

Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
геології

Лукін О.Ю.

«17» 01 2025 року

Лукін О.Ю.

Завідувач кафедри буріння та

Винников Ю.Л.

«17» 01 2025 року

Винников Ю.Л.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Літолого-фаціальна характеристика продуктивних горизонтів
Хриплинського родовища

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Лазебна Ю.В.

підпис, дата,

Виконавець роботи

Зубко І.О.

студент, ПІБ

група 601-НЗ

Зубко І.О.

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

старший викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

старший викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. викл. Зубко І.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

ст. викл. Волочешкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2025

Полтава, 2025

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Лукін О.Ю.

«10» 10 / 2024 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«14» 10 / 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Зубко Інні Олександрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи Літолого-фаціальна характеристика продуктивних
горизонтів Хриплинського родовища

Керівник проекту (роботи) старший викладач Лазєбна Ю.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «09» 08 / 2024 року № 818-Ф, а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.01.2025

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні
видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності
підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні
карти, тектонічні карти, сейсмо-геологічний розрізи.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Розділ 1. Аналіз досліджень літолого-фаціальних та петрофізичних властивостей нафтогазоносних горизонтів

Розділ 2. Аналіз геологічної будови Хриплинського родовища

Розділ 3. Особливості застосування методики відбору кернового

Розділ 4. Дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей і петрофізичних параметрів нафтогазопродуктивних товщ.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
структурна карта площі, тектонічна карта ДДЗ, сейсмологічний розріз, карти контурів газоносності продуктивних покладів горизонтів

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1.	Лазебна Ю.В. ст. викладач	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 2.	Лазебна Ю.В. ст. викладач	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 3.	ст. вист. <i>[Signature]</i> М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 4.	ст. вист. <i>[Signature]</i> Волчеськов. А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

7. Дата видачі завдання 14.10.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел	14.10.24 - 27.10.24
2	Обґрунтування методики виконання досліджень	28.10.24- 10.11.24
3	Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження	11.11.24 - 30.11.24
4	Висновки і рекомендації	01.12.24 - 15.12.24
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12.24 - 05.01.25
6	Попередні захисти робіт	06.01.25- 17.01.25
7	Захист роботи	20.01.25- 24.01.25

Студент

[Signature] Зубко І.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

[Signature] ст. викладач Лазебна Ю.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РОЗДІЛ 1. Проблематика досліджень літолого-фаціальних та петрофізичних особливостей нафтогазоносних горизонтів

Першим та ключовим елементом методики вивчення процесів осадонакопичення є встановлення фації.

Фація – це умови осадконакопичення, узагальнена в осаді або гірській породі, або іншими словами, не тільки комплекс фізико-географічних умов середовища осадконакопичення, в результаті яких сформувались осади, але й самі осади, які володіють певним поєднанням первинних ознак [1].

Поняття фація – відображає умови формування гірськопородного рівня. Вона включає один або кілька літогенетичних (генетичних) типів порід – літологічних різновидностей, володіючих стійкою сукупністю певних діагностичних ознак. В свою чергу, більш крупна одиниця, яка об'єднує комплекс фацій в межах крупних ділянок палеоландшафтів – макрофація.

В наш час відомо кілька видів методів вивчення генезису відкладів за допомогою реконструкції умов їх формування [1].

В умовах необхідності стандартизації літологічних і генетичних досліджень утворився в певній мірі систематичний літолого-фаціальний аналіз, що є початковим етапом формаційного аналізу осадових товщ. В його основі лежить визначення умов формування породи (на базі діагностичних ознак вже на польовій стадії робіт і подальша деталізація при наступній обробці матеріалів. Спочатку цей спосіб був запропонований під назвою фаціально-циклічний аналіз, передбачений такою ж послідовністю виконання досліджень [4].

Детальне вивчення й опис розрізу в відслоненні або по керну, складання літологічної колонки, визначення літогенетичних типів і фацій, виділення циклів, побудова фаціальних і палеогеографічних карт.

Другим важливим етапом в проведенні робіт є установлення фаціальної циклічності. Велика увага до вивчення циклічності легко пояснюється тим, що

вона органічно заповнює проміжок між добре вивченими гірськими породами і формаціями як їх комплексами – зазвичай крупними геологічними тілами.

А. Греслі сформулював два головні моменти – у одновікових відкладах відбуваються зміни складу порід та вміщених у них фауністичних залишків і ці зміни зумовлені генетичними причинами, тобто умовами утворення осаду [1].

Особливого значення фаціальні дослідження набувають в нафтогазовій геології. Фаціальне та фаціально-геохімічне вивчення осадових порід дає змогу вивчити ті відклади та зони їхнього розвитку, які можуть продукувати нафту та газ, тобто робити науковий прогноз перспектив нафтогазоносності нових територій, оцінювати можливі обсяги генерації вуглеводнів, тобто оцінювати прогнозні ресурси у комплексі з іншими геологічними дослідженнями визначати в загальній формі способи і напрями міграції флюїдів та виділяти найбільш перспективні райони. [3]

Літолого-фаціальні дослідження – основа для прогнозування зон розвитку порід-колекторів, флюїдоупор та оцінювання їхньої якості. [4].

З огляду на визначення фацій як умов осадконакопичення і осадоутворення природно, що їхню класифікацію будують перш за все на підставі розділення цих умов. Наприклад виділяють фації морські, континентальні та перехідні між ними. У межах кожної з цих груп виділяють дрібний та детальний підрозділи.

Проблематика петрофізичних досліджень. Петрофізика – одна зі складових Наук про Землю, яка вивчає фізичні властивості гірських порід з метою встановлення їх мінерального складу, структури та термодинамічного стану при вирішенні різних задач геології, пошуків та розвідки родовищ корисних копалин.

З перших років свого існування петрофізика є ефективним методом вивчення стану та розвитку Сонячної системи і небесних тіл. Вона відіграє роль фундаментальної науки по відношенню до всіх найчастіше використовуваних напрямках розвідувальної геофізики – магніторозвідка, гравіметрична розвідка,

електророзвідка, сейсмічна розвідка. Слід визначити, що петрофізиці при обґрунтуванні методик комплексних геофізичних досліджень досі не приділяється належна увага. [11].

Безсумнівною перевагою застосування петрофізичних методів вивчення є можливість опосередкованого вивчення складу Землі на будь яких глибинах, включаючи мантію дистанційними методами та наземними геофізичними методами.

Завдяки інструментальним способам вимірювання і кількісному характеру отриманої інформації, яку отримують в результаті застосування автоматичної дистанційної апаратури петрофізичні вимірювання увійшли до складу космічних методів вивчення речовинного складу і структури планет Сонячної системи [3].

1.1. Літологічні і петрофізичні особливості продуктивних горизонтів на Хриплинському родовищі

З метою підвищення інформативності лабораторних досліджень та раціонального використання лабораторних досліджень та раціонального використання керна необхідно передбачати виконання на одному і тому ж зразку повного комплексу літолого-петрофізичних, геохімічних та інших досліджень, які є основою для визначення природи геологічних неоднорідностей. Звідси відляються головні вимоги до петрофізичних досліджень. Перше – слід вивчати не тільки колекторські властивості, а й рівномірно за розрізом усі виявлені літотипи порід. Друге – здійснювати кореляцію отриманих результатів лабораторних досліджень параметрів з відстежуванням найбільш тісних зв'язків між ними [10].

