

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: «Дослідження колекторських властивостей за даними ГДС на прикладі
Гомінського ПСГ»**

Виконав	студент 2-го курсу магістратури кафедри геофізики Пономаренко Олексій Миколайович
Науковий керівник	доцент, кандидат геологічних наук Онищук Віктор Іванович

Робота рекомендується до захисту (протокол № 10 засідання
кафедри геофізики від 21.05.2024)

Завідувач кафедри	доцент, кандидат геологічних наук Онищук Віктор Іванович
-------------------	---

Київ – 2024

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ	8
1.1 Орогідрографія та загальні відомості.....	8
1.2 Геолого-геофізична вивченість.....	10
1.3 Стратиграфія.....	11
1.4 Тектоніка.....	14
1.5 Літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів.....	17
1.6 Газоносність	18
РОЗДІЛ 2. ПРИРОДНІ ГАЗИ: КЛАСИФІКАЦІЯ, ВЛАСТИВОСТІ ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПАРАМЕТРИ	20
2.1 Класифікація природних газів.....	20
2.2 Властивості природних газів	21
2.3 Фізико-хімічні параметри природних газів.....	21
РОЗДІЛ 3. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	24
3.1 Середовище свердловини	25
4.2 Методи геофізичного каротажу.....	25
РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ТА АНАЛІЗ ОТРИМАНИХ ДАНИХ...	40
4.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивного горизонту	40
4.2 Газодинамічні дослідження свердловин.....	40
4.3 Геофізичні дослідження свердловин	43

РОЗДІЛ 5. ВИЗНАЧЕННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГОМІНСЬКОГО	
ПСГ ТА АНАЛІЗ ВЕЛИЧИНИ ВТРАТИ ГАЗУ	45
5.1 Визначення K_p , K_{glin} , K_{sand}	45
5.1.1 Визначення коефіцієнта пористості (K_p) теригенних колекторів	45
5.1.2 Методика визначення K_p за допомогою ГК	45
5.1.2 Визначення коефіцієнта пористості (K_p) теригенних колекторів	46
5.2 Побудова структурної карти Гомінського ПСГ	47
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	69
ДОДАТКИ	71

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АХ – Аналітичні характеристики

ВП – Вивчення процесів

ВС – Впливові фактори

ГД – Газодинаміка

ГК – Газокомпозиція

ГМ – Газометрія

ГП – Газопровід

ГТ – Газотранспорт

ДНКМГ – Дослідження наявності компоненту міграції газу

ЕММГ – Експериментальне моделювання міграції газу

МГ – Міграція газу.

НКМГ – Наявність компоненту міграції газу

ПІ – Природно-історичні фактори

ПСГ – Підземне сховище газу

ВСТУП

Проблематика ефективного зберігання та використання природного газу є однією з найважливіших у сучасній енергетичній політиці багатьох країн світу. Природний газ є не лише ключовим джерелом енергії для промисловості та домогосподарств, але й важливим фактором економічної стабільності та енергетичної безпеки. У зв'язку з цим питання створення та управління підземними сховищами газу (ПСГ) набуває особливої актуальності.

Одним із головних викликів при експлуатації ПСГ є проблема міграції газу. Цей процес, якщо його не контролювати належним чином, може призвести до значних втрат природного газу, зниження ефективності сховища та серйозних екологічних наслідків. Міграція газу може вплинути на якість ґрунтових вод, забруднити атмосферу метаном — потужним парниковим газом, а також створити небезпеку для здоров'я людей і тварин, що проживають поблизу сховища.

Наукові дослідження та технологічні інновації у сфері геофізичних досліджень свердловин дозволяють більш точно вивчати структуру підземних формацій, виявляти можливі шляхи міграції газу та розробляти ефективні методи для запобігання витокам. Застосування сучасних методів каротажу, таких як сонічний, електричний, нейтронний та гамма-каротаж, дозволяє отримувати детальну інформацію про фізичні властивості порід, їх пористість, проникність та хімічний склад.

Геофізичний каротаж свердловин, зокрема, надає можливість визначення складу, варіабельності та фізичних властивостей порід навколо свердловини, що значно розширює обсяг досліджуваного матеріалу порівняно з традиційними методами буріння. Можливість точного контролю глибини з точністю до кількох міліметрів робить цей метод незамінним для отримання високоякісних даних про підземні структури.

Особливу увагу в дослідженні приділено аналізу геофізичних методів дослідження, таких як каротаж індукованої поляризації, магнітної сприйнятливості та природного гамма-каротажу. Кожен з цих методів має свої унікальні переваги і застосування, що дозволяє отримати комплексну картину стану підземного сховища та його оточення.

Основною **метою** цієї роботи є визначення колекторських властивостей колектора, та відстеження величини втрати колектором газу в Гомінському ПСГ.

Робота базується на детальному аналізі геофізичних, хімічних та моделювальних даних, що дозволяє зробити обґрунтовані висновки та пропозиції.

Об'єкт дослідження. Гомінське підземне сховище газу (ПСГ) для зберігання та розподілу природного газу.

Предмет дослідження. Фізичні характеристики колектору та їхній вплив за зберігання газу в ПСГ.

Методи дослідження:

1) включають в себе геофізичне дослідження для визначення структури підземних формацій та моніторингу їхнього стану. Це може включати сейсмічне обстеження, вимірювання гравітаційного поля та магнітних полів, радіоактивне дослідження тощо;

2) засновані на вивченні хімічного складу ґрунтових та водних зразків, які дозволяють виявити наявність та динаміку втрати ПСГ газу. Це може включати збір проб ґрунту, води та повітря для аналізу складу газів;

3) оцінка руху підземних вод та їх взаємодії з газовими формаціями, яка може впливати на міграцію газу.;

4) використання комп'ютерних моделей для симуляції процесів міграції газу в Гомінському ПСГ на основі введених даних та параметрів.

Кожен з цих методів вносить важливий внесок у розуміння та дослідження міграції газу в підземних сховищах газу, а їх комбінація дозволить отримати більш повне та об'єктивне уявлення про цей процес.

Завдання:

1. Розрахувати колекторські властивості Гомінського ПСГ
2. Виділити потейційні зони кращих колекторів

Наукова новизна роботи полягає у наступному:

- 1) вперше розраховано параметри Гомінського ПСГ, та розраховані його характеристики;
- 2) побудовано структурну карту колектора .

Можливості практичного використання результатів дослідження

Результати даного дослідження мають широкий спектр практичного застосування, що сприятиме підвищенню ефективності та безпеки експлуатації підземних сховищ газу. Основні можливості включають:

Підтримка прийняття рішень: Створені моделі міграції газу можуть бути використані як інструменти підтримки прийняття рішень для управлінців та інженерів. Це дозволить швидше і точніше оцінювати ситуацію та розробляти відповідні заходи для оптимізації роботи сховищ.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ

1.1 Орогідрографія та загальні відомості

Форми рельєфу є геометричними фігурами, обмеженими різними поверхнями, які можуть бути плоскими або нахиленими. При зіткненні таких поверхонь утворюються різноманітні геометричні елементи, такі як вершини, гребені, сідловини тощо.

Форми рельєфу можна класифікувати за різними параметрами, зокрема додатністю (опуклістю) або від'ємністю (ввігнутістю), складністю та замкнутістю. Наприклад, гори та хребти належать до додатних форм, тоді як водойми та долини – до від'ємних. Замкнуті форми рельєфу оточені схилами з усіх боків, як, наприклад, озера і болота. Відкриті форми мають хоча б один незакритий схил, наприклад, річки та струмки.

Форми рельєфу можуть бути простими або складними. Прості форми мають регулярні геометричні контури та не складаються з інших форм. Складні форми, навпаки, є комбінаціями простих форм і характерні для більших територій.

Рельєф, видимий з висоти, може здатися хаотичним нагромадженням різних форм. Проте уважне дослідження показує, що існують форми, подібні за розмірами, зовнішнім виглядом та походженням. Ці форми можуть об'єднуватися в природні комплекси, які називаються типами рельєфу. Типи рельєфу визначаються закономірним поєднанням подібних форм рельєфу. Залежно від розмірів виділяють планетарні, мегаформи, макроформи, мезоформи, мікроформи та наноформи.

Вивчення рельєфу проводиться в декількох напрямках: морфографічному, морфометричному та генетичному. Морфографічний аналіз досліджує зовнішні риси форм рельєфу. Морфометричний аналіз зосереджується на вимірах рельєфу, а генетичний аналіз вивчає походження та історію формування рельєфу.

Рельєф земної поверхні формується через взаємодію багатьох процесів, які поділяються на ендогенні та екзогенні. Існують також фактори, які, хоча й не безпосередньо формують рельєф, впливають на його утворення, визначаючи характер, склад, інтенсивність та розповсюдження цих процесів на земній поверхні. Кліматичні умови місцевості впливають на екзогенні процеси рельєфоутворення, такі як ерозія та відкладання. Склад і будова земної кори впливають на обидва типи процесів, що відбуваються на поверхні та вглибині землі. Наприклад, наявність вічної мерзлоти може значно впливати на екзогенні процеси.

Деякі фактори, такі як рослинність та сила тяжіння, хоча й не є безпосередньою причиною утворення рельєфу, мають великий вплив на ендогенні та екзогенні процеси. Наприклад, сила тяжіння може викликати схилі процеси, такі як зсуви та обвали, що впливають на формування рельєфу. Людська діяльність, така як будівництво каналів і зміни русел рік, також впливає на формування рельєфу, часто маючи деструктивний вплив на природні екосистеми.

Рельєф впливає на інші компоненти природного ландшафту, такі як розподіл рослинності та тваринного світу. У свою чергу, рослинність і тваринний світ можуть впливати на рельєф через біогенні процеси. Наприклад, густий лісовий та трав'яний покрив може запобігати водній та вітровій ерозії та формуванню ерозійних форм рельєфу. Рослинність також сприяє утворенню акумулятивних форм, коли швидкість руху водних та вітрових потоків зменшується у густому рослинному покриві, що призводить до відкладання матеріалу. Іноді рослини можуть безпосередньо формувати рельєф, утворюючи ями та горби через вивітрювання чи формуючи болотні купини.

Рельєф є важливою частиною ландшафту і впливає на його характеристики. Вивчення рельєфу неможливе без розуміння взаємозв'язку з іншими компонентами ландшафту, такими як ґрунти, рослинність, тваринний світ та водні об'єкти. Геоморфологія, як наука, вивчає рельєф як результат взаємодії ендогенних

та екзогенних сил, а також як складову частину ландшафтів. Це дозволяє бачити рельєф як один з ключових факторів формування природного середовища.

Комплексний підхід до вивчення рельєфу, який враховує різноманіття сил, що впливають на його формування, та взаємозв'язок з іншими компонентами ландшафту, дозволяє зрозуміти важливість рельєфу в контексті природного середовища та його взаємозв'язок з іншими компонентами.

1.2 Геолого-геофізична вивченість

Геолого-геофізичне дослідження території є важливою частиною історії дослідження Донецько-Дніпровського заплаву. На північному борту ДДЗ, де розташована Хорошівська площа, проведено комплекс геологічних та геофізичних досліджень. Вони включають геологічні дослідження, магнітометричні та гравіметричні роботи, сейморозвідувальні дослідження, а також структурно-картографічне, структурно-пошукове, параметричне та пошуково-розвідувальне буріння.

У періоди 1952-1958 та 1959-1963 років на значній території північного борту та північної прибережної зони ДДЗ проводили структурно-картографічне та структурно-пошукове буріння. У результаті цих робіт було виявлено широку монокліналь, яка занурюється на південний захід у відкладах палеогену та сеноманського ярусу верхньої крейди.

Протягом 1960-1962 років була пробурена Харківська свердловина №1 глибиною 3374 м, і проведено дослідження кристалічного фундаменту. У 1969-1971 роках була проведена мережа профілів MBX, що дозволило встановити моноклінальне занурення кам'яновугільних та пермсько-мезозойських відкладів на південний захід.

Гравіметричні дослідження, здійснені в 1979 році, виділили ряд максимумів сили тяжіння, пов'язаних з підняттями та блоками осадового чохла або з неоднорідністю кристалічних порід фундаменту і його тектонічною будовою.

Протягом 1973-1982 років було відпрацьовано регіональні профілі КМЗХ, що дозволило встановити глибину залягання поверхні кристалічного фундаменту та побудувати структурні карти його поверхні.

У 1979 році на території робіт було проведено дослідження сейсморозвідувальною партією 33/79, які виявили Сіверську і Платівську структури в відкладах нижнього карбону, що входять до монокліналі.

У результаті сейсмічних робіт, які велися с.п. 33/80, виявлено Васищівську, Хмарівську та Безлюдівську структури в кам'яновугільних відкладах. Подальші роботи на відбиваючих горизонтах Vv2 (C1v2) та Vv1 (C1s) вказали на присутність структурних утворень, що стали основою для складання геологічного проекту параметричного буріння та включення Безлюдівської площі у глибоке буріння.

1.3 Стратиграфія

Геологічна будова підняття включає комплекси порід від пермі до четвертинних відкладів. Ось короткий опис частини розрізу тріасових і вищезалягаючих відкладів, в яких створено штучний газовий поклад газосховища.

Тріасова система (середній відділ): Верхня частина тріасових відкладів складена строкато забарвленими глинами, щільними, місцями алевритистими з прошарками глинистих пісків дрібної і середньої крупності кварцових та алевролітів. Товщина відкладів складає 203 м.

Юрська система: Відклади юри, що залягають на розмитій поверхні тріасу, представлені середнім і верхнім відділами. Їх загальна товщина коливається від 217 м до 284 м.

Середній відділ: Складений нерозчленованою бат-байоською суттєво піщано-алевролітовою товщею і товщею бату. Їх сумарна товщина коливається від 80 м до 120 м.

Нижньобат-байоські відклади: Розкриваються на глибинах від 552,5 м (свердловини 1 та 77) до 567 м (свердловина 4). У верхній частині розрізу вони

складені пачкою дрібних алевритових пісків і піщаних алевролітів. Товщина цієї пачки від 17 м до 21,5 м. У нижній частині розрізу залягають глини, місцями алевритисті, товщина яких складає від 2 м до 6 м, нижче яких майже повсюдно залягають дрібні алевритові піски і алевроліти. Сумарна товщина нижньобат-байосу становить 29 м – 31,5 м, яка зростає в західному напрямку до 42 м (свердловина 187) та 62 м (свердловина 86).

Верхня частина нижнього бату та верхньобатські відклади: Складені глинами, товщина яких складає 57 м і які є пластом-покрівлею для нижчезалягаючого водоносного нижньобат-байоського горизонту.

Верхньоюрські відклади: Узгоджено залягають на алевритистих глинах середньої юри і з розмивом перекриваються алевролітами і пісками нижньої крейди. Їх сумарна товщина коливається від 127 м до 165 м. У глинистій і глинисто-карбонатній товщі виділяються відклади келовейського і оксфордського ярусів. Келовейські відклади в нижній частині розрізу складені товщею щільних, жирних глин, у нижній частині алевритистих. У верхній частині нижньої частини розрізу спостерігається витриманий прошарок алевроліту товщиною від 17 м до 20 м. Середня і верхня частина розрізу складена мергелястими глинами, глинистими мергелями і алевролітами, в середній і верхній частині перешаруванням вапняків, мергелів і вапнякових глин.

Покрівля: Пачка місцями глинистих і алевритистих вапняків і мергелів товщиною від 46 м до 51 м. Оксфорд в нижній частині складений пачкою брекчієподібних вапняків товщиною від 4 м до 7 м, у верхній – товщею глин, частіше мергельних, щільних, місцями жирних, у середній і верхній частині розрізу з витриманими прошарками вапняків і мергелів товщиною від 75 м до 90,5 м. Вапняки, що залягають на глибині від 420 м до 440 м, є контрольним горизонтом.

Крейдові відклади: Складені піщано-глинистою товщею нерозчленованої нижньої крейди, переважно піщаною пачкою сеномана і крейдяно-мергельними породами турону, коньяку і сантону. Товщина відкладів від 194 м до 230 м.

Нижньокрейдяні породи: Із розмивом залягають на різноманітних шарах

оксфорду. Нерозчленовані відклади цього відділу складені товщею пісковиків, що перемежуються з прошарками глин. В основі переважно залягають алевроліти. Товщина порід від 81,5 м до 107 м.

Верхній відділ: Складений відкладами сеноманського, туронського, коньякського і сантонського ярусів. Товщина відкладів коливається від 112,5 м до 123 м.

Сеноманський ярус: Складений пісками дрібними і різнозернистими, кварцово-глауконітовими з прошарками сильно глинистими і алевритовими, що переходять іноді в глинисті алевроліти. У верхній частині товщі залягають крейдяні мергелі, внизу – піщанисті, в покрівлі – глинисті. Їх товщина від 28 м до 46,5 м. Турон-коньякська пачка в нижній частині розрізу складена товщею білої крейди з прошарками щільних крейдяних мергелів. У верхній частині розрізу мергелі переважають. Товщина відкладів від 74 м до 84 м. Сантонський ярус складений крейдою і розповсюджений локально. Товщина його коливається від 0 м до 7 м.

Палеогенова система: З розмивом і слабким кутовим неузгодженням залягають на верхньокрейдяних. Складені вони породами канівської, бучацької, київської і харківської світ. Загальна товщина відкладів коливається від 84 м до 131 м.

Канівська світ: Складена пісками дрібнозернистими, кварцово-глауконітовими, глинистими з тонкими прошарками міцних кварцових пісковиків. У подошві глини щільні, місцями піщанисті. Товщина відкладів від 37 м до 45 м. Бучацька світ складена пісками дрібними, кварцовими місцями глинистими. У нижній частині пачка глин алевритистих. Її товщина 30 м – 45 м. Київська світ складена мергелями слабослюдистими, глинистими, у покрівлі алевритистими, в подошві піщанистими. Її товщина від 17,5 м до 23 м. Харківська світ складена

алевролітами кварцово-глауконітовими, слабослюдистими, ущільненими. Розповсюджені по площі не повсюдно. Товщина від 0 м до 18 м.

Четвертинна система: Відклади в нижній частині розрізу складені, в основному, пісками різної крупності, глинистими, з прошарками глин і суглинків, як алювіальними, так і флювіогляціальними (серед останніх іноді зустрічаються включення кристалічних порід), а у верхній – лесоподібними суглинками (до 10 м – 12 м). Товщина відкладів коливається від 34 м до 64 м. Стратиграфічна колонка рис. 1.1.

