

Міністерство освіти і науки України

Київський національний університет імені Тараса Шевченка

ННІ «Інститут геології»

Кафедра геології нафти і газу

Кваліфікаційна робота магістра

спеціальність 103 – Науки про Землю

освітня програма «Геологія нафти і газу»

«Оцінка ордовицьких карбонатних резервуарів на нафтогазовому родовищі

Тахе в Таримському басейні (Китай) за даними геофізичних досліджень»

Виконав: студент 2-го курсу магістратури

кафедри геології нафти і газу



Нурсерк Мурзабек



Науковий керівник

завідувач кафедри геології нафти і газу

професор Карпенко Олексій Миколайович

Робота рекомендована до захисту на засіданні кафедри

протокол № 20 від " 16 " 05 2023р.



Київ – 2023

**Реферат**  
**кваліфікаційної роботи магістра**

**Нурсерка Мурзабека**

на тему: «Оцінка ордовицьких карбонатних резервуарів на нафтогазовому родовищі Тахе в Таримському басейні (Китай) за даними геофізичних досліджень»

Спеціальність 103 – Науки про Землю

Робота на 69 аркушів, складається з 4 розділів. При підготовці використовувались матеріали з 24 джерел.

**Об'єкт дослідження:** Ордовицькі тріщинно-кавернозні (fractured-vuggy) карбонатні резервуари на нафтогазовому родовищі Тахе, басейн Тарім, Китай.

**Предмет дослідження:** Дослідження включають аналіз літології, фізичних властивостей, каротажні дані, сейсмічні характеристики досліджуваної території та класифікацію карбонатних колекторів.

**Актуальність роботи:** З моменту розробки надглибокого Таримського басейну ордовицькі карбонатні колектори на нафтогазовому родовищі Тахе повністю продемонстрували хороші перспективи розвідки. З поглибленням пошуково-розвідувальних робіт виникла потреба в ефективних методах дослідження колекторів. В даній роботі оцінюються та прогнозуються карбонатні колектори з точки зору літології, сейсмічних атрибутів і характеристик каротажу тощо.

**Задачі,** що ставились для написання роботи:

1. Дослідження особливостей розвитку покладів : Провести дослідження характеристик ордовицьких тріщинувато-кавернозних резервуарів, таких як тип

простору, тип резервуару та фізичні властивості колектору.

2. Дослідження технології прогнозування резервуарів: узагальнити характеристики реакції каротажу та сейсмічні характеристики різних резервуарів, аналізувати фізичне та геологічне значення різних атрибутів, комплексно встановити геофізичну модель відгуку карбонатних колекторів і прогнозувати розподіл ефективних колекторів із тріщинувато-кавернозних резервуарів.

3. Комплексні оціночні дослідження пластів: Поєднуючи дані літології, аналізу фізичних параметрів, каротажу, сейсмічного прогнозування колекторів та інших даних, стратифікувати та оцінити карбонатні колектори в районі дослідження, а також визначити сприятливі ділянки для покладів нафти та газу в районі дослідження.

**Наукові результати роботи:** автором доведено, що на основі вивчення регіональних геологічних даних та наявних літературних джерел, колектори трьох основних типів у досліджуваній області можна комплексно оцінити шляхом аналізу їх фізичних параметрів; оцінити щільності розвитку тріщинуватості в межах резервуарів на основі результатів реакції каротажу та параметрів сейсмічних атрибутів.

**Практичне значення роботи:** Проаналізовані дані про пористість і проникність порід показують, що формація Ицянфан має найкращі умови для максимальних значень пористості та проникності, за якою йдуть формації Yingshan і формації Лянлітаг. Доведено, що зони розташування свердловин: S116-S117-S106-3, S111, S107-T904, S113-S110, S108 і S112, є основними ділянками поширення кондиційних колекторів в ордовицьких відкладах.

## Анотація

Для розв'язання задач в роботі уточнюється схема поширення ордовицького карбонатного колектору шовного типу шляхом аналізу керну, фізичних властивостей, каротажу та сейсмики по 37 свердловинах в цьому районі, а також ідентифіковано зону вуглеводоносності з фізичними характеристиками колектору на основі вивчення типів карбонатних колекторів, головним чином шляхом прогнозування сейсмічних атрибутів та вивчення характеристик відгуку звичайного каротажу з використанням методу диференційованого бального оцінювання. Внаслідок різноманітного діагенезу, такого як ущільнення та розчинення під тиском, у колекторському просторі на досліджуваній території переважають тріщини та пори. Різні їхні комбінації утворюють три типи колекторів у просторі.

Зв'язавши результати нафтовипробувань на 30 свердловинах в районі, було виявлено, що розподіл зон з переважною нафто- та газонасиченістю відповідає зонам розповсюдження сприятливих ресурсів, причому західні райони переважають над східними, а перспективні зони розподіляються смугоподібно від півночі до півдня. Райони розташування свердловин S116-S117-S106-3, S111, S108, T904-S107 та S112 є ділянками внутрішньої області, де наявність нафти і газу в карбонатних породах є вищою.

**Ключові слова:** нафтове родовище Тахе; ордовицький резервуар; оцінка пласта; сейсмічне відображення.

## Abstract

The purpose of study of the Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs at the

T

a

h

e

o

i

l

a

n

d

g

a

s

In order to expand the discoveries, the paper analyzes the cores, physical properties, well logs, and seismic data of 37 wells in the area. Based on the study of the types of carbonate reservoirs, the dissertation mainly predicts the oil and gas bearing carbonate reservoirs from the perspectives of seismic attributes and conventional logging responses, using a graded scoring method to clarify the distribution law of the

d

,

Ordovician carbonate fissure-cavity reservoirs. Combining with the characteristics of reservoir physical properties, the paper determines the favorable oil and gas bearing zones. Well testing data shows that hydrocarbon favorable area is consistent with reservoir. Fields such as S116-S117-S106-3, S111, S108, T904-S107 and S112 are more profitable.

I

<b>Abstract .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Загальні відомості з геологічної будови умови району досліджень .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Конструктивні особливості .....</b>	<b>1</b>
1.1.1 Тектонічне положення.....	1
1.1.2 Тектонічна еволюція.....	1
<b>1.2 Стратиграфія.....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Осадкові особливості.....</b>	<b>7</b>
1.3.1 Осадочний фон.....	8
1.3.2 осадочної фації.....	12
<b>2. Характеристика ордовіцьких резерварів на родовищі Тахе .....</b>	<b>14</b>
<b>2.1. Характеристика літології резервуарів та діагенез. ....</b>	<b>14</b>
2.1.1 Характеристика літології. ....	14
2.1.2 Тип діагенезу.....	20
<b>2.2 Тип пустотного простору в ордовіцьких колекторах. ....</b>	<b>24</b>
<b>2.3 Розподіли типів резервуарів. ....</b>	<b>27</b>
2.3.1 Тріщинні колектори. ....	28
2.3.2 Тріщинно-порові колектори. ....	29
2.3.3 Тріщинно-кавернозні колектори.....	30
<b>3. Геофізичні характеристики карбонатних резервуарів на родовищі Тахе .....</b>	<b>35</b>
<b>3.1 Технологія геофізичного прогнозування карбонатного тріщинно-</b>	

кавернозного колектора. ....	35
3.1.1 Сейсмічні методи прогнозування. ....	35
3.1.2 Технологія обробки даних каротажу свердловин. ....	36
3.2 Геофізична характеристика карбонатних колекторів. ....	37
3.2.1 Характеристики сейсмічного відображення. ....	37
3.2.2 Характеристики каротажних реакцій. ....	39
3.2.3 Аналіз сейсмічної інверсії. ....	43
4. Оцінка карбонатного резервуару на родовищі Тахе .....	48
4.1 Характеристика поширення карбонатних колекторів. ....	48
4.2 Оцінка фізичних властивостей карбонатного колектора. ....	50
Висновки .....	55
ЛІТЕРАТУРА.....	57

## 1. Загальні відомості з геологічної будови умови району досліджень

### 1.1. Конструктивні особливості

#### 1.1.1 Тектонічне положення

Нафтове родовище Тахе розташоване на північному березі річки Тарім у Сінцзян-Уйгурському автономному регіоні на північному заході Китаю. Загальна площа близько 1000 km<sup>2</sup>. Він утворений перекриттям прототипних басейнів різних періодів і типів у палеозої, мезозої та кайнозої [1] (рис. 1.1).

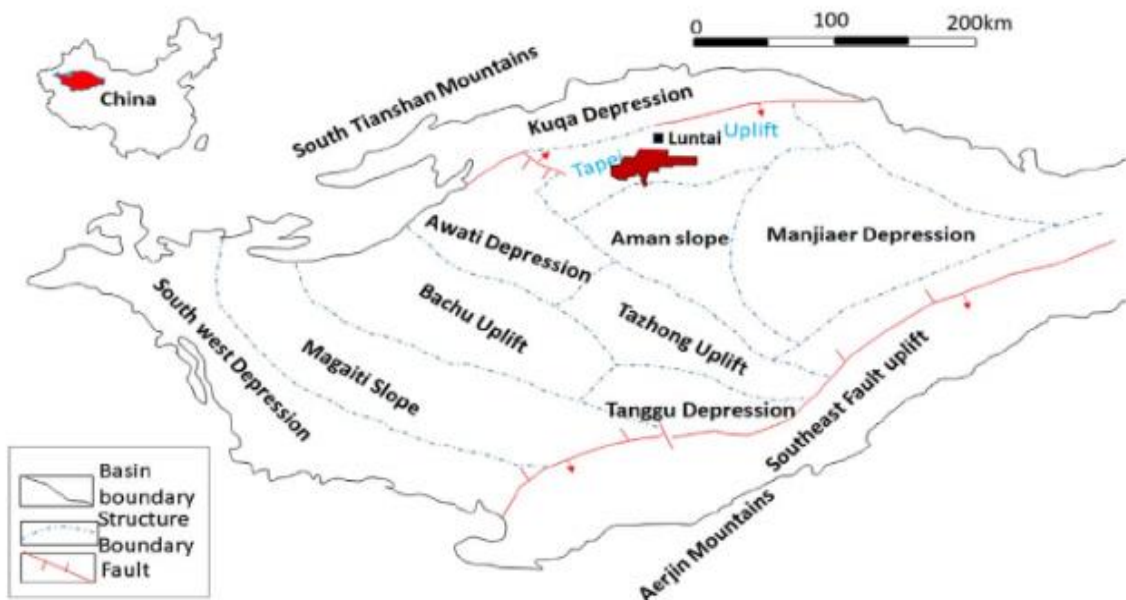


Рис. 1.1 – Карта-схема розташування нафтового родовища Тахе та основні тектонічні одиниці, Тарімський басейн

#### 1.1.2 Тектонічна еволюція

Тарімський басейн розташований над Акульським підняттям. Це великий накладений басейн, який розвивався внаслідок тривалих сукцесій з кінця середнього та верхнього метаседиментаційного періоду на базі мілководних метаморфічних систем середнього та верхнього метаседиментаційного періоду та

глибоких метаморфічних систем нижнього метаседиментаційного та таврійського періодів [2]. Підняття Акуре - це велике, давно розвинене кембрійсько-ордовицьке підняття. Процес тектонічної еволюції в основному проходив під час Гаридонського, Герци та Індо-Яньшань-Хішаньського рухів (рис. 1.2).

Літосфера Таримського басейну зазнала тектонічного розтягування під час Сінікійського періоду; відбувалась значна седиментація. Басейн контролювався ортогональними розломами і перетворився з тріщинного грабена або напівграбена на западину. Відбувалось формування платформено-схилово-басейнової осадової області з Мангальською западиною [3]. Кембрійська швидкість розтягування збільшилася, басейн став морським, і Таримський басейн було відкладено як стабільну терасоподібну карбонатну фазу, причому площа Відклади поступово збільшувалася. Наприкінці періоду накопичення осадів, вплив колізійного стиснення плит Тарім і Південний Куньлунь сформував перший акт Гаридонського руху. У цей період Таримська улоговина перейшла від напруженого до екструзивного тектонічного руху, від стабільного плато до екструзивного басейну. Аналіз ізотопів стронцію, мікроелементів та тонких шліфів підтверджує наявність тектонічного підняття та дефіциту осадових порід у цей період. У верхньому ордовику відбувся другий акт середньогаридонського руху, під час якого проявилось підняття, що сформувало носову тектонічну опуклість північно-східного напрямку і поступово збільшило стратиграфічну денудацію з півдня на північ. Від кінця ордовицького осадового періоду до силурійського осадового періоду через вплив стиснення з півночі на південь сформувалася тенденція великих товщин порід на півночі та низьких на півдні. А в кінці Гаридону Таримський басейн в цілому продовжував підніматися і ерозіюватися.

Нафтогазове родовище Тахе розташоване на південному заході від підняття Акекуле в цілому та піддається відносно невеликій тектонічній напрузі. Нафтове родовище Тахе менше піддається тектонічним навантаженням, а північно-східний і північно-західний розломи тут є основними. Морської ерозії відбулася в силурі та девоні, і весь період був стабільним осадовим періодом.

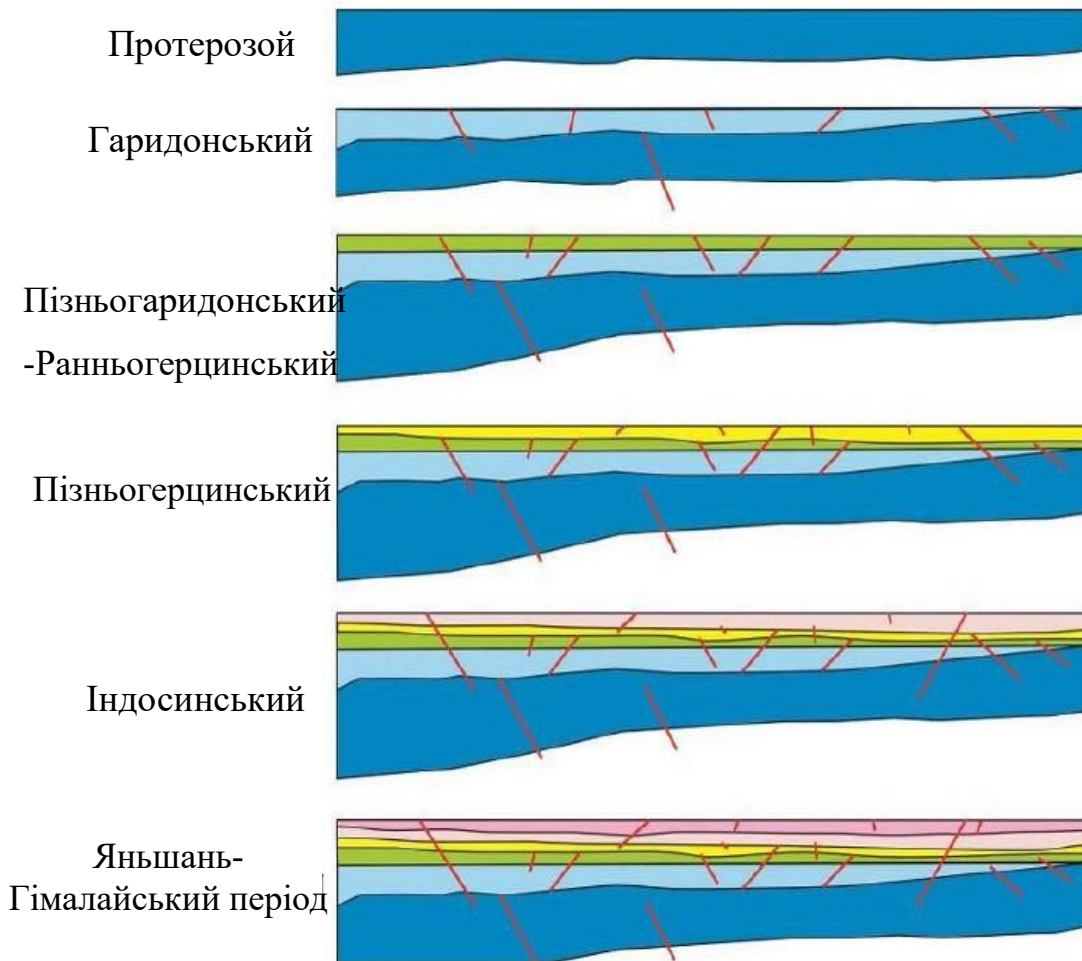


Рис.1.2 - Тектонічна еволюція Таримського басейну

З кінця пізнього девону до початку раннього карбону, тобто періоду герцинського руху, район Табей піддавався сильному стисненню та блоковій діяльності розломів, утворюючи складки та структури розломів, а верхня частина зазнавала послідовної ерозії від силуру до середнього-нижнього ордовіку. У пізньому герцинському русі в кінці середньої-пізньої пермі внаслідок стиснення з

півночі на південь під впливом суперпозиції багатоетапних тектонічних рухів утворилася складна зона глибинних розломів, контрольована північно-східним, східно-західним і північно-південним напруженнями.