Літолого-фаціальна характеристика в даній роботі буде виконуватись на основі аналізів суміжного родовища, для можливості в подальшому

прогнозувати розповсюдження колекторів і покришок на досліджуваному родовищі, а також застосування їх властивостей.

1.2. Особливості вивчення процесу осадо накопичення

Процес осадо накопичення являє собою комплекс механічних, фізичних, хімічних і біологічних перетворень, які відбуваються в декілька етапів - утворення осадового матеріалу, його перенесення, накопичення і перетворення в осадову гірську породу. Ці етапи називають літогенезом. Вони відбуваються за невеликий геологічний проміжок часу, який, в більшості випадків, не перевищує декілька десятків тисячоліть. Наступна після літогенезу стадія називається стадією катагенезу. Вона, залежно від особливостей геологічного розвитку території, може тривати декілька сотень мільйонів і навіть мільярди років. Осадові гірські породи складають близько 10% маси земної кори і покривають 75% поверхні Землі. Основне їх поширення - на материках (752 млн.км²), шельфах і континентальних схилах (158 млн. км³). На дно океанів припадає 190 млн. м³. В межах материків близько 20% об'єму осадових гірських порід залягають на платформах і 48% - в геосинкліналях. Товщина осадової оболонки коливається від часток метра до 10-15 км і можливо навіть більше. Але, в порівнянні з всім об'ємом Землі, це складає надзвичайно малу частину. Нижче осадових порід переважно залягають метаморфічні або магматичні породи. [3].

Формування осадових гірських порід. Формування осадових гірських порід надзвичайно складний природний процес, який проходить в різних умовах і визначається різноманітними факторами та силами земного та космічного походження. Серед них головну роль відіграють тектонічні процеси, клімат, рельєф, життєдіяльність тварин і рослин та ін. Крім того, на утворення осадових гірських порід значний вплив здійснюють: газовий склад атмосфери,

сольовий склад і мінералізація вод гідросфери, інтенсивність і форми прояву вулканічної діяльності, склад порід областей живлення та інші фактори. Осадіві гірські породи формуються за рахунок ряду компонентів, що виникають на різних стадіях літогенезу. Основними складовими частинами цих порід є уламкові, хемогенні, біогенні, вулканогенні, колоїдні та космічні компоненти. При цьому, осадіві породи можуть включати одну, а найчастіше декілька відмічених складових частин. Найголовнішими з них є уламкова, хемогенна, біогенна, а в давніх відкладах і вулканогенна складові. Роль космічного матеріалу в процесі породоутворення невелика і характерна для порід геосинклінальних областей

Названі компоненти перебувають у різних поєднаннях та кількісних співвідношеннях, навіть при однаковому хемогенному, біогенному або уламковому походженні. Ця обставина викликає суттєві труднощі при систематизації осадівих порід. До сьогоденішнього дня поки що не існує єдиної схеми їх класифікації. Тому, найчастіше застосовується поділ осадівих гірських порід, в основу якого покладено умови утворення, структуру і склад основної частини породи. Виділяють три основні групи осадівих порід - уламкові, хемогенні та органогенні. Якщо порода складається з декількох складових частин, то основою для її належності до конкретної групи є кількісне співвідношення між цими частинами. До уламкових належать породи, в яких уламковий матеріал складає понад 50%. До хемогенних і біогенних – породи із вмістом хімічних і біогенних компонентів понад 50% [4].

Висновки до розділу 1

Отже, поняття фація –відображає умови формування гірськопородного рівня. Вона включає один або кілька літогенетичних (генетичних) типів порід – літологічних різновидностей, володіючих стійкою сукупністю певних діагностичних ознак. В свою чергу, більш крупна одиниця, яка об'єднує комплекс фацій в межах крупних ділянок палеоландшафтів – макрофація.

Особливого значення фаціальні дослідження набувають в нафтогазовій геології. Фаціальне та фаціально-геохімічне вивчення осадових порід дає змогу вивчити ті відклади та зони їхнього розвитку, які можуть продукувати нафту та газ, тобто робити науковий прогноз перспектив нафтогазоносності нових територій, оцінювати можливі обсяги генерації вуглеводнів, тобто оцінювати прогнозні ресурси у комплексі з іншими геологічними дослідженнями визначати в загальній формі способи і напрями міграції флюїдів та виділяти найбільш перспективні райони.

Літолого-фаціальні дослідження – основа для прогнозування зон розвитку порід-колекторів, флюїдоупор та оцінювання їхньої якості.

РОЗДІЛ 2. Аналіз геологічної будови Хриплинського родовища

2.1. Стратиграфія

В геологічній будові осадового комплексу відкладів Хриплинського родовища приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, загальною товщиною до 8,5 км.

Безпосередньо Хриплинське родовище не вивчене глибоким бурінням тому літолого-стратиграфічний опис осадового розрізу приводиться по матеріалах отриманих в процесі геолого-розвідувальних робіт на суміжному родовищу.

Свердловинами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння на родовищі розкриті відклади від четвертинних до девонських. Найбільш давніми утвореннями, що розкриті на площі є відклади фаменського ярусу девонської системи.

Докембрій (РЄ)

Докембрійські утворення в межах ділянки досліджень не розкриті. Відомості про їх будову досить обмежені. Згідно даних регіональних досліджень КМЗХ глибина залягання фундаменту в районі площі може складати 8,0÷8,5 км.

Палеозойська ератема (PZ)

У складі палеозойської ератеми виділяються девонська, кам'яновугільна і пермська системи.

Девонська система (D)

Представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

До складу верхнього відділу відноситься фаменський ярус.

Фаменський ярус (D₃fm)

У межах суміжного родовища свердловиною № 2 розкриті відклади, які відносяться до XVa мікрофауністичного горизонту або до біостратиграфічної

зони C_1^t і є перехідними шарами від девонських до кам'яновугільних відкладів. В цілому ця частина розрізу є теригенно-карбонатною товщею з перевагою темно-сірих вапнякових аргілітів з прошарками сірих вапняків та сірих середньозернистих пісковиків.

Пісковики світло-сірі, сірі, темно-сірі, різнозернисті, кавернозні, масивні, міцні, тріщинуваті, з глинисто-карбонатним цементом. На боковій поверхні керну помітні горизонтальні та вертикальні фрагменти тріщин, мінералізованих речовиною білого кольору, можливо кварцом, та бітумно-вуглистою речовиною чорного кольору, зустрічаються стилітові шви. На поверхні пісковиків помітні чисельні дрібні каверни та включення піриту.

Аргіліти темно-сірі, сланцюваті, алевритисті, тріщинуваті, середньої міцності, злам нерівний та раковистий. На поверхні зламу помітні відбитки вуглефікованого рослинного детриту та дрібні включення піриту. Тріщини горизонтальні.

Всі літологічні відмінності об'єднані в літологічні пачки ФМ-2, ФМ-1.

Розкрита товщина відкладів фаменського ярусу у свердловині

№2 складає 265 м.

Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи узгоджено залягають на утвореннях верхнього девону. Представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C_1)

До складу нижнього відділу кам'яновугільної системи входять турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус (C_{1t})

Турнейський ярус складений глинисто-карбонатною товщею, що відноситься до XV мікрофауністичного горизонту і незгідно залягає на фаменських відкладах. За даними ГДС відклади складені вапняками та аргілітами. Керном товща не висвітлена.

Розкрита товщина відкладів турнейського ярусу у свердловині № 2 складає 230 м.

Візейський ярус (C_{1v})

В об'ємі візейського ярусу виділяються нижньо- та верхньовізейський під'яруси, які відокремлені поверхнею неузгодження.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v}¹)

Відклади нижньовізейського під'ярусу трансресивно залягають на підстилаючих утвореннях турнейського віку і представлені XIV-XIII мікрофауністичними горизонтами, які складені монотонною товщею карбонатних порід з тонкими прошарками аргілітів. В нижній частині товщі простежуються малопотужні прошарки пісковика.

Вапняки темно-сірі, сірі, прихованокристалічні, глинисті, масивні, щільні, місцями доломітові, органічно-детритові, водоростеві, піритизовані. Пірит в глобулах та по органічних рештках. Серед органічних решток виявлені моховатки, водорості, фрагменти мушельних стулок, криноїдеї, брахіоподи, остракоди, спікули та визначений комплекс форамініфер: *Earlandia moderata* Mal., *Earlandia vulgaris* Raus. et Reitl, *Dainella* af. *elegantula* Brazh., *Omphalotis* sp. *Archaediscus* sp.

Аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, плитчасті, щільні, алевритисті, з тонкорозсіяним піритом.

Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, з карбонатним гідрослюдистим цементом.

Товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу, розкритих на родовищі пошуковою свердловиною № 10 та параметричною свердловиною № 2, складає 282-303 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v}²)

Верхньовізейський під'ярус представлений XIIa, XII, XI та X мікрофауністичними горизонтами.

XIIa мікрофауністичний горизонт літологічно складений, переважно, аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків і рідкими прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, масивні, з вуглистим детритом, тріщинуваті.

Вапняки темно-сірі, щільні, міцні, прихованокристалічні, тріщинуваті.

Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, міцні, шаруваті, з вкрапленням піриту.

Пісковики сірі, світло-сірі, різнозернисті, кварцові, слюдисті.

У розрізі даного мікрофауністичного горизонту виділені літологічні пачки В-23-21.

XII мікрофауністичний горизонт представлений потужною товщею, переважно, теригенних порід, яка складена перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, з рідкими тонкими прошарками вапняків, які згруповані в літологічні пачки горизонтів В-20, В-19, В-18, В-17.

Пісковики світло-сірі, сірі, з буруватим відтінком, тонко- та дрібнозернисті, прошарками середньозернисті, середньозцементовані, кварцові, слюдисті, косошаруваті, з вуглистим детритом, тріщинуваті, з полімерним цементом.

Алевроліти темно-сірі, сірі, кварцові, олігоміктові, піщані, горизонтально-шаруваті, з вуглистим детритом, покращені піритом.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонко-, горизонтально-шаруваті, іноді тонколистуваті, прошарками вапнисті, щільні, окремілі, з вуглистим детритом і піритом.

Вапняки темно-сірі до чорних, прихованокристалічні, глинисті, щільні, міцні, органічно-детритові з численними рештками уламків криноїдей, брахіопод, гастропод, уривків водоростей і моховаток. З комплексом форамініфер:

Earlandia vulgaris Raus et Reitl., *Archaediscus krestovnikovi* var *compressa* Raus., Arch. Itineraries Schl., *Planoarchaediscus spirillenoides* Raus, *Planoarch. cospirillinodes* Raus.

XI мікрофауністичний горизонт представлений пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками, що незгідно залягають на відкладах XII мфг.

Пісковики сірі, темно-сірі, середньо-дрібнозернисті, кварцові, хвилястошаруваті, середньозцементовані з глинистим та глинисто-карбонатним цементом.

Алевроліти темно-сірі до чорних, кварцові, окремілі, щільні, міцні, з конкреціями сидериту.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слюдисті, слабовапнисті з дзеркалами ковзання.

Вапняки темно-сірі, міцні, тонкозернисті, глинисті, детритові.

З органічних залишків в описаних породах зустрічаються криноїдеї, брахіоподи, остракоди, пелециподи, спори, водорості *Calcifolium*, багатий комплекс форамініфер: *Earlandia vulgaris* Raus et Reitl, *E. elegans* Raus et Reitl, *Tetrataxis media* Viss., *Archaediscus krestovnikovi* Raus., *Asteroarch. sp.*, *Endostafella parva* Moell.

Всі літологічні відмінності згруповані у чітко виражені пласти В-16, В-15.

X мікрофауністичний горизонт представлений аргілітами, алевролітами, рідше пластами пісковиків.

Пісковики сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, слюдисті, алевритисті з карбонатним цементом.

Відклади X мікрофауністичного горизонту об'єднані в літологічну пачку В-14.

Розкрита товщина верхньовізейських відкладів складає 395-1254 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

У розрізі серпуховського ярусу виділяються нижній та верхній під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s}¹)

Представлений в об'ємі ІХ мікрофауністичного горизонту. Розріз під'ярусу складений потужною аргіліто-алевролітовою товщею з рідкими малопотужними прошарками пісковиків і ще більш рідкими тонкими прошарками вапняків. Нижня границя проводиться по покрівлі горизонту В-14.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, ущільнені, з вуглистим детритом, з дзеркалами ковзання, інколи з залишками криноїдей, остракод і форамініфер.

Алевроліти темно-сірі, сірі, кварцово-слюдисті, тонкошаруваті, з вуглистим детритом по нашаруванню, з розсіяним піритом.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слабослюдисті, міцноцементовані з примазками вуглистою детриту, з карбонатно-глинистим цементом.

Вапняки темно-сірі, сірі, глинисті, міцні, перекристалізовані, з органомним детритом, з включенням піриту. Органічні залишки представлені криноїдеями, моховатками, стулками остракод та форамініферами: *Earlandia vulgaris* (Raus et Reitl.), *Loeblichia* sp., *Arch. krestovnikovi* Raus., *Rectocornuspira* sp., *Tetrataxis* sp.

Породи згруповані в літологічні пачки від С-23 до С-17.

Товщина нижньосерпуховських відкладів складає 361-401 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s}²)

Виділяється в об'ємі VIII та VII–V мікрофауністичних горизонтів. Відклади верхньосерпуховського під'ярусу залягають зі стратиграфічним неузгодженням на утвореннях нижньосерпуховського під'ярусу. Літологічно розріз під'ярусу складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, серед яких зустрічаються прошарки вапняків.

До VIII мфг відноситься частина розрізу, складена чергуванням переважаючих аргілітів з пачками та прошарками алевролітів, у меншій кількості пісковиків та вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, ущільнені, шаруваті, міцні, слюдисті.

Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, міцні, слюдисті.

Вапняки сірі, темно-сірі, міцні, мікрозернисті.

Пісковики сірі, світло-сірі, середньозернисті, міцноцементовані, слюдисті з включеннями вуглистого детриту.

