульси передаються кабелем до реєструвального пристрою на поверхні, де фіксуються на діаграмній стрічці.

Аналіз таких діаграм дозволяє з високою точністю визначити розташування муфтових з'єднань обсадних або насосно-компресорних труб, локалізувати

інтервали перфорації та забезпечити точну глибинну прив'язку різноманітних геофізичних приладів.

Локатор перфораційних отворів (ЛПО) за своєю суттю мало чим відрізняється від ЛМ, але є більш чутливим і може ще точніше відмічати перфораційні отвори. У цій роботі ЛМ та ЛПО використовувались в першу чергу для уточнення інтервалів перфорації та перевірки муфтових з'єднань (Рисунок 4.3).



**Рис. 4.3 – Приклад визначення інтервалів перфорації за допомогою локаторів муфт і перфораційних отворів**

#### 4.2.2. Акустична цементометрія

Контроль цементування затрубного простору акустичним каротажем базується на вимірюванні амплітуди заломленої поздовжньої хвилі, яка розповсюджується в обсадній колоні, та реєстрації часу розповсюдження пружних коливань.

Застосування методу дозволяє вирішувати такі задачі:

- визначення фактичної висоти підйому цементного каменю;
- встановлення наявності або відсутності цементу за межами обсадної труби;
- ідентифікація тріщин, каналів і каверн у цементному камені, в тому числі малих розмірів;
- вивчити якість щеплення цементу з колоною та породами;
- дослідити процес формування цементного каменю з часом.

На основі результатів теоретичних та експериментальних досліджень встановлено наступне:

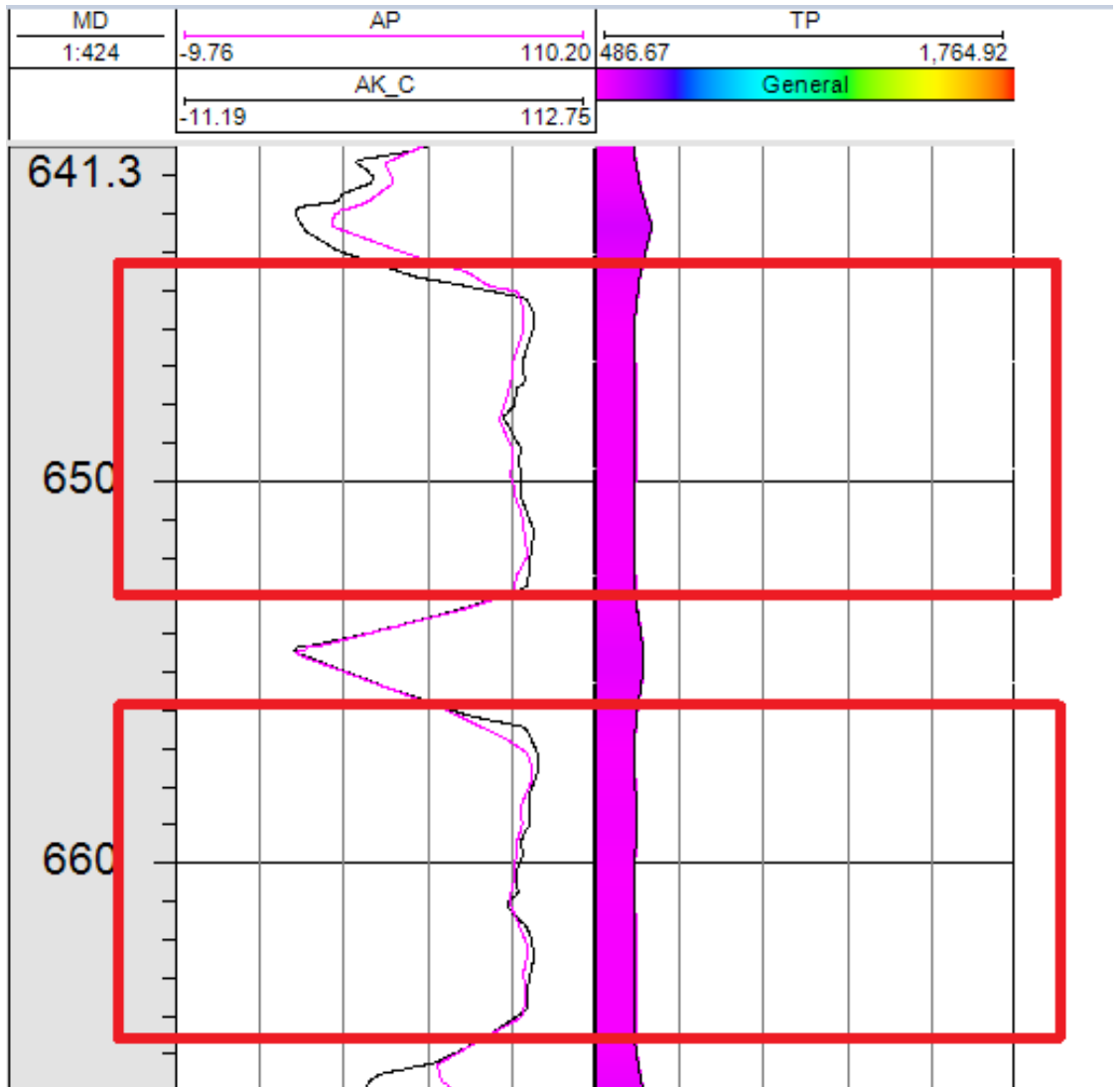
1. У разі відсутності зчеплення між цементом і обсадною колоною спостерігається максимальна амплітуда хвиль як у трубі, так і в прилеглих породах (Рисунок 4.4).

2. За умов щільного контакту цементу з колоною трубна хвиля відсутня або значно послаблена, що відображається мінімальними значеннями амплітуди на реєстраційній діаграмі. Якщо швидкість поширення пружних коливань у гірській породі перевищує аналогічний показник для труби, можлива поява додаткових аномалій на кривій. Для усунення неоднозначностей проводиться одночасна реєстрація часу проходження хвиль (Рисунок 4.5).