Під час Індо-Яньшаньського руху Таримська западина в цілому була субдукована високо на півночі і низько на півдні, потім була відносно стабільною і піддавалася південно-західним і північно-східним стискаючим напруженням, що утворювали північно-східні тензорні розломи.

## 1.2 Стратиграфія

Стратиграфія родовища Тахер певною мірою не порушена, за винятком відсутності силурійського, девонського, верхньокам'яновугільного, пермського та верхньоюрського періодів. Основним цільовим шаром у дослідницькій області цієї роботи є ордовицькі карбонатні відклади. Основні розроблені шари показані на рис. 1.3. Ордовицькі пласти були порушені тектонічним підняттям і зазнали сильного вивітрювання і денудації до періоду кам'яновугільного осадконакопичення; з півночі на південь силурійські і девонські пласти були повністю денудовані; верхній ордовик піддався різного ступеня денудації, також - середній і нижній. Нижньоордовицька формація Пенглайба була пробурена у районі дослідження. Формації Ичан і Чалбак перебувають у паралельному неконформному контакті, ордовицька і вищележача кам'яновугільна формації перебувають у кутовому неконформному контакті. Формації Ичан і Чалбак перебувають у паралельному неконформному контакті, а ордовик і лежачий карбон - у кутовому неконформному контакті.

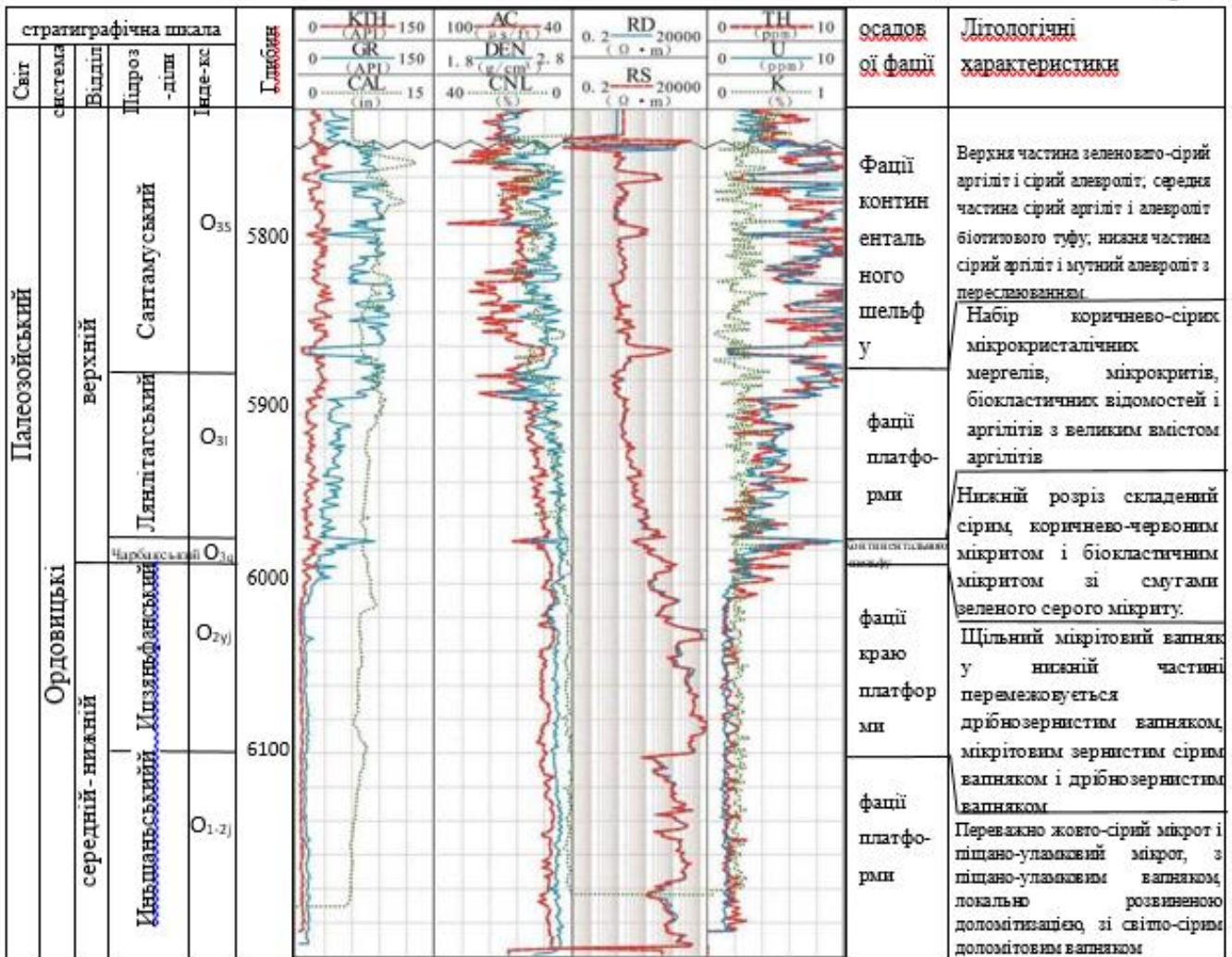


Рис. 1.3 – Літолого-стратиграфічний розріз типової свердловини в районі дослідження

### (1) Иньшаньський ярус

У цей період від західної карбонатної платформи до басейну східного схилу сформувалася загальна структурна Тарімського району, а нафтогазове родовище Тахе було складене відкладами карбонатних порід фації відкритої платформи в цілому. Більшість свердловин на досліджуваній території виявили цей набір пластів, але жодна з них не була пробурена, і пласти не були повністю розкриті, а товщина буріння коливалася від 20 м до 396 м. У товщах формації Иньшань переважають мікритовий вапняк і грейнстоун, а також локально розвинений

леопардовий порфіровий вапняк. Конфігурації кривої каротажу характеризуються низьким значенням ГК (GR), низьким АК (AC), високими значеннями густини (DEN) та високим питомим електричним опором (RD).

## **(2) Ицзяньфанський ярус**

У цей період карбонатна платформа в районі Таріму була розділена південною карбонатною платформою нафтогазового родовища Табей-Тахе та карбонатною платформою Тажонг у районі Тажонг-Бачу. Між ними знаходяться схили Мангаал-Тадунг та глибоководні басейни, в яких переважають відклади чорного сланцю та вапняку [4]. Товщина Ицзяньфан в районі дослідження коливається від 50 м до 130 м, із середньою товщиною близько 100 м. Літологія подібна до формації Иньшань, в основному складається з мікрітового вапняку та біопластичного вапняку. Крива електрокаротажу показує, що питомий опір високий у верхній частині і низький у нижній частині.

## **(3) Чарбакський ярус**

Протягом цього періоду нафтове родовище Тахе складалося з набору глибоководних вузликових вапняків, аргіліту та мікрокристалічного вапняку з прошарками аргіліту. Цей набір пластів на півночі досліджуваної території був оголений, тоді як південна частина пластів добре зберіглася. Товщина неоголеної ділянки була рівномірною, товщиною між 20 м ~ 30 м. Характеристики реакції каротажу очевидні, і на дні є літологічні мутації, що постраждали від вивітрювання. У нижній частині впливають зернисті вапняки з низьким ГК і високим R; у верхній частині впливають вузлуваті вапняки з прошарками глинистих вапняків з відносно високими GR, низькими RD і великими AC.

## **(4) Лянлітагський ярус**

Протягом цього періоду в районі Таріму розвинулися дві платформи карбонатних порід: платформа Лянлітаг на березі Тахе на півночі Таріму та ізольована платформа формації Лянлітаг у середині Таріму. Досліджувана територія знаходиться у внутрішній фаціальній платформі, але під впливом вивітрювання та денудації в більшості розрізів свердловин у північній зоні відклади денудовані, і лише в південній частині їх товщина поступово збільшується з півночі на південь, і максимальна товщина може досягати 150 м. Літологія в нижній частині відносно чиста, в основному складається з тріщинного вапняку, а верхня частина має більш високий вміст глинистих порд, які складаються переважно з вапнякового аргіліту та мікрітового вапняку. На каротажній кривій свердловини GR високий, RD і DEN низькі, а AC високий.

#### **(5) Сантамуський ярус**

Територія дослідження в цей період знаходилась у фації континентального шельфу, з відносно потужними відкладами, північна частина була в основному денудована, а південна товща зберіглася з макс. товщиною в свердловині до 208 м. Нижня частина представлена в основному шаруватим сірим глинистим алевролітом і аргілітом; середня частина перешарована вапняком, таким як мікрітовий вапняк, вапняковий алевроліт і вапняковий аргіліт; верхня частина - сіро-зелений глинистий алевроліт і алевритовий пісковик. На каротажних кривих GR і AC вищі, а RD і DEN - нижчі.

### **1.3 Осадкові особливості.**

Різні середовища осадження та гідродинамічні умови контролюють літологію,

структуру та склад відкладів, таким чином контролюючи склад та структуру породи початкових діагенетичних мінералів карбонатних порід, не лише впливаючи на розподіл та внутрішню структуру карбонатних порід, а й визначає різницю у фізичних властивостях пласта. Осади, контрольовані різними осадовими мікрофаціями, мають різну початкову пористість, що також спричиняє різні типи та інтенсивність діагенезу в осадах під час пізнього процесу діагенетичної еволюції поховання, який контролює процес еволюції порового простору і далі контролює формування та розподіл ефективних резервуарів.

Відклади карбонатних порід залежить від різних умов, таких як біологія, клімат, гідрологія та природне середовище, і є дуже складним. Ґрунтуючись на керні, даних аналізу шліфів та геофізичних даних, дослідники провели велику кількість досліджень палеогеографічних характеристик літології осадових відкладів ордовику на нафтогазовому родовищі Тахе, - історія розвитку карбонатної платформи в Тарімському басейні [5].

### **1.3.1 Осадовий фон.**

Тарімський басейн - це великий басейн, що накладається на основу метаморфічних порід передсилурійського часу. Силурійський та девонський періоди - це морські відклади, кам'яновугільний період до пермського періоду - морсько-наземні відклади, а тріасовий до четвертинного - континентальні відклади. Ранній ордовик, як і силур-кембрій, належав до континентальних окраїнних осадових басейнів, і головною осадовою особливістю цього періоду було утворення карбонатних платформ, а характер осадових басейнів почав змінюватися в середньому і пізньому ордовику; трансгресія від осадження формації Сангтаму занурила карбонатні платформи пізнього ордовику, відтоді

ордовицька карбонатна платформа зникла, і природа Таримського басейну почала перетворюватися з континентальної окраїни на передовий басейн.

① Кембрій-ранній середній ордовик. Континентальна окраїна осадових ярусів

Басейн Тарим пережив довгий і складний еволюційний процес. Таримський рух наприкінці протерозойського періоду утворив стабільний кратон у Тарімі та його прилеглих районах, заклав фундамент Таримського палеозойського басейну. Починаючи з періоду Наньхуа, платформа Тарім перебувала в періоді розтягування та розширення, внутрішня частина платформи була відносно піднятою, а край платформи занурився, таким чином поступово створюючи континентальні окраїнні осадові басейни в цьому районі. І початкова карбонатна платформа була створена в пізньому синіані, короткочасно піднялася в кінці синіану, а потім продовжувала підніматися разом із глобальним рівнем моря, і стародавня платформа Тарім перебувала в довгостроковому стабільному структурному опусканні. У результаті в кембрії була створена зріла карбонатна платформа «в стилі Великої Багами», яка оточена відкладами глибоководних і океанічних басейнів [11]. Східна частина басейну – це зона трогової фації, західна – зона 4-х платформних фацій, а між ними – зона схилової фації (рис. 1.4).

У ранньому середньому ордовику океан навколо Таримської платформи все ще перебував на стадії розширення, осадова структура успадкувала характеристики пізньої силурійсько-кембрійської тектонічної активізації. Відклади та природа осадового басейну все ще були континентальною окраїною. Але в цей час глибоководний басейн в районі східного Таріму розширився на південний захід і глибина води збільшилася, так що кембрійська фація континентального шельфу

змінилася напівабісальною фацією басейну. У зоні платформи в центральній і західній частині басейну завдяки тривалому стійкому структурному опусканню, з одного боку, забезпечується достатній простір для поширення карбонатних відкладів, з іншого боку, на платформі не вистачає наземних джерел живлення, і вся акваторія моря завжди підтримує чисте водне середовище, утворюючи великі карбонатні відклади.

