

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ ХАРКІВСЬКИЙ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ імені В.Н. КАРАЗІНА**

Факультет геології, географії, рекреації і туризму

Кафедра фундаментальної та прикладної геології

До захисту допустити

зав. кафедри _____ **Вячеслав ПЕТІК**

«___» _____ 2025 р.

**“ГЕОЛОГІЧНІ ТА ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМАЦІЇ
ТРИ-ФОРКС У МЕЖАХ ОСАДОВОГО БАСЕЙНУ ПІВНІЧНО-
АМЕРИКАНСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ”
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА**

Виконала:

студентка 2 курсу магістратури
групи ГН-21

спеціальність 103 «Науки про
Землю» освітньо-професійна
програма:

«Геологія нафти і газу»

Ірина СКАЛЬСЬКА _____

Науковий керівник:

канд. техн. наук, доцент

Вячеслав ПЕТІК _____

Дипломна робота захищена з оцінкою

_____ *Голова ЕК* _____

_____ *Секретар ЕК* _____

« ___ » _____ 2025 р.

Харків, 2025

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГІОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	7
1.1. Географічне та адміністративне положення	7
1.2. Фізико-географічні умови.....	8
1.3. Історія геологічного вивчення та освоєння регіону	9
1.4. Стратиграфія осадового басейну	10
1.5. Тектонічна будова регіону.....	11
1.6. Історія геологічного розвитку регіону	12
1.7. Гідрогеологічні умови.....	14
1.8. Нафтогазоносність регіону	14
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ФОРМАЦІЇ ТРИ-ФОРКС	17
2.1. Детальна геологічна будова формації.....	17
2.2. Структурні особливості формації	21
2.3. Колекторські властивості порід.....	27
2.4. Параметри продуктивних пластів	33
2.5. Розчленованість та неоднорідність розрізу	38
2.6. Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів.....	44
2.7. Запаси вуглеводнів.....	50
РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ФОРМАЦІЇ ТРИ-ФОРКС	55
3.1. Проектні рішення з розробки родовищ.....	55
3.2. Характеристика фонду свердловин.....	60
3.3. Поточний стан розробки формації	65
3.4. Система підтримання пластового тиску	70
3.5. Енергетичний стан покладів.....	75
3.6. Аналіз обводнення продукції	80
3.7. Контроль та регулювання процесу розробки	85
ВИСНОВКИ	90
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	94
ГРАФІЧНІ ДОДАТКИ.....	101

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Формація Три-Форкс пізньодевонського віку у межах осадового басейну Віллістон представляє один із найбільш перспективних об'єктів нетрадиційного видобутку вуглеводнів у Північній Америці. Після технологічного прориву у 2007 році, пов'язаного із застосуванням горизонтального буріння та багатостадійного гідравлічного розриву пласта, формація Три-Форкс стала другим за значенням продуктивним горизонтом басейну Віллістон, забезпечуючи близько 25-28 відсотків від загального видобутку нафти в регіоні. Накопичений видобуток нафти з формації з 2007 до 2024 року перевищив 1,4 мільярда барелів, що становить лише 32-35 відсотків від початкових доведених запасів, вказуючи на значний залишковий ресурсний потенціал.

Незважаючи на інтенсивне промислове освоєння з бурінням понад 12 тисяч горизонтальних свердловин, геологічна будова та петрофізичні особливості формації Три-Форкс характеризуються значною складністю та неоднорідністю. Товщина формації варіює від нуля на периферії басейну до 73 метрів у центральній частині, пористість змінюється від 2 до 18 відсотків, а проникність коливається від 0,001 до 10 міліДарсі, що створює значні виклики для прогнозування продуктивності свердловин та оптимізації стратегії розробки родовищ. Латеральна та вертикальна мінливість літологічного складу, колекторських властивостей та структурних особливостей формації потребує детального геологічного вивчення для максимізації коефіцієнта вилучення вуглеводнів, який на сьогодні становить лише 10-13 відсотків від геологічних запасів.

Поточний стан розробки формації Три-Форкс характеризується прогресуючим виснаженням природної пластової енергії зі зниженням середнього пластового тиску на 20-40 відсотків від початкового рівня, що призводить до необхідності переведення більшості свердловин на механізований спосіб видобутку та вимагає впровадження систем підтримання пластового тиску для підвищення ефективності розробки. Комплексне дослідження

геологічних та петрофізичних особливостей формації, аналіз поточного стану розробки та розробка науково обґрунтованих рекомендацій щодо оптимізації видобутку вуглеводнів є актуальними завданнями сучасної нафтогазової геології, вирішення яких дозволить залучити до розробки додаткові запаси нафти та підвищити економічну ефективність проектів.

Мета роботи полягає у комплексному дослідженні геологічних та петрофізичних особливостей формації Три-Форкс у межах басейну Віллістон, аналізі поточного стану розробки родовищ та розробці рекомендацій щодо оптимізації видобутку вуглеводнів.

Основні завдання дослідження:

1. Проаналізувати загальну геологічну характеристику регіону досліджень, включаючи географічне положення, фізико-географічні умови, історію геологічного вивчення, стратиграфію, тектонічну будову, гідрогеологічні умови та нафтогазоносність басейну Віллістон.

2. Дослідити детальну геологічну будову формації Три-Форкс, включаючи літологічний склад, внутрішню стратифікацію, седиментологічні особливості, мінеральний склад та діагенетичні перетворення порід.

3. Охарактеризувати структурні особливості формації, включаючи структурне положення, розломну тектоніку, тріщинуватість порід та їх вплив на нафтогазоносність.

4. Вивчити колекторські властивості порід формації, включаючи пористість, проникність, типи порового простору та фактори контролю колекторських параметрів.

5. Встановити параметри продуктивних пластів, їх розчленованість та неоднорідність розрізу.

6. Дослідити фізико-хімічні властивості пластових флюїдів, включаючи нафту, газ та пластову воду.

7. Оцінити запаси вуглеводнів формації Три-Форкс за різними категоріями та проаналізувати динаміку їх відробітку.

8. Проаналізувати проектні рішення з розробки родовищ, характеристику фонду свердловин, поточний стан розробки, системи підтримання пластового тиску, енергетичний стан покладів, обводнення продукції та контроль процесу розробки.

9. Розробити рекомендації щодо оптимізації розробки родовищ формації Три-Форкс та підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

Об'єкт дослідження – формація Три-Форкс пізньодевонського віку у межах осадового басейну Віллістон Північно-Американської платформи.

Предмет дослідження – геологічні та петрофізичні особливості формації Три-Форкс, закономірності розподілу колекторських властивостей порід, параметри продуктивних пластів, характеристики пластових флюїдів, запаси вуглеводнів та особливості розробки родовищ.

Методи дослідження. У роботі використано комплекс методів геологічних досліджень, включаючи аналіз та узагальнення геологічної, геофізичної та промислової інформації з понад 15 тисяч свердловин, інтерпретацію результатів лабораторних досліджень керн з більш ніж 500 свердловин, аналіз даних геофізичних досліджень свердловин, включаючи нейтронний, щільнісний та акустичний каротаж, інтерпретацію результатів тривимірної сейсмозв'язки високої роздільності, статистичний аналіз колекторських властивостей та промислових показників свердловин, гідродинамічне моделювання процесів розробки покладів, геостатистичний аналіз просторового розподілу геологічних параметрів.

Наукова новизна роботи полягає у комплексному підході до вивчення геологічних та петрофізичних особливостей формації Три-Форкс з інтеграцією великого масиву геологічної, геофізичної та промислової інформації, встановленні закономірностей латеральної та вертикальної мінливості колекторських властивостей порід у зв'язку з літологічним складом, седиментаційними обстановками та діагенетичними перетвореннями, виявленні взаємозв'язків між структурними особливостями формації, включаючи тріщинуватість порід, та продуктивністю свердловин, оцінці впливу

енергетичного стану покладів та обводнення продукції на ефективність розробки родовищ.

Практична цінність роботи полягає у можливості застосування отриманих результатів для оцінки перспектив нафтогазоносності щільних карбонатних товщ палеозойського віку на території України. Зокрема, встановлені геологічні та петрофізичні особливості формації Три-Форкс можуть бути використані як аналог при вивченні девонських теригенно-карбонатних відкладів Волино-Подільської плити, які характеризуються подібними літолого-фаціальними умовами формування та низькими фільтраційними властивостями. Результати роботи можуть стати теоретичною основою для попередньої оцінки нетрадиційних колекторів, вибору напрямків геологічних досліджень і обґрунтування доцільності застосування сучасних методів геолого-геофізичного аналізу.

Особистий внесок магістранта. Автором самостійно проведено збір, систематизацію та аналіз великого обсягу геологічної, геофізичної та промислової інформації щодо формації Три-Форкс басейну Віллістон, виконано статистичну обробку даних понад 15 тисяч свердловин для встановлення закономірностей розподілу колекторських властивостей та продуктивності, проведено аналіз динаміки розробки родовищ та енергетичного стану покладів, розроблено рекомендації щодо оптимізації стратегії розробки та підвищення ефективності видобутку вуглеводнів.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 102 сторінки машинописного тексту, включаючи 7 рисунків у тексті, 14 таблиць та 3 графічні додатки. Список використаних джерел налічує 65 найменувань.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГІОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Географічне та адміністративне положення

Басейн Віллістон є одним із найбільших структурних басейнів Північної Америки, розташований на території трьох штатів США та двох канадських провінцій (рис. 1.1). Формация Три-Форкс пізньодевонського віку має широке поширення в межах цього басейну, займаючи ключове положення в системі нафтогазоносних горизонтів регіону. Географічний центр басейну знаходиться приблизно на перетині 48° північної широти та 103° західної довготи, що відповідає північно-західній частині штату Північна Дакота [23].

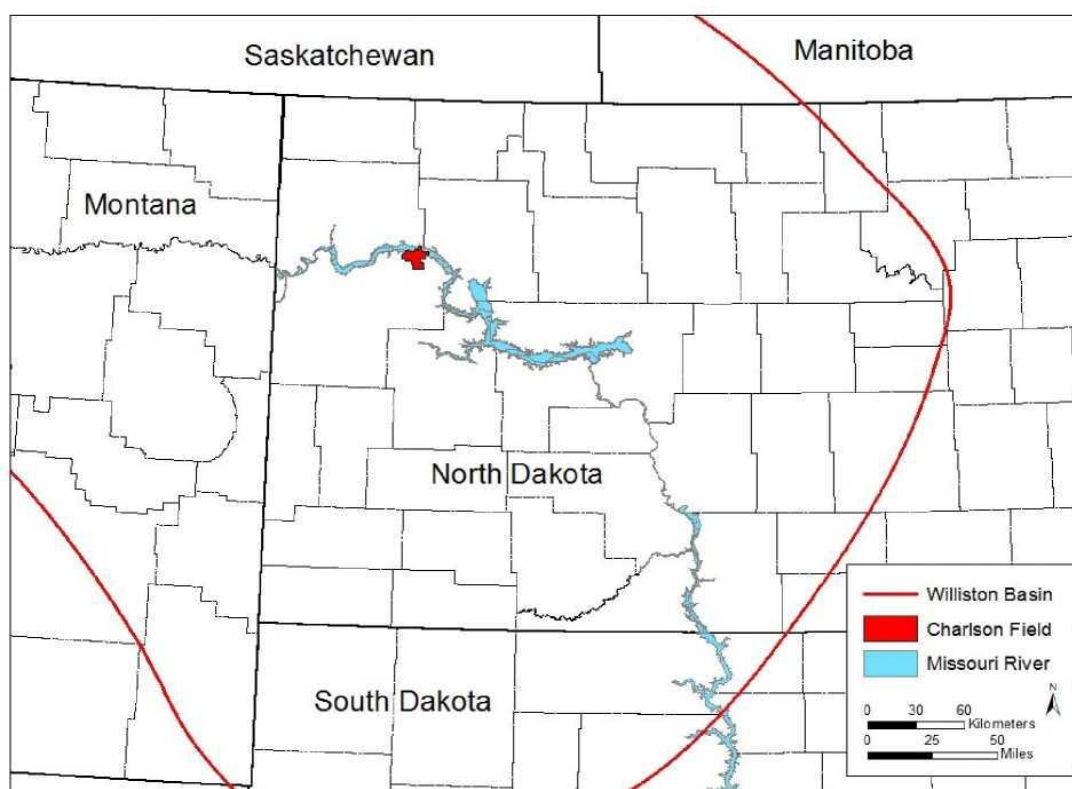


Рис. 1.1. Карта досліджуваної території. Басейн Віллістон
окреслений червоною лінією [35]

У межах Сполучених Штатів басейн охоплює значні території Північної Дакоти, Східної Монтани та північної частини Південної Дакоти. Найбільша

площа басейну припадає на Північну Дакоту, де формація Три-Форкс розвинена найінтенсивніше та характеризується найкращими колекторськими властивостями. Адміністративно-територіальний поділ включає понад двадцять округів у Північній Дакоті, серед яких найбільше значення мають Маккензі, Вільямс, Маунтрейл та Данн округи в західній частині штату [31].

Транспортна доступність регіону забезпечується розгалуженою мережею автомобільних доріг, залізничною інфраструктурою BNSF Railway та Canadian Pacific Railway, а також регіональними аеропортами у містах Віллістон, Дікінсон та Майнот. Населені пункти басейну включають декілька міст середнього розміру, загальна чисельність населення американської частини басейну становить близько 525 тисяч осіб. Найбільшими містами регіону є Бісмарк з населенням 73 тисячі осіб, Майнот та Віллістон з населенням 48 тисяч та 35 тисяч осіб відповідно.

Розвиток нафтогазового комплексу регіону супроводжувався створенням спеціалізованої інфраструктури видобутку та транспортування. У басейні функціонує понад 40 тисяч свердловин, з'єднаних системою трубопроводів загальною протяжністю декілька тисяч кілометрів. Економіка регіону кардинально змінилася з початком нафтового буму, при цьому нафтогазова промисловість стала домінуючим сектором, забезпечуючи понад шістьдесят відсотків валового регіонального продукту [59].

1.2. Фізико-географічні умови

Рельєф басейну Віллістон характеризується переважно рівнинним та пологохвилястим характером з абсолютними відмітками від 427 метрів на південному сході до 1097 метрів на заході території. Центральна частина басейну являє собою слабо розчленовану рівнину з перевищеннями не більше 30-50 метрів. Геоморфологічна будова регіону відображає складну історію формування, включаючи етапи льодовикової обробки, річкової ерозії та акумуляції відкладів [44].

Кліматичні умови басейну відносяться до помірно-континентального напівпосушливого типу з різкими сезонними контрастами температур. Середньорічна температура повітря становить 6,1 градуса Цельсія з амплітудою коливань від мінус 10,5 градусів у січні до плюс 21,7 градусів у липні. Режим атмосферних опадів характеризується значною просторовою мінливістю з чітко вираженим максимумом у теплий період року. Середньорічна кількість опадів змінюється від 152 міліметрів у південно-західній частині басейну до 762 міліметрів у східних районах [51].

Гідрографічна мережа басейну належить до системи річки Міссурі, яка є основною водною артерією регіону. Річка Міссурі перетинає басейн з північного заходу на південь, маючи загальну довжину в межах басейну близько 1127 кілометрів та площу водозбору понад 1,37 мільйона квадратних кілометрів. Водний режим річок характеризується весняною повінню в період сніготанення та літньо-осінньою меженню з можливими паводками від зливових дощів [36].

1.3. Історія геологічного вивчення та освоєння регіону

Геологічне вивчення басейну Віллістон розпочалося в середині дев'ятого століття з експедиційних досліджень, організованих федеральними урядовими структурами США. Перші систематичні геологічні спостереження були проведені експедицією Фердинанда Хейдена в період 1853-1856 років. У 1912 році була відкрита перша комерційна нафта в басейні біля міста Катбанк у Монтані на глибині близько 300 метрів, що стимулювало подальші пошуки вуглеводнів [52].

Револьюційні зміни у вивченні та освоєнні басейну відбулися після 2000 року з початком застосування технологій горизонтального буріння та багатостадійного гідравлічного розриву пласта. Перші успішні експерименти з горизонтальним бурінням у формації Баккен були проведені компанією Continental Resources у 2004-2005 роках. Масштабне промислове впровадження нових технологій розпочалося після 2007 року, коли ціни на нафту перевищили 80-100 доларів за барель. Протягом наступних семи років було пробурено понад

12 тисяч горизонтальних свердловин, що призвело до зростання видобутку нафти з 180 тисяч барелів на добу у 2007 році до 1,2 мільйона барелів на добу у 2014 році [64].

1.4. Стратиграфія осадового басейну

Стратиграфічний розріз басейну Віллістон охоплює відклади від докембрійського кристалічного фундаменту до четвертинних льодовикових утворень з загальною товщиною осадового чохла до 5090 метрів у найглибшій центральній частині басейну. Докембрійський фундамент складений архейськими та ранньопротерозойськими метаморфічними та магматичними породами віком від 2,5 до 3,5 мільярдів років. Глибина залягання покрівлі докембрію змінюється від 152 метрів нижче рівня моря на південному сході басейну до 4237 метрів нижче рівня моря в його центральній частині [27].

Палеозойський осадовий комплекс басейну має найбільшу товщину серед всіх ератем і представлений породами від кембрію до пермі загальною потужністю до 3500 метрів. Девонська система має особливе значення для нафтогазоносності басейну і характеризується найбільш повним та різноманітним літологічним складом. Верхньодевонські відклади включають формацію Суріс-Рівер, групу Джефферсон з формаціями Дюпероу та Бердбер загальною товщиною до 350 метрів. Венчає девонський розріз формація Три-Форкс франського-фаменського ярусів товщиною від 0 до 73 метрів, яка залягає згідно на формації Бердбер та перекривається формацією Баккен [48].

Положення формації Три-Форкс у стратиграфічному розрізі басейну є ключовим для розуміння її нафтогазоносності. Формація розташована в самій верхній частині девонського розрізу безпосередньо під формацією Баккен, з якою вона формує єдину нафтогазоносну систему Баккен-Три-Форкс. Внутрішня стратифікація формації Три-Форкс базується на літологічних особливостях та каротажних характеристиках, що дозволяє виділити три неформальні пачки. Нижня пачка товщиною від 5 до 25 метрів характеризується переважанням піщано-алевритових порід, середня пачка товщиною від 10 до 30 метрів складена

переважно карбонатно-теригенними породами, а верхня пачка товщиною від 8 до 20 метрів представлена доломітовими алевролітами з численними прошарками сланців [34].

1.5. Тектонічна будова регіону

Басейн Віллістон є типовим внутрішньократонним структурним басейном, сформованим на стабільній платформній області в межах докембрійського кратону Північної Америки (Графічний додаток 1). Формування басейну розпочалося в ранньому палеозої як результат регіонального прогинання кристалічного фундаменту з максимальною інтенсивністю занурення в його центральній частині, де амплітуда опускання досягла 4200 метрів протягом 540 мільйонів років геологічної історії (Графічний додаток №) [26].

Основні структурні елементи регіону включають систему антиклінальних зон, куполів та синклінальних прогинів, які контролюють розподіл товщин осадових порід та розміщення нафтогазових покладів (рис. 1.2). Найбільшою структурою є антиклінальна зона Нессон довжиною близько 120 кілометрів та шириною до 25 кілометрів з амплітудою підняття до 300-400 метрів на рівні покрівлі формації Три-Форкс. Синклінальні структури басейну включають Центральний басейн Віллістон як найглибшу депресію площею близько 57 тисяч квадратних кілометрів з максимальною глибиною занурення фундаменту до 4237 метрів нижче рівня моря [34].

Тектонічні порушення в басейні включають систему розломів різного масштабу, переважно успадкованих від докембрійської структури фундаменту. Найбільшим тектонічним порушенням є підземний розлом Сідар-Крік довжиною понад 90 кілометрів з амплітудою вертикального зміщення до 100-150 метрів на рівні девонських відкладів. Регіональні тектонічні напруження характеризуються субгоризонтальним стисканням в північно-східному напрямку, що відображає вплив ларамідського орогенезу та сучасної тектонічної активності Скелястих гір [41].

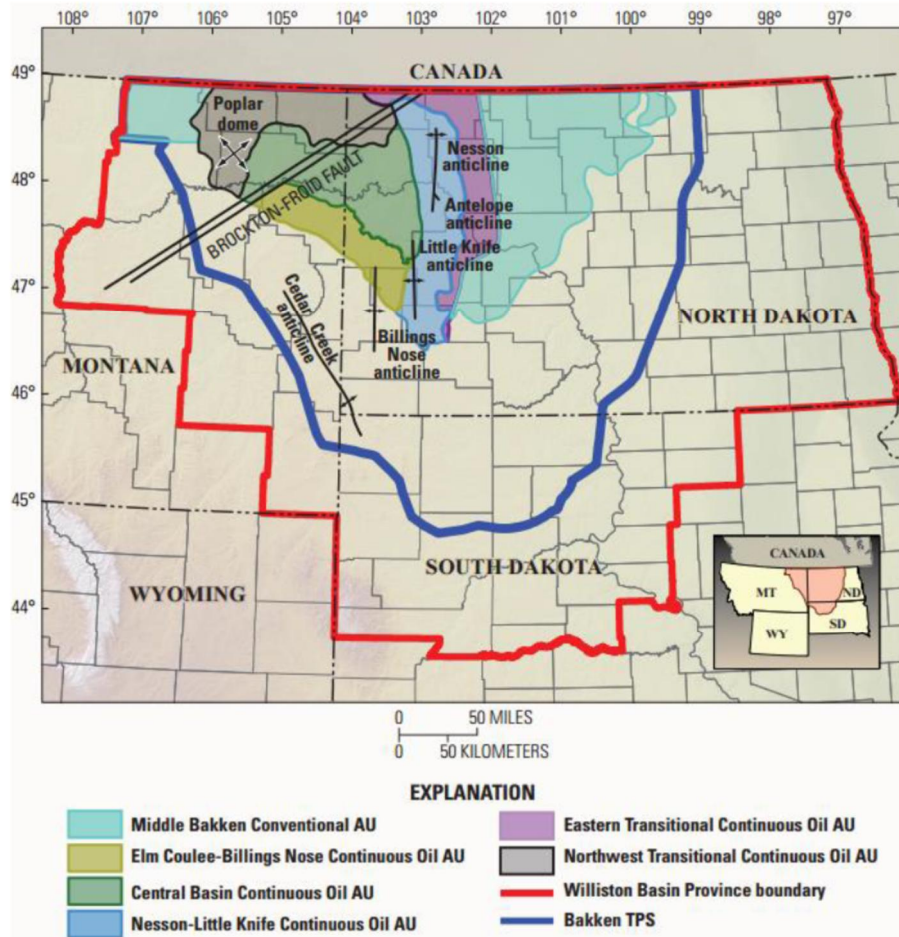


Рис. 1.2. Карта Геологічної служби США Bakken TPS [28]

1.6. Історія геологічного розвитку регіону

Геологічна історія басейну Віллістон охоплює понад 540 мільйонів років від початку кембрійського періоду до сучасності та характеризується чергуванням етапів морської трансгресії та регресії (рис. 1.3). Початок фанерозойської історії ознаменувався трансгресією моря з південного заходу в середньому кембрії близько 510 мільйонів років тому. Ранньопалеозойський етап від ордовіку до силуру характеризувався формуванням басейну Віллістон як окремої тектонічної структури з максимальною інтенсивністю прогинання в його центральній частині [63].

Формування формації Три-Форкс відбувалося в пізньому девоні протягом франського та фаменського ярусів в інтервалі часу від 382 до 372 мільйонів років тому в умовах регресуючого моря. Седиментаційні обстановки включали мілководну морську припливно-відливну рівнину з численними каналами,

лагуни з обмеженою циркуляцією води та прибережні дельтові системи. Джерелом уламкового матеріалу були області активного підняття в районі сучасних Скелястих гір [28].

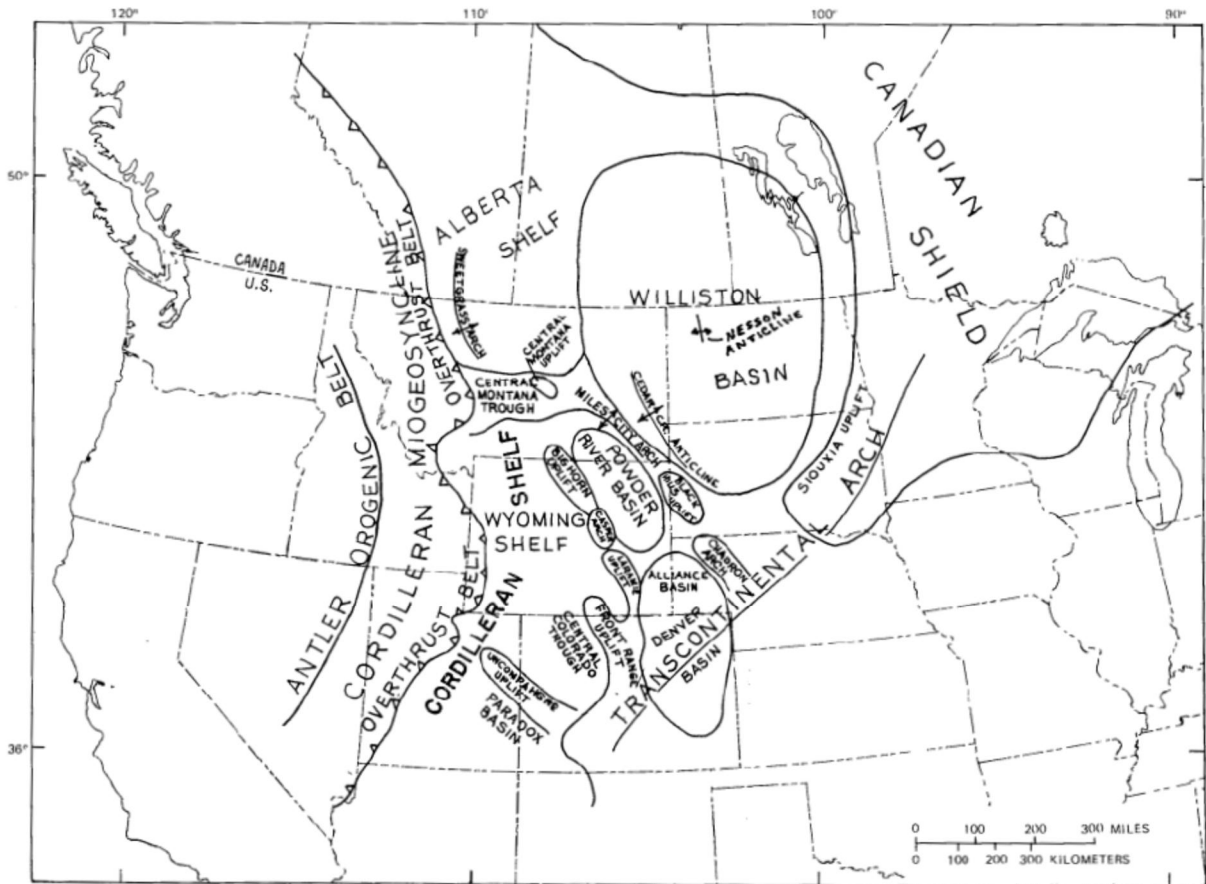


Рис. 1.3. Палеоструктура та палеогеографія Північної Америки та Канади протягом палеозою та мезозою [32]

Етапи тектонічного розвитку басейну включають фазу початкового прогинання в ранньому палеозої, фазу максимального занурення в девоні-карбоні та фазу деформації в пізній крейді-палеогені під час ларамійського орогенезу. Ларамійський орогенез у пізній крейді та палеоцені близько 75-55 мільйонів років тому викликав підняття та деформацію осадового чохла з формуванням системи антиклінальних зон та реактивацією давніх розломів фундаменту, що створило структурні пастки для акумуляції вуглеводнів [35].