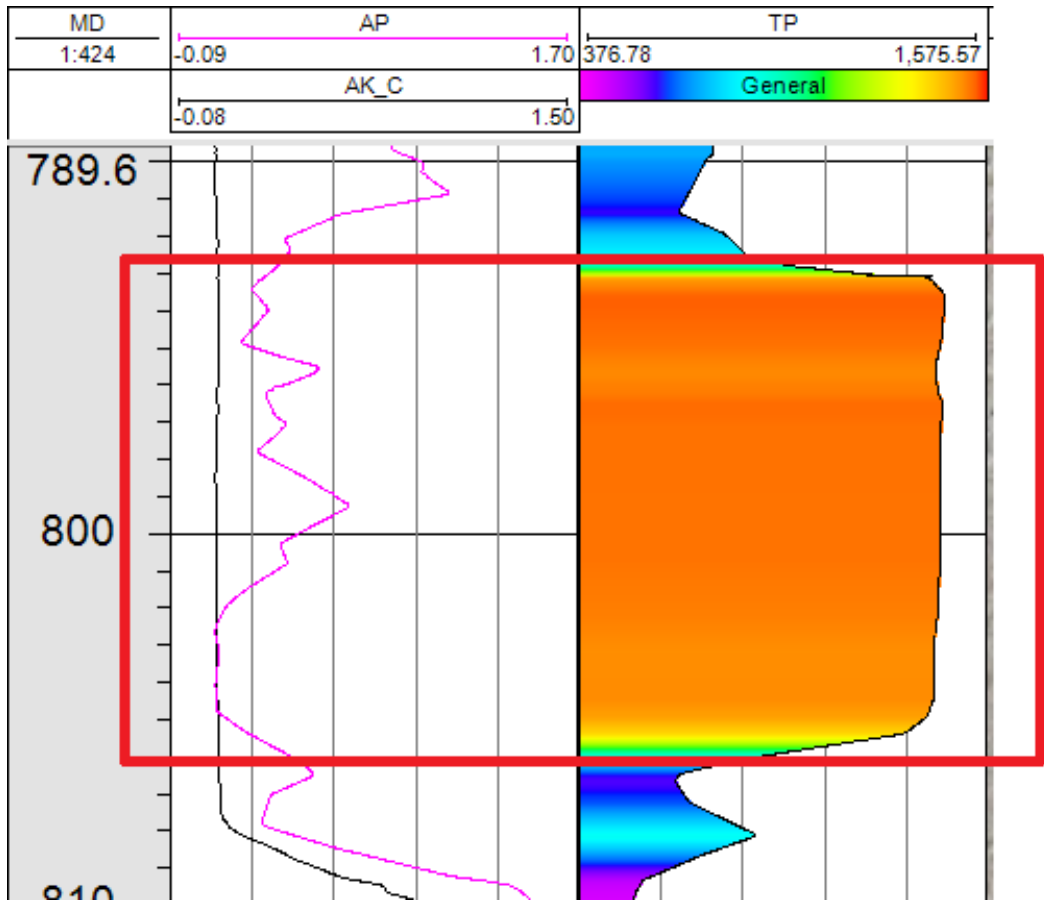
3. У випадку неповного зчеплення цементу з колоною на осцилограмі може бути зафіксована в першому вступі трубна хвиля проміжної амплітуди (Рисунок 4.6).

Для вимірювання амплітуди коливань поздовжньої хвилі, що йде в колоні, час пробігу поздовжньої хвилі та амплітуди коливань поздовжньої хвилі, яка

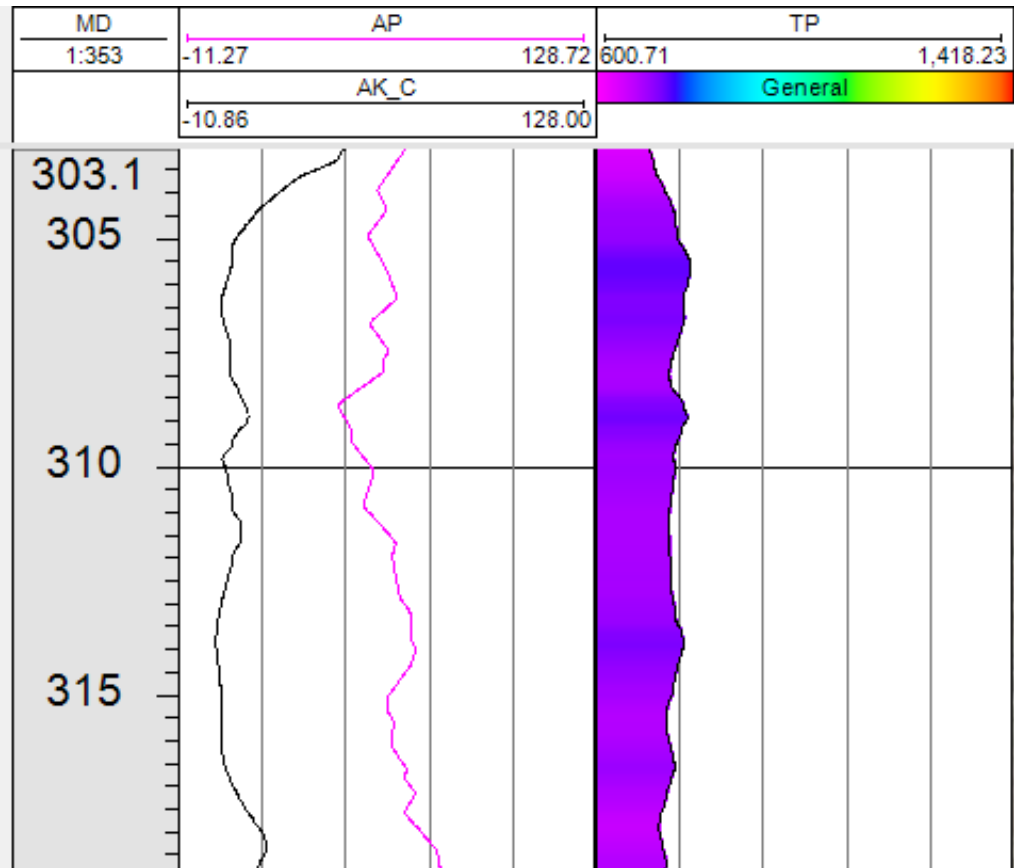
реєструється у якості першого вступу, розроблені акустичні цементоміри типу АКЦ. Вимірювання які проводились у свердловинах були проведені одним з них.



*Рис. 4.4 Приклад відсутнього зчеплення цементу з колоною*



**Рис. 4.5** Приклад надійного зчеплення цементу з колоною



**Рис. 4.6** Приклад неповного зчеплення цементу з колоною

### 4.2.3. Гамма-гамма каротаж (ГГК)

Метод оцінки якості цементування обсадних колон за допомогою гамма-гамма каротажу ґрунтується на фіксації розсіяного гамма-випромінювання, що виникає під час проходження гамма-квантів крізь середовища з різною щільністю.