1.4 Тектоніка

У Більче-Волицькій зоні визначено кілька підзон, таких як Крукеницька, Косівсько-Угерська та Івано-Франківська. Їх виділено на основі особливостей розподілу баденсько-сарматських відкладів, побудови мезозойського чохла.

Косівсько-Угерський блок відзначається менш значними тектонічними порушеннями, що сприяло утворенню пологих брахіантиклінальних структур північно-західного напрямку. Однією з таких структур є Більче-Волицька брахіантиклінальна складка, яка знаходиться на крайньому північно-східному піднятті Косівсько-Угерського блоку. До цього підняття також належать Малогорожанська, Грудівська, Дашавська, Баличська та інші структури.

Більче-Волицька зона є частиною автохтонної платформи у Передкарпатському прогині. Вона має блокову структуру з багатопверховими структурними комплексами, кожен з яких має свої характеристики. Основна особливість тектоніки цієї зони полягає у тому, що доміююча основа підзони занурюється у бік Карпат у вигляді окремих сходин, що утворені розломами, які іноді не співпадають з напрямком простягання Карпат.

У межах Більче-Волицької зони також виявлено значний ерозійний виступ у формі брахіантикліналі. Цей виступ складений переважно пісковиками сенонського періоду і покритий відкладами карпатського періоду, такими як

баденські та сарматські відклади. Великий газовий поклад пов'язаний з відкладами карпатського та сенонського періодів. Після видобутку значної частини газу тут було створено підземне сховище газу (ПСГ). Структура цієї зони добре вивчена завдяки численним свердловинам, пробуреним для розвитку ПСГ.

Структурно Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину характеризується блоковою будовою. Основу цієї зони складають донеогенові відклади, які розсічені численними розломами. Деякі з цих розломів мають значну амплітуду і складні структури, що визначають основні тектонічні особливості району. Розломи простягаються в напрямку північно-захід – південний-схід і перетинають неогеновий прогин під гострим кутом. Блоки, що складають фундамент, занурюються на південний-захід по всій своїй довжині і розташовані один відносно одного ступінчасто.

Деякі відмінності у розподілі порід вказують на те, що ці розломи існували ще до неогену, у вигляді швів між блоками. Під час інтенсивного опускання крайових частин платформи, блоки опускалися незалежно один від одного. Глибина занурення зменшується на захід і південний-захід. Найглибша частина Зовнішньої зони Передкарпаття розташована у північно-західній частині, де знаходиться Крукеничська западина з міоценовими відкладами, які досягають глибини 4000-4500 метрів.

1.5 Літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів

Осадкові породи формуються внаслідок різноманітних фізико-хімічних, біологічних та геологічних процесів, які можуть відбуватися одночасно або в різний час. Будова цих порід визначається умовами осадо накопичення, складом осадкового матеріалу, впливом життєдіяльності організмів і кристалізацією аутигенних мінералів. Дослідження структурних та текстурних характеристик осадових гірських порід є важливим для вирішення практичних завдань у літології та палеогеографії, особливо при пошуково-розвідувальних роботах на нафту та газ.

Літолого-фаціальна характеристика перспективних пластів турнейського ярусу у даному регіоні, розташованому на межі Срібнянської і Жданівської депресій в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ), базується на детальному аналізі наявних зразків кернавого матеріалу та шліфів.

Перший зразок представляє собою дрібнозернистий пісковик з псамітовою структурою та орієнтованою текстурою. Він складається з калішпато-кварцової суміші з уламками кремністої породи, мікрокварцитів, а також таких акцесорних мінералів, як циркон і зелений турмалін. Калішпати переважно складаються з анортотлазу, який частково вивітрився. Цемент поровий, включає гідрослюду. Глиниста маса має коричневий колір і місцями пігментована гідроксидами заліза.

Другий зразок є поліміктовим пісковиком (польовошпато-кварцовим), крупнозернистим, з псамітовою структурою та орієнтованою текстурою. Він містить рідкісні лусочки слюд, біотиту, уламки мікрокварцитів, кремнієвого матеріалу, зерна циркону і магнетиту, і уламки ефузивних порід. Калішпати і плагіоклази частково вивітріли або заміщені каолінітом. Уламки зцементовані регенераційно-конформним і реліктами, що заповнений гідрослюдою і крупнолускатим каолінітом.

Третій зразок представлений різнозернистим пісковиком, який варіюється від дрібнозернистого до гравійного, з дрібно-крупнозернистою псамітовою структурою та орієнтованою текстурою. Він містить лусочки біотиту, акцесорні мінерали циркону. Калію-Польові шпати характеризуються плагіоклазами, які частково вивітріли або заміщені серицитом, каолінітом. Порода також містить домішки кремнієвого матеріалу, мікрокварцитів, рідкісні лусочки біотиту, піриту та фюзенизовані рослинні залишки. Цемент поровий і регенераційно-конформний, зерна зцементовані базальним або гідрослюдним цементом.

1.6 Газоносність

Газоносність Гомінського родовища природного газу (ПСГ) визначається кількістю та якістю газового вмісту, а також розподілом газу у вугільних пластах. Вона залежить від багатьох факторів, таких як глибина родовища, товщина та міцність вугільних пластів, наявність інших порідних компонентів, структурні особливості геологічного середовища та інші.

Гомінське родовище природного газу в Україні є одним із найбільших та найважливіших з точки зору газовидобутку. Оцінки газоносності цього родовища проводяться за допомогою комплексного аналізу геологічних даних, геофізичних вимірювань, а також результатів буріння та експлуатації свердловин. Такий аналіз дозволяє оцінити потенційний обсяг газовидобутку, його якість і характеристики, а також розробити ефективні технології вилучення газу з родовища.

Газоносність Гомінського родовища природного газу визначається його здатністю видобутку газу з пластів. Ця характеристика зазвичай вимірюється у відсотках або у кубічних метрах газу на одиницю обсягу пластової породи (наприклад, кубічний метр газу на кубічний метр пласту). Газоносність є ключовим параметром при оцінці газових родовищ та прийнятті рішень щодо їхньої експлуатації.

Газоносність Гомінського родовища природного газу є значною, хоча конкретні цифри можуть варіюватися в залежності від динаміки видобутку, оцінок запасів та розвитку технологій видобутку. Основні фактори, що впливають на газоносність, включають геологічну будову, структуру покладів, гідродинамічні умови, наявність газоносних порід та їх проникність, а також технології експлуатації та видобутку.

РОЗДІЛ 2. ПРИРОДНІ ГАЗИ: КЛАСИФІКАЦІЯ, ВЛАСТИВОСТІ ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПАРАМЕТРИ

2.1 Класифікація природних газів

Природні гази являють собою складну суміш вуглеводневих і неуглеводневих компонентів. Вони утворюються в надрах Землі в результаті біохімічних процесів перетворення органічних речовин протягом мільйонів років. Залежно від походження, складу та умов видобутку природні гази поділяються на декілька основних типів.

1. Залежно від походження:

- Біогенний газ: утворюється внаслідок анаеробного розкладу органічних речовин біологічними організмами.

- Термогенний газ: формується під дією високих температур і тисків на органічні речовини в глибоких шарах земної кори.

2. Залежно від складу:

- Сухий газ: містить переважно метан (CH_4) з мінімальними домішками інших газів.

- Вологий газ: містить значну кількість вуглеводнів, важчих за метан (етан, пропан, бутан тощо).

- Газ конденсатних родовищ: містить як газоподібні, так і рідкі вуглеводні, які випадають в конденсат при зниженні тиску.

- Газ нафтових родовищ: супутній природний газ, видобувається разом з нафтою.

3. Залежно від фізичних умов видобутку:

- Вільний газ: газ, який знаходиться в пласті в газовій фазі.

- Розчинений газ: газ, який знаходиться в розчиненому стані в нафті або воді.

2.2 Властивості природних газів

Природні гази володіють специфічними властивостями, які визначають їх використання, методи видобутку та транспортування. Основні властивості природних газів можна розділити на фізичні та хімічні.

1. Фізичні властивості:

- Агрегатний стан: природні гази при нормальних умовах (температура 20°C і тиск 1 атм) є газоподібними.

- Колір і запах: чистий метан, основний компонент природного газу, є безбарвним і без запаху газом. Для виявлення витоків у побутовий газ додають одоранти (сірчані сполуки), які надають йому специфічний запах.

- Густина: густина природного газу залежить від його складу і становить приблизно 0,7 кг/м³ при нормальних умовах.

- Розчинність: природні гази розчиняються у воді, але ступінь їх розчинності залежить від температури, тиску та складу газу.

2. Хімічні властивості:

- Горючість: природний газ є горючим і може спалахувати при змішуванні з повітрям у певних пропорціях (від 5 до 15% об'ємних).

- Теплота згоряння: природний газ має високу теплоту згоряння, що робить його цінним паливом. Нижня теплота згоряння метану становить приблизно 35,8 МДж/м³.

- Реакційна здатність: природні гази вступають у реакції з різними хімічними речовинами, утворюючи при цьому різноманітні продукти (вода, вуглекислий газ, сажа тощо).

2.3 Фізико-хімічні параметри природних газів

Для аналізу та використання природних газів важливим є визначення їх фізико-хімічних параметрів, які впливають на ефективність видобутку, транспортування та переробки. Серед основних фізико-хімічних параметрів виділяють:

1. Компонентний склад:

- Метан (CH_4): основний компонент природного газу, який визначає його енергетичну цінність.

- вуглеводні Етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) : надають газу додаткову енергетичну цінність та впливають на його фізичні властивості.

- Невуглеводневі компоненти: азот (N_2), вуглекислий газ (CO_2), водень (H_2), сірководень (H_2S) тощо. Їхня присутність може вимагати додаткової очистки газу.

2. Тиск і температура:

- Критичний тиск і температура: параметри, при яких газ переходить у надкритичний стан, що важливо для технологій зрідження та транспортування газу.

- Тиск насичення: тиск, при якому газ починає конденсуватися при даній температурі.

3. В'язкість і густина:

- В'язкість природного газу впливає на його рух в трубопроводах і резервуарах.

- Густина газу визначає його масу на одиницю об'єму, що важливо для розрахунків зберігання та транспортування.

4. Теплоємність і теплопровідність:

- Теплоємність природного газу визначає кількість тепла, необхідного для підвищення його температури на одиницю.

- Теплопровідність впливає на здатність газу передавати тепло в процесах згоряння та теплообміну.

5. Стисливість і розширення:

- Коефіцієнт стисливості враховується при проектуванні систем транспортування і зберігання природного газу.

- Коефіцієнт розширення важливий для розрахунків зміни об'єму газу при зміні температури та тиску.

Таким чином, природні гази, завдяки своїм специфічним властивостям та параметрам, є важливим джерелом енергії та сировиною для хімічної промисловості. Їх класифікація, фізичні та хімічні властивості, а також фізико-хімічні параметри визначають методи видобутку, транспортування, зберігання та використання, що в свою чергу впливає на ефективність та екологічну безпеку цих процесів.

РОЗДІЛ 3. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Знання про підземні структури в основному отримуються шляхом буріння, яке є водночас дорогим і обмеженим методом. Високі витрати на буріння обмежують кількість свердловин, які можна пробурити. Геофізичний каротаж свердловин дозволяє визначити склад, варіабельність і фізичні властивості порід навколо свердловини. Обсяг матеріалу, дослідженого за допомогою каротажу, залежить від використовуваної техніки та геологічних умов, але він завжди значно перевищує обсяг, досліджений лише бурінням. Крім того, сучасні геофізичні системи каротажу мають точність глибинного контролю до кількох міліметрів. Це означає, що роздільна здатність даних свердловин, які відображають підземну структуру, зазвичай краща, ніж при алмазному бурінні, де злам і втрата керна можуть бути серйозною проблемою, особливо в реголіті. Сучасні геофізичні системи каротажу можуть легко використовуватись з 4WD транспортних засобів, використовуючи цифрові, комп'ютеризовані, компактні системи, такі як показано на Рис. 3.1.



Рис. 3.1 – Каротаж Regolith за допомогою невеликої, простої у використанні геофізичної каротажної системи, змонтованої на повнопривідному транспортному засобі.

3.1 Середовище свердловини

Сам процес буріння свердловини може змінювати фізичні властивості порід, які було пробурено. Рідини та добавки для буріння можуть проникати в навколишні породи, змінюючи їхню електропровідність, щільність і електричні потенціали. Бурові уламки, створені буровим долотом, можуть осідати на стінах свердловини у вигляді "бурового кірки" і можуть походити з зовсім інших глибин, ніж ті, де вони тепер знаходяться. З цих причин буріння реголіту часто проводиться за допомогою стисненого повітря замість бурової рідини для охолодження бурового долота і підйому уламків. Хоча це мінімізує введення бурових забруднювачів, важливо пам'ятати, що середовище свердловини не завжди буде строго відповідати властивостям, які ви намагаєтеся виміряти. [H. Schön]

Карбонатний розріз. При розчленуванні карбонатного розрізу за даними ГДС спочатку виділяють міжзернові колектори, а в іншій частині розрізу проводять літологічне розчленування з виділенням складних колекторів. Глини добре виділяються по діаграмах ГДС, як і в теригенному розрізі. Мергелі відзначаються підвищеними значеннями, більш високими, ніж глини, але меншими, ніж вапняки і доломіт. На діаграмах НГК мергелю відповідають проміжні показання, а на кавернограмі – зазвичай свідчення номінального діаметра свердловини.

4.2 Методи геофізичного каротажу

Структуру пустотного простору складнобудованих карбонатних порід-колекторів вивчають як прямими методами (методи прокрашених шліфів, ртутної порометрії, насичення люмінофорами тощо) за допомогою комплексних петрофізичних досліджень (петроакустичні, петроелектричні, визначення пористості та проникності методами насичення), так і методами промислово-

геофізичних досліджень (метод двох пористостей, метод інверсії даних акустичного каротажу (АК)).

Дослідники довели, що структуру пустотного простору можна визначати за допомогою сейсмоакустичних методів [Дзєбань, 1986; Вижва, Безродная, 2003; Продайвода та ін., 2011; Морозов та ін., 2012; Безродная, 2014; Хамидуллина та ін., 2015; Вижва та ін., 2017].

Г.С. Хамидуллина, Е.Р. Зиганшин, Е.І. Міннібаєва, Р.Р. Халіуллін (2015) досліджували фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід на основі індексу якості колектора. Автори розробили морфолого-генетичну класифікацію структур пустотного простору карбонатних порід-колекторів і встановили, що неоднорідність пустотного простору пов'язана з наявністю у породах вторинних каверн вилуговування, стилітових швів і тріщин тектонічного розвантаження.

В.П. Морозов та співавт. (2012) вивчали структуру пустотного простору карбонатних порід та їх зв'язок зі складом нафти, а також морфолого-генетичну класифікацію структур пустотного простору карбонатних порід колекторів, зокрема, визначали окремий зв'язок виділених структур зі складом вміщеної нафти й співвідношенням флюїдів води та нафти, що необхідно враховувати при розробці родовища.

С.А. Вижва та І.М. Безродна зробили вагомий внесок у дослідження структури пустотного простору порід-колекторів, зокрема, розробили нову методику її визначення та впровадили у дослідження карбонатних порід різних родовищ ДДЗ [Вижва, Безродная, 2003; Продайвода та ін., 2011; Безродная, 2014; Вижва та ін., 2017], зокрема, візейських карбонатних відкладів Селюцької, Наріжнянської, Березівської, Мачуської, Липово-Долинської та інших площ ДДЗ.

Механічні методи

Каліпер-logging

Каліперний інструмент використовується для вимірювання діаметра свердловини та його змін з глибиною. Зазвичай він функціонує за допомогою однієї або більше пружинних рукояток, які притискаються до стінки свердловини під час підйому інструменту з дна. Рухи рукояток всередину і назовні від стінки свердловини записуються електронно і передаються на поверхневе обладнання для фіксації.

Найпростіший каліперний інструмент має лише одну рукоятку для вимірювання діаметра. Складніші інструменти можуть мати чотири або більше рукояток, кожна з яких незалежно вимірює відстань до стінки свердловини. Інструменти з кількома рукоятками зазвичай забезпечують кращу роздільну здатність форми свердловини, ніж інструменти з однією рукояткою.

Сонічний каротаж

Сонічні інструменти функціонують шляхом передачі звукових хвиль (Р-хвиль) через породи стінки свердловини. Основний сонічний інструмент зазвичай складається з двох модулів. Один з них містить передавач, а інший – два або більше приймачів. Ці два модулі розділені гумовим з'єднувачем (Рис. 3.2) для зменшення прямої передачі акустичної енергії вздовж інструменту від передавача до приймача (*Juergen H. Schön*).

Передавач вводить синусоїдальний хвильовий потік акустичної енергії в породу. Детектори потім отримують складний сигнал через множинність шляхів, якими хвильовий потік може проходити через породу. Найшвидше прибуття (в необсаджених свердловинах) зазвичай відбувається через породи поблизу стінки свердловини. Для виявлення цього сигналу використовується алгоритм обробки сигналу, що включає крос-кореляцію між вихідним хвильовим потоком, створеним передавачем, і кодою, отриманою детекторами.

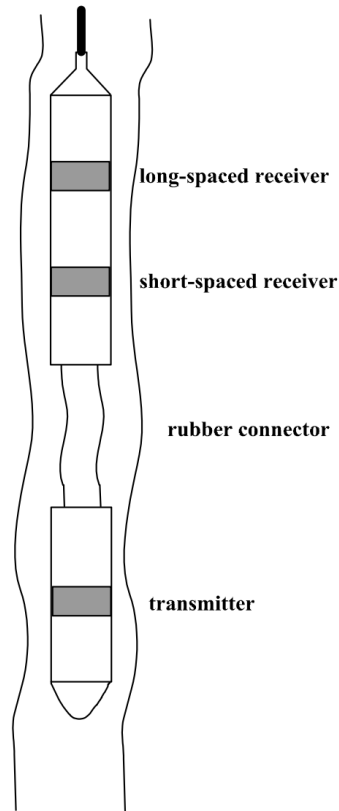


Рис. 3.2 – Принципова схема звукового інструменту з передавачем і двома приймачами (Juergen H. Schön)

На практиці сонічний каротаж фактично вимірює "час польоту" вздовж найшвидшого шляху сигналу. Оскільки цей час польоту залежить від щільності середовища, його можна використовувати для розрахунку середньої щільності порід, через які пройшов сигнал. Сонічні інструменти каротажу спочатку були розроблені для нафтової промисловості як пристрої для вимірювання пористості, і вони мають подібне використання в реголіті. У середовищах з твердими породами, де пористість зазвичай низька, сонічні каротажі можуть бути дуже корисними для літологічних досліджень.