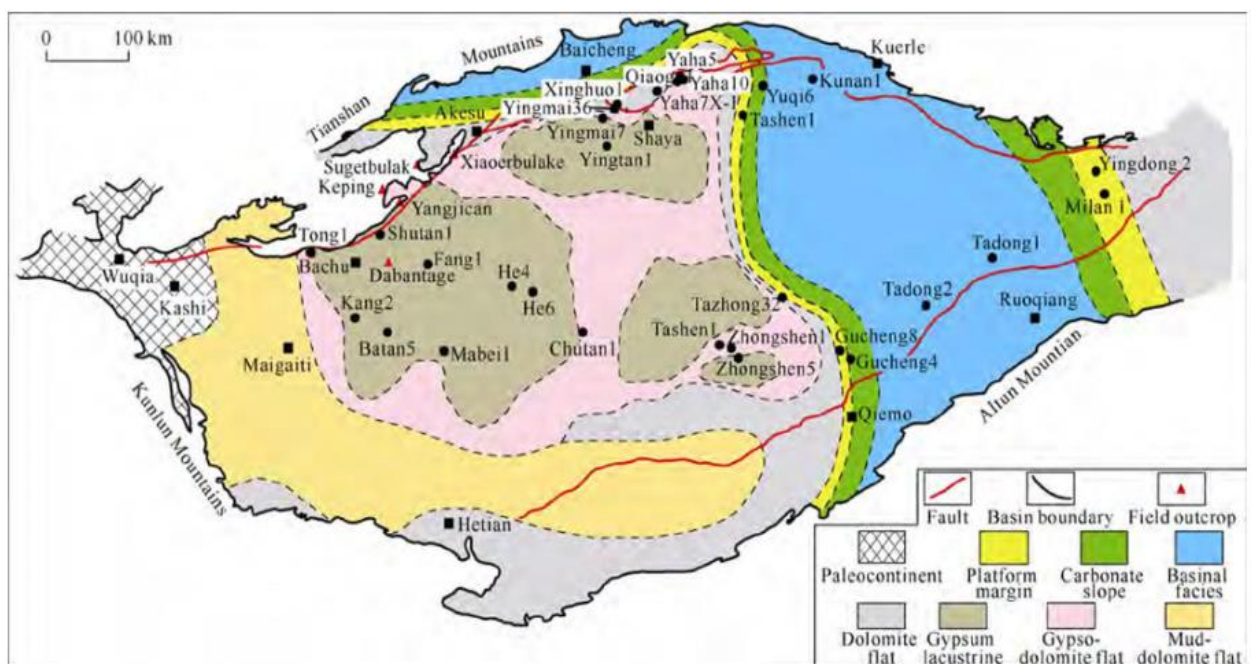


Рис. 1.4 - Кембрійська тектонічна палеогеографічна карта Тарімського басейну

Наприкінці середнього ордовіку східна частина океану Західний Куньлунь і океан Алтунь почали субдукцію до Тарімської плити, і Тянь-Шань також почав субдукцію до Тарімської плити [12]. З точки зору тектонічних рухів це називається першим епізодом середньокаледонського періоду. Рухи утворили три прототипи підняття на Тарімській платформі: Тахе, Тачхонг і Південну окраїну Тачхонг; ці три підняття мають характер передового підняття, а характер осадових басейнів

Тарімського району змінився на крайові басейни.

② Пізньоордовицької континентальної окраїни осадові яруси.

Наприкінці раннього ордовику океанічна кора навколо Таріму змінилася із зони спредингу на зону субдукції. У середньому та пізньому ордовику тектонічне середовище в районі Таріму змінилося від розтягнення до стиснення, а південна околиця басейну опустилася, і уламкові відклади почали співіснувати з карбонатними відкладами. Зі швидким підвищенням рівня моря первісна карбонатна платформа поступово занурилася, а вироблення карбонату сповільнилося. Район нафтового родовища Тахе розташований у перехідній зоні між мілководним морським шельфовим осадовим поясом на заході та глибоководним теригенним осадовим поясом у східній частині району Манджаер.

Подальший тектонічний рух після відкладів формації Лянлітаг у пізньому ордовику називається другим епізодом середнього каледонського періоду. Цей тектонічний рух сприяв подальшому перетворенню Тарімської улоговини в передовий басейн, що характеризується теригенними відкладами уламкових порід. Наприкінці ордовику океан Куньлунь ще більше опустився до Тарімської плити, і цей тектонічний рух називають третім епізодом середньокаледонського періоду.

Всі ці рухи сприяли тому, що басейн Таріму був повністю уламковим передовим басейном протягом силуру і раннього та середнього девону, який характеризувався розвитком мілководних прибережних і дельтових уламкових відкладів. З кінця середнього ордовику до кінця силуру в районі Таріму відбулися численні тектонічні рухи, що призвело до поступової субдукції океанів навколо Таріму до Тарімської плити, і відклади поступово накопичувались з глинистих

карбонатів → теригенні уламки. Седиментація з переважанням гірських порід → повністю теригенний уламковий осадовий перехід.

### **1.3.2 осадової фації.**

Відповідно до вищезазначеного аналізу регіональних осадових відкладів і попередніх дослідницьких уявлень, ордовік у районі дослідження в основному складається з відкладів карбонатної платформи та мілководних морських шельфів. Серед них у літологічному розрізі ліанглітажної формації середнього-верхнього ордовику є в основному фації відкритої платформи, лише південно-східна околиця знаходиться у фації окраїни платформи. У верхньому ордовику в основному виявлено континентальний шельф.

#### **(1) відкриті платформні фації.**

Згідно з моделлю Вільсона [7] (Wilson`s model of carbonate facies belt), середовище відкритої платформи розташоване між краєм платформи та обмеженою платформою, осадова водойма становить від кількох метрів до десятків метрів, солоність водойми є нормальною та насиченою киснем, з багатою органікою. За осадовими характеристиками можна виділити три субфації: внутрішньоплатформенну мілину, внутрішньоплатформенний риф і міжпляжове море (платформу). Внутрішньоплатформна мілина-субфація включає три мікрофації: псамітову, біокластичну мілину та оолітову мілину. В основному поширений у нижній ордовицькій формації Иньшань та Ицзяньфан у цьому районі перший літологічний тип формації Лянлітаг, якій можна побачити локально, наприклад, в інтервалі 5513-5616-м глибин формації Ицзяньфан, де у свердловині S72 розвиваються кластичні пляжі, а інтервал 5590,25-5595,86 м у верхній частині формації Ицзяньфан у свердловини S76 є біокластичні пляжні мікрофації.

## **(2) Фація краю платформи.**

Ця фація звернена до широкого моря, підкріпленого відкритою платформою, з мілководдям і високою енергією, і є найбільш сприятливою зоною для розвитку рифів і мілин. Ця фація поширена лише на південно-східній околиці досліджуваної території, і лише кілька свердловин, таких як LN46 і LN48, виявили цю фацію.

## **(3) Континентальний шельф.**

Фації континентального шельфу можна розділити на фації континентального шельфу Гуанхай (Open shelf facies) та фації змішаного континентального шельфу відповідно до їхніх характеристик.

Фація континентального шельфу Гуанхай, як правило, розташована нижче нормальної основи хвилі до вище межі окиснення, представляючи відносно глибоку мілководну морську зону з нормальною солоністю та хорошою циркуляцією морської води. Вони в основному поширені в середньоордовицькій формації Чарбакський ярус. Свердловина S96 на сході району дослідження показує, що ця формація має високий вміст біокластів і багата на організми. Крім того, горизонтальний розподіл товщини цих відкладів стабільний, а корильованість хороша, що було виявлено бурінням на досліджуваній території.

Змішана шельфова фація розвинулась у середньому-верхньому ордовику, що характеризується змішанням відкладів теригенних уламків і відкладів карбонатних порід. За осадовими характеристиками середнього-верхнього ордовику на досліджуваній території можна виділити субфацію мілини на шельфі та субфацію пологого схилу на шельфі, серед яких субфація мілини на шельфі менш розвинута. Було виявлено формацію Сангтаму, а субфація пологих схилів у

шельфі в основному поширена в третій літологічній пачці середньо-верхньоордовицької формації ліанглітаж.

## 2. Характеристика ордовицьких резерварів на родовищі Тахе

### 2.1. Характеристика літології резервуарів та діагенез.

#### 2.1.1 Характеристика літології.

Ордовицькі колектори на півдні нафтового родовища Тахе в основному складаються з карбонатних порід, а пробурені пласти в основному включають Сантамуський ярус, Ліанглітагський ярус, Чарбакський ярус, Ицзяньфанський ярус і верхню частину Иншаньського ярусу. Ідентифікація та статистичні дані великої кількості тонких ділянок породи показують, що основним мінеральним складом є кальцит із загальним вмістом понад 90%. По-друге, відносно широко розповсюджені мінерали включають пірит, кремнезем, доломіт, аутигенний кварц та ін., із загальним вмістом 1-30%. Невелика кількість порід має високий вміст доломіту, а сильна доломітизація може утворювати порошкоподібні кристали, доломіти. Крім того, деякі породи містять теригенні уламки, в основному складені кварцом, залізистими глинистими мінералами (argilloferruginous), польовим шпатом та ін., з вмістом 1-3%.

За допомогою спостережень та аналізу було підраховано частоту зустрічі різних порід у Иншаньському, Ицзяньфанському і Лянглітагському ярусі на досліджуваній території. Зернистий вапняк і мікрокристалічний вапняк є основними типами ордовицького вапняку в цьому районі. Основним типом породи формації Иншань є грязьово-мікрокристалічний (pelmicrite) вапняк, включаючи зернистий вапняк і доломітовий вапняк. Основними типами гірських порід формації Ицзяньфан є грайнстоун і мікрітовий вапняк. Крім того, розвиток

рифового вапняку, скріпленого водоростями та рифового вапняку є відносно обмеженим, головним чином у формації Ицзяньфан; у формації Ліанглітаг переважає мікрітовий вапняк, за яким слідує гранульований вапняк і доломіт та невелика кількість скріпленого водоростями вапняку.

(1) Зернистий вапняк – різновид.

Цей тип породи зазвичай спостерігається в ордовицьких шарах кожної свердловини, головним чином у формації Ицзяньфан, особливо у верхній частині формації Ицзяньфан, а також поширені у формації Лянглітаг і Иншань. Згідно зі статистичними даними, цей тип вапняку становить 37,11% у формації Ицзяньфан і як правило, поширений безперервно з великою товщиною. На його частку припадає 34,47% у формації Лянглітаг та 32,17% у формації Иншань, розподіляється тонкими шарами, смужками та бляшками (plaque).

Залежно від типу зернистих компонентів у породі та характеристик цементу, зернистий вапняк можна підрозділити чотири види: псамитовий вапняк, мікрокристалічний або мікрошпатовий псамитовий вапняк, мікрокристалічний або мікрошпатовий сфероїдний вапняк, світлий кристалічний оолітовий вапняк та інші. Породи зазвичай містять фрагменти звичайних морських організмів, таких як руконогі, криноїди та трилобіти, губчасті спікули, остракоди та ін. Завдяки багатостадійному та багатотиповому діагенезу, а також багатостадійному тиску розчинення, тріщинуватості та трансформації, породи часто розвивають шви та тріщини паралельно, похило та перпендикулярно шару, і більшість із них заповнені кальцитом та глиною (рис. 2.1).

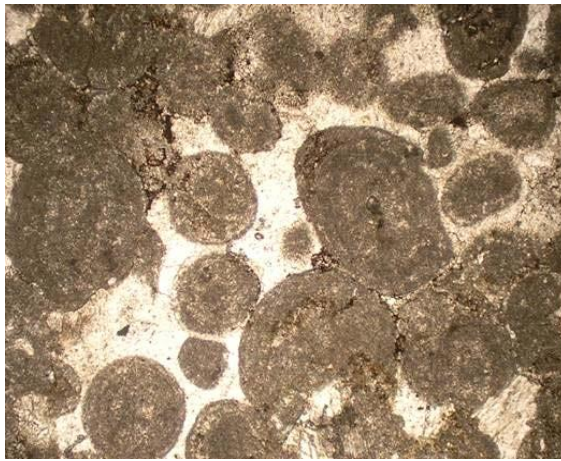


Рис. 2.1 – Макро- та мікро- зображення керну. Зернистий вапняк

(2) Мікрокристалічний вапняк.

Цей вид гірської породи широко розвинений і поширений у цьому районі, і це також найважливіший тип породи, він широко поширений у всіх профілях свердловин. Існують три основні форми: поширення товстих шарів; переплетення з зернистими вапняками, товщина яких переважно менше 10 см; поширення порфіру в породах. Згідно зі статистичними даними, на цей тип вапняку припадає 56,78% у формації Иншань, 43,58% у формації Ицзяньфан і 59,85% у формації Лянглитаг. Цей тип вапнякової породи в основному складається з мікрокристалічного кальциту, а мікрокристалічна структура є чіткою та типовою. Крім того, гранульовані компоненти можуть містити невелику кількість піску, кульок і біологічних залишків, таких як брахіоподи, криноїди та трилобіти. Угруповання біокластів, схожих на мікрокристалічний вапняк, все ще є звичайними морськими біологічними угрупованнями з вузькою солоністю, але вони більш диференційовані та численні, ніж біокласти, схожі на гранульований вапняк, і в мікрокристалічному вапняку в деяких інтервалах свердловин розвиваються нори або структури червоточин. У цьому

типі породи явище перекристалізації є більш поширеним. Крім того, через багатоступінчасті інтенсивні варіації пластових тисків, багатоступінчасті лінії шва щільно розвинені паралельно, похило та перпендикулярно шару, і доломітизація є загальною (рис. 2.2).



Гравійно-мікрокристалічний вапняк формації  
Ліанглітаг

глинисто-кристалічний вапняк формації  
Иньшань

Рис. 2.2 – Маро- та міро- зображення мікрокристалічного вапняку

### (3) Біокластичні вапняки.

Біокластичні вапняки в основному поширені у верхній частині формації Ицзянфан з частотою зустрічальності від 0 до 28,75%, в середньому 10,6%. Біокластичні вапняки в основному складаються з мікрокристалічної структури псаміту та біокластно-глинистого мулу, а місцеві мікронеоднорідні біокласти та структура псаміту в основному розвинені в формації Jianfang нижнього ордовика, що становить 11,17%. Цей вид гірської породи слабо піддається впливу діагенезу, і на додаток до реформування та розвитку тріщин у результаті розриву, він також зазнає локальної рекристалізації (рис. 2.3).

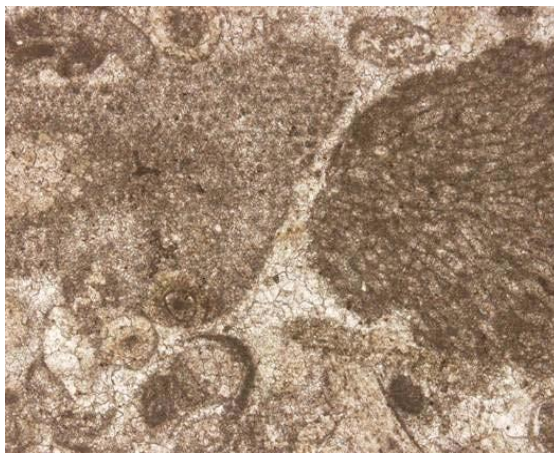
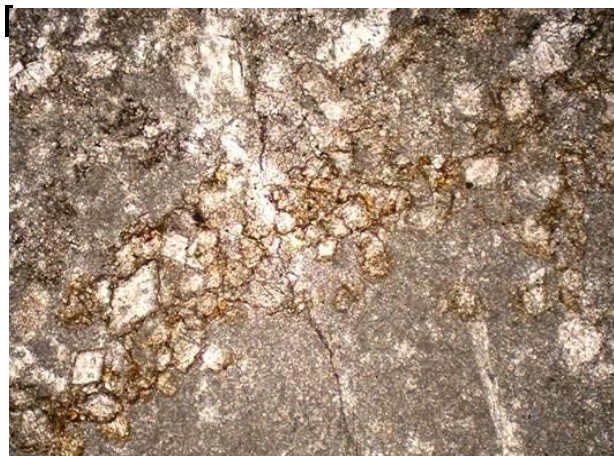


Рис. 2.3 – Макро- та мікро- зображення біокластичного вапняку

(4) Долітовий вапняк.