В однорідному середовищі в міру віддалення від джерела ( $r$ ) щільність непоглинутих гамма-квантів ( $\Phi$ ) зменшується приблизно за законом:

$$\Phi \approx \tau \gamma \exp(-r/L\gamma)/(L\gamma^2 r) \quad (4.1)$$

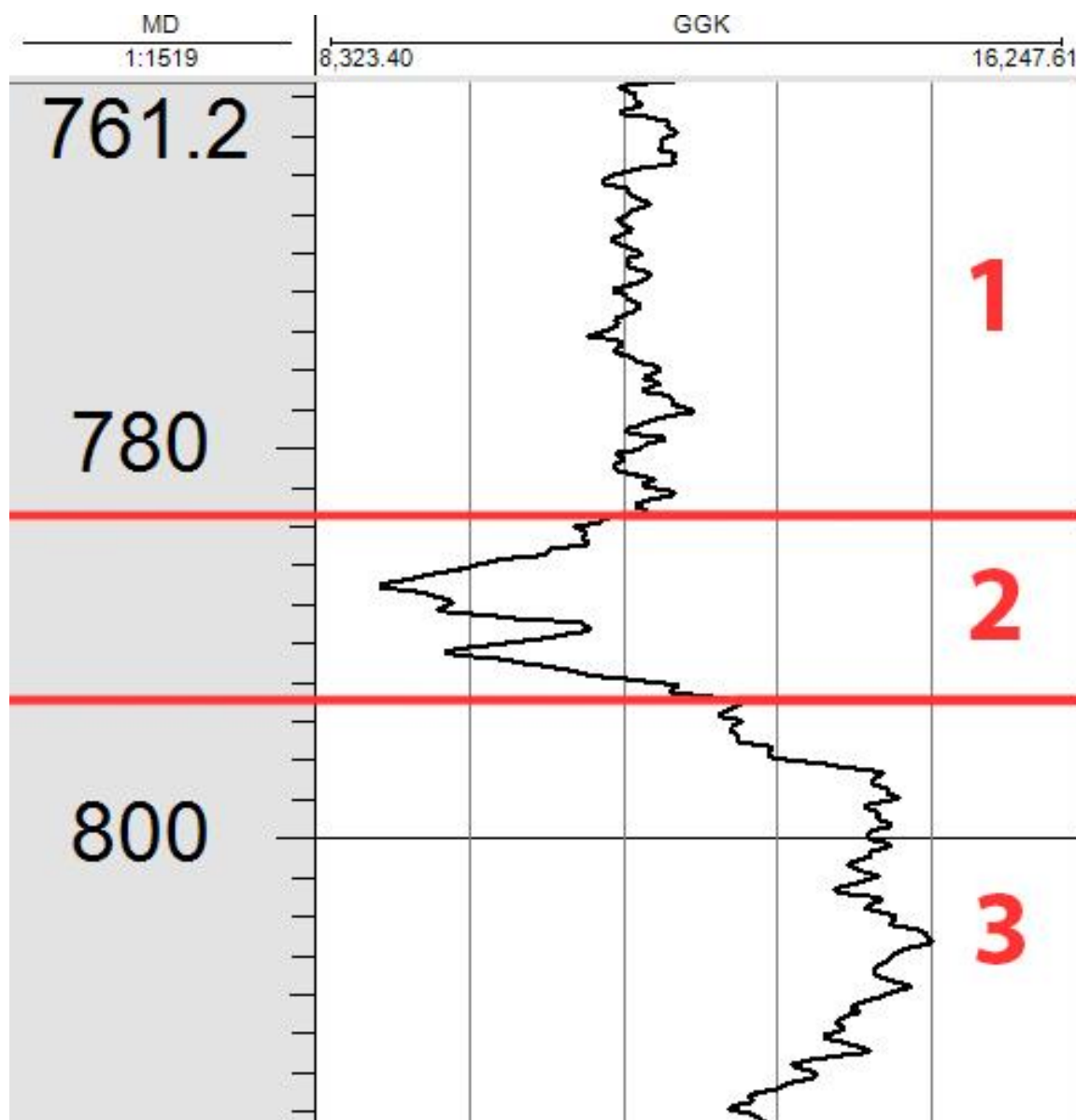
де  $\tau\gamma$  і  $L\gamma$  — відповідно середній час життя і середньоквадратична відстань, яку пролітає гамма-квант до його поглинання. Величини  $L\gamma$  і  $\tau\gamma$  обернено пропорційні «ймовірності» комптон-ефекту, отже,  $L\gamma \approx 1/\sigma$  і  $\tau\gamma \approx 1/\sigma$ , де  $\sigma$  – щільність середовища. На невеликих відстанях від джерела значення  $\Phi$  слабо залежить від експоненціального множника і визначається в основному множником  $1/(L\gamma^2 r)$ . В результаті цього з ростом щільності виміри  $I_{\gamma\gamma}$  збільшуються. У міру зростання щільності роль експоненціального множника зростає, і значення  $I_{\gamma\gamma}$ , досягнувши максимуму (точка інверсії), починають знижуватися. Зонд невеликої довжини, для якого з зростанням щільності показання  $I_{\gamma\gamma}$  зростають, називають доінверсійним, а зонд порівняно великої довжини, для якого  $I_{\gamma\gamma}$  зменшуються — заінверсійним. При вимірах для методу ГГК використовувалась апаратура ДРСТ невеликої глибини досліджень, тобто, доінверсійний зонд, а значить що в цьому випадку залежність виглядає як велика щільність – великі значення, низька щільність – низькі значення (рисунок 4.7).

Це дозволяє чітко ідентифікувати на графіку гамма-гамма каротажу ділянки, в яких цемент присутній, і ті, де він відсутній.

Застосування гамма-гамма каротажу забезпечує можливість:

- визначити фактичну висоту підйому цементу;
- оцінити наявність цементу та характер його розподілу в затрубному просторі;
- виявити перехідну зону між цементом і буровим розчином (гель-цемент);

- виявити в цементному камені невеликі раковини та канали;
- встановити ексцентриситет обсадної колони.