Всі літологічні відмінності згруповані в літологічні пачки

C-9, C-8, C-7, C-6.

VII-V мікрофауністичні горизонти (в складі літологічних пачок C-5- C-2) представлені чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з поодинокими прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками вапнисті, неясношаруваті, з дрібним вуглистим детритом, дзеркалами ковзання.

Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, прошарками крупнозернисті, олігоміктові, поліміктові, з карбонатно-глинистим цементом.

Вапняки темно-сірі, сірі, мікрозернисті, глинисті, ділянками перекристалізовані, тріщинуваті, з органогенним детритом, залишками макрофауни, водоростей *Girvanella*. Присутні форамініфери: *Loeblichia minima* Brazhn., *Howchinia gibba* Moell, *Eosigmoilina explicata* Gan. forma *evoluta*, *Eostaffella pseudostruvei* (Raus. et Nel.).

Пісковики сірі, світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті, прошарками поліміктові, крупнозернисті, з включенням вуглистого детриту, з карбонатно-глинистим цементом.

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу – 218-430 м.

Середній відділ (C₂)

Середній відділ кам'яновугільної системи представлений башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Породи башкирського ярусу незгідно залягають на підстилаючих верхньосерпуховських і представлені нижньобашкирським та верхньобашкирським під'ярусами.

Нижньобашкирський під'ярус (C₂b¹)

Нижньобашкирський під'ярус виділяється в обсязі світ C20 та C21. Розріз переважно глинисто-карбонатний і літологічно складений вапняками, аргілітами, рідкими прошарками пісковиків, алевролітів.

Світа C20 представлена чергуванням аргілітів, алевролітів і вапняків, які згруповані в літологічні пачки Б-12 і Б-11.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, міцні, слюдисто-кварцові, тонкошаруваті.

Аргіліти темно-сірі до чорних, у нижній частині бурувато-сірі, зеленувато-сірі, ущільнені, алевритисті, прошарками вапнисті.

Вапняки світло-сірі до темно-сірих, мікрозернисті, перекристалізовані, ділянками доломітизовані, глинисті, міцні, з включенням піриту та вуглистої речовини, з рештками криноїдей, моховаток, голок їжаків, уламками брахіопод, гастропод та форамініферами поганої збереженості: *Earlandia vulgaris* Raus et Reitl., *Endotyra bradyi* Mikh., *End. spirilliniformis* Br. et Pot., *Archaediscus* sp., *Neoarhaediscus postrugosus* (Reitl).

Світа C21 представлена чергуванням потужних пластів вапняків світло-сірих до темно-сірих, глинистих, дрібнозернистих, перекристалізованих, з прошарками зеленувато-сірих вапнистих аргілітів, які входять в літологічну пачку Б-10 і називається «башкирською карбонатною плитою». Вапняки світло-, темно-сірі, дрібнозернисті, глинисті, перекристалізовані. Вміщують в себе багаточисельні спікули губок, поодинокі голки їжаків, уламки брахіопод, криноїдей і форамініфери: *Ammodiscus compostus* Brazhn. et Pot., *Eostaffella* Pot.

Верхньобашкирський під'ярус (C₂b²)

Представлений в об'ємі світ C22, C23, C24. Літологічно розріз складений товщею піщано-глинистих порід, з потужними пластами аргілітів, серед яких зустрічаються пісковики, алевроліти та іноді шари вапняків.

Світа С22 представлена чергуванням потужних пластів аргілітів з алевролітами, вапняками та пісковиками.

Аргіліти темно-сірі, слабоалевритисті, слабослюдисті, горизонтальношаруваті, рідко з залишками пелєципод.

Алевроліти сірі, з зеленуватим відтінком, кварцові, слабослюдисті, міцні.

Вапняки сірі, світло-сірі, кристалічнозернисті, дрібнозернисті, глинисті, з численними рештками брахіопод, остракод, пелєципод, форамініфер.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, міцноцементовані, з глинисто-карбонатним цементом. Породи згруповані в літологічні пачки

Б-9 і Б-8.

Світа С23 представлена в основному теригенними породами з малопотужними поодинокими прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, слабослюдисті, щільні, шаруваті.

Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, кварцові, щільні, з включеннями сидериту.

Пісковики світло-сірі, різнозернисті, кварцові, олігоміктові, неясношаруваті, з глинисто-карбонатним цементом.

Вапняки світло-сірі до білих, прихованокристалічні, доломітизовані.

Всі літологічні різновиди згруповані в літологічні пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4, Б-3.

Світа С24 складена перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів і рідко прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі, сірі, алевритисті, з обвугленим рослинним детритом.

Алевроліти сірі, темно-сірі, глинисті, слюдисті, косошаруваті. Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцово-слюдисті.

Вапняки сірі, дрібнозернисті, доломітизовані.

Відклади об'єднані в літологічні пачки Б-2 і Б-1.

Загальна потужність башкирських відкладів коливається від 332 м до 727 м.

Московський ярус (С_{2m})

Московський ярус представлений в об'ємі світ С25, С26, С27, та нижньої частини ісаївської світи С31, відклади яких незгідно залягають на нижчележачих башкирських відкладах. Літологічно це товща аргілітів, алевролітів та пісковиків, що ритмічно чергуються з малопотужними проверстками вугілля та вапняків. Кількість пісковиків збільшується у нижній частині розрізу, де крім морських пісковиків зустрічаються також алювіальні. За складом пісковики та алевроліти слюдисто-кварцові, рідше пісковики аркозові.

У верхній частині ярусу залягають морські утворення, що представлені глинистими породами з прошарками вапняків, які є кореляційними реперами.

Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, поліміктові, з включеннями вуглисто-детриту.

Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, алевритисті, шаруваті, з залишками обвугленого детриту.

Алевроліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, косошаруваті, слюдисті.

Вапняки сірі, темно-сірі, детритові, глинисті.

Породи ярусу об'єднуються в літологічні пачки М-7, М-6, М-5-4, М-3, М-2, М-1.

Товщина відкладів московського ярусу становить 446-567 м.

Верхній відділ (С₃)

Верхньокам'яновугільні відклади розкриті в об'ємі верхньої частини ісаївської (С₃¹), авилівської (С₃²), араукаритової (С₃³) та картамишської (С₃^{kt}) світ, що входять до складу касимівського та гжельського ярусів.

Розріз складений чергуванням потужних пачок пісковиків з аргілітами, алевролітами та рідкими вапняками.

Пісковики світло-сірі, сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, масивні.

Аргіліти сірі, світло-сірі, темно-сірі, прошарками вапнисті, з залишками обвугленого рослинного детриту.

Алевроліти сірі, світло-сірі, зеленувато-сірі, слюдисті, з вуглефікованим рослинним детритом.

Вапняки сірі, перекристалізовані, органогенно-детритові.

Товщина відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи становить 595-734 м.

Пермська система (P)

Пермські відклади неузгоджено залягають на утвореннях верхнього карбону. Система представлена нижнім відділом.

Нижній відділ (P₁)

Нижньопермські відклади у межах родовища залягають на верхньокам'яновугільних утвореннях і розкриті в обсязі асельського ярусу.

