

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГм-24-1

Мирослав Федорняк

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: Моделювання геологічної будови в умовах невизначеності
(на прикладі Пинянського газового родовища)

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — магістр
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

МР 103 НЗГ

(позначення)

Студент гр. НЗГм–24-1 _____ Федорняк М.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Михайлів І.Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ асист. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ асист. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
«___» _____ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКА РОБОТИ**

Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу

Студент _____ **Федорняк Мирослав Васильович**
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) Моделювання геологічної будови родовища в умовах інформаційної невизначеності (на прикладі Пинянського газового родовища)

Затверджена наказом ректора університету від “ 28 ” 11 2025 р. № 737/7

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) 10 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи) _____

1. Матеріали результатів буріння на Пинянському родовищі.

2. Матеріали геофізичних досліджень та випробувань свердловин Пинянського родовища.

3. Загальнодоступна література стосовно теми дослідження.

4. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ. 1. Загальна характеристика об'єкта досліджень. 2. Геологічна будова та нафтогазоносність. 3. Геофізичні основи. 4. Методика побудови 3D геологічної моделі. 5. Аналіз результатів моделювання – характеристика продуктивних горизонтів. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків

1. Структурні карти покрівлі горизонтів НД-5а, НД-5б, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

2. Схеми випробування свердловин горизонтів НД-5а, НД-5б, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

3. Карти пористості порід покладів горизонтів НД-5а, НД-5б, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

4. Карти газонасиченості порід покладів горизонтів НД-5а, НД-5б, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

6. Консультанти з проєкту (роботи), із зазначенням розділів проєкту, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
<i>Нормоконтроль</i>	<i>асист. Уграк Л. В.</i>		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>20.02.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка базової частини.</i>	<i>12.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Проведення геологічного моделювання горизонтів Пинянського родовища</i>	<i>17.07.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Проведення аналізу геологічних побудов</i>	<i>24.09.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>01.11.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Перевірка магістерської роботи на антиплагіат.</i>	<i>10.12.2025</i>	<i>Виконано</i>
	<i>Захист магістерської роботи.</i>		

8. Дата видачі завдання: 20 лютого 2025 р.

Завдання видав керівник

_____ (підпис)

доц. Михайлів І.Р

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

_____ (підпис)

Федорняк М.В.

(прізвище та ініціали)

Анотація

Магістерська робота містить: сторінок , рисунків 25, графічних додатків 6.

У даній роботі наведені: загальні відомості стосовно Пинянського газового родовища, розглянута геологічна будова, стратиграфічні аспекти розрізу родовища, газонасність, описані основи геофізичних досліджень та параметрів порід горизонтів родовища. Розглянуто практичні питання застосування програмного забезпечення Petrel Schlumberger для тривимірного геологічного моделювання та представлені результати аналізу геологічних побудов.

Проведено тривимірне геологічне моделювання продуктивних горизонтів Пинянського родовища з використанням програмного забезпечення Petrel Schlumberger.

Виконано побудови геологічної графіки за результатами тривимірного моделювання.

Ключові слова: геологічне моделювання, Petrel, нафтогазова інженерія, родовище, поклад, літолого-фаціальне моделювання, петрофізичне моделювання

Annotation

The master's thesis contains: pages , 25 figures, 6 graphic appendices

This work provides general information about the Pinyansky gas field, examines its geological structure, stratigraphic aspects of the field section, gas capacity, and describes the basics of geophysical research and parameters of the field's rock horizons. It examines practical issues related to the use of Petrel Schlumberger software for 3D geological modeling and presents the results of the analysis of geological constructions.

3D geological modeling of the productive horizons of the Pinyansky field was performed using Petrel Schlumberger software.

Geological graphs were constructed based on the results of 3D modeling.

Key words: geological modeling, Petrel, oil and gas engineering, field, deposit, lithofacial modeling, petrophysical modeling

Зміст

Вступ.....	5
1 Загальна характеристика об'єкта досліджень	8
1.1 Географо-економічні умови району	8
1.2 Природно-кліматичні умови	10
1.3 Історія вивчення родовища	11
2 Геологічна будова та нафтогазоносність	14
2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика	14
2.2 Структурно-тектонічна будова родовища	19
2.3 Газоносність.....	22
2.4 Водоносність.....	24
3 Геофізичні основи	25
3.1 Комплекс геофізичних досліджень свердловин.....	27
3.2 Випробування свердловин	31
3.3 Коефіцієнт пористості	36
3.4 Коефіцієнт газонасиченості	40
4 Методика побудови 3D геологічної моделі.....	43
4.1 Обґрунтування вибору програмного комплексу Petrel	43
4.2 Формування бази даних проекту	45
4.3 Інтерпретація результатів ГДС	53
4.4 Кореляція свердловин.....	55
4.5 Побудова структурного каркасу та структурних моделей горизонтів ..	59

4.6 Літолого-фаціальне моделювання.....	64
4.7 Моделювання розподілу пористості та газонасиченості	68
5 Аналіз результатів моделювання - характеристика продуктивних горизонтів	70
Висновки	75
Список використаної літератури	81

Вступ

Актуальність теми. Використання вуглеводнів, зокрема нафти і газу, людиною триває тисячі років і їхню роль для розвитку важко переоцінити. З промисловим розвитком людства та зростанням потреби у енергії та матеріалах зростала цінність та значущість нафти і газу. Зараз же нафта і газ є ключовими ресурсами, вони використовуються у енергетиці, медицині, виробництві пального, пластиків, високотехнологічних матеріалів, хімічній промисловості.

Завдяки технічному прогресу використання нафти стало невід'ємною частиною економіки та суспільства. На використанні цих ресурсів базуються економіки цілих країн і регіонів, вони є стратегічним ресурсом попит на який постійно зростає завдяки технологічному прогресу та збільшенні споживчих потреб людства. Та потрібно пам'ятати, що ці ресурси не є безмежними, і задля продовження розвитку та підтримання стабільності в майбутньому, ми повинні раціонально використовувати уже наявні запаси, як приділяти увагу розвідці і пошукам нових родовищ, так і звертати свій погляд до уже давно відкритих родовищ, включно з тими, які уже виведені із експлуатації, для максимального отримання ресурсів із них.

Особливо критичну важливість енергетичних ресурсів відчутно в Україні, яка, через російську агресію, щодня піддається атакам по об'єктам енергетичної галузі, включно страждають нафтогазові підприємства, родовища, їхня інфраструктура. Крім того, через наступ російських військ, до великої кількості родовищ Східного та Південного нафтогазоносних регіонів України в даний час немає можливості доступу, і з часом ця ситуація стає гіршою. На фоні цих факторів все більшого значення набуває Західний нафтогазоносний регіон, який перебуває у відносно спокійній тилівій частині держави, через що приваблює погляди нафтогазових компаній та інвесторів.

Обґрунтування вибору теми дослідження. Західний нафтогазоносний регіон є найдавнішим в Україні, з чим пов'язане раннє відкриття багатьох родовищ. Проте після відкриття Східного нафтогазоносного регіону та

величезних покладів вуглеводнів у Сибірі, Західний регіон набув другорядного значення і, порівняно із іншими, менше досліджувався сучасними методами, був менш рентабельний.

У зв'язку із вищеописаними факторами набуває доцільності проведення досліджень уже відомих родовищ, створення нових геологічних моделей, використання сучасних методів досліджень та інтерпретації даних. Проте для родовищ цього регіону часто немає, або присутні в малих кількостях, даних якісних досліджень, тому для оцінки родовищ необхідно використовувати уже наявні матеріали, які можуть бути у стані невизначеності – старі дані, їхня відсутність чи неточність, відсутність цифрових варіантів даних. Робота в умовах невизначеності дає можливість без проведення додаткових досліджень створити моделі родовищ використовуючи сучасні системи обробки даних, перевести їх у цифровий вигляд, за цими результатами планувати розробку й дослідження уже відкритих родовищ і отримати основу для пошуку нових родовищ і покладів регіону.

Мета роботи: Моделювання геологічної будови Пинянського газового родовища в умовах невизначеності.

Завдання:

- аналіз та створення бази даних геологічних, геофізичних та даних буріння свердловин на Пинянському газовому родовищі;
- інтерпретація геофізичних даних, кореляція свердловин
- визначення положення флюїдоконтактів;
- створення структурних моделей горизонтів;
- визначення пористості та газонасиченості порід;
- літолого-фаціальне моделювання;
- виділення меж поширення колекторів та окунтування зони літологічного заміщення порід;
- створення моделі розподілу пористості та газонасиченості у горизонтах родовища;

- аналіз результатів моделювання – висновки щодо досліджуваних горизонтів.

Об'єкт досліджень – горизонти НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9 Пинянського газового родовища.

Предмет досліджень – поклади горизонтів НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9 Пинянського газового родовища.

Методи досліджень – аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, інтерпретація результатів дослідження свердловин, створення 3D геологічних моделей горизонтів НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9 Пинянського газового родовища, аналіз створених моделей та їхня подальша характеристика, написання висновків.

Новизна отриманих результатів – матеріали аналізу проведених побудов є інтерпретацією даних геофізичних досліджень і буріння, які часто проведені ще в минулому столітті, у сучасному програмному забезпеченні із оновленням уявлення про геологічну будову родовища.

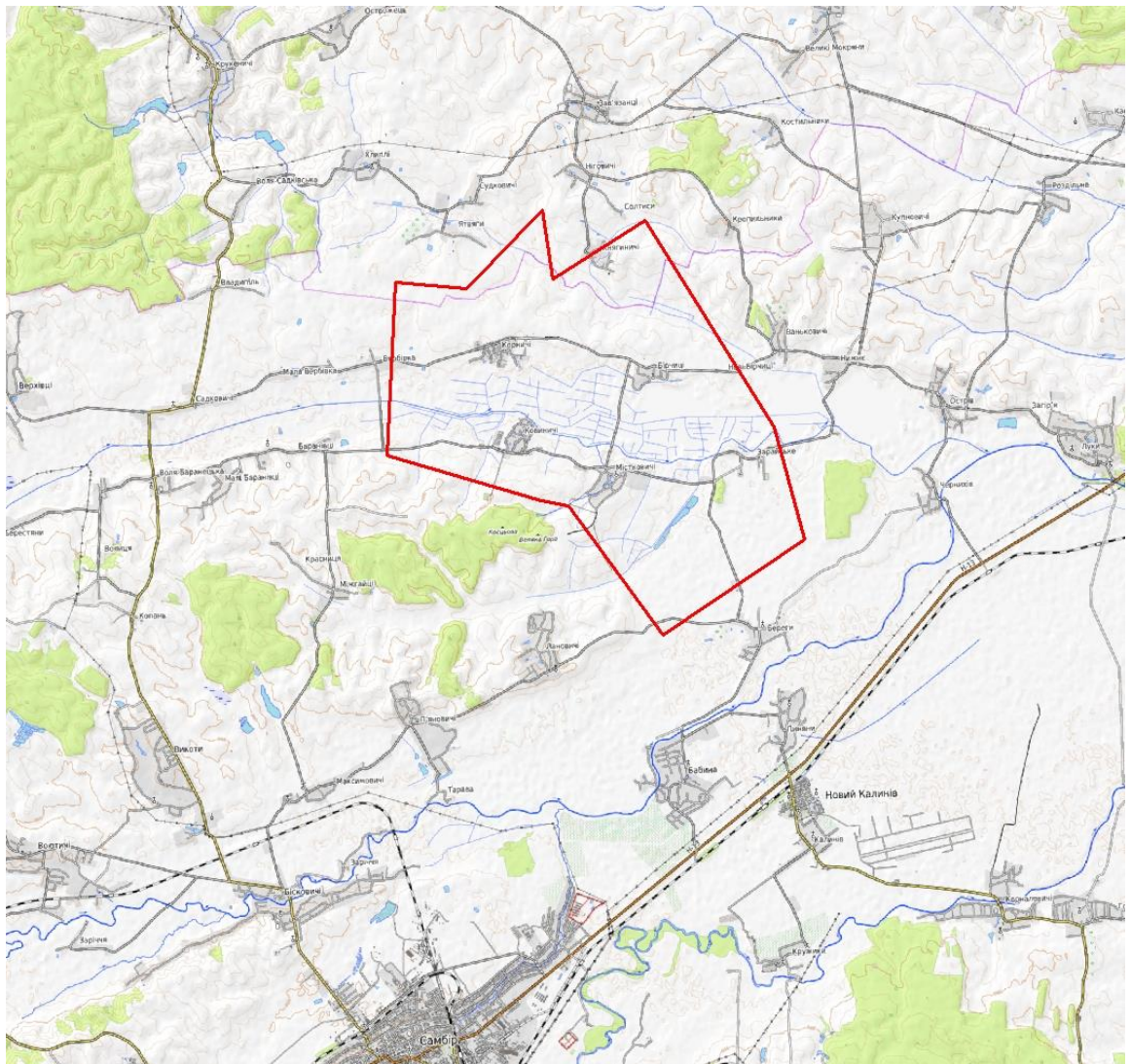
Практичне значення отриманих результатів – виконані, із використанням сучасних методів та програмного забезпечення, побудови є основою для подальшого дослідження родовища, його дорозвідки, проведення оцінки його запасів, складання плану розробки покладів горизонтів та закладання нових свердловин.

Структура та обсяг роботи – робота містить: сторінок , рисунків 25, графічних додатків 6.

1 Загальна характеристика об'єкта досліджень

1.1 Географо-економічні умови району

В адміністративному відношенні Пинянське газове родовище знаходиться на території Самбірського та Яворівського районів (переважна частина родовища знаходиться в межах Самбірського району, тільки частково у північній частині заходячи у Яворівський район) Львівської області України (Рис. 1.1) на відстані близько 10 км на північний-схід від міста Самбір, яке є районним центром [1].



— — — — — Контур ліцензійної ділянки Пинянського родовища

Рис. 1.1 – Оглядова карта району Пинянського родовища

У межі ліцензійної ділянки входять такі населені пункти як Корничі, Ковиничі, Містковичі, Бірчиці, Закрайське, Нові Бірчиці, Княгиничі, Вербівка. Найбільшими населеними пунктами неподалік є Самбір, Новий Калинів, Рудки. На відстані 1-3 км знаходяться населені пункти Пиняни, Береги, Чернихів, Нижнє, Ваньковичі, Ніговичі, Ятвяги, Колонія, Баранівці, Міжгайці, Лановичі.

На відстані близько 3 - 4 км від південно-східної частини родовища проходить автомобільна дорога національного значення Н-13, а також залізниця між містами Самбір та Львів, яка є частиною магістральної лінії Львів – Самбір – Чоп. Цей маршрут з'єднує Львів із Самбором та далі через гірські передгір'я з містом Чоп, що знаходиться на кордоні з Словаччиною та Угорщиною. Крім цього, існує сітка асфальтних, грейдерних та ґрунтових доріг місцевого значення.

За схемою геоморфологічного районування родовище розташоване в межах Передкарпатської височинної області, Сянсько-Дністровського межиріччя та Верхньо-Дністровської зандрово-алювіальної рівнини. Рельєф району рівнинний, пологогорбистий та належить до акумулятивного типу, характерним є незначний ступінь розчленованості, наявність великої кількості меліоративних каналів та потічків. Відносні перевищення складають близько 40 м і коливаються від 268-270 м у долинах річок до 300-310 м на вододілах [3].

Водні ресурси району є повністю достатніми для забезпечення потреб як промисловості, так і населення.

В економічному плані в районі поширене сільськогосподарське виробництво та розвинута нафтогазодобувна промисловість. Населення переважно зайняте виробництвом та переробкою сільськогосподарської продукції, залучене до робіт в газовидобувній галузі.

Район досить населений із середньою густиною населення – 70 осіб на 1 км² [2].

Корисні копалини у районі досліджень представлені газом і конденсатом, є сировинна база для торфозробок. На відстані 3-10 км від родовища розташовані Садковицьке, Хідновицьке, Макунівське, газові та Залужанське газоконденсатне родовища.

Техносферними елементами ландшафтів є: наземне облаштування родовищ газу, магістральні газопроводи, місцеві газорозподільні мережі, ЛЕП різного призначення, система меліоративних каналів, а також житлова та господарська забудова. Всі села газифіковані.

1.2 Природно-кліматичні умови

За гідрологічним районуванням дана територія відноситься до Дністровської області підвищеної водності. Через заболочення її частина була меліорована.

Річкова система представлена двома основними ріками: Стрв'яж, яка проходить у південно-східній частині родовища із південного-заходу на північний-схід і впадає в Дністер; Болозівка, яка проходить із заходу на схід через центральну частину родовища і впадає у Стрв'яж. Ці ріки характеризуються несталим рівнем води, їх режим сильно залежить від пори року та атмосферних опадів. Болозівка болотиста та у її долині створена сітка меліоративних каналів.

Грунтові води в межах родовища приурочені до алювіальних піщано-галькових утворень древніх і молодих терас та широко розповсюджені. Їх рівень сильно залежить від кількості атмосферних опадів та є несталим.

Горбиста частина району вкрита дерново-підзолистими ґрунтами; в річкових заплавах поширені дернові і болотні різновидності. Вільні від забудови землі окультурені. На більшій частині території родовища тло ґрунтового шару утворилось в результаті підзолистого і дернового процесів в умовах лісового покриву. Поширені лучні ґрунти [3].

У районі ліси мають незначне поширення – представлені невеликими лісовими масивами у південній частині району. Вони представлені широколистяними середньоєвропейськими лісами. Основними породами з яких складаються ліси є дуб, береза, клен, граб. Вздовж потоків ростуть вербові та вільхові чагарники.

Клімат регіону помірно-континентальний з підвищеною вологістю характеризується атлантичними циклонами, які змінюються антициклонами зі східного, північно-східного та південно-західного напрямків. Зимою переважають вітри східних румбів, в інші пори року – західних. Максимальна швидкість вітру сягає 35 м/с. Середньорічна температура повітря становить +7°C і коливається в межах від +37°C (влітку липень) до –33°C (взимку (січень)). Середньорічна кількість опадів тут складає 600-650 мм; більша частина у вигляді дощу у квітні - вересні з максимумом у липні. Кількість днів з опадами коливається від 70 до 90 на рік.

Сніговий покрив може утримуватись в середньому 3-6 місяців. Опалювальний сезон триває з 15 жовтня до 15 квітня. Глибина промерзання ґрунту – до 0,8 м [3].

Природньо-заповідні об'єкти в районі досліджень відсутні. Рідкісні та зникаючі види флори і фауни, з переліку Червоної Книги, відсутні.

Найближчими природно-заповідними об'єктами є: дендропарк у м. Самбір та липова алея у с. Калинів – ботанічні пам'ятки природи місцевого значення [2].

1.3 Історія вивчення родовища

У межах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину перші геологічні дослідження проводились ще до початку XIX століття та були пов'язані, в основному, із відкладами четвертинного періоду, мали переривистий характер. Основними дослідниками, які відзначились у той час, були А. Альт, О. Зубер, О. Дуніковський, В. Тейсейр.

Після отримання промислових припливів газу у Дашаві, Угерсько та початку застосування геофізичних методів розвідки почалось вивчення глибинної будови передгір'я Карпат.

Станом на 1937 р. вздовж лінії тектонічного контакту стебницьких і нижньосарматських відкладів було пробурено 164 неглибокі свердловини. У 1939 році була пробурена перша розвідувальна свердловина глибиною 1800 м на площі Хідновичі. При її випробуванні отримано приплив газу дебітом близько 50 тис.м³/добу.

У 1965 р. на площі Пиняни проведено сейсмічні дослідження МВХ. У результаті виявлено невелике підняття у сарматських відкладах. Це стало основою для введення на площі глибокого розвідувального буріння, яке почалось у 1966 р [1].

Бурінням перших 5 свердловин було встановлено промислову газоносність відкладів нижнього сармату – горизонтів НД-5, НД-6, НД-8. У результаті подальших досліджень виявлено, що промислова газоносність Пинянського родовища пов'язана із продуктивними горизонтами нижнього сармату - ВД-14, НД-1, НД-5, НД-6, НД-7, НД-8 та НД-9. Крім того були отримані припливи газу із відкладів Стебницького насуву та присутні газопрояви у горизонтах НД-2, НД-3 та НД-10.