1.7. Гідрогеологічні умови

Гідрогеологічна стратифікація розрізу басейну Віллістон включає численні водоносні горизонти та комплекси, розташовані на різних стратиграфічних рівнях від четвертинних льодовикових відкладів до палеозойських карбонатних порід з загальним діапазоном глибин від поверхні землі до 4500 метрів. Вертикальна гідрохімічна зональність відображає загальну закономірність збільшення мінералізації та зміни хімічного типу вод з глибиною від гідрокарбонатно-кальцієвих на поверхні до хлоридно-натрієвих на глибинах понад 1000 метрів [23].

Палеозойські водоносні комплекси включають карбонатні горизонти в міссісіпських, девонських, силурійських та ордовицьких відкладах з високомінералізованими пластовими водами. Девонський водоносний комплекс включає формації Дюпероу, Бердбер та Три-Форкс з мінералізацією пластових вод від 150 до 250 грамів на кубічний дециметр та підвищеним вмістом іонів кальцію, магнію та сульфатів [33].

Гідрогеологічні умови формації Три-Форкс характеризуються наявністю високомінералізованих пластових вод хлоридно-кальцієво-натрієвого типу з мінералізацією від 180 до 250 грамів на кубічний дециметр. Початковий пластовий тиск у формації перевищував гідростатичний на 10-20 відсотків, досягаючи 35-45 мегапаскалів на глибинах 2800-3200 метрів. Хімічний склад пластових вод включає натрій від 60 до 80 грамів на літр, кальцій від 15 до 25 грамів на літр, магній від 2 до 5 грамів на літр та хлор від 120 до 160 грамів на літр [27].

1.8. Нафтогазоносність регіону

Загальна характеристика нафтогазоносності басейну Віллістон визначається наявністю численних покладів нафти та газу в породах палеозойського та мезозойського віку з сумарними доведеними запасами понад 7 мільярдів барелів нафти та 2 трильйони кубічних футів газу станом на 2024 рік.

Видобуток нафти в басейні досяг піку в 2014-2015 роках на рівні 1,5 мільйона барелів на добу. Накопичений видобуток нафти з басейну з початку промислової експлуатації в 1951 році до 2024 року становить понад 8 мільярдів барелів [24].

Нафтогазоносні комплекси басейну включають чотири основні стратиграфічні інтервали (рис. 1.4). Девонський нафтогазоносний комплекс включає формації Дюпероу, Бердбер, Три-Форкс та Баккен, що формують єдину нафтогазоносну систему з джерелом генерації вуглеводнів у чорних сланцях формації Баккен. Положення формації Три-Форкс у системі нафтогазоносності басейну є ключовим як одного з основних продуктивних горизонтів девонського нафтогазоносного комплексу разом з формацією Баккен.

Внесок формації Три-Форкс у загальний видобуток басейну зріс з практично нульового рівня до 2005 року до близько 20-25 відсотків у піковий період 2014-2015 років. Накопичений видобуток нафти з формації Три-Форкс станом на 2024 рік оцінюється в діапазоні від 1,2 до 1,5 мільярдів барелів. Ресурсний потенціал формації за оцінкою Геологічної служби США 2021 року становить від 3,7 до 11 мільярдів барелів технічно видобувної нафти з середнім значенням близько 6,5 мільярдів барелів [24].

Характеристика нафти з формації Три-Форкс показує її високу якість з щільністю від 38 до 48 градусів API, що класифікує її як легку нафту з низькою в'язкістю від 0,5 до 2 сантіпуаз при пластових умовах. Вміст сірки в нафті становить від 0,1 до 0,8 відсотків, що відповідає категорії малосірчистих нафт. Розчинений газ має переважно метановий склад з вмістом метану від 70 до 85 відсотків, газовий фактор коливається від 600 до 1200 кубічних футів на барель нафти.

Економічні аспекти розробки формації Три-Форкс визначаються високими капітальними витратами на буріння та закінчування однієї горизонтальної свердловини, що становлять від 7 до 10 мільйонів доларів США. Точка беззбитковості для типової свердловини знаходиться на рівні ціни нафти близько 45-55 доларів за барель при операційних витратах 15-20 доларів на барель. Високі початкові дебіти свердловин від 500 до 1000 барелів на добу

забезпечують швидку окупність інвестицій протягом 2-3 років при сприятливій ціновій кон'юнктурі [23].

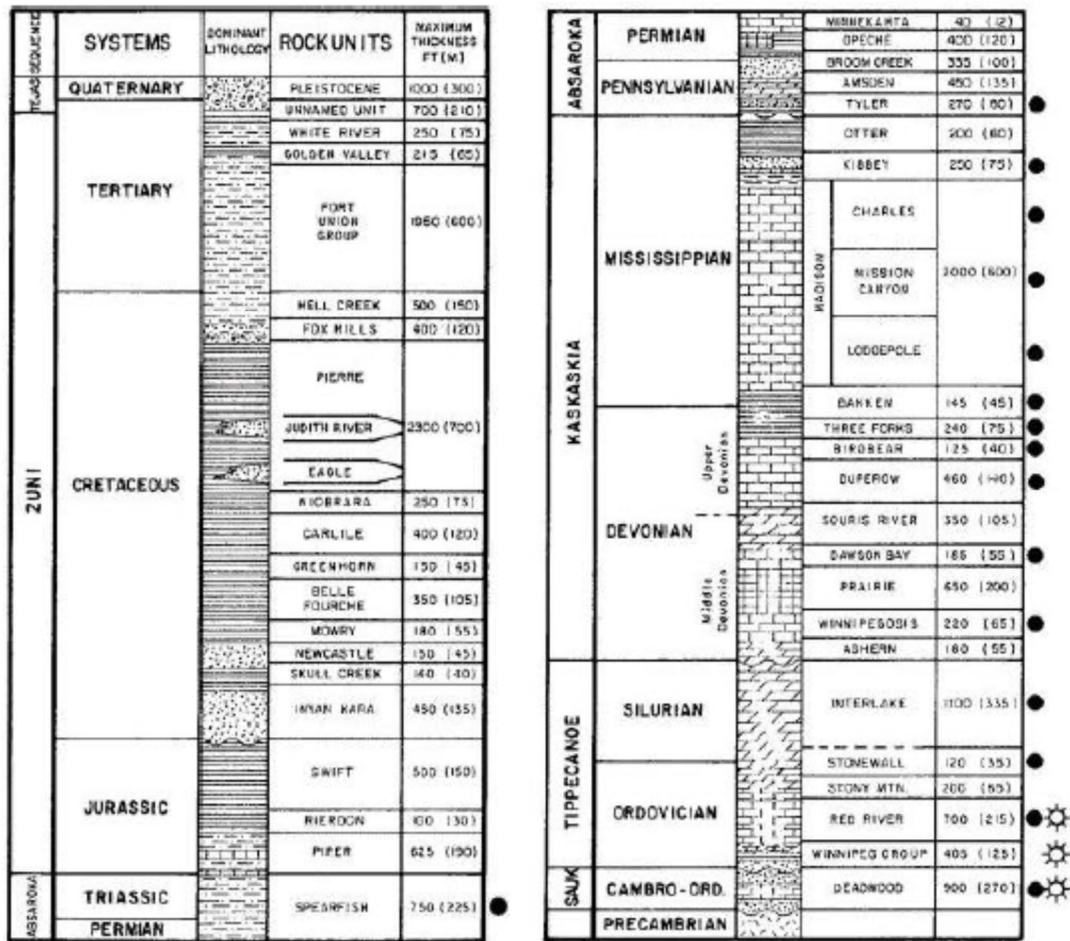


Рис. 1.4. Стратиграфічна колонка для басейну Віллістон (чорні точки з правого боку колонки представляють формації, що видобувають нафту або газ) [38]

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ФОРМАЦІЇ ТРИ-ФОРКС

2.1. Детальна геологічна будова формації

Формація Три-Форкс пізньодевонського віку представляє собою складну гетерогенну товщу теригенно-карбонатних порід товщиною від нуля до 73 метрів, що характеризується значною латеральною та вертикальною мінливістю літологічного складу та колекторських властивостей (Графічні додатки 1, 2). Стратиграфічне положення формації визначається її заляганням між карбонатними породами формації Бердбер верхньодевонського віку в підосві та нафтоматеринськими чорними сланцями нижньої пачки формації Баккен у покрівлі, що створює ідеальні умови для формування та збереження нафтових покладів. Віковий діапазон формації охоплює франський та фаменський яруси верхнього девону з абсолютним віком від 382 до 372 мільйонів років на основі конодонтової біостратиграфії та радіоізотопного датування вулканічних прошарків. Максимальна товщина формації 73 метри зафіксована в центральній частині басейну на схід від антиклінальної зони Нессон у межах округу Маунтрейл Північної Дакоти, тоді як на периферії басейну формація поступово виклинюється до повної відсутності на відстані 150-200 кілометрів від центру.

Літологічний склад формації Три-Форкс характеризується переважанням доломітових алевролітів світло-сірого до коричнювато-сірого кольору з підпорядкованими прошарками мулистих доломітів, сланців та кварцових пісковиків. Доломітові алевроліти становлять від 50 до 70 відсотків загального об'єму формації та представлені середньо- та дрібнозернистим матеріалом з розміром зерен від 0,01 до 0,1 міліметра, цементованим доломітовим та глинистим цементом з різним ступенем щільності. Мулисті доломіти складають від 20 до 35 відсотків товщі та характеризуються тонкою горизонтальною та хвилястою шаруватістю товщиною окремих прошарків від декількох міліметрів до 2-3 сантиметрів, що відображає циклічний характер седиментації. Сланці сірувато-червоного, зеленувато-сірого та темно-сірого кольору складають від 10

до 25 відсотків розрізу та представлені аргілітами з домішкою алевритового матеріалу та органічної речовини з вмістом від 0,5 до 4 відсотків. Кварцитові пісковики зустрічаються переважно в нижній частині формації у вигляді лінзоподібних тіл товщиною від 0,5 до 5 метрів з латеральною протяжністю від декількох сотень метрів до 3-5 кілометрів [28].

Внутрішня стратифікація формації Три-Форкс базується на циклічній будові розрізу та літологічних особливостях, що дозволяє виділити три неформальні пачки, які простежуються на площі понад 30 тисяч квадратних кілометрів у центральній частині басейну. Нижня пачка товщиною від 5 до 25 метрів характеризується найбільш грубозернистим складом з переважанням алевролітів та пісковиків, що відображає початкову стадію регресії девонського моря з посиленням впливу теригенної седиментації. Середня пачка товщиною від 10 до 30 метрів має перехідний склад з чергуванням карбонатних та теригенних прошарків товщиною від одного до п'яти метрів, демонструючи коливання рівня моря та умов осадконакопичення з періодичністю від 100 до 400 тисяч років. Верхня пачка товщиною від 8 до 20 метрів складена переважно більш глинистими породами з підвищеним вмістом органічної речовини, що вказує на обмеження басейну седиментації та погіршення умов аерації придонних вод перед відкладенням нафтоматеринських сланців формації Баккен.

Седиментологічна характеристика формації Три-Форкс відображає відкладення в умовах мілководної припливно-відливної рівнини з численними каналами, лагунами та дельтовими системами в обстановці регресуючого моря. Косошарувата текстура в піщано-алевритових пластах з кутами нахилу косих шарів від 5 до 25 градусів та висотою серій від 10 до 80 сантиметрів вказує на міграцію донних форм рельєфу під дією припливно-відливних течій зі швидкістю від 0,3 до 1,2 метра за секунду. Знаки ряби на поверхнях нашарування з довжиною хвилі від 3 до 15 сантиметрів та висотою від 0,5 до 3 сантиметрів відображають дію хвильових процесів на мілководді з глибинами від 2 до 10 метрів. Тріщини усихання на верхніх поверхнях окремих пластів з шириною від

0,5 до 5 сантиметрів та глибиною до 2-8 сантиметрів свідчать про періодичне субаеральне виведення ділянок дна під час впливів або тривалих регресивних фаз. Численні сліди біотурбації у вигляді вертикальних нірок *Skolithos* діаметром від 2 до 8 міліметрів та глибиною до 15 сантиметрів, а також горизонтальних ходів *Planolites* діаметром від 3 до 12 міліметрів вказують на активну життєдіяльність донної фауни переважно поліхет та ракоподібних.

Мінеральний склад формації Три-Форкс характеризується переважанням доломіту, кварцу та глинистих мінералів з підпорядкованою присутністю кальциту, польових шпатів, піриту та органічної речовини. Доломіт становить від 40 до 70 відсотків мінерального складу порід та представлений переважно дрібнокристалічною різновидністю з розміром кристалів від 5 до 50 мікрометрів, що утворився внаслідок діагенетичної доломітизації первинних карбонатних осадів. Кварц складає від 15 до 45 відсотків об'єму та представлений детритовими зернами розміром від 0,01 до 0,25 міліметра з добре вираженою обкатаністю, що вказує на їх транспортування річковими системами на значні відстані від областей живлення. Глинисті мінерали переважно іліт та змішано-шаруваті утворення складають від 10 до 30 відсотків та вповнюють простір між зернами кварцу та кристалами доломіту, значно знижуючи проникність порід. Кальцит присутній у кількості від 2 до 15 відсотків переважно у вигляді вторинного цементу, що заповнює пори та тріщини, а також у формі викопних решток морських організмів брахіопод та остракод [31].

Діагенетичні перетворення порід формації Три-Форкс включають декілька стадій мінеральних перетворень, що суттєво вплинули на формування колекторських властивостей. Рання діагенетична доломітизація відбувалася на глибинах від 100 до 500 метрів при температурах від 30 до 60 градусів Цельсія протягом пізнього девону та раннього карбону з заміщенням кальциту доломітом та збільшенням пористості на 3-5 відсотків внаслідок різниці молярних об'ємів мінералів. Пізня діагенетична цементация кварцом та кальцитом відбувалася на глибинах від 1500 до 3000 метрів при температурах від 80 до 120 градусів Цельсія протягом крейдового та палеогенового періодів з частковим або повним

заповненням пор вторинними мінералами та зниженням пористості на 5-10 відсотків. Розчинення карбонатів підземними водами створювало вторинну пористість переважно вугового типу з розміром пор від 0,1 до 2 міліметрів, що покращувало колекторські властивості на локальних ділянках. Тріщиноутворення під дією тектонічних напружень формувало систему субвертикальних тріщин з розкриттям від 0,01 до 1 міліметра та довжиною від 0,5 до 5 метрів, що значно підвищувало проникність порід на один-два порядки величини порівняно з матричною проникністю.

Вертикальна мінливість літологічного складу формації Три-Форкс проявляється в закономірній зміні співвідношення теригенної та карбонатної компонент від нижньої пачки з переважанням піщано-алевритових порід до верхньої пачки з домінуванням глинисто-карбонатних різновидів. Градієнт зміни зернистості порід становить в середньому 0,02-0,05 міліметра на метр розрізу з найбільш грубозернистими породами в подошві формації та найбільш тонкозернистими в її покрівлі. Вміст доломіту збільшується від 40-50 відсотків у нижній пачці до 60-70 відсотків у верхній пачці, тоді як вміст кварцу відповідно зменшується від 35-45 відсотків до 15-25 відсотків. Органічна речовина концентрується переважно в середній та верхній пачках з вмістом від 1 до 4 відсотків порівняно з 0,5-1,5 відсотками в нижній пачці, що відображає погіршення умов аерації та збільшення продуктивності фітопланктону в обмеженому басейні. Колекторські властивості демонструють зворотну кореляцію з вмістом глинистих мінералів та органічної речовини з найкращою пористістю та проникністю в нижній пачці та найгіршими в верхній пачці формації.

Літологічна характеристика пачок формації Три-Форкс (табл. 2.1) демонструє чітку вертикальну зональність з поступовим погіршенням колекторських властивостей від нижньої до верхньої пачки внаслідок збільшення вмісту глинистих мінералів та органічної речовини. Нижня пачка з максимальним вмістом кварцу до 45 відсотків та пористістю до 18 відсотків виділяється як найперспективніший продуктивний інтервал з проникністю до 10

міліДарсі, що забезпечує комерційні дебіти свердловин без інтенсивного гідравлічного розриву. Верхня пачка з підвищеним вмістом органічної речовини до 4 відсотків виступає як додаткове джерело генерації вуглеводнів, проте її низькі колекторські властивості з проникністю менше 0,5 міліДарсі обмежують промислову продуктивність без застосування технологій багатостадійного гідророзриву.

Таблиця 2.1.

Літологічна характеристика пачок формації Три-Форкс [48]

Пачка	Товщина (м)	Доломіт (%)	Кварц (%)	Глинисті мінерали (%)	ТОС (%)	Пористість (%)	Проникність (мД)
Верхня	8-20	60-70	15-25	15-25	1,5-4,0	3-8	0,001-0,5
Середня	10-30	50-65	20-35	12-20	1,0-3,0	5-12	0,01-2,0
Нижня	5-25	40-55	30-45	8-15	0,5-1,5	8-18	0,1-10
Середнє по формації	23-75	50-63	22-35	12-20	1,0-2,8	5-13	0,04-4,2

Середня пачка характеризується проміжними властивостями та найбільшою товщиною до 30 метрів, що робить її основним об'єктом горизонтального буріння з можливістю розміщення продуктивних інтервалів на значній довжині стовбура свердловини. Значна варіація всіх параметрів у межах кожної пачки відображає складну седиментаційну історію формації з частими змінами умов осадконакопичення, що вимагає детального каротажного розчленування розрізу для виділення найперспективніших інтервалів перфорації [26].

2.2. Структурні особливості формації

Структурне положення формації Три-Форкс контролюється регіональним прогинанням басейну Віллістон з найглибшим зануренням у його центральній частині та поступовим підняттям до периферії з середнім регіональним

градієнтом близько 8-12 метрів на кілометр (рис. 2.1). Покрівля формації залягає на глибинах від 2200 метрів на південному сході басейну до 3500 метрів у його центральній частині на північний захід від антиклінальної зони Нессон, демонструючи загальне занурення в північно-західному напрямку під кутами від 0,5 до 1,5 градусів. Структурні карти покрівлі формації Три-Форкс побудовані на основі даних понад 15 тисяч свердловин показують систему пологих підняття та прогинів амплітудою від 50 до 300 метрів, успадкованих від підстилаючих девонських формацій та відображаючих тектонічну активність докембрійського фундаменту. Ізогіпси покрівлі формації простягаються переважно в субмеридіональному напрямку з відхиленням від 10 до 30 градусів на схід або захід, що відповідає орієнтації основних структурних елементів басейну, сформованих під час ларамійського орогенезу.

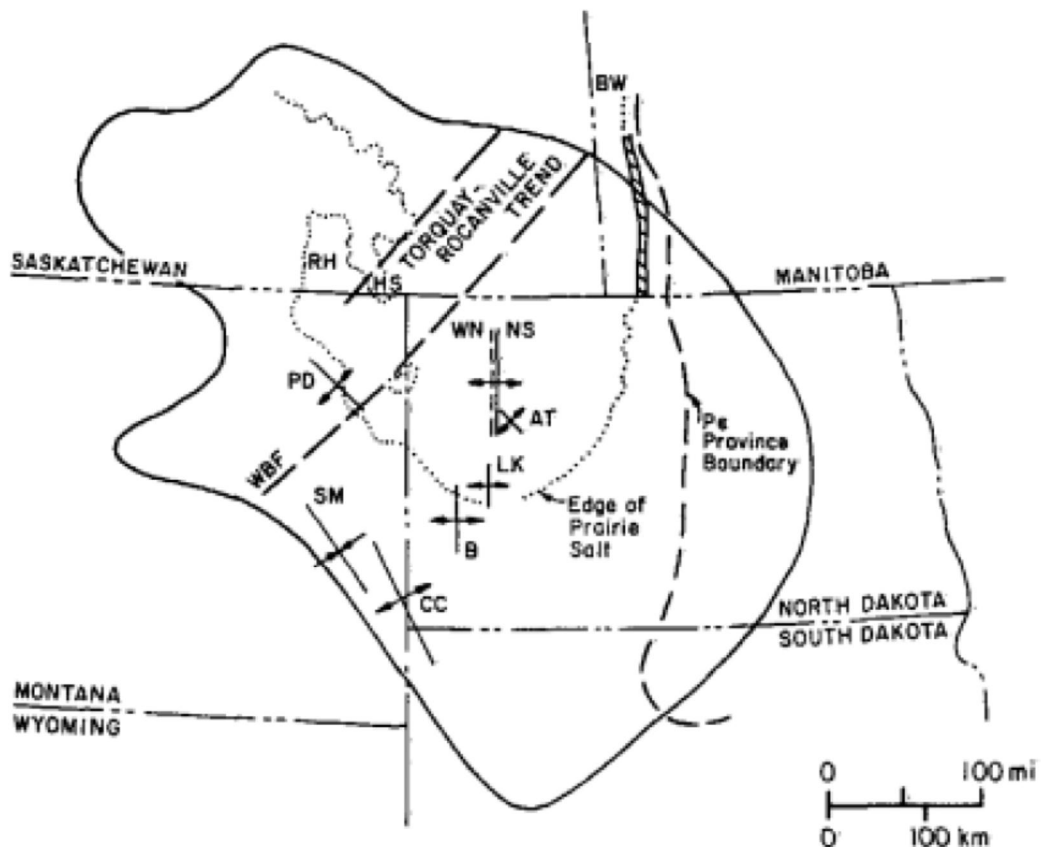


Рис. 2.1. Основні структурні особливості басейну Віллістон

(західний розлом Нессон (WN); антикліналь Нессон (NS); антикліналь Антілопи (AT); антикліналь Літл-Найф (LK); антикліналь Сідар-Крік (CC); зона розлому Велдон-Броктон-Фройд (WBF) [53]

Структурні ускладнення регіонального плану включають антиклінальну зону Нессон як найбільш виражений структурний елемент з амплітудою підняття покрівлі формації Три-Форкс до 350 метрів відносно регіонального рівня та довжиною осьової частини близько 110 кілометрів при ширині від 15 до 25 кілометрів. Північна частина антиклінальної зони характеризується більш крутим західним крилом з кутами нахилу до 2,5 градусів порівняно з східним крилом з кутами 1-1,5 градусів, що створює асиметричну форму структури та впливає на латеральну міграцію вуглеводнів. Південна частина антиклінальної зони має більш симетричну форму з кутами нахилу обох крил від 1 до 1,5 градусів та поступове занурення осі структури в південному напрямку з градієнтом близько 15 метрів на кілометр. Крім антиклінальної зони Нессон на структурній поверхні формації Три-Форкс виділяються численні локальні підняття амплітудою від 20 до 80 метрів та площею від 5 до 50 квадратних кілометрів, які контролюють розміщення найпродуктивніших покладів нафти з початковими дебітами свердловин понад 800 барелів на добу [30].

Розломна тектоніка в межах формації Три-Форкс включає систему переважно субвертикальних порушень з амплітудами вертикального зміщення від 10 до 120 метрів, орієнтованих у двох основних напрямках північно-західному та північно-східному з різною інтенсивністю прояву в різних частинах басейну. Найбільш виразна зона розломів простежується вздовж західного крила антиклінальної зони Нессон на протязі близько 85 кілометрів з амплітудою вертикального зміщення від 40 до 120 метрів та шириною зони деформації від 200 до 800 метрів, встановленою за даними тривимірної сейсмозв'язки та аномальними значеннями товщин формації в межах зони. Північно-східна система розломів включає серію ступінчастих скидів з амплітудами від 15 до 60 метрів, що створюють блокову структуру з різницею абсолютних відміток покрівлі формації між суміжними блоками від 20 до 80 метрів. Встановлення зв'язку розломів у осадовому чохлах з розломами докембрійського фундаменту на основі магнітних та гравіметричних аномалій вказує на успадкований характер

тектонічних порушень та їх реактивацію під час ларамідського орогенезу близько 70-55 мільйонів років тому.

Тріщинуватість порід формації Три-Форкс відіграє критичну роль у формуванні продуктивності свердловин у низькопроникних колекторах з матричною проникністю менше 0,1 міліДарсі, забезпечуючи шляхи фільтрації флюїдів від пласта до стовбура свердловини. Природна тріщинуватість включає три основні системи тріщин субвертикальні тріщини відриву орієнтовані перпендикулярно до напрямку мінімального горизонтального напруження з азимутом простягання близько 135-150 градусів, субвертикальні тріщини зсуву орієнтовані під кутом 30-45 градусів до напрямку максимального горизонтального напруження та субгоризонтальні тріщини розшарування паралельні нашаруванню порід. Щільність тріщин за даними аналізу керн та мікросканерного каротажу варіює від 0,5 до 8 тріщин на метр з максимальними значеннями в зонах флексур та на крилах антиклінальних структур, де інтенсивність тектонічних деформацій була найвищою. Розкриття природних тріщин становить переважно від 0,01 до 0,5 міліметра з латеральною протяжністю окремих тріщин від 0,3 до 5 метрів на основі спостережень у відслоненнях аналогічних порід та інтерпретації акустичних зображень стінок свердловин.

Геометрія тріщинної мережі формації Три-Форкс характеризується переважно ортогональною системою з двома взаємно перпендикулярними напрямками тріщин, що відповідає орієнтації головних напружень у басейні під час тектонічних деформацій. Простір між тріщинами в горизонтальній площині становить від 0,5 до 10 метрів з середнім значенням близько 3-4 метри для високотріщинуватих зон та від 10 до 50 метрів для слаботріщинуватих ділянок, що визначає розміри блоків матриці породи між тріщинами. Вертикальна протяжність тріщин обмежується переважно межами окремих літологічних пластів товщиною від 0,5 до 5 метрів внаслідок контрастності механічних властивостей між більш крихкими доломітовими алевролітами та більш пластичними сланцевими прошарками, що перешкоджає вертикальному

поширенню тріщин. Зв'язність тріщинної мережі визначає ефективну проникність тріщинного колектора і варіює від повністю зв'язної системи в високотріщинуватих зонах з перколяційним параметром понад 0,6 до фрагментованої системи ізольованих тріщин у слаботріщинуватих ділянках з перколяційним параметром менше 0,3. Орієнтація максимальної проникності тріщинного колектора співпадає з напрямком домінуючої системи тріщин відриву з азимутом 135-150 градусів, що має критичне значення для оптимального розміщення горизонтальних стовбурів свердловин перпендикулярно до цього напрямку.

Структурні фактори контролю нафтогазоносності формації Три-Форкс включають вплив структурних піднять на товщину нафтонасиченого інтервалу, роль розломів як міграційних шляхів або бар'єрів для латеральної міграції вуглеводнів та вплив тріщинуватості на продуктивність свердловин. Склепінні частини локальних піднять амплітудою понад 50 метрів характеризуються збільшенням товщини нафтонасиченого інтервалу на 15-30 метрів порівняно з монокліналями внаслідок структурної акумуляції вуглеводнів, що мігрували з нижчерозміщених ділянок під дією виштовхувальної сили води. Розломи з амплітудою понад 40 метрів виступають як ефективні бар'єри для латеральної міграції нафти у випадках їх цементації глинистими або карбонатними мінералами, що підтверджується різницею рівнів нафтоводяного контакту до 60-80 метрів між суміжними блоками. Зони підвищеної тріщинуватості вздовж флексур та на крилах антиклінальних структур забезпечують збільшення початкових дебітів свердловин у 2-5 разів порівняно з нетріщинуватими ділянками при однакових матричних колекторських властивостях порід. Комбінація структурного положення на локальному піднятті та високої природної тріщинуватості створює найсприятливіші умови для розміщення свердловин з початковими дебітами понад 1000 барелів на добу та накопиченим видобутком понад 800 тисяч барелів за термін експлуатації.

Просторовий розподіл структурних елементів формації Три-Форкс демонструє концентрацію найбільш сприятливих структурних умов у смузі

шириною від 40 до 80 кілометрів на схід від антиклінальної зони Нессон, де спостерігається оптимальне поєднання достатньої товщини формації від 40 до 65 метрів, помірних кутів нахилу порід від 0,5 до 1,5 градусів та наявності численних локальних піднять амплітудою від 30 до 80 метрів. За межами цієї сприятливої смуги на схід товщина формації поступово зменшується до 20-30 метрів з погіршенням колекторських властивостей, тоді як на захід від антиклінальної зони Нессон збільшуються кути нахилу до 2-3 градусів та зростає інтенсивність розломної тектоніки, що ускладнює прогнозування продуктивності свердловин. Периферійні райони басейну на півдні та південному сході характеризуються структурним підняттям покрівлі формації до глибин менше 2500 метрів, проте тут спостерігається виклинювання продуктивних пластів та заміщення колекторів непроникними породами, що обмежує перспективи нафтогазоносності. Північна частина басейну біля канадського кордону має глибину залягання формації понад 3200 метрів з високими пластовими температурами понад 110 градусів Цельсія, що призводить до зміни фазового стану вуглеводнів з переходом від нафтових до газоконденсатних покладів з меншою економічною привабливістю для розробки.