Такі породи розподілені по площі нерівномірно, в основному у формації Іншань із середньою частотою зустрічальності 6,52%, у формації Ліанглітаж 4,76%, у формації Цзяньфан лише 0,32%. Склад гірських порід: 70-90% кальциту і 10-30% доломіту, який утворюється шляхом доломітизації вапняків. Доломіт має форму бляшок або смуг. Макроскопічно вона має плямисту або леопардову структуру, складається світло-сірими вапняковими бляшками та сірими доломітовими бляшками (рис. 2.4).



темно-сірий доломітовий вапняк формації  
Ліанглітаж

мікрітовий доломітовий вапняк формації  
Ицзянфан

Рис. 2.4 - Макро- та мікро- зображення доломітового вапняку

#### (4) Доломіт.

В основному поширена порода в нижньоордовицькій формації Ліанглітаг, формації Ицзянфан і Иньшань. Її гірський склад в основному доломітовий, загалом 65-100%, з невеликою кількістю кальциту та піриту. Цей тип гірської породи в основному утворюється шляхом інтенсивної доломітизації, і під впливом пізнього розчинення пори локально утворюються в доломіті, утворюючи міжкристалічні пори розчинення, які заповнені кальцитом, а міжкристалічні пори в кальциті є кращими місцями для зберігання (рис. 2.5).



Рис. 2.5 - Керн породи доломіт формації Ліанглітаг і Иньшань

#### (5) Карстова порода.

Це особливий тип гірської породи, утворений початковою породою під контролем поверхні невідповідності та зазнає реформування атмосферною прісною водою. Згідно з результатами буріння, карстові породи включають кальцит, що заповнює каверни, пляжний пісок, тріщинну брекчію, кавернну брекчію, підземні річкові вапнякові аргілітові відклади та поверхневі залишки тощо. Карстові породи в нижньому ордовику відносно добре розвинені в цьому районі, в основному поширені в формації Иншань, що становить 3,53% формації.

Згідно зі статистичними даними частоти зустрічальності різних порід у трьох

основних продуктивних пластах досліджуваної території, можна побачити, що мулітові мікрокристалічні вапняки та зернисті вапняки є основними типами порід на території, а сума частоти на обидва типи припадає близько 95% від загальної кількості проаналізованих зразків гірських порід (рис. 2.6 – 2.7).



Рис. 2.6 - Діаграма частоти зустрічальності типів порід у формації Ліанглітаг і Іньюшнь на нафтогазовому родовищі Тахе



Рис. 2.7 - Діаграма зустрічальності типів порід у верхній і нижній частинах формації Ицзянфан на нафтогазовому родовищі Тахе

### 2.1.2 Тип діагенезу.

Ордовицькі карбонатні породи на нафтовому родовищі Тахе глибоко заглиблені, і процес діагенезу тривав довгий час; вони зазнали багатофазних

структурних змін, особливо багатофазного палеокарсту, що робить діагенез різноманітним і складним. На основі аналізу відповідних бурових кернів і матеріалів у цьому районі можна всебічно та систематично зрозуміти типи діагенезу ордовицьких карбонатних порід у цьому районі, головним чином включаючи ущільнення, цементацію, доломітизацію, силіцифікацію та перекристалізацію, фрагментацію, розчинення, наповнення тощо. Його основні особливості діагенезу наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Характеристики діагенезу ордовицьких карбонатних порід на родовищі Taxe (згідно Zhang Y G та ін, 2006)

Тип діагенезу	Особливість	Горизонт поширення
Ущільнення	Частинки знаходяться в лінії контакту, деякі мають увігнуто-опуклий контакт і шовний контакт.	Розвиваються повсюдно.
Цементування	Має генераційну структуру, перше покоління - стовпчаста структура, друге покоління - зерниста структура, а загальна структура в основному зерниста.	Розвиваються локально.
	Доломіт здебільшого являє собою кристаліти, які зберігають початкову структуру породи. Доломіт, заглиблений на невелику глибину, є	Це в основному доломітизація в глибоких

<p>Доломіти зація</p>	<p>дрібно-крупнокристалічним, деякі різновиди мають кільцеву структуру, а деякі розвиваються вздовж ліній шва та структурних тріщин.</p>	<p>похованнях, переважно вздовж лінії шва, і в формації Иншань, розвиваються повсюдно.</p>
<p>Перекристалізація</p>	<p>Вона відносно розвинена у доломіті, і мікрочастинки перекристалізовуються в порошок кристал-мезокристал, і він локально розвинений у вапняку.</p>	<p>Розвиваються повсюдно.</p>
<p>Силіцифікація</p>	<p>Рання силіцифікація вибирає заміщення зерен, тоді як пізня силіцифікація замінює як зерна, так і цемент, утворюючи кремнієві конкреції або смуги в окремих інтервалах. Мінеральний склад в основному представлений халцедоно-кварцовими агрегатами, а частина аутигенного кварцу заповнює тріщини.</p>	<p>Зазвичай розвивається у верхній частині формації Иншань.</p>
<p>Фрагментація</p>	<p>Багатофазна тектонічна активність, що формує тріщини та мікротріщини.</p>	<p>Широко розвинена, здебільшого заповнена</p>

		кальцитом і мулом.
Розчинення	Під час раннього приповерхневого розчинення в прісній воді перша генерація гранульованого цементу була розчинена; глибоке поховання з розчиненням було пов'язане зі зміною парціального тиску CO <sub>2</sub> через декарбосилування органічної речовини; повторне поховання розчинення було пов'язано з глибокою гідротермальною активністю, утворюючи пори мілководної фації. Переважає резервуар типу пор вторинного розчинення; пізня діагенетична структура розчиняється та розвиваються тріщини; розчинення часто утворює пори та каверни.	Загалом розвинені, з переважанням карстових процесів; гідротермальний карст поширений у верхній і середній ордовицькій області покривання.
Наповнення	Відклади дрібнозернистого мулу та піску, що заповнюють первинний або вторинний поровий простір.	Широко розвинена.
Інші	Розвинута мікро- та неозначальна деформація, а також невелика кількість піритної мінералізації, кальциту, гетероморфного доломіту, баритового заповнення тощо. Флюоритація також розвинена в деяких розрізах свердловин; шари зустрічаються в	

формації Ййзьянфан-Ліанглітаг.
--------------------------------

## 2.2 Тип пустотного простору в ордовицьких колекторах.

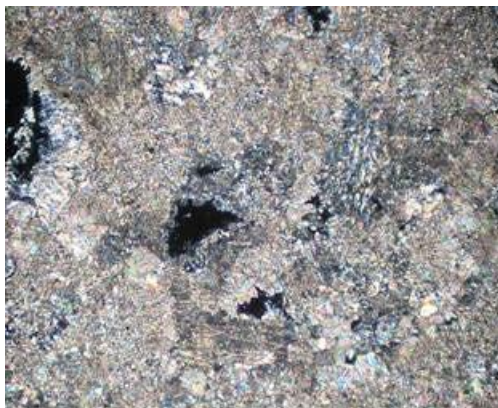
Відповідно до аналізу даних буріння та керну, ефективний простір для зберігання та просочування вуглеводнів в карбонатних колекторах на нафтогазовому родовищі Тахе можна розділити на три категорії відповідно до походження, форми та розміру: пори, тріщини та кавернозні, які їх можна розділити на наступні основні типи: міжкристалічні пори та міжкристалічні розчинені пори, міжзернові пори та міжзернові розчинені пори, структурні тріщини, тріщини тиску розчину, тріщини розчинення та пори розчинення. На досліджуваній території тріщини та розчинені пори поширені у всіх ордовицьких утвореннях.

Через розвиток тріщини, пори, каверни ордовицьких карбонатних колекторів мають сильну неоднорідність.

### (1) Пори.

Пори резервуару в районі дослідження включають первинні пори та вторинні пори. Оскільки карбонатні породи переживали такі діагенетичні середовища, як морське дно→атмосферна прісна вода→мілке та глибоке поховання→підйом, розчинення та заповнення→повторне поховання, первинні пори були зруйновані діагенезом, таким як цементация та заповнення, ущільнення та розчинення під тиском, і майже зникли. Таким чином, вторинні пори є одним з основних типів накопичувальних і фільтраційних просторів карбонатних порід у цьому районі. В основному він включає міжкристалічні пори та пори міжзернового розчинення, міжзернові пори, внутрішньозернові

пори розчинення тощо (рис. 2.8).



(O2y) 6403m Калькареніт, міжзернові пори

Рис. 2.8 - Мікроскопічні зображення пор родовищських карбонатних порід на родовищі Taxe

① Міжзернові пори: в основному утворюються із залишкового зерна доломіту та зерна вапняку та є результатом розчинення міжзернового цементу. Розчинені частинки являють собою арсеніт, біокластичні частки та ооліт. Якщо розчинення неповне, утворюються міжзернові пори. Наприклад, породи в інтервалі 5863,66-5807,57 м в свердловині S108 на досліджуваній території мають міжзернові пори. Оскільки розвиток міжзернових пор контролюється грейнстоуном і діагенезом, розвиток відносно обмежений.

② Денудаційні пори: в основному утворюються між кристалами кристалічного доломіту та в міжкристалах доломітового цементу залишкового гранульованого доломіту. Пори, як правило, малі, в основному від 0,001 до 0,01 мм. Пори міжкристалічного розчинення утворюються шляхом розчинення міжкристалічних пор у кристалі, їх просторова форма є неправильною, а розмір пор коливається, в основному від 0,2 до 0,8 мм. Наприклад, ділянки 5986,0-5986,21м, 5987,67-5988,42м, 5992,18-5992,89м свердловини S116 на

досліджуваній території, але зустрічаються локально.

## **(2) Каверни.**

Каверни - це порожнечі в гірських породах розміром більше 1 мм, поділяються на каверни розчинення та великі каверни. Їх утворення в основному пов'язане з карстом, і їхній розподіл нерівномірний.

Каверн розчинення: утворені розчиненням мікротрищин або стилолітів, діаметром від сотень мікрон до 100 мм, іноді частково заповнені глинистим матеріалом, або щільно розподілені чи ізольовані. Поділяється за діаметром, діаметр > 10мм - великі каверни, середні каверни – 5-10 мм, а малі каверни - менше 5 мм.

Великі каверни відносяться до карстових каверн діаметром понад 100 мм, які зазвичай заповнені брекчією, кальцитом, аргілітом тощо, і мають такі явища, як вентиляція, втрата циркуляції та прискорене буріння під час буріння. Згідно зі статистичними даними тріщини і каверни в керні у 18 свердловинах формації Ицзяньфанг: малі каверни (<5 мм) є найбільш розвиненими, із загальною кількістю 433; середні каверни (5-10 мм) із кількістю 187; великі каверни (>10 мм) - найменш розвинені, лише 32 [8].

## **(3) Тріщини.**

В основному це відноситься до різних тріщин і пор, утворених тектонічною діяльністю та розчиненням, включаючи структурні тріщини, тектонічні тріщини і тріщини розчинення. Вони є не лише одним із ефективних резервуарів у цьому районі, але й одним із основних каналів пор і каверн, серед яких тектонічні тріщини та тріщини розчинення мають найбільше значення для зберігання та просочування нафти та газу.

Тектонічні тріщини: тріщини, які виникають у гірських породах земної кори під дією тектонічних сил. Ширина тріщини, як правило, менше 5 мм, в основному проявляється як зрізні тріщини та тріщини натягу.

Тріщини розчинення : тріщини, які виникають унаслідок розчинення гірських порід. Внаслідок трансформації розчинення ширина розкриття, як правило, перевищує 1 мм, і ширина значно змінюється. Наприклад, у ділянці 5783,75-5786,15 м свердловини S113, після кремніювання вапняку, розчинення та розширення вздовж структурних тріщин було значним і утворилися розчинені пори. Оскільки ордовицькі карбонатні породи в районі дослідження зазнали багатоступінчастих тектонічних рухів і карстових перетворень, структурне розчинення є серйозним, і тріщини розчинення стали одним із важливих типів накопичувальних і просочувальних просторів ордовицьких карбонатних порід у цьому районі.

Стилолітові тріщини : в основному утворені ущільненням і тиском, спричиненим навантаженням осаждення. Це пов'язано з пластивим тиском, температурою та вмістом сланців у вапняку. Залягання стилолітів здебільшого паралельно шару і нерівне. Такі тріщинуватості добре розвинені в досліджуваному районі. Наприклад, у свердловині S110 в розрізі 6255,98-6258,94 м формації Ийзянфан є 296 стилолітових швів.

### **2.3 Розподіли типів резервуарів.**

Типи резервуарних просторів ордовицьких карбонатних порід у цьому районі - це в основному вторинні пори, тріщини, каверни, утворені діагенезом; резервуарний простір розподілений вертикально і горизонтально з сильною неоднорідністю.

Просторові типи ордовицьких карбонатних колекторів на досліджуваній території можна класифікувати за трьома типами: тріщинний, тріщинно-поровий і тріщинно-кавернозний. З поглибленням розвідки та розробки карбонатної нафти і газу в цьому районі для оцінки та прогнозування колекторів дуже важливо з'ясувати характеристики його розподілу.

### **2.3.1 Тріщинні колектори.**

Тріщинні колектори є одним із основних типів колекторів ордовицького вапняку на нафтогазовому родовищі Тахе, головним чином це тектонічні тріщини, тектонічні тріщини розчинення та пресолюційні тріщини. Найбільш важливими серед них є тектонічні тріщини розчинення. Сітчасті тріщини, виявлені в керні, як правило, мають явище розширення розчинення, з отворами в діапазоні від 1 до 8 мм, є заповненими чи незаповненими. Аналіз основних фізичних властивостей основної породи показує, що пористість і проникність матриці гірської породи надзвичайно низькі. Пористість зазвичай становить менше 2%, в основному розподілена між 0,5%~1,5%, Проникність в основному менше  $0,01 \times 10^{-3} \mu m^2$ . Вони мають незначний вплив на резервуар або продуктивність. Однак розвиток системи тріщин значно покращив характеристики колектора щільного вапняку, зробивши його резервуаром або продуктивним шаром з певною здатністю до зберігання та просочування. Тому продуктивність зберігання вуглеводнів та фільтраційні властивості в цьому типі колектору в основному контролюються ступенем розвитку тріщин.