**Рис. 4.7** Визначення цементування за методом гамма-гамма каротажу:

**1 – часткове цементування, 2 – погане цементування,**

**3 – якісне цементування**

Для контролю якості цементування обсаджених колон може застосовуватись як одноканальна апаратура, що реєструє тільки одну каротажну криву, так і багатоканальні пристрої. Зокрема триканальні системи оснащують трьома детекторами, розташованими з кутовим рознесенням у  $120^\circ$ , а чотирьоканальні – чотирма детекторами, розташованими під кутом  $90^\circ$ . В даному випадку

вимірювання проводились одноканальною апаратурою. Вона застосовується з зондом, колімованим у радіальному секторі 30-50°, який здійснює обертальний рух із фіксованою кутовою швидкістю під час вертикального переміщення у свердловині.

Для більш кращого і повноцінного розуміння ГГК доцільно використовувати разом в комплексі з АКЦ.

#### **4.2.4. Дефектоскопія та товщинометрія**

До основних дефектів обсадних колон належать: корозія металу, механічне зношення та ерозія, тріщини, розрізи, відриви, деформації, зминання та наскрізні отвори. В більшості вони виникають від механічних напружень і корозійних процесів, вони напряду впливають на зміни товщини стінок обсадних труб.

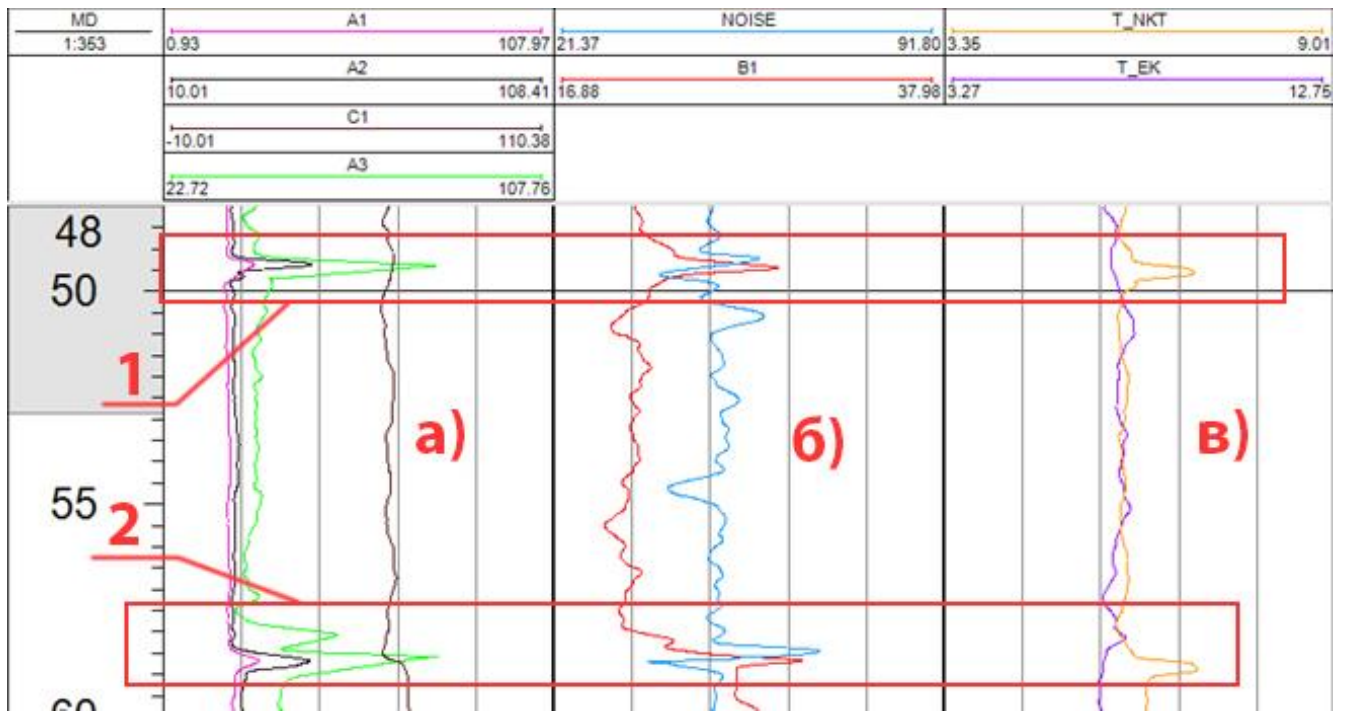
Знання фактичних геометричних параметрів, зокрема товщини стінки та внутрішнього діаметра обсадної колони є критично важливим для коректної інтерпретації результатів цементаційного контролю, а також інших методів дослідження обсаджених свердловин.

Оцінювання товщини стінок обсадних труб здійснюється за допомогою методу розсіяного гамма-випромінювання, джерелом якого є ізотоп тулію. Інтенсивність відбитого випромінювання реєструється гамма-товщиноміром, зонд якого має діаметр 7-9 см.

Для комплексного аналізу товщиномір часто використовується разом із каліброміром, що дозволяє з точністю до 1 мм визначити внутрішній діаметр сталевих труб. Окрім цього, внутрішній діаметр може бути визначений за допомогою таких приладів, як профілемір, мікрокаверномір та індукційний дефектоскоп.

Індукційний дефектоскоп працює на принципах електромагнітної дефектоскопії. Генераторна котушка зонда створює у металі обсадної колони

змінне вихрове електромагнітне поле. Комплексні компоненти цього поля реєструються двома приймальними котушками, розташованими симетрично відносно генераторної. Живлення генераторної котушки здійснюється змінним струмом частотою 300 Гц. За допомогою комутатора можна підключати до вимірювального кола або одну з приймальних котушок (режим прямого зонда), або обидві котушки, з'єднані послідовно (режим диференціального зонда). Прямий зонд переважно використовується для виявлення дефектних зон колони, тоді як диференціальний зонд забезпечує більш точні вимірювання, зокрема внутрішнього діаметра колони. При записі частіше за все фіксуються 6 кривих: 4 – виміри осьових зондів, три з яких є великими, і один з маленьким радіусом дії (чутливий до невеликих, локальних дефектів), криву поперечного зонда і криву постійного магнітного поля. В ідеальному варіанті, криві мають бути рівними і тільки на моментах муфтових з'єднань рівномірно відмічатись одним різким піком. Різного роду флуктуації на кривих біля муфт можуть вказувати на щільність «недокрученість» з'єднань (рисунок 4.8).