Таблиця 2.2.

Структурна характеристика формації Три-Форкс [50]

Структурний елемент	Глибина покрівлі (м)	Амплітуда (м)	Кути нахилу (°)	Щільність тріщин (1/м)	Середній дебіт (бар/добу)	Накопичений видобуток (тис. бар)
Осьова зона Нессон	2600-2900	300-350	1,0-2,5	3-8	650-1200	600-900
Східне крило Нессон	2800-3200	100-200	0,5-1,5	2-5	500-850	450-700
Локальні підняття	2700-3100	30-80	0,3-1,0	1,5-4	400-700	350-600
Монокліналі	2900-3300	-	0,5-1,0	0,5-2	250-450	200-400
Зони розломів	2600-3200	40-120	2,0-5,0	4-8	300-900	250-750
Синклінальні прогини	3100-3500	-150-(-300)	0,8-1,5	0,5-2	200-400	150-350

Структурна характеристика формації Три-Форкс (табл. 2.2) демонструє найсприятливіше поєднання геологічних факторів в осьовій зоні антиклінальної

зони Нессон з максимальною щільністю природних тріщин до 8 на метр та найвищими дебітами свердловин понад 1000 барелів на добу. Східне крило антиклінальної зони Нессон з помірними кутами нахилу до 1,5 градусів та тріщинуватістю від 2 до 5 на метр виділяється як найперспективніша зона для масштабного промислового освоєння з оптимальним балансом між геологічними ризиками та економічною ефективністю. Локальні підняття амплітудою від 30 до 80 метрів забезпечують збільшення накопиченого видобутку на 40-50 відсотків порівняно з монокліналями внаслідок структурної концентрації вуглеводнів та покращених колекторських властивостей у склепінних частинах. Зони розломів демонструють екстремальну варіабельність продуктивності від 300 до 900 барелів на добу залежно від ступеня цементації тріщин та гідродинамічного зв'язку між блоками, що вимагає детального структурного моделювання перед бурінням свердловин. Синклінальні прогини характеризуються найгіршими показниками продуктивності з дебітами менше 400 барелів на добу внаслідок максимальних глибин залягання понад 3300 метрів, низької тріщинуватості та віддаленості від нафтоматеринських порід формації Баккен, що робить їх економічно непривабливими для розробки при поточних цінах на нафту. Значна різниця в накопиченому видобутку між різними структурними позиціями від 150 до 900 тисяч барелів підкреслює критичну важливість структурного фактору для оцінки перспектив нафтогазоносності та оптимального розміщення бурових локацій у межах формації Три-Форкс [28].

2.3. Колекторські властивості порід

Колекторські властивості формації Три-Форкс характеризуються значною гетерогенністю з варіацією пористості від 2 до 18 відсотків та проникності від 0,001 до 10 міліДарсі залежно від літологічного складу, ступеня діагенетичних перетворень та інтенсивності тріщинуватості порід. Пористість формації представлена переважно міжзерновим типом у піщано-алевритових породах з розміром пор від 1 до 50 мікрометрів, міжкристалічним типом у доломітах з розміром пор від 0,5 до 20 мікрометрів та вторинною пористістю вугового типу

з розміром від 50 до 2000 мікрметрів, утвореною внаслідок розчинення карбонатних зерен та цементу. Ефективна пористість становить від 60 до 85 відсотків загальної пористості з максимальними значеннями в піщано-алевритових породах нижньої пачки та мінімальними в глинисто-карбонатних породах верхньої пачки внаслідок присутності глинистих мінералів, що блокують частину порового простору. Розподіл пор за розмірами характеризується бімодальною структурою з першим максимумом у діапазоні від 2 до 10 мікрметрів для матричної пористості та другим максимумом у діапазоні від 100 до 500 мікрметрів для вторинної вуглової пористості та мікротріщин.

Проникність формації Три-Форкс контролюється розміром та зв'язністю порового простору з експоненціальною залежністю від ефективної пористості та розміру зерен скелету породи. Матрична проникність піщано-алевритових порід нижньої пачки з медіанним розміром зерен від 0,05 до 0,15 міліметра та ефективною пористістю від 10 до 18 відсотків становить від 0,1 до 10 міліДарсі, що забезпечує комерційні дебіти свердловин без інтенсивного гідравлічного розриву. Доломітові породи середньої пачки з міжкристалічною пористістю від 6 до 12 відсотків характеризуються проникністю від 0,01 до 2 міліДарсі з значною варіабельністю залежно від ступеня вторинної цементації та розчинення. Глинисто-карбонатні породи верхньої пачки з ефективною пористістю від 3 до 8 відсотків мають матричну проникність менше 0,1 міліДарсі, що робить їх непродуктивними без створення штучної тріщинної мережі методом гідравлічного розриву. Тріщинна проникність у високотріщинуватих зонах може досягати 50-200 міліДарсі при щільності тріщин понад 5 на метр та середньому розкритті 0,1-0,5 міліметра, що забезпечує високі початкові дебіти свердловин понад 800 барелів на добу навіть при низькій матричній проникності.

Лабораторні дослідження керн з формації Три-Форкс проведені на понад 800 зразках з 50 свердловин демонструють кореляцію між колекторськими параметрами та літологічним складом порід. Пористість вимірювана методом

гелієвої порометрії показує середні значення 11,2 відсотка з стандартним відхиленням 4,8 відсотка та діапазоном від 2,1 до 17,8 відсотка для всієї вибірки зразків. Газова проникність вимірювана на зразках після екстракції нафти при тиску 2 мегапаскалі становить в середньому 0,85 міліДарсі з стандартним відхиленням 2,3 міліДарсі та діапазоном від 0,001 до 9,8 міліДарсі, демонструючи логнормальний розподіл з асиметрією в бік низьких значень. Насиченість порід водою за результатами центрифугування становить від 15 до 45 відсотків з середнім значенням 28 відсотків, що відповідає залишковій водонасиченості після витіснення нафтою під час формування покладів. Крива капілярного тиску отримана методом центрифугування та ртутної порометрії показує пороговий тиск витіснення від 0,5 до 8 мегапаскалів з меншими значеннями для високопроникних піщано-алевритових порід та більшими для низькопроникних доломітів.

Фактори контролю колекторських властивостей формації Три-Форкс включають первинні седиментаційні параметри такі як розмір зерен, сортування та мінеральний склад, а також вторинні діагенетичні процеси доломітизації, цементації та розчинення мінералів. Розмір зерен демонструє сильну позитивну кореляцію з проникністю з коефіцієнтом детермінації 0,78, при цьому збільшення медіанного розміру зерен від 0,02 до 0,20 міліметра призводить до зростання проникності на два порядки величини від 0,01 до 1 міліДарсі. Сортування уламкового матеріалу виражене через коефіцієнт сортування впливає на пористість та проникність з найкращими колекторськими властивостями при коефіцієнті сортування менше 1,5 та погіршенням при коефіцієнті понад 2,5 внаслідок заповнення пор між великими зернами дрібнішим матеріалом. Доломітизація первинних карбонатних осадів призводить до збільшення пористості на 3-5 відсотків при ступені доломітизації понад 70 відсотків, проте супроводжується зменшенням проникності на 30-50 відсотків внаслідок формування дрібнокристалічної структури з розміром кристалів менше 30 мікрметрів. Вторинна цементація кварцом та кальцитом

знижує пористість на 5-10 відсотків та проникність на один-два порядки величини при ступені цементації понад 15-20 відсотків порового простору.

Класифікація колекторів формації Три-Форкс базується на величині пористості та проникності з виділенням чотирьох класів за промисловою продуктивністю. Колектори першого класу з пористістю понад 14 відсотків та проникністю понад 2 міліДарсі забезпечують дебіти свердловин понад 600 барелів на добу без інтенсивного гідророзриву та накопичений видобуток понад 500 тисяч барелів, складають близько 8-12 відсотків товщини формації та приурочені до піщано-алевритових пластів нижньої пачки. Колектори другого класу з пористістю від 10 до 14 відсотків та проникністю від 0,5 до 2 міліДарсі забезпечують дебіти від 400 до 600 барелів на добу при середній інтенсивності гідророзриву та накопичений видобуток від 300 до 500 тисяч барелів, складають близько 20-25 відсотків товщини формації. Колектори третього класу з пористістю від 6 до 10 відсотків та проникністю від 0,05 до 0,5 міліДарсі потребують інтенсивного багатостадійного гідророзриву для досягнення комерційних дебітів від 200 до 400 барелів на добу з накопиченим видобутком від 150 до 300 тисяч барелів, складають близько 35-40 відсотків товщини. Колектори четвертого класу з пористістю менше 6 відсотків та проникністю менше 0,05 міліДарсі характеризуються дебітами менше 200 барелів на добу навіть при максимальній інтенсивності гідророзриву та є економічно непривабливими при цінах на нафту менше 70 доларів за барель [29].

Вертикальна мінливість колекторських властивостей формації Три-Форкс проявляється в закономірному погіршенні параметрів від нижньої до верхньої пачки з градієнтом зміни пористості близько 0,15-0,25 відсотків на метр та проникності близько 0,05-0,15 міліДарсі на метр у вертикальному напрямку. Коефіцієнт варіації пористості становить від 0,25 до 0,45 для окремих пачок формації, що вказує на помірну ступінь неоднорідності з можливістю прогнозування колекторських властивостей на основі даних сусідніх свердловин. Автокореляційний аналіз вертикальних профілів пористості показує характерний масштаб кореляції від 2 до 5 метрів, що відповідає товщині

елементарних седиментаційних циклів та визначає оптимальну частоту відбору керна для репрезентативної характеристики колекторських властивостей розрізу. Латеральна мінливість колекторських властивостей у горизонтальній площині характеризується меншим ступенем варіабельності з коефіцієнтом варіації від 0,15 до 0,30 та характерним масштабом кореляції від 500 до 2000 метрів, що дозволяє інтерполювати дані між свердловинами з відстанню між ними до 1500 метрів з прийнятною точністю.

Анізотропія колекторських властивостей формації Три-Форкс проявляється у відмінності проникності в горизонтальному та вертикальному напрямках з коефіцієнтом анізотропії від 2 до 20 залежно від ступеня розвитку субгоризонтальної шаруватості та орієнтації тріщин. Горизонтальна проникність вздовж нашарування перевищує вертикальну проникність перпендикулярно до нашарування в середньому в 5-8 разів для піщано-алевритових порід та в 10-15 разів для доломітових порід внаслідок переважної орієнтації видовжених пор та мікротріщин паралельно до нашарування. Азимутальна анізотропія горизонтальної проникності пов'язана з орієнтацією переважних систем субвертикальних тріщин демонструє максимальну проникність в напрямку 135-150 градусів та мінімальну в перпендикулярному напрямку 45-60 градусів з співвідношенням від 1,5 до 4,0 для високотріщинуватих зон. Врахування анізотропії проникності є критичним для коректного гідродинамічного моделювання розробки родовищ та оптимізації орієнтації горизонтальних стовбурів свердловин для максимізації контакту з проникними напрямками фільтрації. Ігнорування анізотропії може призводити до завищення прогнозних дебітів свердловин на 30-50 відсотків при неоптимальній орієнтації стовбурів відносно переважних напрямків фільтрації флюїдів у пласті.

Колекторські властивості формації Три-Форкс (табл. 2.3) демонструють чітку диференціацію за вертикальним розрізом з найкращими параметрами в нижній пачці, де ефективна пористість досягає 16 відсотків та матрична проникність до 10 міліДарсі забезпечують промислову продуктивність без інтенсивного гідророзриву.

Таблиця 2.3.

Колекторські властивості формації Три-Форкс за горизонтами [28]

Параметр	Нижня пачка	Середня пачка	Верхня пачка	Середнє по формації
Пористість загальна (%)	10-18	7-13	4-9	7-13
Пористість ефективна (%)	8-16	5-11	3-7	5-11
Проникність матрична (мД)	0,1-10	0,01-2,0	0,001-0,5	0,04-4,2
Проникність тріщинна (мД)	10-200	5-150	2-80	6-143
Водонасиченість (%)	18-35	22-40	28-48	23-41
Нафтонасиченість (%)	65-82	60-78	52-72	59-77
Капілярний тиск (МПа)	0,5-3,0	1,5-6,0	3,0-8,0	1,7-5,7
Коефіцієнт анізотропії K_h/K_v	3-8	5-12	8-20	5-13
Клас колектора товщини (%)	I-II (60%)	II-III (70%)	III-IV (80%)	II-III (70%)

Середня пачка з проміжними колекторськими властивостями характеризується найбільшою товщиною та становить основний об'єкт розробки горизонтальними свердловинами з балансом між колекторським потенціалом та геометричними параметрами для розміщення довгих продуктивних інтервалів. Верхня пачка з мінімальною матричною проникністю менше 0,5 міліДарсі компенсує низькі фільтраційні властивості підвищеним вмістом органічної речовини та близькістю до нафтоматеринських сланців формації Баккен, проте потребує максимальної інтенсивності гідророзриву для досягнення комерційної продуктивності. Високе значення коефіцієнта анізотропії проникності особливо у верхній пачці до 20 одиниць підкреслює критичну важливість врахування напрямків переважної фільтрації при проектуванні траєкторій горизонтальних свердловин та дизайну систем гідравлічного розриву. Середня нафтонасиченість від 59 до 77 відсотків у поєднанні з ефективною пористістю від 5 до 11 відсотків забезпечує щільність запасів нафти від 30 до 80 тисяч барелів на акр-фут, що є конкурентоспроможним показником порівняно з іншими нетрадиційними нафтовими родовищами Північної Америки [30].

2.4. Параметри продуктивних пластів

Продуктивні пласти формації Три-Форкс виділяються на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин з використанням електричних, радіоактивних та акустичних методів каротажу у поєднанні з результатами лабораторних досліджень керна. Товщина окремих продуктивних пластів варіює від 0,5 до 12 метрів з середнім значенням близько 4-6 метрів для нижньої пачки та 2-4 метри для середньої пачки формації, при цьому продуктивні інтервали чергуються з непродуктивними сланцевими прошарками товщиною від 0,3 до 3 метрів. Сумарна ефективна товщина продуктивних пластів у межах формації Три-Форкс становить від 8 до 45 метрів з максимальними значеннями в центральній частині басейну на схід від антиклінальної зони Нессон та поступовим зменшенням до 5-15 метрів на периферії. Коефіцієнт піщанистості визначений як відношення сумарної товщини продуктивних пластів до загальної товщини формації коливається від 0,35 до 0,75 з середнім значенням близько 0,55, що вказує на значну частку колекторів у розрізі та сприятливі умови для промислової розробки.

Критерії виділення продуктивних пластів базуються на граничних значеннях петрофізичних параметрів встановлених на основі кореляції даних каротажу з результатами випробування свердловин та лабораторних досліджень керна. Мінімальна ефективна пористість для віднесення пластів до продуктивних приймається на рівні 6 відсотків на основі аналізу понад 300 випробувань свердловин, які показали що пласти з пористістю менше 6 відсотків дають дебіти нафти менше 50 барелів на добу навіть при інтенсивному гідророзриві. Максимальна водонасиченість продуктивних пластів визначена на рівні 45 відсотків, при перевищенні якої відносна фазова проникність для нафти знижується до значень менше 0,1 що робить видобуток економічно недоцільним. Мінімальна товщина пластів для включення у продуктивний інтервал становить 0,5 метра для піщано-алевритових порід з високою проникністю понад 1 міліДарсі та 1 метр для доломітових порід з низькою проникністю менше 0,5 міліДарсі через обмеження вертикальної розподільної здатності методів

каротажу. Опір продуктивних пластів за даними бокового електричного каротажу перевищує 15 Ом-метрів при мінералізації пластових вод близько 200 грамів на літр, тоді як водонасичені інтервали характеризуються опором менше 3-5 Ом-метрів [31].

Літологічні типи продуктивних пластів формації Три-Форкс включають доломітові алевроліти, алевритисті доломіти, кварцитові пісковики та доломітизовані вапняки з різними колекторськими властивостями та механізмами акумуляції вуглеводнів. Доломітові алевроліти становлять близько 55-65 відсотків продуктивних пластів та характеризуються пористістю від 8 до 14 відсотків, проникністю від 0,1 до 3 міліДарсі та нафтонасиченістю від 65 до 80 відсотків, забезпечуючи стабільні дебіти свердловин від 300 до 600 барелів на добу. Алевритисті доломіти складають близько 20-25 відсотків продуктивних інтервалів з пористістю від 6 до 11 відсотків, проникністю від 0,05 до 1 міліДарсі та потребують інтенсивного гідророзриву для досягнення комерційної продуктивності з дебітами від 200 до 400 барелів на добу. Кварцитові пісковики приурочені переважно до нижньої пачки формації, займають близько 10-15 відсотків продуктивних інтервалів та виділяються найкращими колекторськими властивостями з пористістю до 18 відсотків, проникністю до 10 міліДарсі та дебітами свердловин понад 800 барелів на добу без інтенсивного гідророзриву. Доломітизовані вапняки з вторинною вуговою пористістю складають менше 5 відсотків продуктивних пластів, проте характеризуються високою проникністю в зонах інтенсивного розчинення до 50 міліДарсі та можуть давати аномально високі початкові дебіти понад 1500 барелів на добу.

Розподіл продуктивних пластів по вертикальному розрізу формації Три-Форкс контролюється циклічністю седиментації з виділенням від трьох до семи продуктивних інтервалів розділених непродуктивними глинистими прошарками. Нижня пачка містить зазвичай два-три продуктивних пласти товщиною від 3 до 8 метрів кожний розділених сланцевими прошарками товщиною від 0,5 до 2 метрів, що відображає відносно стабільні умови седиментації з епізодичним збільшенням глинистості. Середня пачка характеризується найбільшою

кількістю продуктивних інтервалів від трьох до п'яти товщиною від 2 до 6 метрів кожний розділених більш потужними глинистими бар'єрами товщиною до 3-4 метрів, що вказує на вищу частоту коливань рівня моря та умов осадконакопичення. Верхня пачка містить один-два продуктивних пласти товщиною від 2 до 5 метрів з високим вмістом органічної речовини та низькою матричною проникністю, що потребує створення густої мережі штучних тріщин для ефективного дренажу. Латеральна протяжність окремих продуктивних пластів становить від 500 метрів до 15 кілометрів з найбільшою витриманістю для пластів нижньої пачки та найбільшою мінливістю для пластів верхньої пачки внаслідок впливу локальних седиментаційних обстановок.

Фільтраційно-ємнісні властивості продуктивних пластів визначаються комбінацією матричних та тріщинних параметрів з різним співвідношенням залежно від літологічного типу та структурного положення. Для високопроникних пісковиків нижньої пачки матрична проникність забезпечує від 70 до 90 відсотків загальної фільтраційної здатності пласта з додатковим внеском природної тріщинуватості від 10 до 30 відсотків. Доломітові алевроліти середньої пачки характеризуються більш збалансованим співвідношенням з внеском матричної проникності від 40 до 60 відсотків та тріщинної від 40 до 60 відсотків в загальну продуктивність залежно від щільності природних тріщин. Низькопроникні доломіти верхньої пачки демонструють домінування тріщинної проникності з її внеском понад 80-90 відсотків у загальну фільтраційну здатність, при цьому природна тріщинуватість може бути недостатньою і потребує створення штучної тріщинної мережі. Ємнісні властивості визначаються переважно матричною пористістю яка становить від 85 до 95 відсотків загального порового об'єму, тоді як пористість тріщин навіть при високій щільності тріщинуватості рідко перевищує 0,5-1 відсоток через малу ширину розкриття [32].

Гідродинамічні параметри продуктивних пластів встановлюються на основі інтерпретації кривих відновлення тиску після зупинки свердловин та аналізу змін дебіту і забійного тиску в часі під час експлуатації. Коефіцієнт

продуктивності свердловин у формації Три-Форкс становить від 0,5 до 15 кубічних метрів на добу на мегапаскаль для вертикальних свердловин без гідророзриву в залежності від проникності пласта та товщини продуктивного інтервалу. Горизонтальні свердловини з довжиною продуктивного інтервалу від 1500 до 3000 метрів демонструють коефіцієнт продуктивності від 15 до 80 кубічних метрів на добу на мегапаскаль що в 10-30 разів вище порівняно з вертикальними свердловинами внаслідок збільшення площі контакту з пластом. Застосування багатостадійного гідравлічного розриву з кількістю стадій від 30 до 50 дозволяє збільшити коефіцієнт продуктивності в 2-5 разів до значень 40-200 кубічних метрів на добу на мегапаскаль через створення штучної тріщинної мережі та збільшення ефективного радіуса дренажування. Пластовий тиск у недренованих зонах становить від 32 до 45 мегапаскалів залежно від глибини залягання з градієнтом 11-13 кілопаскалів на метр глибини що на 10-20 відсотків перевищує гідростатичний градієнт та забезпечує природну енергію для видобутку нафти.

Оцінка продуктивності пластів на основі геофізичних досліджень свердловин використовує комплекс емпіричних залежностей між каротажними параметрами та дебітами свердловин встановлених для умов басейну Віллістон на основі статистичного аналізу даних понад 500 випробувань. Початковий дебіт нафти прогнозується з використанням множинної регресії що включає ефективну товщину продуктивного пласта, середню пористість, опір за даними бокового каротажу та довжину горизонтального стовбура з коефіцієнтом детермінації 0,72 та стандартною похибкою прогнозу близько 180 барелів на добу. Нейтронно-щільнісний кросплот дозволяє ідентифікувати літологічний тип колектора та оцінити пористість з точністю плюс-мінус 2 відсотки для піщано-алевритових порід та плюс-мінус 3 відсотки для карбонатних порід при калібруванні на даних керна. Акустичний каротаж забезпечує оцінку механічних властивостей порід включаючи модуль Юнга та коефіцієнт Пуассона що використовуються для оптимізації дизайну гідравлічного розриву з вибором оптимальних інтервалів перфорації в більш крихких породах з модулем Юнга

понад 40 гігапаскалів. Мікросканерний каротаж високої роздільності виявляє природну тріщинуватість та напрямки максимальної проникності що критично важливо для орієнтації горизонтальних стовбурів та планування траєкторій тріщин гідророзриву для максимізації перетину з природними тріщинами.

Таблиця 2.4.

Параметри продуктивних пластів формації Три-Форкс [41]

Літологічний тип	Товщина пласта (м)	Пористість ефекти вна (%)	Проникність (мД)	Водонасиченість (%)	Коефіцієнт продуктивності (м ³ /добу·МПа)	Початковий дебіт (бар/добу)	Частка в розрізі (%)
Кварцові пісковики	2-8	12-18	1-10	18-30	25-80	600-1200	10-15
Доломітові алевроліти	3-10	8-14	0,1-3	22-38	15-60	300-700	55-65
Алевритисті доломіти	2-6	6-11	0,05-1	28-42	8-35	200-450	20-25
Доломітизовані вапняки	1-5	8-15	0,5-50	20-35	30-120	400-1500	30-35
Середнє зважене	2,5-7,5	8-13	0,2-8	23-36	17-68	350-750	100

Параметри продуктивних пластів (табл. 2.4) формації Три-Форкс демонструють виражену диференціацію за літологічними типами з найкращими показниками для кварцитових пісковиків що забезпечують початкові дебіти до 1200 барелів на добу та коефіцієнт продуктивності до 80 кубічних метрів на добу на мегапаскаль завдяки поєднанню високої пористості та проникності. Доломітові алевроліти як найпоширеніший літологічний тип з часткою 55-65 відсотків у розрізі формують основу ресурсної бази з стабільними середніми дебитами від 300 до 700 барелів на добу що забезпечує рентабельність розробки при цінах на нафту понад 50 доларів за барель. Алевритисті доломіти з найнижчою матричною проникністю менше 1 міліДарсі потребують максимальної інтенсивності гідророзриву для досягнення економічно прийнятних дебітів понад 200 барелів на добу що підвищує капітальні витрати на 20-30 відсотків порівняно з розробкою високопроникних пластів. Доломітизовані вапняки незважаючи на малу частку в розрізі менше 5 відсотків демонструють екстремально високу варіабельність продуктивності від 400 до

1500 барелів на добу залежно від ступеня розвитку вторинної вуглової пористості що створює як високі можливості так і значні геологічні ризики при їх розробці. Середньозважені параметри по формації з ефективною пористістю 8-13 відсотків та проникністю 0,2-8 міліДарсі забезпечують дебіти від 350 до 750 барелів на добу що відповідає типовим показникам для нетрадиційних нафтових родовищ щільних колекторів Північної Америки [33].

2.5. Розчленованість та неоднорідність розрізу

Розчленованість розрізу формації Три-Форкс визначається чергуванням продуктивних пластів з колекторськими властивостями та непродуктивних сланцевих прошарків що виконують роль внутрішньоформаційних флюїдоупорів та визначають вертикальну сегментацію покладів. Коефіцієнт розчленованості визначений як відношення кількості продуктивних пластів до сумарної товщини формації в метрах становить від 0,08 до 0,25 пластів на метр з середнім значенням близько 0,15 пластів на метр що вказує на помірну ступінь вертикальної неоднорідності розрізу. Товщина непродуктивних прошарків між продуктивними пластами варіює від 0,3 до 5 метрів з середнім значенням близько 1,5-2 метра для нижньої пачки та 2-3 метри для середньої та верхньої пачок формації. Літологічний склад непродуктивних прошарків представлений переважно аргілітами та глинистими сланцями темно-сірого до чорного кольору з вмістом глинистих мінералів понад 60 відсотків органічної речовини від 2 до 8 відсотків та залишковою пористістю менше 5 відсотків з проникністю менше 0,001 міліДарсі що забезпечує надійну вертикальну ізоляцію окремих продуктивних горизонтів.

Седиментаційна циклічність розрізу формації Три-Форкс проявляється в закономірному чергуванні більш грубозернистих піщано-алевритових пластів відкладених в умовах високої гідродинамічної активності та більш тонкозернистих глинисто-карбонатних пластів сформованих в спокійних застійних умовах. Елементарні седиментаційні цикли товщиною від 1,5 до 8 метрів демонструють загальну тенденцію зменшення зернистості від підшоши до

покрівлі циклу що відповідає поступовому зменшенню енергії седиментаційного середовища від максимуму під час шторму або припливу до мінімуму в період застою води. Повні седиментаційні цикли включають базальний піщано-алевритовий пласт товщиною від 0,5 до 4 метрів з градаційною текстурою та косим нашаруванням перехідний доломітовий пласт товщиною від 0,5 до 3 метрів з горизонтальною шаруватістю та покривний сланцевий пласт товщиною від 0,3 до 2 метрів з тонкою ламінацією та підвищеним вмістом органічної речовини. Неповні цикли з відсутністю одного або двох елементів зустрічаються в 30-40 відсотків випадків що відображає переривання нормального седиментаційного ритму ерозією або різкою зміною умов осадконакопичення [34].

Латеральна неоднорідність формації Три-Форкс проявляється в мінливості товщини літологічного складу та колекторських властивостей порід у горизонтальному напрямку на відстанях від декількох сотень метрів до десятків кілометрів. Коефіцієнт варіації товщини формації у межах окремих структурних блоків становить від 0,15 до 0,35 з найменшими значеннями в центральній частині басейну де седиментаційні умови були найбільш стабільними та найбільшими на периферії де вплив локальних піднять та западин на розподіл товщин був максимальним. Фаціальна мінливість включає латеральні переходи від проникних піщано-алевритових фацій припливно-відливних каналів до непроникних глинистих фацій міжканальних ділянок на відстанях від 500 метрів до 3 кілометрів що створює складну мозаїчну структуру колекторів у плані. Статистичний аналіз даних понад 800 свердловин показує що автокореляційна функція товщини продуктивних пластів зменшується до значення 0,5 на відстані близько 1200 метрів що визначає характерний масштаб латеральної кореляції та оптимальну відстань між свердловинами для надійної інтерполяції геологічних параметрів.