Уже у 1968 р. розпочали буріння експлуатаційних свердловин і введено родовище в дослідно-промислову експлуатацію.

Спочатку проектом передбачалась розробка продуктивних горизонтів НД-6 та НД-8 із фондом 14 експлуатаційних свердловин, проте у процесі виконання дослідно-промислової розробки та подальшої розвідки була виявлена промислова газоносність горизонтів НД-9, НД-7, НД-5, та встановлено, що запаси газу та площа газоносності горизонту НД-8 сильно перевищувала значення прийняті в проекті.

У період з 1969 по 1970 роки на родовищі пробурено 23 експлуатаційні свердловини, 2 з яких були ліквідовані з технічних причин. Загалом експлуатаційний фонд склав 26 свердловин, з яких 4 були переведені із

пошуково-розвідувального фонду. У той же рік проведено підрахунок запасів природного газу Пинянського родовища за категорією С1, який становив 14023 млн. м³[1].

У 1973 р. складено проект розробки Пинянського родовища.

На родовищі пробурено 50 свердловин: 1 параметрична, 23 розвідувальних, 26 експлуатаційних. З них 18 ліквідовано за геологічними причинами, 4 ліквідовано за технічними причинами, 6 ліквідовано після закінчення експлуатації, 1 переведена у спостережний фонд і 1 для закачування СПВ. В експлуатаційному фонді налічується 21 свердловина. Загальний метраж свердловин пробурених в межах родовища складав 112178 м.

2 Геологічна будова та нафтогазоносність

Пинянське газове родовище знаходиться на межі з'єднання Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину з Самбірською зоною (належить до Більче-Волицької зони). Самбірська зона насунута на Більче-Волицьку у північно-східному напрямі із амплітудою насуву, в районі Хідновичі-Пиняни, близько 8 – 10 км. Поруч із Пинянським родовищем знаходяться Садковицьке, Хідновицьке, Макунівське та Залужанське родовища [1].

Більче-Волицька зона складена породами баденського та сарматського ярусів, які залягають на розмитій дислокованій поверхні порід рифею. На Пинянському родовищі сарматські відклади досягають потужності 3900 м. Відклади Самбірської зони Передкарпатського прогину представлені відкладами стебницької та балицької світ гельвету [1].

2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика

Геологічну будову Пинянського родовища складають автохтонні відклади Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Представлена потужною моласовою товщею відкладів бадену та нижнього сармату, які залягають на складчастій основі рифею. Відклади насуву присутні тільки у південно-західній частині родовища [1].

Рифей

Представлені сланцями та аргілітами світло-сірого кольору із слабо зеленим і зеленкуватим відтінком, слабослюдистими, жирними на дотик, гострокутно-уламковими, щільними, з кутами падіння до 75 градусів. Розкриті відклади цього віку свердловиною 9-Пиняни в інтервалі 4020-4200 м. Розкрита товщина у свердловині 9-Пиняни – 180 м.

Через схожість літологічної характеристики відкладів із відкладами рифею на сусідній площі Хідновичі, ці відклади було віднесено до рифейських.

Неогенова система - N

Міоценовий відділ N₁

Неогенова система у межах Пинянського родовища представлена наступними стратиграфічними одиницями: Міоценовий відділ, Карпатій, Баденський ярус, Баранівські верстви, Косівська світ, Сарматський ярус - нижньодашавська підсвіта, верхньодашавська підсвіта.

Карпатій – N₁ k

Відклади карпатію представлені породами стебницької та балицької світ з яких складається насунута частина Самбірської зони прогину на крукеницьку підзону.

Літологічно відклади стебницької і балицької світ представлені глинами з рідкими проверстками пісковиків, алевролітів, конгломератів. В породах відмічаються включення гіпсів, ангідритів, кристалічної солі.

Відклади стебницької та балицької світ літологічно представлені глинами із рідкими проверстками пісковиків, алевролітів та конгломератів. Також в породах виділяється включення гіпсів, ангідритів та кристалічної солі. Ці глини сірого, темно-сірого, зеленувато сірого кольорів, тонколистові, часто аргілітоподібні, слюдисті, вапнисті, з включеннями солі.

Пісковики сірі, темно-сірі, кварцові, часто глинисті та різнозернисті, вапнисті, слюдисті. Місцями переходять в гравеліти середньої міцності.

Алевроліти темно-сірі, зеленувато-сірі, щільні, слюдисті, вапнисті.

Конгломерати темно-сірі з коричнюватим і зеленуватим відтінками, дрібно галькові, з уламками філітів, пісковиків, аргілітів.

Максимально розкрита товщина гелвету на Пинянському родовищі свердловиною 15-Пн і складає 1574 м.

Баденський ярус – $N_1 bd$

У геологічному розрізі представлений відкладами баранівських верств (нижнього бадену), тираською та косівською світами (верхнього бадена).

Баранівські верстви ($N_1 bd_1^{br}$) залягають із неузгодженням на розмитій поверхні рифею. Літологічно складені темно-сірими щільними аргілітами, слабослюдистими, що характеризуються вапняковистістю та алевритистою структурою. У розрізі присутні тонкі прошарки алевролітів — темно-сірих, щільних, збагачених карбонатним та піщаним матеріалом кварцового складу. Потужність баранівських відкладів коливається в межах 12–20 м.

На відкладах баранівських верств стратиграфічно неузгоджено залягають хомогенні відклади тираської світи ($N_1 bd_2^{ts}$) (гіпсоангідритовий горизонт).

Цей інтервал розкрито свердловиною 9-Пиняни на глибинах 3996–4008 м. У літологічному відношенні світа представлена темно-сірими ангідритами з прошарками аргілітоподібних глин. За даними геофізичних досліджень товща вирізняється високими значеннями уявного опору, що дозволяє використовувати її як основний маркуючий горизонт у межах Більче-Волицької зони. Потужність світи становить 10–25 м.

Косівська світа ($N_1 bd_3^{ks}$) на досліджуваній площі розкрита у свердловині 9-Пиняни в інтервалі 3919–3996 м. Вона складена товщею глин із тонкими прошарками алевролітів та пісковиків. Глини аргілітоподібні, темно-сірі, щільні, слюдисті, слабовапнисті, слабосланцюваті. Потужність відкладів косівської світи на родовищі - 77 м.

Сарматський ярус – $N_1 sm$

На Пинянському родовищі ярус представлений відкладами нижнього під'ярусу ($N_1 sm_1$).

Нижньосарматські відклади неузгоджено залягають на баденській поверхні та включають дашавську світу. За фауністичними даними та матеріалами ГДС світа поділяється на нижньо- та верхньодашавську підсвіти.

Обидві подібний літологічний склад, але нижня підсвіта більш піщаниста, а верхня переважно глиниста.

Характерною рисою дашавської світи є її ритмічна будова. Кожен ритм розпочинається тонкими глинистими пластами, які вгору по розрізу поступово збагачуються піщаним матеріалом. В основі ритмів часто спостерігаються малопотужні прошарки туфів і туфітів. Найпотужніші ритми формують піщано-глинисті горизонти, які по електрокаротажу, з чіткою покрівлею та розмитою подошвою.

Нижньодашавська підсвіта включає в себе 17 (НД-1 – НД-17), а верхньодашавська - 14 (ВД-1 - ВД-14) таких горизонтів. Положення туфів у розрізі дашавської світи дозволяє досить чітко корелювати ці горизонти між собою завдяки тому, що вони, на каротажних діаграмах, виділяються різкими мінімумами електричних опорів, а у випадку підвищеного вмісту піриту – аномаліями ПС позитивного типу.

Пинянське родовище у геологічному розрізі складене відкладами верхньодашавської підсвіти горизонти ВД-6 – ВД-14 та нижньодашавської підсвіти НД-1 – НД-10.

Нижньодашавська підсвіта ($N_{1sm_1^{ds_1}}$) неузгоджено перекриває косівську світу і складена тонкоритмічним чергуванням глин, пісковиків та алевролітів. Пісковики та алевроліти — сірі, полі- та олігоміктові, вапнисті, із залишками рослинного детриту.

Вміст пісковиків та алевролітів в товщі нижньодашавської підсвіти є нерівномірним, що ускладнює їх попластову кореляцію.

Вміст пісковиків та алевролітів у розрізі коливається від 5 до 60% загальної потужності світи, притім піщанистість та зернистість порід закономірно зростають у південно-східному напрямку.

У розрізі нижньодашавської підсвіти Пинянського родовища виділено 9 піщано-глинистих горизонтів, які представлені пачками порід товщиною 30-300 м, що складені переверстуванням глин, алевролітів і пісковиків, і має однотипну геофізичну характеристику. Піщано-глинисті горизонти розділені

пачками глин потужністю від 20 м на північному заході до 3-5 м на південному сході.

Всі продуктивні горизонти Пинянського родовища виконані тонким перешаруванням глин, алевролітів, пісковиків залягання яких має лінзовидний характер.

З піщано-глинистими горизонтами нижньодашавської підсвіти пов'язана промислова газоносність великої кількості родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. На Пинянському родовищі промислово-газоносними є горизонти НД-9, НД-8, НД-7, НД-6, НД-5 і НД-1.

Роль колекторів відіграють проверстки пісковиків та алевролітів.

Загалом, товщина нижньодашавської підсвіти на родовищі складає 2624 м (св. 9-Пн).

Верхньодашавська підсвіта ($N_{1sm_1^{ds_2}}$) узгоджено залягає на нижньодашавській і, відносно неї, характеризується меншою піщанистістю та ширшим поширенням туфогенного матеріалу.

Літологічно представлена глинами сірими, темносірими, зеленувато-сірими, вапнистими, слюдистими, піскуватими, досить щільними з прошарками пісків, слабозцементованих дрібнозернистих пісковиків, алевролітів і туфів.

У підсвіті виділено 14 піщано-глинистих горизонтів – від ВД-1 до ВД-14, з горизонтом ВД-14 на родовищі пов'язаний газовий поклад.

Згідно з матеріалами ГДС горизонт ВД-14 в південно-східній частині Пинянського підняття характеризується невитриманістю проверстоків пісковиків і алевролітів в розрізі і низькими фільтраційно-колекторськими властивостями. Колекторами газу в межах даного горизонтів є прошарки пісковиків і алевролітів .

Структурно верхньодашавська підсвіта частково зрізана Стебницьким насувом на ділянці Пинянського родовища, тому розріз починається з горизонту ВД-6. Максимальна розкрита потужність становить 1076 м.

Четвертинні відклади – Q

Неогеновий моласовий комплекс повсюдно перекривається четвертинними утвореннями, які беруть участь у будові давніх і сучасних терас, річкових долин, русел, а також вододілів та схилів.

У літологічному відношенні, четвертинні відклади знизу вгору представлені :

- 1) делювіально-алювіальними галечниками, які місцями заміщуються піщано-алевролітовими і піщанистими породами;
- 2) делювіально-бурими суглинками і бурими чорноземами;
- 3) ґрунтово-рослинним шаром, а на заболочених ділянках — торфом.

За даними промислово-геофізичних досліджень, потужність четвертинного покриву в межах площі досліджень є непостійною і коливається від 18 до 92 м [1].

2.2 Структурно-тектонічна будова родовища

У тектонічному відношенні Пинянське газове родовище знаходиться в межах Крукеницької підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, у смузі її зчленування із Самбірською зоною. Нижче наведена схема розміщення газових і нафтових родовищ північно західної частини Передкарпаття (Рис 2.1)

Крукеницька підзона являє собою найбільш занурений блок у північно-західній частині Передкарпатського прогину. Її тектонічні межі контролюються Краковецьким розломом на північному сході та насувом Самбірського покриву на південному заході. Фундамент підзони складений дислокованими утвореннями рифейського віку, які перекриваються потужною (до 4 км) товщею міоценової теригенної моласи зі стратиграфічним та кутовим неузгодженням [1].

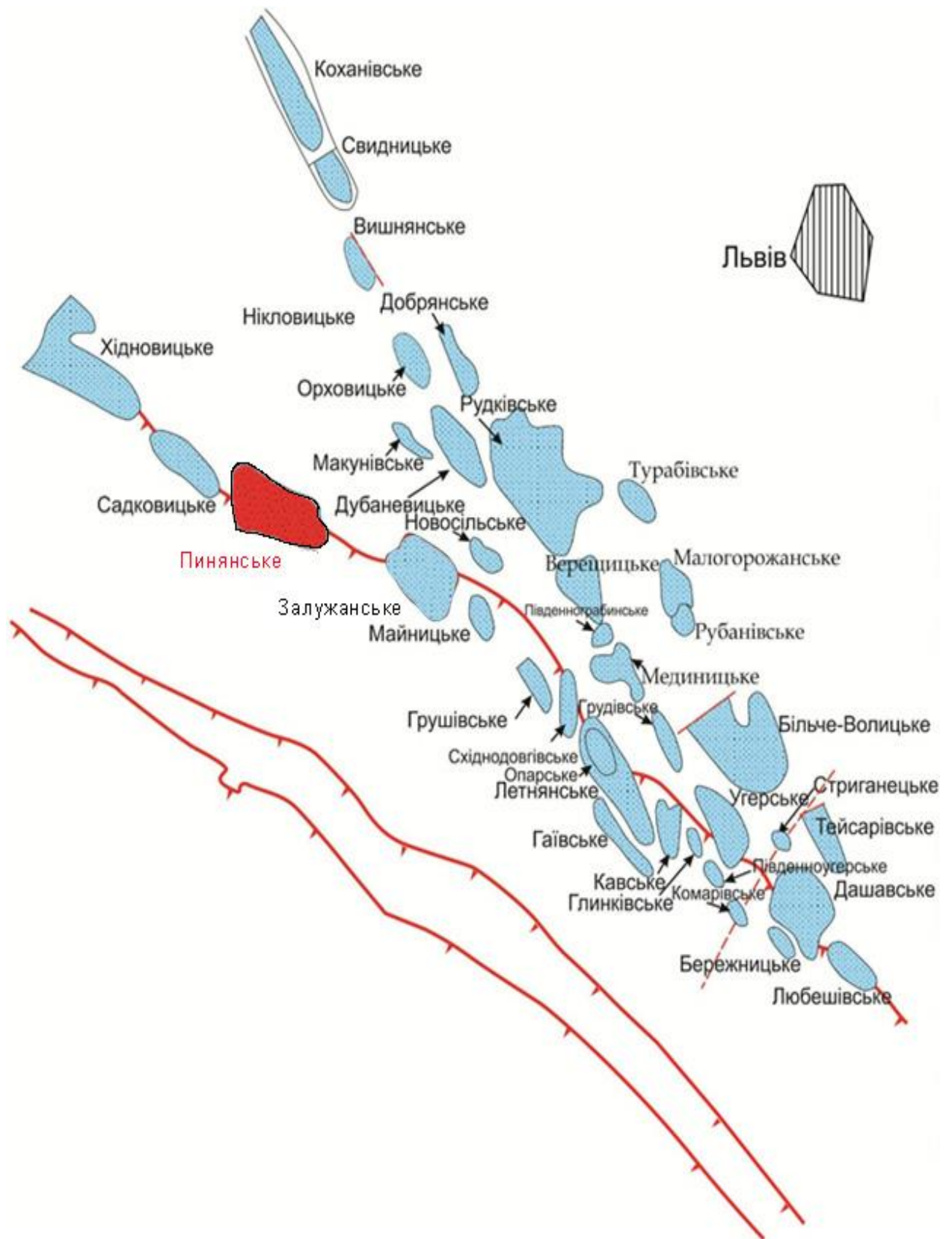


Рис. 2.1 - Схема розміщення газових і нафтових родовищ північно західної частини Передкарпаття

Структури Хідновицька, Садковицька, Пинянська та Залужанська формують єдину лінію антиклінальних складок, що простягається вздовж фронту насуву Самбірської зони на Більче-Волицьку.

Глибина залягання складчастого рифейського фундаменту коливається на ділянці Хідновичі—Мостиська становлячи 2700–2900 м. Крім того, за даними сейсморозвідки, в південно-східному напрямку поверхня фундаменту занурюється до 5,5 км. На північному сході підзона по лінії Краковецького розлому межує з більш піднятою Бонівською підзоною, а на південному заході перекривається відкладами Стебницького насуву [1].

Занурена основа Крукеницької підзони виповнена відкладами бадену та сармату, які утворюють велику Краковецьку синкліналь. Фундамент цієї структури розкритий свердловинами на площі Хідновичі (№№ 24, 29, 33) та свердловиною 9-Пиняни. Морфологія Краковецької западини характеризується вираженою асиметрією: північно-східне крило, приурочене до зони Краковецького скиду, є вузьким і крутим, тоді як південно-західне — широким і пологим, із кутами падіння до 4°. Безпосередньо перед фронтом Стебницького насуву південно-західне крило ускладнюється антиклінальним перегином, вісь якого орієнтована паралельно лінії насуву та занурюється у південно-східному напрямку. Шарнір цього перегину зазнає ундуляції, формуючи ланцюжок принасувних антиклінальних структур.

Пинянське газове родовище приурочене до південно-східної перикліналі Садковицько-Пинянської антиклінальної складки. Характерною рисою покладів є літологічне екранування з північно-західного напрямку по всіх продуктивних горизонтах. Структура в межах родовища асиметрична: північно-східне крило пологоє (кути падіння 1–3°), південно-західне дещо крутіше (3–4°) і частково зрізане відкладами Стебницького насуву. Поверхня насуву в районі родовища нахилена до південного заходу під кутом 30–35° [1].

Структурні плани по різних горизонтах майже співпадають.

По відкладах сармату Пинянська структура являє собою слабо виражений структурний ніс, вісь якого має вигнуту форму та підіймається у

північно-західному напрямку. Південно-західне крило складки примикає до насуву Самбірської зони, який зрізає його на різних стратиграфічних рівнях. У середній частині структурного носа виділяється локальне антиклінальне ускладнення, яке не є самостійною пасткою, а входить до складу єдиного природного резервуара. У північно-західному напрямку відбувається літологічне заміщення колекторів (пісковиків) на глинисті відклади.

2.3 Газоносність

Пинянське газове родовище знаходиться у Крукеницькій підзоні Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину в смузі її стикування з Самбірською зоною, поблизу нього розташовані Садковицьке, Хідновицьке, Макунівське газіві та Залужанське газоконденсатне родовища.

Перші прямі ознаки газоносності площі були зафіксовані у 1956 році у результаті проведення структурно-пошукового буріння: у свердловині 2–Береги спостерігалися інтенсивні газопрояви, а буріння свердловини 6–Береги супроводжувалося викидом газу. Того ж року за результатами сейсмічних досліджень методом відбитих хвиль (МВХ) було виявлено Пинянське підняття. Етап глибокого розвідувального буріння на площі розпочався у 1966 році.

За результатами геологорозвідувальних робіт встановлено промислову газоносність відкладів нижнього сармату (горизонти ВД-14, НД-1, НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9), а також виявлено локальні скупчення газу у відкладах насуву [1].

Випробування інтервалів розрізу показало, що у верхніх горизонтах (НД-1 – НД-4), у межах колекторів отримано припливи пластових вод із розчиненим газом; у нижній частині розрізу (горизонти нижче НД-10) колектори практично відсутні, а при випробуванні умовно проникних інтервалів отримано незначні припливи води з розчиненим газом.

За будовою розрізу та характером площового поширення колекторів Пинянське родовище подібне до Хідновицького родовища. Загалом у розрізі виділено 12 продуктивних та перспективних горизонтів: ВД-13 і ВД-14 (верхньодашавська підсвіта) та НД-1 – НД-10 (нижньодашавська підсвіта). Зазначені горизонти об'єднуються подібністю літологічних ознак та газогідродинамічних параметрів.

Гідродинамічна ізоляція покладів забезпечується витриманими по площі глинистими перемичками, що виконують функцію покришок.

До продуктивних горизонтів на родовищі віднесено ВД-14, НД-1, НД-5, НД-6, НД-7, НД-8 та НД-9. Для всіх пластів характерний регіональний тренд покращення колекторських властивостей у напрямку з північного заходу на південний схід [1].