Регіональний тектонічний фон та історія тектонічної еволюції контролюють палеогеоморфологічні особливості та особливості еволюції осадових порід усієї області Тахе, таким чином контролюючи продуктивність колектору. Дія тектонічної

напруги викликає руйнування крихких порід і утворення тріщин під дією напруги [9], а також контролює форму та комбіновані характеристики тріщин. Колектори з тріщинами мають унікальні подвійні функції, які можуть певною мірою збільшити простір для зберігання, а також можуть служити сприятливими каналами для фільтрації порової рідини та міграції нафти та газу, покращуючи пропускну здатність колектора [11].

### **2.3.2 Тріщинно-порові колектори.**

Контрольований раннім розчиненням прісною водою, резервуарний простір в основному складається з автентичних міжзернових пор, внутрішньозернових пор розчинення, утворених розчиненням, діаметри пор обмежені 0,01~2 мм, і в основному не заповнені діагенетичними мінералами. Розвиток макроефективних руйнувань є відносно обмеженим, а мікротріщини в основному відіграють транспортну роль. Пористість цього типу колектору зазвичай становить >2%, а параметри порової структури характеризуються високим тиском витіснення, високим середнім тиском насичення, малим об'ємним відсотком ненасичених пор і відносно великим середнім радіусом насичення. Тому, як правило, це ємність, яку легко експлуатувати.

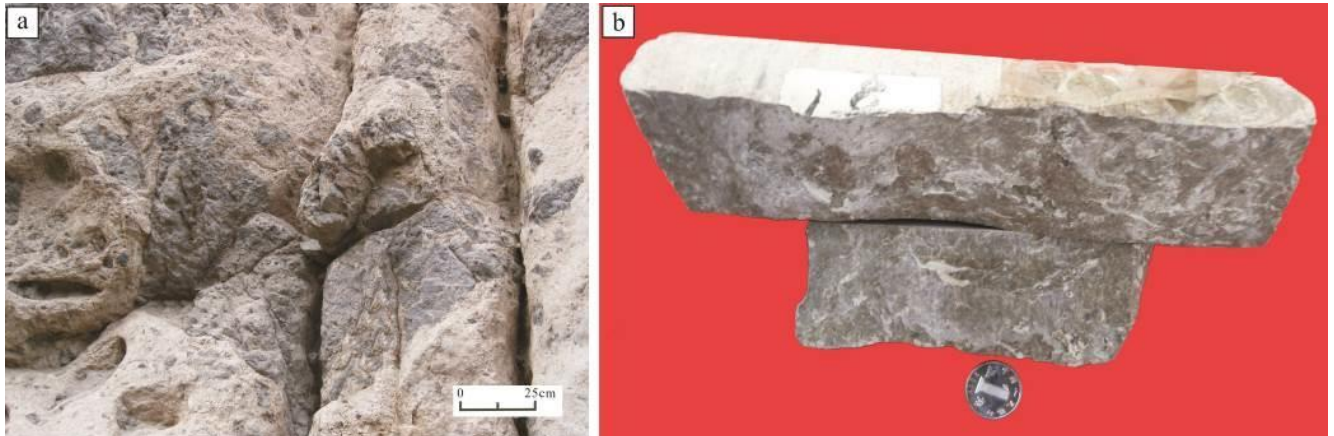
Розривно-пористі колектори відносно обмежені в розподілі горизонту, і в даний час в основному знаходяться у верхній частині середньоордовицької формації Цзяньфан в південній частині нафтогазового родовища Тахе. Наприклад, верхня частина формації Ицзяньфан в районах свердловин, таких як S106, S112 і S108 розвиває фацію неритової відкритої платформи, гранульований пляжний вапняк і органічні рифові відклади. Літологія являє собою світло-сірий розріджений аргілітовий вапняк, біокластичний вапняк і зв'язаний водоростями

вапняк, які є основними інтервалами розвитку цього типу резервуару. Водночас, цей тип колекторів також локально розвинений у формації Лянлітаг, переважно в низько - та високоенергетичній циклонічній товщі лейкогранулярних оолітоподібних туфів та лейкогранулярних оолітоподібних водоростевих туфів, наприклад, у розрізі інтервалу 5863,66 - 870,57 м формації Лянлітаг у свердловині S108 розвинуті алевроліти, лейкогранулярні оолітоподібні туфи та лейкогранулярні водоростеві туфи, товщиною біля 10-20 см та з розміром пор меншим за 2 мм. Буріння показує, що колектори порового типу здебільшого розташовані на 1,5-38 м нижче глибини середньо-нижньоордовицької незгідності, тобто в мілководній осадовій зоні мілководної фази з характеристиками пошарово-контрольованого розподілу пластів[11].

### **2.3.3 Тріщинно-кавернозні колектори.**

Тріщинно-кавернозні колектори зі своїми порожнинами в основному утворюються шляхом розчинення після утворення тріщин під дією тектонічного стресу, а кругові та радіальні тріщини, які генетично пов'язані з кавернами, часто розвиваються на дахах каверн і стінах каверн. Основними резервуарними просторами є тектонічні тріщини та отвори для розчинів, що розвинулися вздовж тріщин. У північній частині нафтогазового родовища Тахе тектонічне напруження відносно локалізоване, як правило, тут розвинені неглибокі невеликі розломи. Атмосферні опади, багаті на CO<sub>2</sub>, мігрують вертикально вздовж розломів і розчиняють карбонатні утворення навколо розломів, що сприяє епігенетичному розвитку. Пори та каверн розчинення збільшують площу контакту між поверхневою рідиною та утворенням карбонатних порід, розширюють ефект розчинення та утворюють типові резервуари з тріщинними каверними (рис. 2.9).

Оскільки розвиток каверн в основному контролюється карстуванням у середньому каледонському періоді, цей тип резервуарів найбільш розвинений у межах 60 метрів від покрівлі формації Ййзьянфан, з подальшим пошаровим розподілом у формації Лянлітаг.



(а) Фото відслонення карстової каверни; (б)Тріщини, поверхня тріщини не є прямою через ефект розчинення; поверхня тріщини є нафтоносною

Рис. 2.9 - Типова характеристика карстового тріщинно-каверного колектору

#### 2.4 Оцінка фізичних властивостей карбонатних колекторів.

Фізичні властивості колектору є основним параметром для оцінки колекторських властивостей та проникності нафтогазового покладу. Однак карбонатний колектор у досліджуваному районі має багато типів, різну форму, різні розміри, сильну неоднорідність і велику кількість тріщин різного типу, що ускладнює всебічний аналіз реальної картини пористості та проникності колектору. Взагалі кажучи, дослідження умов пористості і проникності матриці в основному проводиться за



Згідно зі статистичними даними аналізу пор і проникності повного діаметра (табл. 2.4) трьох основних колекторів на досліджуваній території, можна побачити, що 38 зразків із 4 свердловин у формації Лянлітаг (O<sub>31</sub>) мають середній пористість 2,42%, середню вертикальну проникність  $0,14 \times 10^{-3} \mu m^2$ , середню горизонтальну проникність  $2,53 \times 10^{-3} \mu m^2$ ; 113 зразків із 7 свердловин у групі Ицяньфан (O<sub>2uj</sub>): середня пористість становить 1,83%, середня вертикальна проникність становить  $1,14 \times 10^{-3} \mu m^2$ , середня горизонтальна проникність становить  $2,43 \times 10^{-3} \mu m^2$ ; 59 зразків із 5 свердловин у формації Иншань (O<sub>1-2y</sub>) мають середню пористість 2,14%, середню

в

е  
р Таблиця 2.4 – Статистичні дані пористості та проникності повного діаметра зі

т статистикою розділів для деяких свердловин на півдні нафтагазове

и

родовище Тахе

Пласт	Кількість зразків	Пористість(%)		пр.верт. ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )		пр.гориз. ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	
		значення інтервалу	Середнє значення	значення інтервалу	Середнє значення	значення інтервалу	Середнє значення
а							
б							
в							
г							
Загалом							

у

Завдяки аналізу та порівнянню фізичних властивостей двох типів зразків можна побачити, що повний діаметр трьох основних колекторів на досліджуваній території відрізняється від результатів аналізу пор і проникності зразків керна.

о

н

Звичайні дані про пористість і проникність показують, що формація Ицянфан має найкращі умови пористості та проникності, за якою сліднують формації Иншань і формації Лянлітаг; тоді як дані про пористість і проникність повного діаметра показують, що формації Иншань і формації Лянлітаг мають кращу пористість і умови проникності. Це явище відображає те, що фізичні властивості карбонатних колекторів сильно неоднорідні через розвиток тріщин і пор, як у площині, так і у вертикальному напрямку.

### 3. Геофізичні характеристики карбонатних резервуарів на родовищі Тахе

Технологія геофізичного прогнозування карбонатного тріщинно-кавернозного колектора.

#### 3.1.1 Сейсмічні методи прогнозування.

Ордовицькі карбонатні колектори на нафтовому родовищі Тахе не тільки відрізняються за типом від деяких карбонатних нафтових і газових родовищ у східному Китаї, але також мають інші контролюючі фактори розвитку та розподілу, тому характеристики та моделі геофізичних реакцій також відрізняються. Використовуючи сейсмічні дані, дані буріння та каротажу в поєднанні з результатами досліджень попередників, протягом кількох років практики розвідки та розробки і досліджень, було встановлено набір методів і технологій, придатних для прогнозування карбонатних колекторів на родовищі Тахе.

Дослідження показують, що ця територія в основному постраждала від каледонського карстового перетворення, а дія герцинського карсту була слабкою. Тому великомасштабні пори, каверни та тріщини на півдні річки Тахе вважаються більш розповсюдженими, ніж основна площа, а розчинені пори та тріщини є найважливішим типом місця зберігання вуглеводнів в цій області.

Через велику глибину залягання ордовику, як правило, понад 5500 м, щільні карбонатні породи, швидке поширення сейсмічних хвиль, слабкі сигнали відбиття та дуже складні геофізичні властивості надали багато труднощів сейсмічній розвідці та розробці. В останні роки з розвитком геофізичних технологій багато вчених намагалися передбачити карбонатні тріщинуваті колектори, використовуючи різні геофізичні методи.

### 3.1.2 Технологія обробки даних каротажу свердловин.

Колекторській простів карбонатних колекторів на нафтогазовому родовищі Тахе в основному представлений порами, тріщинами та каверними. Тому, крім традиційного каротажу для цього типу колекторів необхідно проводити пластове азимутальне каротаже сканування мікроопору (FMI) тощо.

#### (1) Традиційні каротаж.

За останні роки технологія нафтогазового каротажу досягла швидкого прогресу. Завдяки комплексному аналізу даних каротажу, таких як гамма-гама-каротаж, каротаж БК, акустичний каротаж, нейтронні методи каротажу, літо-щільнісний каротаж тощо, може не тільки отримати характеристики колекторів з тріщинами та кавернами, а також може отримати відображення колекторів з системами мікротріщинуватості, так що можна встановити ознаки реакції каротажу на кривих звичайних методів каротажу.

Гамма-гама-каротаж (GR) вимірює радіоактивність гірської породи, вказуючи на вміст глинистих мінералів, розмір зерен та енергію осадження; крива питомого електричного опору (RT) визначає загальний питомий опір породи, який є функцією пористості та характеру рідини. Висока пористість зазвичай має низький питомий опір; крива акустичних хвиль (AC) вимірює час поширення звукової хвилі в пласті, який пов'язаний з пористістю та літологією, а значення коефіцієнту пористості можна отримати за допомогою значення кривої інтервального часу акустичної хвилі; криві щільнісного та нейтронного каротажу, можна використовувати для ефективного відображення пористості пласта.

#### (2) Пластовий скануючий каротаж мікроопору (FMI).

В останні роки технологія каротажу нафти і газу досягла швидкого розвитку, особливо технологія каротажу з використанням зображень FMI забезпечує ефективний спосіб встановлення свердловинних літологічних профілів, профілів колекторів нафти, газу і води. Попередні дослідження проводили порівняльний аналіз кернів і відповідних каротажних зображень FMI [13], які показують, що каротажні зображення FMI добре відображають відносно великі системи тріщин, але погано відображають системи мікротріщинуватості. Тому в аналізі даних інтерпретації каротажних зображень FMI водночас слід також звернути увагу на аналіз та інтерпретацію даних традиційного каротажу.

Скануючий каротаж (FMI) використовує вимірювання опору високої роздільної здатності для отримання електричного зображення поверхні стінки свердловини. На статичних і динамічних розширених зображеннях FMI можна ідентифікувати тріщини та розчинені пори, а також кількісно розрахувати такі параметри, як щільність тріщин, довжина та пористість.

## **3.2 Геофізична характеристика карбонатних колекторів.**

### **3.2.1 Характеристики сейсмічного відображення.**

На основі прогнозного моделювання та попередніх досліджень, у поєднанні з геологічними умовами та характеристиками сейсмічного відображення карбонатних колекторів на нафтогазовому родовищі Тахе, сейсмічні відображення структури карбонатних колекторів поділяються на контрастні «намистинчасті» (pink and well) відображення, хаотичні (chaotic) та слабкі відображення .

Контрастні «намистинчасті» відображення є основним об'єктом дослідження

розвідки та розробки карбонатних порід у Таримському басейні, і було доведено, що вони пов'язані із високою продуктивністю (рис. 3.1a). Коли відстань між тріщино-каверною ділянкою та її невідповідністю в карбонатній породі перевищує 30м, між «каверною» та компактною корінною породою будуть утворюватися багаторазові дифракції, а під час зображення дифрагованої хвилі утворюватимуться численні сильні відбиття по короткій осі. Зазвичай це реакція, характерна для вертикальних каверн, великих еліптичних резервуарів і багат шарових резервуарів. Коли поверхневі резервуари кори вивітрювання не розвинені, але розвинуті внутрішні резервуари, тоді проявляється сильне відображення на поверхні та «намистинчасті» відображення всередині (рис. 3.1b). Коли поверхневі і внутрішні резервуари кори вивітрювання розвинені і розділені товстими щільними шарами, то поверхневі слабо відображаються, а внутрішні – відображаються у вигляді «намистинок» (рис. 3.1c).

Хаотичні відображення часто складається з стрижня з поганою безперервністю, невизначеним напрямком, різною формою, сильною та слабкою амплітудою. Коли латерально випадково розподілені каверни-колектори складаються з невеликих вертикально товстих каверн і тріщин, структура сейсмічного відбиття характеризується сильними хаотичними відображеннями (рис. 3.1d,e). Слабкі відображення проявляються як малі або порожні значення відбиття на сейсмічному розрізі. Коли дрібномасштабні резервуари являють собою кавернозні колектори, тріщинуваті колектори або тріщино-кавернозні колектори знаходяться близько до кори вивітрювання, то вони демонструють слабкі характеристики відображення (рис. 3.1f).