**Рис. 4.8 Приклад перевірки муфтових з'єднань методом дефектоскопії:**  
**а) криві великих (A1-A3) та малого (C1) осьових зондів, б) крива поперченого зонда (B1) та крива постійного магнітного поля (NOISE), 3) виміри товщиноміра експлуатаційної колони (T\_EK) та насосно компресорної труби (T\_NKT). 1 – якісне з'єднання, 2 – типове «недокручення» муфт.**

В цьому розділі описані тільки методи, які фактично проводились у досліджуваних свердловинах. Подібний комплекс методів дійсно може дати глибоке розуміння про технічний стан свердловин, але, на думку автора, не є найоптимальнішим. Метод ГГК хоч і вказує на щільність цементу, однак, ця характеристика значно важливіше під час перевірки саме затвердіння цементу. З роками, властивості цементу в старих свердловинах можуть змінюватись (наприклад розтріскуватись або руйнуватись), що може призвести до помилок та неоднозначності при інтерпретації. Саме тому при перевірці стану старих свердловин необхідніше знати інформацію про зчеплення цементу з колоною та свердловиною а не його щільність. Тому метод ГГК не є обов'язковим в даному випадку.

Для більш детального визначення зчеплення також можна використовувати більш новітню модифікацію радіальної акустичної цементометрії (RBT), замість звичайного АКЦ, це значно збільшить точність результатів, та дозволить точніше локалізувати проблемні ділянки цементациї.

Також до цього комплексу рекомендується додати метод мікропрофілометрії (МПМ), визначення внутрішнього діаметру колони в комплексі з дефектоскопією та товщинометрією дозволить набагато точніше характеризувати наявні дефекти стінок свердловини.

## **5. ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННЯ ІНФРАСТРУКТУРИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ НА ПРИКЛАДІ ОПАРСЬКОГО ПСГ**

### **5.1. Результати перевірки технічного стану свердловинного фонду**

Основними технічними ризиками, які можуть впливати на герметичність та продуктивність свердловин, є неякісне цементування, наявність дефектів обсадної колони та недостатня перфорація продуктивного горизонту. Саме цим аспектам приділяється найбільше уваги під час перевірки технічного стану.

Погане цементування стінок свердловин є одним із найчастіших і найсерйозніших факторів ризику. Недостатня ізоляція між пластами може призвести до міжпластових перетоків, що, в свою чергу, загрожує змішуванням флюїдів із різних горизонтів, втратами газу, а також виникненням екологічних та техногенних аварій. Крім того, неякісне цементування може стати причиною розгерметизації обсадної колони та виходу газу на поверхню, що створює безпосередню небезпеку для наземних об'єктів.

Дефекти сталевий обсадної колони, такі як корозія, тріщини, вм'ятини або часткова втрата цілісності, суттєво впливають на надійність конструкції свердловини. Зокрема, корозійні пошкодження можуть спричинити зниження механічної міцності труби, що підвищує ризик її руйнування під час циклічного навантаження. Тріщини або дефекти можуть стати причиною витоків газів або проникненню води.

Іншим важливим аспектом є ефективність перфорації. Якщо перфораційні канали мають недостатню кількість, неправильну орієнтацію або виконані в малопродуктивному інтервалі, це може призвести до суттєвого зниження дебіту свердловини. Як наслідок, знижується загальна ефективність ПСГ, ускладнюється процес закачування та добування газу, а також погіршуються умови експлуатації компресорного та іншого допоміжного обладнання.

Для перевірки технічного стану були взяті свердловини №264-273 Опарського ПСГ.

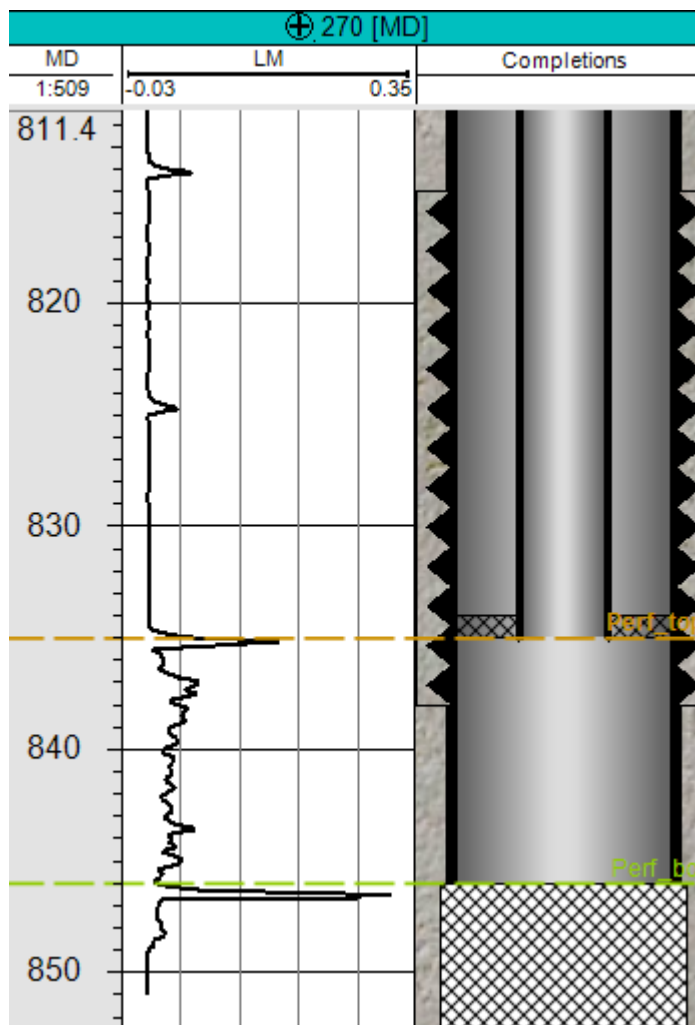
### 5.1.1. Інтервали перфорації.

За даними каротажів ЛМ та ЛПО було проведено порівняння фактичних глибин перфорації з плановими, результати наведені у таблиці:

*Таблиця 5.1 – Порівняння планових і фактичних інтервалів перфорації досліджуваних свердловин*

Номер свердловини	Глибина, м	
	Планова	Фактична
264	803-831	827-829
265	817-848	848-850
266	818-842	840-842
267	798-825	813-825
268	806-835	815-837
269	803-830	809-838
270	815-838	835-846
271	792-810	799-808
272	815-841	838-847
273	810-825	815-825

У свердловинах № 268, 269, 273, продуктивний горизонт НД-8 проперфорований добре, у свердловинах 267 та 271 – задовільно, а в свердловинах 264, 265, 266, 270, 272 горизонт розкритий погано. В більшості, погана перфорація пов'язана з занадто низьким розташуванням НКТ, які перекривають більшість продуктивного інтервалу (Рисунок 5.1).