Границі покладів контролюються структурним фактором та літологічним екрануванням (заміщення піщано-алевролітових порід глинами).

Значна невизначеність виникає при обґрунтуванні меж покладів у північно-західній частині родовища. Це зумовлено тим, що за свердловинами, які дали промисловий приплив, розташовані свердловини без випробування, або ж такі, де отримано непромислові припливи чи припливи відсутні.

На основі аналізу матеріалів ГДС та даних випробувань зроблено висновок про наявність літологічної зони заміщення колекторів глинистими породами. Проведення умовної лінії виклинювання колекторів здійснюється детерміністичним методом: межа проводиться посередині відстані між свердловинами, які розкрили колектори, та свердловинами, де за даними геофізики фіксується безколекторний розріз.

Відповідно до діючої "Класифікацією запасів родовищ, перспективних та прогнозних ресурсів нафти та горючих газів", Пинянське родовище відноситься до категорії родовищ складної будови. Критеріями такої класифікації є значна мінливість потужностей товщин, латеральна неоднорідність фільтраційно-ємнісних властивостей та наявність зон літологічного заміщення.

Розробка нижньосарматських газових покладів здійснюється при газовому режимі [1].

2.4 Водонасність

Гідрогеологічні умови Пинянського родовища сформовані під впливом геологічної будови, кліматичних та геоморфологічних чинників. Підземні води приурочені до четвертинних відкладів, утворень насуву та піднасувного комплексу.

Зона активного водообміну обмежується глибинами 100–150 м, що зумовлено домінуванням глинистих відкладів у верхній частині розрізу. Це перешкоджає формуванню прісних інфільтраційних вод та свідчить про закритий характер гідрогеологічної системи. Невелика потужність зони активного водообміну також визначається палеогідрогеологічними особливостями, які виконують сприятливі умови для збереження і формування вуглеводневих покладів.

У процесі досліджень вивчено відклади в інтервалі глибин 190–2394 м (нижньосарматський комплекс) та відклади насунутого комплексу. Геотермічні параметри визначались в інтервалах 188–2515 м. Водовмісними породами є лінзоподібні прошарки пісковиків та алевролітів потужністю від декількох сантиметрів до 1–2 м. Вони мають латеральне поширення, що призводить до слабкого гідродинамічного зв'язку між ділянками та значні коливання дебітів води при випробуванні, від 0,09 до 480 м³/добу [1].

Із глибиною спостерігається зростання температури від 39 °С (1100 м) до 77 °С (2247 м) та пластового тиску від 10,56 МПа (глибина 1108 м) до 31,82 МПа (глибина 2247 м) відповідно.

Пластові води відзначаються різноманітністю за хімічним складом, що спричинене особливостями їх формування. Класифікуються вони, в основному, як з мінералізовані солоняки, мінералізацією від 2,47 до 25,9 г/л.

Характерною особливістю родовища є вертикальна гідрогеохімічна інверсія — зменшення мінералізації вниз по розрізу.

Розчинені гази мають переважно метановий склад (91,1–99,8%) зі зниженим вмістом CO₂. Ці гази близькі за складом до вільних газів з покладів родовища [1].

Водотривкі товщі Пинянського родовища мають значні товщини як по розрізу так і по площі простягання, що утруднює гідравлічний зв'язок між окремими горизонтами.

В межах газового родовища водоносні горизонти не мають області живлення або ж області розвантаження, що стає причиною закритого характеру їх водонапірної системи. Це поряд із значною літологічною неоднорідністю та невитриманістю по площі водяних колекторів фактично унеможлиблює просування законтурних вод у межі газових покладів і зумовлює газовий режим їх розробки .

3 Геофізичні основи

Буріння свердловин є основним етапом розвідки більшості родовищ корисних копалин. Під час буріння кожної свердловини важливо вивчити її геологічний профіль, визначити наявність мінералів та оцінити їх властивості. Для цього збирають зразки гірських порід (керни) та фрагменти гірських порід, що переносяться буровим розчином (шлам). Однак матеріали, отримані таким чином, не дають повного уявлення про геологічний профіль. Труднощі, що виникають під час вивчення геологічного профілю свердловини шляхом відбору керна, через обмежену кількість видобутої породи та значне уповільнення процесу буріння, призвели до розробки низки геофізичних методів аналізу свердловин. Ці методи базуються на вимірюванні різних фізико-хімічних параметрів гірських порід уздовж стовбура свердловини [4].

Основним застосуванням геофізичної розвідки свердловин є вивчення геологічного профілю свердловини, що дозволяє виконувати такі завдання:

геологічний аналіз профілю; виявлення та характеристика потенційних пасток вуглеводнів; виявлення та ідентифікація місця розташування різних корисних копалин (нафти, газу, вугілля, солі та руд); та підрахунок запасів корисних копалин. З часом завдання, пов'язані з геофізичним дослідженням свердловин, ставали дедалі складнішими. Зараз ці завдання включають моніторинг розробки родовища і технічного стану свердловини, геолого-технічний контроль під час буріння з метою оптимізації, відбір проб зі стінок свердловин, прострілювання колони свердловини.

Першими геофізичними дослідженнями були геотермальні вимірювання, проведені Д. В. Голубятніковим між 1906 і 1913 роками на Бакинських нафтових родовищах. Широке використання геофізичного буріння свердловин почалося в 1926 році, коли брати Кондрат і Марсель Шлюмберже запропонували вимірювати питомий електричний опір гірських порід у стінках свердловин, метод, який вони назвали «методом опору». У 1931 році вони також запропонували вимірювати потенціал самочинної поляризації гірських порід.

Пізніше, в 1934 році, В. А. Шпак та інші дослідники запропонували метод вимірювання природної радіоактивності гірських порід у стінках свердловин (гамма-вимірювання), а в 1941 році П. М. Понтекорво запропонував метод нейтронного буріння. Окрім використання в бурінні нафтових і газових свердловин, геофізичне буріння застосовується у вугільних і рудних свердловинах, включаючи індуковану поляризацію, магнітометрію свердловин, інтенсивність гамма-випромінювання та селективність гамма-випромінювання.

Між 1948 і 1953 роками під керівництвом Г. Долля в геофізичній розвідці свердловин були розроблені та широко використовуються латеральні та індукційні методи, а також метод мікрозонда. Система геофізичних методів та їх застосування в розвідці свердловин наразі включає понад сто методів.

У міру розвитку системи геофізичної розвідки та вдосконалення окремих методів змінювалося і вимірювальне обладнання: від вимірювань

параметрів свердловин а окремих точках, які практикувалися на початку геофізичних розвідок, до сучасних багатоканальних технічних засобів. Були розроблені комп'ютерні системи для обробки та інтерпретації результатів розвідки свердловин, а також супутникова система для збору та передачі інформації клієнтам [4].

Пізніше, з розвитком комп'ютерних технологій та можливостей, геофізичні дані широко використовувалися при створенні моделей пластів, а з появою тривимірних моделей вони стали невід'ємною частиною їх розробки.

3.1 Комплекс геофізичних досліджень свердловин

Геофізичні дослідження та операції зі свердловинами охоплюють усі види геофізичного дослідження свердловин, включаючи геологічні, технологічні та геохімічні дослідження, буріння, вибухові роботи тощо. Матеріали ГДРС є одними з найважливіших геологічних документів і повинні забезпечити комплексне вивчення геологічного профілю (петрологія, фізичні властивості гірських порід і пластів, нафтогазонасиченість тощо) [4].

Методи геофізичного дослідження свердловин класифікуються залежно від фізичного поля, що досліджується.

Методи ГДС поділяються на електромагнітні, сейсмологічні, ядерні, акустичні, магнітні, теплові, геохімічні та допоміжні методи.

Електричні методи дослідження профілів свердловин базуються на вивченні електричних полів, створених природними або штучними джерелами (постійний або змінний струм). До цих методів належать:

1) Метод потенціалу самочинної поляризації (ПС), який вивчає потенціал, що генерується у свердловині в результаті різних фізико-хімічних процесів.

2) Методи уявного опору (УО), які базуються на вимірюванні електричних потенціалів, різниці потенціалів або індукованих струмів, що

виникають внаслідок дії джерела струму або електромагнітного поля, присутнього у свердловині;

3) метод викликаної поляризації (ВП).

Існує кілька варіантів електричних методів залежно від форми, розміру та конструкції зондів (комбінація силових та приймальних електродів): метод звичайного зонда (УО), боковий метод (звичайне бокове) та метод мікрозонда. Методи видимого опору умовно можна розглядати як підмножину індукційних методів.

Ядерні (радіоактивні) методи дослідження свердловин поділяються на дві групи:

1) Методи реєстрації випромінювання природних гірських порід;

2) Методи реєстрації вторинного випромінювання, пов'язаного з опроміненням гірських порід, за допомогою спеціальних джерел, розташованих всередині конструкції свердловини (активні методи).

До першої групи належить гаммаметрія (ГМ) – метод визначення радіоактивності гірських порід.

Друга група методів поділяється на кілька категорій: нейтронно-гамма-методи, включаючи нейтронно-гамма-методи (НГМ), нейтронно-нейтронні (ННМ), метод стимульованої активності (МНА), метод гамма-гамма-щільності (ГІМ-Щ), селективний гамма-гамма-метод (ГІГМ-С), фотонейтронний метод (ФНМ), метод наведеної активності (МНА), метод рентгенівської радіометрії (РРМ) та інші.

Термічні методи поділяються на методи природного теплового поля та методи штучного теплового поля.

Допоміжні методи: до цих методів належить дослідження технічного стану свердловин. Залежно від характеру виконуваних завдань вони поділяються на:

а) Методи визначення кривизни свердловини (інклінометрія);

б) Методи визначення діаметра та профілю свердловини (кавернометрія та профілеметрія);

- в) Методи визначення якості монтажу обсадної колони;
- г) Методи контролю технічного стану обсадної колони.

Методи випробування пластів та бурильних колон класифікуються в окрему групу.

Сучасні геофізичні підприємства оснащені спеціалізованими станціями, що складаються з: комплекту наземних вимірювальних приладів та свердловинних вимірювальних приладів; обладнання для опускання приладів у свердловину та підйому їх на поверхню; та кабелю, що використовується під час цих операцій, який також служить каналом електричного зв'язку між наземним обладнанням та вимірювальними приладами всередині свердловини [4].

Геофізичні дослідження свердловин проводяться з використанням широкого спектру методів, включаючи електричні, магнітні, радіометричні, теплові, механічні та геохімічні методи, для вирішення наступних задач:

Загальні задачі:

- а) Аналіз гірських порід, що складають свердловини;
- б) Визначення глибини та товщини порід;
- в) Виділення порід із колекторськими властивостями;
- г) Ідентифікація корисних копалин та вивчення характеристик їх розподілу;
- д) Вивчення структури геологічних формацій та їх анізотропії;
- е) Вибір опорних точок для з'єднання свердловин з подальшим визначенням структури родовищ на основі комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень;
- є) Стратиграфічний аналіз свердловин та визначення та уточнення геологічного віку порід.

Детальні дослідницькі завдання включають:

- а) Визначення пористості, проникності, вмісту глини та коефіцієнтів звивистості пор;

- б) Визначення початкових та кінцевих коефіцієнтів насичення нафтою та газом у формаціях, а також коефіцієнтів витіснення нафти та газу;
- в) Визначення вмісту золи та інших параметрів вугілля;
- г) Визначення вмісту руди та неметалевих корисних копалин у гірських породах.

Технічні завдання включають:

- а) Визначення кривизни стовбура свердловини;
- б) Визначення фактичного діаметра стовбура свердловини;
- в) Визначення поперечного перерізу стовбура свердловини;
- г) Визначення висоти підйому, характеру розподілу та степені щеплення цементу в затрубному просторі;
- д) Виявлення припливних зон та циркуляції води в кільцях стовбура свердловин;
- е) Ідентифікація водоносних горизонтів та моніторинг гідравлічного розриву пласта.
- є) Визначення рівнів рідини, розташування обсадних труб та металевих предметів, що залишилися у свердловинах після аварій, та глибини вибою свердловини.

Завдання контролю розробки включають:

- а) Динаміку водонафтових, водогазових та газонафтових контактів;
- б) Дебіт та склад рідин у свердловинах;
- в) Характеристики видобутку та прийому пластів;
- г) Періоди закачування води;
- д) Видобуток нафти в пластах.

Для вирішення цих проблем використовуються різні методи інтерпретації результатів геофізичних свердловинних досліджень. Найпоширенішими є електричні та радіометричні методи [4].

Методи електричних свердловинних досліджень базуються на варіаціях електричних властивостей гірських порід. Ці властивості включають питомий опір (або електропровідність); діелектричну (абсолютну) проникність;

вивчається природна електрохімічна активність, яка може включати дифузію, адсорбцію, фільтрацію, окисно-відновну активність, електричну поляризацію (чутливість), індуковану електрохімічну активність, час релаксації та об'ємну магнітну сприйнятливність. Методи електричних свердловинних досліджень також досліджують різні типи електричних полів у гірських породах[5].

Розрізняють природні та штучні електричні поля. Природні електричні поля генеруються електрохімічними процесами, магнітотелуричними струмами та іншими явищами. Штучні електричні поля створюються в гірських породах за допомогою генераторів змінного або постійного струму різної потужності.

Методи геофізичного дослідження свердловин, що використовують радіоактивні процеси (як природні, так і штучно викликані), що відбуваються в атомних ядрах, називаються радіометричними методами. Ці методи поділяються на дві категорії: ті, що реєструють природне випромінювання гірських порід, і ті, що реєструють вторинне випромінювання, що виникає в результаті опромінення гірських порід спеціальними джерелами, розташованими в свердловині. Ці методи поділяються на дві підгрупи залежно від типу опромінення гірських порід: гамма-промені та нейтрони. У кожній підгрупі додатково розрізняють інтегративні та спектральні методи. Істотною перевагою більшості ядерних методів є їхня придатність як для обсаджених, так і для необсаджених свердловин [5].

3.2 Випробування свердловин

Випробування свердловин – це випробування свердловин для визначення їхньої здатності проявляти стійкість до певного впливу, на здатність до конкретної дії (наприклад, герметичність, продуктивність) [7].

Випробування свердловин використовується з метою виміру дебіту свердловини протягом конкретного часового періоду. У цей час підтримують постійний дебіт свердловини, і контролюють зміну тиску за допомогою

свердловинного манометра. Дані, які були зібрані під час випробування, можуть бути використані для оцінки продуктивності цієї свердловини, розмірів пласта та властивостей пластового флюїду.

Випробування свердловин та пластів, яке включає вимірювання під час витікання флюїду з пласта, проводиться на всіх етапах життєвого циклу нафтогазового родовища, від розвідки до розробки, видобутку та закачування. Оператори проводять ці випробування, щоб визначити, чи пласт вироблятиме або продовжуватиме видобувати вуглеводні зі швидкістю, яка забезпечує розумну окупність інвестицій. Оператори також використовують дані випробувань для визначення меж пласта та планування найефективніших методів видобутку свердловин та пластів [6].

Під час випробувань вимірюють тиск у пласті, характеризують пластові флюїди та пласт, а також визначають проникність та пошкодження захисного шару пласта, що виникли під час буріння або інших операцій зі свердловинами. Дані, що показують, як пласт реагує на збільшення та зменшення тиску під час випробувань, також можуть розкрити важливу інформацію про пласт [6].

Випробування свердловин та пластів також є основними джерелами критично важливих даних для моделей пластів та основним засобом, за допомогою якого інженери перевіряють або коригують параметри моделі пластів. Інженери використовують ці моделі, щоб зрозуміти, як взаємодіють пластові рідини, пласт та свердловина, і використовують ці знання для оптимізації стратегій завершення та розробки.

Оцінюють виробничий потенціал свердловин, використовуючи кілька методів випробувань, окремо або в поєднанні. Вони можуть обрати проведення випробування виробничої свердловини, під час якого свердловина проходить через тимчасове завершення до випробувального сепаратора. Або вони можуть використовувати тестер пластів для відбору проб рідин та вимірювання тиску в стовбурі свердловини в зоні інтересу. Інженери іноді виконують обидва типи випробувань [6].

Під час випробування виробничих свердловин техніки подають пластові рідини на поверхню через бурильну колону або колону для випробування бурильної колони. Пакери ізолюють ділянку, що підлягає випробуванню, поки свердловина працює, або наземне обладнання забезпечує контроль потоку.

Потік у свердловині контролюється з різною швидкістю за допомогою дросельного клапана, який можна регулювати для точного контролю швидкості потоку.

Пластові рідини, що видобуваються на поверхні, надсилаються безпосередньо до резервуарів для зберігання, доки оператори випробувань не визначать, що забруднювачі, такі як бурові рідини, були видалені або принаймні мінімізовані з потоку. Після очищення потік перенаправляється до випробувального сепаратора, де основні рідини розділяються на нафту, газ і воду, а будь-які відходи, такі як пісок та інші матеріали, видаляються. Три фази рідини вимірюються та аналізуються окремо. Оператори можуть отримати додаткові дані про потоки пласта та рідини, одночасно запускаючи каротажні прилади вниз по стовбуру свердловини. Ці прилади вимірюють дебіт свердловини та склад рідини і можуть вказати, які зони сприяють загальному потоку [6].

Існують: хімічні випробування, мінералогічні випробування, технічні випробування, технологічні випробування [7].

Випробування на герметичність свердловини - перевірка герметичності обсадної колони шляхом тиску на неї та зниження рівня рідини в свердловині.

Виробничий каротаж застосовується з метою вимірювання дебіту та розподілу рідини в стовбурі. У цей час в стовбур свердловини опускають датчики, пов'язані між собою, з метою вимірювання дебіту та розподілу рідин. Дані, які були зібрані під час такого випробування, можуть стати основою для визначення проблем у видобутку, наприклад, прориви води або газу, та з метою оптимізації дебіту свердловини.

Випробування трасером використовується з метою вимірювання руху рідини в певній геологічній формації. При цьому випробуванні мала кількість

трасерного матеріалу впорскується в формацію, а його концентрація контролюється за допомогою набору зондів. Зібрані дані допомагають визначити шляхи потоку в формації та покращити швидкість буріння.

Випробування потоку на гирлі свердловини: використовується для вимірювання швидкості потоку та складу рідин у свердловині. Під час цього випробування в свердловину опускається набір зондів для вимірювання швидкості потоку та складу рідин. Зібрані дані допомагають покращити швидкість буріння та виявити потенційні проблеми з видобутком, такі як видобуток піску або шламу [7].

Випробування бурильної колони застосовується з метою оцінки роботи формації під час ранніх стадій буріння свердловини. Під час цього випробування в свердловину опускається набір приладів для оцінки роботи формації. Зібрані дані допомагають покращити процеси буріння та виявити потенційні проблеми з видобутком.

Міні-випробування на розрив пласта: застосовується з метою виміру тиску розриву пласта. При цьому випробуванні невелика кількість рідини впорскується в формацію під високим тиском, а реакція тиску контролюється за допомогою свердловинного манометра. Зібрані дані допомагають покращити гідравлічний розрив пласта та виявити потенційні проблеми з видобутком.

Випробування та дослідження перспективних горизонтів є важливими для циклу будівництва нафтогазових свердловин. Успіх наступних розвідувальних бурових робіт залежить від їх виконання, включаючи стимулювання потоку пластових рідин (газу), відбір проб та лабораторний аналіз пластів.

Гідростатичні та гідродинамічні дослідження можуть проводитися у свердловинах під час дослідження продуктивних пластів.

Основним методом вивчення пластів та свердловин є гідродинамічний аналіз. Вивчаючи взаємозв'язок між тиском піддонних вод (з часом) та дебітами, можна визначити гідродинамічні параметри продуктивних пластів.

На відміну від геофізичних та геологічних методів, дані про пласти можна отримати на широкій території навколо свердловин, що досліджуються. Поєднання гідродинамічних, геофізичних, геологічних та лабораторних досліджень забезпечує найповнішу інформацію, необхідну для розрахунку запасів, проектування систем розробки та експлуатації родовища.

Остаточний висновок про наявність нафти та газу в конкретному пласті та його промислове значення можна зробити лише на основі результатів прямого випробування, тобто отримання притоку пластового флюїду.