Вертикальна неоднорідність колекторських властивостей у межах окремих продуктивних пластів формації Три-Форкс обумовлена градаційною текстурою з поступовою зміною розміру зерен від подошви до покрівлі пласта та

нерівномірним розподілом цементуючого матеріалу. Коефіцієнт варіації пористості у вертикальному напрямку в межах одного пласта становить від 0,20 до 0,45 з максимальними значеннями для пластів з яскраво вираженою градаційною текстурою де пористість може змінюватися від 15 відсотків у нижній частині до 7 відсотків у верхній частині на відстані 2-3 метри. Проникність демонструє ще більшу ступінь вертикальної неоднорідності з коефіцієнтом варіації від 0,50 до 0,80 внаслідок експоненціальної залежності від розміру зерен та пористості що призводить до змін на один-два порядки величини в межах одного пласта. Розподіл глинистого матеріалу контролює проникність через блокування пор між зернами з концентрацією глинистих мінералів переважно у верхній частині пластів де вони складають від 15 до 30 відсотків об'єму породи порівняно з 5-10 відсотками в нижній частині. Нафтонасиченість також демонструє вертикальну зональність з максимальними значеннями від 75 до 85 відсотків у найбільш проникних інтервалах та зменшенням до 60-70 відсотків у менш проникних зонах внаслідок підвищення капілярного тиску витіснення води.

Геостатистична характеристика неоднорідності формації Три-Форкс базується на варіограмному аналізі просторового розподілу колекторських параметрів з побудовою експериментальних варіограм для пористості проникності та нафтонасиченості. Вертикальна варіограма пористості характеризується радіусом кореляції від 2 до 5 метрів та показником ефекту самородку від 0,15 до 0,30 що відображає короткомасштабну варіабельність пов'язану з неоднорідністю на масштабі менше товщини відбору керна. Горизонтальна варіограма пористості має радіус кореляції від 800 до 2000 метрів у напрямку простягання осадових тіл та від 300 до 800 метрів у перпендикулярному напрямку що відображає видовжену форму седиментаційних тіл припливно-відливних каналів. Анізотропія просторової кореляції з співвідношенням радіусів від 2 до 3 вказує на необхідність врахування орієнтації осадових тіл при геостатистичному моделюванні розподілу колекторських властивостей для мінімізації похибок інтерполяції.

Крос-варіограми між пористістю та проникністю демонструють сильну позитивну кореляцію з коефіцієнтом від 0,65 до 0,80 що дозволяє використовувати дані пористості отримані з каротажу для прогнозування проникності у міжсвердловинному просторі з прийнятною точністю.

Вплив неоднорідності на розробку родовищ формації Три-Форкс проявляється через нерівномірне дронування пласта горизонтальними свердловинами з концентрацією видобутку в найбільш проникних інтервалах та недостатнім охопленням низькопроникних зон. Моделювання потоку флюїдів у неоднорідному пласті показує що при співвідношенні проникності високо- та низькопроникних пластів 100 до 1 близько 80-90 відсотків видобутку протягом перших п'яти років експлуатації надходить з високопроникних інтервалів що становлять лише 20-30 відсотків загальної товщини формації. Коефіцієнт охоплення пласта впливом визначений як відношення дренованого об'єму до загального об'єму пласта становить від 0,40 до 0,65 для типових горизонтальних свердловин з багатостадійним гідророзривом що вказує на значні залишкові запаси нафти в недренованих зонах. Оптимізація розміщення свердловин та дизайну гідророзриву з урахуванням неоднорідності розрізу дозволяє збільшити коефіцієнт охоплення на 15-25 відсотків через цілеспрямоване розміщення стадій перфорації в найбільш проникних інтервалах та збільшення інтенсивності обробки низькопроникних зон. Управління розробкою неоднорідних покладів потребує детального геологічного моделювання з роздільною здатністю менше одного метра у вертикальному напрямку та менше 100 метрів у горизонтальному для адекватного відображення просторового розподілу колекторських властивостей [35].

Прогнозування неоднорідності в міжсвердловинному просторі використовує комбінацію детерміністичних методів інтерполяції та стохастичного моделювання для врахування невизначеності геологічної будови. Детерміністична інтерполяція методом кригінгу забезпечує найкращу лінійну незміщену оцінку колекторських параметрів з мінімальною дисперсією похибки проте не відтворює короткомасштабну варіабельність на відстанях менше

половини інтервалу між свердловинами. Стохастичне моделювання методами послідовної гауссівської симуляції або об'єктного моделювання генерує множину рівноймовірних реалізацій розподілу колекторських властивостей що відтворюють статистичні характеристики та просторову кореляційну структуру спостережену в даних свердловин. Ансамбль з 50-100 стохастичних реалізацій використовується для гідродинамічного моделювання розробки родовища з отриманням розподілу ймовірностей прогнозних показників видобутку та оцінки геологічних ризиків пов'язаних з невизначеністю будови пласта. Інтегрований підхід що поєднує геостатистичне моделювання неоднорідності гідродинамічне моделювання потоків флюїдів та економічну оцінку дозволяє оптимізувати стратегію розробки родовищ формації Три-Форкс з максимізацією чистої приведеної вартості проекту при прийнятному рівні геологічних та економічних ризиків.

Таблиця 2.5.

**Параметри розчленованості та неоднорідності
формації Три-Форкс [38]**

Параметр	Нижня пачка	Середня пачка	Верхня пачка	Середнє по формації
Кількість продуктивних пластів	2-3	3-5	1-2	6-10
Коефіцієнт розчленованості (1/м)	0,10-0,18	0,12-0,22	0,08-0,15	0,10-0,18
Товщина непродуктивних прошарків (м)	0,5-2,0	1,0-3,5	1,5-5,0	1,0-3,5
Коефіцієнт варіації товщини	0,15-0,25	0,20-0,35	0,25-0,40	0,20-0,33
Коефіцієнт варіації пористості	0,20-0,35	0,25-0,40	0,30-0,45	0,25-0,40
Коефіцієнт варіації проникності	0,50-0,70	0,60-0,80	0,70-0,90	0,60-0,80
Радіус вертикальної кореляції (м)	3-5	2-4	2-3	2,5-4,0
Радіус горизонтальної кореляції (м)	1200-2000	800-1500	500-1200	800-1600
Коефіцієнт охоплення пласта впливом	0,50-0,70	0,45-0,65	0,35-0,55	0,45-0,63

Параметри розчленованості та неоднорідності формації Три-Форкс (табл. 2.5) демонструють зростання складності геологічної будови від нижньої до верхньої пачки з збільшенням коефіцієнтів варіації всіх параметрів та зменшенням радіусів просторової кореляції що ускладнює прогнозування колекторських властивостей у міжсвердловинному просторі. Нижня пачка з найменшою кількістю продуктивних пластів від 2 до 3 та найбільшим радіусом горизонтальної кореляції до 2000 метрів характеризується найкращою прогнозованістю геологічної будови та найвищим коефіцієнтом охоплення пласта впливом до 70 відсотків що забезпечує найефективніше дренавання запасів. Середня пачка з максимальною кількістю продуктивних пластів від 3 до 5 та помірною неоднорідністю представляє найскладніший об'єкт для геологічного моделювання проте її значна сумарна товщина до 30 метрів компенсує підвищену складність будови через можливість розміщення довгих горизонтальних інтервалів з перетином множини продуктивних пластів. Верхня пачка з найвищою неоднорідністю та коефіцієнтом варіації проникності до 0,90 характеризується найнижчим коефіцієнтом охоплення менше 55 відсотків що вказує на значні залишкові запаси в недренованих низькопроникних зонах та потенціал для вторинних методів інтенсифікації видобутку. Коефіцієнт варіації проникності який в 2-3 рази перевищує коефіцієнт варіації пористості підкреслює критичну важливість прогнозування саме проникності а не пористості для оцінки продуктивності свердловин оскільки навіть невеликі зміни в розмірі зерен або вмісті глинистих мінералів можуть призводити до змін проникності на порядок величини. Зменшення радіуса вертикальної кореляції від 5 метрів у нижній пачці до 2 метрів у верхній пачці вимагає збільшення частоти каротажних вимірів та детальності геологічного моделювання для адекватного відображення тонкошаруватої будови верхніх інтервалів формації Три-Форкс [36].

2.6. Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів

Пластова нафта формації Три-Форкс характеризується високою якістю з щільністю при стандартних умовах від 780 до 860 кілограмів на кубічний метр що відповідає щільності за шкалою API від 38 до 48 градусів та класифікує її як легку нафту з підвищеною ринковою вартістю. При пластових умовах з температурою від 85 до 110 градусів Цельсія та тиском від 28 до 42 мегапаскалів щільність нафти зменшується до 650-750 кілограмів на кубічний метр внаслідок теплового розширення та розчинення значної кількості газу що призводить до збільшення об'ємного коефіцієнта від 1,25 до 1,45. Динамічна в'язкість пластової нафти становить від 0,5 до 2,0 сантіпуаз при пластових умовах що на два-три порядки нижче порівняно з важкими нафтами та забезпечує сприятливі умови для фільтрації через низькопроникні колектори без застосування теплових методів підвищення нафтовіддачі. Після дегазації при підйомі на поверхню в'язкість нафти збільшується до 3-8 сантіпуаз при температурі 20 градусів Цельсія що все ще залишається прийнятним для транспортування по трубопроводах без підігріву або розбавлення легкими фракціями.

Хімічний склад нафти формації Три-Форкс характеризується переважанням вуглеводнів парафінового та нафтового рядів з підпорядкованим вмістом ароматичних сполук та гетероатомних компонентів. Вміст парафінових вуглеводнів становить від 55 до 70 відсотків що визначає низьку температуру застигання від мінус 25 до мінус 15 градусів Цельсія та хороші низькотемпературні властивості нафти. Нафтові вуглеводні складають від 20 до 30 відсотків та представлені переважно моно- та біциклічними сполуками з кількістю атомів вуглецю від 5 до 15. Ароматичні вуглеводні присутні в кількості від 8 до 15 відсотків з домінуванням моноароматичних сполук та незначним вмістом поліароматики менше 2 відсотків. Вміст сірки становить від 0,1 до 0,8 відсотків що класифікує нафту як малосірчисту з мінімальними витратами на очищення при переробці та відсутністю корозійної агресивності до обладнання. Азот присутній у кількості від 0,02 до 0,15 відсотків

переважно у формі азотвмісних гетероциклічних сполук типу карбазолів та хінолінів.

Фракційний склад нафти формації Три-Форкс характеризується підвищеним вмістом легких та середніх фракцій з температурою кипіння до 350 градусів Цельсія що складають від 60 до 75 відсотків загального об'єму. Бензинова фракція з температурою кипіння до 200 градусів Цельсія становить від 35 до 45 відсотків та характеризується октановим числом від 55 до 70 одиниць що дозволяє отримувати високоякісні автомобільні бензини після додавання антидетонаційних присадок. Дизельна фракція з температурою кипіння від 200 до 350 градусів Цельсія складає від 25 до 30 відсотків та має цетанове число від 40 до 50 одиниць що відповідає вимогам до дизельного палива без додаткової обробки. Мазутна фракція з температурою кипіння понад 350 градусів Цельсія становить від 25 до 40 відсотків з вмістом асфальтенів від 0,5 до 2,5 відсотків та смол від 8 до 18 відсотків що значно нижче порівняно з важкими нафтами. Вміст парафінів у нафті коливається від 2 до 6 відсотків з температурою початку кристалізації від 20 до 35 градусів Цельсія що створює ризики парафіноутворення в насосно-компресорних трубах при охолодженні нафти нижче 40-50 градусів Цельсія [37].

Розчинений газ у пластовій нафті формації Три-Форкс має переважно метановий склад з вмістом метану від 70 до 85 відсотків етану від 8 до 15 відсотків пропану від 3 до 8 відсотків бутанів від 1 до 4 відсотків та важчих вуглеводнів менше 2 відсотків. Газовий фактор при пластових умовах становить від 600 до 1200 кубічних футів на барель нафти або від 107 до 214 кубічних метрів на кубічний метр що відповідає газонасиченості нафти від 35 до 75 кубічних метрів на тонну залежно від пластового тиску та температури. Тиск насичення нафти газом становить від 18 до 32 мегапаскалів що на 20-35 відсотків нижче початкового пластового тиску в недренованих зонах, що вказує на недонасичений стан нафти газом та відсутність вільної газової фази в початкових умовах. При зниженні пластового тиску нижче тиску насичення в процесі експлуатації родовища відбувається виділення газу з розчину що може

призводити до зменшення відносної фазової проникності для нафти та зниження дебітів свердловин на 30-50 відсотків внаслідок блокування пор газовими бульбашками. Молекулярна маса розчиненого газу становить від 19 до 25 кілограмів на кіломоль з відносною щільністю за повітрям від 0,65 до 0,85 що вказує на легкий склад газу з підвищеним вмістом метану та етану порівняно з важчими вуглеводнями.

Пластова вода формації Три-Форкс являє собою високомінералізований розсіл хлоридно-кальцієво-натрієвого типу з загальною мінералізацією від 180 до 250 грамів на кубічний дециметр що в 5-7 разів перевищує мінералізацію морської води. Іонний склад характеризується домінуванням натрію від 60 до 80 грамів на літр хлору від 120 до 160 грамів на літр кальцію від 15 до 25 грамів на літр та магнію від 2 до 5 грамів на літр з підпорядкованим вмістом калію від 1 до 3 грамів на літр сульфатів менше 0,5 грамів на літр та гідрокарбонатів менше 0,3 грамів на літр. Співвідношення основних катіонів виражене через відносні концентрації показує $Na/(Na+Ca)$ від 0,65 до 0,80 що відповідає типовим пластовим водам нафтових родовищ з тривалою ізоляцією від поверхневого водообміну. Вміст мікроелементів включає бром від 200 до 500 міліграмів на літр йод від 20 до 50 міліграмів на літр літій від 15 до 40 міліграмів на літр та стронцій від 500 до 1200 міліграмів на літр що свідчить про морський генезис води та її взаємодію з карбонатними породами колектора протягом геологічного часу.

Фізичні властивості пластової води при пластових умовах включають щільність від 1150 до 1210 кілограмів на кубічний метр динамічну в'язкість від 0,4 до 0,8 сантіпуаз та об'ємний коефіцієнт від 1,02 до 1,05 що незначно відрізняється від одиниці внаслідок малої стисливості рідини. Водневий показник рН пластової води становить від 5,8 до 6,5 що вказує на слабокислу реакцію середовища та корозійну агресивність до сталевих обладнання без застосування інгібіторів корозії. Окисно-відновний потенціал E_h становить від мінус 150 до мінус 300 мілівольтів що відповідає відновній обстановці з можливістю присутності сірководню в концентраціях до 10-50 міліграмів на літр та необхідністю застосування сірководнестійких сталей для обладнання.

Розчинені гази в пластовій воді представлені переважно метаном з концентрацією від 0,5 до 2,0 кубічних метрів на кубічний метр води при пластових умовах що може призводити до виділення газу при зниженні тиску та утворення газових пробок у ліфтових трубах.

PVT-властивості пластової нафти визначені на основі лабораторних досліджень глибинних проб відібраних з 35 свердловин демонструють типові залежності об'ємних параметрів від тиску та температури для легких нафт з високим газовмістом. Об'ємний коефіцієнт нафти при тиску насичення становить від 1,35 до 1,50 з подальшим зменшенням до 1,25-1,40 при пластовому тиску внаслідок стисливості недонасиченої нафти з коефіцієнтом стисливості від 8 до 15 на 10 в мінус шостому ступені на мегапаскаль. При зниженні тиску нижче тиску насичення об'ємний коефіцієнт різко зменшується до 1,15-1,25 при тиску 10 мегапаскалів внаслідок виділення значної кількості розчиненого газу з формуванням вільної газової фази. В'язкість нафти зростає при зниженні тиску від 0,5-0,8 сантіпуаз при пластовому тиску до 0,7-1,2 сантіпуаз при тиску насичення та далі до 1,5-2,5 сантіпуаз при тиску 10 мегапаскалів через дегазацію та видалення легких компонентів. Розчинність газу в нафті описується рівнянням Стендінга-Каца з коефіцієнтами адаптованими для умов басейну Віллістон та дозволяє прогнозувати газовий фактор в діапазоні тисків від 5 до 50 мегапаскалів з точністю плюс-мінус 8 відсотків [38].

Фазова поведінка системи нафта-газ при різних термобаричних умовах контролює режим експлуатації свердловин та визначає оптимальну стратегію розробки родовищ формації Три-Форкс. При початковому пластовому тиску від 32 до 45 мегапаскалів система знаходиться в однофазній рідкій області з повним розчиненням газу в нафті що забезпечує максимальну рухливість флюїду та високі дебіти свердловин на початковому етапі експлуатації. Після зниження тиску до тиску насичення від 18 до 32 мегапаскалів система переходить в двофазну область з виділенням вільного газу що може як покращувати умови фільтрації через газліфтний ефект при низькому газонасиченні менше 10 відсотків так і погіршувати при високому газонасиченні понад 30 відсотків через

блокування пор. Критичне газонасиченість при якому починається фільтрація газової фази становить від 5 до 15 відсотків порового об'єму залежно від структури порового простору з нижчими значеннями для високопроникних піщано-алевритових порід та вищими для низькопроникних доломітів. Підтримка пластового тиску вище тиску насичення шляхом закачування води або газу дозволяє уникнути двофазної фільтрації та збільшити коефіцієнт вилучення нафти на 8-15 відсотків порівняно з режимом розчиненого газу без підтримки тиску.

Взаємодія пластових флюїдів з породами колектора включає процеси змочування міжфазного натягу та капілярних явищ що контролюють розподіл флюїдів у поровому просторі та ефективність їх витіснення. Крайовий кут змочування системи нафта-вода-порода становить від 30 до 70 градусів що вказує на проміжну або слабогідрофобну змочуваність з тенденцією до нафтозмочування в присутності полярних компонентів нафти асфальтенів та смол. Міжфазний натяг на границі нафта-вода становить від 22 до 35 міліньютонів на метр при пластових умовах з нижчими значеннями для легших нафт з низьким вмістом асфальтенів та вищими для більш в'язких нафт з підвищеним вмістом високомолекулярних сполук. Капілярний тиск у поровому просторі колекторів формації Три-Форкс досягає від 0,5 до 8 мегапаскалів залежно від розміру пор та змочуваності породи що створює значні сили утримання залишкової нафти після первинного витіснення водою з залишковою нафтонасиченістю від 25 до 45 відсотків. Зниження міжфазного натягу шляхом застосування поверхнево-активних речовин або розчинників дозволяє зменшити капілярні сили та збільшити рухливість залишкової нафти що розглядається як перспективний напрямок підвищення нафтовіддачі на пізніх стадіях розробки родовищ.

Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів формації Три-Форкс (табл. 2.6) характеризуються високою якістю нафти з щільністю 780-860 кілограмів на кубічний метр та низькою в'язкістю 0,5-2,0 сантіпуаз при пластових умовах що забезпечує сприятливі умови для фільтрації через низькопроникні колектори та

високу рухливість флюїдів. Об'ємний коефіцієнт від 1,25 до 1,45 вказує на значну кількість розчиненого газу що створює природну енергію пласта для підтримки видобутку на початкових стадіях розробки без застосування штучних методів підйому рідини.

Таблиця 2.6.

**Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів
формації Три-Форкс [49]**

Параметр	Пластова нафта	Дегазована нафта	Розчинений газ	Пластова вода
Щільність при ст. умовах (кг/м ³)	-	780-860	0,75-0,95 (відн.)	1150-1210
Щільність при пласт. умовах (кг/м ³)	650-750	-	80-150	1100-1160
В'язкість при пласт. умовах (сП)	0,5-2,0	-	0,015-0,025	0,4-0,8
В'язкість при 20°C (сП)	-	3-8	-	1,2-1,8
Об'ємний коефіцієнт	1,25-1,45	1,0	-	1,02-1,05
Тиск насичення (МПа)	18-32	-	-	-
Газовий фактор (м ³ /м ³)	107-214	-	-	0,5-2,0
Вміст сірки (% мас.)	-	0,1-0,8	<0,01	<0,05
Вміст парафінів (% мас.)	-	2-6	-	-
Мінералізація (г/дм ³)	-	-	-	180-250
pH	-	-	-	5,8-6,5
Температура застигання (°C)	-	-25 до -15	-	-

Низький вміст сірки менше 0,8 відсотків та парафінів від 2 до 6 відсотків мінімізує проблеми корозії обладнання та парафіноутворення у трубах хоча потребує моніторингу температурного режиму для запобігання кристалізації парафінів при охолодженні нижче 40 градусів Цельсія. Високомінералізовані пластові води з вмістом солей від 180 до 250 грамів на літр та слабокислою реакцією pH 5,8-6,5 створюють корозійно-агресивне середовище що вимагає застосування інгібіторів корозії та сірководнестійких матеріалів для насосно-компресорного обладнання. Газовий фактор від 107 до 214 кубічних метрів на кубічний метр забезпечує значний обсяг супутнього газу що може бути використаний як енергоресурс для власних потреб промислу або реалізований після підготовки та компримування для транспортування по газопроводах. Тиск насичення від 18 до 32 мегапаскалів що становить 55-75 відсотків від початкового пластового тиску визначає критичний рівень тиску нижче якого

починається виділення газу з розчину та погіршення умов фільтрації що робить доцільним застосування системи підтримки пластового тиску після відбору 40-50 відсотків початкових запасів [39].

2.7. Запаси вуглеводнів

Підрахунок запасів нафти у формації Три-Форкс здійснюється об'ємним методом на основі тривимірних геологічних моделей побудованих з використанням даних понад 15 тисяч свердловин та результатів тривимірної сейсмозв'язки високої роздільності. Геологічні запаси нафти визначаються як добуток площі нафтоносності ефективної товщини продуктивних пластів відкритої пористості нафтонасиченості та щільності нафти при поверхневих умовах з урахуванням об'ємного коефіцієнта для приведення пластових об'ємів до стандартних умов. Площа нафтоносності формації Три-Форкс у межах американської частини басейну Віллістон становить близько 35 тисяч квадратних кілометрів з концентрацією запасів у смузі шириною від 40 до 80 кілометрів на схід від антиклінальної зони Нессон де спостерігається оптимальне поєднання товщини формації від 40 до 65 метрів та колекторських властивостей. Середня ефективна товщина продуктивних пластів по площі нафтоносності становить від 18 до 28 метрів з максимальними значеннями до 45 метрів у центральній частині басейну та зменшенням до 8-15 метрів на периферії внаслідок виклинювання та погіршення колекторських властивостей.

Параметри підрахунку запасів включають відкриту пористість від 7 до 13 відсотків з середньозваженим значенням близько 10 відсотків нафтонасиченість від 60 до 80 відсотків з середнім значенням 70 відсотків щільність дегазованої нафти від 780 до 860 кілограмів на кубічний метр з середнім 820 кілограмів на кубічний метр та об'ємний коефіцієнт від 1,25 до 1,45 з середнім 1,35. Коефіцієнт вилучення нафти з формації Три-Форкс оцінюється від 8 до 15 відсотків від геологічних запасів для типових технологій горизонтального буріння з багатостадійним гідравлічним розривом на основі аналізу характеристик виснаження понад 3000 свердловин з терміном експлуатації понад 10 років.

Нижчі значення коефіцієнта вилучення від 8 до 10 відсотків характерні для низькопроникних доломітів верхньої пачки з матричною проникністю менше 0,1 міліДарсі тоді як вищі значення від 12 до 15 відсотків досягаються в високопроникних піщано-алевритових породах нижньої пачки з проникністю понад 1 міліДарсі. Застосування удосконалених технологій буріння та заканчування включаючи збільшення довжини горизонтального стовбура до 3500-4000 метрів та кількості стадій гідророзриву до 60-80 дозволяє збільшити коефіцієнт вилучення на 2-4 відсотки до значень 10-19 відсотків що еквівалентно збільшенню видобувних запасів на 20-30 відсотків [40].

Категоризація запасів за ступенем вивченості та економічної доцільності видобутку здійснюється відповідно до класифікації Товариства нафтових інженерів SPE з виділенням доведених розвіданих та ймовірних запасів. Доведені запаси категорії 1P включають підтвержені запаси в межах продуктивних площ з пробуреними свердловинами та встановленою комерційною нафтоносністю і оцінюються в діапазоні від 3,5 до 4,5 мільярдів барелів нафти для формації Три-Форкс у басейні Віллістон з ймовірністю реалізації понад 90 відсотків. Доведені плюс ймовірні запаси категорії 2P включають додатково запаси в межах перспективних площ де нафтоносність ще не підтверджена бурінням проте прогнозується на основі геологічної аналогії та становлять від 5,5 до 7,5 мільярдів барелів з ймовірністю реалізації близько 50 відсотків. Доведені плюс ймовірні плюс можливі запаси категорії 3P включають всі потенційно нафтоносні інтервали на площі поширення формації та оцінюються від 8 до 11 мільярдів барелів з ймовірністю реалізації близько 10 відсотків що відповідає геологічним запасам з урахуванням прогнозного коефіцієнта вилучення.

Розподіл запасів по пачках формації Три-Форкс показує концентрацію близько 45-50 відсотків видобувних запасів у нижній пачці 35-40 відсотків у середній пачці та 10-15 відсотків у верхній пачці що відображає різницю в колекторських властивостях та товщинах продуктивних інтервалів. Нижня пачка забезпечує найвищу щільність запасів від 60 до 120 тисяч барелів на акр-фут

внаслідок поєднання високої пористості до 16 відсотків нафтонасиченості до 82 відсотків та значної товщини продуктивних пластів до 25 метрів. Середня пачка характеризується помірною щільністю запасів від 40 до 80 тисяч барелів на акр-фут проте її найбільша товщина до 30 метрів компенсує нижчі питомі запаси через збільшення загального об'єму нафтонасичених порід. Верхня пачка з щільністю запасів від 20 до 50 тисяч барелів на акр-фут становить найменшу частку загальних запасів проте розглядається як перспективний об'єкт для майбутнього освоєння після виснаження більш продуктивних нижніх інтервалів та удосконалення технологій видобутку з щільних колекторів.

Динаміка видобутку та зміна запасів формації Три-Форкс з початку промислового освоєння горизонтальним бурінням у 2007 році до 2024 року характеризується швидким зростанням накопиченого видобутку з досягненням рівня від 1,2 до 1,5 мільярдів барелів що становить близько 30-35 відсотків від початкових доведених запасів категорії 1P. Піковий видобуток з формації Три-Форкс був досягнутий у 2014-2015 роках на рівні близько 350 тисяч барелів на добу з понад 3000 діючих свердловин після чого спостерігалось зниження до 280-320 тисяч барелів на добу у 2016-2020 роках внаслідок падіння цін на нафту та скорочення темпів буріння. Відновлення видобутку до рівня 300-340 тисяч барелів на добу у 2021-2024 роках відбулося завдяки підвищенню цін на нафту понад 70 доларів за барель та застосуванню удосконалених технологій буріння довгих горизонтальних стовбурів що дозволило збільшити початкові дебіти на 25-35 відсотків порівняно з свердловинами пробуреними у 2010-2014 роках. Залишкові видобувні запаси формації Три-Форкс станом на 2024 рік оцінюються від 2,3 до 3,0 мільярдів барелів категорії 1P та від 4,0 до 6,0 мільярдів барелів категорії 2P що забезпечує потенціал для підтримки видобутку на рівні 300-400 тисяч барелів на добу протягом наступних 15-20 років при відповідних економічних умовах та інвестиціях у розвідку та розробку [41].