Асельський ярус (P_{1a})

У складі ярусу виділяються картамишська (P_{1kt}), микитівська (P_{1nk}) та слав'янська (P_{1sl}) світи.

Картамишська світа представлена глинистою товщею з поодинокими прошарками пісковиків та алевролітів.

Микитівська та слав'янська світи складені перешаруванням ангідритів, доломітів, прошарків вапняків та строкатобарвних, червонобарвних глин.

Товщина відкладів пермської системи 63-161 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають зі стратиграфічним та кутовим неузгодженням на поверхні пермських утворень і представлені нижнім відділом.

Нижній відділ (T₁)

Представлений індським та оленьокським ярусами.

Індський ярус (T_{1i})

Відклади ярусу виділяються в об'ємі дронівської світи.

Дронівська світа (T_{1dr})

Відклади світи складені двома товщами: піщано-глинистою (T_{1пг}) та піщаною (T_{1п}).

Піщано-глиниста товща (Тпг) складена перешаруванням глин строкатобарвних, щільних з пісковиками світло-сірими строкатобарвними, дрібнозернистими.

Піщана товща (Тп) складена пісковиками сірими, світло-сірими, різнозернистими, місцями карбонатними, прошарками конгломератовидними.

Оленьокський ярус (Т_{1o})

Представлений сребрянською світою.

Сребрянська світа (Т_{1sr})

Відклади світи складені піщано-карбонатною і глинистою товщами.

Піщано-карбонатна товща (Тпк) складена глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків світло-сірих, дрібно-, середньозернистих, грудкуватих, вапнистих.

Глиниста товща (Тг) складена, переважно, глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків зеленувато-сірих, різнозернистих і пісків зеленувато-сірих, кварцових.

Загальна товщина відкладів тріасової системи коливається від 640 м до 734 м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи трансгресивно залягають на породах глинистої товщі тріасу. В межах родовища юрська система представлена середнім та верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

Середньоюрські відклади представлені в об'ємі байоського, батського та келовейського ярусів.

Байоський ярус (J_{2b})

У нижній частині складений пісками та пісковиками світло-сірими, тонко- та середньозернистими, кварцовими, піритизованими. У верхній частині складений глинами сірими, темно-сірими, вуглистими.

Батський ярус (J_{2bt})

Представлений нижнім (J_2bt^1) та верхнім (J_2bt^2) під'ярусами.

Нижньобатський під'ярус (J_2bt^1)

Складений глинами сірими, тонковідмученими з включеннями сидериту.

Верхньобатський під'ярус (J_2bt^2)

Представлений у нижній частині пісковиками сірими, дрібнозернистими.

У верхній частині – глини зеленувато-сірі, слабовапнисті з прошарками алевролітів та пісковиків.

Келовейський ярус (J_2k)

Літологічно складений глинами блакитно-сірими, карбонатними з прошарками тонкозернистих пісковиків.

Товщина середньоюрських відкладів коливається в межах 175-224 м.

Верхній відділ (J_3)

Відклади представлені оксфордським і кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J_3o)

Складений глинами зеленувато-сірими, вапнистими, у нижній частині з проверстками вапняків зеленувато-сірих та алевролітів.

Товщина відкладів становить 100-230 м

Кімериджський (J_3km)

Літологічно відклади представлені частим перешаруванням глин строкатобарвних, піщанистих, з карбонатними пісковиками, вапняками зеленувато-сірими, піщанистими та алевролітами сірими, різнозернистими.

Товщина верхньоюрських відкладів становить 127-317 м.

Крейдова система (К)

На розмитій поверхні юрських відкладів незгідно залягають породи крейдової системи. Представлені нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K_1)

Нерозчленовані відклади нижнього відділу представлені пісками, пісковиками сірими, різнозернистими з прошарками глин сірих, каолінових, прошарками вуглистих.

Товщина нижньокрейдових відкладів складає 98-137 м.

Верхній відділ (K₂)

Верхній відділ представлений сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським та маастрихтським ярусами.

В основному відклади складені білою писальною крейдою і крейдоподібними мергелями. Тільки у сеноманському ярусі присутні піски сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті і середньозернисті, кварцово-глауконітові з лінзами пісковиків.

Товщина верхньокрейдових відкладів коливається в межах 405-476 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Відклади кайнозойської ератеми залягають з кутовим і стратиграфічним неузгодженням на крейдових відкладах і представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Представлена палеоценовим-еоценовим (P₁₋₂), та олігоценовим (P₃) відділами.

Палеоценовий-еоценовий відділи (P₁₋₂)

Нерозчленовані відклади складені пісками сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими з прошарками пісковиків та глин. Зокрема відклади київського ярусу (P₂^{kv}) складені товщею мергелів світло-сірих, піщанистих з фосфоритовими включеннями.

Олігоценовий відділ (P₃)

Відклади олігоцену представлені піщаними відмінностями межигірського та берекського ярусів (P_{3mž}- P_{3br}) і в літологічному відношенні складені пісками зеленувато-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, місцями ущільненими.

Потужність утворень від 190-215 м

Неогенова та четвертинна системи (N+Q)

Розріз неогеново-четвертинних відкладів представлений пісками жовтувато-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, глинами жовтувато-сірими, в'язкими, лесовидними суглинками, супісками та ґрунтово-рослинним шаром.

Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми коливається в межах від 224 до 304 м.

2.2. Тектонічна будова

Згідно прийнятого тектонічного районування Хриплинське родовище розташоване у межах приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, та належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [10].

Кристалічний фундамент в цій частині грабену залягає на значних глибинах, що зумовлює наявність значного за потужністю осадового чохла (8-8,5 км).

По поверхні кристалічного фундаменту тут простежується Хриплинський виступ, він моноклінально занурюється в бік осьової частини западини від 6,5 км до 9 км. Територія досліджень розташована у межах північно-західного схилу Хриплинського виступу, де глибина залягання кристалічного фундаменту досягає 8-9 км (рисунок 2.1.1) [10.].

За геоструктурним положенням геологічній будові цього району притаманні риси, властиві як північному схилу південного борту, так і власне, осьовій частині грабену западини; спостерігаються прояви як блокової тектоніки, так і соляного тектогенезу. Як наслідок – створення різноманітних типів структурних форм: занурені підняття облягання блоків фундаменту, компенсаційні приштокові та наскрізні антиклінальні.

Район розташування Хриплинського родовища приурочений до відносно стабільного блоку фундаменту, де домінує розвиток переважно малоамплітудної успадкованої складчастості із незначним зміщенням склепінь і збільшенням їх з глибиною.

Виділення і простеження тектонічних порушень в геологічному середовищі – дуже важливий етап інтерпретації. Диз'юнктивні порушення у часовому розрізі проявляються характерними особливостями сейсмічного запису: зсувом відбитих хвиль в часовому діапазоні, послабленням амплітуди сигналу, флексуроподібним стрибком осі синфазності. На сейсмічних розрізах тектонічні порушення, у більшості випадків, проявляються характерною зміною кінематичних та динамічних параметрів хвильової картини, що розглядаються як прямі, так і непрямі ознаки диз'юнктивної тектоніки.