Основні етапи випробування перспективних (продуктивних) родовищ коротко описані наступним чином:

- Отримання припливу пластової рідини та збір проб з досліджуваної ділянки;
- Вимірювання пластового тиску та температури;
- Оцінка роботи пласта;
- Оцінка колекторських властивостей;
- Оцінка ступеня забруднення у стовбурі свердловини поблизу вибою.

Принцип випробування базується на ізоляції потенційної зони від усіх інших проникних зон та від тиску стовпа промивної рідини, що заповнює стовбур свердловини. Це створює різницю тиску між пластом у цій зоні та тиском на вибої свердловини, достатню для отримання припливу пластової рідини. При цьому об'ємна витрата та еволюція тиску у відповідному стовбурі свердловини реєструються протягом усього періоду випробування, а також збирається достатня кількість проби пластової рідини для аналізу.

Точний обсяг завдань під час випробування свердловини залежить від призначення свердловини, потенціалу колектору, методу випробування, стійкості породи, складу та властивостей промивної рідини та ряду інших факторів.

Випробування пласта зазвичай тривають кілька днів. Після завершення цього початкового дослідження свердловину експлуатують в оптимальних умовах (протягом 10-15 днів).

Якщо під час випробування досягнуто значного потоку нафти або газу, розвідку зазвичай зупиняють і починають видобуток зі свердловини.

Після завершення випробування впроваджуються процедури на основі результатів дослідження для кожного шару. Встановлюються цементні містки, і видобуток зі свердловини починається або залишається як є, якщо не потрібна подальша підготовка. Протоколи випробувань свердловин розробляються на основі результатів польових випробувань [7].

3.3 Коефіцієнт пористості

Пористість, коефіцієнт насичення та індекс газонасичення є одними з найважливіших фізичних параметрів гірських порід для газових родовищ. Загальні методи визначення параметрів традиційних та нетрадиційних газових родовищ, як у обсаджених, так і в необсаджених свердловинах, базуються на радіоактивному каротажі. Серед найефективніших та найнадійніших методів радіоактивного каротажу є нейтронний каротаж, гамма-каротаж за щільністю та гамма-каротаж [4].

Пористість гірських порід вказує на наявність пустот (пор) у породі. Тобто, пористість являє собою об'єм пор і може бути виміряна як відношення цього об'єму до загального об'єму зразка породи. Ця величина виражається у відсотках або частках одиниці та називається коефіцієнтом пористості.

Коефіцієнт пористості - це відношення об'єму пор (V_p) у пористому середовищі до загального об'єму (V_o) даного елемента: $m_p = V_p / V_o = 1 - V_z / V_o$, де V_z являє собою об'єм зерен в пористому середовищі.

Коефіцієнт пористості для порід колекторів нафти і газу в середньому складає 0,15–0,20, або ж 15-20%.

Середній коефіцієнт пористості – це показник, який відображає середню відкриту пористість нафтогазового родовища. Це середнє значення визначається шляхом усереднення даних з різних свердловин та зважування

індексу пористості за площею поверхні. Він використовується для оцінки запасів.

Значення пористості тісно пов'язане зі складом породи. У мулі та лесах вона може досягати 80%; в осадових породах (вапняк, доломіт та пісковик) вона коливається від кількох одиниць до 35%. У вулканічних осадових породах (туфоподібний пісковик та туфіт) пористість коливається від 5 до 20%, тоді як у магматичних породах вона не перевищує 5%. Пористість визначає фізичні властивості гірських порід, такі як твердість, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні та теплофізичні властивості та інші. У нафтогазовій геології промислові геофізичні методи базуються на аналізі взаємозв'язків між цими параметрами.

Пористість гірських порід можна визначити за допомогою різних електричних або радіоактивних методів, що застосовуються до розрізів нафтогазових свердловин. Однак ефективність цих розрахунків залежить від геологічних умов та використовуваних методів. Для піщано-глинистих порід-колекторів електричні методи забезпечують надійні результати, тоді як радіоактивні методи є більш ефективними для зернистих карбонатних порід. Визначення пористості тріщинуватих порід залежить від спільної інтерпретації результатів електричних та радіоактивних методів, що застосовуються до розрізів свердловин. Однак найчастіше для визначення пористості використовуються електричні методи [5].

Пористість можна визначити за даними про питомий електричний опір незміненої частини пласта, за умови, що пористість породи визначається за допомогою співвідношення $P_p = f(K_p)$. У найпростішому вигляді ці співвідношення можна представити наступним чином:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m} \quad (3.1)$$

де P_n – параметр пористості, або так званий відносний опір; K_n – коефіцієнт пористості, д.од.; a і m – структурні елементи, які залежать від типу породи, характеру її насичення та структури порового простору.

Дані структурні елементи визначаються лабораторним шляхом. Для теоретичних розрахунків приймається, що $a=1$, а $m=2$.

Так званий параметр пористості, або як ще називають відносний опір для водоносних пластів визначають за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v} \quad (3.2)$$

де $\rho_{вп}$ – опір водоносного пласта при його 100 %-му насиченні водою, Ом·м; ρ_v – опір води, яка насичує даний пласт, Ом·м.

Питомий електричний опір водоносного пласта знаходиться за даними таких методів, як БКЗ, БК та ІК, а пластової води – за даними лабораторних аналізів або даних методу ПС.

При використанні опору промитої зони пласта $r_{пп}$ для чистого неглинистого водоносного колектору параметр пористості P_n визначається за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{\phi}} \quad (3.3)$$

де ρ_{ϕ} – опір фільтрату промивної рідини, Ом·м. Він визначається за допомогою спеціального графіка.

У глинистому колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{\phi} \cdot \Pi_n} \quad (3.4)$$

де Π_n – параметр поверхневої провідності, який враховує зміну параметра P_n в залежності від мінералізації пластової води.

Параметр Π_n визначається для заданого питомого опору фільтрату промивної рідини ρ_{ϕ} , враховуючи глинистість колектору $C_{гл}$ або геофізичні параметри ($\alpha_{пс}$, ΔI_{γ}), які побічно залежать від глинистості.

У чистому неглинистому нафтогазоносному колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{\phi} \cdot P_{нз}} \quad (3.5)$$

де $P_{нз}$ – параметр залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта.

Величина $P_{нз}$ визначається за формулою:

$$P_{нз} = \frac{1}{(1 - K_{нз})^2} \quad (3.6)$$

де $K_{нз}$ – коефіцієнт залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта-колектору. Зазвичай наближено $K_{нз}=0,2-0,3$.

Для заглиненого колектора у формулу (3.5) в знаменнику вводять параметр Π_n :

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot P_{нз} \cdot \Pi_n} \quad (3.7)$$

При визначенні пористості за даними питомого опору зони проникнення рзп, параметр пористості P_n розраховується за формулою для нафтогазонасиченого пласта-колектору:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phiв} \cdot P_{нз}} \quad (3.8)$$

Для водоносного пласта-колектору:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phiв}} = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi}} \cdot \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\phi.в}} \quad (3.9)$$

Параметр $P_{нз}$ зони проникнення визначається за формулою (3.6) з використанням величини $K_{нз}=0,3-0,4$.

Опір суміші води із фільтратом промивної рідини $\rho_{фв}$, яка заповнює пори у зоні проникнення, залежить від вмісту Z (0,06) залишку пластової води у зоні проникнення. Значення $\rho_{фв}$ за даними ρ_{ϕ} і $\rho_{в}$ визначається наступним чином [5]:

$$\frac{1}{\rho_{фв}} = \frac{Z}{\rho_{в}} + \frac{1-Z}{\rho_{\phi}} \quad (3.10)$$

3.4 Коефіцієнт газонасиченості

Газонасиченість породи відповідає ступеню заповнення її порожнин природним газом. Вона вимірюється коефіцієнтом газонасиченості (K_g), який є співвідношенням між об'ємом природного газу, що займає породу, та об'ємом її відкритих пор та порожнин [4].

Це співвідношення визначається поглинальними властивостями мінералів, що складають породу, її пористістю та тріщинуватістю, а також тиском газу.

Для води, нафти та газу розрізняють початкову, поточну та кінцеву насиченість. Значення насичення породи для рідин та газів визначається лабораторними та геофізичними методами. Його використовують для розрахунку запасів нафти та газу, контролю та регулювання експлуатації родовищ, а також для оцінки технічної ефективності методів підвищення видобутку нафти, газу та конденсату з геологічних формацій.

У випадку родовищ природного газу цей коефіцієнт визначає частку об'єму відкритих пор породи, зайнятої вільним газом за умов теплового та тискового режимів, характерних для формації. Коефіцієнт газонасичення породи (K_g) кількісно визначається її водонасиченням (K_w), виходячи з водного балансу в незмішаних порах породи: $K_g = 1 - K_w$.

При проникненні води в насичені шари спостерігається залишкове газонасичення, еквівалентне кількості нерухомого газу. Коефіцієнт газонасичення (k_g) породи визначається у свердловинах: - за даними промислової геофізичної розвідки (перш за все електрокаротажу), які містять інформацію про петрофізичні властивості породи; - за детальними даними газонасичення під час буріння, враховуючи умови пласта; - з кернових зразків, шляхом вивчення залишкового та рівноважного водонасичення.

Значення газонасичення використовуються для оцінки порід як колекторів, розрахунку запасів та контролю розробки газових родовищ.

Потенціал нафтогазонасичення визначається коефіцієнтами нафтогазонасичення. Ці коефіцієнти визначаються експериментально (в лабораторії) та під час промислової геофізичної розвідки у свердловинах.

Коефіцієнт насичення нафтою K_n та коефіцієнт насичення газом K_g порід визначаються з коефіцієнта насичення $P_n(P_g) = \rho_{np} / \rho_{вп}$. Для розрахунку P_n необхідно знати питомий опір ρ_{np} досліджуваної нафтогазової породи та її питомий опір $\rho_{вп}$ при 100% насиченні пластовою водою.

Питомий опір ρ_{np} нафтогазової породи визначається з діаграм видимого та ефективного опору. Опір $\rho_{вп}$ розраховується з коефіцієнта пористості породи K_p та опору пластової води ρ_v :

$$\rho_{вп} = P_n \rho_v \quad (3.11)$$

Або, якщо колекторські властивості нафтоносного (газонасного) об'єкта достатньо стабільні, приймається рівним його опору за межами контуру нафтоносності (газонасності) і, зокрема, на ділянках колектору, що знаходиться нижче початкового водонафтового контакту.

Після визначення ρ_{np} і $\rho_{вп}$ розраховується величина параметра насичення:

$$P_n = \frac{\rho_{np}}{\rho_{вп}} \quad (3.12)$$

Величина параметра насичення практично не залежить від коефіцієнта пористості колекторів даного типу і є обернено-степенною функцією коефіцієнта водонасичення K_v породи:

$$P_n = \frac{a}{K_v^n} \quad (3.13)$$

де a і n – структурні елементи, які залежать від типу колектору, структури порового простору та типу заповнювача пор. При цьому показник степеня різко збільшується з переходом від гідрофільних до гідрофобних колекторів.

Коефіцієнт водонасичення пов'язаний із коефіцієнтом нафтогазонасичення наступним чином:

$$K_{H_2} = 1 - K_v \quad (3.14)$$

За розрахованим значенням P_H визначаються коефіцієнти K_H або K_G ($K_{H_2}=1-K_v$) (при атмосферному тиску) за номограмою [5].

4 Методика побудови 3D геологічної моделі

Геологічне моделювання є невід'ємною складовою вивчення та освоєння нафтогазових родовищ. Тривимірне моделювання забезпечує перехід від двовимірного картування, яке є класичним, до створення цілісної цифрової багатоскладової моделі родовища і покладів. Це дозволяє використовувати одночасно у єдиній просторовій системі різноманітні масиви даних, включаючи дані сейморозвідки, буріння свердловин, результати геофізичних та лабораторних досліджень, що дозволяє виконувати найрізноманітніші геологічні задачі.

У даному розділі викладено методику побудови тривимірної геологічної моделі у програмному забезпеченні Petrel Schlumberger, яке об'єднує в один технологічний ланцюг геофізику, геологію та розробку родовища. Розділ охоплює повний цикл виконання робіт у програмному забезпеченні: від підготовки вихідних даних та створення основних елементів для моделі до фаціального аналізу та побудови моделей розподілу властивостей покладів родовища, що є основою для подальшої коректної оцінки запасів і ресурсів вуглеводнів, аналізу геологічної будови, оцінки ризиків та розробки родовища.

4.1 Обґрунтування вибору програмного комплексу Petrel

Вибір програмного забезпечення для тривимірного геологічного моделювання має важливе значення для якості та надійності остаточної моделі родовища. У сучасній нафтогазовій промисловості існує широкий спектр спеціалізованих платформ, серед яких виділяються програмні пакети Petrel (Schlumberger), RMS (AspenTech/Roxar), GOCAD (Emerson) та Kingdom (S&P Global). Кожен з цих продуктів пропонує унікальні переваги, спрямовані на вирішення конкретних задач. Наприклад, програмний пакет RMS використовується у галузі стохастичного моделювання та аналізу невизначеностей завдяки своїй гнучкості в налаштуванні геологічних

алгоритмів; GOCAD відрізняється потужним математичним інструментом для побудови складних структурних поверхонь у регіонах із вираженим сильним тектонічним розчленуванням; Kingdom представляє оптимальне рішення для швидкої інтерпретації сейсмічних даних, але її функціональність для створення геологічних моделей обмежена порівняно з конкурентами.

Для виконання цієї роботи було обрано програмний пакет Petrel, розроблений компанією Schlumberger, оскільки цей пакет зараз є визнаним галузевим стандартом у всьому світі та в Україні. Важливою перевагою використання платформи Petrel є реалізація підходу «Спільної моделі Землі», який дозволяє поєднувати сейсмічні, геологічні, геофізичні, а також дані розробки родовищ в єдиному середовищі. Це забезпечує увесь роботи цикл від імпорту необроблених даних до геологічного моделювання без втрати даних під час передачі між різними модулями. Petrel пропонує широкий набір інструментів для геологічного моделювання [8].

Також існують деякі обмеження цього програмного пакету, серед яких відносно висока вартість ліцензії та високі вимоги до апаратного комп'ютерного забезпечення. Крім того виділяється складність інтерфейсу Petrel, через що відносно тривалий період часу, має бути витрачений на вивчення всіх його функцій та можливостей. Але, усі ці обмеження компенсуються добре розвиненими можливостями візуалізації та аналізу даних. При потужному графічному обладнанні він надає можливість візуалізувати тривимірний простір, перевіряти геометричну інтерпретацію розломів та контролювати якість структурної сітки, що підвищує правильність кінцевого результату, дозволяє проводити величезну кількість розрахунків та інтерпретувати дані різних досліджень.

Актуальність Petrel для виконання завдання підтверджується домінуванням цього програмного забезпечення на світовому та, важливіше, українському ринку. Провідні компанії нафтогазової галузі, включаючи АТ "Укргазвидобування" та ПАТ "Укрнафта", використовують Petrel як інструмент для геологічного моделювання. Отже виконання роботи у

програмному забезпеченні Petrel дає можливості як для розробки надійної геологічної моделі Пинянського газового родовища так і дозволяє набути необхідні навички для роботи в сучасній нафтогазовій сфері.

4.2 Формування бази даних проекту

Базовим етапом у створенні тривимірної геологічної моделі є створення надійної та перевіреної бази даних, оскільки якість вхідних даних безпосередньо впливає на точність результатів моделювання. Програмне забезпечення Petrel пропонує гнучкість та універсальність для обробки різноманітної інформації, включаючи сумісність з широким спектром галузевих стандартів. Імпорт даних в Petrel може здійснюватися в різних форматах, таких як Classic, Irap RMS, CPS-3, Earthvision, Stratamodel, VIP, LAS, Eclipse, Zmap+ і Charisma, SEG-Y, а також графічні об'єкти [9].

Це дає можливість інтегрувати дані зі свердловин, геофізичних та сейсмічних досліджень, а також результати лабораторних досліджень в єдине середовище.

Важлива частина імпортування даних у новий проект – це перевірка якості вхідних даних. Petrel має чудові інструменти для візуалізації і для кожного імпортованого об'єкта також є прикріплена сторінка для статистичного звіту.

Спеціальна обробка даних потрібна при роботі зі старими записами. Більшість оригінальної геологічної інформації зберігається на папері або в растровому форматі, що створює певні труднощі під час оцифрування. Характерне спотворення картографічної інформації з паперу, втрати масштабу та відсутності правильних метаданих. Оцифровка інформації вносить певні помилки, створюючи невизначеність під час моделювання.

Для початку нового проекту в Petrel визначаються параметри системи, включаючи вибір системи координат. Щоб забезпечити правильне розташування всіх об'єктів у моделі, необхідно визначити картографічну

проекцію відповідно до робочої області проекту. Невідповідності в системах координат джерел даних викликають значні спотворення та унеможливають коректне порівняння свердловин із сейсмічними поверхнями. Для роботи використовувалась система координат Pulkovo 1942 Based Gauss-Kruger Zone 4 North – “GK42-4N” (Рис. 4.1).

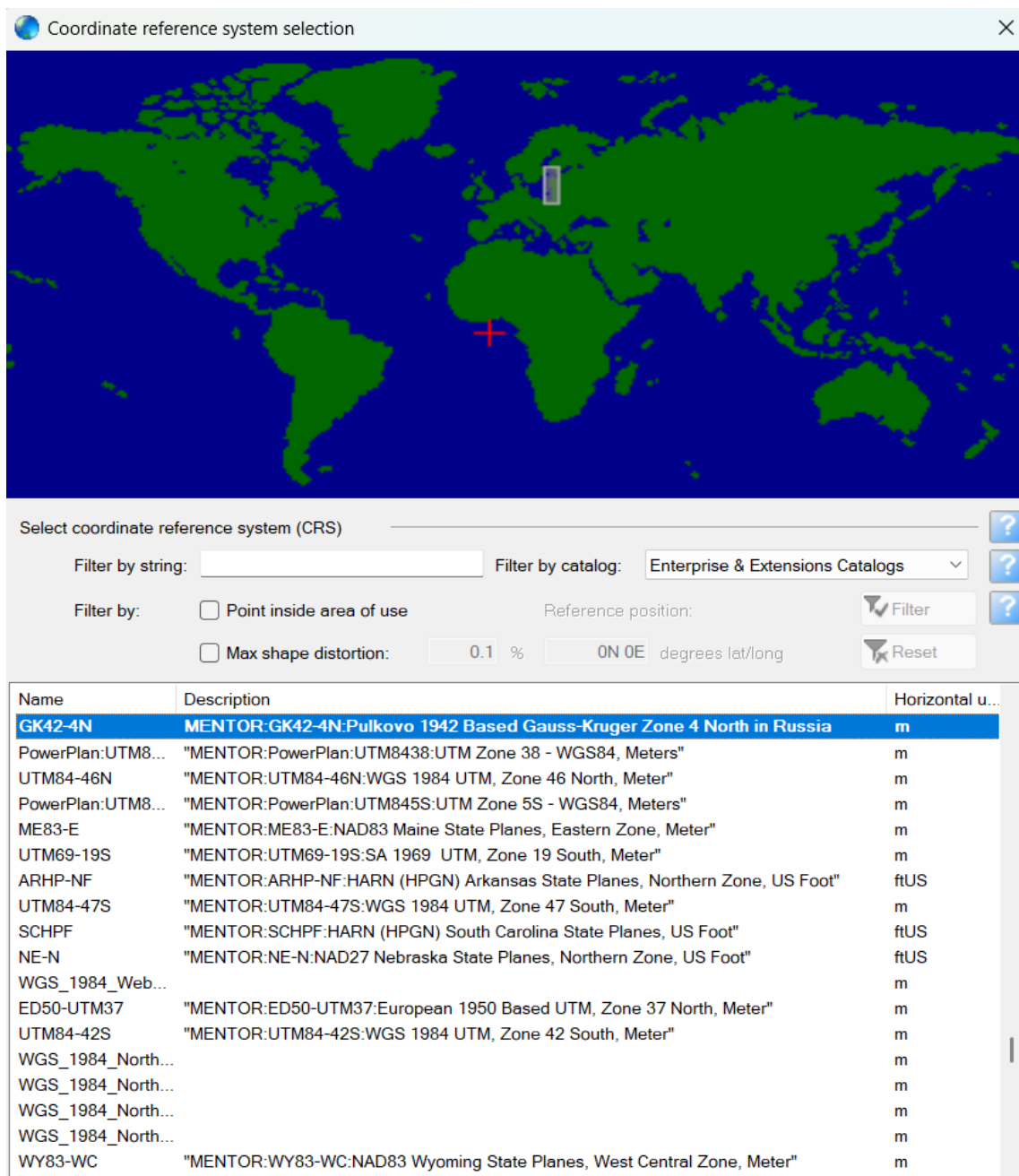


Рисунок 4.1 – Вибір системи координат для проекту Petrel

Дані надходять до проекту через спеціальні інтерфейси імпорту, що дозволяє завантажувати дані у відповідні директорії. Petrel використовує папки для організації даних (Рис 4.2).