Перспективи нарощування запасів формації Три-Форкс пов'язані з освоєнням периферійних районів басейну з меншою щільністю буріння розробкою менш продуктивних інтервалів верхньої пачки та застосуванням

методів підвищення нафтовіддачі для збільшення коефіцієнта вилучення понад поточні 10-12 відсотків. Периферійні райони на півдні та сході басейну з глибиною залягання формації від 2200 до 2800 метрів містять оціночні ресурси близько 1-2 мільярдів барелів які можуть бути переведені в категорію запасів після розвідувального буріння та підтвердження комерційної нафтоносності. Верхня пачка формації з оціночними ресурсами близько 2-3 мільярдів барелів потребує технологічних інновацій для економічно ефективного видобутку включаючи застосування рефрекінгу для відновлення продуктивності виснажених свердловин та нових методів створення складних тріщинних мереж у низькопроникних породах. Методи підвищення нафтовіддачі включаючи закачування розчинників газу або води для підтримки пластового тиску можуть збільшити коефіцієнт вилучення на 3-7 відсотків що еквівалентно додатковим запасам від 2 до 4 мільярдів барелів проте їх економічна доцільність залежить від цін на нафту понад 80 доларів за барель та наявності достатньої інфраструктури для закачування та утилізації агентів витіснення.

Таблиця 2.7.

Запаси нафти формації Три-Форкс [36]

Категорія запасів	Нижня пачка (млрд бар)	Середня пачка (млрд бар)	Верхня пачка (млрд бар)	Разом (млрд бар)	Ймовірність (%)
Доведені (1P)	1,8-2,2	1,4-1,8	0,3-0,5	3,5-4,5	>90
Доведені + ймовірні (2P)	2,8-3,8	2,2-3,0	0,5-0,7	5,5-7,5	~50
Доведені + ймовірні + можливі (3P)	4,0-5,5	3,2-4,5	0,8-1,0	8,0-11,0	~10
Накопичений видобуток (2007-2024)	0,6-0,8	0,5-0,6	0,1-0,1	1,2-1,5	100
Залишкові доведені запаси	1,2-1,4	0,9-1,2	0,2-0,4	2,3-3,0	>90
Щільність запасів (тис. бар/акр-фут)	60-120	40-80	20-50	45-85	-
Коефіцієнт вилучення (%)	12-15	10-13	8-10	10-13	-

Запаси нафти формації Три-Форкс (табл. 2.7) демонструють значний ресурсний потенціал з доведеними запасами від 3,5 до 4,5 мільярдів барелів та повними запасами категорії 3P від 8 до 11 мільярдів барелів що робить формацію одним з найбільших нетрадиційних нафтових родовищ Північної Америки. Нижня пачка з найвищою щільністю запасів до 120 тисяч барелів на акр-фут забезпечує майже половину загальних запасів незважаючи на меншу товщину порівняно з середньою пачкою завдяки поєднанню оптимальних колекторських властивостей та нафтонасиченості. Накопичений видобуток від 1,2 до 1,5 мільярдів барелів за період 2007-2024 років що становить близько 30-35 відсотків доведених запасів вказує на інтенсивне промислове освоєння формації з піковими темпами буріння понад 2000 свердловин на рік у період 2012-2014 років. Залишкові доведені запаси від 2,3 до 3,0 мільярдів барелів забезпечують потенціал для підтримки видобутку на рівні 300-400 тисяч барелів на добу протягом наступних 8-10 років при бурінні від 300 до 500 свердловин щорічно та поступовому переході до розробки менш продуктивних ділянок. Низький коефіцієнт вилучення від 10 до 13 відсотків типовий для нетрадиційних щільних колекторів вказує на значний обсяг залишкової нафти в пласті від 25 до 35 мільярдів барелів що становить потенційну мішень для майбутніх технологій підвищення нафтовіддачі хоча економічна доцільність їх застосування потребує цін на нафту понад 80-100 доларів за барель для компенсації високих операційних витрат [42].

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ФОРМАЦІЇ ТРИ-ФОРКС

3.1. Проектні рішення з розробки родовищ

Розробка нафтових покладів формації Три-Форкс у басейні Віллістон базується на застосуванні сучасних технологій горизонтального буріння в поєднанні з багатостадійним гідравлічним розривом пласта, що стало можливим завдяки технологічному прориву початку 2000-х років. Перші успішні експерименти з горизонтальним бурінням у формації Баккен, проведені компанією Continental Resources у період 2004-2005 років, продемонстрували можливість досягнення початкових дебітів до 500-800 барелів нафти на добу з одної свердловини, що значно перевищувало показники традиційного вертикального буріння. Ці результати стали підґрунтям для розробки комплексних проектних рішень щодо освоєння формації Три-Форкс, яка залягає безпосередньо під формацією Баккен і характеризується схожими геологічними умовами та колекторськими властивостями.

Основною концепцією розробки родовищ формації Три-Форкс є створення максимальної площі контакту свердловини з продуктивним пластом через буріння горизонтальних стовбурів довжиною від 2500 до 3500 метрів у найперспективніших інтервалах формації. Проектні рішення передбачають розміщення горизонтальних стовбурів переважно в нижній та середній пачках формації, де спостерігаються найкращі колекторські властивості з пористістю від 8 до 14 відсотків та проникністю від 0,1 до 3 міліДарсі. Орієнтація горизонтальних стовбурів визначається напрямком максимального горизонтального напруження в басейні, що становить азимут близько 45-60 градусів, при цьому свердловини бурять перпендикулярно до цього напрямку з азимутом 135-150 градусів для оптимального перетину з природними тріщинами відриву та максимізації ефективності гідравлічного розриву пласта [43].

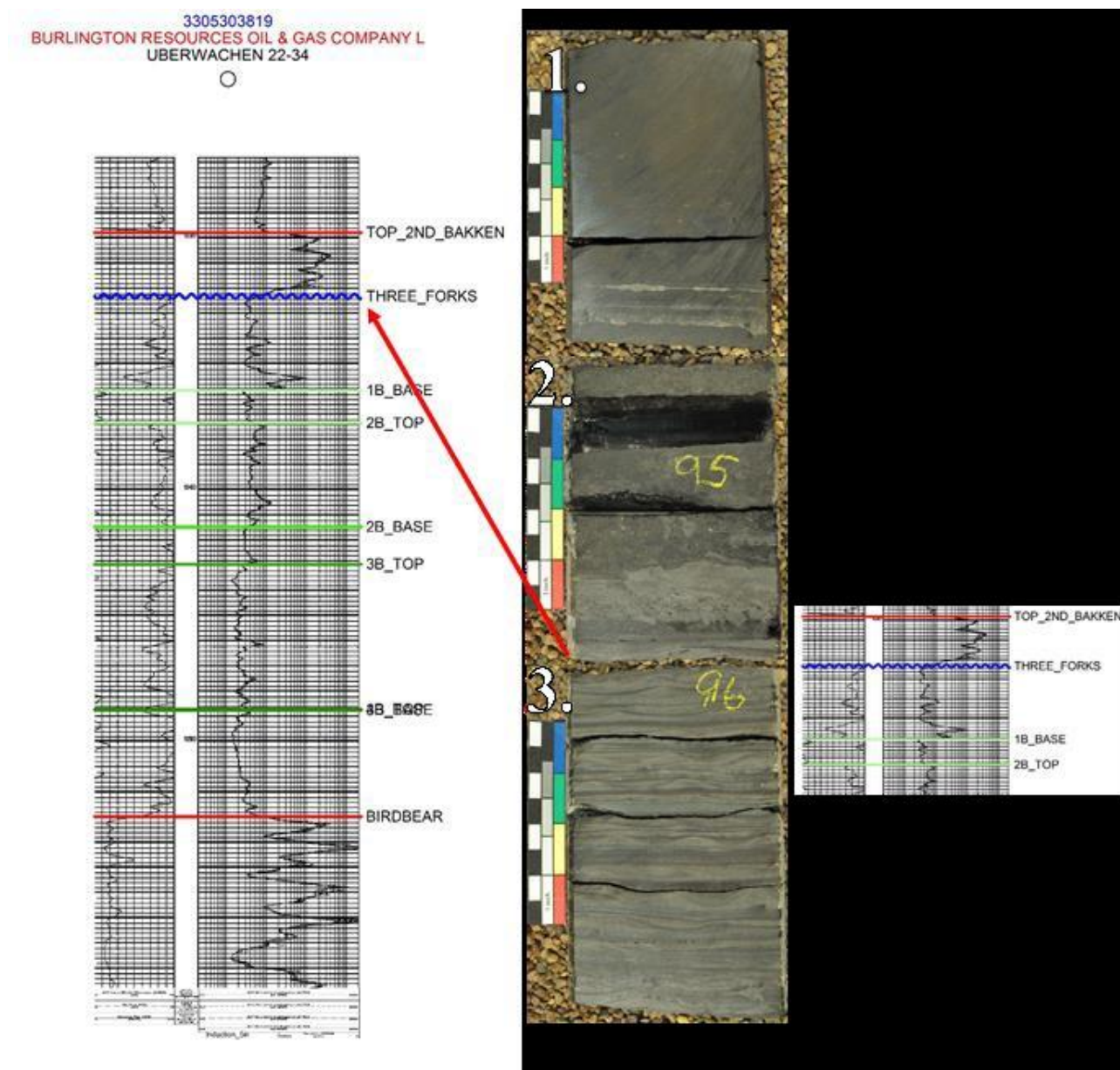


Рис. 3.1. Типовий розріз для кореляції формації Три Форкс [45]

Система розробки родовищ формації Три-Форкс базується на кущовому методі буріння з розміщенням від 4 до 16 свердловин на одному буровому майданчику площею близько 2-4 гектарів, що дозволяє мінімізувати порушення земної поверхні та оптимізувати витрати на будівництво інфраструктури. Відстань між кущами визначається геологічними умовами та економічними факторами, зазвичай становлячи від 800 до 1600 метрів, що забезпечує оптимальний баланс між щільністю дренавання пласта та капітальними витратами на буріння. Типовий проект розробки передбачає буріння свердловин з різними вертикальними інтервалами посадки в межах формації Три-Форкс для

охоплення всіх продуктивних пачок, при цьому верхні свердловини спрямовуються в середню пачку на глибинах 2800-3000 метрів, а нижні свердловини орієнтуються на нижню пачку на глибинах 3000-3200 метрів.

Технологія гідравлічного розриву пласта є критичним елементом проектних рішень і включає багатостадійну обробку з кількістю стадій від 30 до 50 на одну свердловину залежно від довжини горизонтального стовбура та геологічних умов. Типовий дизайн гідророзриву передбачає інтервал між стадіями від 60 до 80 метрів з використанням високошвидкісного закачування рідини розриву зі швидкістю від 80 до 120 барелів за хвилину та тиском від 70 до 90 мегапаскалів для створення складної тріщинної мережі в низькопроникних породах. Об'єм рідини розриву на одну стадію становить від 400 до 600 кубічних метрів, а загальна кількість рідини на свердловину досягає від 15 до 25 тисяч кубічних метрів, що еквівалентно річному споживанню води невеликого міста з населенням 5-10 тисяч осіб.

Проектні рішення щодо вибору типу та кількості проппанту базуються на механічних властивостях порід формації Три-Форкс та очікуваних напруженнях закриття тріщин після завершення гідророзриву. Використовується переважно високоміцний керамічний проппант з розміром зерен від 0,4 до 0,8 міліметра та концентрацією від 1000 до 2000 фунтів на квадратний фут площі тріщини, що забезпечує достатню проникність тріщин від 50 до 200 міліДарсі після закриття під пластовим тиском. Загальна кількість проппанту на одну свердловину коливається від 3 до 5 мільйонів фунтів або від 1360 до 2270 тонн, що потребує значних логістичних витрат на транспортування та зберігання матеріалів на буровому майданчику перед початком операцій гідророзриву.

Економічна модель розробки родовищ формації Три-Форкс передбачає капітальні витрати на одну свердловину від 7 до 10 мільйонів доларів США, що включає витрати на буріння вертикальної та горизонтальної секцій свердловини від 3 до 4 мільйонів доларів, витрати на обладнання заканчування та обсадні колони від 1,5 до 2 мільйонів доларів та витрати на багатостадійний гідравлічний розрив пласта від 2,5 до 4 мільйонів доларів. Точка беззбитковості для типової

свердловини з накопиченим видобутком 400 тисяч барелів за 20 років експлуатації знаходиться на рівні ціни нафти близько 45-55 доларів за барель при операційних витратах 15-20 доларів на барель, що робить проекти розробки формації Три-Форкс економічно привабливими при ціні нафти понад 60 доларів за барель з урахуванням премії за високу якість легкої малосірчистої нафти [44].

Екологічні аспекти проектних рішень включають заходи щодо мінімізації впливу на навколишнє середовище через використання закритих систем циркуляції бурового розчину, застосування біорозкладних добавок у рідинах гідророзриву та обов'язкове цементування кількох колон обсадних труб з тестуванням їх цілісності для запобігання міграції флюїдів у прісноводні горизонти. Системи моніторингу якості підземних вод встановлюються в радіусі одного кілометра від свердловин для раннього виявлення потенційних витоків, а всі супутні пластові води, що видобуваються разом з нафтою в об'ємі від 0,5 до 3 барелів на кожен барель нафти, утилізуються через закачування в глибокі поглинаючі горизонти ордовицького віку на глибинах понад 3500 метрів з дотриманням суворих регуляторних вимог щодо тиску закачування та об'ємів утилізації.

Таблиця 3.1.

**Основні параметри проектних рішень розробки
формації Три-Форкс [59]**

Параметр	Значення	Одиниці виміру	Примітки
Довжина горизонтального стовбура	2500-3500	м	Залежить від геології та економіки
Кількість стадій гідророзриву	30-50	од.	Інтервал між стадіями 60-80 м
Об'єм рідини на свердловину	15-25	тис. м ³	Переважно вода з добавками
Кількість пропанту на свердловину	1360-2270	т	Керамічний пропант високої міцності
Капітальні витрати на свердловину	7-10	млн USD	Включає буріння та заканчування
Прогнозний початковий дебіт	500-1000	бар/добу	Перший місяць експлуатації
Накопичений видобуток за 20 років	300-500	тис. бар	Середній показник
Точка беззбитковості	45-55	USD/бар	Ціна нафти WTI

Аналіз основних параметрів проектних рішень розробки формації Три-Форкс (табл. 3.1) демонструє високу капіталомісткість проектів з витратами від 7 до 10 мільйонів доларів на свердловину, що вимагає стабільних цін на нафту понад 45-55 доларів за барель для забезпечення економічної рентабельності. Збільшення довжини горизонтальних стовбурів до 3500 метрів та кількості стадій гідророзриву до 50 одиниць протягом останніх років дозволило підвищити прогнозні початкові дебіти на 40-50 відсотків порівняно з ранніми проектами, проте супроводжувалося пропорційним зростанням споживання води та пропанту, що створює додаткові логістичні та екологічні виклики для промислу. Точка беззбитковості на рівні 45-55 доларів за барель робить розробку формації Три-Форкс конкурентоспроможною порівняно з іншими нетрадиційними нафтовими басейнами Північної Америки, а накопичений видобуток від 300 до 500 тисяч барелів за 20 років експлуатації забезпечує привабливість проектів для інвестицій при сприятливій цінній кон'юктурі. Значне споживання води від 15 до 25 тисяч кубічних метрів на свердловину підкреслює важливість збалансованого управління водними ресурсами регіону, особливо в контексті конкуренції між нафтогазовим сектором та сільським господарством за обмежені водні ресурси басейну річки Міссурі [45].

3.2. Характеристика фонду свердловин

Фонд свердловин формації Три-Форкс у басейні Віллістон станом на 2024 рік налічує понад 12 тисяч горизонтальних свердловин, пробурених починаючи з 2007 року, коли розпочалося масштабне промислове освоєння формації з застосуванням технологій горизонтального буріння та багатостадійного гідравлічного розриву пласта. Динаміка буріння характеризувалася експоненціальним зростанням у період 2010-2014 років з піком понад 2000 свердловин на рік у 2012-2013 роках, після чого спостерігалось різке зниження темпів буріння до 300-500 свердловин на рік у 2015-2016 роках внаслідок падіння цін на нафту нижче 50 доларів за барель, з подальшим відновленням до 800-1200 свердловин на рік у період 2021-2024 років при цінах понад 70 доларів за барель. Географічний розподіл свердловин демонструє концентрацію близько 85 відсотків фонду в межах округів Маккензі, Вільямс, Маунтрейл та Данн у західній частині Північної Дакоти, де спостерігається оптимальне поєднання товщини формації від 40 до 65 метрів, колекторських властивостей з пористістю понад 10 відсотків та структурного положення на схід від антиклінальної зони Нессон.

Конструкція типової горизонтальної свердловини формації Три-Форкс включає вертикальну секцію глибиною від 2200 до 3200 метрів з трьома концентричними колонами обсадних труб діаметром 508, 339 та 244 міліметрів для забезпечення ізоляції прісноводних горизонтів та структурної цілісності стовбура, секцію набору кривизни довжиною від 200 до 400 метрів з радіусом кривизни від 150 до 250 метрів та горизонтальну секцію довжиною від 2500 до 3500 метрів з відхиленням від вертикалі близько 90 градусів, обсаджена експлуатаційною колоною діаметром 139 міліметрів. Час буріння однієї свердловини скоротився з 45-60 днів у 2008-2010 роках до 20-30 днів у 2020-2024 роках завдяки удосконаленню бурового обладнання та накопиченню операційного досвіду, що призвело до зниження витрат на буріння приблизно на 40 відсотків порівняно з початковим періодом освоєння формації [46].

Розподіл свердловин за вертикальними інтервалами посадки в межах формації Три-Форкс відображає еволюцію стратегії розробки та покращення розуміння геологічної будови формації протягом останніх п'ятнадцяти років. Близько 55 відсотків свердловин орієнтовані на середню пачку формації на глибинах від 2800 до 3000 метрів, де спостерігається найбільша товщина продуктивних інтервалів до 30 метрів та оптимальний баланс між колекторськими властивостями і товщиною нафтонасиченого розрізу. Приблизно 35 відсотків свердловин спрямовані в нижню пачку на глибинах від 3000 до 3200 метрів, що характеризується найкращими колекторськими властивостями з пористістю до 18 відсотків та проникністю до 10 міліДарсі, проте меншою товщиною продуктивного інтервалу від 5 до 25 метрів. Решта 10 відсотків свердловин розташовані у верхній пачці формації на глибинах від 2600 до 2800 метрів, де переважають низькопроникні доломіти з матричною проникністю менше 0,1 міліДарсі, що потребують максимальної інтенсивності гідравлічного розриву для досягнення комерційної продуктивності.

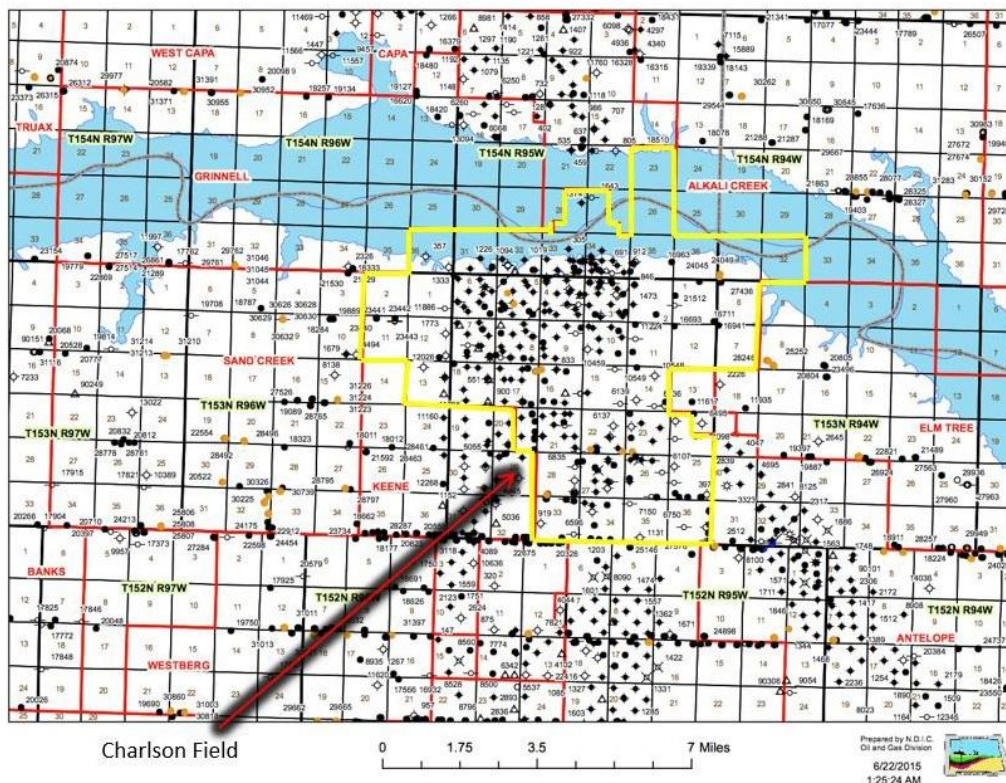


Рис. 3.2. Пробурені свердловини на ділянці Чарльсон Філд, басейн Віллістон [27]

Продуктивність свердловин формації Три-Форкс характеризується значною варіабельністю залежно від геологічних умов, якості заканчування та термінів введення в експлуатацію, при цьому спостерігається чітка тенденція до збільшення початкових дебітів свердловин з часом завдяки удосконаленню технологій гідравлічного розриву та збільшенню довжини горизонтальних стовбурів. Свердловини, введені в експлуатацію у період 2008-2012 років, демонстрували середні початкові дебіти від 350 до 500 барелів на добу з накопиченим видобутком за перші п'ять років експлуатації від 200 до 350 тисяч барелів на свердловину. Свердловини, пробурені у 2013-2017 роках із застосуванням оптимізованих дизайнів гідророзриву з кількістю стадій до 40-45, показували середні початкові дебіти від 500 до 700 барелів на добу та накопичений видобуток від 300 до 450 тисяч барелів за п'ять років. Найновіші свердловини періоду 2018-2024 років з довжиною горизонтальних стовбурів понад 3000 метрів та кількістю стадій гідророзриву до 50-60 демонструють середні початкові дебіти від 700 до 1000 барелів на добу з прогнозованим накопиченим видобутком від 450 до 650 тисяч барелів за п'ять років експлуатації.

Характеристики виснаження свердловин формації Три-Форкс типові для низькопроникних колекторів з режимом розчиненого газу та характеризуються стрімким падінням дебітів на 60-70 відсотків протягом першого року експлуатації з подальшим поступовим зниженням темпів падіння до 15-25 відсотків на рік у другому-третьому роках та стабілізацією на рівні 5-10 відсотків на рік після п'ятого року експлуатації. Типова свердловина досягає межі економічної рентабельності при дебіті близько 50-70 барелів на добу, що зазвичай відбувається через 8-12 років після введення в експлуатацію залежно від початкової продуктивності та операційних витрат, після чого свердловина може або переводитися на механізований спосіб видобутку зі штанговими глибинними насосами, або ліквідуватися при недостатній економічній привабливості продовження експлуатації. Аналіз даних понад 3000 свердловин з терміном експлуатації понад 10 років показує середній накопичений видобуток від 350 до 500 тисяч барелів на свердловину, що становить від 10 до 13 відсотків

початкових геологічних запасів у зоні дренування площею близько 120-160 акрів або 48-65 гектарів на одну свердловину [47].

Технічний стан фонду свердловин контролюється регулярними програмами ремонтних робіт та заходами з інтенсифікації видобутку, що включають періодичну очистку насосно-компресорних труб від парафінових відкладень, ремонт підземного обладнання та повторний гідравлічний розрив пласта для відновлення продуктивності виснажених свердловин. Близько 15-20 відсотків свердловин потребують щорічного ремонту внаслідок проблем з корозією обладнання в агресивному середовищі високомінералізованих пластових вод з рН від 5,8 до 6,5, накопичення парафінів з температурою кристалізації від 20 до 35 градусів Цельсія при охолодженні нафти в насосно-компресорних трубах та пошкодження експлуатаційних колон внаслідок високих тисків під час операцій гідравлічного розриву. Програми повторного гідравлічного розриву реалізовані на близько 5 відсотках свердловин з терміном експлуатації понад 5 років та показують збільшення дебітів у середньому в 2-3 рази порівняно з дебітами перед операцією рефрекінгу, проте з швидким поверненням до попереднього тренду виснаження протягом 12-24 місяців після обробки.

Регуляторні аспекти управління фондом свердловин включають суворі вимоги комісій з нафти та газу штатів Північна Дакота та Монтана щодо ліквідації та рекультивації свердловин після завершення їх експлуатаційного терміну, що передбачає цементування свердловини на всю глибину зі встановленням кількох цементних мостів для запобігання міграції флюїдів між горизонтами, зрізання обсадних колон на глибині 1,5 метра нижче поверхні землі та відновлення природного ландшафту з рекультивацією порушених земель площею близько 2-4 гектарів на кожен буровий майданчик. Фінансові гарантії на ліквідацію свердловин становлять від 100 до 200 тисяч доларів на свердловину залежно від глибини та складності конструкції, що забезпечує наявність коштів для належної ліквідації навіть у випадку банкрутства оператора. Станом на 2024 рік близько 500 свердловин формації Три-Форкс вже ліквідовано після

завершення їх економічного терміну експлуатації з середніми витратами на ліквідацію від 80 до 150 тисяч доларів на свердловину, що включає вартість матеріалів, робочої сили та рекультивациі земель.

Таблиця 3.2.

Характеристика фонду свердловин формації Три-Форкс за періодами буріння [34]

Період буріння	Кількість свердловин	Середня довжина стовбура (м)	Середній початковий дебіт (бар/добу)	Накопичений видобуток за 5 років (тис. бар)	Кількість стадій ГРП
2008-2012	2800	2200-2800	350-500	200-350	25-35
2013-2017	5600	2600-3200	500-700	300-450	35-45
2018-2024	3600	2800-3500	700-1000	450-650*	45-60
Всього	12000	2500-3200	500-750	300-480	35-50

**Прогнозна оцінка для свердловин з терміном експлуатації менше 5 років*

Характеристика фонду свердловин формації Три-Форкс (табл. 3.2) за періодами буріння відображає еволюцію технологій розробки з чітким трендом до збільшення середньої довжини горизонтальних стовбурів з 2200-2800 метрів у період 2008-2012 років до 2800-3500 метрів у період 2018-2024 років, що призвело до зростання середніх початкових дебітів з 350-500 барелів на добу до 700-1000 барелів на добу. Накопичений видобуток за п'ять років експлуатації збільшився з 200-350 тисяч барелів для ранніх свердловин до прогнозних 450-650 тисяч барелів для найновіших свердловин, що свідчить про підвищення технологічної ефективності на 80-100 відсотків протягом періоду промислового освоєння формації. Зростання кількості стадій гідравлічного розриву з 25-35 до 45-60 одиниць на свердловину відображає перехід до більш інтенсивних методів стимуляції колекторів з низькою природною проникністю, що дозволяє залучати до розробки менш продуктивні інтервали формації з матричною проникністю менше 0,5 міліДарсі. Загальний фонд з 12000 свердловин, пробурених протягом 2008-2024 років, демонструє масштаб промислового освоєння формації Три-Форкс, яка стала другим за значенням продуктивним горизонтом басейну

Віллістон після формації Баккен, забезпечуючи близько 25-28 відсотків загального видобутку нафти в регіоні [48].

3.3. Поточний стан розробки формації

Поточний стан розробки формації Три-Форкс у басейні Віллістон станом на кінець 2024 року характеризується стадією зрілої промислової експлуатації з добре розвиненою інфраструктурою, високою щільністю буріння в найперспективніших районах та поступовим переходом до освоєння периферійних ділянок з меншою продуктивністю. Загальний видобуток нафти з формації Три-Форкс становить близько 300-340 тисяч барелів на добу, що складає приблизно 25-28 відсотків від загального видобутку в басейні Віллістон і робить формацію другим за значенням продуктивним горизонтом після формації Баккен, яка забезпечує близько 60-65 відсотків загального видобутку. Накопичений видобуток нафти з формації Три-Форкс з початку промислового освоєння у 2007 році до кінця 2024 року перевищив 1,4 мільярда барелів, що становить близько 32-35 відсотків від початкових доведених запасів категорії 1P і вказує на значний залишковий потенціал для подальшої розробки протягом наступних двох десятиліть.