Малоамплітудні тектонічні порушення можуть не супроводжуватись помітними розривами осей синфазності. У таких випадках тектонічні зони характеризуються втратою простеження осей синфазності. Непрямими ознаками диз'юнктивної тектоніки слугують локальні зміни структури хвильового поля – втрата стійких горизонтів і поява нових, концентрація дифрагованих хвиль, варіації амплітудного рівня і спектру коливань, коли ці зміни не пов'язані з умовами збудження та реєстрації сейсмічних хвиль.

Трасування тектонічних порушень виконувалось візуально по часовому мігрованому кубу при спільному аналізі з картами ізохрон, ізопахіт, градієнтів нахилу та азимутів, когерентності відбиття. Площини порушень є субвертикальними або з невеликим нахилом. Сейсморозвідка не в змозі зафіксувати амплітуди тектонічних порушень, що є меншими за $\frac{1}{4}$ періоду сейсмічного сигналу. Таким чином, мінімальна видима амплітуда тектонічного порушення може складати 10-15 м.

Тектонічні порушення в межах ділянки досліджень, що присутні у верхній частині розрізу, утворені внаслідок виходу соляного діапіру на передпалеогенову поверхню.

Тектонічні порушення в межах ділянки досліджень у нижній частині розрізу (середній та нижній карбон) не виділяються. Найбільш ймовірно, що амплітуда порушень є меншою за роздільну здатність сейсмозвідки. Відомо, що тектонічні порушення малої амплітуди практично не слугують екраном для формування пасток вуглеводнів.

У північній частині Хриплинського родовища, за сейсмічними даними, простежується тектонічне порушення типу підкид у візейських відкладах. Формування такого тектонічного порушення у ранньовізейський час не характерне для історії розвитку Дніпрово-Донецької западини. Тим більше, що площа тектонічного порушення полого у відкладах ХІІа м.ф.г., простежується вздовж південного крила Хриплинської структури. На структурних картах, по відповідних горизонтах відбиття, тектонічне порушення зображене пунктиром у зв'язку із не зрозумілою природою його появи.

За результатами проведених робіт геологічна будова характеризується структурними побудовами по горизонтах відбиття: Vв4-п (підшва кам'яновугільних відкладів), Vв41 (покрівля ПГ Т-2 турнейського ярусу), Vв32 (покрівля ПГ В-26 нижньовізейського під'ярусу), Vв31 (покрівля ПГ В-24-25 нижньовізейського під'ярусу), Vв25 (покрівля ПГ В-22 верхньовізейського під'ярусу), Vв24 (покрівля ПГ В-21 верхньовізейського під'ярусу), Vв23 (покрівля ПГ В-20 верхньовізейського під'ярусу), Vв22-3 (покрівля ПГ В-19 верхньовізейського під'ярусу), Vв22-2 (покрівля ПГ В-18 верхньовізейського під'ярусу), Vв22-1 (покрівля ПГ В-17 верхньовізейського під'ярусу), Vв21-2 (підшва ПГ В-16 верхньовізейського під'ярусу), Vв21-1 (покрівля ПГ В-14 верхньовізейського під'ярусу), Vв12 (покрівля нижьосерпуховського під'ярусу), Vв11 (покрівля ПГ С-5 верхьосерпуховського під'ярусу), Vб2 (підшва карбонатних відкладів ПГ Б-10 башкирського ярусу), Vб21 (покрівля башкирського ярусу), Vб1 (покрівля відкладів московського ярусу середнього карбону).

У час накопичення ПГ В-24-25 у північній, західній та східній частинах ділянки досліджень на карбонатні утворення віком ПГ В-26 відкладались теригенні утворення. В центральній частині (плато) накопичувались карбонатні утворення. Під час накопичення відкладів ХІа м.ф.г. верхня частина ХІІ м.ф.г. піддавалась ерозії, оскільки карбонатні утворення міцніші, ніж теригенні. Вони утворили еродовану складну поверхню, яка відображається на сейсмічному матеріалі. Глибина розмиву іноді сягає поверхні ПГ В-26. Під час регіональної трансгресії відклади ХІа м.ф.г., можливо повністю, замінили собою теригенні відклади ПГ В-24-25 та перекрили глинистою товщею карбонатні відклади, які піддавались ерозії. Вважаємо перспективними, по карбонатних відкладах у межах родовища, Хриплинську структуру, які формує стратиграфічні пастки.

Кореляція горизонту відбиття $V_{в3}^1$ ускладнена через близькість жорсткої границі відбиття глини-карбонати.

Горизонт відбиття $V_{в2}^5$, що відповідає покрівлі ПГ В-21 або покрівлі ХІа м.ф.г.. Літологічно ця товща складена глинистими різновидами, що підтверджують як свердловинні, так і сейсмічні дані.

Горизонт відбиття $V_{в2}^4$ є розмивною поверхнею, різні за віком осади підходять під поверхню розмиву. За структурними елементами структурна карта по горизонтах відбиття $V_{в2}^5$, $V_{в2}^4$ практично повторює основний цільовий горизонт відбиття $V_{в22-3}$.

Горизонт відбиття $V_{в22-3}$ є основним цільовим горизонтом в межах Хриплинського родовища. (додаток А).

2.3. Нафтогазоносність

Район характеризується досить широким стратиграфічним діапазоном промислової нафтогазоносності – від юрських до девонських відкладів включно, що відповідає глибинам від 1000 м до 6500 м і більше.

Контури перспективних об'єктів визначені за результатами сейсморозвідувальних досліджень, їх стратиграфічна приналежність та глибини залягання – за даними сейсморозвідувальних робіт та за аналогією в найближчих свердловинах Гадяцького ГКР.

Формуванню та збереженню покладів вуглеводнів у регіоні сприяли як структурно-тектонічний фактор, так і різноманітність умов осадконакопичення. Це призвело до формування складнопобудованих комбінованих пасток вуглеводнів, в яких основна роль належить літологічному фактору.

Колекторами продуктивних горизонтів є пісковики та алевроліти різноманітні за генезисом і фізико-літологічними характеристиками, а покришками – аргіліти з прошарками глинистих вапняків.

У результаті виконаних геологорозвідувальних робіт на родовищі встановлена газонасиченість горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19. Основні запаси газу й конденсату родовища сконцентровані в покладі горизонту В-19а.

Горизонт В-19

Враховуючи наявність газонасичених та водонасичених пластів, товщини непроникних порід, що їх розмежують, циклічність осадконакопичення горизонт В-19 розділяється на три поклади: В-19в1, В-19в2, В-19н. Контури газонасиченості покладів горизонту В-19 наведено на рисунку 2.3.1

Горизонт В-19н

Горизонт розкритий свердловинами №№ 1, 5, 11, 16, 2, 21.

За даними ГДС у свердловинах №№ 5, 1 і 21 виділено газонасичені пласти.

У свердловині № 5 виділено один пласт пісковика, який характеризується як тріщинуватий газонасичений з ефективною товщиною 0,8 м, пористістю 5,5%, газонасиченістю 62%.

При випробуванні цього пласта в інтервалі 5671,0-5660,0 м отримано слабкий приплив газу дебітом 2,4 тис. м³/добу на 4 мм штуцері.

У свердловині № 1 за даними ГДС виділено три пласти пісковиків тріщинуватих газонасичених з ефективними товщинами 1,6-2,4 м (загальна ефективна 5,6 м), з пористістю 6,5-7,5%, газонасиченістю 67-75%.