Дуже важливе використання сонічних каротажів полягає в корекції інтервальних швидкостей, що використовуються в сейсмічній обробці та інтерпретації. Це призводить до кращих моделей швидкості для сейсмічної

обробки та аналізу. Дані сонічного каротажу з неглибоких свердловин, пробурених у реголіті, також можуть бути особливо корисними як вхідні дані для статичних корекцій у сейсмічній обробці. Це може надати корисну інформацію про глибину реголіту.

Електричні методи

Поширені електричні каротажі, що використовуються при бурінні в твердих породах, включають:

1. електричний опір та провідність;
2. самовільний потенціал (SP);
3. індуковану поляризацію (IP).

Ці методи також застосовуються у дослідженнях реголіту. Зокрема, каротаж провідності часто використовується для підтвердження даних авіаційної ЕМ (електромагнітної) розвідки, а каротажі опору і SP записуються в деяких водяних свердловинах.

Фактори, які впливають на електричні властивості порід, у порядку зменшення важливості (Hallenburg, 1984):

1. пористість і вміст води;
2. хімічний склад води;
3. хімічний склад і мінералогія порід;
4. ступінь змінення та мінералізації порід;
5. кількість евапоритів;
6. кількість гумінових кислот;
7. температура.

Каротаж опору

Якщо матеріал, що містить вільні заряджені частинки, піддається впливу різниці потенціалів, то буде протікати електричний струм. Опір цьому потоку

називається електричним опором, і це є функцією геометрії потоку струму і внутрішнього електричного опору матеріалу. Деякі матеріали, такі як кварц і мусковіт, мають високий опір, тоді як інші мають більш помірні значення (наприклад, пісок), а для деяких опір низький (наприклад, глина, солоня підземна вода). Електричний опір і провідність матеріалу є величинами, обернено пропорційними одна одній. Вимірювання називається каротажем опору, коли вимірювання проводяться за допомогою контактного або фокусованого зонда опору, спричиняючи потік струму в породах. У цих випадках вимірюється падіння напруги (Keys, 1988).

Потік струму в пористому чистому пісковнику (тобто без сланцю) відбувається головним чином через рідини всередині порового простору. Таким чином, за відсутності сланцю опір в основному вказує на характеристики порового простору (наприклад, об'єм пор, взаємозв'язок пор, склад порових рідин). Характер порового простору схильний значно варіюватися від однієї формації до іншої. З цієї причини каротаж опору часто є корисним інструментом для дослідження стратиграфії та історії відкладень, а також для визначення різних одиниць реголіту.

Простий каротаж “однієї точки опору” зазвичай використовує геометрію, як показано на Рис. 3.3 Варто зазначити, що каротаж опору працює лише тоді, коли зонд знаходиться нижче рівня ґрунтових вод. Це може бути обмеженням для деяких досліджень неглибокого реголіту, якщо тільки воду не можна додати до свердловини, щоб штучно підняти рівень до області інтересу (Juergen H. Schön).

Каротаж однієї точки опору

Каротаж однієї точки опору вимірює опір між одним рухомим електродом у свердловині та заземленням на поверхні. Теоретичний аналіз і практичні спостереження показують, що основна частина сигналу генерується в невеликому об'ємі навколо електрода в свердловині. Наприклад, для сферичного електрода діаметром 5 см 90% сигналу генерується в межах 50 см від електрода.

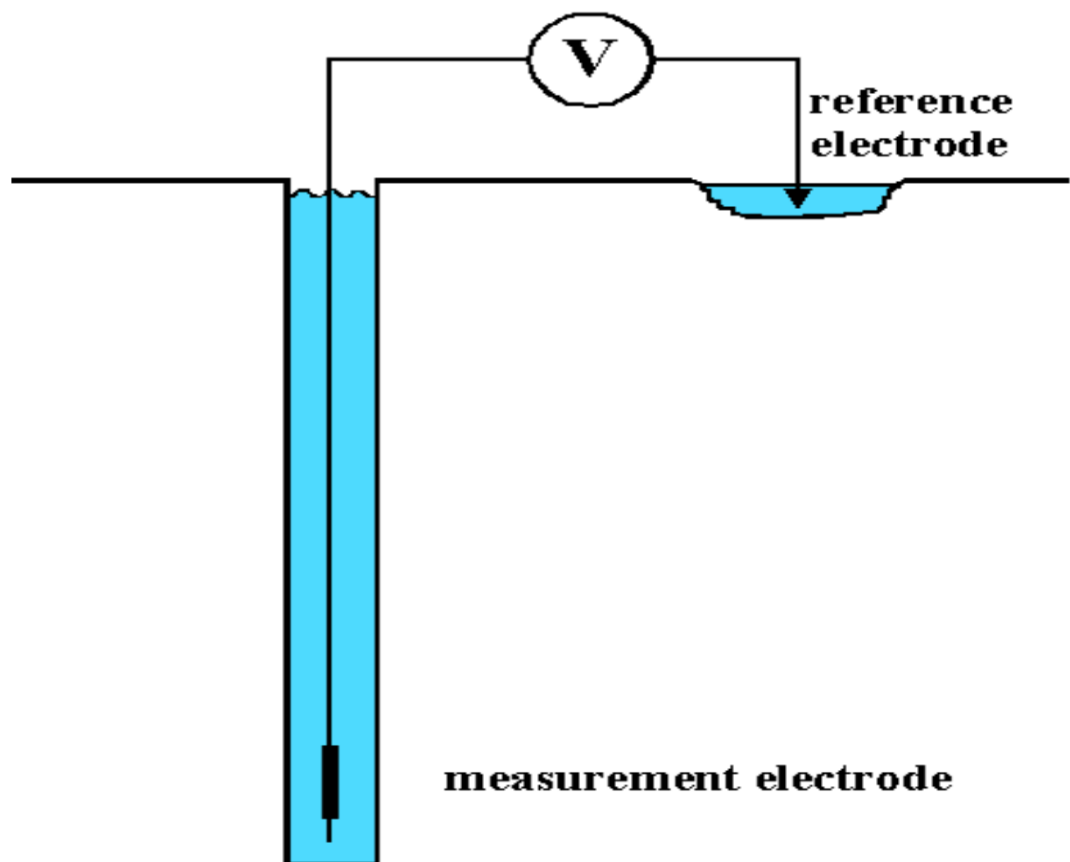


Рис. 3.3 – Схема установки каротажу для каротажу питомого опору та СП
(Juergen H. Schön)

Електрична провідність

Термін "провідність" зазвичай використовується для вимірювань, що проводяться за допомогою індукційного зонда, який працює на принципах електромагнітної індукції. Ці вимірювання можна виконувати як у заповнених рідиною, так і в сухих свердловинах.

Вимірювання провідності важливі для калібрування даних авіаційної ЕМ розвідки. Фізичні властивості, що впливають на провідність, включають:

- пористість і тріщинуватість;
- мінералогію;
- зміни;

- вміст рідини в порах;
- солоність;
- зв'язність пор.

Знання провідності рідини та діаметра свердловини дозволяє застосовувати корекції для ефектів свердловини. Точність систем індукційного каротажу знижується для порід з високим опором, часто демонструючи 50% помилку при 100 Ом-метрах і 100% помилку при 200 Ом-метрах. Через цю характеристику індукційний каротаж провідності частіше використовується в реголіті, ніж у свіжих породах.

Каротаж самовільного потенціалу (SP)

Каротаж SP використовує ту ж геометрію, що і каротаж опору, тому їх часто проводять одночасно за допомогою композитного інструменту. SP є одним з найстаріших методів каротажу, розроблених компанією Schlumberger. Цей метод вимірює невеликі різниці потенціалу (напруги) між рухомим електродом у свердловині та заземленням на поверхні. Ці потенціали можуть виникати в результаті різних електрохімічних та електрокінетичних процесів. Метод SP широко використовувався в нафтовій промисловості, але має обмежену цінність у середовищі з прісною водою. Фактори, що викликають ефекти SP у свердловині, дуже складні і не до кінця зрозумілі, тому інтерпретація каротажу SP в реголіті може бути складною.

Електрохімічні SP можуть виникати внаслідок преференційної дифузії та абсорбції катіонів і аніонів на глинах і через них. Катіони, будучи меншими за аніони, зазвичай мають вищу мобільність через глини. Солоні підземні води, що контактують з багатими на глину матеріалами, часто розвиває дисбаланс зарядів (потенціали) внаслідок потоку рідини. Ці потенціали, які зазвичай варіюються від кількох мВ до кількох десятків мВ, можна виміряти за допомогою каротажу SP (Рис. 3.4).

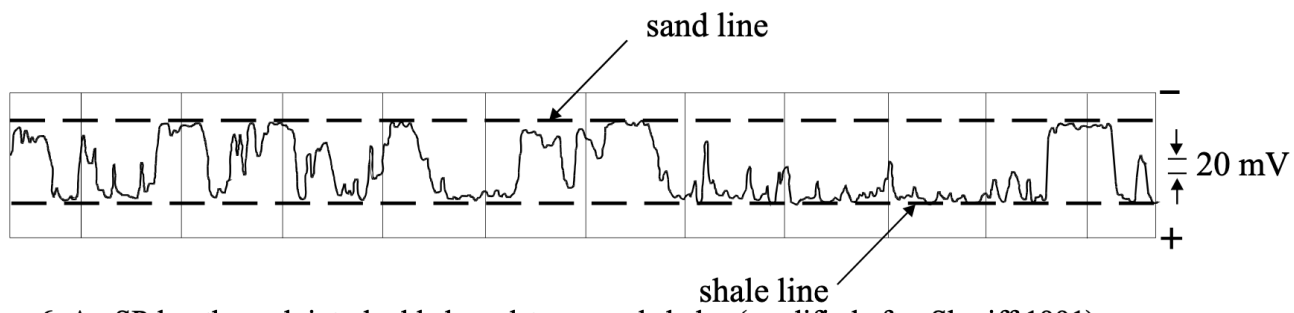


Рис. 3.4 – Діаграма ГДС через перешаровані пісковики та сланці (модифіковано за Шерифом 1991 р.) (Juergen H. Schön)

Каротаж індукованої поляризації (IP)

IP - це методика, яка зазвичай використовується для поверхневого пошуку корисних копалин, але також може застосовуватися і для свердловинних досліджень. IP використовує передавальну петлю для зарядження землі високим струмом. Потім передавальна петля вимикається, і зміна напруги з часом контролюється за допомогою вторинної петлі.

У свердловинних застосуваннях первинна петля індукує потік струму в породах за межами стінки свердловини. Цей потік струму може призводити до накопичення заряду на провідних частинках, таких як сульфідні руди та вуглецеві матеріали, такі як вугілля (Рис.3.5). Часова залежність розсіювання цього заряду відображається як затухаюча напруга.

Каротаж IP широко використовується в мінеральній розвідці і має особливу цінність для пошуку розсіяних сульфідних об'єктів, таких як порфірові мідні родовища.

Розсіяний характер цих об'єктів робить їх ідеальними для використання методу IP, хоча в іншому випадку вони важко виявляються. Метод IP також застосовується для виявлення зон змін і редокс-тенденцій, а також для визначення рангу вугілля безпосередньо на місці.

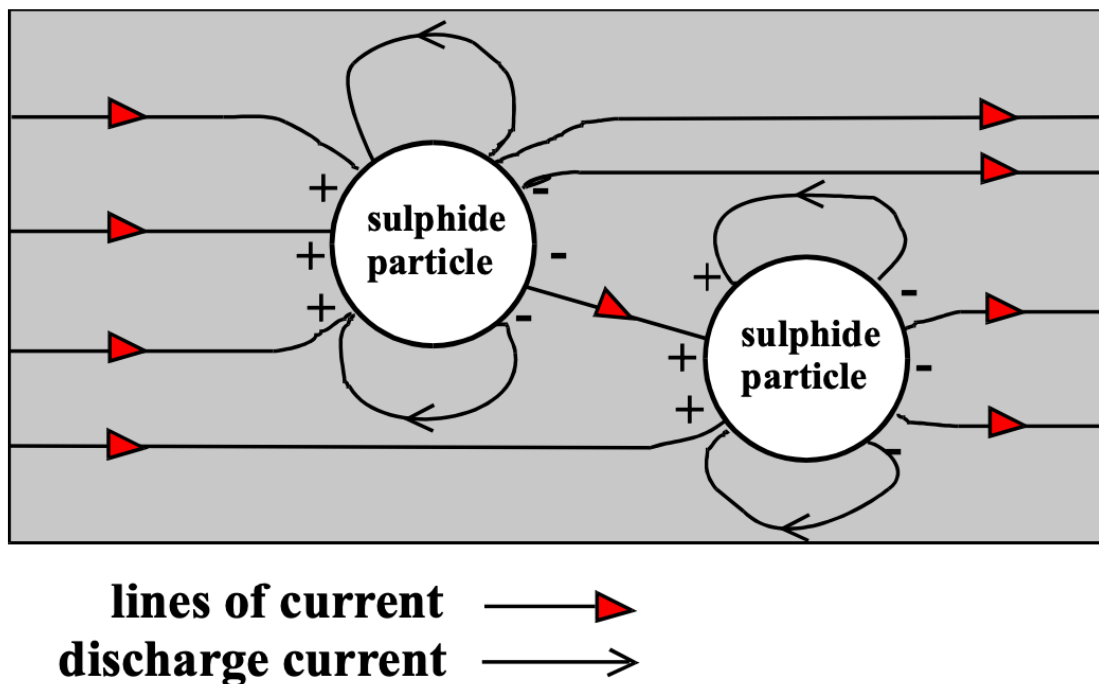


Рис. 3.5 – IP-каротаж може бути використаний для виявлення розсіяних провідних зерен (модифіковано за Халленбургом, 1984). Каротаж індукованої поляризації (IP) (Juergen H. Schön)

Логи магнітної сприйнятливості

Магнітна сприйнятливість — це відношення інтенсивності намагнічування магнітного матеріалу до інтенсивності прикладеного магнітного поля. Це безрозмірна величина, яка виражає легкість, з якою речовина може бути намагнічена.

Зонди для вимірювання магнітної сприйнятливості схожі на індукційні зонди для вимірювання провідності. Детальний опис інструменту наданий McNeil та ін. (1996). На практиці магнітна сприйнятливість породи залежить від вмісту феромагнітних мінералів. Магнетит є найважливішим феромагнітним мінералом через його широке поширення в природі та високу магнітну сприйнятливість, але інші феромагнітні мінерали, такі як ільменіт, маггеміт і піротит, також можуть викликати аномалії магнітної сприйнятливості.

У осадовому реголіті кластини маггеміту часто зустрічаються у гравійних шарах, тому логи магнітної сприйнятливості можуть бути особливо корисними. Вони можуть бути використані для ідентифікації меж шарів (наприклад, глина проти піску проти гравію). Метод також корисний для кореляції літологічних фацій, ідентифікуючи різне походження схожих матеріалів, коли, наприклад, частина осадів походить від мафічних порід. Важливо відзначити, що вимірювання магнітної сприйнятливості у високопровідному матеріалі (>200 мС/м) потребують корекції для врахування провідних ефектів.

Радіоактивні методи

Основними радіоактивними випромінюваннями, що цікавлять у геофізиці свердловин, є гамма-промені та нейтрони. Інші радіоактивні продукти, такі як альфа-частинки (ядра гелію) і бета-частинки (електрони), можуть проникати на такі малі відстані через породи, що вони не корисні для каротажу.

Природний гамма-каротаж

Найпростішим радіоактивним методом у геофізичному каротажі свердловин є природний гамма-каротаж. Ці інструменти реєструють рівень природних гамма-випромінювань від порід навколо свердловини. Найпростіший з цих інструментів реєструє лише загальний гамма-сигнал. Цей сигнал складається переважно з гамма-випромінювань на різних енергетичних рівнях від радіоактивних ізотопів елементів калію (^{40}K), торію (^{232}Th) і урану (^{238}U) та продуктів розпаду кожного з них.

Розподіл K, Th і U (та їх продуктів розпаду) значно варіюється у континентальній корі і також може впливатися процесами реголіту та біологічною активністю. Як результат, каротаж гамма-сигналу від порід навколо свердловини може надати значну інформацію про геологію та процеси, що відбувалися.

У послідовностях осадових порід відносно високі природні гамма-лічильники реєструються в глинах та інших глинястих осадах, а відносно низькі показники — у чистих кварцових пісковиках і вапняках. Високі сигнали в глинястих осадах обумовлені афінністю глинистих мінералів до калію. Однак багато глин реголіту вимиті і не містять значної кількості калію, тому ця інтерпретація не завжди застосовна для одиниць реголіту.

Більш складні інструменти природного гамма-каротажу окремо реєструють гамма-лічильники трьох серій розпаду, надаючи детальну інформацію про хімічний склад порід у стінці свердловини. Сенсори в цих інструментах не вимірюють безпосередньо материнські нукліди ^{238}U і ^{232}Th , натомість реєструють гамма-випромінювання від дочірніх продуктів ^{214}Bi і ^{208}Tl .

Відстань, яку гамма-промені можуть пройти через породи, сильно залежить від електронної щільності середовища, оскільки саме через розсіювальні взаємодії з електронами гамма-фотони втрачають свою енергію. На практиці гамма-промені можуть проникати до 1-2 метрів через породи, хоча це залежить від початкового енергетичного рівня і щільності породи. Відстані більші у низькощільних породах, таких як високопористі осади і вугілля, і значно менші у щільних кристалічних породах. Гамма-каротаж успішно використовувався для пошуку уранових родовищ у реголіті.

Оскільки гамма-промені можуть проходити значні відстані через породи, просторовий розділ методу впливає на результати. Межі між породами з різними природними гамма-випромінюваннями можуть бути дещо "розмитими" у результатах гамма-каротажу. Крім того, оскільки випромінювання гамма-променів є фізичним процесом з природною статистичною варіабельністю, гамма-відгук має тимчасові варіації. При каротажі цей ефект мінімізується шляхом усереднення відгуку за фіксований інтервал часу.

Каротаж пористості нейтронів

Каротаж пористості нейтронів використовує активне джерело нейтронів для випромінювання нейтронів у породи навколо свердловини. Оскільки вільні нейтрони майже не зустрічаються на Землі, потік нейтронів, що реєструється детектором у інструменті, може бути використаний як індикатор умов у навколишніх породах.