Просторовий розподіл видобутку демонструє концентрацію близько 75 відсотків загальної продукції в центральній зоні басейну площею близько 25 тисяч квадратних кілометрів у межах смуги шириною від 40 до 80 кілометрів на схід від антиклінальної зони Нессон, де щільність свердловин досягає 4-6 одиниць на квадратний кілометр і спостерігаються найвищі середні дебіти від 400 до 700 барелів на добу на діючу свердловину. Східна периферійна зона площею близько 15 тисяч квадратних кілометрів забезпечує близько 15 відсотків загального видобутку при середніх дебітах від 200 до 400 барелів на добу та щільності свердловин від 1 до 2 одиниць на квадратний кілометр, тоді як західна та південна периферійні зони загальною площею близько 10 тисяч квадратних кілометрів дають решту 10 відсотків видобутку з середніми дебітами менше 200 барелів на добу внаслідок виклинювання продуктивних пластів та погіршення

колекторських властивостей. Аналіз просторового розподілу продуктивності свердловин підтверджує критичну роль структурного фактору та товщини формації для економічної ефективності розробки, при цьому свердловини в межах центральної високопродуктивної зони демонструють накопичений видобуток за п'ять років від 400 до 650 тисяч барелів порівняно з 150-300 тисячами барелів на периферії басейну [49].

Динаміка видобутку з формації Три-Форкс протягом періоду 2007-2024 років характеризується фазою швидкого зростання у 2008-2014 роках зі збільшенням добового видобутку з практично нульового рівня до піку близько 350 тисяч барелів на добу внаслідок інтенсивного буріння понад 8 тисяч свердловин за цей період, фазою різкого падіння у 2015-2016 роках до рівня 250-280 тисяч барелів на добу через скорочення буріння нових свердловин при низьких цінах на нафту та природне виснаження існуючого фонду, і фазою відновлення та стабілізації у 2017-2024 роках на рівні 300-340 тисяч барелів на добу завдяки відновленню темпів буріння та збільшенню продуктивності нових свердловин з довгими горизонтальними стовбурами. Прогнозні оцінки вказують на можливість підтримання поточного рівня видобутку протягом наступних 5-7 років при бурінні від 800 до 1200 нових свердловин щорічно, з подальшим поступовим зниженням до рівня 200-250 тисяч барелів на добу до 2035 року внаслідок виснаження найбільш продуктивних ділянок та переходу до розробки менш привабливих периферійних зон.

Поточні показники експлуатації діючого фонду свердловин демонструють середній дебіт нафти близько 170-190 барелів на добу на свердловину при обводненості продукції від 15 до 35 відсотків залежно від терміну експлуатації та геологічних умов конкретного району. Свердловини з терміном експлуатації менше двох років показують середні дебіти від 400 до 600 барелів на добу при обводненості менше 10 відсотків, свердловини з терміном від двох до п'яти років експлуатуються з середніми дебітами від 200 до 350 барелів на добу при обводненості від 15 до 25 відсотків, тоді як свердловини старше п'яти років характеризуються дебітами від 80 до 150 барелів на добу при обводненості від

30 до 50 відсотків і часто потребують переведення на механізований спосіб експлуатації зі штанговими глибинними насосами для підтримки економічно рентабельного видобутку. Газовий фактор продукції становить у середньому від 800 до 1100 кубічних футів на барель нафти або від 143 до 196 кубічних метрів на кубічний метр, при цьому спостерігається тенденція до збільшення газового фактору з часом експлуатації внаслідок зниження пластового тиску нижче тиску насичення та виділення розчиненого газу з нафти.

Інфраструктурне забезпечення розробки формації Три-Форкс включає розгалужену систему збору та підготовки нафти з понад 150 пунктами первинної обробки сирової нафти загальною потужністю близько 450 тисяч барелів на добу, що перевищує поточний рівень видобутку і забезпечує резервну потужність для майбутнього нарощування продукції. Мережа нафтопроводів загальною протяжністю понад 8 тисяч кілометрів з'єднує бурові майданчики з пунктами підготовки та магістральними трубопроводами, що транспортують нафту до нафтопереробних заводів у Середньо-Західних штатах та портів експорту на узбережжі Мексиканської затоки. Газова інфраструктура включає систему газозбірних трубопроводів протяжністю близько 3 тисяч кілометрів та газопереробні установки загальною потужністю близько 350 мільйонів кубічних футів на добу, проте обмежена пропускна здатність газотранспортної системи призводить до спалювання на факелах до 15-20 відсотків супутнього газу у періоди пікового видобутку, що становить економічні втрати та екологічні проблеми для регіону. Система водопостачання для операцій гідравлічного розриву включає мережу водозаборів з річки Міссурі та її приток загальною потужністю близько 100 тисяч кубічних метрів на добу, а також систему утилізації супутніх пластових вод через закачування у глибокі поглинаючі горизонти через мережу з близько 200 нагнітальних свердловин загальною прийнятною здатністю понад 500 тисяч барелів води на добу.

Економічна ефективність поточної розробки формації Три-Форкс визначається співвідношенням між операційними витратами на видобуток та переробку нафти і ринковими цінами на сирову нафту з урахуванням премії за

високу якість легкої малосірчистої нафти басейну Віллістон. Середні операційні витрати становлять від 15 до 20 доларів на барель видобутої нафти, що включає витрати на підйом рідини зі свердловин від 5 до 8 доларів на барель, витрати на збір і підготовку нафти від 3 до 5 доларів на барель, витрати на транспортування до споживачів від 4 до 6 доларів на барель та витрати на утилізацію супутніх вод від 2 до 3 доларів на барель. При поточних цінах на нафту марки West Texas Intermediate на рівні 70-80 доларів за барель та премії близько 3-5 доларів за якість нафти басейну Віллістон, операційна рентабельність видобутку становить від 50 до 60 доларів на барель або близько 70-75 відсотків від виручки, що забезпечує високу прибутковість діючих свердловин та швидку окупність капітальних інвестицій у нове буріння протягом 2-3 років при сприятливих ринкових умовах [50].

Технологічні інновації у поточній розробці формації Три-Форкс спрямовані на підвищення коефіцієнта вилучення нафти понад базовий рівень 10-13 відсотків через застосування удосконалених методів заканчування свердловин та інтенсифікації видобутку. Технологія одночасного багатопластового заканчування дозволяє експлуатувати декілька продуктивних інтервалів через одну свердловину з використанням систем селективного контролю притоку та демонструє збільшення накопиченого видобутку на 15-25 відсотків порівняно з традиційним однопластовим заканчуванням при додаткових капітальних витратах близько 1-1,5 мільйонів доларів на свердловину. Технологія розширених багатостадійних систем гідророзриву з кількістю стадій до 80-100 на свердловину при довжині горизонтального стовбура понад 4000 метрів знаходиться на стадії пілотного впровадження та показує потенціал для збільшення початкових дебітів на 30-40 відсотків, проте потребує капітальних витрат понад 12 мільйонів доларів на свердловину, що робить таку технологію економічно виправданою лише при цінах на нафту понад 80 доларів за барель.

Таблиця 3.3.

Поточні показники розробки формації Три-Форкс за районами [43]

Район	Площа (км ²)	Кількість діючих свердловин	Середній дебіт (бар/добу)	Загальний видобуток (тис. бар/добу)	Обводненість (%)	Щільність свердловин (од./км ²)
Центральна зона	25000	7200	400-700	230-260	15-25	4-6
Східна периферія	15000	2400	200-400	40-50	25-35	1-2
Західна периферія	6000	720	150-300	20-25	30-45	0,8-1,5
Південна периферія	4000	280	100-200	5-8	35-50	0,5-1,0
Всього	50000	10600	170-190	300-340	20-30	2,5-3,5

Поточні показники розробки формації Три-Форкс (табл. 3.3) демонструють виражену просторову диференціацію продуктивності з концентрацією близько 75 відсотків загального видобутку в центральній зоні площею 25000 квадратних кілометрів, де середні дебїти свердловин досягають 400-700 барелів на добу при щільності буріння 4-6 свердловин на квадратний кілометр. Периферійні зони басейну характеризуються значно нижчою продуктивністю з середніми дебїтами від 100 до 400 барелів на добу та меншою щільністю свердловин від 0,5 до 2 одиниць на квадратний кілометр, що відображає погіршення геологічних умов на краях басейну внаслідок виклинювання продуктивних пластів та зниження колекторських властивостей порід. Обводненість продукції зростає від 15-25 відсотків у центральній зоні до 35-50 відсотків на південній периферії басейну, що вказує на вплив підшовної води та більш тривалий термін експлуатації свердловин у периферійних районах, де розробка розпочалася раніше порівняно з центральною високопродуктивною зоною. Загальний поточний видобуток на рівні 300-340 тисяч барелів на добу з фонду понад 10600 діючих свердловин забезпечує середній дебіт близько 170-190 барелів на добу на свердловину, що відповідає стадії зрілої розробки з природним виснаженням продуктивності свердловин та необхідністю підтримання видобутку через буріння нових свердловин для компенсації падіння дебїтів існуючого фонду [51].

3.4. Система підтримання пластового тиску

Система підтримання пластового тиску у формації Три-Форкс басейну Віллістон перебуває на початковій стадії впровадження і до 2024 року реалізована лише на обмеженій кількості пілотних проектів загальною кількістю близько 15-20 ділянок площею від 2 до 8 квадратних кілометрів кожна, що становить менше одного відсотка від загальної площі промислової розробки формації. Основною причиною обмеженого застосування систем підтримання тиску є низька природна проникність порід формації від 0,001 до 10 міліДарсі та штучний характер колекторів, створених через гідравлічний розрив пласта, що ускладнює рівномірний розподіл закачуваних агентів у продуктивному об'ємі пласта та знижує технологічну та економічну ефективність процесів заводнення або газового впливу. Додатковими обмежуючими факторами виступають висока капіталомісткість систем підтримання тиску з витратами від 3 до 5 мільйонів доларів на одну нагнітальну свердловину, обмежена доступність прісної води для заводнення в посушливих районах басейну та відсутність достатньої газотранспортної інфраструктури для реалізації проектів газового впливу на пластовий тиск.

Природний режим розробки покладів формації Три-Форкс класифікується як режим розчиненого газу з незначним впливом пружного режиму на початковій стадії експлуатації, коли пластовий тиск перевищує тиск насичення нафти газом і забезпечує однофазну фільтрацію рідини через породи колектора. Початковий пластовий тиск у недренованих зонах формації становить від 32 до 45 мегапаскалів на глибинах від 2800 до 3200 метрів, що на 10-20 відсотків перевищує гідростатичний градієнт і забезпечує фонтанний режим експлуатації свердловин протягом перших місяців після введення в роботу без застосування штучних методів підйому рідини. Тиск насичення нафти газом коливається від 18 до 32 мегапаскалів, що становить від 55 до 75 відсотків від початкового пластового тиску і визначає критичний рівень, нижче якого починається виділення газу з розчину та погіршення умов фільтрації нафти через формування

вільної газової фази у поровому просторі колектора. Аналіз динаміки пластового тиску у понад 200 свердловинах з термодинамічними дослідженнями показує зниження середнього пластового тиску в дренажних зонах на 20-40 відсотків від початкового рівня протягом перших п'яти років експлуатації, що призводить до переходу більшості свердловин у режим двофазної фільтрації та зниження дебітів на 60-70 відсотків порівняно з початковими показниками [52].

Пілотні проекти заводнення формації Три-Форкс реалізовані переважно у центральній високопродуктивній зоні басейну на ділянках з щільністю видобувних свердловин понад 4 одиниць на квадратний кілометр та доведеною комерційною нафтоносністю з накопиченим видобутком понад 200 тисяч барелів на свердловину за перші три роки експлуатації. Типова схема розміщення свердловин передбачає буріння нагнітальних свердловин у центрі геометричного патерна з 4-8 видобувними свердловинами по периметру на відстані від 400 до 800 метрів від нагнітальної свердловини, що забезпечує площу дренажування одного патерна від 0,5 до 2 квадратних кілометрів залежно від щільності розміщення свердловин. Закачування води здійснюється під тиском від 45 до 60 мегапаскалів, що на 10-15 мегапаскалів перевищує поточний пластовий тиск у дренажній зоні і забезпечує приймальність нагнітальних свердловин від 300 до 800 барелів води на добу або від 48 до 127 кубічних метрів на добу залежно від проникності колектора та ефективності гідравлічного зв'язку між нагнітальною та видобувними свердловинами через систему природних та штучних тріщин.

Результати пілотних проектів заводнення демонструють неоднозначну ефективність з широким діапазоном відгуку видобувних свердловин на закачування води від повної відсутності помітного впливу до збільшення дебітів на 30-50 відсотків протягом 6-12 місяців після початку закачування залежно від геологічних умов та якості гідравлічного зв'язку між свердловинами. Найкращі результати отримані на ділянках з природною тріщинуватістю порід понад 3 тріщини на метр та проникністю тріщинного колектора понад 10 міліДарсі, де спостерігається відносно швидке, протягом 3-6 місяців, встановлення гідродинамічного зв'язку між нагнітальними та видобувними свердловинами з

проривом закачуваної води у видобувні свердловини через 12-18 місяців після початку заводнення. На ділянках з низькою природною тріщинуватістю та матричною проникністю менше 0,5 міліДарсі ефект від заводнення практично не спостерігається навіть через 24 місяці після початку закачування води, що пояснюється відсутністю достатнього гідравлічного зв'язку між свердловинами та дуже повільною фільтрацією води через низькопроникну матрицю породи зі швидкістю менше 1 метра на місяць. Попередня оцінка додаткового видобутку нафти від заводнення у успішних проектах становить від 50 до 120 тисяч барелів на нагнітальну свердловину протягом п'ятирічного періоду експлуатації, що еквівалентно збільшенню коефіцієнта вилучення на 2-4 відсотки і забезпечує позитивну економічну ефективність проекту при цінах на нафту понад 65 доларів за барель.

Альтернативні методи підтримання пластового тиску включають закачування газу високого тиску або вуглекислого газу, які мають переваги меншої в'язкості порівняно з водою і можуть забезпечити кращу розробку низькопроникних зон колектора через молекулярну дифузію та розчинення у залишковій нафті. Пілотний проект закачування природного газу реалізований на одній ділянці площею близько 4 квадратних кілометрів у період 2018-2022 років з закачуванням близько 2 мільйонів кубічних футів газу на добу або близько 56 тисяч кубічних метрів на добу через дві нагнітальні свердловини під тиском від 50 до 65 мегапаскалів, що перевищує поточний пластовий тиск на 15-20 мегапаскалів. Результати показали збільшення дебітів нафти у п'яти з восьми навколишніх видобувних свердловинах на 20-40 відсотків протягом першого року після початку закачування з одночасним збільшенням газового фактору від початкових 800-1000 кубічних футів на барель до 1500-2500 кубічних футів на барель, що вказує на прорив закачуваного газу у видобувні свердловини. Економічна оцінка проекту газового впливу виявилася негативною внаслідок високої вартості компримування та закачування газу, що перевищила 8 доларів на тисячу кубічних футів, і відносно невеликого приросту видобутку нафти

близько 80 тисяч барелів за чотири роки реалізації проекту, що не компенсувало капітальні та операційні витрати близько 12 мільйонів доларів [53].

Технологічні виклики впровадження систем підтримання пластового тиску у формації Три-Форкс включають необхідність точного геологічного моделювання тріщинної мережі для прогнозування шляхів фільтрації закачуваних агентів, складність контролю фронту витіснення у гетерогенних колекторах з великою варіацією проникності від 0,001 до 10 міліДарсі на відстанях менше 100 метрів та ризики передчасного прориву води або газу у видобувні свердловини через високопроникні тріщинні канали, що знижує ефективність охоплення пласта впливом. Додатковою проблемою є сумісність закачуваної води з пластовою водою високої мінералізації від 180 до 250 грамів на літр та порідами колектора, що може призводити до випадання солей при змішуванні вод різного складу, набухання глинистих мінералів при контакті з прісною водою і блокування порового простору з різким зниженням проникності на 50-80 відсотків від початкового рівня. Для мінімізації негативних ефектів несумісності вод проводиться попередня підготовка закачуваної води з коригуванням її мінералізації до рівня пластової води шляхом додавання солей або використання пластової води з інших горизонтів після спеціальної обробки, що додає до загальних витрат на реалізацію проектів заводнення від 2 до 4 доларів на барель закачуваної води або від 12,6 до 25,1 доларів на кубічний метр.

Перспективи розвитку систем підтримання пластового тиску у формації Три-Форкс пов'язані з накопиченням операційного досвіду пілотних проектів, удосконаленням методів геологічного та гідродинамічного моделювання для оптимізації розміщення нагнітальних свердловин та режимів закачування, а також з розробкою спеціалізованих технологій для низькопроникних тріщинних колекторів, включаючи циклічне закачування води та газу, використання поверхнево-активних речовин для покращення умов витіснення нафти і застосування полімерного заводнення для підвищення в'язкості закачуваної води та покращення охоплення пласта. При успішній реалізації цих підходів і підтвердженні економічної ефективності на масштабних промислових пілотах

очікується поступове збільшення частки видобутку з застосуванням систем підтримання тиску до 15-25 відсотків від загального видобутку формації Три-Форкс до 2035 року з потенційним приростом кінцевого коефіцієнта вилучення на 3-7 відсотків від геологічних запасів, що еквівалентно додатковим видобувним запасам від 2 до 4 мільярдів барелів нафти при відповідних капітальних інвестиціях від 15 до 30 мільярдів доларів протягом наступних десяти років.

Таблиця 3.4.

Параметри пілотних проектів підтримання пластового тиску [49]

Параметр	Заводнення	Газовий вплив	Одиниці виміру
Кількість проектів	15-18	1-2	од.
Площа ділянки	0,5-2,0	3-5	км ²
Тиск закачування	45-60	50-65	МПа
Приймальність свердловини	300-800	1500-3000*	бар/добу
Приріст дебіту нафти	20-50	20-40	%
Час відгуку	3-12	6-18	місяці
Додатковий видобуток	50-120	60-100	тис. бар за 5 років
Капітальні витрати	3-5	6-8	млн USD на свердловину

*Еквівалент у тисячах кубічних футів газу на добу

Параметри пілотних проектів підтримання пластового тиску у формації Три-Форкс (табл. 3.4) демонструють обмежений масштаб впровадження з реалізацією лише 15-20 проектів на загальну площу менше одного відсотка від території промислової розробки, що пояснюється технологічними складнощами закачування агентів у низькопроникні колектори та високою капіталомісткістю таких проектів з витратами від 3 до 8 мільйонів доларів на нагнітальну свердловину. Заводнення демонструє більш сприятливі економічні показники порівняно з газовим впливом внаслідок нижчих капітальних витрат та більш передбачуваного відгуку видобувних свердловин, проте час встановлення гідродинамічного зв'язку між нагнітальними та видобувними свердловинами коливається від 3 до 18 місяців залежно від природної тріщинуватості порід, що створює значну невизначеність у прогнозуванні ефективності проектів. Приріст дебіту нафти на рівні 20-50 відсотків у свердловинах з позитивним відгуком на

заходження та додатковий видобуток від 50 до 120 тисяч барелів за п'ять років експлуатації забезпечують економічну привабливість проектів лише при цінах на нафту понад 65 доларів за барель з урахуванням операційних витрат на закачування та підготовку води. Обмежена кількість реалізованих проектів газового впливу з одиницями пілотних ділянок вказує на технологічні та економічні бар'єри широкого застосування цього методу, включаючи високу вартість компримування газу понад 8 доларів на тисячу кубічних футів та ризики передчасного прориву газу у видобувні свердловини через високопроникні тріщинні канали з проникністю понад 100 міліДарсі [54].

3.5. Енергетичний стан покладів

Енергетичний стан покладів формації Три-Форкс характеризується прогресуючим виснаженням природної пластової енергії внаслідок інтенсивного відбору нафти без застосування систем підтримання пластового тиску на більшості родовищ басейну Віллістон, що призводить до зниження середнього пластового тиску на 20-40 відсотків від початкового рівня у дренажних зонах радіусом від 200 до 400 метрів навколо видобувних свердловин протягом перших п'яти років експлуатації. Початковий пластовий тиск у недренованих ділянках формації становить від 32 до 45 мегапаскалів залежно від глибини залягання з гідростатичним градієнтом від 11 до 13 кілопаскалів на метр глибини, що на 10-20 відсотків перевищує чистий гідростатичний тиск води і вказує на аномально високий пластовий тиск, сформований внаслідок тривалої геологічної ізоляції покладів під регіональною покришкою формації Баккен товщиною до 43 метрів. Тиск насичення нафти газом коливається від 18 до 32 мегапаскалів, що становить від 55 до 75 відсотків від початкового пластового тиску, при цьому спостерігається загальна тенденція до більших значень тиску насичення у глибших частинах басейну з вищими пластовими температурами від 100 до 110 градусів Цельсія, де розчинність газу в нафті є максимальною.

Динаміка зниження пластового тиску у процесі розробки покладів формації Три-Форкс визначається балансом між відбором флюїдів через

видобувні свердловини та природним припливом пластової енергії з недренованих зон басейну, при цьому швидкість падіння тиску максимальна на початковій стадії експлуатації з темпами від 5 до 10 мегапаскалів на рік протягом перших двох років після введення свердловини в роботу і поступово зменшується до 1-3 мегапаскалів на рік після п'яти років експлуатації внаслідок зниження дебітів свердловин та зменшення інтенсивності відбору флюїдів з пласта. Аналіз даних термодинамічних досліджень понад 300 свердловин з різними термінами експлуатації показує, що середній пластовий тиск у зонах активної розробки знизився з початкових 38-42 мегапаскалів до поточних рівнів 22-28 мегапаскалів, що становить зниження на 35-45 відсотків і вказує на перехід більшості покладів у режим розробки нижче тиску насичення з виділенням вільного газу з розчину та формуванням газової шапки у підвищених частинах структур. Просторовий розподіл пластового тиску демонструє виражену неоднорідність з найнижчими значеннями від 18 до 24 мегапаскалів у центральній високодренованій зоні басейну площею близько 20 тисяч квадратних кілометрів з щільністю свердловин понад 4 одиниць на квадратний кілометр та відносно високими значеннями від 28 до 38 мегапаскалів на периферії басейну, де інтенсивність розробки є меншою [55].

Коефіцієнт використання початкової пластової енергії визначається як відношення сумарного видобутку рідини з початку розробки до теоретичної кількості рідини, яка може бути вилучена при пружному розширенні нафти та порід колектора від початкового пластового тиску до атмосферного тиску, і становить у середньому від 0,25 до 0,40 для родовищ формації Три-Форкс з терміном експлуатації понад п'ять років. Низькі значення коефіцієнта використання пластової енергії пояснюються значною компресійною енергією пласта, яка залишається невикористаною внаслідок обмеженої зони дронування навколо кожної свердловини радіусом від 150 до 300 метрів при відстанях між свердловинами від 400 до 800 метрів, що залишає значні об'єми пласта недренованими і зберігаючими початковий енергетичний потенціал. Додатковим фактором є висока залишкова нафтонасиченість від 40 до 60 відсотків у

дренованих зонах внаслідок капілярного утримування нафти у дрібних порах матриці породи з розмірами від 0,5 до 10 мікрометрів, де капілярні сили перевищують 2-5 мегапаскалів і перешкоджають витісненню нафти при наявних градієнтах пластового тиску менше 0,1 мегапаскаля на метр у радіальному напрямку від свердловини.

Газовий фактор продукції є важливим індикатором енергетичного стану покладів і демонструє тенденцію до зростання з часом експлуатації від початкових значень 600-800 кубічних футів на барель нафти або 107-143 кубічних метрів на кубічний метр у перші місяці після введення свердловини в роботу до значень 1200-1800 кубічних футів на барель або 214-321 кубічних метрів на кубічний метр після трьох-п'яти років експлуатації при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення. Збільшення газового фактору супроводжується зниженням дебітів нафти на 40-60 відсотків порівняно з початковими показниками через погіршення фазової проникності для нафти при зростанні газонасиченості порового простору від початкових 5-10 відсотків до 30-50 відсотків, що призводить до блокування порів газовими бульбашками та зменшення ефективних шляхів фільтрації рідини до стовбура свердловини. У свердловинах з найдовшим терміном експлуатації понад сім років газовий фактор може досягати 2500-3500 кубічних футів на барель або 446-625 кубічних метрів на кубічний метр, що вказує на фільтрацію переважно газової фази з вмістом нафти менше 30-40 відсотків від загального об'єму видобутої продукції і потребує застосування спеціалізованого обладнання сепарації для ефективного розділення нафти і газу на гирлі свердловини.

Пластова температура у покладах формації Три-Форкс становить від 85 до 110 градусів Цельсія залежно від глибини залягання з геотермічним градієнтом близько 30-35 градусів Цельсія на кілометр глибини і залишається практично незмінною протягом періоду експлуатації внаслідок великої теплоємності порід та повільних швидкостей фільтрації флюїдів, що не призводять до помітного охолодження пласта навіть при високих дебітах видобутку понад 1000 барелів на добу. Висока пластова температура має позитивний ефект на в'язкість нафти, яка

знижується від 3-8 сантіпуаз при поверхневих умовах 20 градусів Цельсія до 0,5-2,0 сантіпуаз при пластових умовах, що сприяє покращенню умов фільтрації нафти через низькопроникні породи колектора і дозволяє досягати комерційних дебітів навіть при матричній проникності менше 0,5 міліДарсі без застосування теплових методів підвищення нафтовіддачі. Проте висока температура створює технічні виклики для глибинного обладнання свердловин, включаючи електричні занурені насоси та пакери, які повинні витримувати тривалу експлуатацію при температурах понад 100 градусів Цельсія без втрати герметичності та функціональності протягом планового терміну служби від 3 до 5 років між капітальними ремонтами свердловин [56].

Прогноз енергетичного стану покладів формації Три-Форкс на наступні 10-15 років вказує на подальше зниження середнього пластового тиску до рівнів 15-20 мегапаскалів у найбільш виснажених районах басейну при продовженні розробки без застосування систем підтримання тиску, що призведе до необхідності переведення більшості свердловин на механізований спосіб видобутку зі штанговими глибинними насосами або електричними зануреними насосами для підтримки економічно рентабельних дебітів понад 50 барелів на добу. Впровадження систем підтримання пластового тиску через заводнення або газовий вплив на 20-30 відсотках площі розробки може стабілізувати пластовий тиск на рівнях 25-30 мегапаскалів і запобігти подальшому виснаженню пластової енергії, що дозволить продовжити фонтанний або компресорний режим експлуатації свердловин протягом додаткових 5-7 років та збільшити кінцевий коефіцієнт вилучення нафти на 3-7 відсотків від геологічних запасів. Альтернативним сценарієм є інтенсифікація буріння ущільнюючих свердловин у недренованих зонах між існуючими свердловинами з зменшенням відстаней між свердловинами з поточних 400-800 метрів до 200-400 метрів, що дозволить залучити до розробки додаткові запаси нафти з використанням залишкової пластової енергії недренованих ділянок без значних капітальних витрат на системи підтримання тиску, проте з ризиками швидкого виснаження цих запасів протягом 3-5 років після початку ущільнення сітки свердловин.

Таблиця 3.5.