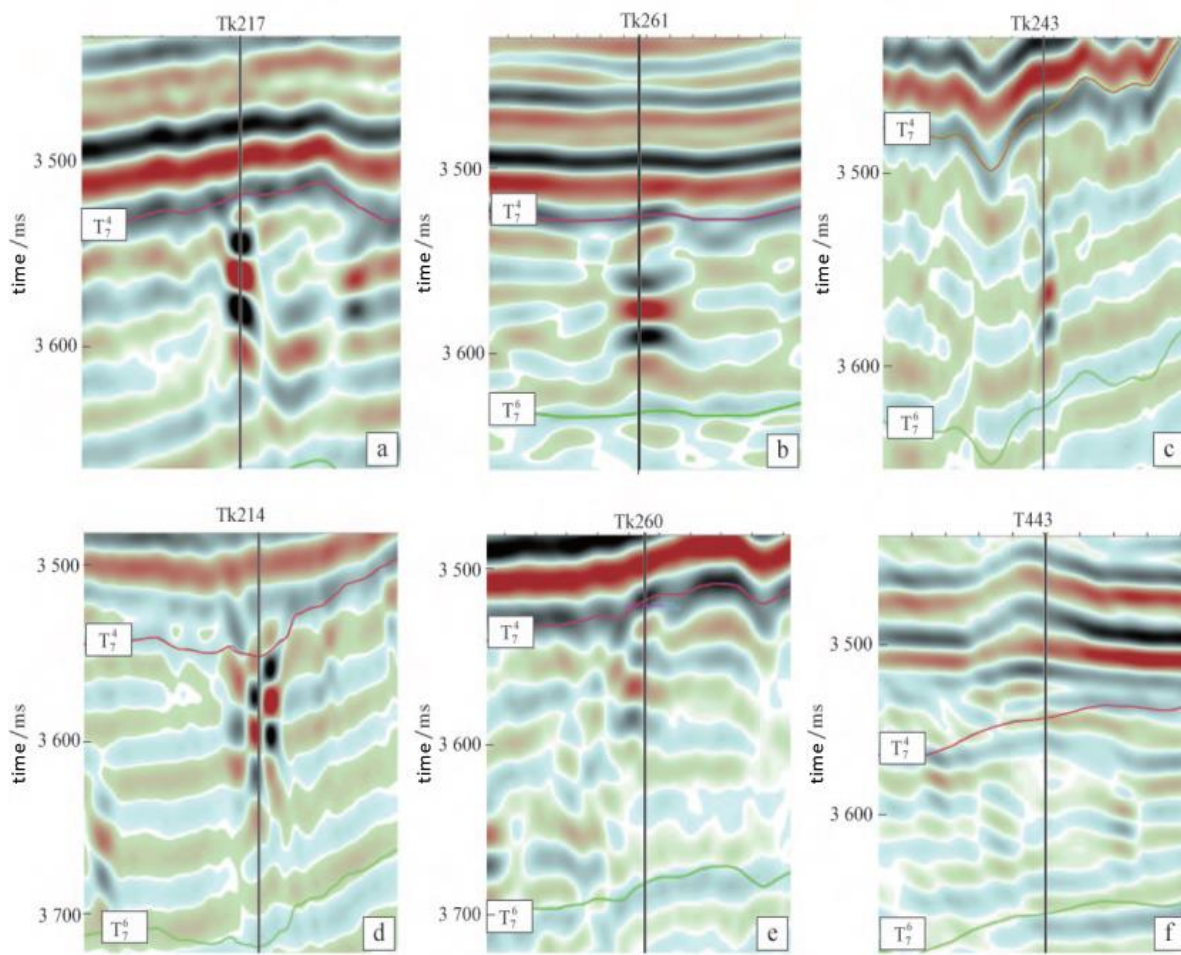


Рис. 3.1 Характерні профілі відображення форми хвилі карбонатного пласта на нафтогазовому родовищі Тахе (пояснення у тексті)

### 3.2.2 Характеристики каротажних реакцій.

Типи карбонатних колекторів різноманітні. За розвитком пор, каверн і тріщин і їх просторовим поєднанням в основному утворюються тріщинні, тріщинно-порові і тріщинно-каверни типи. Відповідно до характеристик карбонатного резервуарного простору в цьому районі характеристики каротажу підсумовані таким чином:

① Значення питомого опору суттєво зменшуються, і існує позитивна різниця значень «глибокого» та мікро- електричного питомого опору. Ступінь зменшення залежить від ступеня промивальної рідини, геометрії та складу

заповнювача тріщин і каверн, а також пов'язане зі ступенем звивістості та сполученістю порових порожнин у пласті.

- ② Нейтронна пористість значно збільшується в інтервалах розвитку тріщин.
- ③ Амплітуда інтервального часу акустичної хвилі збільшується коли в породі переважають карстові каверни, збільшення є очевидним; коли в породі переважають тріщини то збільшення невелике.
- ④ Крива спектрального гамма- каротажу (по урану) зростає за рахунок збільшення вмісту урану (U).
- ⑤ Акустичний інтервальний час та значення питомого опору часто мають невеликі коливання в розрізі напроти тріщин.

Відповідно до різних типів колекторів, вищезазначені три типи резервуарів мають різні характеристики каротажу, які описані наступним чином:

#### (1) Тріщинні колектори.

Такі колектори широко поширені на цій території. У них переважають тріщини, а поровий тип та каверни не дуже розвинені. Основними характеристиками відгуку каротажу є те, що слабо реагують інтервальний час акустичного каротажу, густина та нейтронна пористість, опір бокового каротажу має середнє та високе значення (зазвичай  $400,0 < R_t < 1000,0 \Omega \cdot m$ ), а «глибокий» та «малий» опір бокового каротажу напроти розривів з великим кутом падіння (більше 60) створюють «позитивну різницю»; розломи з низьким кутом падіння викликають «негативну різницю», а також зменшують її меншують, але вона все ще вище, ніж у інших типів колекторів. Природне значення ГК низьке, 5~15 API, з помірною зміною, близько до базової лінії чистого вапняку, а три криві каротажу пористості не сильно відрізняються від щільного вапняку (рис. 3.2).

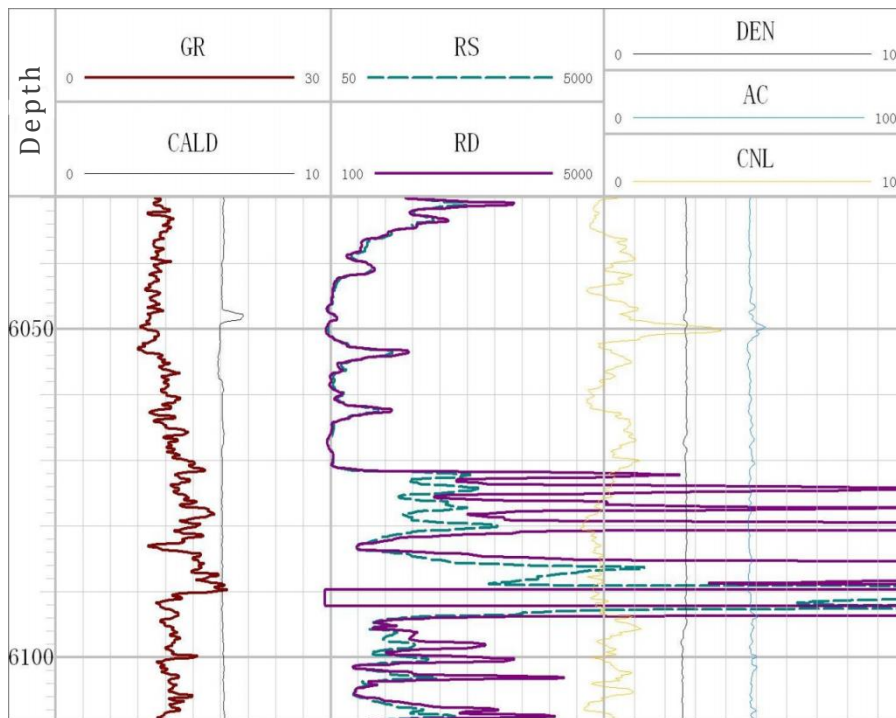


Рис. 3.2 - Характеристики відгуку каротажу напроти тріщинних колекторів

## (2) Тріщинно-порові колектори.

Електрична характеристика цього типу колектора знаходиться між колектором із розчиненням кавернами і тріщинуватим колектором. Електричні характеристики цього типу колектора знаходяться між колектором кавернового типу та колектором тріщинного типу, тобто вони мають нижчі природні значення гамма-випромінювання та більш високі значення питомого опору (100-400 $\Omega$ .м), і є певна позитивна різниця амплітуд опорів зондів різної глибинності, значення відгуку акустичної хвилі та нейтронного каротажу збільшуються; значення відгуку щільнісного каротажу зменшується, і ця зміна має синхронний ефект, але амплітуда не така хороша, як у типу колекторів з кавернами розчинення. Проте, порівняно з тріщинуватими колекторами та щільними пластами, значення

питомого опору тріщинно-пористих колекторів значно нижче, а значення відгуку каротажу пористості має очевидні синхронні зміни (рис. 3.3).

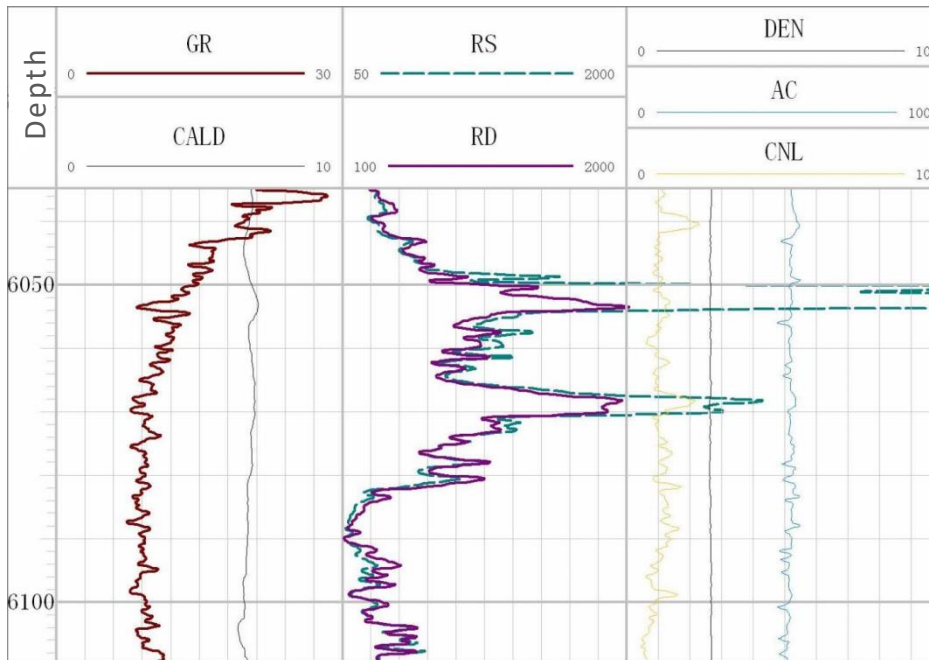


Рис. 3.3 - Характеристики відгуку каротажу напроти тріщинно-порових колекторів

### (3) Тріщинно-кавернозні колектори.

Основними характеристиками цього типу колектора з точки зору реакції каротажу є те, що природне значення гамма-випромінювання трохи вище, ніж значення матричного щільного породного утворення, що вказує на заповнення пустот аргілітом; значення питомого опору є невисоким, коливається від десятків до сотень  $\Omega \cdot \text{м}$ . з очевидною позитивною різницею амплітуд різноглибинних зондів, тобто глибоке значення бокового питомого опору більше, ніж значення неглибокого бокового питомого опору, і часто спостерігаються різкі зміни високої та низької амплітуди. Акустичний інтервальний час може проявлятися явним збільшенням або стрибком. Значення густини породи значно знизилася.

Нейтронна пористість аномально збільшується. Під час буріння великих карстових каверн виникають такі явища, як втрата циркуляції або поглинання. Традиційна крива каротажу показує, що діаметр свердловини серйозно збільшений, а значення «глибокого» бокового опору різко зменшується та показує позитивну різницю з малими зондами. Природне гамма-випромінення становить 15-25 API. Каротажна лінія кривої пористості змінюється аномально (що вказує на високу пористість), густина стає нижчою, а акустична крива пористості стає більшою (рис.

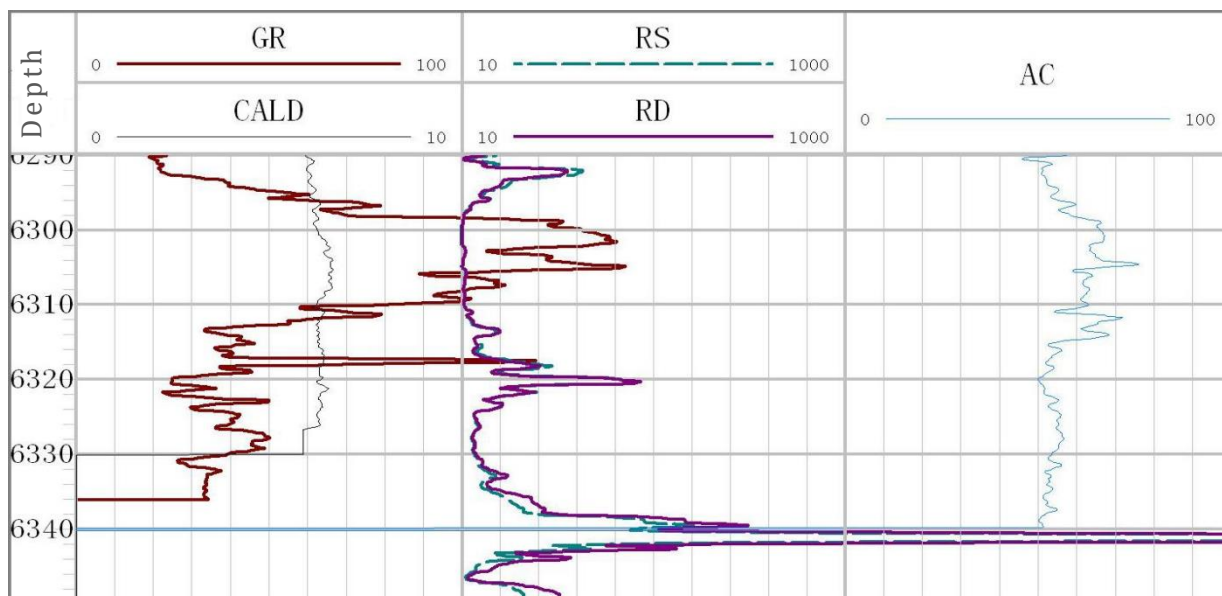


Рис. 3.4 - Характеристики відгуку каротажу напроти тріщинно-кавернових колекторів

### 3.2.3 Аналіз сейсмічної інверсії.

Завдяки аналізу геологічних, сейсмічних та інших вимірювальних даних на Тахе нафтогазового родовища, було визначено тип відкладів карбонатних порід-резервуарів та відповідні характеристики відбивання сейсмічних хвиль, що

дозволило побудувати фізичну модель порід. На основі теорії Байєса було використано геологічні знання, вимірювальні дані та інтерпретацію сейсмічних даних як апіорну інформацію, що обмежила результати інверсії. Інтегруючи функції їх ймовірнісних щільностей, було отримано апостеріорну щільність інформації про розвиток розщільненого резервуару, тобто просторові закономірності формування резервуару з карстовими порожнинами.