**Рис. 5.1** Погана перфорації на прикладі свер. №270

### 5.1.2. Якість цементування колон свердловини.

Проаналізувавши дані ГГК та АКЦ по існуючим свердловинам можна зробити висновки:

- Свердловина 264 – Цемент піднятий до гирла свердловини, хороша якість цементування, окрім проміжку 230-260 м.
- Свердловина 265 – Покрівля цементної суміші відмічається на глибині 154 м, 154-813 – цементування задовільне, окрім проміжку 553-762, де цементування погане.

- Свердловина 266 – Цемент піднятий до гирла свердловини, якість цементування погана, майже по всьому інтервалу відсутнє зчеплення цементу з колоною.
- Свердловина 267 – Цемент піднятий до гирла свердловини, в загальному цементування характеризується задовільним.
- Свердловина 268 – Цемент піднятий до гирла свердловини, в загальному цементування характеризується задовільним.
- Свердловина 269 – Цемент піднятий до гирла свердловини, якість цементування як правило погана, але продуктивний пласт НД-8 ізольований добре.
- Свердловина 270 – Покрівля цементно-глинистої суміші відмічається на глибині 135 м, якість цементування в більшості погана, окрім інтервалу на рівні продуктивного пласта.
- Свердловина 271 – Покрівля цементно-глинистої суміші відмічається на глибині 180 м, якість цементування в більшості погана, окрім нижньої частини 654-832м.
- Свердловина 272 – Цемент піднятий до гирла свердловини, якість цементування в загальному задовільна, продуктивні пласти ізольовані добре.
- Свердловина 273 – Цемент піднятий до гирла свердловини, якість цементування характеризується як задовільна.

### **5.1.3. Технічний стан колон**

Методи ДСЕМ та ТМ, за допомогою яких можна об'єктивно перевірити технічний стан колон, з наявних свердловин проводились тільки для № 264, 267, 269, для всіх інших можливо тільки оцінити муфтові з'єднання за допомогою ЛМ.

Таким чином можна зробити наступні висновки про свердловини:

- Свердловина 264 – Явних дефектів (тріщин, вм'ятин тощо) не виявлено, на експлуатаційній колоні помітні сліди механічного зношення металу та корозії,

товщина стінок з 6,88 мм номінальної місцями зменшується до 6 мм, на НКТ зменшення товщини також доходить до 1мм, але в загальному, стан кращий ніж у експлуатаційної. На глибині 60 м відмічається невелике розкручення муфт.

- Свердловина 267 – Муфтові з'єднання чітко відмічаються і знаходяться в гарному стані, по інтервалу дослідження явних дефектів не виявлено, однак по всьому інтервалу стабільно відмічається зменшення товщини стінок колон, місцями зношення досягає 2 мм.

- Свердловина 269 – Муфтові з'єднання чітко відмічаються і знаходяться в гарному стані, по інтервалу дослідження явних дефектів не виявлено, Насосно-компресорні труби з 6,88 мм товщини зносились приблизно на 1мм майже по всьому інтервалу, експлуатаційні колони також піддалися корозії, але менше.

По всім іншим можна сказати, що муфтові з'єднання чітко відмічаються і знаходяться в придатному стані, по кривим локатора муфт сильних аномалій, вказуючих на якісь сильні дефекти (розломи тощо), не виявлено.

Оцінюючи загальний стан свердловин можна сказати наступне: в цілому, досліджувані свердловини знаходяться в задовільному технічному стані та мають непогану герметичність продуктивного пласта, тому кожна з них є придатною для подальшої експлуатації.

Однак, щоб усунути можливості різного роду аварій, для свердловин № 266, 269, 270, 271 рекомендовано найближчим часом провести капітальний ремонт для покращення технічного стану і укріплення конструкції.

Також, для збільшення дебіту та покращення продуктивності, рекомендується провести додаткову перфорацію для свердловин № 264, 265, 266, 270, 272 в наступних інтервалах:

- 264 – 803-827 м;
- 265 – 817-848 м;
- 266 – 818-840 м;
- 270 – 815-835 м;

- 272 – 815-838 м.

## **5.2. Можливості перепрофілювання підземного сховища газу під зберігання водню**

Для оцінки можливості перепрофілювання підземного сховища газу під зберігання водню необхідно комплексно проаналізувати всі частини, які напряду взаємодіють з воднем. Такими можна назвати продуктивні горизонти, в яких потенційно буде зберігатись водень та промислові об'єкти інфраструктури ПСГ, в першу чергу – свердловини.

В даній роботі, як приклад об'єкта під зберігання водню розглядається Опарське підземне сховище газу. Воно побудоване на виснаженому родовищі та експлуатує три продуктивних горизонти нижнього сармату що залягають від 590 до 850 м. Кожен з цих горизонтів представляє собою пісковики, пісковики глинисті та невеликі прошарки глин, породами покришками також слугують глини.

Для об'єктів, що не є кавернозними соляними формаціями, які вважаються найнадійнішим варіантом для зберігання водню, пісковики є одним з найоптимальніших колекторів для зберігання, бо вони майже ніяк не взаємодіють з воднем. Глини також добре підходять але у ролі покришок, їх низька проникність не дозволяє проходити навіть молекулам  $H_2$ , які набагато менше молекул  $CH_4$ . На такій глибині, пластового тиску буде достатньо, щоб утримувати водень з мінімальними втратами.

Аналізуючи інші характеристики досліджуваних горизонтів (таблиця 2.2), можна сказати, що продуктивні горизонти Опарського підземного сховища газу підходять під критерії зберігання водню описані в підрозділі 1.3.

Іншим важливим питанням є визначення сумісності свердловин з воднем. Свердловина фактично є єдиним інструментом фізичної взаємодії з продуктивним горизонтом, саме через неї будуть відбуватись всі переміщення водню, тому

важливо щоб вона витримувала необхідні навантаження. Важливо враховувати, що водень є значно фізично і хімічно активнішим та «агресивнішим» ніж природний газ, тому навіть свердловини, які теоретично підходять для роботи з природним газом, можуть бути не зовсім придатними для роботи з воднем. Особливо ретельно треба перевіряти вже існуючі свердловини ПСГ, які вже не перший рік експлуатуються з природним газом. На прикладі саме таких свердловин проводились дослідження в даній роботі.

Основними елементами, які потребують перевірки є цементация затрубного простору та металеві труби, саме з ними пов'язані майже всі можливі ризики витоків і втрати водню.