Кожна папка повинна містити певний набір даних, наприклад одна папка для поверхонь, одна для полігонів розломів (fault polygons) і т.д. Перед імпортом, створюється папка, в яку імпортуються дані. Більшість даних імпортується до спільних папок. Однак, є кілька винятків - це Wells, Well Tops та Seismic Interpretations (Свердловини, Розбивки свердловин та Сейсмічна інтерпретація). Вони імпортуються у спеціальні папки через специфічну організацію цих типів даних.

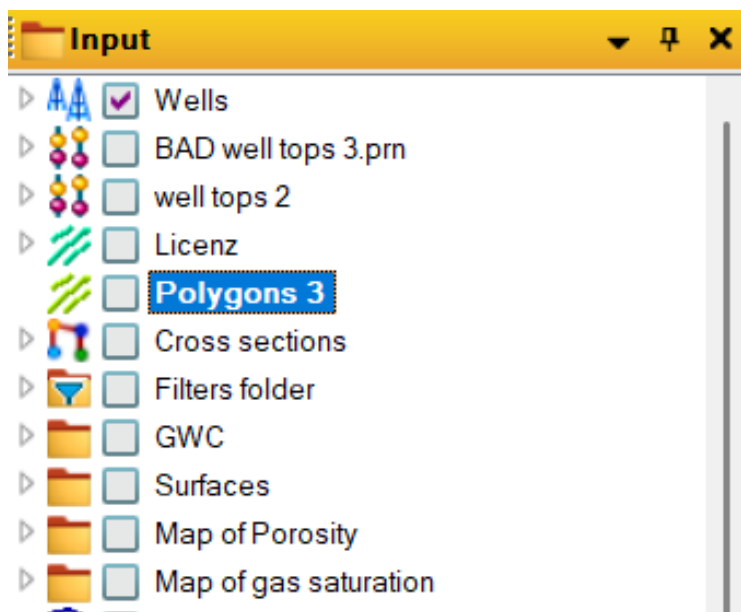


Рисунок 4.2 – Вигляд вікна Input із папками даних проекту в Petrel

Майже будь-які типи даних можуть бути імпортовані в Petrel (Рис. 4.3), наприклад, лінії/точки, 2D-ґриди (ізохори, часові та глибинні ґриди, 2D тренди тощо), сейсмічна інтерпретація, сейсміка (SEG-Y), свердловини та розбивки та інше. Перед імпортуванням необхідно знати формати даних та формати, які підтримує Petrel. Будь-які типи даних можна перекидати з проекту до проекту. Ця можливість дозволяє мати головний проект, який містить регіональні дані. Частина цих даних може бути скопійована на новий проект [9].

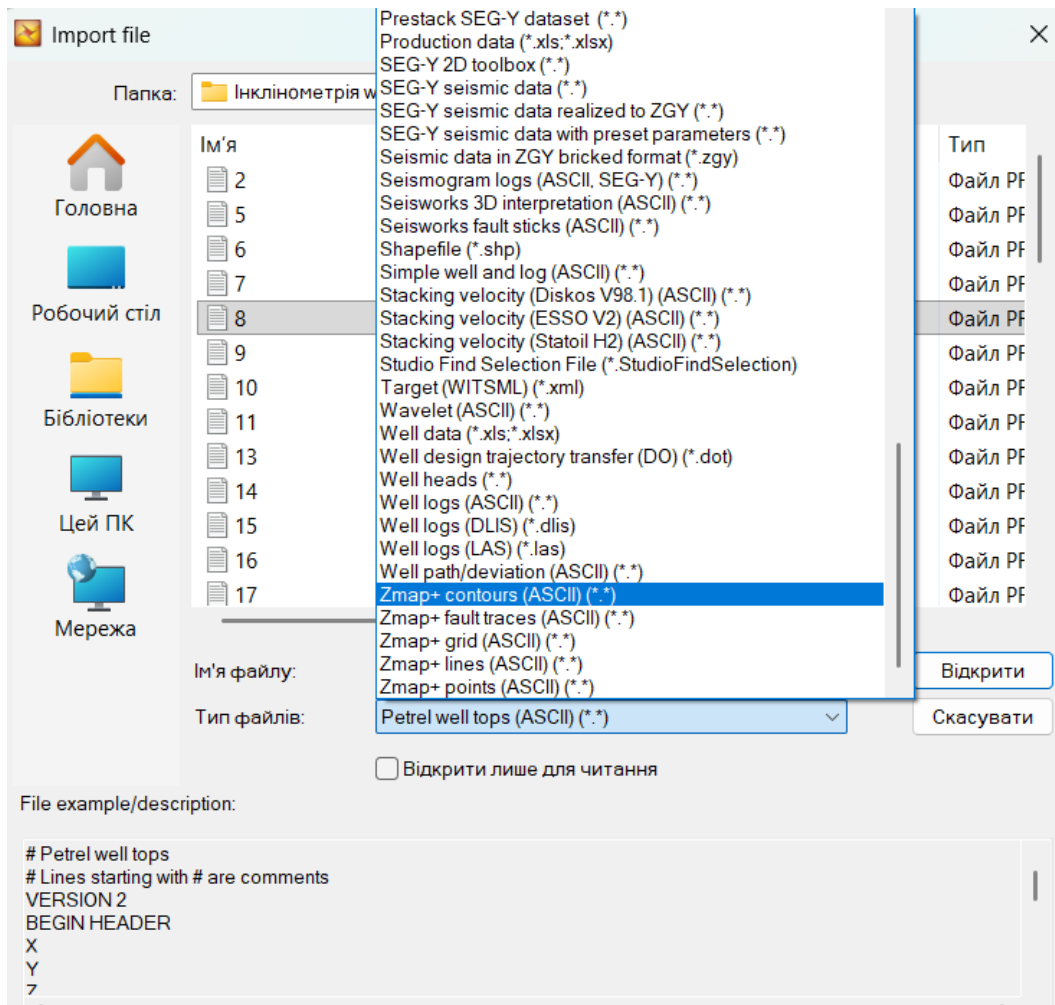


Рисунок 4.3 – Вікно імпорту даних у Petrel

Petrel дозволяє імпортувати величезну кількість об'єктів (Рис. 4.4): гирла свердловин, дані інклінометрії, каротажні діаграми, стратиграфічні відображення, сейсмічні куби та 2D-розрізи, контурні карти, поверхні розломів та точкові дані з атрибутами пористості та проникності.

Column #	1	2	3	4	5	6
Attribute	X ▼	Y ▼	Z ▼	TWT picked ▼	TWT auto ▼	Geological age
Attribute name	X	Y	Z	TWT picked	TWT auto	Geological age
Attribute type	Continuot ▼	Continuot ▼	Continuot ▼	Continuous ▼	Continuot ▼	Continuous
Unit	File CRS u ▼	File CRS u ▼	meter ▼	millisecond ▼	millisecon ▼	

Connect to trace: Number of header lines:

Well name: Undefined value: ?

Depth Negate Z values

Time Negate time values ?

Date Default ?

Custom date format ?

 29.12.1977

Time Zone: DST enabled ?

Header info (first 30 lines):

```

Line 1: #Petrel Well Tops
Line 2: VERSION 1
Line 3: BEGIN HEADER
Line 4: REAL Depth
Line 5: STRING Type
  
```

Рисунок 4.4 – Імпорт даних у проект Petrel

Після того, як дані імпортовані в Petrel, слід проводити контроль якості. Найбільш типовий спосіб контролю якості даних – це їхня візуалізація, а також перевірка статистики (Рис. 4.5).

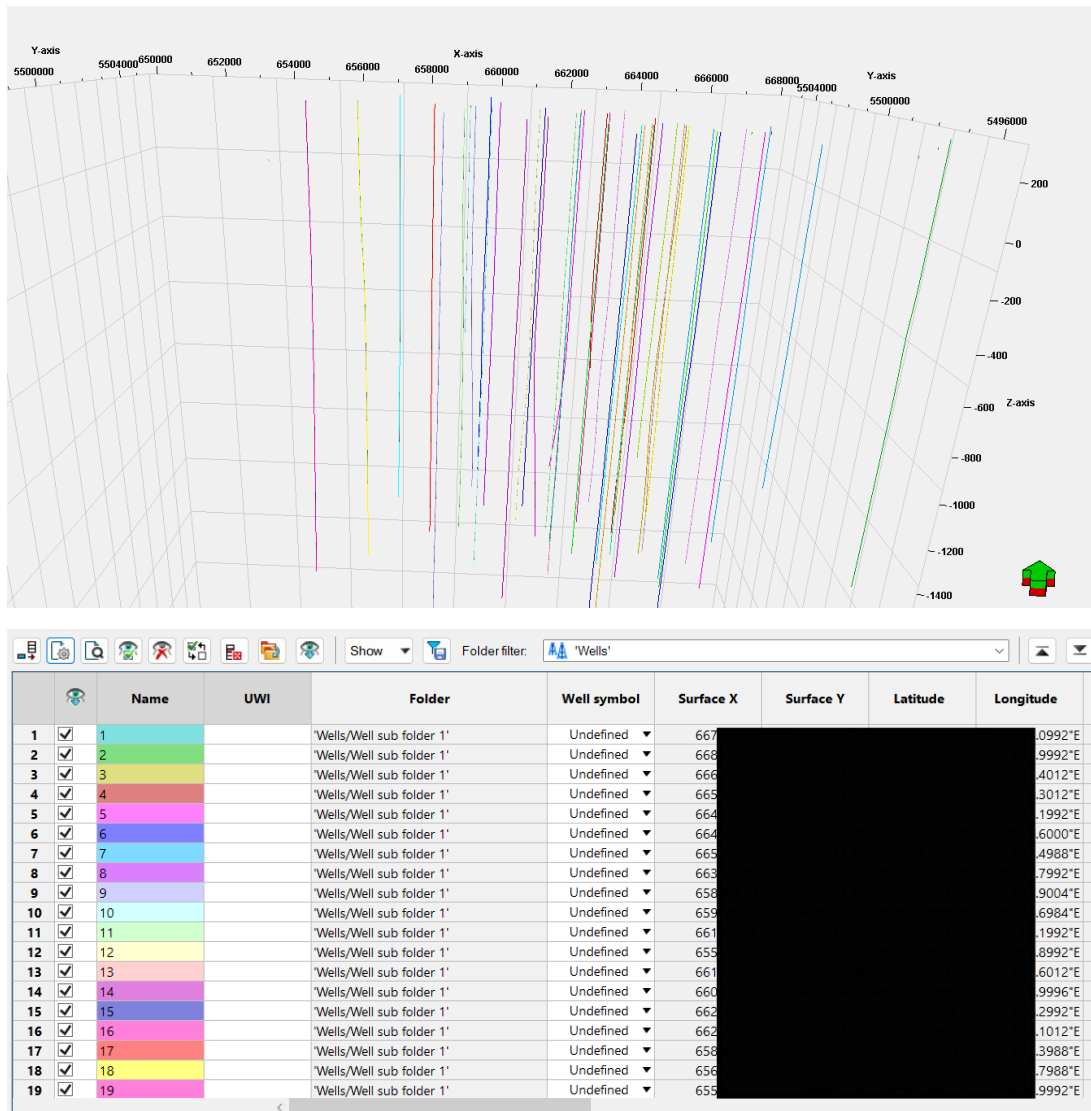


Рисунок 4.5 – Контроль даних у проєкті Petrel

Для побудови геологічної моделі досліджуваного Пинянсько газового родовища була створена база даних буріння свердловин, геофізичних досліджень та інших геологічних матеріалів. Складність відображалась у створенні каталогів даних, адже інформація часто була у форматах, які не підтримує Petrel, або не була оцифрована для роботи в ньому, через що необхідно було привести її до належного вигляду (Рис 4.6) випробування.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Дебит води		13	14	15	16	Well	Top	Base	Saturation
										11	12								
Номер свердловини	Горизонт	Абсолютна висота продуктивного горизонту, м	Інтервали впробування, м	Спосіб розв'язки пласта кость отк. на 1 н. м.	Діаметр, мм ланова служба, м	Діаметр ліфтарної, мм	Флаг: час безперервної роботи, хв	Пісок, порожній за скелетом інтервалу впробування, МПа	Діагностика, лінійний пластовий, лінійний	Діагностика, МПа	м³/добу при лінійному рині, м	Діагностика, тис. м³/добу	Дата впробування	Принняте положення ГВК в абс. висотах, м	Примітки				
1-Пш	НД-10	2515-2491 -2222,9-2198,9 2476-2461 -2183,9-2168,9	ПК-103 20	2 ½	2470								10.10.1967 26.10.1967		сухо	2	1283.0	1300.0	2
	НД-9	2420-2369 -2127,9-2076,9	ПК-103 20	2 ½	2400						26,8		27.10.1967 17.11.1967		приплив води з газом	2	1110.0	1160.0	2
	НД-9	2320-2310 -2027,9-2017,9	ПК-80 20	2 ½	2321						288		20.11.1967 30.12.1967		приплив води з газом	2	2050.0	2065.0	4
	НД-8	2135-2126 -1843,1-1834,1	ПК-103 10	2 ½	2119	2,66		24,0			480		8.12.1967 29.12.1967		приплив води з газом	2	1773.0	1790.0	2
2-Пш	НД-26	1300-1283 -1022,2-1005,2	ПК-103, ПК-105 11	2 ½	1283						55,7	214	17.05.1966 22.05.1966			6	1600.0	1605.5	1
	НД-2а	1260-1248 -982,2-970,2	ПК-103, ПК-105 18,19	3 ½	1250						207	202	23.05.1966 26.05.1966			6	1095.0	1102.0	4
	ВД-146, НД-1а	1160-1110 -882,2-832,2	ПК-103 20	2 ½	1106						114	78	26.05.1966 31.05.1966			6	2058.0	2090.0	2
5-Пш	НД-8	1655,4 -1667,8	2065-2050 -1781,2-1766,2	ПК-103 20	2 ½	2055					28,8	181	0,16 2.10.1967 25.10.1967		ц.м. 1839 м	6	1740.0	1744.0	6
	НД-8	1655,4 -1667,8	1948-1942 -1664,2-1658,2	ПК-103 20	2	1940	3,950 8,077 12,275 16,103 20,047		23,28				54,30 199,00 361,00 420,00 450,00	26.10.1967 31.12.1967		ц.м. 1859 м	6	1750.0	1763.0

Рисунок 4.6 – Приклад результатів переведення даних до прийнятних для проекту в Petrel (зліва – сирі табличні дані; справа – дані, які сприймає програмне забезпечення)

Спочатку було створено мережу свердловин завантаживши файл Well Heads, попередньо створений і який містить інформацію щодо імені свердловини, її координат, альтитуди устя свердловини, або альтитуди її ротора, глибини самої свердловини (Рис. 4.7).

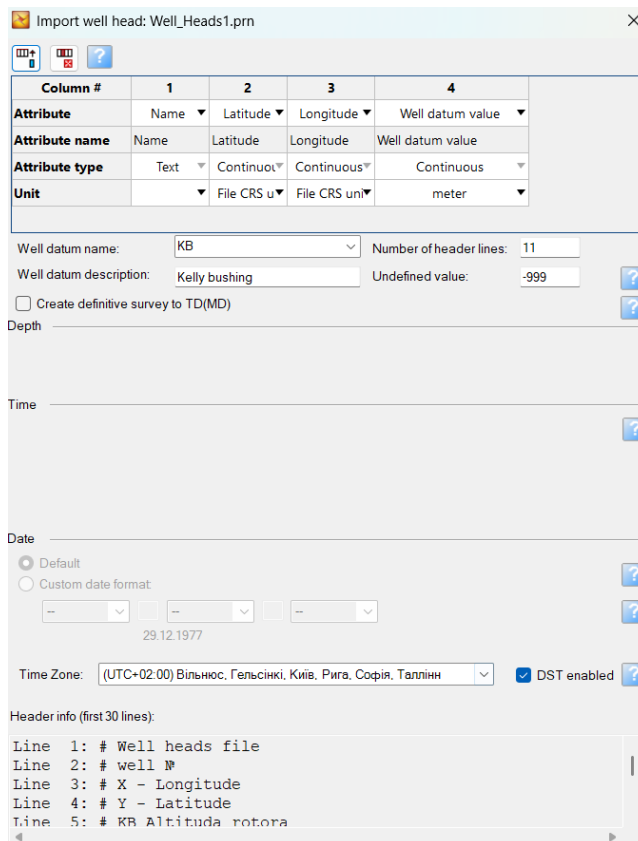


Рисунок 4.7 – Імпорт голів (іх усть) свердловин, well heads, у Petrel

Наступним кроком було завантаження попередньо створених для кожної свердловини файлів інклінометрії, у яких вказувались імена свердловин, глибини зняття відмітки у свердловині при її дослідженні, відхилення свердловини у градусах та абсолютний азимут викривлення свердловини (Рис.4.8).

Header info (first 200 lines):

Line	1:	2	0	0	0
Line	2:	2	10	0	0
Line	3:	2	25	0.1	90
Line	4:	2	50	0.2	80
Line	5:	2	75	0.3	70

Рисунок 4.8 – Завантаження файлу інклінометрії у проект Petrel

Крім завантажувались дані каротажів свердловин у форматі LAS, які присвоювались кожній свердловині із вказаним типом каротажу, одиницями вимірювання, глибинами зняття позначки виміру та значеннями вимірних параметрів (Рис. 4.9).

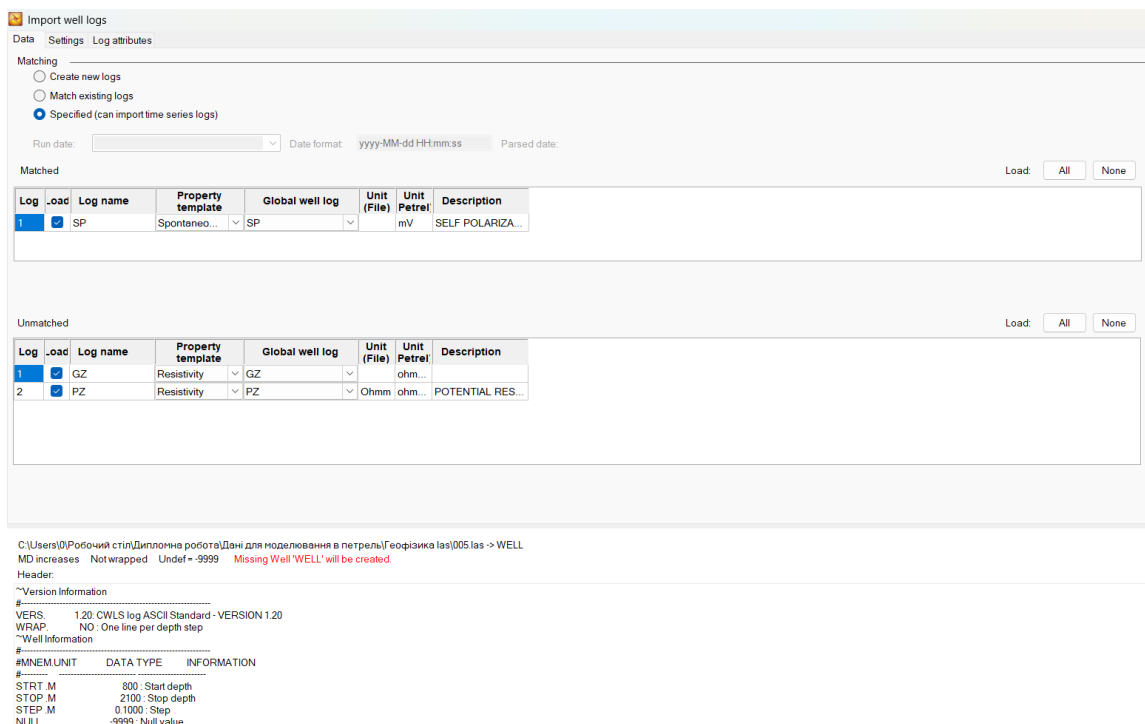


Рисунок 4.9 – Завантаження каротажу свердловин у проект Petrel

4.3 Інтерпретація результатів ГДС

Геологічне моделювання передбачає використання великих обсягів геофізичних даних, необхідних для характеристики свердловини. Petrel чудово підходить для цих задач, адже він надає велику кількість інструментів для імпорту, систематизації, візуалізації та обчислень великої кількості кривих каротажу, що дозволяє використовувати одночасно різні методи ГДС разом (Рис 4.10).