Рис. 3.5 показує результати оригінального сейсмічного профілю, обмежену інверсію вимірювань та інверсію індикатора хвиль. На оригінальному профілі розущільнений резервуар представлений великими плямами сильних амплітудних відбивань у вигляді "намиста" та слабких відбивань. Це дозволяє приблизно визначити положення резервуару, але неможливо визначити вертикальні перекриття резервуарів, горизонтальні межі резервуарів та їх конкретну форму.

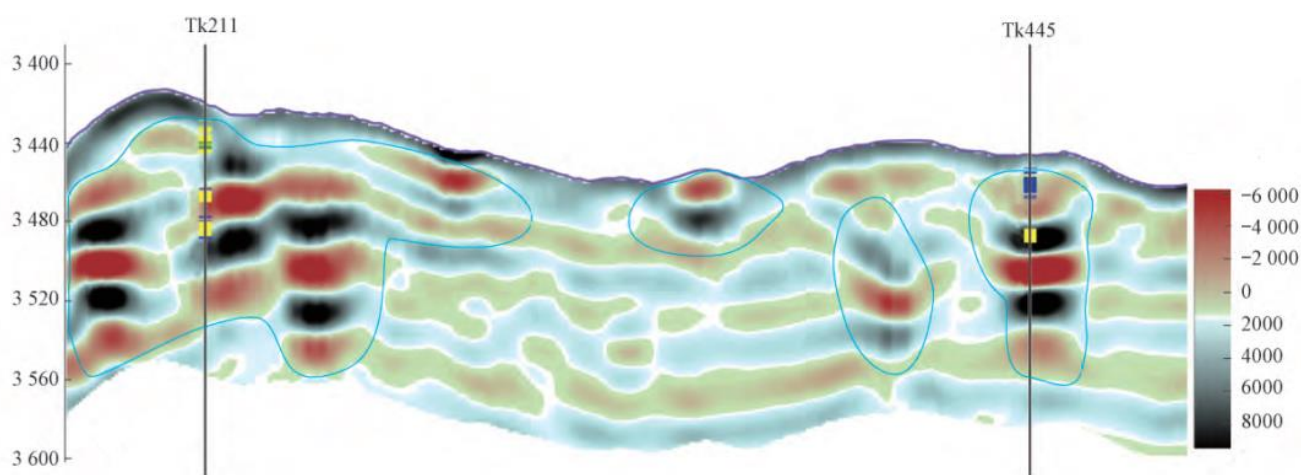


Рис. 3.5 - Хвильовий сейсмічний профіль через свердловини Tk211-Tk445 на нафтогазовому родовищі Тае

Горизонтальні зміни сейсмічних хвиль можуть добре відображати

закономірності горизонтальних змін у резервуарах зі свердловинами та карстом. Різні типи резервуарів відображаються різними характеристиками сейсмічних відбиттів, такими як ряди сильних відбивань для великих карстових каверн, хаотичні відбивання для резервуарів з тріщинами та порами, та слабкі відбивання для резервуарів з розвиненими тріщинними зонами.

Лог-контрольна сейсмічна інверсія є інверсією на основі моделі. Як можна побачити на рис. 3.6, вертикальна роздільна здатність результатів інверсії в точках свердловин досить велика, але так як вихідна модель імпедансу була інтерпольована і екстрапольована на основі свердловинних даних, її горизонтальна безперервність досить хороша.

Однак у відкладах ордовіку на родовищі Тахе глибина залягання карбонатно-рифтових порід висока; розподіл резервуара контролюється безліччю факторів, таких як розломи, карстова дія тощо. Тому для таких резервуарів, як карбонатні рифтові породи з тріщинами та кавернами, які мають швидку горизонтальну зміну, прогнозування міжсвердловинного простору за допомогою лог-контрольної сейсмічної інверсії має свої обмеження.

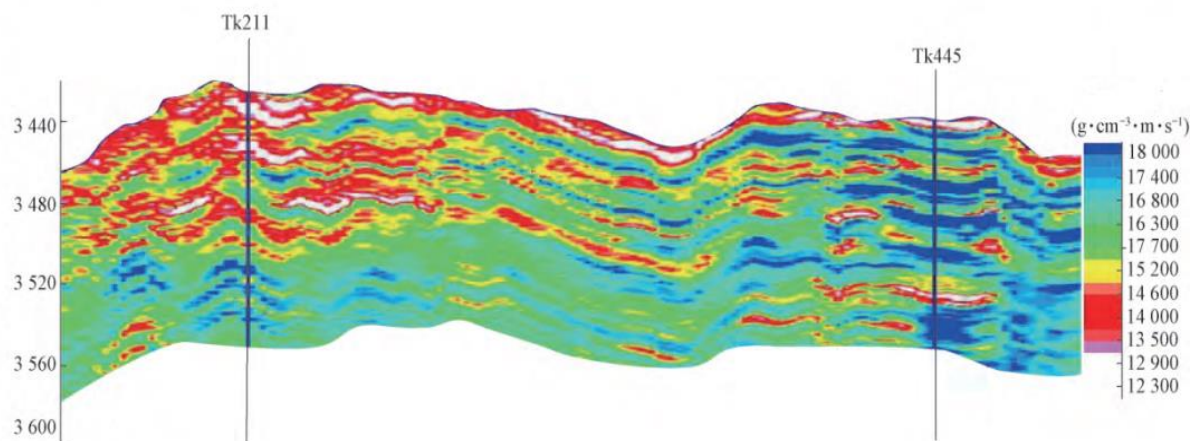


Рис. 3.6 - Хвильовий сейсмічний інверсійний розріз між свердловинами Тк211-Тк445 на нафтогазовому родовищі Тахе

Тому під час інверсії, базованої на характеристиках сейсмічних хвиль, було обрано найкращі приклади та застосовано лінійну незміщену оптимальну оцінку для невідомих точок з використанням початкових даних та просторових характеристик зразків, зв'язаних зі свердловинами. За умови обмеження сейсмічних хвиль було ефективно покращено високочастотну інформацію та результати інверсії дозволили добре розрізняти просторові закономірності розподілу різних типів резервуарів (рис.3.7). Частина розрізу з низьким значенням імпедансу (тобто частини зі значеннями імпедансу менше  $15500 \text{ g}\cdot\text{cm}^{-3}\cdot\text{ms}^{-1}$ ) є резервуарами типу значної пористості та добрих інших колекторських властивостей. Для резервуарів з меншою пористістю зміни імпедансу в основному відображаються у різниці властивостей, де значення імпедансу є меншими, відповідає типу резервуарів з тріщинами-порами (тобто імпеданс від 14100 до  $16400 \text{ g}\cdot\text{cm}^{-3}\cdot\text{ms}^{-1}$ ), як наприклад, у розрізі свердловини Тк211, де на поверхні розвинулася ділянка резервуару типу тріщини-пори, проте це не можна побачити на сейсмічному профілі, в той же час це відображається на профілі інверсії. Типи пластів з тріщинами головним чином представлені ділянками з високою величиною імпедансу, які розвинуті в зоні витруювання і зоні тектонічних деформацій. Максимальне значення імпедансу спостерігається в карбонатній базальній товщі, головним чином на зображенні проміжних та світло-синіх зон.

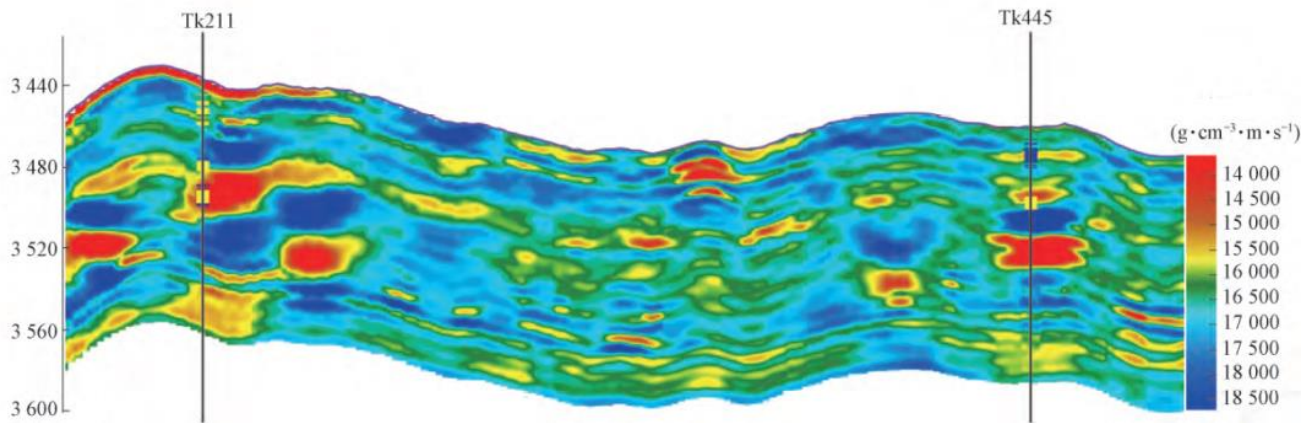


Рис. 3.7 - Хвильовий сейсмічний інверсійний розріз між свердловинами Tk211-  
на нафтогазовому родовищі Тахе

Також на площині обернення можна побачити, що заповнені тріщини та пори, що зберігаються в складі пластів, є в основному каналоподібними кавернами та окремими карстовими кавернами. Навколо карстових каверн розвинуто порожнисто-тріщинні типи пластів. Пластові запаси в основному розподіляються в північній частині досліджуваної області (рис. 3.8). Горизонтальний розподіл тріщинних типів відповідає геологічному розумінню.

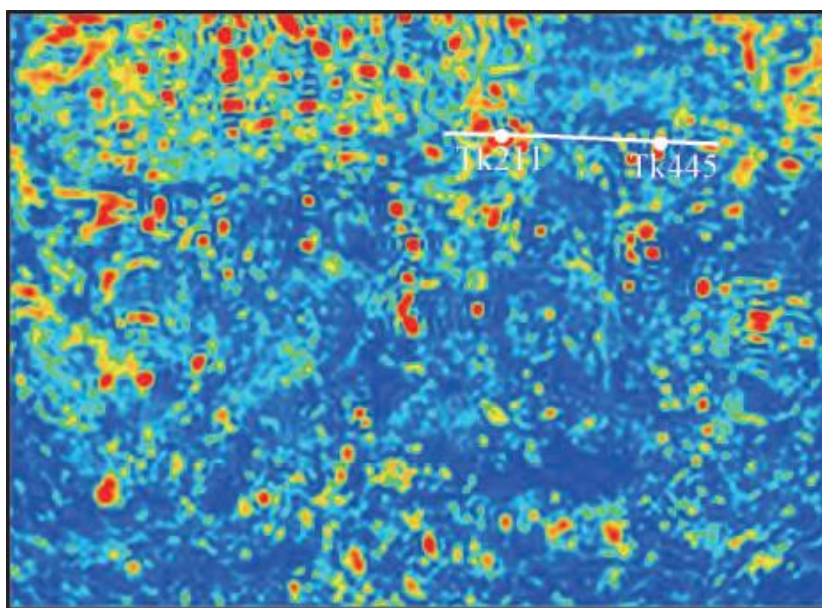


Рис. 3.8 - Зображення хвильових плоских атрибутів за результатами інверсії  
на родовищі Тахе

## 4. Оцінка карбонатного резервуару на родовищі Тахе

### 4.1 Характеристика поширення карбонатних колекторів.

Формування, ступінь розвитку, якість і регіональний розподіл ордовицьких карбонатних колекторів на нафтовому родовищі Тахе контролюються розподілом поясів осадових фацій, діагенетичною трансформацією та структурним фоном. Завдяки дослідженням літології, діагенезу, седиментації та структури карбонатних колекторів на досліджуваній території, у поєднанні із застосуванням методів прогнозування параметрів сейсмічних атрибутів і каротажу, виявлено вертикальний і горизонтальний розподіл колекторів на цій території.

#### (1) Горизонтальна площина.

Згідно з регіональним уявленням, основними типами осадових областей карбонатних порід ордовицького періоду в нафтогазовому родовищі Тахе є платформні та мілководні шельфові осади, що сприяло розвитку різноманітних типів резервуарів та утворенню доброякісних резервуарних пластів. Шляхом аналізу геологічних, сейсмічних та лінійних параметрів, а також використання різних методів обробки геофізичних даних, були визначені особливості вертикального та горизонтального розподілу резервуарних пластів у досліджуваній зоні.

Багато аномальних зон мають форму пальцевидних та плитоподібних структур, що свідчить про те, що розвиток резервуарних пластів є результатом впливу високих положень поверхонь та зон руйнування. У свердловинах S108, S112, S112-1, S117, S116-2, S106, S106-1, S106-2, S106-3, S106-4, T913, T904 були

отримані високопродуктивні ділянки. Однак, деякі ділянки в аномальній зоні мають низькі резервуарні характеристики та високі ризики їх використання, що зумовлено низькою роздільною здатністю сейсмічних даних, тому необхідно проводити більш детальну оцінку за допомогою інших методів.

(2) Вертикальна площина.

Геологічне середовище ордовіцьких пластів на нафтогазовому родовищі Тахе різне в часі та просторі, тому розвиток карбонатних колекторів у різних пластах має свої особливості. Верхній ордовик відноситься до карбонатних порід фації континентального шельфу, яка містить більше сланців і слаборозвинених колекторів; середній і нижній ордовик належить до карбонатних порід відкритої платформно-окраїнної фації, але хоча пористість матриці низька, а проникність погана, через вплив структури та каледонського карстування утворилися карбонатні тріщинно-порожнинні колектори. Згідно зі статистичними даними глибини поверхні  $T_7^4$  12 свердловин із дебітом з трьох основних колекторів ордовику, виявлено, що пласти розробки колекторів зосереджені в основному в діапазоні 0-60 метрів у верхній частині формації Ицянфан, а деякі з них можуть досягати глибини 60-120 м (Табл. 5.1).

Таблиця 5.1 - Статистичні дані буріння на ордовик та поглинань бурового розчину на родовищі Тахе

Свердловина	Індекс	Розріз свердловини	Дебіт	Глибина, м витоку з свердловини



великих розчинних каверн, або малими, розміром до міліметрів, у вигляді всіх видів пор, а також мікропор розміром у мікрометрах, включаючи складні, різного розміру та типу розломи. Крім того, обмеженість вибірки при бурінні свердловин в експлуатаційній зоні, а також обмежені дані щодо властивостей проб при їх отриманні, дозволяє лише за допомогою звичайних лабораторних вимірювань параметрів фізичних властивостей зробити правильну оцінку. Тому у статті буде проведено комплексну оцінку на основі аналізу параметрів фізичних властивостей при взятті зразків, даних геофізичних досліджень, прогнозування покладів на основі сейсмічних досліджень та інших даних [23].

Обрані такі характеристики, як параметри фізичних властивостей, ступінь розвитку тріщин, результати каротажу та параметри сейсмічних атрибутів, щоб провести комплексну оцінку колектору для кожної свердловини в досліджуваній зоні (Табл. 5.2).