**Динаміка енергетичних параметрів покладів
формації Три-Форкс [31]**

Параметр	Початковий стан	Після 2 років	Після 5 років	Після 10 років	Одиниці виміру
Пластовий тиск	32-45	28-38	22-30	18-24	МПа
Тиск насичення	18-32	18-32	18-32	18-32	МПа
Газовий фактор	600-800	800-1100	1200-1800	2000-3000	фут ³ /бар
Коефіцієнт використання енергії	0,05-0,10	0,15-0,25	0,25-0,40	0,40-0,60	частки од.
Режим експлуатації	Фонтанний	Фонтанний/компресорний	Компресорний/насосний	Насосний	-
Середній дебіт	600-1000	300-500	150-250	70-120	бар/добу

Динаміка енергетичних параметрів покладів формації Три-Форкс (табл. 3.5) відображає прогресуюче виснаження природної пластової енергії з зниженням середнього пластового тиску на 35-45 відсотків від початкового рівня 32-45 мегапаскалів до поточних 18-24 мегапаскалів після десяти років експлуатації, що призводить до необхідності переведення більшості свердловин з фонтанного на механізований спосіб видобутку зі штанговими глибинними насосами або електричними зануреними насосами. Зростання газового фактору продукції з початкових 600-800 кубічних футів на барель до 2000-3000 кубічних футів на барель після десяти років експлуатації вказує на перехід більшості покладів у режим двофазної фільтрації з виділенням вільного газу після зниження пластового тиску нижче тиску насичення 18-32 мегапаскалів, що супроводжується зниженням дебітів нафти на 60-70 відсотків внаслідок блокування порового простору газовими бульбашками та погіршення відносної фазової проникності для нафти. Коефіцієнт використання початкової пластової енергії на рівні 0,40-0,60 після десяти років експлуатації вказує на значний залишковий енергетичний потенціал недренованих зон басейну, що може бути залучений до розробки через буріння ущільнюючих свердловин або впровадження систем підтримання пластового тиску для стабілізації

енергетичного стану покладів на рівнях 25-30 мегапаскалів. Середній дебіт свердловин знижується з початкових 600-1000 барелів на добу до 70-120 барелів на добу після десяти років експлуатації, що наближається до межі економічної рентабельності видобутку при операційних витратах 15-20 доларів на барель та створює потребу в оптимізації режимів експлуатації або впровадженні методів інтенсифікації для продовження життєвого циклу свердловин понад десятирічний термін [57].

3.6. Аналіз обводнення продукції

Обводнення продукції у свердловинах формації Три-Форкс є відносно повільним процесом порівняно з традиційними високопроникними колекторами внаслідок низької матричної проникності порід від 0,001 до 10 міліДарсі та обмеженої гідродинамічної взаємодії між нафтонасиченими та водонасиченими інтервалами пласта через слабку вертикальну та латеральну зв'язність порового простору. Середній вміст води у продукції свердловин формації Три-Форкс становить від 15 до 35 відсотків залежно від терміну експлуатації, геологічних умов конкретної ділянки та технологічних параметрів закінчування свердловин, при цьому спостерігається загальна тенденція до поступового збільшення обводненості з часом експлуатації зі швидкістю від 2 до 5 відсотків на рік у перші п'ять років після введення свердловини в роботу та від 1 до 3 відсотків на рік після п'яти років експлуатації при досягненні стабілізованого рівня обводненості близько 40-50 відсотків.

Джерела надходження води у продукцію свердловин формації Три-Форкс включають декілька механізмів з різним ступенем внеску у загальний об'єм водовидобутку залежно від специфічних умов кожної свердловини та стадії розробки покладу. Первинним джерелом води на початковій стадії експлуатації є залишкова пластова вода, яка присутня у поровому просторі колектора з початковою водонасиченістю від 18 до 45 відсотків залежно від якості колекторських властивостей та ефективності витіснення води нафтою під час формування покладу, при цьому найнижчі значення водонасиченості від 18 до

25 відсотків спостерігаються у високопроникних піщано-алевритових породах нижньої пачки з проникністю понад 2 міліДарсі, тоді як у низькопроникних доломітах верхньої пачки з проникністю менше 0,5 міліДарсі водонасиченість може досягати 40-45 відсотків внаслідок значних капілярних сил утримування води. Видобування залишкової пластової води відбувається одночасно з видобуванням нафти протягом всього терміну експлуатації свердловини з відносною часткою води у продукції, що приблизно відповідає водонасиченості порід у зоні дренажу, скоригованій на різницю в рухливості нафти та води, яка визначається співвідношенням їх в'язкості та фазових проникностей [58].

Підошовна вода з нижчерозміщених водонасичених інтервалів формації Три-Форкс або підстилаючих формацій Бердбер та Дюпероу є другим за важливістю джерелом обводнення продукції і проявляється переважно у свердловинах, розташованих у синклінальних прогинах або на крилах антиклінальних структур поблизу нафтоводяного контакту, де товщина нафтонасиченого інтервалу становить менше 10-15 метрів і горизонтальний стовбур свердловини може перетинати або наближатися до підошовної води на відстань менше 5-10 метрів по вертикалі. Прорив підошовної води у видобувні свердловини відбувається внаслідок конусоутворення при високих дебітах видобутку понад 500 барелів на добу, що створює значні градієнти тиску від 0,5 до 2 мегапаскалів на метр у вертикальному напрямку та призводить до підйому нафтоводяного контакту на 2-5 метрів протягом перших 6-12 місяців експлуатації з подальшим прогресуючим обводненням свердловини до рівнів понад 70-80 відсотків протягом наступних 2-3 років. Аналіз даних понад 150 свердловин з ознаками раннього обводнення протягом першого року експлуатації показує, що близько 60 відсотків таких випадків пов'язані з проривом підошовної води через недостатню відстань між стовбуром свердловини та нафтоводяним контактом, тоді як решта 40 відсотків обумовлені високопроникними тріщинними зонами, що з'єднують продуктивний інтервал з водонасиченими горизонтами.

Закачувана вода в рамках пілотних проектів підтримання пластового тиску стає третім джерелом обводнення продукції на обмежених ділянках басейну площею менше одного відсотка від загальної площі розробки формації Три-Форкс, де реалізовані системи заводнення з закачуванням води під тиском від 45 до 60 мегапаскалів через нагнітальні свердловини у кількості від 15 до 20 одиниць станом на 2024 рік. Прорив закачуваної води у видобувні свердловини спостерігається через 12-24 місяці після початку заводнення на відстанях від 400 до 800 метрів від нагнітальних свердловин залежно від проникності колектора та напрямку переважної фільтрації, при цьому обводненість продукції може збільшуватися стрибкоподібно від початкових 20-30 відсотків до 60-80 відсотків протягом 3-6 місяців після прориву води внаслідок формування високопроникних каналів по тріщинах з проникністю понад 100 міліДарсі, де швидкість фільтрації води може на два-три порядки перевищувати швидкість фільтрації в матриці породи. Ідентифікація закачуваної води здійснюється на основі хімічного аналізу видобутої води з визначенням співвідношення основних іонів та порівнянням з складом пластової та закачуваної води, що дозволяє оцінити частку закачаної води у загальному об'ємі водовидобутку та оптимізувати режими роботи нагнітальних свердловин для мінімізації непродуктивної циркуляції води між нагнітальними та видобувними свердловинами.

Рідина гідравлічного розриву пласта є четвертим потенційним джерелом надходження води у продукцію свердловин у ранній період експлуатації протягом перших 3-6 місяців після проведення операцій стимуляції, коли відбувається зворотний приплив рідини розриву з тріщинної системи до стовбура свердловини під дією перепаду тиску від пластового тиску 32-45 мегапаскалів до тиску на вибої видобувної свердловини 10-20 мегапаскалів. Об'єм рідини розриву, що повертається у свердловину, становить від 10 до 30 відсотків від загального об'єму закачаної рідини від 15 до 25 тисяч кубічних метрів на свердловину, що еквівалентно видобутку від 9,5 до 47 тисяч барелів води протягом перших місяців експлуатації з поступовим зменшенням темпів

повернення до незначних рівнів менше 5 барелів на добу після 6 місяців експлуатації. Хімічний склад рідини розриву суттєво відрізняється від пластової води наявністю специфічних добавок, включаючи проппант, полімери для збільшення в'язкості, біоциди для запобігання мікробіологічному росту та інгібітори корозії, що дозволяє чітко ідентифікувати цей тип води у складі видобутої продукції та оцінити його внесок у загальний об'єм водовидобутку на початковій стадії експлуатації свердловини [59].

Вплив обводнення на економічну ефективність розробки формації Три-Форкс проявляється через збільшення операційних витрат на підйом, транспортування та утилізацію супутньої води, які становлять від 2 до 5 доларів на барель видобутої води залежно від способу утилізації та відстані до найближчої нагнітальної свердловини для закачування води у поглинаючі горизонти. При поточному рівні обводненості від 15 до 35 відсотків та середньому дебіті нафти 170 барелів на добу на свердловину видобуток води становить від 30 до 90 барелів на добу на свердловину, що призводить до додаткових операційних витрат від 60 до 450 доларів на добу на свердловину або від 0,35 до 2,65 доларів на барель видобутої нафти. Збільшення обводненості понад 50 відсотків може зробити експлуатацію свердловини економічно нерентабельною при низьких дебітах нафти менше 50 барелів на добу та цінах на нафту нижче 60 доларів за барель, що призводить до необхідності або впровадження заходів з обмеження водоприпливу, або передчасної ліквідації свердловини при відсутності ефективних технологічних рішень для зниження обводненості продукції.

Технології обмеження водоприпливу у свердловинах формації Три-Форкс включають механічні методи селективної ізоляції водонасичених інтервалів через встановлення пакерів та глухих муфт у експлуатаційній колоні для відключення обводнених зон перфорації, хімічні методи з використанням полімерних гелів або цементних розчинів для блокування високопроникних водонасичених тріщин і фізико-хімічні методи застосування гідрофобних покриттів для зміни змочуваності породи з водозмочуваної на нафтозмочувану і

покращення відносної фазової проникності для нафти. Ефективність цих методів варіює від повної відсутності позитивного ефекту до зниження обводненості на 20-40 відсотків та збільшення дебіту нафти на 30-60 відсотків протягом 6-12 місяців після проведення обробки залежно від механізму обводнення та правильності вибору технології для конкретних умов свердловини.

Таблиця 3.6.

Динаміка обводнення продукції свердловин формації Три-Форкс [22]

Термін експлуатації	Середня обводненість (%)	Дебіт нафти (бар/добу)	Дебіт води (бар/добу)	Основне джерело води	Операційні витрати (USD/бар нафти)
0-1 рік	5-15	600-900	30-135	Залишкова пластова вода, флоубек	12-14
1-3 роки	15-25	300-500	53-125	Залишкова пластова вода	14-16
3-5 років	25-35	150-250	51-135	Пластова вода, підошовна вода	16-19
5-10 років	35-50	80-150	43-150	Підошовна вода, закачувана вода	19-23
>10 років	45-65	50-100	41-186	Підошовна вода, закачувана вода	22-28

Динаміка обводнення продукції свердловин формації Три-Форкс (табл. 3.6) характеризується поступовим зростанням вмісту води з 5-15 відсотків на початковій стадії експлуатації до 45-65 відсотків після десяти років роботи свердловини, що супроводжується пропорційним зниженням дебітів нафти з 600-900 барелів на добу до 50-100 барелів на добу та збільшенням абсолютного видобутку води з 30-135 барелів на добу до 41-186 барелів на добу. Основними джерелами обводнення на різних стадіях експлуатації є залишкова пластова вода та рідина гідророзриву на початковому етапі протягом перших 1-3 років, з поступовим переходом до домінування підошовної води та закачуваної води в

рамках систем підтримання пластового тиску після п'яти років експлуатації, що вимагає диференційованого підходу до розробки заходів з обмеження водоприпливу залежно від конкретного механізму обводнення кожної свердловини. Відносно повільні темпи обводнення порівняно з традиційними високопроникними колекторами з приростом обводненості близько 2-5 відсотків на рік протягом перших п'яти років експлуатації відображають низьку природну проникність порід формації Три-Форкс від 0,001 до 10 міліДарсі та обмежену вертикальну та латеральну зв'язність між нафтонасиченими та водонасиченими інтервалами, що дозволяє підтримувати економічно прийнятні рівні обводненості протягом тривалого періоду експлуатації від п'яти до десяти років без застосування спеціальних технологій обмеження водоприпливу [60].

3.7. Контроль та регулювання процесу розробки

Система контролю та регулювання процесу розробки формації Три-Форкс у басейні Віллістон базується на комплексному підході до збору, аналізу та інтерпретації геологічної, геофізичної, гідродинамічної та промислової інформації з використанням сучасних цифрових технологій та методів data analytics для оптимізації параметрів експлуатації свердловин, прийняття обґрунтованих рішень щодо буріння нових свердловин та впровадження заходів з інтенсифікації видобутку. Регуляторна основа контролю розробки визначається вимогами комісій з нафти та газу штатів Північна Дакота та Монтана, які встановлюють обов'язкові норми щодо звітності про видобуток вуглеводнів, утилізації супутніх вод, емісії парникових газів та дотримання стандартів безпеки експлуатації свердловин з щомісячним поданням даних про дебіти нафти, газу та води, пластовий тиск, режими роботи свердловин та проведені технологічні операції до електронних баз даних, які є публічно доступними для аналізу та моніторингу з боку регуляторних органів, інвесторів та громадськості.

Гідродинамічні дослідження свердловин є критичним елементом системи контролю розробки і включають періодичні вимірювання пластового тиску, температури, профілів притоку та насиченості флюїдами для оцінки поточного

енергетичного стану покладів, ефективності дренавання запасів та планування заходів з підтримання або відновлення продуктивності свердловин. Вимірювання пластового тиску проводяться через зупинку свердловини на період від 24 до 72 годин з встановленням глибинних манометрів на глибині продуктивного інтервалу і реєстрацією кривої відновлення тиску після зупинки, інтерпретація якої дозволяє визначити поточний пластовий тиск з точністю плюс-мінус 0,5-1 мегапаскаль, проникність колектора в зоні дренавання свердловини, ступінь гідродинамічної зв'язності пласта та наявність бар'єрів для фільтрації флюїдів у вигляді тектонічних порушень або літологічних екранів. Частота проведення гідродинамічних досліджень становить від двох до чотирьох разів на рік для свердловин з терміном експлуатації менше трьох років та один-два рази на рік для свердловин старше трьох років, при цьому загальна кількість досліджень у басейні Віллістон становить близько 15-20 тисяч на рік для фонду понад 10 тисяч діючих свердловин формації Три-Форкс [61].

Геофізичні дослідження експлуатаційних свердловин проводяться переважно для діагностики технічного стану обсадних колон, виявлення інтервалів обводнення та оцінки ефективності цементування затрубного простору з використанням методів акустичного каротажу цементу, термометрії для виявлення зон інтенсивного притоку флюїдів за температурними аномаліями та шумометрії для локалізації джерел руху флюїдів за затрубним простором або через негерметичності обсадної колони. Періодичність геофізичних досліджень визначається індивідуально для кожної свердловини на основі аналізу динаміки видобутку та технічних проблем, при цьому близько 10-15 відсотків фонду свердловин щорічно підлягає геофізичним дослідженням у зв'язку з аномальною поведінкою видобутку, підвищеною обводненістю або іншими ознаками порушення нормальної експлуатації. Вартість комплексу геофізичних досліджень однієї свердловини становить від 50 до 150 тисяч доларів залежно від глибини свердловини, набору застосовуваних методів та складності інтерпретації результатів, що робить геофізичні дослідження відносно дорогим

елементом системи контролю розробки з загальними витратами близько 100-200 мільйонів доларів на рік для всього басейну.

Геологічне моделювання та гідродинамічне симулювання є найбільш складними та науково-містким компонентами системи контролю та регулювання розробки, що потребують інтеграції всіх доступних геологічних, геофізичних, петрофізичних та промислових даних у тривимірні цифрові моделі покладів з використанням спеціалізованого програмного забезпечення типу Petrel, Eclipse або CMG для прогнозування поведінки покладів у різних сценаріях розробки та оптимізації стратегії видобутку вуглеводнів. Геологічні моделі будуються з роздільною здатністю від 25 до 100 метрів у горизонтальній площині та від 0,5 до 2 метрів у вертикальному напрямку, що дозволяє адекватно відображати просторовий розподіл колекторських властивостей, товщини продуктивних пластів, структурних особливостей та тріщинуватості порід у межах моделей розміром від декількох квадратних кілометрів для окремих родовищ до декількох десятків квадратних кілометрів для регіональних моделей, що охоплюють декілька родовищ або значні ділянки басейну. Гідродинамічні моделі на основі геологічних моделей включають математичний опис процесів багатофазної фільтрації нафти, газу та води через пороводотріщинний простір колекторів з урахуванням зміни пластового тиску, температури, фазових переходів та капілярних явищ, що дозволяє симулювати історію розробки покладів з узгодженням розрахункових та фактичних даних про видобуток флюїдів та пластовий тиск, а також прогнозувати майбутню продуктивність свердловин та покладів у цілому на періоди від декількох років до двадцяти років залежно від цілей моделювання.

Регулювання розробки на рівні родовищ або районів включає стратегічні рішення щодо буріння ущільнюючих свердловин у недренованих зонах між існуючими свердловинами, впровадження систем підтримання пластового тиску через заводнення або газовий вплив на виснажених ділянках, проведення масштабних програм повторного гідравлічного розриву пласта для відновлення продуктивності свердловин з терміном експлуатації понад п'ять років та

оптимізацію просторового розміщення нових свердловин на основі інтегрованого аналізу геологічних, геофізичних та промислових даних з використанням технологій машинного навчання та штучного інтелекту для виявлення найперспективніших ділянок для буріння. Ефективність регулювання розробки на рівні родовищ оцінюється через порівняння фактичних показників видобутку з прогнозними значеннями, розрахованими на основі гідродинамічних моделей, при цьому відхилення більше 10-15 відсотків протягом декількох місяців є сигналом для детального аналізу причин розбіжностей та коригування стратегії розробки або параметрів гідродинамічної моделі для покращення якості прогнозів у майбутньому.

Таблиця 3.7.

**Система контролю та регулювання розробки
формації Три-Форкс [47]**

Елемент системи	Періодичність	Охоплення фонду (%)	Вартість (USD/свердловина/рік)	Основні параметри контролю
Автоматизований моніторинг видобутку	Безперервно	100	5-10 тис.	Дебіти нафти, газу, води, гирловий тиск
Вимірювання пластового тиску	1-4 рази/рік	80-100	8-15 тис.	Пластовий тиск, проникність
Геофізичні дослідження	За потребою	10-15	50-150 тис.	Технічний стан колон, обводнення
Відбір глибинних проб	1-4 рази/рік	20-30	10-20 тис.	Склад нафти, газу, води
Геологічне моделювання	Постійно	100 (районний рівень)	500-1500 тис.	Колекторські властивості, запаси
Гідродинамічне моделювання	Постійно	100 (районний рівень)	800-2000 тис.	Пластовий тиск, видобуток, прогноз
Оптимізація режимів	Щоденно	100	2-5 тис.	Дебіт, гирловий тиск, ефективність

Система контролю та регулювання розробки формації Три-Форкс (табл. 3.7) демонструє комплексний підхід до управління процесом видобутку з

поєднанням безперервного автоматизованого моніторингу базових параметрів експлуатації для всього фонду свердловин з періодичними детальними дослідженнями вибіркової частини фонду від 10 до 100 відсотків залежно від типу досліджень та специфічних потреб оператора. Вартість контролю та моніторингу одної свердловини становить від 15 до 45 тисяч доларів на рік для базового пакету заходів, що включає автоматизований моніторинг видобутку, вимірювання пластового тиску та відбір глибинних проб, з додатковими витратами до 50-150 тисяч доларів на свердловину при необхідності проведення геофізичних досліджень для діагностики технічних проблем або оцінки ефективності цементування. Геологічне та гідродинамічне моделювання на районному рівні з витратами від 500 до 2000 тисяч доларів на модель забезпечує стратегічну основу для прийняття рішень щодо оптимізації розміщення нових свердловин та впровадження методів підвищення нафтовіддачі, проте потребує постійного оновлення моделей на основі накопичених промислових даних для підтримання адекватності прогнозів фактичній поведінці покладів. Висока автоматизація процесів моніторингу з охопленням 100 відсотків фонду свердловин та застосуванням технологій передачі даних у режимі реального часу дозволяє оперативно виявляти відхилення від нормальних режимів експлуатації та приймати коригуючі рішення протягом годин або днів після виникнення проблем, що мінімізує втрати видобутку та попереджує розвиток серйозних технічних ускладнень, які могли б призвести до тривалих зупинок свердловин або дорогих ремонтних робіт з витратами від декількох сотень тисяч до кількох мільйонів доларів на одну свердловину [63].

ВИСНОВКИ

Проведене комплексне дослідження геологічних та петрофізичних особливостей формації Три-Форкс пізньодевонського віку у межах басейну Віллістон Північно-Американської платформи дозволило встановити закономірності просторового розподілу колекторських властивостей порід, оцінити запаси вуглеводнів та проаналізувати поточний стан розробки родовищ. Формація Три-Форкс являє собою складну гетерогенну товщу теригенно-карбонатних порід товщиною від нуля до 73 метрів, що характеризується значною латеральною та вертикальною мінливістю літологічного складу з переважанням доломітових алевролітів світло-сірого до коричнювато-сірого кольору з підпорядкованими прошарками мулистих доломітів, сланців та кварцитових пісковиків. Внутрішня стратифікація формації базується на циклічній будові розрізу та літологічних особливостях, що дозволяє виділити три неформальні пачки з закономірною зміною співвідношення теригенної та карбонатної компонент від нижньої пачки з переважанням піщано-алевроитових порід до верхньої пачки з домінуванням глинисто-карбонатних різновидів, що відображає еволюцію седиментаційних обстановок від мілководної припливно-відливної рівнини до обмеженого басейну з погіршенням умов аерації перед відкладенням нафтоматеринських сланців формації Баккен.

Детальне вивчення колекторських властивостей порід формації Три-Форкс встановило широкий діапазон мінливості пористості від 2 до 18 відсотків та проникності від 0,001 до 10 міліДарсі залежно від літологічного складу, ступеня діагенетичних перетворень та інтенсивності тріщинуватості порід. Нижня пачка формації з максимальним вмістом кварцу до 45 відсотків та пористістю до 18 відсотків виділяється як найперспективніший продуктивний інтервал з проникністю до 10 міліДарсі, що забезпечує комерційні дебіти свердловин від 600 до 1200 барелів на добу без інтенсивного гідравлічного розриву. Середня пачка характеризується проміжними властивостями та найбільшою товщиною до 30 метрів, що робить її основним об'єктом горизонтального буріння з можливістю розміщення продуктивних інтервалів на значній довжині стовбура

свердловини при середніх дебітах від 300 до 700 барелів на добу. Верхня пачка з підвищеним вмістом органічної речовини до 4 відсотків виступає як додаткове джерело генерації вуглеводнів, проте її низькі колекторські властивості з проникністю менше 0,5 міліДарсі обмежують промислову продуктивність без застосування технологій багатостадійного гідророзриву з кількістю стадій до 50-60 на свердловину.

Структурні особливості формації Три-Форкс відіграють критичну роль у формуванні нафтогазоносності з концентрацією найбільш сприятливих геологічних умов у смузі шириною від 40 до 80 кілометрів на схід від антиклінальної зони Нессон, де спостерігається оптимальне поєднання достатньої товщини формації від 40 до 65 метрів, помірних кутів нахилу порід від 0,5 до 1,5 градусів та наявності численних локальних піднять амплітудою від 30 до 80 метрів. Природна тріщинуватість порід формації включає три основні системи тріщин з щільністю від 0,5 до 8 тріщин на метр та розкриттям від 0,01 до 0,5 міліметра, що забезпечує збільшення початкових дебітів свердловин у 2-5 разів порівняно з нетріщинуватими ділянками при однакових матричних колекторських властивостях порід. Оцінка запасів вуглеводнів формації Три-Форкс демонструє значний ресурсний потенціал з доведеними запасами від 3,5 до 4,5 мільярдів барелів та повними запасами категорії 3Р від 8 до 11 мільярдів барелів, що робить формацію одним з найбільших нетрадиційних нафтових родовищ Північної Америки при коефіцієнті вилучення від 10 до 13 відсотків від геологічних запасів.

Аналіз поточного стану розробки формації Три-Форкс виявив стадію зрілої промислової експлуатації з добре розвинутою інфраструктурою, високою щільністю буріння понад 12 тисяч горизонтальних свердловин у найперспективніших районах та загальним видобутком нафти близько 300-340 тисяч барелів на добу, що складає приблизно 25-28 відсотків від загального видобутку в басейні Віллістон. Прогресуюче виснаження природної пластової енергії зі зниженням середнього пластового тиску на 20-40 відсотків від початкового рівня призводить до необхідності переведення більшості

свердловин з фонтанного на механізований спосіб видобутку зі штанговими глибинними насосами або електричними зануреними насосами після п'ятидесяти років експлуатації. Обводнення продукції характеризується поступовим зростанням вмісту води з 5-15 відсотків на початковій стадії експлуатації до 45-65 відсотків після десяти років роботи свердловини внаслідок видобування залишкової пластової води, прориву підшовної води та закачуваної води в рамках пілотних проектів підтримання пластового тиску, що супроводжується пропорційним зниженням дебітів нафти з 600-900 барелів на добу до 50-100 барелів на добу та збільшенням операційних витрат на видобуток з 12-14 доларів на барель для нових свердловин до 22-28 доларів на барель для свердловин з терміном експлуатації понад десять років.

Для підвищення ефективності розробки родовищ формації Три-Форкс та збільшення коефіцієнта вилучення вуглеводнів рекомендується впровадження комплексу заходів, включаючи оптимізацію розміщення нових свердловин на основі детального геологічного моделювання з роздільною здатністю менше одного метра у вертикальному напрямку та менше 100 метрів у горизонтальному для адекватного відображення просторового розподілу колекторських властивостей, застосування технологій розширених багатостадійних систем гідророзриву з кількістю стадій до 80-100 на свердловину при довжині горизонтального стовбура понад 4000 метрів для збільшення початкових дебітів на 30-40 відсотків, впровадження систем підтримання пластового тиску через заводнення або газовий вплив на 20-30 відсотках площі розробки для стабілізації пластового тиску на рівнях 25-30 мегапаскалів та збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення нафти на 3-7 відсотків від геологічних запасів, буріння ущільнюючих свердловин у недренованих зонах між існуючими свердловинами з зменшенням відстаней між свердловинами з поточних 400-800 метрів до 200-400 метрів для залучення до розробки додаткових запасів нафти з використанням залишкової пластової енергії недренованих ділянок, застосування методів обмеження водоприпливу через встановлення пакерів та глухих муфт у експлуатаційній колоні для відключення обводнених зон перфорації або

використання хімічних методів з полімерними гелями для блокування високопроникних водонасичених тріщин з потенційним зниженням обводненості на 20-40 відсотків та збільшенням дебіту нафти на 30-60 відсотків протягом 6-12 місяців після проведення обробки.

У результаті проведеного аналізу встановлено, що геологічні та літолого-фаціальні особливості формації Трі-Форкс можуть бути використані як аналогова модель при оцінці нетрадиційних вуглеводневих систем України. Найбільш обґрунтованим об'єктом для такої аналогії є силурійсько-девонські теригенно-карбонатні відклади Волино-Подільської плити, які залягають на відносно невеликих глибинах, характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями та проявами бітумінозності. Сукупність цих ознак дозволяє розглядати зазначені відклади як потенційні нетрадиційні поклади вуглеводнів, а результати даного дослідження – як методичну основу для подальших регіональних геологічних узагальнень і постановки спеціалізованих геолого-геофізичних робіт

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ващенко В. О., Турчинова С. М., Турчинов І. І., Поліка Г. Г. Державна геологічна карта України масштабу 1 : 200 000, аркуш М-35-XXV (Івано-Франківськ). Карпатська серія : пояснювальна записка. – К. : УкрДГРІ, 2007. – 150 с.
2. Грицишин В. І., Кучер С. Ф. Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття // Прикарпатський вісник НТШ. – 2012. – № 1. – С. 237–255.
3. Дякончук С. А., Кузьменко Т. М. Геологічна характеристика покладів нетрадиційних типів вуглеводнів на основі 3D-моделювання // Геодинаміка. – 2015. – № 2. – С. 26–33.
4. Загороднюк П., Кашуба Г., Карпенко І. Перспективність центрального Донбасу та Переддобрудзького прогину на нетрадиційні поклади вуглеводнів // Геолог України. – 2013. – № 3 (43). – С. 72–78.
5. Карпенко О., Михайлов В., Карпенко І. Особливості оцінки ресурсів газу нетрадиційних колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2020. – № 2. – С. 59–64.
6. Кришталь А. М. Світовий досвід вивчення та використання нетрадиційних вуглеводневих ресурсів // Мінеральні ресурси України. – 2015. – № 1. – С. 27–37.
7. Крохмаль В. О. Дослідження ефективності проведення гідравлічного розриву пласта для підвищення нафтовіддачі : кваліфікац. робота. – 2023.
8. Лазарук Я. Г. Перспективи та проблеми освоєння джерел нетрадиційної вуглеводневої сировини Волино-Подільської нафтогазоносної області України. Стаття 1. Перспективи сланцевого газу Олеської ділянки // Геологічний журнал. – 2015. – № 1. – С. 7–16.
9. Лазарук Я. Г. Роль геодинаміки у просторовому розподілі традиційних та нетрадиційних покладів вуглеводневої сировини Дніпровсько-Донецької западини // Геодинаміка. – 2014. – № 2. – С. 39–52.