Рисунок 4.10 – Криві каротажу завантажені у проект

Алгоритм кількісної обробки та перерахунку кривих каротажу виконується за допомогою модуля «Calculator». Цей модуль дозволяє користувачеві проводити величезну кількість математичних, логічних та статистичних розрахунків над вхідними даними. Функціональність калькулятора використовується для нормалізації кривих, об'єднання даних з різних вимірювань, виправлення помилок у вимірюваннях та моделювання штучної кривої в інтервалах, де дані відсутні. Гнучкість запису формул і можливостей їх змінення дозволяє адаптувати розрахунки відповідно до кожної окремої ситуації [8].

Результатом інтерпретації геофізичних даних свердловини є перехід від значень вимірюваних параметрів фізичних величин до значень фактичних параметрів породи, яку розкрила свердловина. Інструментом для цього процесу інтерпретації є вищезгаданий модуль, calculator, який за допомогою фактичних геофізичних залежностей та рівнянь дозволяє визначити значення глинистості, пористості, нафтогазонасиченості породи, робити припущення щодо характеристик самої гірської породи. Отримані в результаті інтерпретації дані стають основою для подальшого процесу моделювання колекторів та горизонтів.

Використовуючи Calculator можна проводити різноманітні розрахунки, при цьому він дає можливість переведення одних даних в інші системи вимірювання, використовувати як стандартні, так і складні математичні операції до даних, включно з кривими каротажу. Глибина вимірювання в свердловині для використання в новому вимірі уже повинна бути створена або розрахована і позначається MD –розрахована глибина, якщо вона наявна, то

колекторів так і непроникних пластів між ними, показує макронеоднорідність будови горизонтів, пластів, та є головним методом для вивчення внутрішньої будови Землі за даними буріння свердловин та їх дослідження [10].

Залежно від того наскільки якісно буде виконана кореляція залежать результати подальших робіт на родовищі: підрахунку запасів, правильності технологічних рішень для розробки покладів та надійність прогнозу віддачі вуглеводнів. Детальна кореляція є фундаментом для подальшої побудови моделі родовища і його горизонтів, покладів, вона визначає відповідність моделі реальному вигляду геологічного об'єкта.

Основою для кореляції є такі основні положення:

1. Виділення та визначення характеристики напластування відкладів.

Розрізи осадових порід складаються із чергування різновікових пластів із різноманітним літологічним складом вік яких, за нормальних умов, зменшується з низу вверх по розрізу, тож кожен шар є молодшим ніж нижчерозташований старший шар.

При неузгодженому заляганні шарів цей принцип може порушуватись внаслідок різноманітних процесів тектонічних порушень, порушень в осадонакопиченні, розмивів порід, що виражається у випаданні, зміні товщини відкладів, повторенні в сусідніх свердловинах однакових інтервалів розрізу.

2. Визначення горизонтів реперів та їх меж.

Репером називають горизонт гірської породи, який є достатньо витриманий за площею і товщиною на великих площах, який в літологічному плані добре відрізняється від горизонтів, які залягають нижче і вище від нього [10].

Часто горизонтам із узгодженим заляганням характерна паралельність або віялоподібність меж пластів та прошарків, які їх складають. Також проведення кореляції ускладнюється фаціальною мінливістю пластів [10].

Результатом послідовних дій кореляції розрізів стає схема кореляції, яка відображає співвідношення і розташування пластів колекторів та непроникних шарів між ними.

Кореляція починається із виділення реперних пластів у розрізах свердловин та створенні профілів розрізу (cross-section) для відображення планів розрізу родовища та контролю кореляції (Рис 4.12). Виконується поділ розрізу свердловин на однорідні за даними ГДС ділянки і проводять їх інтерпретацію.

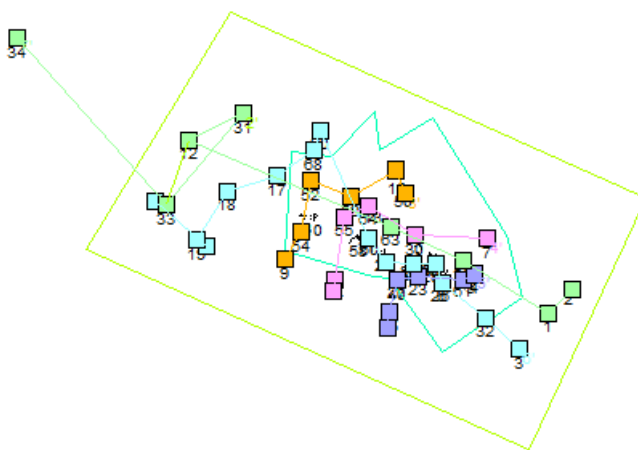


Рисунок 4.12 – Схема розташування профілів свердловин для кореляції

В подальшому виявляють основні закономірності будови продуктивної частини розрізу та характеристики осадонакопичення по площі. Виділяються реперні елементи розрізів.

Після попереднього розчленування розрізів свердловин обирається еталонна свердловина, в якій розріз родовища є найбільш повним і чітким, та є достатня кількість проведених досліджень, що розташовується у центральній частині об'єкту [10].

Надалі із розрізом еталонної свердловини порівнюють сусідні свердловини, виконують попарну кореляцію розрізів. Зіставляються розрізи свердловин, коригуються, звертають увагу на послідовність нашарувань та зміни товщини горизонтів. Знизу вгору корелюють горизонти, які залягають між однаковими реперами, при цьому варто спочатку звертати увагу на глинисті (непроникні) шари, а вже потім на колектори між ними. Якщо наявні порушення осадонакопичення, також проводиться кореляція зверху вниз.

Після проводять кореляцію для наступних пар свердловин із сусідніми прокоригованими свердловинами. Перевірка кореляції розрізів здійснюється за лініями профілів.

Результатом детальної кореляції є побудова декількох схем кореляції, які вирівняні за поверхнею одного із пластів реперів. Крім того, на схемах кореляції розміщують діаграми ГДС.

Схеми кореляції відображають уривчастість або витриманість по розрізу колекторів та співвідношення їх із непроникними шарами.

У Petrel процес кореляції реалізовано у модулі “Well Section Window”, який дає широкі можливості для детального співставлення розрізів свердловин. Спочатку відбувається побудова профілів розрізів свердловин (Cross-section), обираються оптимальні свердловини для аналізу. Ці профілі проводять вздовж та навхрест лінії простягання структури.

Обрані свердловини відображаються в окремому вікні де можна відобразити геофізичні діаграми, літологічні інтервали, стратиграфічні розбивки та інші наявні дані. Для роботи із свердловинами створюються єдині шаблони візуалізації, які дозволяють використовувати однакові налаштування діаграм, масштабів, вибраних даних для різних свердловин в одному стилі (Рис. 4.13).

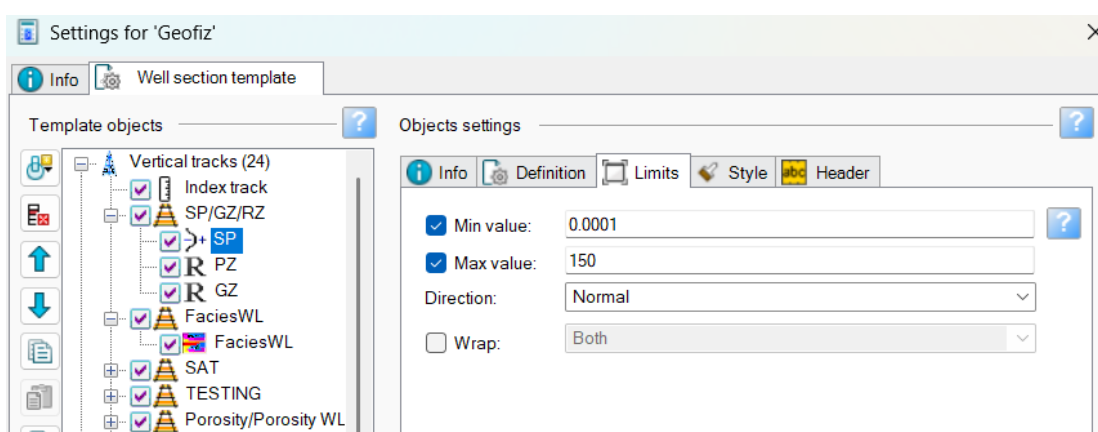


Рисунок 4.13 – Приклад шаблону для кореляції

Виконана кореляція полягає у встановленні зв'язку між відкладами одних горизонтів та визначенні меж літологічних прошарків за результатами

геофізичних досліджень свердловин (Рис. 4.14). Проаналізувавши розрізи свердловин можна виділити межі покрівель та підосів горизонтів по усьому профілю та площі родовища, у результаті отримують систему стратиграфічних маркерів горизонтів – Well Tops. Вони фіксують розміщення, точні глибини залягання, конкретних пластів у кожній свердловині та є вихідними даним для подальшої побудови структурних моделей горизонтів. Крім того за геофізичними даним при кореляції розрізів свердловин можна визначити відмітки контактів меж середовищ, таких як газ-нафта-вода. У даній роботі за геофізичними даними та даними випробування свердловин було визначено абсолютні відмітки газо-водяних контактів для продуктивних горизонтів Пинянського родовища.

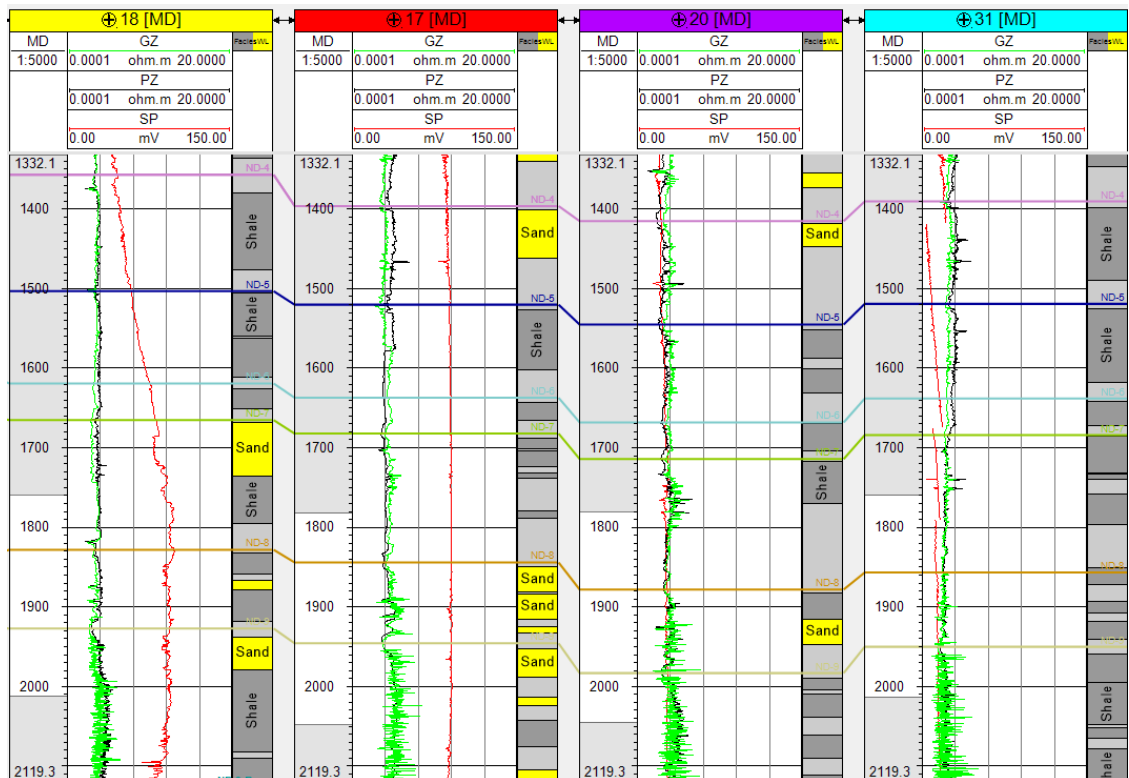


Рисунок 4.14 – Приклад кореляції розрізів свердловин

4.5 Побудова структурного каркасу та структурних моделей горизонтів

Побудова структурного каркасу є базовою частиною створення тривимірної геологічної моделі родовища, адже саме він буде геометричною основою для всіх подальших розрахунків та процесів моделювання.

Для створення структурного каркасу моделі використовуються три основні джерела, або ж його частини, - це стратиграфічні розбивки пластів у свердловинах (вищезгадані Well Tops), стратиграфічні поверхні пластів та тектонічні порушення, їх площини (у даній роботі тектонічні порушення не включались до моделювання, через відсутність та обмеженість даних відносно хоч якихось розломів, для даного родовища доречно провести сучасні сейсмічні дослідження, з метою виявлення тектонічних незгідностей). При потребі у структурних каркас можна додавати допоміжні поверхні для вирішення прикладних завдань.

Коли починається побудова структурного каркаса тривимірної моделі вважається, що виконані усі підготовчі роботи, а саме: введені поправки на викривлення свердловин, проведена корекція пластів, виконані попередні побудови двовимірних карт пластів.

Створення двовимірних поверхонь відбувається за процесом Make/Edit Surface, який дозволяє побудувати ґрид поверхні із вихідних даних: розбивки свердловин, лінійні, точкові дані, також можливий регрідинг іншої поверхні. У Petrel є велика кількість алгоритмів для обробки цих даних та побудови кінцевої поверхні. Крім того є інструменти редагування поверхні, які забезпечують швидке коригування існуючої поверхні [9].

Для початку проводиться моделювання основних пластів або ж реперних горизонтів, якщо такі є. Перед початком моделювання необхідно створити зону в межах якої воно буде проводитись – у Petrel це можна виконати за допомогою інструмента Make/Edit Polygons. Межею моделювання може виступати як ліцензійна ділянка родовища, так і його геологічні контури або інші об'єктивні межі, крім того може бути доцільно розширити зону моделювання далі визначеної межі для більш достовірних значень та відсутності обмежень, що й було виконано у даній роботі.

Далі за допомогою вищезгаданого інструменту виконується побудова поверхні певного горизонту за даними міток горизонтів визначених при кореляції – (Рис 4.15). Крім того обирається полігон, у межах якого

відбуватиметься моделювання, алгоритм інтерполяції побудови, геометричні параметри побудови, параметр, за яким проводиться побудова (в даному випадку глибина залягання горизонту). У даній роботі для побудови поверхонь використовувався алгоритм інтерполяції Convergent interpolation (метод збіжної інтерполяції), який є основним для моделювання в Petrel і показує хороші результати при моделюванні. Результати моделювання поверхні можна побачити у вікні 3D Window (Рис 4.16).

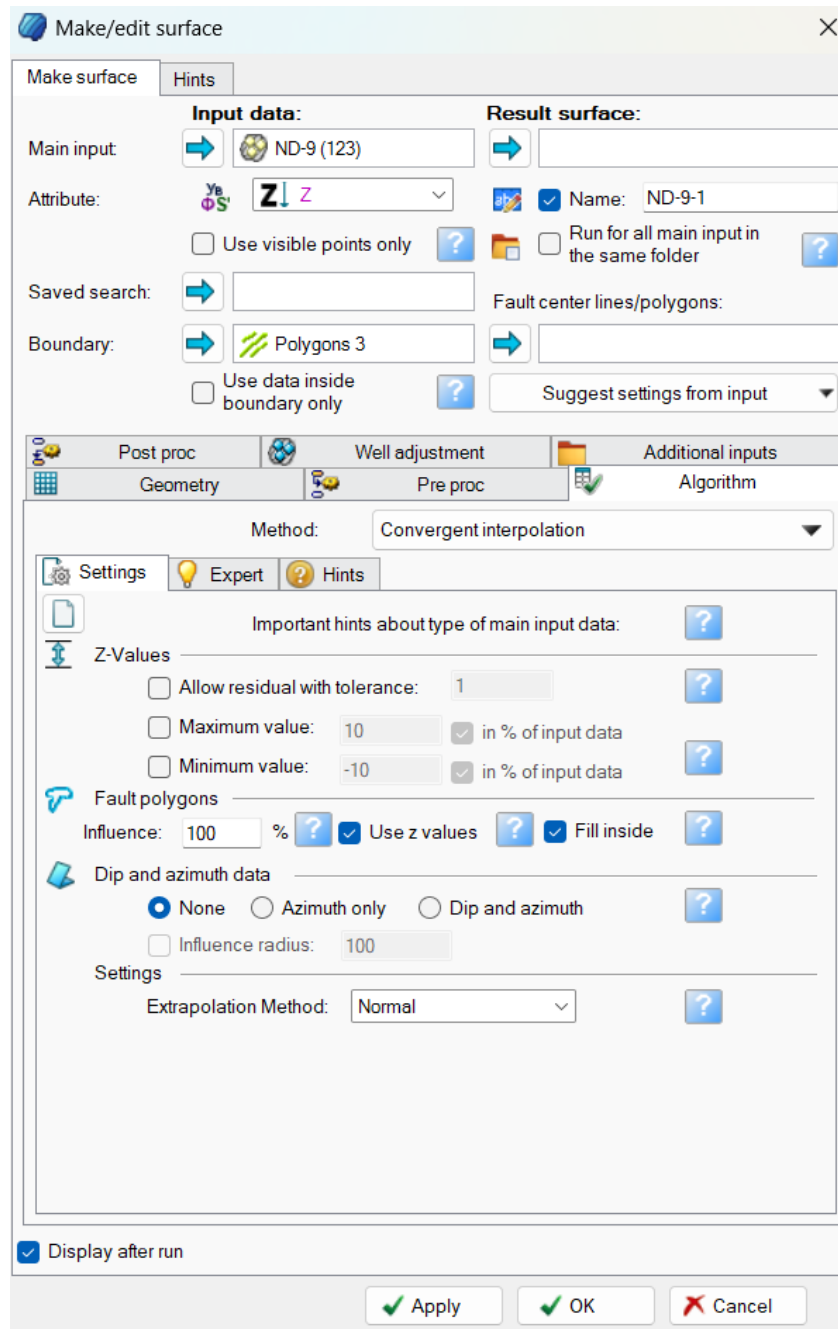


Рисунок 4.15 – Вікно інструмента Make/Edit Surface

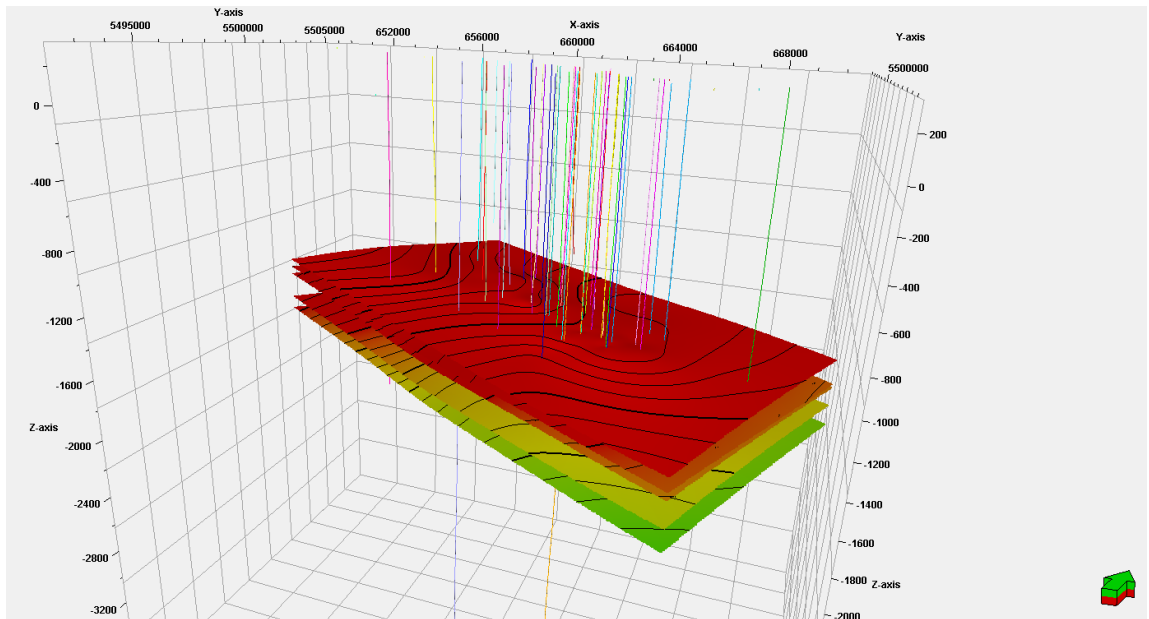


Рисунок 4.16 – Візуалізація результатів моделювання у вікні 3D Window

Із побудованих моделей поверхонь горизонтів у певних межах складається структурний каркас. Подальшим кроком побудови є створення тривимірної сітки, або іншими словами 3D-гріду. Тривимірна сітка – це каркас, який складається із комірок, і у середині якого будуть відбуватись усі подальші основні етапи геологічного моделювання.