Нейтрони, що виходять з інструменту (Рис. 3.6), мають високу енергію і зазвичай проникають глибоко у породи. Винятком є наявність значних концентрацій водню. У такому випадку нейтрони швидко втрачають енергію через зіткнення з ядрами водню і стають так званими "тепловими нейтронами". Ці теплові нейтрони поведуться як дифузійний газ і утворюють сферичну оболонку навколо джерела. Радіус цієї сфери залежить від концентрації водню в навколишньому середовищі.

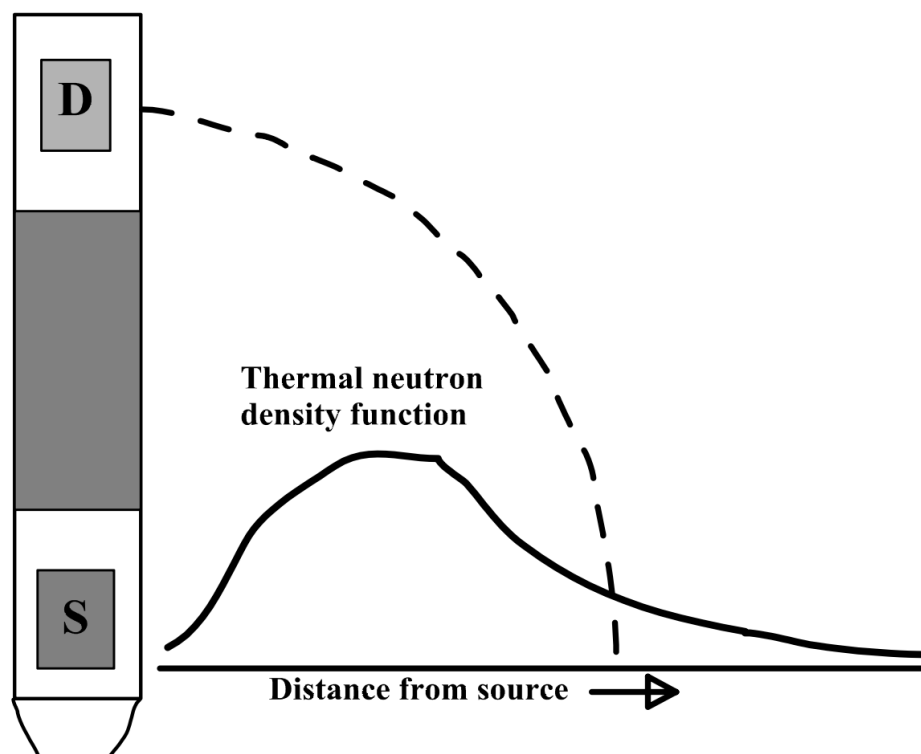


Рис. 3.6 – Розподіл густини розігрітих нейтронів навколо нейтронного інструменту (Juergen H. Schön)

Загалом, нейтронний інструмент є дуже корисним для вимірювання "пористості", але слід пам'ятати про його модельні обмеження. Зокрема:

- передбачається, що пори повністю заповнені водою;
- будь-який водень, структурно зв'язаний у мінералах (наприклад, у глинах у формі OH), буде так само уповільнювати нейтрони. Таким чином, необхідна незалежна оцінка вмісту "сланцю" (наприклад, за допомогою SP, опору або природного гамма-каротажу);
- нейтронний інструмент вимірює властивості порід дуже близько до свердловини, що може ускладнюватися змінами, викликаними бурінням;
- результати нейтронного каротажу можуть змінюватися в залежності від діаметра свердловини.

Первинне калібрування інструменту

Інструменти нейтронної пористості традиційно калібруються в тестових ямах API, створених із зразків вапняку з різною водонаповненою пористістю. Тому пористості, отримані з нейтронних каротажів, фактично відносяться до еквівалентної пористості вапняку.

В Австралії компанія AMDEL підтримує серію таких тестових ям API на своєму об'єкті в передмісті Аделаїди. Обладнання для каротажу зазвичай регулярно перевіряється там для повторної перевірки первинного калібрування.

Щоб зрозуміти ці еквівалентні пористості вапняку, зазвичай надається серія кривих, що показують, як пористості вапняку співвідносяться з пористостями в інших породах.

Переваги методу нейтронного каротажу пористості

Нейтронний каротаж пористості можна проводити у свердловинах, обсаджених сталлю. Каротаж у неглибоких свердловинах, обсаджених ПВХ, може викликати проблеми через наявність водню в ПВХ. Завдяки чутливості методу до

літологічних відмінностей, нейтронні каротажі пористості можуть бути дуже корисними у порівнянні з іншими даними каротажу для визначення літології.

У геофізичних дослідженнях мінеральних ресурсів у середовищах з твердими породами (низька пористість) нейтронний каротаж пористості часто може використовуватися замість каротажу опору, оскільки обидва методи вимірюють водонаповнену пористість. У випадках, коли нейтронний каротаж пористості показує вищу пористість, ніж каротаж опору, це може бути через наявність вуглеводнів у рідині або відсутність ефективної проникності (тобто пори погано взаємозв'язані).

РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ТА АНАЛІЗ ОТРИМАНИХ ДАНИХ

4.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивного горизонту

Як об'єкт підземного сховища газу використовується бат-байоський пласт-колектор. Його покрівля в межах підняття залягає на глибинах від 551,2 м до 570 м. Загальна товщина коливається від 29,1 м до 34 м, а товщина проникної частини – від 17 м до 24,5 м.

Середня по площі товщина проникної частини пласта складає близько 20,5 м. Згідно з газодинамічними дослідженнями свердловин, бат-байоський пласт-колектор складений пісками алевритістими і алевролітами піскуватими, які відносяться до так званих пливунів, здатних руйнуватися навіть при невеликих депресіях. Піскові різновидності порід переважають у верхній частині розрізу пласта, алеврити – в нижній. Зустрічаються прошарки пісковиків переважно слабозцементованих, рихлих, а також глин і алевритів піскуватих.

Ці особливості розрізу пласта характеризуються чітко вираженою амплітудою самочинної поляризації (ПС) на діаграмах стандартного каротажу свердловин. Обмежене відбирання керн і дуже низький його вихід обумовлений слабким цементуванням породи. У зв'язку з цим важко судити про співвідношення пісків і пісковиків, а також кількості більш щільних порід у складі товщі. Розподілення прошарків погіршеної проникності наведено в таблиці 4.1.

4.2 Газодинамічні дослідження свердловин

З метою визначення продуктивних характеристик експлуатаційного фонду свердловин та фільтраційних властивостей пласта-колектора, визначення коефіцієнтів фільтраційного опору привибуїчних зон, визначення безпісочного дебіту і як результат вибору оптимального дебіту свердловин, у 2015-2016 рр. на ПСГ виконувались газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин на одному (двох) усталеному (-их) режимі (-ах) із проведенням вимірювання

статичного тиску ($P_{ст.тр.}$, $P_{ст.зтр.}$) на гирлі зупиненої свердловини та одночасному вимірюванні робочих параметрів ($P_{роб.тр.}$, $P_{роб.зтр.}$) і дебіту (q_r) в працюючій свердловині.

Обробка результатів досліджень здійснювалась за методикою, яка передбачає спільне рішення двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і відомої в зарубіжній практиці степеневі формули (4.2.1):

$$q = c(P_{пл.}^2 - P_{зб.}^2)^n \quad (5.2.1)$$

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

У звітному періоді дослідження проводились на свердловині № 43, коефіцієнти фільтраційних опорів склали $a=0,5344$, $b= 0,0155$. У попередньому сезоні 2014-2015 рр. досліджено всього 6 свердловин усереднені значення фільтраційних опорів становили $a = 7,8673$ (кгс/см²)² х добу/тис.м³, $b = 0,3162$ ((кгс/см²)² х добу/тис.м³)². Результати досліджень проведених у 2014 та 2015 рр. наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Газодинамічні дослідження свердловин ПСГ у сезоні відбору 2014-2015 рр.

Номер свердловини	Дата дослідження	$P_{пл}$, кгс/см ²	$P_{виб.}$, кгс/см ²	ΔP , кгс/см ²	Q_0 , тис.м ³ /д	a	b
1	2	3	4	5	6	7	8
44	08.10.2014	51,7	39,4	12,3	37	12,6449	0,4767
71	07.10.2014	51,7	49,3	2,4	40	2,5303	0,0882
66	03.10.2014	50,1	40,7	9,4	32	11,1367	0,4855
43	06.10.2014	51,5	50,9	0,6	48	0,5344	0,0155
90	03.10.2014	50,5	43,3	7,2	39	7,2304	0,2586
95	07.10.2014	51,6	40,7	10,9	32	13,1272	0,5723
43	01.10.2015	54,1	53,1	1	49	0,5344	0,0155

Динаміку коефіцієнтів фільтраційного опору привибійної зони свердловин ("a") та пласта-колектора ("b") наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Динаміка коефіцієнтів фільтраційного опору

Сезони	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016 (свердло-вина №43)
Фактичний усереднений коефіцієнт a	1,014	1,1889	2,0111	1,7677	7,8673	0,534
Фактичний усереднений коефіцієнт b	0,025	0,0315	0,0629	0,0575	0,3162	0,0155
Проектний усереднений коефіцієнт a	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Проектний усереднений коефіцієнт b	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Після буріння усереднений коефіцієнт a	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Після буріння усереднений коефіцієнт b	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

За результатами досліджень лише однієї чи шести свердловин неможливо повною мірою визначити фільтраційно-ємнісні характеристики пласта-колектора.

Пласт-колектор ПСГ представлений крижкими різностями порід, тому вибої свердловин, згідно з проектом, облаштовані протипісковими фільтрами. Однак, по деяких свердловинах експлуатаційного фонду мають місце негативні явища, пов'язані із записочуванням фільтрів, обводненням привибійних зон, що приводить до істотного зниження їх продуктивності. У зв'язку з цим, фактична продуктивність експлуатаційних свердловин носить достатньо диференційований характер, що підтверджується результатами досліджень.

Замірювання рівнів води по контрольних та спостережних свердловинах ПСГ проводяться згідно із "Технологічним регламентом по контролю за експлуатацією та герметичністю ПСГ".

Під час виконання замірювань рівнів рідини по спостережних свердловинах було встановлено, що всі вони, хоча із різною динамікою, реагують на зміну пластового тиску в покладі. Дослідження характеру зміни рівнів рідини в спостережних свердловинах дозволяє проводити постійний моніторинг за характером формування штучного газового покладу. Заміри рівнів рідини по контрольних свердловинах № 6 та № 33 дозволяють зробити висновки про відсутність перетікань газу із продуктивного горизонту до вищезалягаючих оксфордського та нижньокрейдового контрольних горизонтів.

Дослідження міжколонних тисків (МКТ) на свердловинах ПСГ проводиться з метою визначення герметичності колонної головки, різьбових з'єднань обсадних колон та стану цементного кільця обсадних колон. Заміри виконуються періодично – один раз на місяць по свердловинах з МКТ, два рази на рік по всьому фонду експлуатаційних свердловин у нейтральні періоди. Вимірювання витрати газу з міжколонного простору проводиться за допомогою лічильника. Причини виникнення МКТ та умови міграції газу в міжколонному просторі визначаються за кривою відновлення тиску.

4.3 Геофізичні дослідження свердловин

Метою геофізичних досліджень, проведених у 2015 році на ПСГ було визначення поточної газонасиченої товщини та коефіцієнта газонасиченості продуктивного пласта-об'єкта ПСГ (бат-байоський горизонт), положення ГВК, стану вибою, перфорації, термобаричних умов у свердловинах, виявлення вторинних скупчень газу, джерел і характеру перетікань, негерметичності експлуатаційної та ліфтової колон.

Основними методами геофізичних досліджень були гамма-каротаж (ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронний каротаж (ННК), магнітна локація муфт (МЛМ), манометрія (ММ), акустичний каротаж цементажу (АКЦ),

локація магнітна (ЛМ), термокаротаж (ТК), дефектометрія та мікрокавернометрія.

РОЗДІЛ 5. ВИЗНАЧЕННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГОМІНСЬКОГО ПСГ ТА АНАЛІЗ ВЕЛИЧИНИ ВТРАТИ ГАЗУ

5.1 Визначення K_p , K_{glin} , K_{sand}

Виявлення та оцінка міграції газу в підземному сховищі газу (ПСГ) є важливими завданнями для забезпечення ефективного та безпечного функціонування сховища. Міграція газу може призвести до втрат запасів, зниження якості газу. Визначення наявності міграції газу базується на комплексі методів, що включають геофізичні дослідження, моніторинг складу газу, використання трасерів, аналіз тиску та температури, а також математичне моделювання.

5.1.1 Визначення коефіцієнта пористості (K_p) теригенних колекторів

Метод визначення пористості теригенних порід за допомогою гамма-каротажу (ГК) базується на встановленні кореляційних зв'язків між пористістю та глинистістю порід ($K_p = f(C_{gl})$), а також між глинистістю і природною радіоактивністю гірських порід ($\Delta\gamma = f(C_{gl})$).

5.1.2 Методика визначення K_p за допомогою ГК

В основі методу лежить аналіз кореляційних зв'язків між:

1. **Пористістю теригенних порід та їх глинистістю:** Існує досить тісний зв'язок між цими параметрами, що дозволяє визначити пористість на основі глинистості.
2. **Глинистістю та природною радіоактивністю:** Природна радіоактивність гірських порід прямо корелює з їх глинистістю, що використовується для оцінки глинистості через гамма-активність.

Для усунення впливу різних факторів, таких як джерело нейтронів в каналі НГК, конструктивні особливості вимірювальної апаратури, а також фон та свердловинні умови, на показання ГК використовуються відносні значення гамма-активності

пластів-колекторів. Зокрема, застосовується подвійний різницевий параметр ΔJ_γ (Рис. 5.1).

Цей підхід дозволяє отримати більш точні показники пористості шляхом виключення зовнішніх впливів, що покращує надійність визначення пористості теригенних колекторів. Рис.5.1

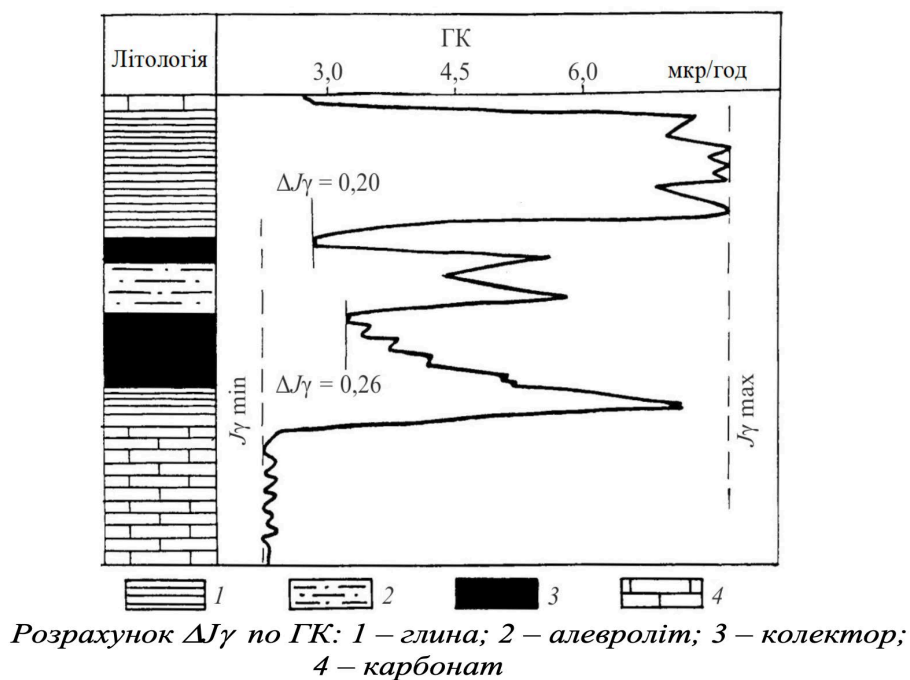


Рис. 5.1 – Приклад розрахунку коефіцієнту пористості(K_p)

5.1.2 Визначення коефіцієнту пористості (K_p) теригенних колекторів

Визначення K_p за допомогою гамма-каротажу (ГК)

Метод визначення пористості теригенних порід базується на тісних кореляційних зв'язках між пористістю порід і їх глинистістю ($K_p = f(\text{СГЛ})$), а також між глинистістю і природною радіоактивністю гірських порід ($\Delta J_\gamma = f(\text{Сгл})$). Для виключення впливу джерела нейтронів у каналі НГК, конструктивних особливостей вимірювальної апаратури, а також фону і свердловинних умов на показання ГК використовуються відносні значення гамма-активності пластів-колекторів – подвійний різницевий параметр ΔJ_γ .

Опорні пласти

Опорними пластами можуть бути, наприклад, щільні вапняки з мінімальними значеннями ГК (J_{\min}) та глини з максимальними значеннями ГК (J_{\max}). Параметр ΔJ_{γ} розраховується за формулою:

$$\Delta J_{\gamma} = (J_{\text{пл}} - J_{\min}) \pm \delta J_{\gamma} \quad J_{\max} - J_{\min} \quad \Delta J_{\gamma} = J_{\max} - J_{\min} (J_{\text{пл}} - J_{\min}) \pm \delta J_{\gamma}$$

де:

- $J_{\text{пл}}$ – значення ГК навпроти пласта-колектора;
- J_{\max} – максимальні значення ГК навпроти глин;
- J_{\min} – мінімальні значення ГК навпроти щільних вапняків;
- δJ_{γ} – поправка, що враховує зміни інтенсивності гамма-випромінювання в залежності від швидкості руху приладу (V) та товщини пласта (h).

5.2 Побудова структурної карти Гомінського ПСГ

Для візуалізації даних було використано програмне забезпечення компанії Schlumberger Petrel 2018. В ньому було виконані всі графічні побудови для аналізу колекторських властивостей ПСГ. Спершу за основу були взяті дані про структурну характеристику об'єкта а саме карта глибин Гомінського ПСГ, карта глибин покрівлі пласта колектора Рис. 5.3, карта підшови Рис. 5.2 та покришки Рис. 5.4.