При сумісному випробуванні горизонту В-19н і горизонту В-19в отримано промисловий приплив газу дебітом 170,0 тис. м³/добу.

Продуктивна частина горизонту В-19н у свердловині № 21 за даними ГДС представлена 4-ма пластами пісковиків газонасичених і одним ущільненим газонасиченим із сумарною ефективною товщиною 4,5 м. Визначена пористість цих пластів змінюється від 7 до 11%, газонасиченість, відповідно, від 73 до 83%.

Випробування не проводилося.

Горизонт В-19в₂

Даний горизонт розкритий майже у всіх свердловинах, крім №№ 1, 3, 9, 62, 63, 64, 70.

У свердловині № 2 горизонт за даними ГДС представлений пісковиками, алевролітами щільними і газонасиченими: п'ять пластів пісковиків з пористістю 8-9,5%, ефективними товщинами 2,8-10,4 м (сумарна товщина – 24 м), нафтогазонасиченістю 77-91% і один пласт алевроліту з пористістю 8%, ефективною товщиною 4,0 м, нафтогазонасиченістю 80%.

При випробуванні горизонту В-19в₂ у свердловині № 2 через фільтр отримано промисловий приплив газу дебітом 188,9 тис. м³/добу через 6 мм штуцер.

Горизонт В-19в₂ у свердловині № 4 за даними ГДС представлений чотирма пластами пісковиків газонасичених з пористістю 7,5-9,5%, ефективною товщиною 1,2-5,2 м (сумарна ефективна товщина 12,0 м), нафтогазонасиченістю 76-87%.

При випробуванні горизонту В-19в₂ разом з горизонтом В-19в₁ в інтервалі 5619,0-5547,0 м через фільтр отримано промисловий приплив газу дебітом 127,7 тис. м³/добу на 6 мм штуцері і конденсату 5,7 м³/добу.

Пластовий тиск становив 57,68 МПа.

У свердловині № 3 в інтервалах горизонту В-19в₂ за даними ГДС у піщаній товщі потужністю 38,8 м виділяється 7 пластів пісковиків з пористістю 6,5-8,5%, нафтогазонасиченістю 76-90% і ефективними товщинами 1,2-6,8 м (загальна ефективна товщина 23,6 м). Горизонт В-19в₂ у свердловині № 3 не випробувався.

У свердловині № 4 (ІІІ ствол) в межах горизонту В-19в₂ за даними ГДС виділено два газонасичені пласти пісковика з пористістю 7,4-8,5%, їх ефективні товщини 0,8-2,4 м, нафтогазонасиченість 60-66%, а решта пластів щільні і один водогазонасичений.

№ 5, у межах горизонту В-18н₁ за даними ГДС виділено один пласт газонасиченого пісковика з пористістю 8,3%, газонасиченістю 74% та ефективною товщиною 6,4 м.

Горизонт досліджений сумісно з горизонтами В-18в та В-17н (інтервал перфорації 5430,0-5384,0 м (В-18в), 5391-5374 м (В-18в), 5299,0-5275,0 м (В-17в₃) – отримано слабкий приплив газу з добовим дебітом 3,45 тис. м³, конденсату 1,2 м³/добу і води 1,8 м³. Пластовий тиск на глибині 5352,5 м становив 55,50 МПа. У результаті порушення герметичності експлуатаційної колони й постійного надходження пластової води, якісно дослідити об'єкт не вдалося.

Свердловиною розкрито ГВК на глибині 5416,8 м.

В інтервалах залягання горизонту В-18н₁ у свердловині № 6 виділено два, розділених між собою аргіліто-алевролітовою пачкою товщиною 8,4 м, пласти пісковиків газонасичених з пористістю 6,5-9,0%, газонасиченістю 70-84%, з ефективними товщинами 0,8-4,8 м (сумарна товщина 5,6 м).

Промислова газоносність горизонту доведена випробуванням в експлуатаційній колоні свердловини та її експлуатацією. При сумісному випробуванні горизонтів В-18н₂, В-18н₁ та В-18в у свердловині № 6 отримано приплив газу дебітом 315,0 тис. м³/добу, конденсату 31,0 м³/добу і води 5,0 м³/добу на 8 мм штуцері.

У свердловинах №№ 7, 10, 16, 17, 18, 21, 23, 51, 60, 67, 68, 70, 71, 73 за даними ГДС у відкладах горизонту В-18н₁ виділені газонасичені пласти, але їх випробування не проводилося.

Горизонт В-18

Приурочений до середньої частини XII МФГ і розділений на три продуктивні горизонти В-18в, В-18н₁ і В-18н₂, які літологічно представлені пачками пісковиків, розділених між собою аргілітами. Загальна товщина горизонту практично витримана по площі. На рисунку 2.3.2 представлені контури газоносності продуктивних покладів горизонту В-18.

Горизонт В-18_{н2}

Розкритий у всіх свердловинах за винятком №№ 1, 3, 62.

За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина пластів горизонту змінюється в межах 0,8 м (св. № 60)-5,2 м (св. № 5) при пористості 5,5-9,0% і газонасиченості 70-88%. У свердловинах №№ 2, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 17, 18, 21, 64, 67, 68, 70, 71, 73 горизонт В-18_{н2} представлений пластами пісковиків і алевролітів щільних та водонасичених.

Промислова газоносність горизонту В-18_{н2} доведена випробуванням в експлуатаційній колоні свердловин №№ 5, 63.

У свердловині № 5 в інтервалах горизонту В-18_{н2} за даними ГДС виділено один пласт пісковикау тріщинуваного газонасиченого з ефективною товщиною 5,2 м, з пористістю 5,5%, газонасиченістю 70% і один пласт пісковикау тріщинуватого водонасиченого, у покрівлі якого відбивається ГВК (на глибині 5491,2 м). Промисловим дослідженням в експлуатаційній колоні поклад горизонту В-18_{н2} був охоплений разом з вищезалягаючими горизонтами В-18_{н1}-В-18_в (інтервали перфорації 5490,0-5470,0 м, 5453-5439 м, 5428,0-5406,0 м).

У свердловині № 11 за даними ГДС пісковик горизонту В-18_{н2} водонасичений.

В інтервалах залягання горизонту В-18_{н2} у свердловині № 16 за матеріалами ГДС виділено два газонасичені пласти: один представлений пісковиком з ефективною товщиною 1,2 м, пористістю 7,5%, газонасиченістю 83%, інший – алевролітом без параметрів фільтраційно-ємкісних властивостей. Випробування пласта не проводилося.

З такою ж незначною ефективною потужністю одиничні газонасичені пласти пісковиків розкриті у свердловинах №№ 51, 63, 64, 71.

У свердловині № 60 виділено три газонасичені пласти пісковиків з ефективними товщинами 0,8-1,2 м (сумарна ефективна товщина 3,2 м), з пористістю 7,2-9%, газонасиченістю 70-81%.

Випробування не виконувалося в жодній із свердловин, за винятком свердловини № 63, в якій він випробувався сумісно з горизонтами В-18н₁, В-18в. Було отримано промисловий приплив газу дебітом 315 тис. м³/добу, конденсату 31 м³/добу через 8 мм штуцер і 5,0 м³/добу води.