Водень майже не активний з основними компонентами цементних сумішей, які частіше за все використовуються у свердловинах. Тому, найголовнішим фактором придатності цементування свердловин під водень є якісне, щільне зчеплення цементу з колоною та прилеглою породою, тобто в найуразливіших місцях, де може відбуватись розущільнення під дією термомеханічних коливань, особливо в умовах циклічного навантаження ПСГ. Якщо слабке або неповне зчеплення теоретично все ще може виконувати свою роль ізоляції покладу природного газу, то для водню, враховуючи розміри його молекул, проникність та підвищений тиск, при якому буде відбуватись експлуатація, неякісне цементування може легко стати причиною міжпластових перетоків.

У випадку металевих обсадних колон, під тиском водень може активно проникати та взаємодіяти з кристалічною решіткою спричиняючи зменшення пластичності та міцності труб, що збільшує ризики аварійних ситуацій. Тому при проектуванні підземного зберігання водню необхідно враховувати, які саме труби будуть використовуватись у свердловинах, які саме в них марки сталі і чи стійкі вони при експлуатації з  $H_2$ .

В Опарському ПСГ частіше за все використовувались насосно компресорні труби діаметром 114 мм та товщиною 6,88 мм. Таких геометричних параметрів

повністю достатньо для ефективної та безпечної експлуатації в умовах даної території. Марку сталі, яка використовувалась, можна віднести до сталей класу API L80, як показано в табл. 3.2, вони є придатними для роботи з воднем, але вимагають постійного контролю за їх станом. Однак, важливо врахувати, що досліджувані свердловини вже експлуатувались і стінки колон вже піддавались корозії та зношуванню металу, тому треба визначити чи доцільно використовувати їх з воднем в тому стані в якому вони є.

Проаналізувавши наявні дані, за описаними вище факторами, була проведена спроба визначення придатності свердловин для роботи з воднем, результати наведені в таблиці 5.2.

*Таблиця 5.2 Придатність свердловин для використання з H<sub>2</sub>*

Номер свердловини	Загальна якість цементування	Цементна ізоляція продуктивного пласта	Ступінь зношення металу	Наявність дефектів колон	Придатність для використання з H <sub>2</sub>	Примітка
264	Хороша	Хороша	до 20%	Не виявлені	Придатна	
265	Задовільна	Погана	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
266	Погана	Погана	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
267	Задовільна	Погана	до 20%	Не виявлені	Непридатна	
268	Задовільна	Часткова	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
269	Погана	Хороша	до 20%	Не виявлені	Придатна	
270	Погана	Хороша	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
271	Погана	Хороша	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
272	Задовільна	Хороша	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились
273	Задовільна	Хороша	Невідомо	Не виявлені	Недостатньо даних	ДСЕМ, ТМ не проводились

Таким чином, з 10 досліджених свердловин, тільки 3 (264, 267, 269) можна впевнено класифікувати на придатність роботи з воднем і тільки 2 з них (264, 269) можна віднести до придатних. З приводу інших можна тільки зробити припущення на основі того що, вони бурились і експлуатувались приблизно в такому самому

режимі, як і досліджені свердловини, і їх технічний стан не повинен сильно відрізнятися від інших свердловин. В такому ключі, свердловини 265, 266, 268 можна умовно віднести до непридатних а свердловини 270, 271, 272 та 273 – до придатних. Однак для точного визначення, в цих свердловинах необхідно також провести виміри дефектоскопії та товщинометрії.

Що стосується класифікованих свердловин, щоб №267 можна було віднести до придатних, для забезпечення якісної ізоляції необхідно провести додаткове цементування на рівні продуктивного горизонту. З приводу загального стану труб, хоч свердловини в такому стані і можуть почати експлуатуватись з воднем, за час роботи до цього, колони вже піддалися досить сильному зношенню, тому, через декілька циклів навантажень їх необхідно буде замінити. Для покращення продуктивності, зменшення затрат на подальші ремонтні роботи рекомендується замінити труби не на такі самі класу API L80 а на більш стійкі до водню, наприклад API 13Cr.

### **5.3. Аналіз результатів виконаної роботи**

Проаналізувавши проведену роботу, є можливість визначити оптимальний комплекс геофізичних досліджень для перевірки технічного стану свердловин, вказати основні критерії придатності свердловин для роботи з воднем, розробити певну методику перевірки інфраструктури ПСГ для перепрофілювання під водень, описати ключові ризики та обмеження інфраструктури в нових умовах.

Для повноцінної перевірки технічного стану свердловин автором роботи рекомендовано використовувати наступний комплекс методів ГДС:

- Локатор перфораційних отворів (ЛПО) – дозволяє чітко визначити інтервали фактичної перфорації.
- Електромагнітна дефектоскопія (ДСЕМ) – вказує на наявність змін та деформацій у обсадній колоні.

- Товщинометрія (ТМ) – дає точну інформацію про товщину стінок колони
- Мікропрофілометрія (МПП) – в комплексі з ТМ, допомагає уточнювати характер дефектів колони.
- Акустична цементометрія (АКЦ) – добре відображає стан зчеплення цементу з колоною та прилеглими породами, рекомендовано використовувати модифікацію радіальної акустичної цементометрії (RBT) для ще більш точного відображення характеру цементування.

Описаний комплекс ГДС дозволяє об'єктивно оцінити технічний стан свердловини та детально дослідити всі її основні елементи, такі як цементне кільце, обсадні та насосно-компресорні труби. Саме їх стан повинен ретельно перевірятись при визначенні придатності свердловини для можливого перепрофілювання під водень. Необхідно бути впевненим, що в більш вимогливих умовах при зберіганні водню, у газових свердловинах металеві труби можуть витримувати постійні циклічні навантаження а цементний камінь надійно виконує свою ізоляційну роль для продуктивного горизонту. В цілому, методику перевірки інфраструктури ПСГ можна зобразити наступним чином:

- Оцінка геологічних умов ПСГ для зберігання водню. Перед тим як проводити більш детальні дослідження інфраструктури, необхідно оцінити геологічні умови існуючих покладів, чи можливо та доцільно зберігати в них водень.
- Детальний аналіз технічного стану свердловин. Якщо умови ПСГ сприятливі під зберігання водню, наступним кроком є проведення геофізичних досліджень з метою визначення технічного стану свердловин. Головними критеріями при перевірці виступає повна герметичність і ізоляція покладу і трубного простору та сумісність металевих елементів з  $H_2$ .
- На основі результатів досліджень, визначається придатність інфраструктури ПСГ в умовах зберігання водню. На основі результатів досліджень, надається оцінка придатності свердловинного фонду для роботи з воднем. За необхідністю додаються рекомендації для покращення стану.