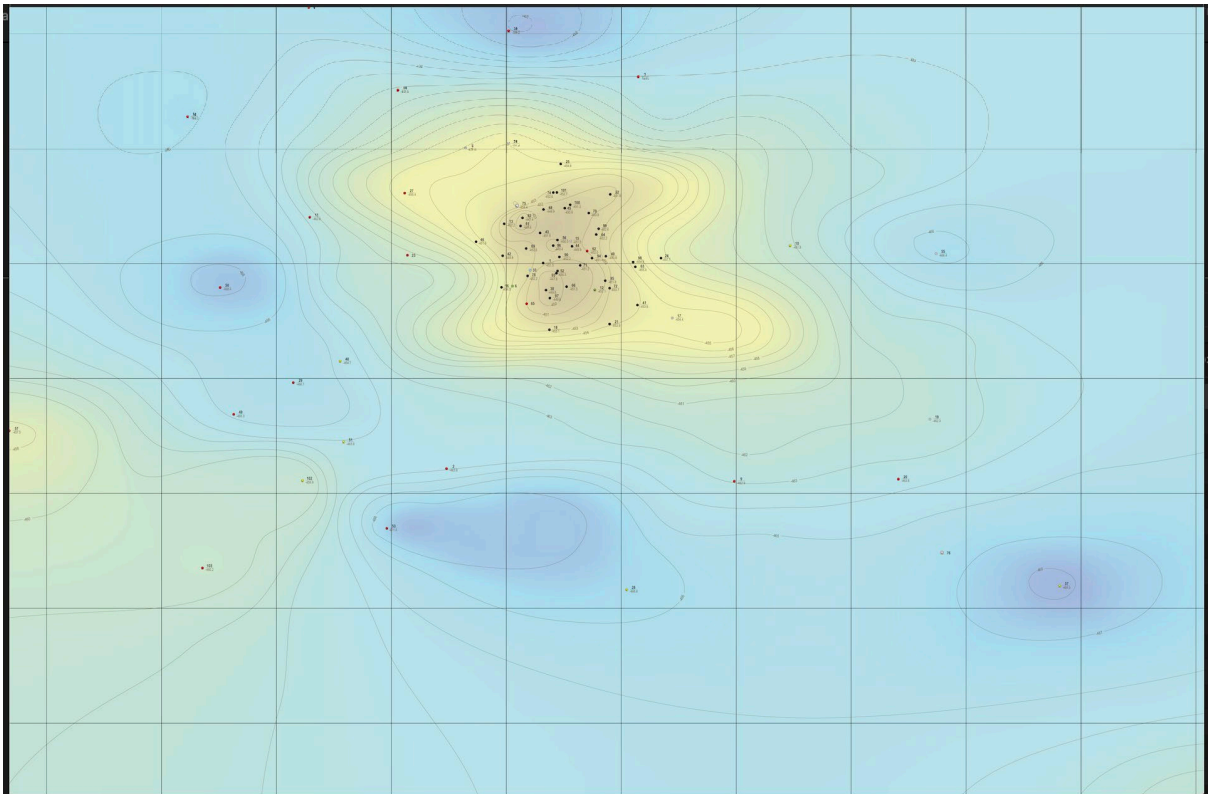


Рисунок 5.2 – Структурна карта підшови колектора

На зображенні представлена структурна карта підшови колектора. Ця карта відображає топографічну поверхню підшови колектора в межах досліджуваної території. На карті видно ізолінії, що показують зміну глибини підшови колектора, а також використано кольорову шкалу для візуалізації різниць у висоті або глибині.

Основні елементи карти:

1. Ізолінії:

- Ізолінії з'єднують точки з однаковою глибиною підшови колектора.
- Вони дозволяють візуально оцінити форму та схили підшови колектора.
- Чим ближче розташовані ізолінії, тим стрімкіші зміни рельєфу.

2. Колірна шкала:

- Кольори варіюються від світлих (жовті та світло-зелені) до темних (сині та фіолетові), що відображає зміну глибини.
- Світлі кольори вказують на меншу глибину підшови колектора, а темні кольори – на більшу глибину.

3. Розподіл значень:

- В центральній частині карти розташована область з найменшою глибиною підшови колектора, що позначена жовтим кольором.
- Навколо центральної області знаходяться зони з поступовим збільшенням глибини (світло-зелений колір).
- На периферії карти помітні області з найбільшою глибиною підшови колектора, позначені синіми та фіолетовими відтінками.

4. Свердловини:

- На карті також позначені місця розташування свердловин, що можуть бути використані для детальнішого аналізу та підтвердження даних карти.

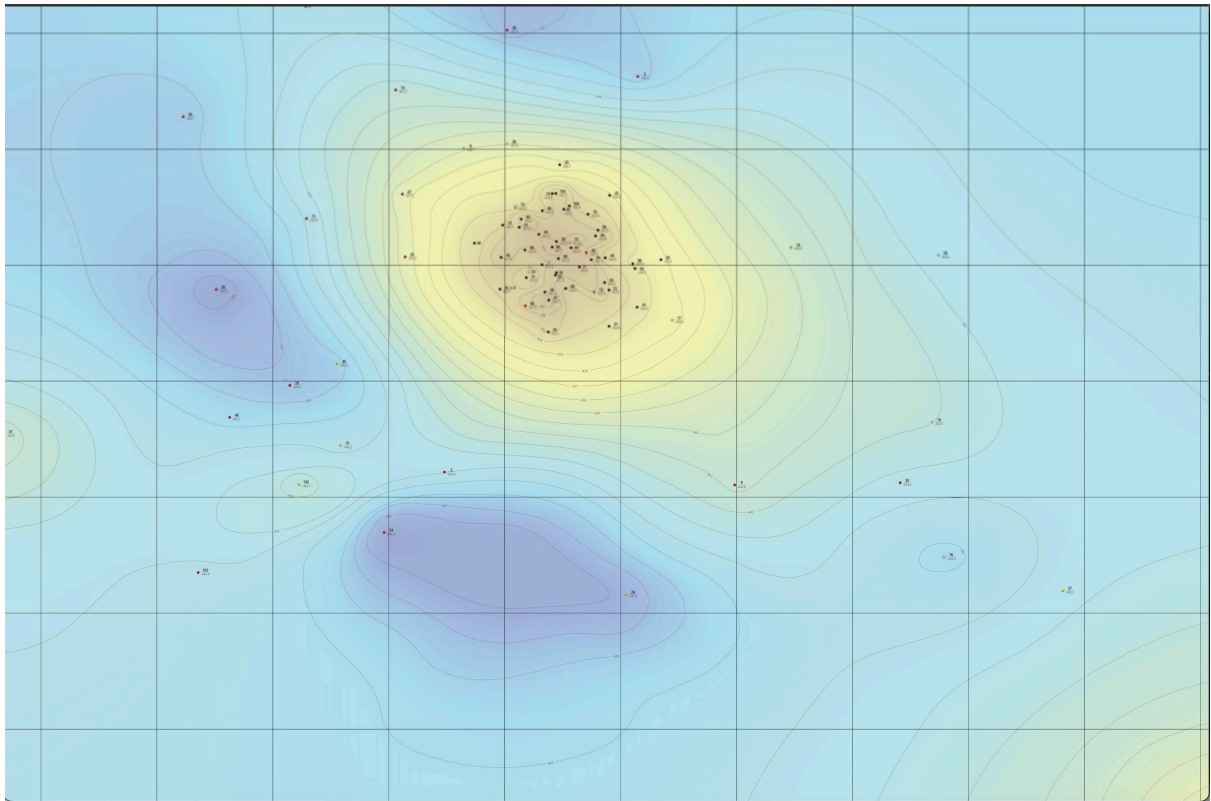


Рис. 5.3 – Структурна карта покрівлі пласта-колектора

На зображенні представлена структурна карта покрівлі пласта-колектора. Ця карта відображає топографічну поверхню підосви колектора в межах досліджуваної території. На карті видно ізолінії, що показують зміну глибини підосви колектора, а також використано кольорову шкалу для візуалізації різниць у висоті або глибині.

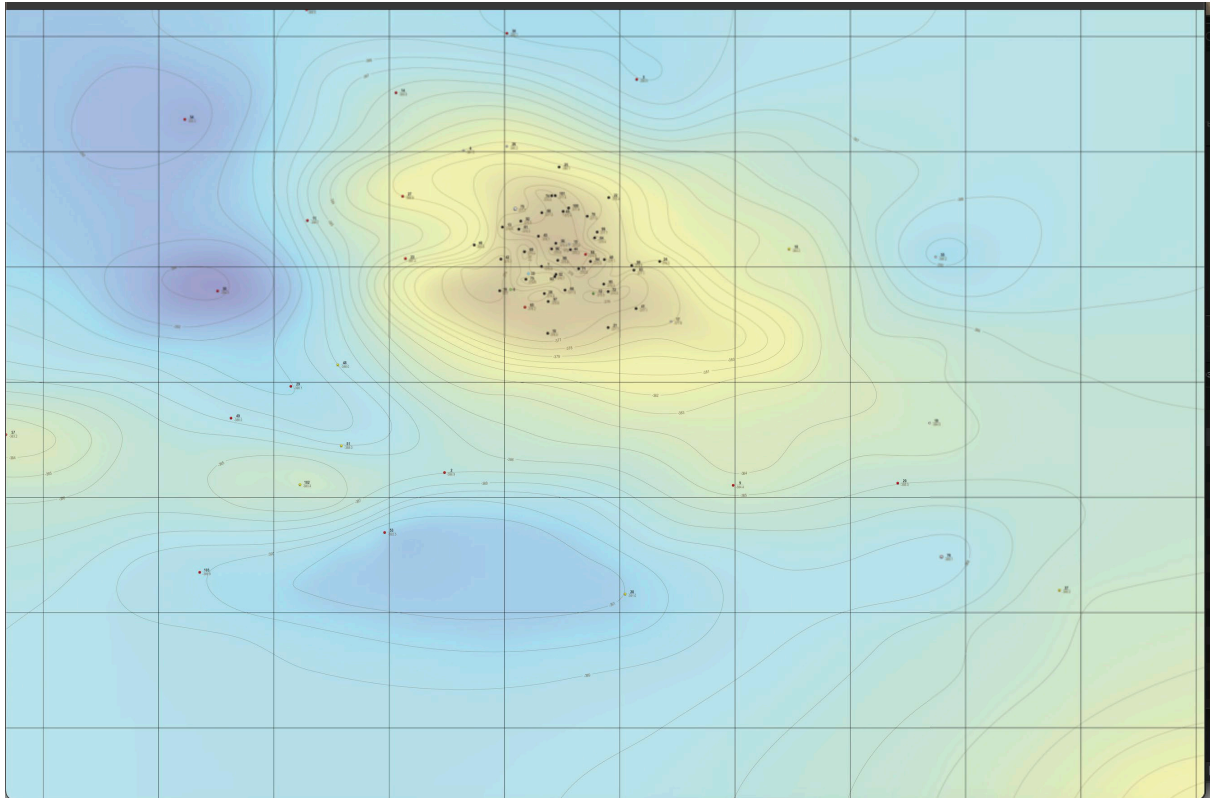


Рис. 5.4 – Структурна карта покриття колектора

На зображенні представлена структурна карта покриття колектора. Ця карта відображає топографічну поверхню підшви колектора в межах досліджуваної території. На карті видно ізолінії, що показують зміну глибини підшви колектора, а також використано кольорову шкалу для візуалізації різниць у висоті або глибині.

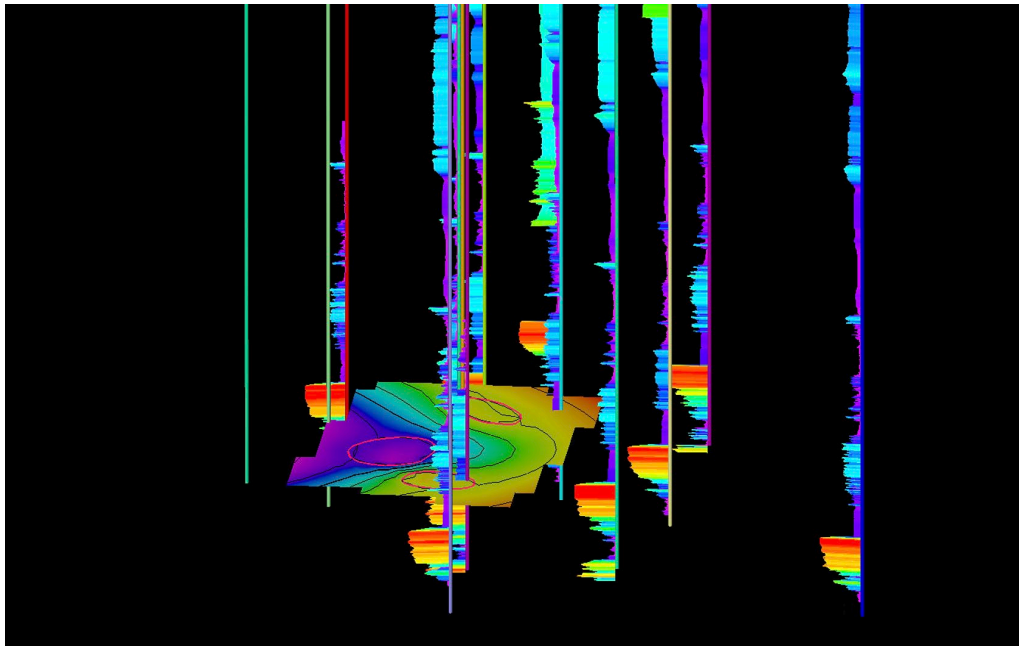


Рис. 5.5 – Підраховані дані про пористість проникність та глинистість було відображено в 3D та 2D

Приклад деяких із них в 2 D форматі зображено на Рис. 5.6

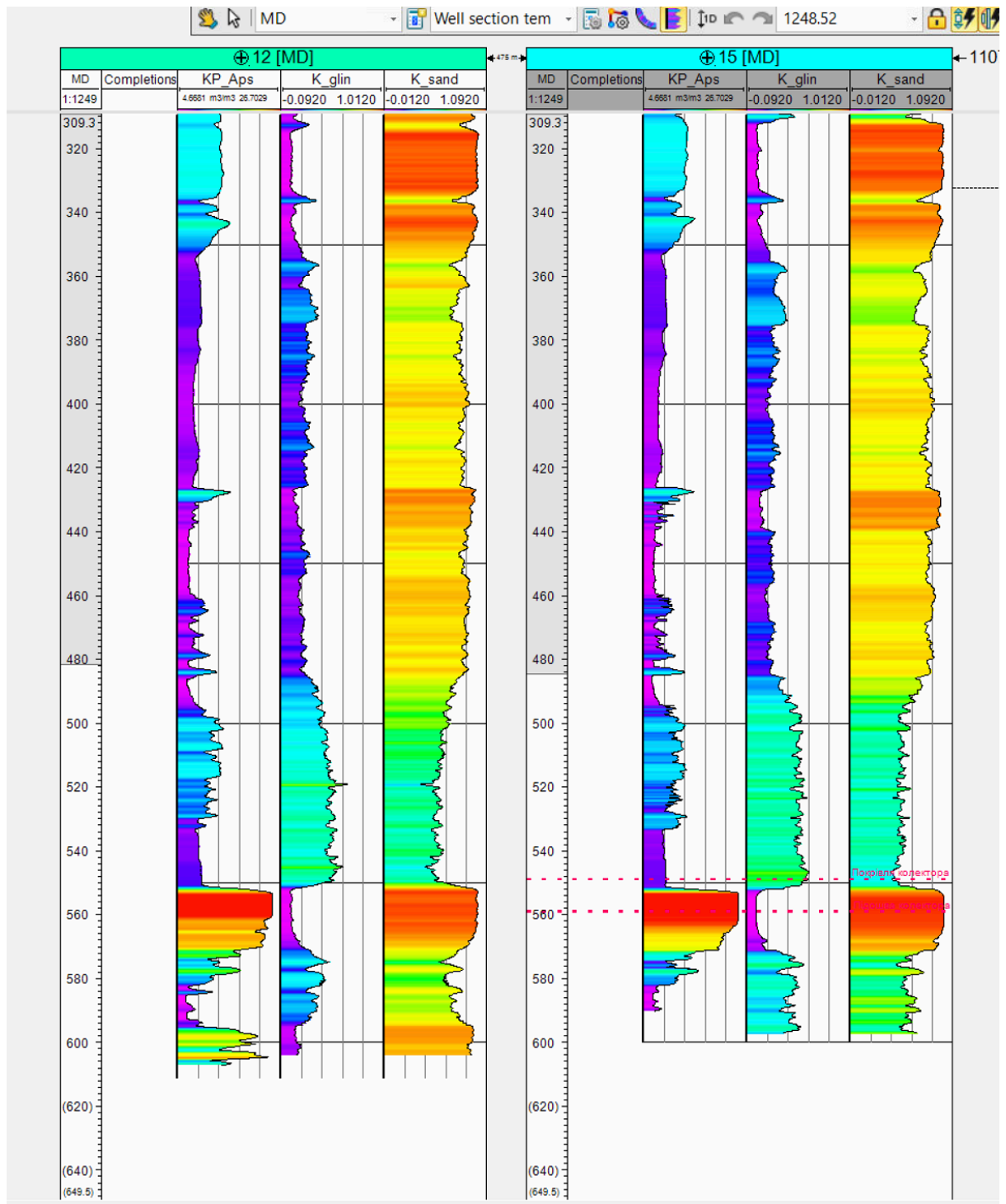


Рис. 5.6 – відображення параметрів KP коефіцієнт пористості, K_glin - коефіцієнт глинистості, K_sand – коефіцієнт піщаності

Дані про глибинну характеристику було оброблено та на їх основі побудовані ізолінії підшви та покрівлі пласта колектора (Рис. 5.7).