10. Лазєбна Ю. В., Зезекало І. Г., Дмитренко В. І. Перспективи пошуків та проблематика розробки газу ущільнених колекторів Дніпровсько-Донецької западини. – 2022.
11. Лебідь В. П. Особливості пошуку вуглеводнів у нижньому нафтогазоносному комплексі для різних субрегіонів Дніпровсько-Донецького розсуву. Стаття 1. Особливості пошуку вуглеводнів у північно-західному субрегіоні // Мінеральні ресурси України. – 2015. – № 2. – С. 22–29.
12. Лисак Ю., Шпот Ю., Шира А., Кучер З., Куровець І. Петрофізичні моделі теригенних колекторів кам'яновугільних відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2019. – № 1. – С. 63–73.
13. Михайлов В. Пошуки та оцінка нетрадиційних родовищ вуглеводнів в Україні // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2016. – № 2. – С. 38–45.
14. Михайський О. Наукові підходи до визначення поняття сланцевого газу і гідравлічного розриву пласта у світовій та українській практиці // Jurnalul juridic national: teorie și practică. – 2019. – № 39 (5). – С. 112–117.
15. Мороз Л. Б., Григораш Б., Жекало А. Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням гідравлічного розриву пласта // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2023. – № 3 (88). – С. 68–78. – DOI: 10.69628/pdogf/3.2023.
16. Петровський О. П., Федченко Т. О., Рига І. В. Петрофізичні властивості гірських порід Леськівсько-Коротичької структурно-тектонічної підзони Північного борту ДДЗ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2015. – № 2. – С. 49–56.
17. Радковець Н., Колтун Ю. Динаміка седиментації в межах південно-західного схилу Східноєвропейської платформи у силурі – ранньому девоні // Геодинаміка. – 2022. – № 1 (32). – С. 36–48. – DOI: 10.23939/jgd2022.02.0036.
18. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів : навчальний посібник. – Харків, 2015.

19. Суярко В. Г., Лисиченко Г. Д., Загнітко В. М. Про структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2017. – № 1–2. – С. 173–183.
20. Суярко В. Г., Сердюкова О. О., Сухов В. В. Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник. – Харків, 2013.
21. Ahmed R., Farman G. M. How to estimate the major petrophysical properties: a review // Iraqi Journal of Oil and Gas Research. – 2023. – Vol. 3, No. 1. – P. 43–58.
22. Amin Taghavinejad, Brown C., Ostadhassan M., Liu B., Hadavimoghaddam F., Sharifi M. A real-world impact of offset frac-hits by rate transient analysis in the Bakken and Three Forks, North Dakota, USA // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109710.
23. Ashu R. A petrographic study of the Three Forks Formation (Upper Devonian), Williston Basin, North Dakota : based on thin section analysis, XRD and SEM // Journal of Geological Research. – 2014. – Vol. 2014. – Article ID 264170.
24. Assessment of undiscovered continuous oil resources in the Bakken and Three Forks formations, Williston Basin Province, North Dakota and Montana [Електронний ресурс]. – 2021. – Режим доступу: <https://pubs.usgs.gov/fs/2021/3058/fs20213058.pdf> (дата звернення: 02.11.2025).
25. Bakken Formation [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу: https://en.wikipedia.org/wiki/Bakken_formation (дата звернення: 02.11.2025).
26. Bakken and Three Forks formations, Williston Basin, North Dakota and Montana [Електронний ресурс] // AAPG Wiki. – Режим доступу: https://wiki.aapg.org/Bakken_and_Three_Forks_Formations,_Williston_Basin,_North_Dakota_and_Montana (дата звернення: 02.11.2025).
27. Barati R., Liang J. T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells // Journal of Applied Polymer Science. – 2014. – Vol. 131, No. 16.

28. Bazzell A. Origin of brecciated intervals and petrophysical analyses: the Three Forks Formation, Williston Basin, North Dakota, USA : thesis. – Colorado School of Mines, 2014.
29. Burrus J., Osadetz K., Wolf S., Doligez B., Visser K., Dearborn D. A two-dimensional regional basin model of Williston Basin hydrocarbon systems // AAPG Bulletin. – 1996. – Vol. 80, No. 2. – P. 265–290.
30. Carlson C. G., Anderson S. B. Sedimentary and tectonic history of North Dakota part of Williston Basin // AAPG Bulletin. – 1965. – Vol. 49, No. 11. – P. 1833–1846.
31. Chen B., Barboza B. R., Sun Y., Bai J., Thomas H. R., Dutko M., Li C. A review of hydraulic fracturing simulation // Archives of Computational Methods in Engineering. – 2022. – Vol. 29, No. 4. – P. 1–58.
32. Cobb D. G., Sonnenberg S. A. Characterization of thickness anomalies in the Bakken and Three Forks formations, north central North Dakota, USA // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. – URTEC, 2013. – URTEC-1617728.
33. Das V., Mukerji T. Petrophysical properties prediction from prestack seismic data using convolutional neural networks // Geophysics. – 2020. – Vol. 85, № 5. – P. N41–N55.
34. Garcia-Fresca B., Pinkston D., Loucks R. G., LeFever R. The Three Forks playa lake depositional model: Implications for characterization and development of an unconventional carbonate play // AAPG Bulletin. – 2018. – Vol. 102, № 8. – P. 1455–1488.
35. Gaswirth S. B., Marra K. R., Cook T. A., Charpentier R. R., Gautier D. L., Higley D. K., Whidden K. J. Assessment of undiscovered oil resources in the Bakken and Three Forks formations, Williston Basin Province, Montana, North Dakota, and South Dakota, 2013. – Reston : U.S. Geological Survey, 2013. – 13 p. – (Fact Sheet 2013–3013).

36. Gaswirth S. B., Marra K. R. US Geological Survey 2013 assessment of undiscovered resources in the Bakken and Three Forks Formations of the US Williston Basin Province // AAPG Bulletin. – 2015. – Vol. 99, № 4. – P. 639–660.
37. Gerhard L. C., Fischer D. W., Anderson S. B. Petroleum geology of the Williston Basin. – Denver : Rocky Mountain Association of Geologists, 1990. – 556 p.
38. Gutierrez C., Sonnenberg S. A. Stratigraphy and petroleum potential of the Upper Three Forks Formation, North Dakota, Williston Basin, USA // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. – URTEC, 2013. – URTEC-1600752.
39. Jarvie D. M. Williston Basin petroleum systems: Inferences from oil geochemistry and geology // The Mountain Geologist. – 2001. – Vol. 38, № 1. – P. 19–41.
40. Roen J. B. Geology of the Devonian black shales of the Appalachian Basin // Organic Geochemistry. – 1984. – Vol. 5, № 4. – P. 241–254. – DOI: 10.1016/0146-6380(84)90011-1.
41. Johnson R., Longman M., Ruskin B. Petrographic and petrophysical characteristics of the Upper Devonian Three Forks Formation, southern Nesson anticline, North Dakota. – 2017. – 45 p.
42. Kent D. M., Christopher J. E., Mossop G., Shetsen I. Geological history of the Williston Basin and Sweetgrass Arch // Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. – Canada : CSPG & Alberta Research Council, 1994. – P. 421–429.
43. Lee W. J., Hopkins C. W. Characterization of tight reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1994. – Vol. 46, № 11. – P. 956–964.
44. Lima M. C., Pontedeiro E. M., Ramirez M. G., Favoreto J., dos Santos H. N., van Genuchten M. T., Raof A. Impacts of mineralogy on petrophysical properties // Transport in Porous Media. – 2022. – Vol. 145, № 1. – P. 103–125.

45. Mainprice D., Humbert M. Methods of calculating petrophysical properties from lattice preferred orientation data // *Surveys in Geophysics*. – 1994. – Vol. 15, № 5. – P. 575–592.
46. Mineralogy, petrology, and hydrocarbon saturation in the Three Forks Reservoir, North Dakota [Электронный ресурс] // *Houston Geological Society*. – 2025. – Режим доступа: <https://www.hgs.org/civicrm/event/info?id=1585&snippet=2> (дата звернення: 02.11.2025).
47. Montgomery C. T., Smith M. B. Hydraulic fracturing: History of an enduring technology // *Journal of Petroleum Technology*. – 2010. – Vol. 62, № 12. – P. 26–40.
48. Newnam Z. Reservoir quality of the Upper Three Forks Formation, Fort Berthold Indian Reservation, Williston Basin, North Dakota, USA. – 2015. – 78 p.
49. Osipov A. A. Fluid mechanics of hydraulic fracturing: a review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 156. – P. 513–535.
50. Rau J. L. The stratigraphy of the Three Forks Formation. – 1962.
51. Regional Geology and Petroleum Potential of the Bakken Formation...[Электронный ресурс]. – 2021. – Режим доступа: <https://www.manitoba.ca/...> (дата звернення: 02.11.2025).
52. Rybach L., Buntebarth G. Relationships between petrophysical properties... // *Earth and Planetary Science Letters*. – 1982. – Vol. 57, No. 2. – P. 367–376.
53. Sloss L. L. The Williston Basin in the family of cratonic basins. – 1987.
54. Smith M. G., Bustin R. M. Sedimentology of the Late Devonian and Early Mississippian Bakken Formation. – 1995.
55. Smith M. B., Montgomery C. Hydraulic fracturing. – Boca Raton : CRC Press, 2015.
56. Stratigraphic Framework for the Late Devonian Birdbear Formation...[Электронный ресурс]. – 2021. – Режим доступа: <https://www.dmr.nd.gov/...> (дата звернення: 02.11.2025).

57. Stratigraphy and depositional environments of the Three Forks Formation...[Електронний ресурс]. – 1984. – Режим доступу: [https://commons.und.edu/...](https://commons.und.edu/) (дата звернення: 02.11.2025).

58. Three Forks Formation [Електронний ресурс] // Department of Mineral Resources, North Dakota. – 2025. – Режим доступу: [https://www.dmr.nd.gov/...](https://www.dmr.nd.gov/) (дата звернення: 02.11.2025).

59. Nesheim T. O. Examination of downward hydrocarbon charge within the Bakken–Three Forks petroleum system // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 104. – P. 346–360.

60. Xiao W., Li T., Li M. та ін. Evaluation of the stress sensitivity in tight reservoirs // *Petroleum Exploration and Development*. – 2016. – Vol. 43, No. 1. – P. 115–123.

61. Williston Basin [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу: https://en.wikipedia.org/wiki/Williston_Basin (дата звернення: 02.11.2025).

62. Abdi Z., Rimmer S. M. Organic petrology and geochemistry of the Devonian–Mississippian Bakken Formation // *International Journal of Coal Geology*. – 2024. – Vol. 282.

63. Abdi Z., Rimmer S. M., Rowe H. D., Nordeng S. Controls on organic matter accumulation in the Bakken Formation // *Chemical Geology*. – 2021. – Vol. 586.

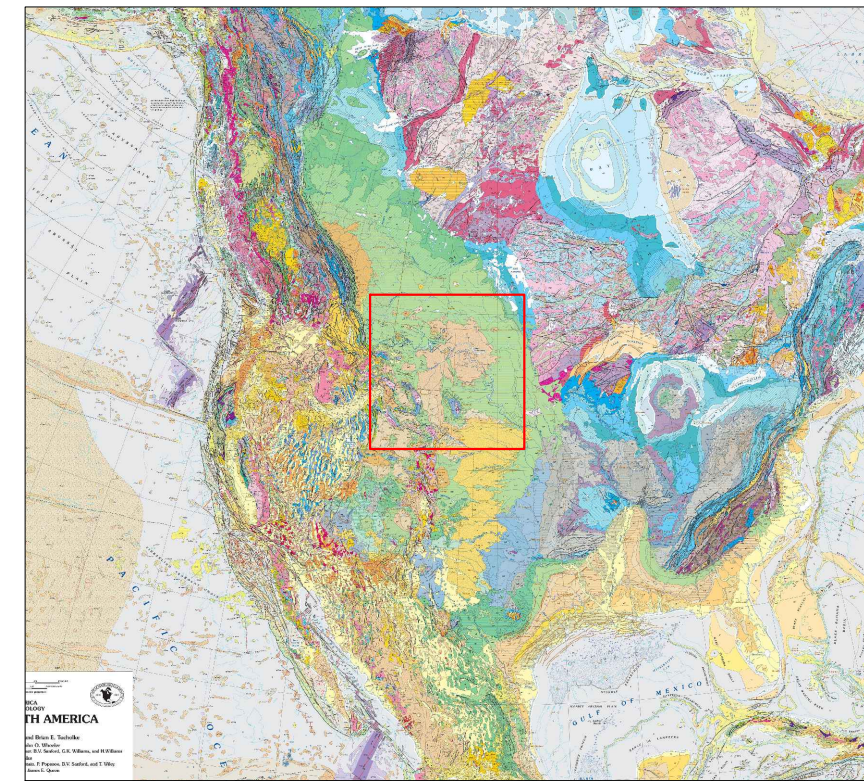
64. Yang Z., Liu X., Li H. та ін. Analysis on the influencing factors of imbibition in tight reservoirs // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46, No. 4. – P. 779–785.

65. Zhu C., Hajnal Z. Tectonic development of the northern Williston Basin // *Canadian Journal of Earth Sciences*. – 1993. – Vol. 30, No. 3. – P. 621–630.

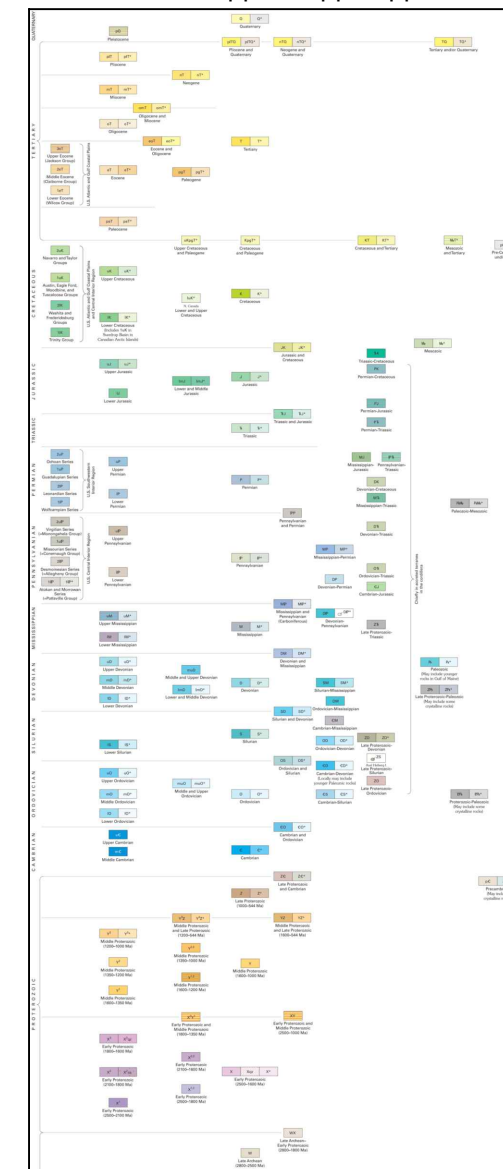
М 1:5 000 000



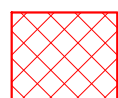
М 1:50 000 000



Осадкові відклади



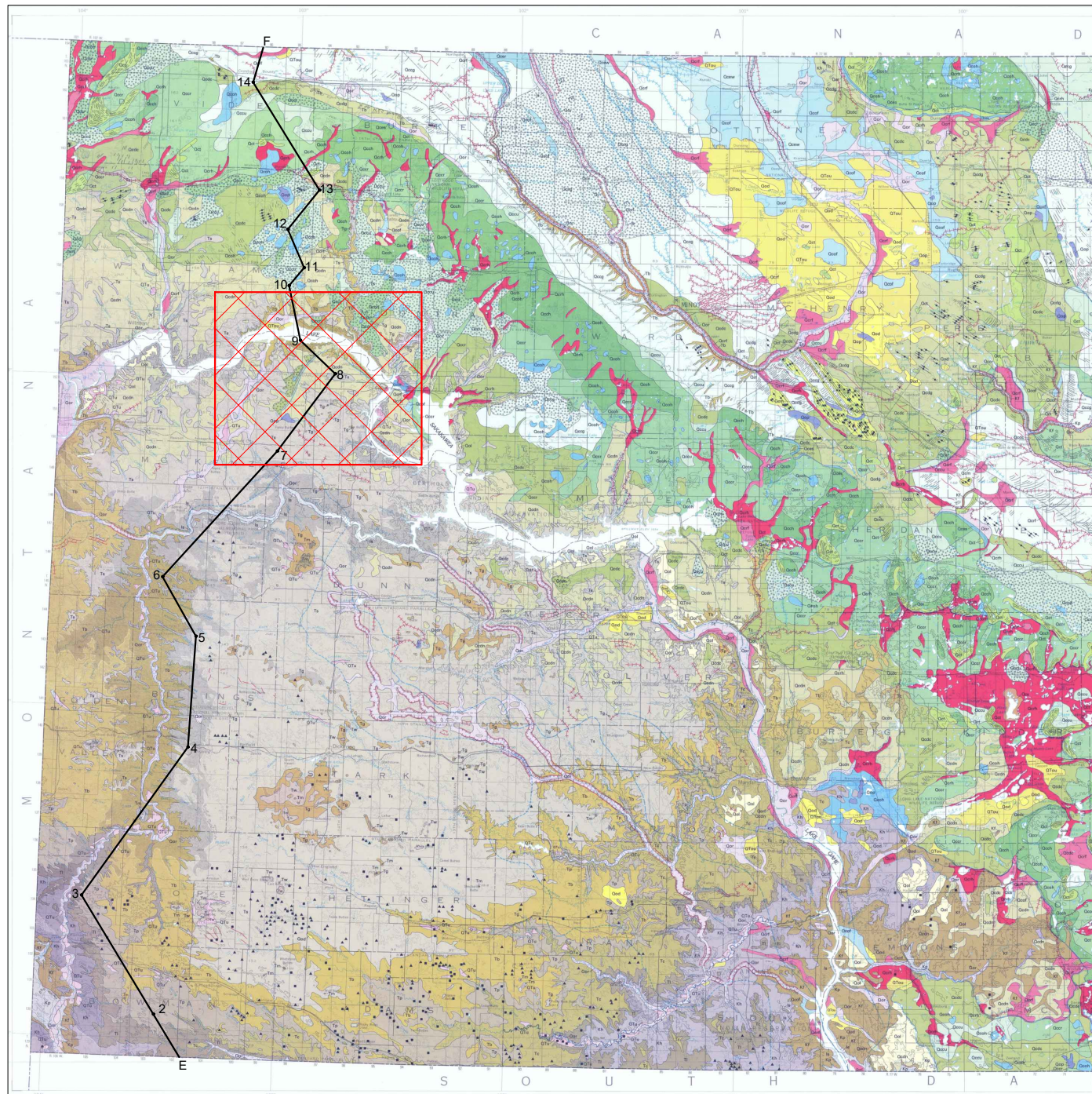
Умовні позначення



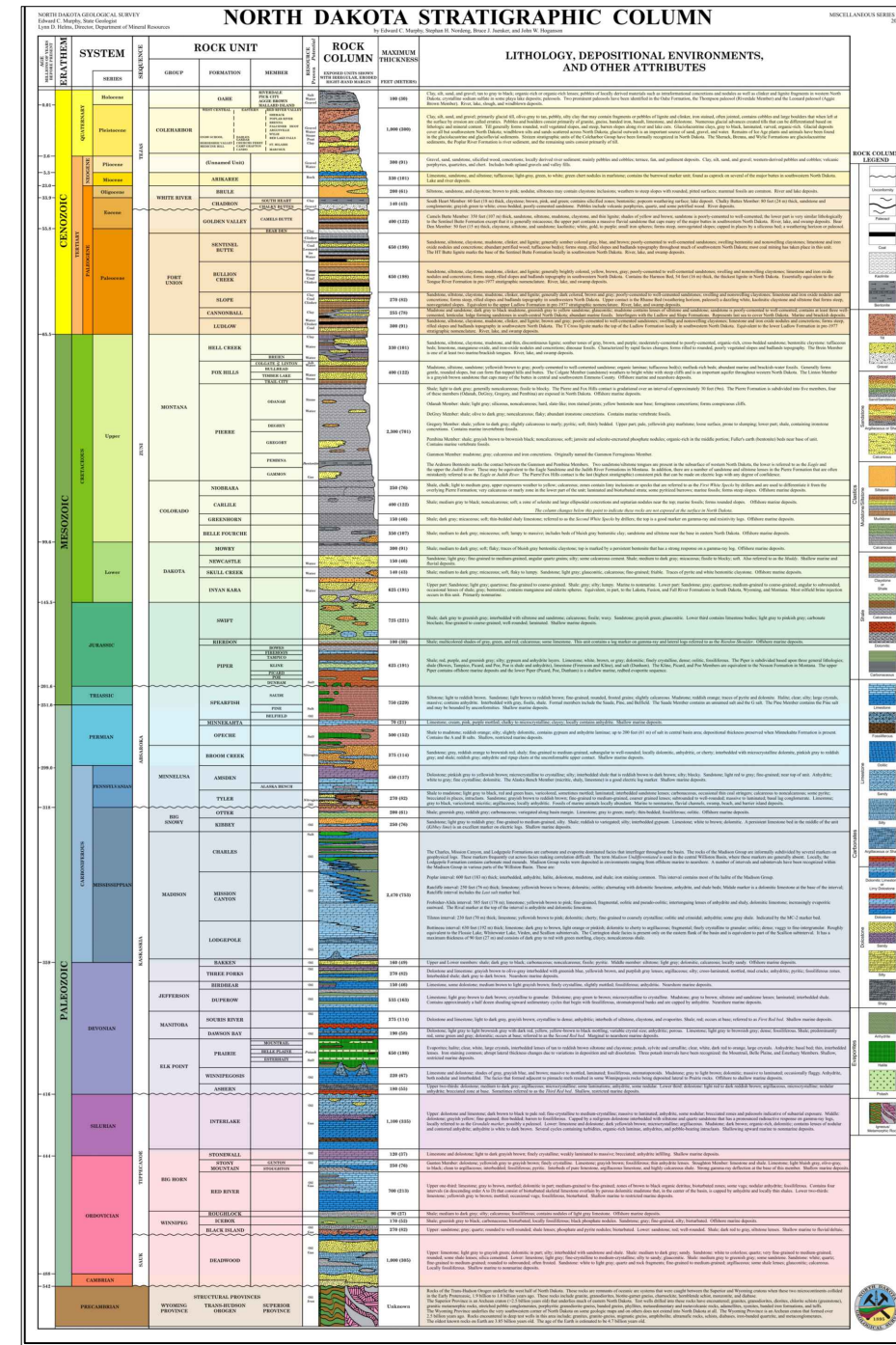
- ділянка дослідження

Геологічна карта

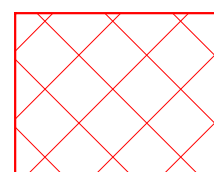
М 1:2 000 000



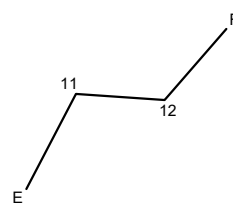
Стратиграфічна колонка



Умовні позначення

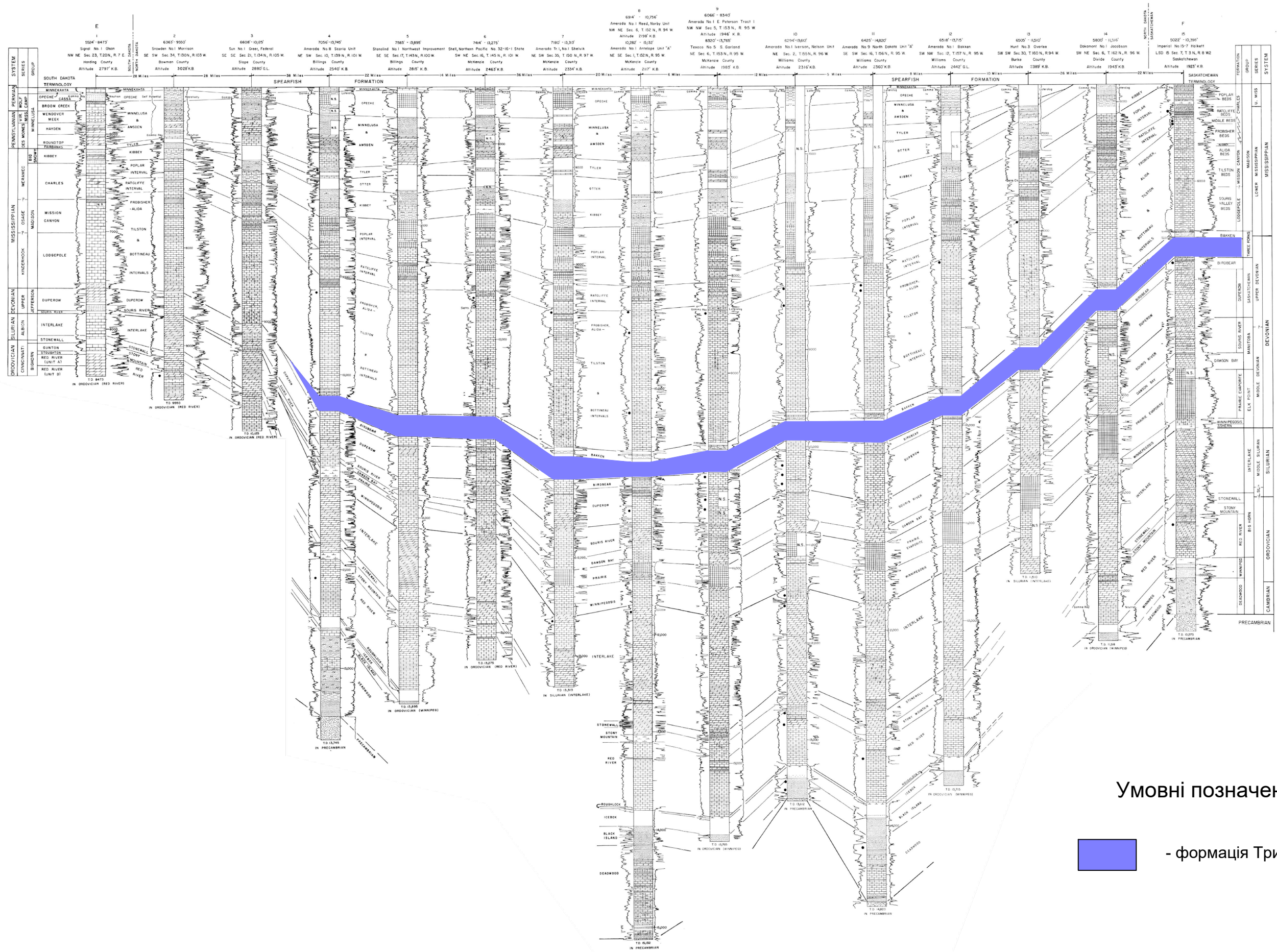


- ділянка дослідження



- лінія геологічного розрізу

Геологічний розріз по лінії Е-Е'



Умовні позначення

 - формація Три-Форкс