В залежності від особливостей будови нафтогазових площ, розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід горизонтів вздовж стовбурів свердловин, розташування самих стовбурів свердловин у просторі, технічних можливостей електронно-обчислювальних машин визначаються розміри елементарної комірки моделі. Тривимірна сітка, відповідно розмір комірки, в даній роботі була створена із кроком 50*50 м (розмір комірки 50*50 м), що є оптимальним кроком для обчислень моделей родовища у даних умовах при наявних технічних можливостях (Рис 4.17).

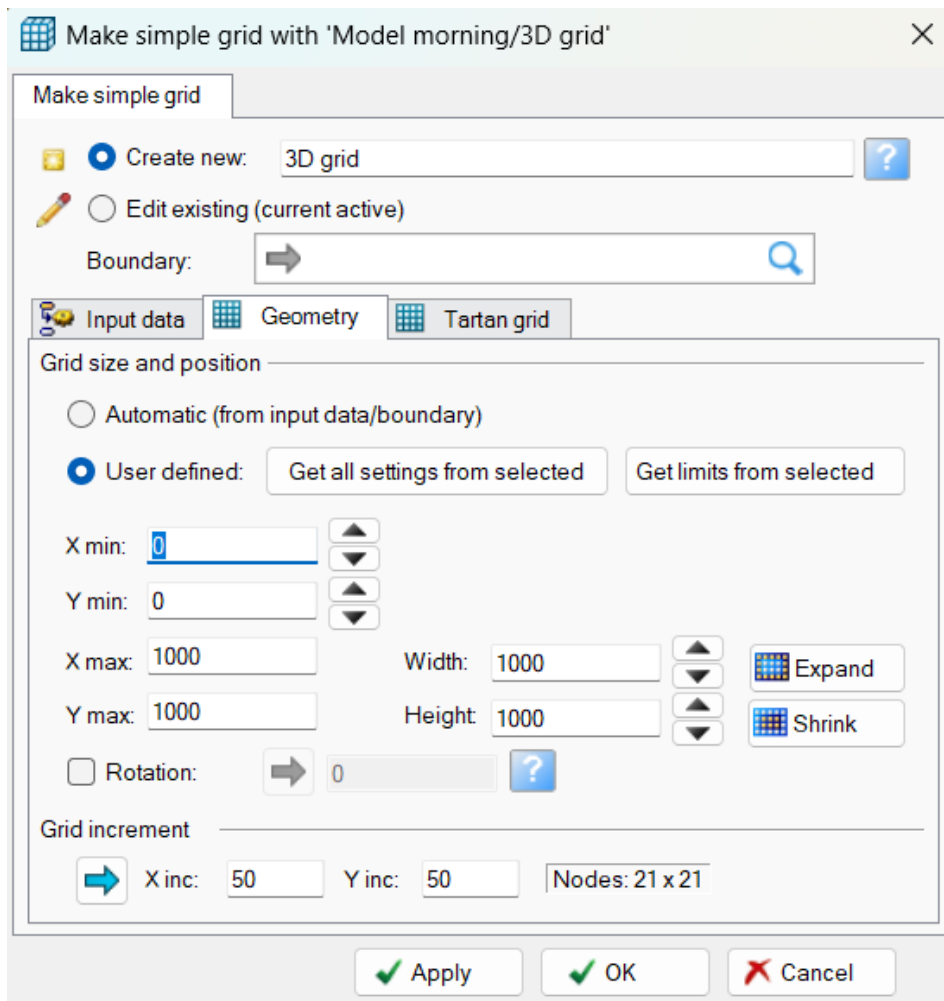


Рисунок 4.17 – Задання параметрів для створення тривимірного ґриду

Головною відмінністю тривимірної від двовимірної сітки, або ґриду, є те що кожна клітинка в тривимірному ґриді займає певний об'єм простору, а не тільки площу. Правильно побудований ґрид – є фундаментом для коректної геологічної моделі (Рис 4.18).

Сформовані структурні горизонти розмежовують модель на окремі стратиграфічні зони, які стають складаються із вищезгаданих комірок і самі при цьому стають контейнерами для побудови.

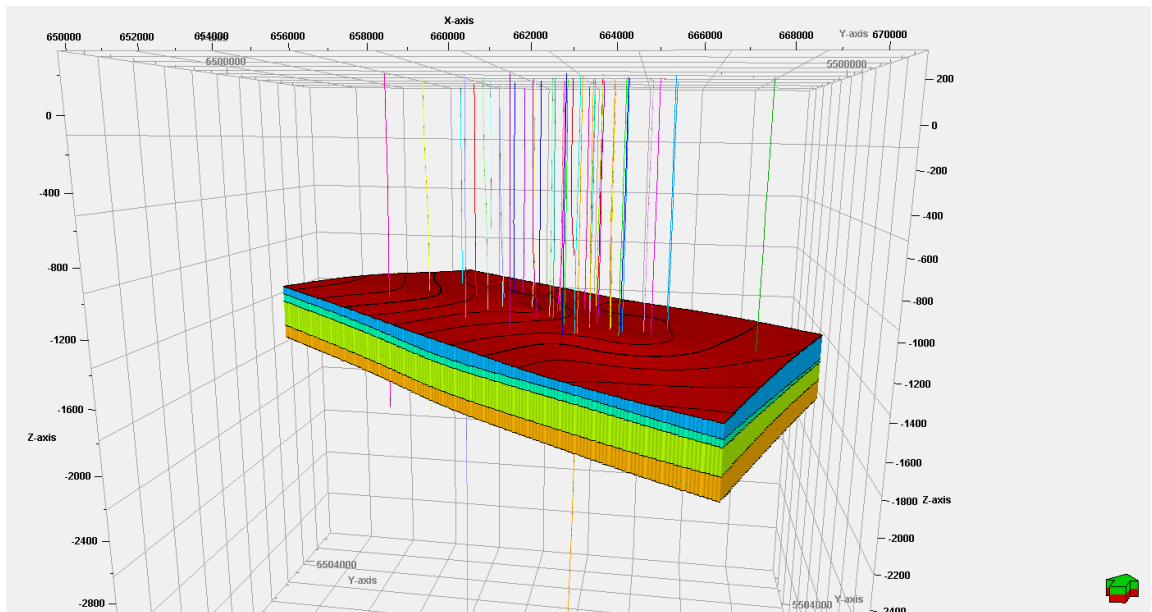


Рисунок 4.18 – Результат побудованого каркасу горизонтів родовища

4.6 Літолого-фаціальне моделювання

Наступним кроком в побудові тривимірної геологічної моделі є побудова дискретного кубу літофацій. Коли ми говоримо про «літологічну модель» мається на увазі модель, де встановлюється розподіл «колектор-не колектор» [10].

Виконання побудови літолого-фаціальної моделі відбувається використовуючи розрахункові криві фацій по свердловинах. У такому випадку розподіл порід горизонтів розкритих свердловинами, за параметрами колектор або не колектор, відбувається за геолого-геофізичними характеристиками пластів, які визначені за даними геофізичних-досліджень цих свердловин [10].

Використовуючи модуль Calculator програмного забезпечення Petrel можна створити дискретний каротаж фацій. При його створенні породам «колекторам» присвоюють значення 1, а породам «не колекторам» у свою чергу присвоюють 0 [10]. Визначення розподілу фацій на колектори і не колектори у даній роботі проводилось за значеннями пористості порід горизонтів розкритих свердловинами (Рис 4.19). Оскільки, за даними лабораторних досліджень, було встановлено, що продуктивними породами, тобто колекторами, які містять вуглеводневий флюїд, в горизонтах

Пинянського газового родовища виступають породи із пористістю більше 12%, було прийнято рішення взяти це значення за межу розподілу порід на «колектори» та «не колектори».

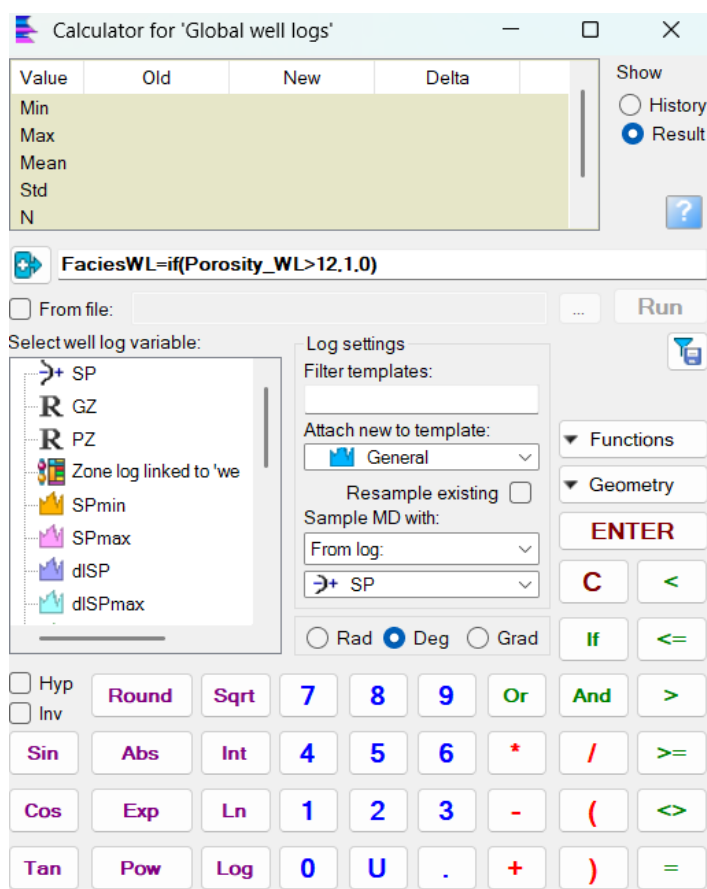


Рисунок 4.19 – Розподіл порід на «колектори» та «не колектори» в модулі Calculator

Після створення дискретного каротажу фацій необхідно приступити до створення самої літолого-фаціальної моделі горизонтів. Використовуючи модуль Well logs upscaling виконується осереднення значень розподілу визначеної ознаки «колектор – не колектор» на раніше побудовані комірки тривимірної сітки структури. У цьому модулі може визначатись алгоритм осереднення значень, використовуватись фільтр до самих значень або до конкретних свердловин, вводиться корекції до окремих зон [10] (Рис 4.20).

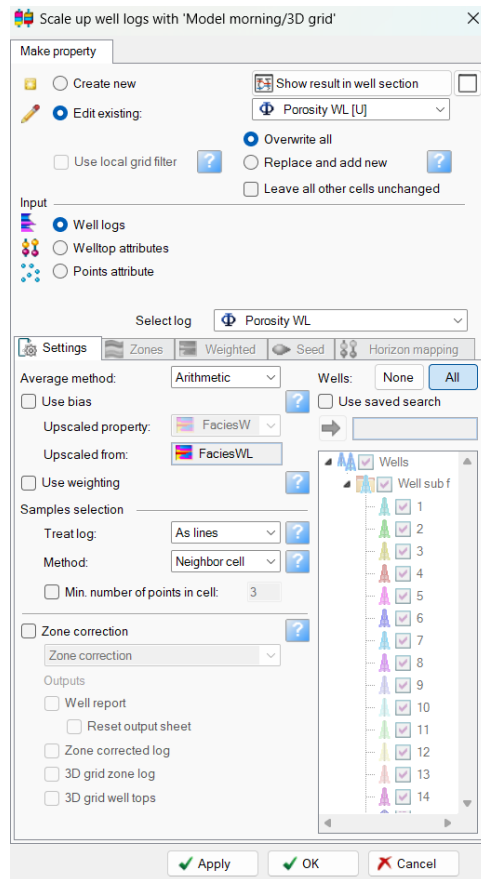


Рисунок 4.20 – Вікно модуля Well logs upscaling

Після одержання осереднених значень комірок ґриду можна приступити до модуля Facies modeling, де і виконується фаціальне моделювання для міжсвердловинного простору (Рис 4.21). У цьому модулі присутня велика кількість можливих налаштувань як для самого процесу моделювання так і для окремо вибраних зон. Модуль дає можливість обмежити моделювання в конкретних межах, наприклад, якщо відомі розподіли фацій за іншими параметрами, обмежити моделювання виключно в цих межах. При використанні більшої кількості змінних ніж «колектор – не колектор» модуль дозволяє включати їх вибірково залежно від актуальних задач моделювання.

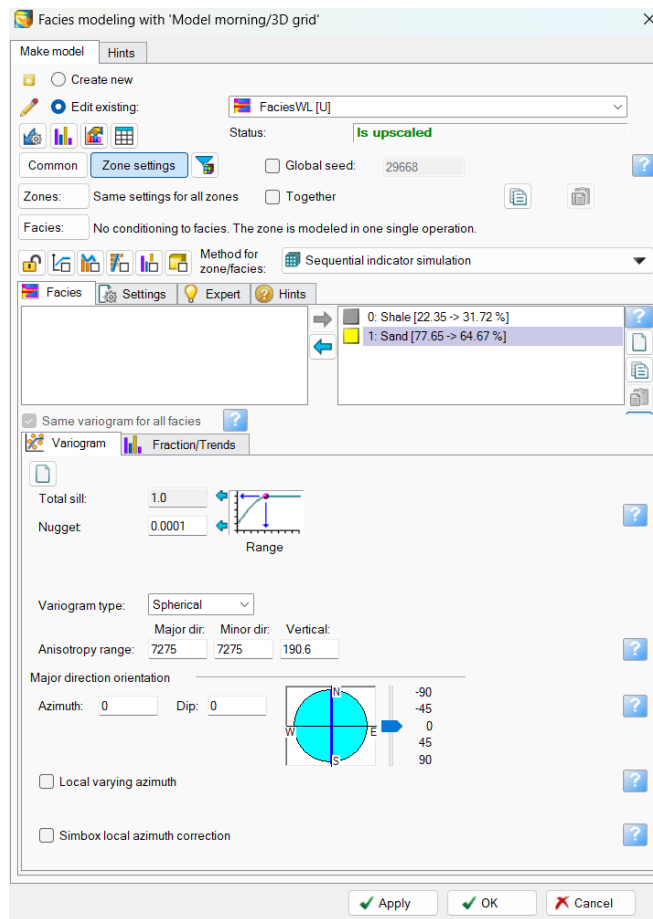


Рисунок 4.21 – Вікно модуля Facies modeling для моделювання розподілу фацій

Остаточну літолого-фаціальну модель можна відобразити у 3D Window. Вона побудована для кожного горизонту окремо (за потреби можна виділяти більшу кількість прошарків) та відображає просторове поширення колекторів у цих горизонтах (Рис. 4.22).

За аналізом побудованої літолого-фаціальної моделі можна визначити межі зон літологічного заміщення порід колекторів горизонтів родовища. Використовуючи інструмент Make/Edit polygons, за результатами побудованої літолого-фаціальної моделі, було створено межі, які обмежують поширення порід колекторів для кожного горизонту.

Відповідно знаючи зону поширення колекторів можна зробити висновок про розташування та характер зони літологічного заміщення колекторів для кожного горизонту.

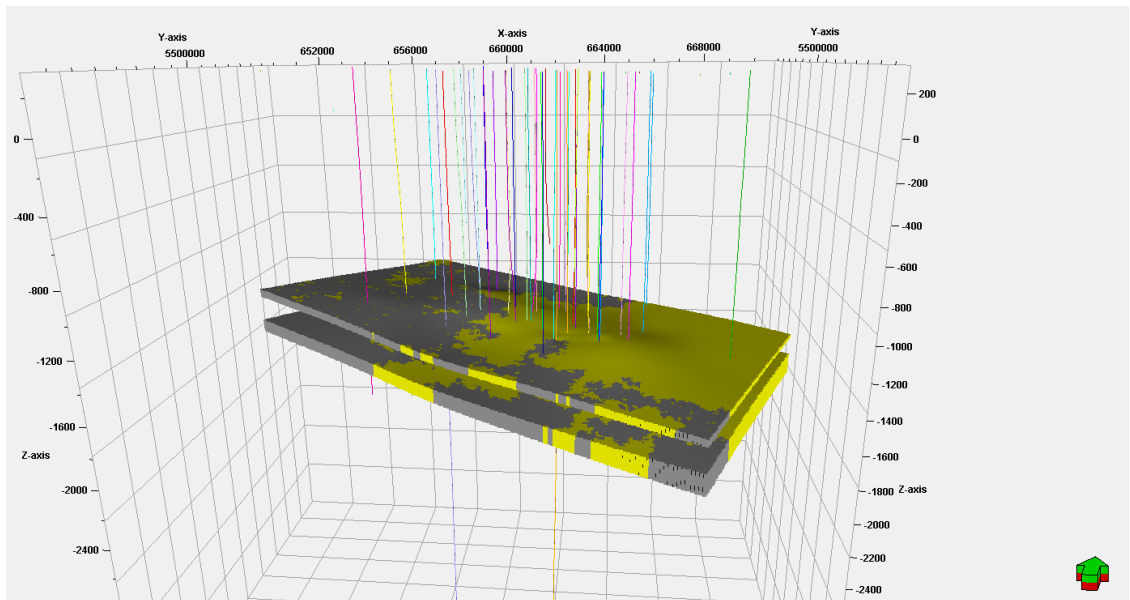


Рисунок 4.22 – Результати літолого-фаціального моделювання у 3D Window

Характерною особливістю порід горизонтів Пинянського родовища являється зміна фільтраційно-ємнісних властивостей порід у північно-західних частинах площі – спостерігається погіршення колекторських властивостей, літологічне заміщення порід колекторів непроникиними породами. Через це можна зробити висновок про літологічне екранування покладів родовища.

4.7 Моделювання розподілу пористості та газонасиченості

Наступним етапом роботи, після створення літолого-фаціальної моделі, є моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів. Воно виконується із метою розподілу властивостей у тривимірній моделі для подальшої можливості проведення гідродинамічного моделювання або оцінки запасів вуглеводнів. До них відносяться пористість, проникність, нафтогазонасиченість [10].

У даній роботі проводилось моделювання пористості (porosity) та газонасиченості (saturation) порід колекторів продуктивних горизонтів Пинянського родовища.