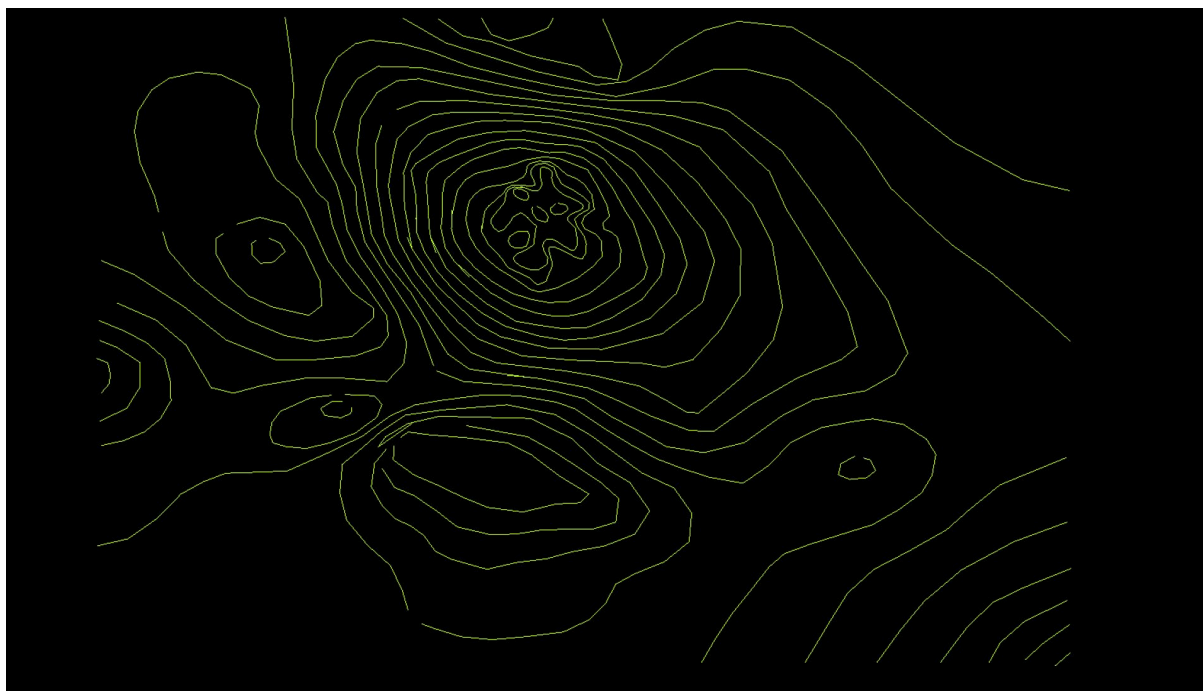


Рис. 5.7 – Карта ізоліній покрівлі пласта-колектора

За цими даними було побудовано горизонти покрівлі колектора та підшви колектора та візуалізовано в 3D з прив'язкою за координатами свердловин (Рис. 5.8).

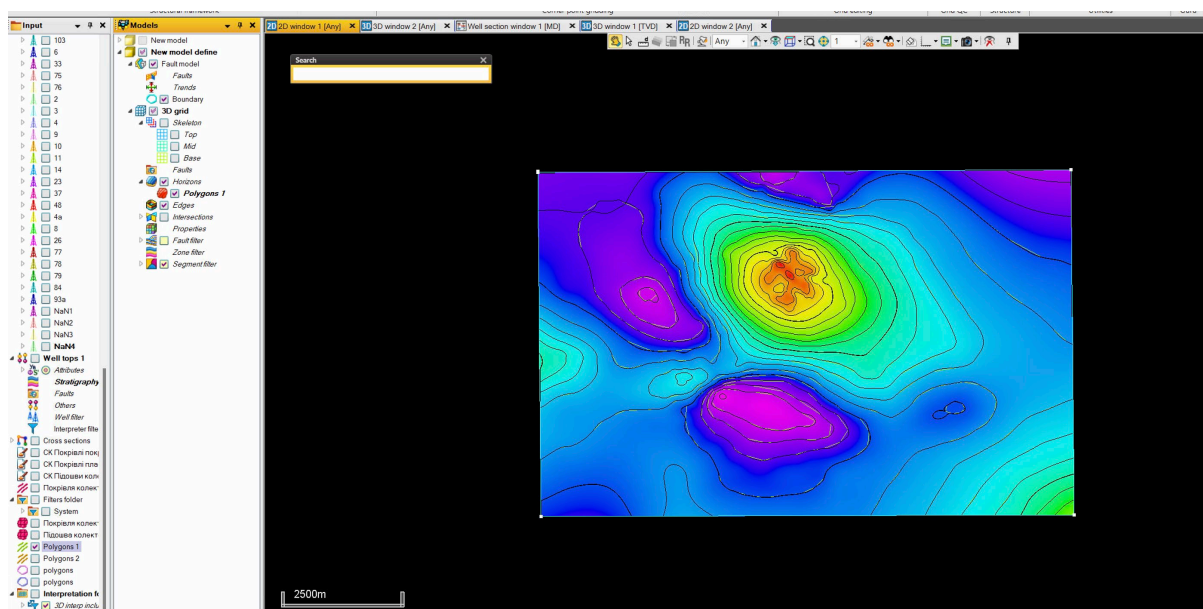


Рис. 5.8 – Структурна карта покрівлі пласта – колектора

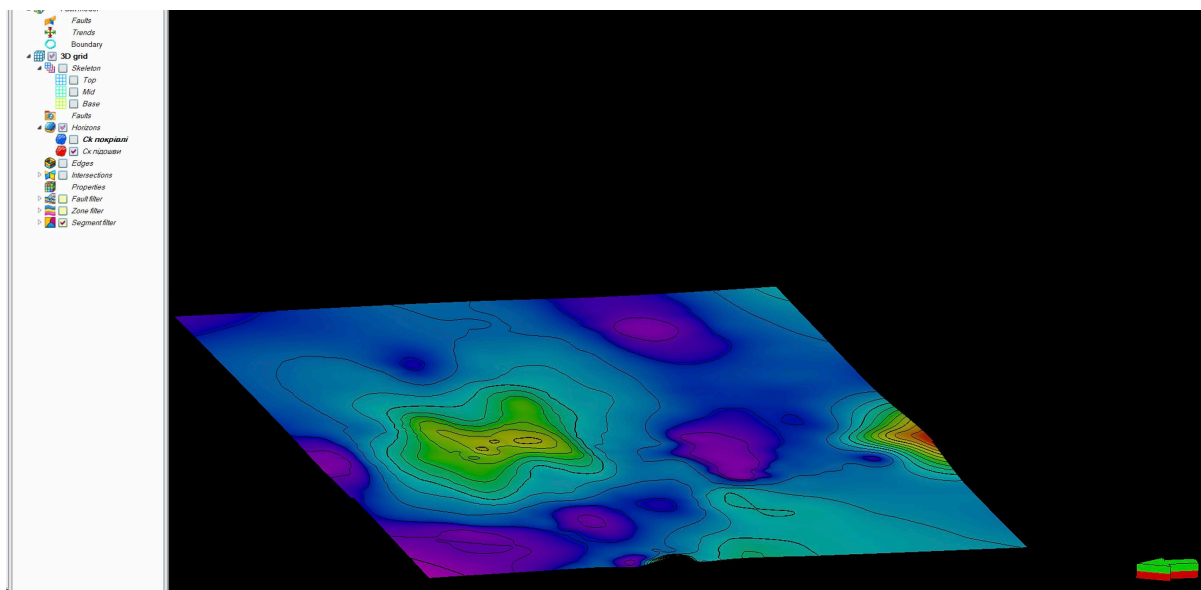


Рис. 5.9 – Структурна карта підовши колектора

На побудованій моделі середовища структурні карти пов'язано з даними про пористість, проникність та глинистість порід колектору. В результаті чого можна виділити аномальні зони в яких можливе зберігання газу.

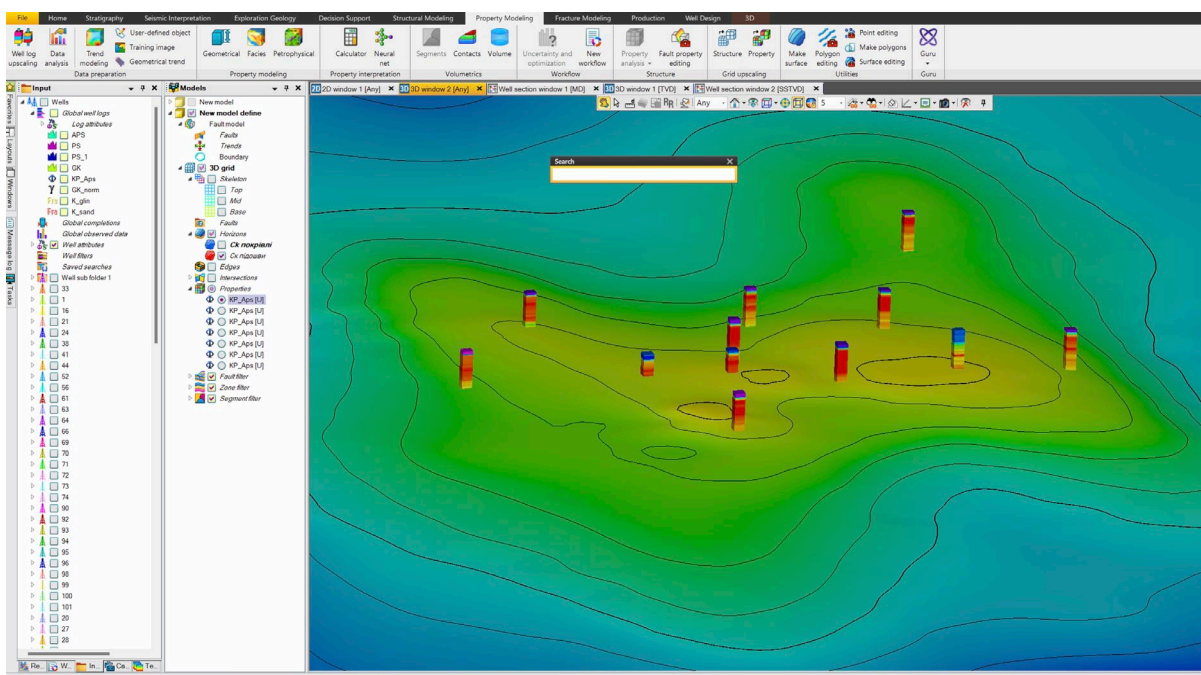


Рис. 5.10 – Відображення коефіцієнту пористості в 3Д

Для більш детального аналізу було побудовано карти середніх параметрів коефіцієнту пористості, глинистість та піщаності.

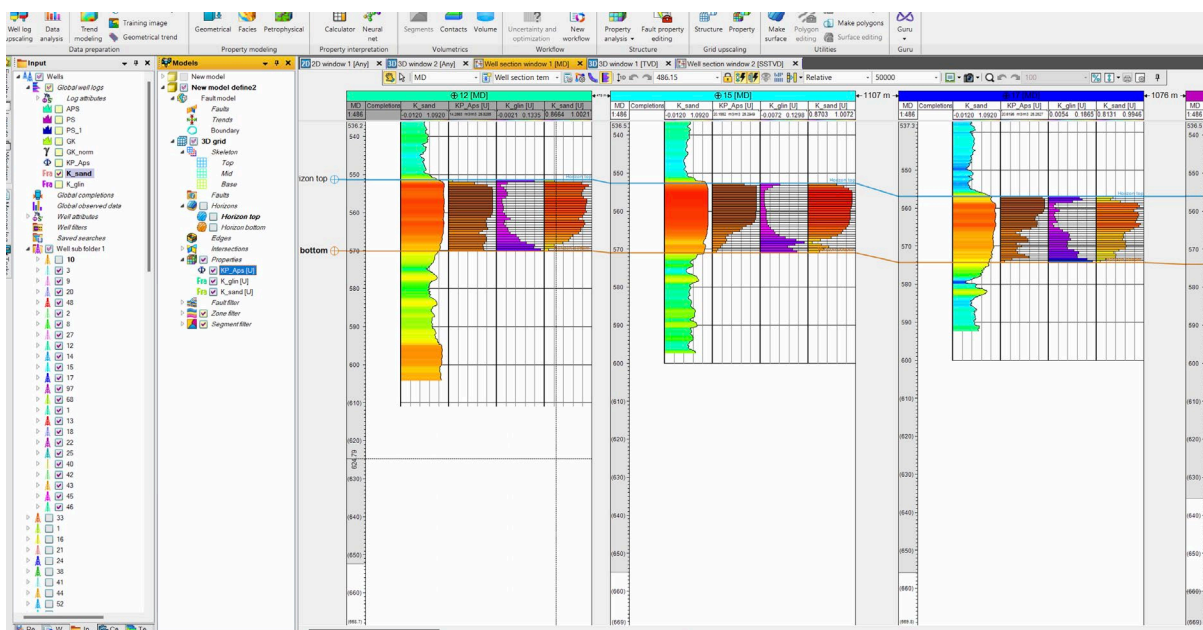


Рис. 5.11 – Результат масштабування кривих параметрів пористості, глинистості та проникності в клітинки моделі

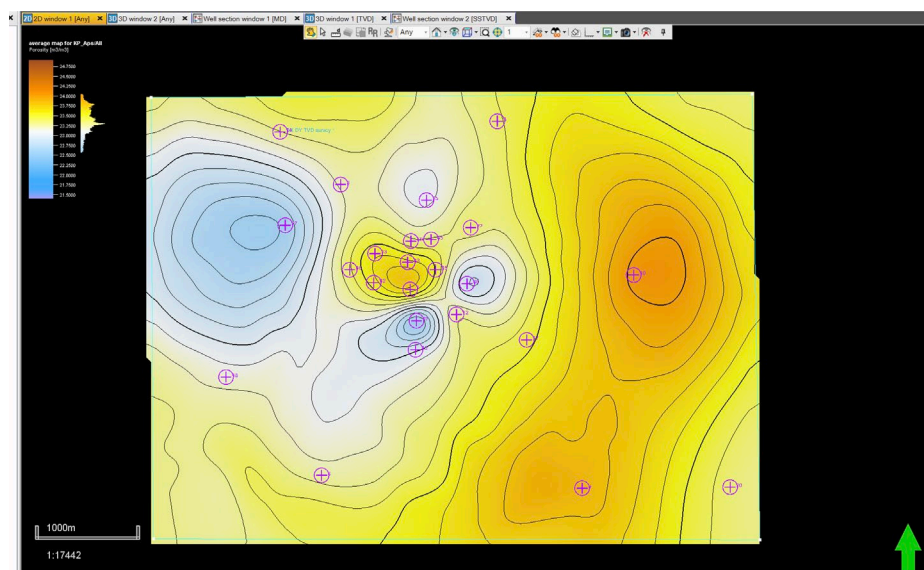


Рис. 5.12 – Карта середніх значень коефіцієнту пористості

Аналіз карти середніх значень пористості

На зображенні представлена карта середніх значень пористості гірських порід, де різні кольори та контурні лінії вказують на зміни у величині пористості. Детальний аналіз цієї карти дозволяє виділити зони з хорошими колекторськими властивостями.

Аналіз кольорової шкали та ізоліній

1. Кольорова шкала:

- **Темно-сині та блакитні зони:** Вказують на низьку пористість, що зазвичай свідчить про низьку проникність і, відповідно, погані колекторські властивості.
- **Світло-сині та зелені зони:** Вказують на середню пористість. Такі зони можуть мати задовільні колекторські властивості, але це потребує додаткової перевірки інших параметрів, таких як проникність.
- **Жовті та помаранчеві зони:** Вказують на високу пористість. Це найбільш перспективні зони для видобутку, оскільки вони зазвичай мають добрі колекторські властивості.
- **Червоні та темно-червоні зони:** Найвища пористість, що свідчить про відмінні колекторські властивості.

2. Ізолінії:

- Чим ближче ізолінії розташовані одна до одної, тим більш крутий градієнт змін пористості. Це може вказувати на різкі зміни у властивостях порід.

Виділення зон з колекторськими властивостями

На основі представленої карти можна виділити наступні зони:

1. Зони з високою пористістю:

- **Жовті, помаранчеві та червоні області** на карті. Ці зони мають високі значення пористості, що свідчить про їх хороші колекторські властивості. Дані зони потенційно мають високу проникність і можуть зберігати значні обсяги флюїдів, таких як вода, нафта або газ.
- **Центральна область** карти, де сконцентровані червоні та помаранчеві кольори, що відповідають найвищим значенням пористості.

2. Перехідні зони:

- **Світло-сині та зелені області:** Це перехідні зони між високою та низькою пористістю. Вони можуть мати середні колекторські властивості і вимагати додаткового вивчення для підтвердження їх придатності.

3. Зони з низькою пористістю:

- **Темно-сині та блакитні області:** Ці зони мають низьку пористість і, відповідно, погані колекторські властивості. Вони менш перспективні для видобутку флюїдів.

Рекомендації

1. Детальніше вивчення високопористих зон:

- Необхідно провести додаткові дослідження, такі як вимірювання проникності, тиску пор та інших фізико-хімічних властивостей, щоб підтвердити можливість ефективного видобутку.

2. Аналіз перехідних зон:

- Перехідні зони зі світло-синіми та зеленими кольорами слід детально проаналізувати, оскільки вони можуть мати задовільні колекторські властивості при певних умовах.

3. Уникання зон з низькою пористістю:

- Області з низькими значеннями пористості не є пріоритетними для видобутку, але можуть бути важливими для загального розуміння геологічної структури регіону.

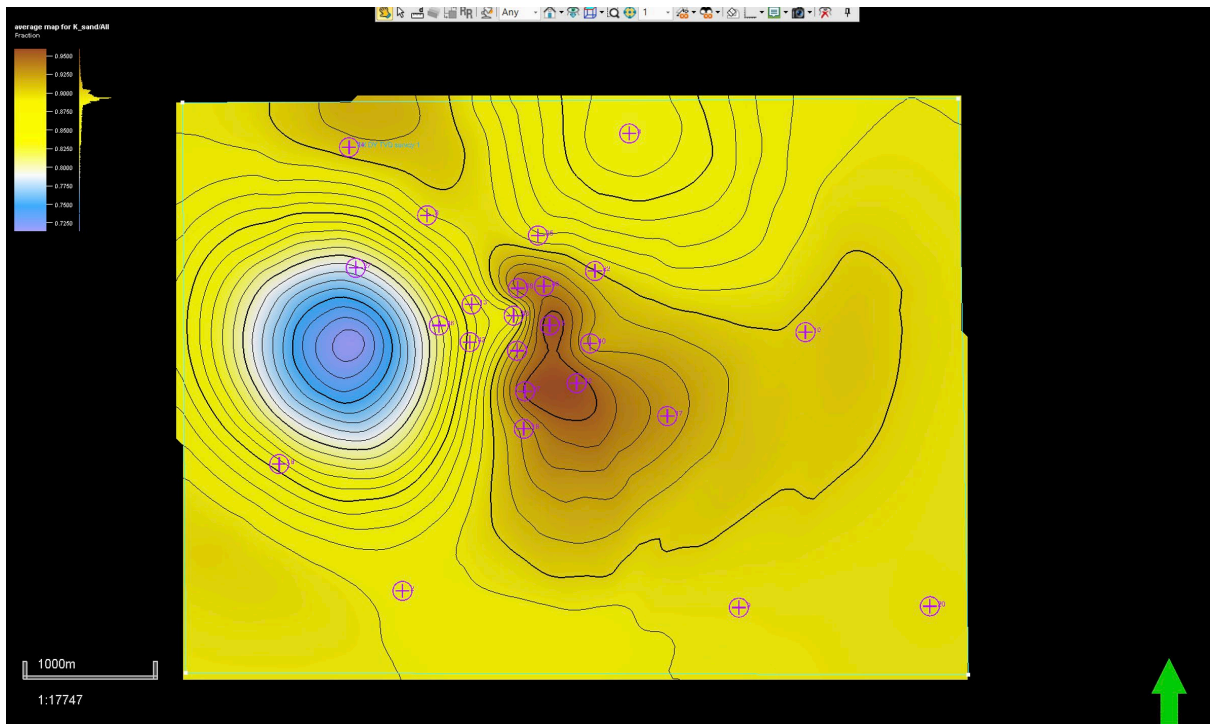


Рис. 5.12 – Карта середніх значень піщаності

На зображенні представлена карта середніх значень коефіцієнту піщаності гірських порід, де кольори та контурні лінії відображають зміни в цьому параметрі. Детальний аналіз карти дозволяє виділити зони з добрими колекторськими властивостями.