Більшість ризиків при зберіганні водню пов'язані з його невеликим молекулярним розміром та високим тиском, при якому його треба зберігати. Через це водень може легко проникати в різні ущільнення та стики. Також проблемою є явище водневої крихкості, коли водень після довгої взаємодії зі сталевими сплавами може проникати в їх структуру зменшувати їх міцність та утворювати мікротріщини. Зараз, в світі достатньо знань та технологій, щоб виявити та усунути подібні ризики, наприклад, використання сплавів та поверхонь стійких до водню, використання різних ущільнювачів, методики цементації та вторинної (ремонтної) цементації.

Однак, найбільшою проблемою при зберіганні водню, залишається його біо- та геохімічна активність. Через неї можуть бути втрати водню навіть в умовах ідеально герметичного пласта та свердловини. Головними причинами такого явища виступають хімічні реакції з карбонатними породами та наявність мікроорганізмів, які споживають водень та можуть генерувати сірководень  $H_2S$  та метан  $CH_4$ , що зменшує кількість та якість зберігаємого водню.

На жаль, зараз ці аспекти ніяк неможливо повністю вилучити, існують тільки різні варіанти, як їх можна зменшити та сповільнити, наприклад пропонується практика зберігання водню при збільшених температурах, для пригнічення біотичних реакцій.

## ВИСНОВКИ

Автором роботи було розглянуто обсяги використання підземних сховищ газу у світі та їх роль у напрямку глобального зменшення використання викопних палив та переходу до більш сталих джерел енергії, основним з яких виступає водень. Описано існуючі критерії для оцінки можливості зберігання водню у підземних сховищах газу.

Висвітлено стан інфраструктури ПСГ в Україні, її важливість та потенціал у зберіганні водню для всієї Європи. Розглянуті основні виклики, які виникають при проектуванні підземного зберігання водню.

Було проаналізовано наявні дані Опарського підземного сховища газу, на основі якого відбувались дослідження: геологічні відомості, наявні дані геофізичних досліджень свердловин, на основі яких, був визначений технічний стан свердловин. Співставляючи результати інтерпретації з фізико-хімічними вимогами зберігання водню, були висунуті рішення о придатності досліджуваних свердловин для роботи з воднем. З 10 досліджених свердловин точно класифікувати вдалось тільки 3, 2 з них є придатними під використання водню. Про інші 7 свердловин наявна занадто мала кількість інформації, тому щодо них висунуті лише приблизні припущення.

Результатами цієї роботи є визначення оптимального комплексу методів ГДС по дообстеженню свердловинного фонду, до нього входять: ЛПО, ДСЕМ, ТМ, МПМ і АКЦ. Також визначені критерії оцінки технічних елементів свердловин з урахуванням специфіки водню. Описані мінімальні (критичні) вимоги до цементного кільця, обсадних та насосно-компресорних труб.

Основними критеріями визначена стійкість елементів інфраструктури до водню та їхню цілісність, що забезпечуватиме високий рівень герметичності. У першу чергу елементи свердловини повинні бути виготовлені з матеріалів стійких до хімічного впливу водню. Свердловини повинні мати якісну цементацию

щонайменше на рівні продуктивного горизонту. По всьому стовбуру свердловини у насосно-компресорних трубах повинні мати щільні муфтові з'єднання та не містити дефектів, що можуть призводити до витоків водню.

Продовженням цієї роботи може виступати вивчення біо- та геохімічних реакцій водню у пластовому середовищі та визначення варіантів їх мінімізації для забезпечення ефективних та безпечних умов зберігання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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.

Наказ кабінету міністрів України «Про схвалення водневої стратегії України на період до 2050 року» № 1134 від 09.12.2022 р. (2022). Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1134-2022>.

*Авторський нагляд за процесом експлуатації Більче-Волицько-Угерського ПСГ, Опарського ПСГ, Дашавського ПСГ, Угерського ПСГ*. Харків: УКРНДІГАЗ. (2016)

Aftab A., Hassanpouryouzband A., Martin A., Kendrick J. E., Thaysen E. M, Heinemann N., Utley J., Wilkinson M., Haszeldine R. S., Edlmann K. (2023). Geochemical Integrity of Wellbore Cements during Geological Hydrogen Storage. *Environmental Science & Technology Letters*, 10(7), 551–556. <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.3c00303>.

Alms K., Ahrens B., Graf M., Nehler M. (2023). *Linking geological and infrastructural requirements for large-scale underground hydrogen storage in Germany*. Basel <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1172003>.

Cappellani C. (2022). *Hydrogen Underground Storage: Status of Technology and Perspectives* from <https://hydrogen-portal.com/hydrogen-underground-storage-status-of-technology-and-perspectives/>.

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 CO<sub>2</sub> Storage*. Basel. <https://doi.org/10.3390/su17062400>.

Hussain A., Emadi H., Thiagarajan S. R., Fernandez D. M., Ispas I., Watson M. (2024) *Non-Destructive Cyclic Analysis of Sealing Ability of Well Cement for Seasonal Underground Hydrogen Storage*. Basel <https://doi.org/10.3390/app14177973>.

Hystories (2021). *Definition of Selection Criteria for a Hydrogen Storage Site in Depleted Fields or Aquifers* Retrieved from <https://hystories.eu/publications-hystories/>.

Martins F., Felgueiras C., Smitkova M., Caetano N. (2019). Analysis of Fossil Fuel Energy Consumption and Environmental Impacts in European Countries. *Energy Procedia*, vol. 153. <https://doi.org/10.3390/en12060964>.

Polidoro, F. (2023) *Safety aspects related to the underground hydrogen storage*. 10th International Conference on Hydrogen Safety (ICHS 2023), 19-21 september, Bilbao, Spain. <https://hysafe.info/ichs2023/>.

Sun B., Zhang M., Sun Q., Zhong J., Shao G. (2025). *Review on natural hydrogen wells safety*. Basel. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-55773-y>.

Zeng L., Sarmadivaleh M., Saeedi A., University C., Al-Yaseri A., Fahd K. (2022) *Thermodynamic Modelling on Wellbore Cement Integrity During Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Reservoirs*. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 17-19 October, Adelaide, Australia. <https://doi.org/10.2118/210639-MS>.