Перед початком проведення моделювання за допомогою модуля Well log upscaling проводять осереднення значень кривих пористості газонасиченості на комірках тривимірного ґриду у міжсвердловинному просторі. Моделювання газонасиченості відбувається за такою ж методикою.

Коли вихідні дані готові у модулі Petrophysical modeling програмного забезпечення Petrel проводиться моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей для кожного горизонту. В загальних рисах моделювання схоже на літолого-фаціальне моделювання [10].

Створену модель можна відобразити як у 3D Window для візуалізації тривимірної моделі горизонтів, або ж у 2D Window з метою детального аналізу моделей для кожного горизонту (Рис 4.23).

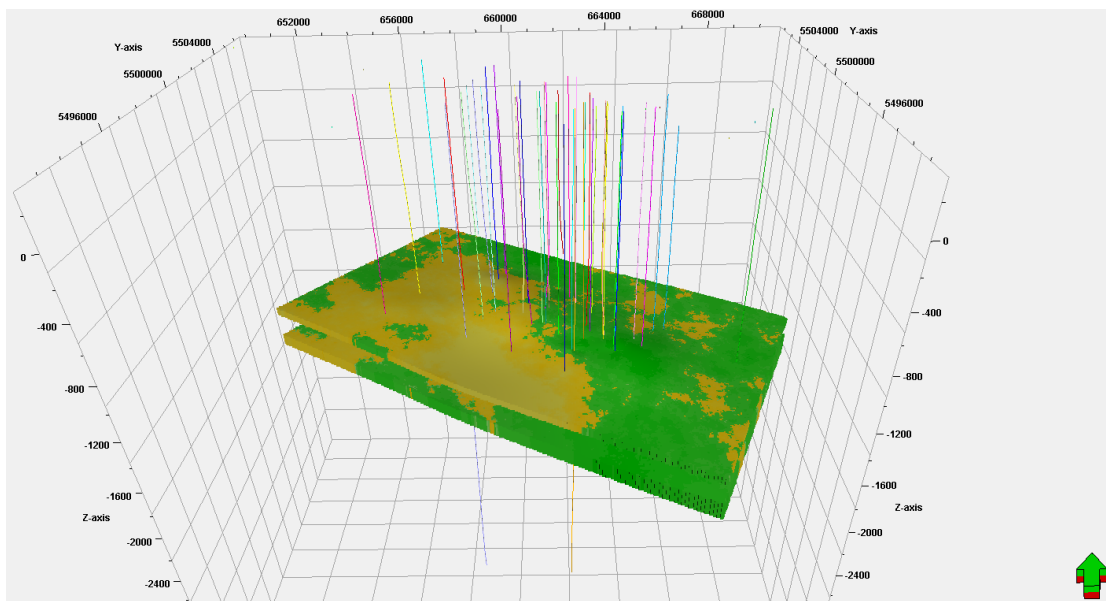


Рисунок 4.23 – Розподіл пористості у відкладах горизонтів за результатами моделювання

Підсумовуючи, моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей дає можливість подальшої оцінки запасів вуглеводнів даного родовища.

5 Аналіз результатів моделювання - характеристика продуктивних горизонтів

Геологічне моделювання проводилось у спеціалізованому програмному забезпеченні Petrel Schlumberger. В результаті створено комплекс геологічних побудов на основі даних буріння свердловин та геофізичних досліджень свердловин, їх випробувань, на Пинянському газовому родовищі.

При моделюванні використовувався алгоритм інтерполяції Convergent interpolation (метод збіжної інтерполяції). Розмір комірок ґрида для моделювання використовувався 50*50 м.

У відкладах нижнього сармату, на Пинянському газовому родовищі, виділяється 12 горизонтів - ВД-13 і ВД-14 у верхньодашавській підсвіті і НД-1, НД-2, НД-3, НД-4, НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9, НД-10 у нижньодашавській підсвіті. У даній роботі проводилось геологічне моделювання 5 продуктивних горизонтів нижньодашавської підсвіті, а саме НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

Дані горизонти характеризуються хорошою схожістю літологічних і газогідродинамічних характеристик.

Ці горизонти, за літологічними даними, розділені непроникними і витриманими по площі глинистими перемичками, які в свою чергу виступають покриттями для нижчезалягаючих відкладів. Аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин підтверджує дані літології, адже за даними діаграм каротажу також добре прослідковуються ці закономірності горизонтів.

За аналізом побудов добре проглядається тенденція загального покращення колекторських властивостей порід колекторів горизонтів із північно-західного напрямку на південний схід.

Проаналізувавши створені моделі можна дійти висновку, що границі покладів родовища контролюються структурними планами горизонтів та зонами літологічного заміщення колекторів. Відповідно до літологічних даних, виділяється літологічне заміщення піщано-алевролітових пластів-колекторів непроникними глинами. В результаті моделювання у сучасному

програмному забезпеченні проведено точніше визначення зони літологічного заміщення, внаслідок змінени межі покладів горизонтів, що може слугувати основою для перерахунку запасів та зміни економічного становища родовища. У цьому плані, наприклад, для горизонту НД-8 загальна площа покладу горизонту збільшилась порівняно із минулими моделями.

Для отримання більш точних даних і надійніших прогнозів стосовно підрахункових параметрів рекомендовано проведення сучасних сейсмологічних досліджень для виявлення можливих тектонічних порушень, що б впливало на межі покладів та пояснювало можливі неоднорідності в планах стовбурів свердловин чи неточності їх інклінометрії. Крім того доцільним може бути буріння свердловин у північній частині родовища, адже там густина сітки свердловин не така висока і є перспективи розкриття продуктивної частини покладу, також можлива доцільність буріння нових свердловин у центральній частині структури, адже вона надійно є продуктивною і при цьому має хороші фільтраційно-ємнісні властивості.

Пинянське родовище можна віднести до родовищ складної геологічної будови, адже воно характеризується зміною колекторських властивостей продуктивних пластів, мінливістю товщин відкладів, літологічним заміщенням колекторів непроникними або слабопроникними породами.

Нижче подається опис горизонтів Пинянського родовища, стосовно яких проводилось моделювання.

Горизонт НД-5

В межах Пинянського родовища, продуктивний горизонт НД-5 розкритий в глибинах 1445 – 1824 м.

Пористість відкладів горизонту коливається від 8 % до 17.2 % і в середньому дорівнює 11.8 %. Найбільших значень набуває у центральній і східній частинах структури.

Газонасиченість відкладів горизонту коливається від 47.2 % до 63.3 % і в середньому дорівнює 52.7 %. Характеризується зростанням значень із заходу на схід.

Горизонт НД-5 на Пинянському родовищі представлений двома пачками НД-5а та НД-5б, які розділені глинистою пачкою, що можна побачити за результатами ГДС.

Межі газового покладу горизонту НД-5а контролюється умовною лінією заміщення порід-колекторів та положенням ГВК.

ГВК прийнятий по ізогіпсі з абсолютною позначкою мінус 1335.1 м, що відповідає положенню підосви останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад пластовий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6 км, ширина 3 км, висота близько 80 м.

Межі газового покладу горизонту НД-5б контролюється умовною лінією заміщення порід-колекторів та положенням ГВК.

ГВК прийнятий по ізогіпсі з абсолютною позначкою мінус 1356.8 м, що відповідає положенню підосви останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 4,5 км, ширина 2,1 км, висота близько 50 м.

Горизонт НД-6 у межах Пинянського газового родовища залягає містить поклад, що залягає на глибинах 1587 – 1851 м. Від горизонту НД-5 відокремлений пачкою глин.

Пористість відкладів горизонту коливається від 5.3 % до 19.3 % і в середньому дорівнює 11.6 %. Характеризується зростанням значень у південно-східній частині структури.

Газонасиченість відкладів горизонту коливається від 44.3 % до 72 % і в середньому дорівнює 54.3 %. Характеризується зростанням значень у південно-східному напрямі у межах структури.

Контур газоносності покладу горизонту НД-6 з південного заходу на північний схід обмежується лінією літологічного заміщення порід-колекторів, в інших місцях – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1470.7 м по підшві останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад масивно-пластовий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6,5 км, ширина 5,0 км, висота близько 100 м.

Горизонт НД-7 у межах Пинянського газового родовища залягає містить поклад, що залягає на глибинах 1607 - 2010 м. Від горизонту НД-6 відокремлений пачкою глин.

Пористість відкладів горизонту коливається від 7 % до 24,2 % і в середньому дорівнює 13,9 %. Характеризується зростанням значень у південно-східному напрямі у межах структури.

Газонасиченість відкладів горизонту коливається від 47,7 % до 62,6 % і в середньому дорівнює 52,8 %. Характеризується більшими значеннями газонасиченості і північній і західній частинах покладу.

Контур газонасиченості покладу горизонту НД-7 контролюється з південного заходу на північний схід лінією літологічного заміщення порід-колекторів, а в інших місцях – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1494.5 м по підшві останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 7,4 км, ширина 5 км, висота 90 м.

Горизонт НД-8 у межах Пинянського газового родовища залягає містить поклад, що залягає на глибинах 1760 - 2148 м. Від горизонту НД-7 відокремлений пачкою глин.

Пористість відкладів горизонту коливається від 5,1 % до 22,6 % і в середньому дорівнює 14,7 %. Найбільших значень набуває у південно-східній частині структури.

Газонасиченість відкладів горизонту коливається від 47,3 % до 71,2 % і в середньому дорівнює 56,3 %. Характеризується високими показниками у центральній та східній частинах структури.

Контур газоносності покладу горизонту НД-8 контролюється із північного заходу лінією літологічного заміщення колекторів, а із сходу – ГВК. Крім того південна частина покладу обмежується зрізом горизонту Стебницьким насувом, що відомо за регіональними даними, але через відсутність даних сейсмічних досліджень не можна відобразити в програмному пакеті Petrel.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1667,8 м по підшві останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад пластовий, тектонічно екранований та літологічно обмежений, довжина покладу складає 9,6 км, ширина 5,4 км, висота близько 160 м.

Горизонт НД-9 у межах Пинянського газового родовища залягає містить поклад, що залягає на глибинах 1870 - 2423 м. Від горизонту НД-8 відокремлений пачкою глин.

Пористість відкладів горизонту коливається від 7,1 % до 19,8 % і в середньому дорівнює 13,7 %. Найбільших значень набуває у центральній і східній частинах структури.

Газонасиченість відкладів горизонту коливається від 45,6 % до 62,6 % і в середньому дорівнює 52 %. Характеризується високими значеннями газонасиченості у центральній частині структури.

Контур газоносності покладу горизонту НД-9 контролюється із південного-заходу на північний-схід лінією літологічного заміщення колекторів, а в інших ділянках – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1750.5 м по підшві останнього газонасиченого за ГДС пласта.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6,0 км, ширина 3,0 км, висота близько 135 м.

Висновки

Метою роботи було моделювання геологічної будови Пинянського газового родовища в умовах невизначеності.

В ході виконання кваліфікаційної роботи було проведено комплексне дослідження та тривимірне геологічне моделювання продуктивних горизонтів НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9 нижнього сармату Пинянського родовища в умовах інформаційної невизначеності. Робота виконувалась на базі сучасного спеціалізованого програмного забезпечення Petrel Schlumberger, що дало можливість інтегрувати різні геологічні та геофізичні дані у єдиний цифровий проект моделі родовища.

Пинянське родовище в адміністративному плані розташоване в межах Самбірського та Яворівського районів Львівської області, Україна, на відстані близько 10 км у північно-східному напрямі від районного центру, міста Самбір.

Пинянське підняття виявлене 1965 р. за результатами сейсмологічних досліджень, а вже в 1966 р. площу ввели у глибоку розвідку.

В тектонічному відношенні Пинянське родовище приурочене до Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, а саме із Крукеницькою підзоною, на лінії її зчленуванні із Самбірською зоною. Крім того Пинянське родовище приурочене до південно-східної перекліналі Садковицько-Пинянської антиклінальної складки. Для неї характерним є полого падіння кутів 1-3 градуси північно-східного крила та крутіше південно-західне крило структури із кутами 3-4 градуси, при цьому наявний частковий зріз горизонтів Стебницьким насувом, де його поверхня насуву характеризується нахилом у південно-західному напрямі із кутами падіння 30-35 градусів.

Сусідніми із Пинянським газовим родовищем із північного-заходу на південний схід є такі родовища як Хідновицьке, Садковицьке, Макунівське газові та Залужанське газоконденсатне родовища. Разом з Пинянською, Хідновицька, Садковицька та Залужанська структури формують єдину лінію

антиклінальних складок, які простягаються вздовж фронту насуву Самбірської зони на Більче-Волицьку.

В межах Пинянського родовища в геологічній будові беруть відклади Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, які складені породами баденського та сарматського ярусів міоценової теригенної моласи, які залягають, із неузгодженням, на дислокованій поверхні відкладів рифею.

У розрізі відкладів Пинянського родовища виділяють загалом 12 горизонтів: ВД-13 і ВД-14 у верхньодашавській підсвіті і НД-1, НД-2, НД-3, НД-4, НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9, НД-10. У даній роботі проводилось моделювання 5 продуктивних її горизонтів нижньодашавської підсвіти, а саме НД-5, НД-6, НД-7, НД-8, НД-9.

Загальний фонд свердловин на родовищі складає 50 свердловин, з яких 1 параметрична, 26 експлуатаційних та 23 розвідувальні. Через відсутність інклінометрії, геофізичних досліджень, або продуктивності для моделювання не можна було використати усі свердловини. Рекомендовано провести інклінометрію стовбурів свердловин 23, 32, 53, 52, 40, 63, 29, 58.

В умовах обмеженості сучасної інформації було сформовано базу даних проекту, переведено сирі дані у ті, які сприймає програмне забезпечення. Дані для моделювання складала дані буріння свердловин, інклінометрію стовбурів свердловин, геофізичні дослідження свердловин, результати випробування свердловин. Це слугувало коректною основою для проведення подальшого геологічного моделювання.

Після завантаження усіх даних у проект проводилась інтерпретація результатів ГДС. Корелювались розрізи свердловин, визначались відмітки поверхонь горизонтів та інших характерних особливостей. У результаті кореляції визначено положення покрівель досліджуваних горизонтів, визначено положення газо-водяного контакту, визначено розподіл горизонту НД-5 на 2 розділені пачкою глини поклади НД-5а та НД-5б.

За даними кореляції свердловин і визначених Well Tops – маркерів, які відповідають характерним точкам покрівель горизонтів, було створено структурні моделі досліджуваних горизонтів.

Визначено межу розподілу порід-колекторів за результатами пористості відкладів – значення 12 % пористості є границею розподілу порід на колектори і не колектори у горизонтах Пинянського родовища.

Використовуючи вищезгадану залежність проведено тривимірне літолого-фаціальне моделювання горизонтів Пинянського родовища і виділено зони поширення колекторів та не колекторів. За результатами побудов уточнено межі поширення зони літологічного заміщення колекторів.

Після проведено тривимірне моделювання фільтарційно-ємнісних властивостей горизонтів Пинянського родовища. Визначено розподіл пористості та газонасиченості за площею та у просторі родовища.

За результатами побудов можна дійти наступних висновків, щодо характеристик досліджуваних горизонтів:

Горизонт НД-5

Пористість коливається від 8 % до 17.2 % і в середньому дорівнює 11.8 %. Найбільших значень набуває у центральній і східній частинах структури.

Газонасиченість коливається від 47.2 % до 63.3 % і в середньому дорівнює 52.7 %. Характеризується зростанням значень із заходу на схід.

Горизонт НД-5 на Пинянському родовищі представлений двома пачками НД-5а та НД-5б, які розділені глинистою пачкою, що можна побачити за результатами ГДС.

Межі газового покладу горизонту НД-5а контролюється умовною лінією заміщення порід-колекторів та положенням ГВК.

ГВК прийнятий по ізогіпсі з абсолютною позначкою мінус 1335.1 м.

Поклад пластовий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6 км, ширина 3 км, висота близько 80 м.

Межі газового покладу горизонту НД-5б контролюється умовною лінією заміщення порід-колекторів та положенням ГВК.

ГВК прийнятий по ізогіпсі з абсолютною позначкою мінус 1356.8 м м.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 4,5 км, ширина 2,1 км, висота близько 50 м.

Горизонт НД-6.

Пористість коливається від 5.3 % до 19.3 % і в середньому дорівнює 11.6 %. Характеризується зростанням значень у південно-східній частині структури.

Газонасиченість коливається від 44.3 % до 72 % і в середньому дорівнює 54.3 %. Характеризується зростанням значень у південно-східному напрямі у межах структури.

Контур газонасиченості покладу горизонту НД-6 з південного заходу на північний схід обмежується лінією літологічного заміщення порід-колекторів, в інших місцях – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1470.7 м.

Поклад масивно-пластовий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6,5 км, ширина 5,0 км, висота близько 100 м.

Горизонт НД-7.

Пористість коливається від 7 % до 24,2 % і в середньому дорівнює 13,9 %. Характеризується зростанням значень у південно-східному напрямі у межах структури.

Газонасиченість коливається від 47,7 % до 62,6 % і в середньому дорівнює 52,8 %. Характеризується більшими значеннями газонасиченості і північній і західній частинах покладу.

Контур газонасиченості покладу горизонту НД-7 контролюється з південного заходу на північний схід лінією літологічного заміщення порід-колекторів, а в інших місцях – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1494.5 м.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 7,4 км, ширина 5 км, висота 90 м.

Горизонт НД-8.

Пористість коливається від 5,1 % до 22,6 % і в середньому дорівнює 14,7 %. Найбільших значень набуває у південно-східній частині структури.

Газонасиченість коливається від 47,3 % до 71,2 % і в середньому дорівнює 56,3 %. Характеризується високими показниками у центральній та східній частинах структури.

Контур газоносності покладу горизонту НД-8 контролюється із північного заходу лінією літологічного заміщення колекторів, Стебницьким насувом із півдня, а із сходу – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1667,8 м.

Поклад пластовий, тектонічно екранований та літологічно обмежений, довжина покладу складає 9,6 км, ширина 5,4 км, висота близько 160 м.

Горизонт НД-9.

Пористість коливається від 7,1 % до 19,8 % і в середньому дорівнює 13,7 %. Найбільших значень набуває у центральній і східній частинах структури.

Газонасиченість коливається від 45,6 % до 62,6 % і в середньому дорівнює 52 %. Характеризується високими значеннями газонасиченості у центральній частині структури.

Контур газоносності покладу горизонту НД-9 контролюється із південного-заходу на північний-схід лінією літологічного заміщення колекторів, а в інших ділянках – ГВК.

Газоводяний контакт встановлений на відмітці мінус 1750.5 м.

Поклад масивно-пластовий, водоплаваючий, літологічно обмежений, довжина покладу складає 6,0 км, ширина 3,0 км, висота близько 135 м.

Пинянське газове родовище можна класифікувати як родовище складної будови, через мінливість товщин та літологічних властивостей порід, перекриття родовища Стебницьким насуваом, для детальнішого визначення впливу тектонічних елементів рекомендовано проведення сейсмологічних досліджень.

При потребі доцільним є буріння експлуатаційних свердловин у центральній частині структури, яка характеризується стабільними хорошими колекторськими властивостями, та в північній частині родовища, де сітка свердловин менш густа, та притому, для окремих горизонтів є перспективи продуктивності.

Створена модель є основою для подальшого вивчення родовища, оптимізації його розробки, підрахунку запасів, планування детальної розвідки.

Список використаної літератури

1. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. — Львів : Центр Європи, 1998.
2. Самбірський район — Вікіпедія
3. Львівська область — Вікіпедія
4. Основи геофізики (методи розвідувальної геофізики): Підручник. — К: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2006. — 446 с.
5. Федорів В. В. Геологічна інтерпретація даних ГДС: Конспект лекцій. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. — 185 с.
6. <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-well-testing>
7. https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B1%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F_%D1%81%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%B4%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD
8. <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/petrel-subsurface-software/petrel>
9. Розловська С. Є. Геомодельовання на основі геолого-геофізичних даних : конспект лекцій – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2024. – 97 с.
10. Левонюк С. Застосування програми Petrel для геологічного моделювання / Сергій Левонюк // Геотехнології = Geotechnologies. – 2022. – № 5. – С. 57-67.