Виділення зон з колекторськими властивостями

На основі представленої карти можна виділити наступні зони:

1. Зони з високим коефіцієнтом піщаності:

- **Помаранчеві та червоні області:** Ці зони мають високий коефіцієнт піщаності, що свідчить про високий вміст піщаних частинок. Такі зони зазвичай характеризуються хорошими колекторськими властивостями і є пріоритетними для розвідки та видобутку флюїдів.
- **Центральна область карти,** де зосереджені червоні та помаранчеві кольори, вказує на найвищі значення коефіцієнту піщаності і, відповідно, на найкращі колекторські властивості.

2. Перехідні зони:

- **Зелені та жовті області:** Ці зони мають середній коефіцієнт піщаності і можуть мати задовільні колекторські властивості. Їх варто досліджувати детальніше, щоб визначити можливість ефективного видобутку.

3. Зони з низьким коефіцієнтом піщаності:

- **Сині та блакитні області:** Ці зони мають низький коефіцієнт піщаності, що свідчить про невеликий вміст піщаних частинок. Вони менш перспективні з точки зору колекторських властивостей.

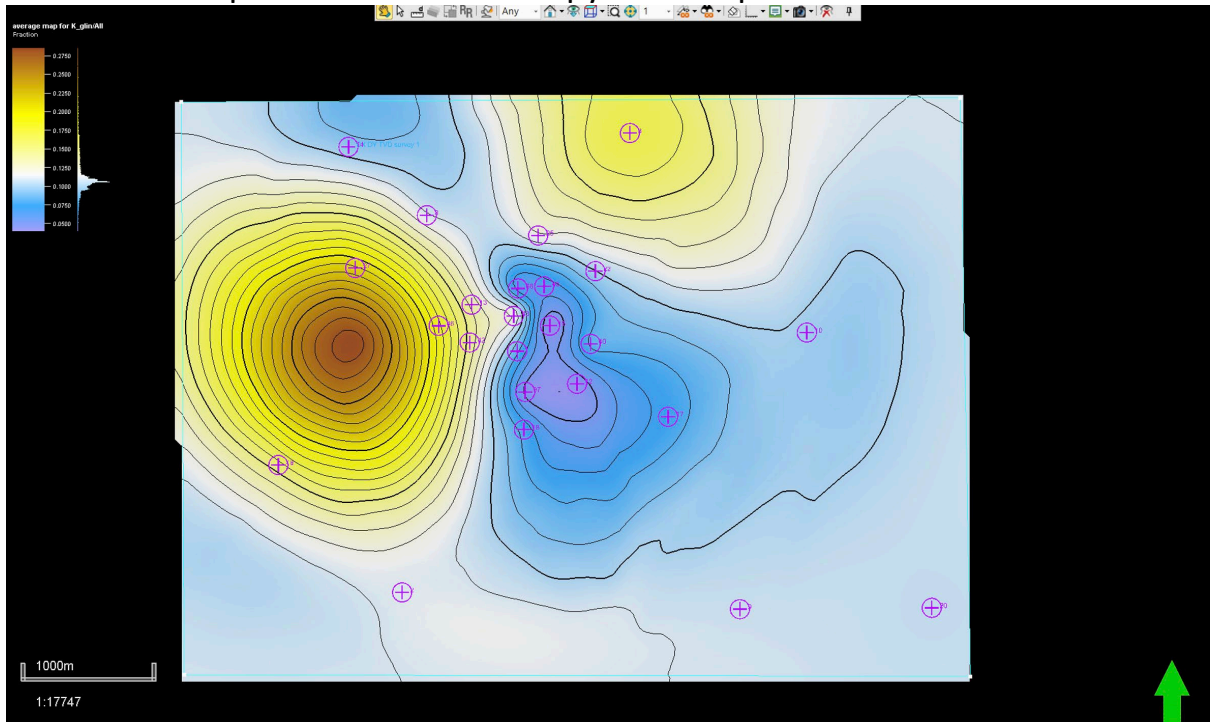


Рис. 5.13 – Карта середніх значень глинистості

Аналіз карти середніх значень коефіцієнту глинистості

На представленій карті середніх значень коефіцієнту глинистості гірських порід, кольори та контурні лінії вказують на зміни в цьому параметрі. Аналіз цієї карти дозволяє виділити зони з хорошими колекторськими властивостями.

Виділення зон з коректорськими властивостями

На основі представленої карти можна виділити наступні зони:

1. Зони з низьким коефіцієнтом глинистості:

- **Сині та блакитні області:** Ці зони мають низький коефіцієнт глинистості, що свідчить про низький вміст глинистих частинок. Такі зони зазвичай мають добрі колекторські властивості і є пріоритетними для розвідки та видобутку флюїдів.
- **Південно-східна та центральна частини карти,** де зосереджені сині та блакитні кольори, вказують на найкращі умови для зберігання та транспортування флюїдів.

2. Перехідні зони:

- **Зелені та жовті області:** Ці зони мають середній коефіцієнт глинистості і можуть мати задовільні колекторські властивості. Їх слід детально досліджувати, щоб визначити можливість ефективного видобутку.
- 3. Зони з високим коефіцієнтом глинистості:**
- **Помаранчеві та червоні області:** Ці зони мають високий коефіцієнт глинистості, що вказує на значний вміст глинистих частинок. Вони менш перспективні з точки зору колекторських властивостей через низьку проникність.

Аналіз карт середніх значень глинистості, піщаності та пористості

Для виділення зони з найкращими колекторськими властивостями потрібно знайти області, де коефіцієнт глинистості низький, а коефіцієнти піщаності та пористості високі.

1. Область А:

- **Глинистість:** На першій карті (глинистості) сині та блакитні зони знаходяться в південно-східній частині.
- **Піщаність:** На другій карті (піщаності) жовті та червоні зони концентруються в центрально-південно-східній частині.
- **Пористість:** На третій карті (пористості) жовті та червоні зони зосереджені в центрально-південно-східній частині.

Таким чином, **центрально-південно-східна частина** є найбільш перспективною зоною з найкращими колекторськими властивостями.

Рекомендації щодо подальших дій

1. **Детальні геологічні дослідження:** Необхідно провести додаткові буріння та вимірювання для підтвердження колекторських властивостей.
2. **Тестування проникності:** Визначення фактичної проникності в цій зоні для оцінки ефективності видобутку.
3. **Планування видобутку:** Розробка стратегії видобутку з урахуванням отриманих даних.

Таким чином, за результатами співставлення трьох карт, **центрально-південно-східна частина** є найбільш перспективною для подальшої розвідки та видобутку завдяки найкращим колекторським властивостям.

Колекторські властивості

За результатами пробних відкачувань середня проникність порід дорівнює 1,5 Дарсі ($1,5 \times 10^{-12} \text{ м}^2$), за кривими відновлення тиску і гідропрослуховування – від 2,2 до 2,5 Дарсі (від $2,2 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ до $2,5 \times 10^{-12} \text{ м}^2$) відповідно, за результатами дослідного закачування – 1,2 Дарсі ($1,2 \times 10^{-12} \text{ м}^2$). Завищені значення проникності, отримані методом гідропрослуховування, обумовлені неточністю методу

визначення. Досвід численних гідродинамічних досліджень показує, що метод гідропрослуховування найбільш вірогідно дає інтегральне значення п'єзопровідності пласта, але найменш достовірне значення гідропровідності і проникності. Середнє значення проникності пласта, визначене точковим способом, слід вважати дещо заниженим, оскільки ефективна газонасичена товщина пласта є величиною, яку важко визначити, і похибка зростає (при створенні підземних сховищ газу) у напрямку завищення газонасиченої товщини. Визначення параметрів пласта за результатами досліджень багатьох свердловин дає найбільш достовірні значення інтегральних характеристик пласта-колектора по площі розповсюдження. Таким чином, промислові гідродинамічні дослідження свердловин показують досить високу проникність продуктивного пласта-колектора.

За результатами визначення проникності на карті чітко вимальовуються дві ділянки з пониженими значеннями проникності: район свердловини 27 (нижче 1 Дарсі [$1,0 \times 10^{-12} \text{ м}^2$]).

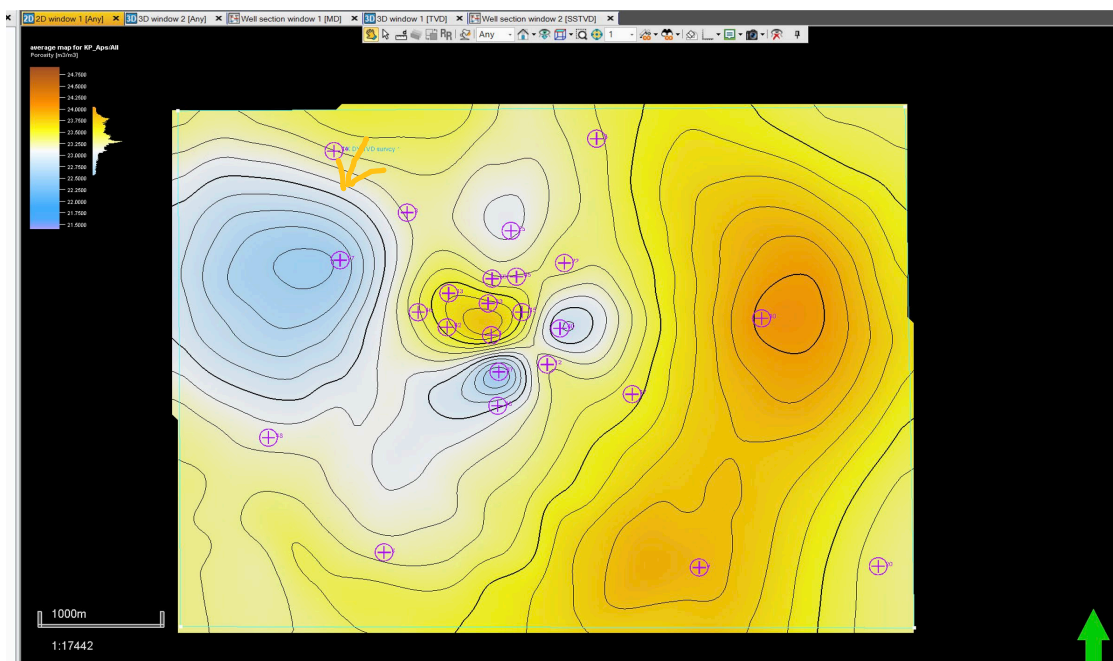


Рис. 5.14 – Виділення свердловини 27

На рисунку 5.15 зображена карта середніх значень коефіцієнту пористості за якою можна виділити перспективну зону колектора судячи з дани свердловин 1,13,15,12,46,68, зона має низьківередні значення пористості близько 24,25 % що є хорошими показниками для колектору, глинистості 0,07, та піщанистості близько 1 що показано на діаграмах середніх значень. Рис. 5.16 та Рис. 5.17.

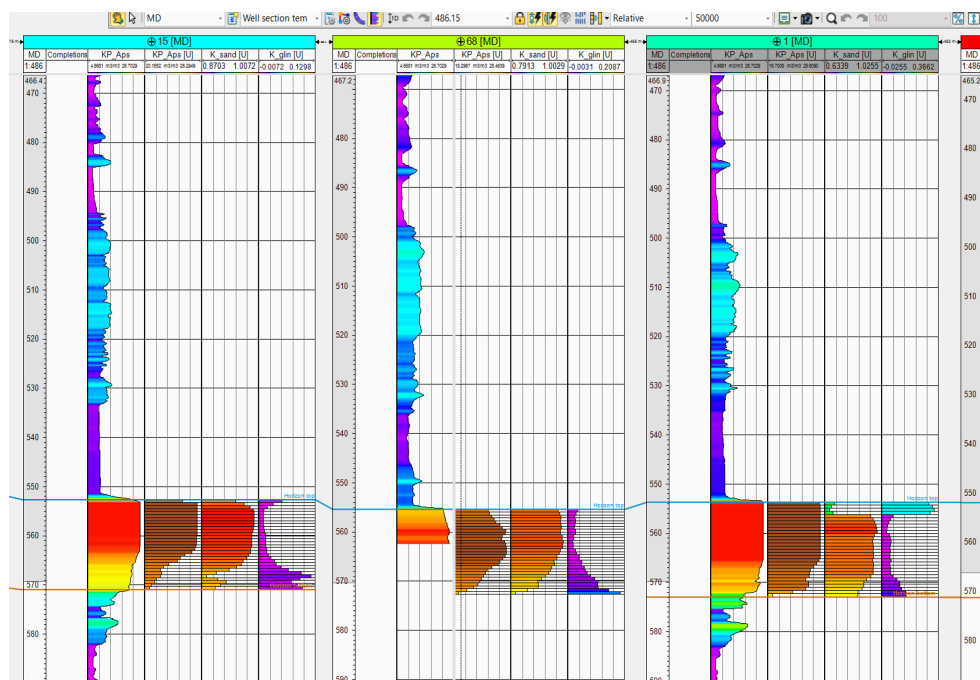


Рис. 5.16 – Діаграми середніх значень пористості, глинистості, піщаності свердловин 15, 68, 1

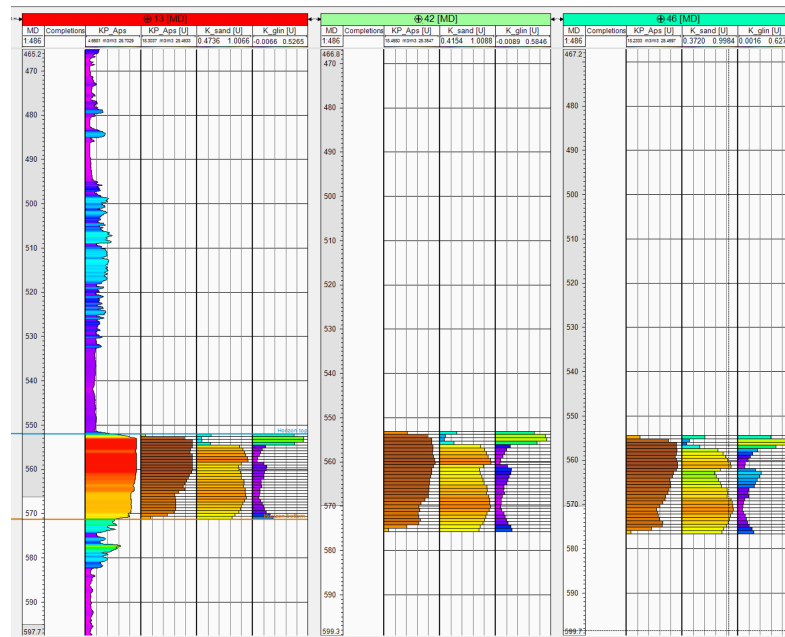


Рис. 5.17 – Діаграми середніх значень пористості , глинистості, піщаності свердловин 13,42,46

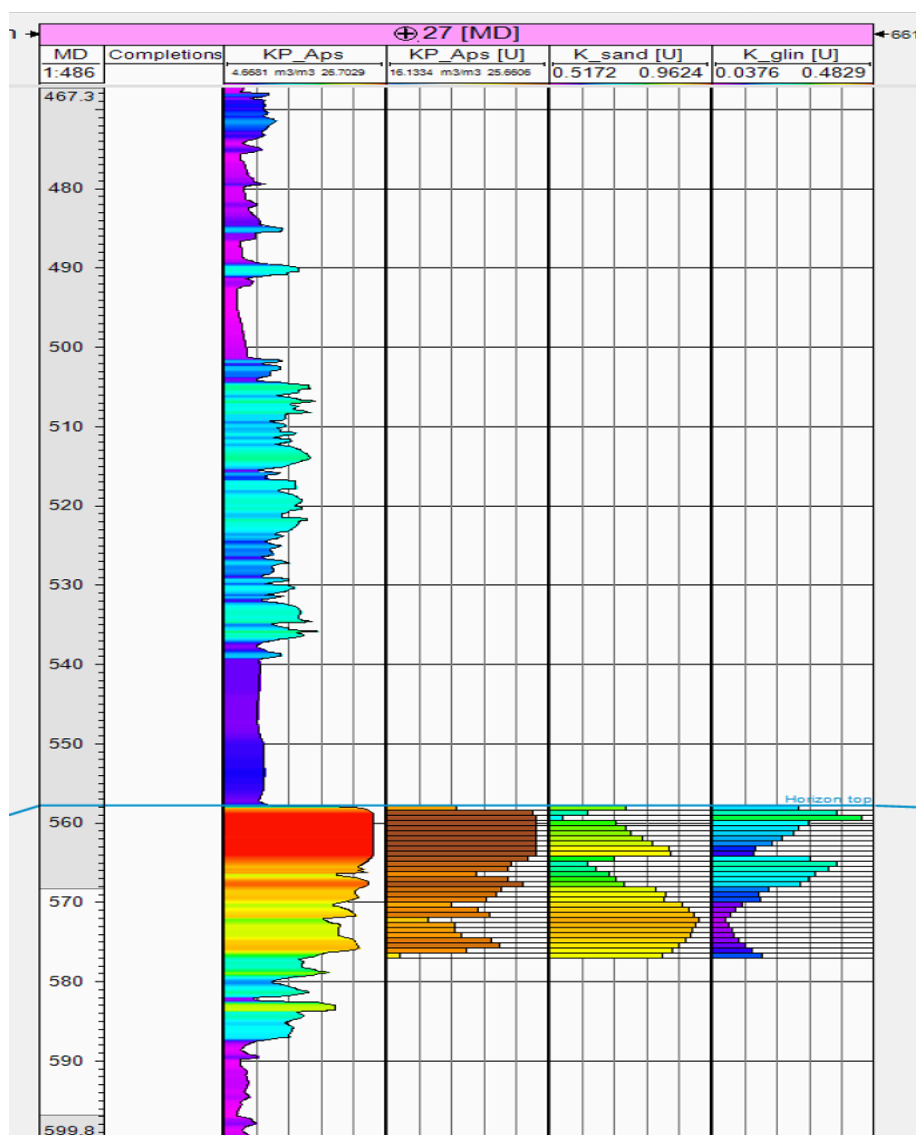


Рис. 5.18 – Діаграма середніх значень пористості, піщаності, глинистості у свердловині 27.