Таблиця 5.2 - Оцінка ордовицького карбонатного резервуара Тахе

Оцінка параметра резервуара (бали)	Фізичні параметри		Щільність розвитку тріщин	Результати каротажу свердловин	Характеристики параметрів сейсмічних атрибутів
	Пористість (%)	Проникність μm			
				Тріщинно-кавернові, каверново-	Більше чотирьох атрибутів ненормально

				тріщинні та тріщинно-порові	накладаються
█	█	█	█	Тріщинні	Аномальне накладення більше трьох атрибутів
█	█	█	█	Інші	Два або більше атрибутів ненормально накладаються

(1) 3 бали для пористості  $>2\%$ , 2 бали для  $1\% \sim 2\%$ , 1 бал для  $<1\%$ ; 3 бали для проникності  $>5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 2 бали для  $1 \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 3 бали для  $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ .

(2) Ступінь розвитку тріщини: 3 бали за щільність розвитку  $>50$  перетинань/м, 2 бали для 10-50% перетинань/м і 1 бал для  $<10$  перетинань/м.

(3) Результати каротажу: 3 бали для типу тріщини, каверно-тріщини, 2 бали для тріщини та 1 бал для інших типів.

(4) Характеристики параметрів сейсмічних атрибутів: 3 бали за перекриття чотирьох або більше аномалій атрибутів, 2 бали за перекриття трьох або більше аномалій атрибутів і 1 бал для перекриття двох або більше аномалій атрибутів.

█ Додавши оцінки за кожним параметром, результат, що перевищує 10 балів, відносить до добрих резервуарів, результат від 5 до 10 балів - до відносно добрих резервуарів, менше 5 балів - до поганих резервуарів.

Свердловина S108 розташована в зоні перекриття чотирьох типів аномалій сейсмічних атрибутів. Матрична пористість формації Лянлітаг становить 1- 3,8%,

проникність  $0,07 \times 10^{-3} \text{ м}^2$ , відповідь каротажу: є тріщинуватий колектор, а середня щільність тріщин 17 перетинань/м, комплексна оцінка 10 балів. Матрична пористість формації Ицяньфан становить 0,5-2,5%, відповідь каротажу – тріщинуватий колектор, рівень вмісту нафти та газу в каротажі бурового розчину – це сліди нафти, середня щільність тріщинуватості – 17,5 перетинань/м, а комплексна оцінка – 10 балів. Тому фізичні властивості карбонатних колекторів краще оцінювати в свердловині S108.

На основі всебічної оцінки та оцінки по 30 свердловинах, у поєднанні зі ступенем розвитку каледонського карсту, структурно-тектонічною обстановкою, літологією та літофаціями, три групи основних колекторів у досліджуваній області, а саме формація Лянлітаг, формація Ицяньфан та формація Иншань були проведені оцінки, які всебічно продемонстрували розвиток і поширення кожного комплексу пезервуарів на території дослідження.

Вміст сланців у формації Лянлітаг є відносно високим, а його карстування та розвиток тріщин відносно слабкі, тому загальний рівень розробки колектора невисокий, а сприятлива товщина колектора мала (рис. 4.1). Хороші колектори в основному поширені в районах свердловин, таких як S108-S115, S116-S106-S117, S110-S113 і S107-T904, які майже смугасті з півночі на південь (рис. 4.1).

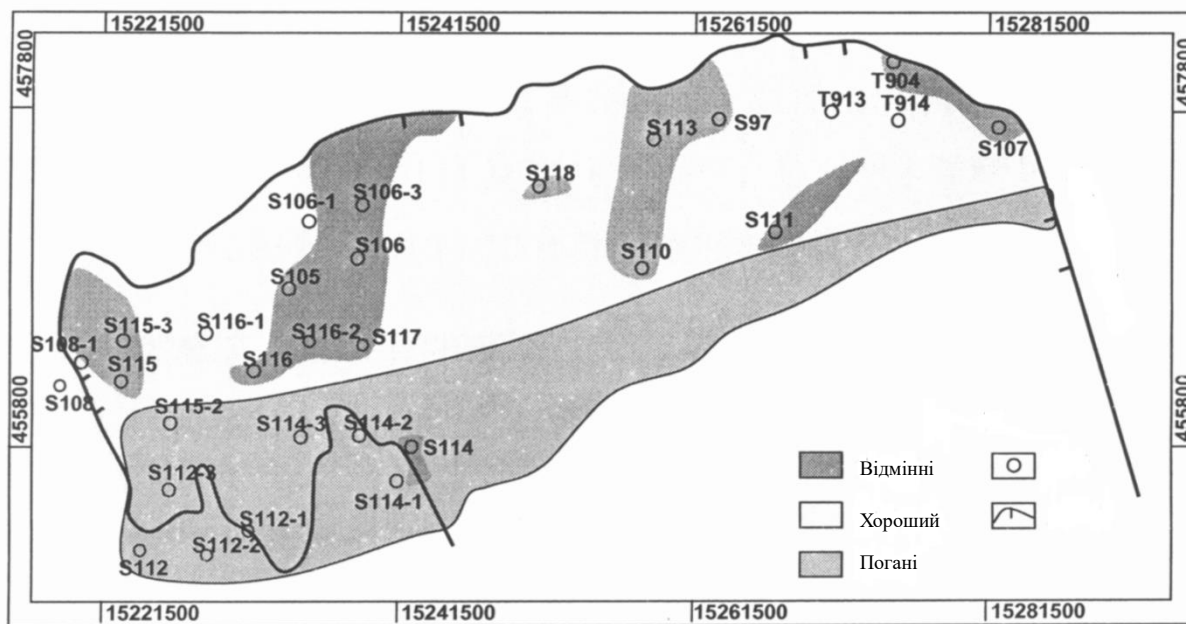


Рис. 4.1 – Карта-схема оцінки колекторів ордовицької формації Лянлітаг на родовищі Тахе

Формація Ицяньфан є найважливішим резервуаром у досліджуваному районі, і якість резервуару на заході вища, ніж на сході. На заході досліджуваного району велика кількість дуже хороших і хороших колекторів розподілена безперервно, наприклад, у таких свердловинах, як S115-S112-2, S116-S116-1, S116-2-S117-S106-3, S114 -3-S114 і S118, велика кількість кращих колекторів розподілена в смугах з півночі на південь, тоді як добре освоєною є лише зона свердловин S111-T913-T904 на сході (рис. 4.2).

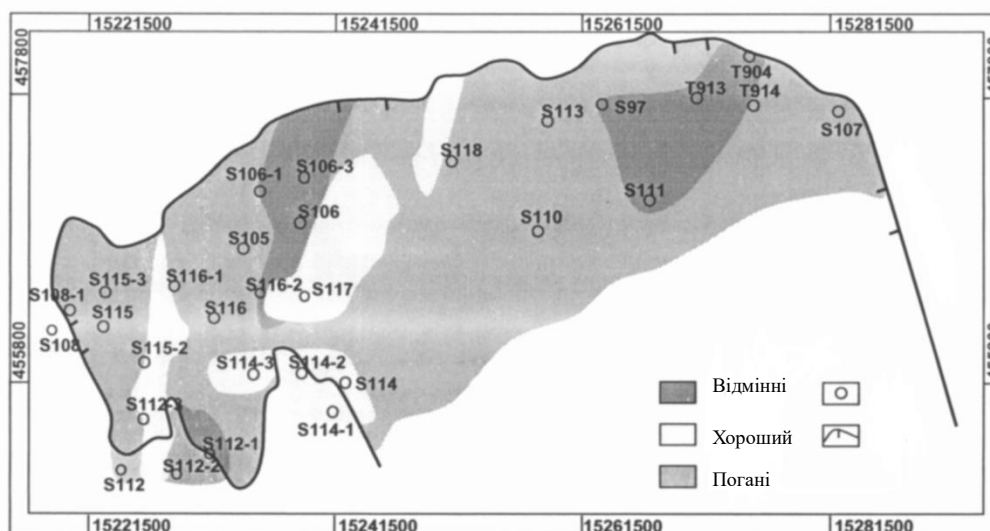


Рис. 4.2 - Карта-схема оцінки колекторів ордовицької формації Ицянфан на родовищі Тахе

Формація Иншан вкрита верхньоордовицькою формацією Сангтаму, а ранній герцинський карст не був розвинений. Контрольована середньокаледонськими розломами, пов'язаними тріщинами та каледонським карстом, розвиток колектора не такий добрий, як у формації Цзяньфан. резервуарів не так багато, і добре розвинені резервуари в основному розташовані в районах свердловин, таких як S108-S108-1, S106-3S116-2-S116, S113-S110, S111-T904 і S112-2 на південь від лінії соляних тіл кам'яновугільного періоду (рис. 4.3).

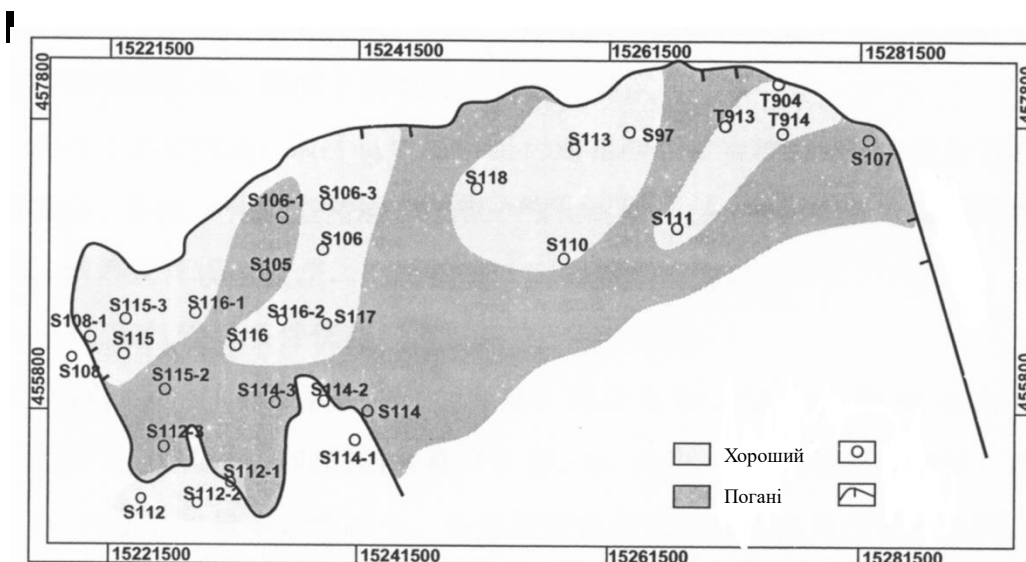


Рис. 4.3 - Карта оцінки колекторів ордовицької формації Иншан на родовищі Тахе

### Висновки

Вивчення та аналіз значної кількості літературних джерел, наявної у відкритому доступі геофізичної та геологічної інформації дозволили зробити наступні висновки щодо оцінки продуктивності ордовицьких карбонатних резервуарів на нафтогазовому родовищі Тахе в Таримському басейні:

- (1) Ордовицькі карбонатні породи на нафтогазовому родовищі Тахе Таримського басейну в основному складаються з мікрітового вапняку та зернистого вапняку,

- і сума частоти появи обох становить понад 95% від загальної кількості породних зразків. Формування пластового простору з переважанням тріщино-кавернового типу.
- (2) Відповідно до різних комбінацій тріщин і розчинених пор у просторі, виділяються три різні типи колекторів: тип каверново-тріщинний, тип тріщинний і тип тріщинно-поровий. Колектори каверново-тріщинний і тріщинний мають кращу продуктивність.
- (3) Звичайні дані про пористість і проникність показують, що формація Ицянфан має найкращі умови для великих значень пористості та проникності, за якою йдуть формації Yingshan і формації Лянлітаг. Це показує, що фізичні властивості резервуарів карбонатних порід сильно неоднорідні як у площині, так і у вертикальному напрямку, а тріщини та великі пори розчинення є ключовими для визначення продуктивності резервуара для зберігання та просочування.
- (4) Шляхом виділення таких параметрів, як швидкість зміни амплітуди, швидкість зміни фази та абсолютне значення амплітуди, модель сейсмічного відгуку ефективного резервуара встановлюється наступним чином: стародавня структура + сильне "намистинкове" відображення, сильна амплітуда та швидкість зміни фази, низькочастотна слабка когерентність .
- (5) Звичайні характеристики реакції каротажу для трьох різних типів резервуарів підсумовуються, а також встановлені моделі реакції каротажу для різних колекторів на території дослідження. Характеристики відгуку каверни-тріщини: очевидна позитивна різниця у значеннях питомого опору різноглибинних зондів; збільшення або стрибки значень інтервального часу акустичної хвилі; аномальне збільшення нейтронної пористості; очевидне зменшення густини

породи. Характеристики реакції типу руйнування такі: для тріщин під великим кутом питомий опір різноглибинних зондів БК дещо зменшується та має позитивну різницю, а крива інтервального часу акустичної хвилі м'яко зростає; як правило, різниці немає або є негативна різниця в значеннях питомого опору БК і БМК, а крива інтервального часу акустичної хвилі збільшується або навіть стрибає; Характеристики реакції тріщинних колекторів: для тріщин під великим кутом питомий опір різноглибинних зондів БК дещо зменшується та має позитивну різницю, а крива інтервального часу акустичної хвилі м'яко зростає; як правило, різниці опорів різноглибинних зондів БК немає або є негативна різниця, а крива значень інтервального часу акустичної хвилі збільшується або навіть стрибає.;

- (6) На основі вивчення регіонального геологічного фону три групи основних колекторів у досліджуваній області були комплексно оцінені шляхом вибору фізичних параметрів, щільності розвитку тріщинуватості, результатів реакції каротажу та параметрів сейсмічних атрибутів. Зони свердловин, такі як S116-поширення якісних колекторів.

## ЛІТЕРАТУРА

1

2

3

4

5

6

7

8

HYPERLINK

<https://www.cnki.net/kns/Detail?sfield=fn&QueryID=0&CurRec=2&recid=&FileName=DQXB200205013&DbName>

HYPERLINK

<https://www.cnki.net/kns/Detail?sfield=fn&QueryID=2&CurRec=8&recid=&FileName=SYYT200705019&DbName>

Characteristics, origin and distribution of dolomite

reservoirs in Lower-Middle Cambrian, Tarim Basin, NW China

[7] James L.Wilson, 1975, Carbonate facies in geology history

[8] Kang Z L,Rong Y, 2014, Approach to Karst Reservoir Types and Classification of Ordovician Carbonate in Tahe Oilfield

[11] Chen S, 2007, The Research on Characteristics of Ordovician Palaeokarst and Reservoir in Tahe Oilfield, [Chengdu University of Technology]

[13] San X B, 2003, Research on carbonate reservoir prediction in Tahe oilfield. XinXing Petroleum Company

[14] Zhang Z T, 1998, Carbonate Reservoir Geology[M], University of Petroleum Press

[15] Z

e

r

~

HYPERLINK

"<https://www.cnki.net/kns/Detail?sfield=fn&QueryID=0&CurRec=1&recid=&FileName=DKYT200906017&DbName>

=

H

Y

P