Пористість пісків і алевролітів по промислово-геофізичних даних добре узгоджується з лабораторними дослідженнями і коливається від 22 до 43%, в середньому вона складає 35 %.

Проникність порід, отримана за промисловими даними, у середньому складає (від 1,3 до 2,0) $\times 10^{-12}$ м². При цьому, згідно із лабораторними дослідженнями, поперек нашарувань вона є в 2-3 рази меншою, ніж вздовж нашарувань, тобто має місце анізотропія пласта.

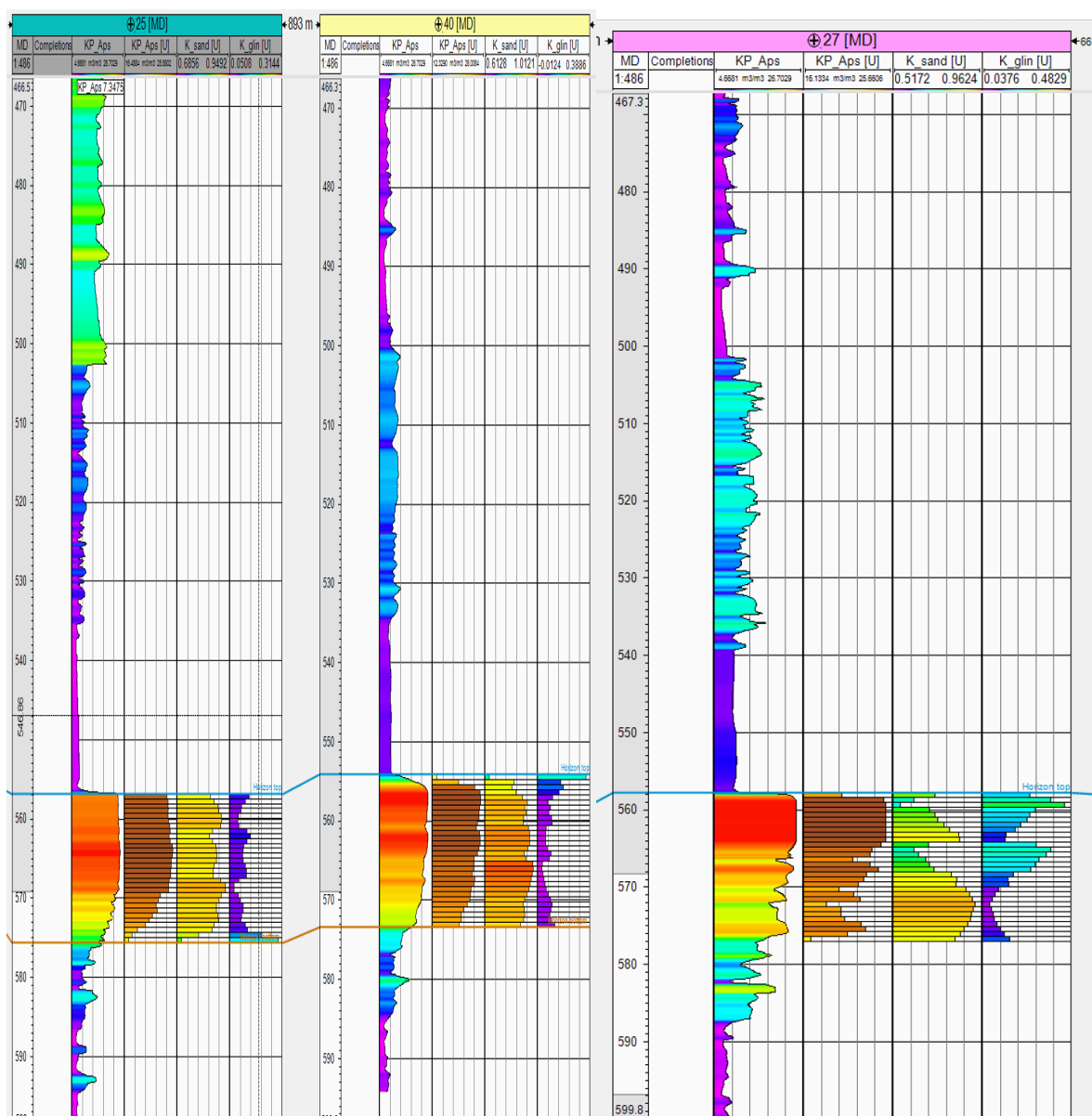


Рис. 5.19

Також виявлені непроникні та напівпроникні прошарки і встановлено їх поширення по площі і розрізу. Так, в склепінній частині підняття в свердловинах 25,40,37 на глибині 4,0-5,0 м від покрівлі пласта (в свердловині 25 – 7 м, в свердловині 40– 2,8 м) залягає прошарок щільних глин товщиною 1,0-1,8 м, який добре витриманий по площі. Не виключено, що цей прошарок має мозаїчну будову або він місцями заміщується проникними або напівпроникними різновидами. Нижче нього залягають іще два проникних прошарки сильно піскових глин і алевролітів, які також добре витриманий по площі. Проникна пачка бат-байосу екранується зверху і знизу глинистими утвореннями.

ВИСНОВКИ

Дослідження міграції газу в підземних сховищах газу (ПСГ) є надзвичайно важливим з точки зору безпеки, ефективності та екологічної стійкості. На основі проведених геофізичних досліджень, хімічного аналізу зразків ґрунту та води, а також моделювання міграційних процесів у Гомінському ПСГ були отримані наступні результати та висновки.

1. Колекторські властивості Гомінського ПСГ:

- Визначення колекторських властивостей показало, що Гомінське ПСГ має високий потенціал для зберігання природного газу. Було виявлено, що пористість і проникність порід є достатніми для забезпечення ефективного зберігання та видобутку газу.
- Особливості структури колектора, включаючи наявність тріщин та вторинних порожнин, сприяють збільшенню ефективної пористості, що підвищує загальну ємність сховища.

2. Міграція газу:

- За результатами геофізичних досліджень було встановлено, що міграція газу відбувається переважно в зонах з високою тріщинуватістю та пористістю. Ці зони забезпечують шлях для руху газу, що може призводити до втрат з підземного сховища.
- Аналіз хімічного складу зразків води та ґрунту показав наявність слідів вуглеводнів у прилеглих до ПСГ районах, що підтверджує факт міграції газу. Це вимагає додаткових заходів для моніторингу та запобігання втратам.

3. Екологічні аспекти:

- Міграція газу може мати серйозні екологічні наслідки, включаючи забруднення ґрунтових вод та атмосферного повітря. Викиди метану, як одного з основних компонентів природного газу, сприяють парниковому ефекту, що посилює проблему глобального потепління.

- Виявлені факти забруднення води та ґрунту вимагають проведення додаткових заходів щодо захисту навколишнього середовища, включаючи впровадження систем моніторингу та очищення забруднених територій.

4. Методи оптимізації управління міграцією газу:

- Для мінімізації втрат газу та запобігання його міграції необхідно застосовувати сучасні методи герметизації та ізоляції свердловин, а також технології підвищення безпеки експлуатації ПСГ.
- Використання комп'ютерних моделей для симуляції процесів міграції газу дозволяє прогнозувати можливі шляхи витоків та вчасно вживати заходів для їх усунення.

5. Рекомендації:

- Розробити та впровадити комплексну систему моніторингу за станом підземного сховища, включаючи постійне відстеження рівня газу, тиску та стану навколишнього середовища.
- Впровадити додаткові заходи щодо герметизації та ізоляції критичних зон, що сприяють міграції газу.
- Проводити регулярні хімічні аналізи зразків ґрунту та води з метою виявлення та запобігання екологічним ризикам.
- Розробити програму екологічного моніторингу для оцінки впливу діяльності ПСГ на навколишнє середовище та розробити стратегії щодо зменшення негативних впливів.
- Вдосконалити методи геофізичних досліджень для більш точного визначення структурних особливостей колекторів та зон потенційних витоків.

Підсумовуючи, можна сказати, що проведене дослідження дало глибоке розуміння механізмів міграції газу в підземному сховищі та можливих екологічних наслідків цього процесу. Запропоновані заходи та рекомендації дозволять

підвищити ефективність управління ПСГ, зменшити втрати газу та мінімізувати екологічні ризики, що сприятиме більш безпечному та екологічно стійкому використанню природних ресурсів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ щодо виконання курсової роботи із дисципліни «Геофізика та інтерпретація даних ГДС»

2. Дзебань І.П. Влияние различных сочетаний межзерновой и вторичной пористости на скорости упругих волн. Разведочная геофизика. 1986. № 103. С. 127-135.

3. Вижва С. А., Безродная И. Н. Определение структуры пустотного пространства сложнопостроенных пород осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента по данным акустических методов: Тези Міжнарод. геофіз. конф. EAGE, Москва, 1–4 сентября 2003 г.

4. Продайвода Г., Вижва С., Безродна І., Продайвода Т. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. Київ: ВПЦ "Київський університет", 2011, 367 с.

5. Морозов В. П., Плотникова И. Н., Закиров Р. Х., Кольчугин А. Н., Кальчева А. В., Королев Э. А., Эскин А. А. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород коллекторов. Георесурсы. 2012. № 4(46). С. 19-22.

6. Безродна І. М. Оцінка структури пустотного простору карбонатних порід за результатами акустичних досліджень в умовах змінного тиску. Научний вестник НГУ. 2014. № 3. С. 21-25.

7. Хамидуллина Г. С., Зиганшин Э. Р., Миннибаева Э. И., Халиуллин Р. Р. Исследование фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород на основе анализа индекса качества коллектора. Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 64-66.

8. Вижва С. А., Безродна І. М., Шинкаренко А. В. Вплив пластових баричних умов на структуру пустотного простору порід-колекторів Семиренківської площі:

Матеріали XVI Inter. Conf. on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. Київ, 2017.

9. "Geophysical Well Logging: Principles and Practices" by Juergen H. Schön

10. Hallenborg, J.K., 1984. Geophysical logging for mineral and engineering applications. PennWell

Books, Tulsa, Oklahoma, 254 pp.

11. Keys, W.S., 1988. Borehole geophysics applied to groundwater investigations. U.S. Geol. Surv. Open

File Report 87-539, Denver.

12. McNeill, J.D., Hunter, J.A. and Bosnar, M., 1996. Application of a borehole induction magnetic susceptibility logger to shallow lithological mapping. Journal of Environmental and Engineering Geophysics 2: 77-90.

13. Schlumberger, 2000. Beginnings. A brief history of Schlumberger wireline & testing, site: <http://www.1.slb.com/recr/library/wireline/brochure/beginnings.html>

14. Sheriff, R.E., 1991. Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, 376 pp.

15.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1 – Розподіл прошарків погіршеної проникності в продуктивній зоні пласта

Номер сврд.	Пласт-колектор		Прошарки		Породи, якими складені прошарки
	Інтервал залягання проникної частини пласта, м	Товщина, м	Інтервал залягання, м	Товщина, м	
1	552,5-572,0	19,5	560,5-561,5	1,0	піщана глина
2	563,5-584,0	20,5	572,0-573,0 575,0-575,5	1,0 0,5	алевроліт
3	564,6-582,0	17,9	575,0-575,8 577,0-577,6	0,8 0,6	піщана щільна глина
4	566,0-587,5	21,5	569,0-570,5 574,0-575,0	1,5 1,0	піщана глина
8	558,6-577,5	17,9	567,8-569,0 570,4-571,1 574,8-575,4	1,2 0,7 0,6	алевроліт
9	560,4-582,0	21,6	565,0-566,0 570,0-571,5 575,0-576,0	1,0 1,5 1,0	піщана глина алевроліт алевроліт
10	560,4-582,5	22,1			
11	563,0-582,0	19,0	565,0-565,6 567,1-568,1 568,7-569,2 569,6-570,6	0,6 1,0 0,5 1,0	піщана глина піщана глина піщана глина алевроліт
12	552,5-574,5	22,0	562,5-564,5	2,0	піщана глина
13	552,0-571,5	19,5	555,0-555,8 562,0-562,8	0,8 0,8	алевроліт
14	565,2-585,5	20,3	567,0-567,8 573,4-574,4 575,8-576,4 579,4-580,1	0,8 1,0 0,6 0,7	піщана глина піщана глина алевроліт алевроліт
16	552,2-572,5	20,3	559,2-560,2 565,2-566,2	1,0 1,0	щільна глина алевроліт
17	556,0-575,0	19,0	559,2-560,9 563,1-564,0 568,9-570,3	1,7 0,9 1,4	піщана глина алевроліт алевроліт
18	553,5-573,5	20,0	558,0-559,4 563,0-564,0 568,4-570,4	1,4 1,0 2,0	щільна глина щільна глина алевроліт
19	563,0-585,5	22,5	564,0-565,0 570,0-571,2 575,0-576,6	1,0 1,2 1,6	піщана глина піщана глина алевроліт

Номер сврд.	Пласт-колектор		Прошарки		Породи, якими складені прошарки
	Інтервал залягання проникної частини пласта, м	Товщина, м	Інтервал залягання, м	Товщина, м	
20	563,0-583,0	20,0	566,3-567,9 571,6-572,6 575,2-576,1	1,6 1,0 0,9	піщана глина алевроліт алевроліт
21	554,5-570,5	16,0	558,5-560,0 562,5-563,5	1,5 1,0	алевроліт алевроліт
22	555,0-573,5	18,5	557,0-558,0 564,0-566,0	1,0 2,0	пісок глинистий
23	558,5-577,3	18,8	564,0-566,0	2,0	алевроліт
24	555,2-577,0	18,8	558,0-559,0 564,0-565,5	1,0 1,5	алевроліт сильнопіщ. глина
25	556,4-574,0	17,6	559,0-559,8 567,2-567,8	0,8 0,6	алевроліт алевроліт
26	559,7-576,5	16,8	565,0-566,0 567,0-568,0 569,5-570,5	1,0 1,0 1,0	алевроліт піщана глина піщана глина
27	558,0-577,0	19,0	566,0-568,0	2,0	сильнопіщ. глина
28	569,8-588,5	18,7	579,6-580,4 581,4-582,4	0,8 1,0	піщана глина алевроліт
29	568,2-588,2	20,0	573,0-575,0 580,0-582,0	2,0 2,0	алевроліт піщана глина
30	566,0-587,0	21,0	571,0-572,0	1,0	сильнопіщ. глина
38	552,4-572,5	20,1			
40	553,7-573,5	19,8	558,6-560,2 565,8-566,9 570,8-572,2	1,6 1,1 1,4	щільна глина алевроліт алевроліт
41	554,2-574,0	19,8	558,2-559,2 562,2-563,2 568,0-569,6	1,0 1,0 1,6	піщана глина алевроліт алевроліт
42	553,0-577,0	24,0			
43	551,5-576,0	24,5			
44	551,2-572,0	20,8			
45	555,5-576	20,5			
46	555,1-576,0	20,9			
48	566,5-587,0	21,0	577,0-578,0	1,0	піщана глина
49	564,0-589,5	25,5	570,0-570,5 573,5-574,0	0,5 0,5	пісок глинистий
50	568,0-587,0	19,0	572,5-573,5 574,5-576,0 578,0-579,0	1,0 1,5 1,0	алевроліт
51	564,9-585,0	20,1	568,0-569,0 574,0-575,0	1,0 1,0	алевроліт
52	555,0-574,0	19,0	559,2-560,8 564,4-565,4 569,4-571,4	1,6 1,0 2,0	щільна глина алевроліт алевроліт

Номер сврд.	Пласт-колектор		Прошарки		Породи, якими складені прошарки
	Інтервал залягання проникної частини пласта, м	Товщина, м	Інтервал залягання, м	Товщина, м	
53	570,0-593,0	23,0	573,5-574,0	0,5	сильногл. пісок
54	564,8-585,0	20,2	569,5-570,5 574,0-575,0	1,0 1,0	піщана глина алевроліт
55	562,0-585,0	23,0	565,0-566,0	1,0	алевроліт
56	552,0-571,0	19,0	556,0-557,8 561,4-562,4 566,4-568,6	1,8 1,0 1,2	щільна глина алевроліт алевроліт
57	554,0-576,0	22,0			
61	552,0-571,0	19,0			
62	552,0-574,0	22,0			
63	555,0-577,0	22,0	565,0-566,0	1,0	алевроліт
64	552,0-577,0	25,0			
65	552,0-574,0	22,0			
66	555,0-572,0	17,0			
68	554,0-578,0	24,0			
69	552,0-573,0	21,0			
70	553,0-576,0	23,0			
71	552,0-575,0	23,0			
72	553,0-574,0	21,0	557,8-559,4 562,8-563,8 567,4-569,4	1,6 1,0 2,0	щільна глина алевроліт алевроліт
73	553,0-573,0	20			
74	554,8-578,0	23,2	559,8-561,2 567,6-568,6	1,4 1,0	щільна глина алевроліт
75	554,0-576,0	22,0	557,0-558,0 569,0-570,0	1,0 1,0	піщана глина алевроліт
76	565,2-585,0	19,8	574,8-576,1	1,3	алевроліт
90	552,8-576,0	23,2			
92	555,6-576,0	20,4			
93	557,6-572,0	14,4			
94	557,0-573,0	16,0			
95	556,0-583,0	27,0			
96	557,2-576,0	18,8			
97	557,2-583,0	25,8	561,6-563,2 566,8-567,8 572,4-574,4	1,6 1,0 2,0	щільна глина алевроліт алевроліт
98	557,6-582,0	24,4	562,6-564,2 569,8-570,9 574,8-576,0	1,6 1,1 1,2	щільна глина алевроліт алевроліт
99	555,6-576,0	20,4			
100	557,6-576,0	18,4			
101	558,0-574,5	16,5			

Номер сврд.	Пласт-коллектор		Прошарки		Породи, якими складені прошарки
	Інтервал залягання проникної частини пласта, м	Товщина, м	Інтервал залягання, м	Товщина, м	
102	569,0-590,0	21,0			
103	568,0-589,0	21,0			