Горизонт В-18н₁

Горизонт В-18н₁ розкритий майже у всіх свердловинах, за винятком свердловин №№ 1, 3, 62.

У свердловинах №№ 8, 11 горизонт представлений алевроліто-піщанистою товщею, яка за даними ГДС характеризується як щільна, у свердловині № 4 – як водонасичена.

У свердловині № 2 у відкладах горизонту В-18н₁ за даними ГДС виділено три газонасичених пласти пісковиків. Параметри колекторських властивостей визначені для двох пластів: пористість 7-7,5%, газонасиченість 70%, ефективна – 1,6-6,8 м.

Під час випробування нижньої частини горизонту В-18н₁ в інтервалі 5413,0-5394,0 м припливу вуглеводнів не отримано.

При спільному випробуванні цих інтервалів з інтервалами 5380,0-5369,0 м та 5366,0-5229,0 м (В-18в) отримано промисловий приплив газу з конденсатом, газ з дебітом 144,8 тис. м³/добу, конденсат – 23,8 м³/добу на 6 мм штуцері.

У свердловині № 5 в інтервалах горизонту В-18н₁ виділено 4 пласти газонасичених пісковиків, які перемежуються пластами алевролітів щільних. Пласти-колектори з пористістю 6 (тріщинуваті) – 8,5%, газоносністю 65-68%, сумарною ефективною товщиною 8,0 м.

Промисловими дослідженнями в експлуатаційній колоні поклад горизонту В-18н₁ у свердловині № 5 був охоплений разом із

нижчезалягаючим горизонтом В-18₃ (інтервали перфорації 5490,0-5470,0 м, 5453-5439,0 м, 5428,0-5406,0 м).

При випробуванні об'єкту через 6 мм штуцер був отриманий приплив газу дебітом 23,6 тис. м³/добу, конденсату 1,5 м³/добу та води 12,5 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 5448,0 м становив 56,67 МПа.

За даними комплексу геофізичних досліджень (термометрії, термодобітометрії та ін.), газ поступав з інтервалу 5406,0-5418,0м, а вода через верхні отвори перфорації з вищезалягаючих горизонтів. За даними перегляду матеріалів ГДС НЕГДС у підшві газонасичених пластів, які були проперфоровані, виділено водоносний пласт, з якого, ймовірно, і поступає вода.

У свердловині № 9, у межах горизонту В-18_{н1} за даними ГДС виділено один пласт газонасиченого пісковика з пористістю 8,3%, газонасиченістю 74% та ефективною товщиною 6,4 м.

Горизонт досліджений сумісно з горизонтами В-18_в та В-17_н (інтервал перфорації 5430,0-5384,0 м (В-18_в), 5391-5374 м (В-18_в), 5299,0-5275,0 м (В-17_{в3}) – отримано слабкий приплив газу з добовим дебітом 3,45 тис. м³, конденсату 1,2 м³/добу і води 1,8 м³. Пластовий тиск на глибині 5352,5 м становив 55,50 МПа. У результаті порушення герметичності експлуатаційної колони й постійного надходження пластової води, якісно дослідити об'єкт не вдалося.

Свердловиною розкрито ГВК на глибині 5416,8 м.

В інтервалах залягання горизонту В-18_{н1} у свердловині № 63 виділено два, розділених між собою аргіліто-алевролітовою пачкою товщиною 8,4 м, пласти пісковиків газонасичених з пористістю 6,5-9,0%, газонасиченістю 70-84%, з ефективними товщинами 0,8-4,8 м (сумарна товщина 5,6 м).

Промислова газонасиченість горизонту доведена випробуванням в експлуатаційній колоні свердловини та її експлуатацією. При сумісному випробуванні горизонтів В-18_{н2}, В-18_{н1} та В-18_в у свердловині № 63

отримано приплив газу дебітом 315,0 тис. м³/добу, конденсату 31,0 м³/добу і води 5,0 м³/добу на 8 мм штуцері.

У свердловині № 64 горизонт В-18_{н1} за даними ГДС представлений двома пластами пісковиків газонасичених, які перешаровуються щільними пластами алевролітів та пісковиків.

У газонасичених пісковиках визначена пористість становить 8,0-8,5%, газонасиченість 85-84%, сумарна ефективна товщина 6,4 м.

При сумісному випробуванні горизонтів В-18_{н1} і В-18_в отримано промисловий приплив газу з дебітом 151,0 тис. м³/добу, конденсату – 10,80 м³/добу і води 9,0 м³/добу через 8 мм штуцер.

Свердловини №№ 63, 64 знаходяться в експлуатації на горизонтах В-18_{н1}-В-18_{н2} (станом на 01.08.2016 р.).

У свердловинах №№ 7, 10, 16, 17, 18, 21, 23, 51, 60, 67, 68, 70, 71, 73 за даними ГДС у відкладах горизонту В-18_{н1} виділені газонасичені пласти, але їх випробування не проводилося.

Горизонт В-18_в

Відклади горизонту В-18_в розкриті майже у всіх свердловинах, за винятком №№ 1, 3, 62.

За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина окремих пластів-колекторів горизонту змінюється в межах від 1,2 м (св. №№ 8, 9) до 13,2 м (св. № 51) при газонасиченості 64% (св. № 7) до 87% (св. №№ 2, 63). Сумарна ефективна товщина змінюється від 3,2 м (св. №№ 7, 67) до 12,4 м (св. № 2).

Пласти-колектори, в основному, представлені пісковиками.

Промислова газоносність підтверджена випробуванням в експлуатаційній колоні у свердловинах №№ 2, 63, 64.

У свердловинах № 5 і № 8 газонасичених пластів у горизонті В-18_в не виявлено, вони щільні та водонасичені.

У свердловині № 2 за даними ГДС у межах горизонту В-18в виділено два пласти пісковиків з пористістю 7-8%, газонасиченістю 82-87% та ефективними товщинами 8,0 і 4,4 м (сумарна ефективна товщина 12,4 м).

Після перфорації інтервалів 5380,0-5369,0 м (В-18н₁) і 5366,0-5329,0 м (В-18н₁, В-18в) та їх сумісному випробуванні отримано промисловий приплив газу дебітом 144,8 тис. м³/добу і конденсату 23,8 м³/добу через 6 мм штуцер.

Після додаткової перфорації в інтервалах 5331-5334 м (В-18в), 5359-5362 м (В-18н₁), 5380,0-5369,0 (В-18н₁) та перфорації в інтервалі 5390,0-5382,0 м

(В-18н₁) та їх випробування, отримані дебіти газу й конденсату практично не змінилися.

У свердловині № 5 в інтервалах залягання горизонту В-18в за матеріалами ГДС виділено 3 пласти: два представлені алевролітом і пісковиком з пористістю 2-4,5%, щільні, третій – пісковик тріщинуватий з пористістю 5% – водонасичений (5382,4-5388,0 м).

Горизонт В-17

Відноситься до верхньої частини XII МФГ. Загальна товщина відкладів горизонту в межах родовища становить близько 160-180 м. Відклади горизонту представлені, в основному, пачками пісковиків, які розділені між собою пачками аргілітів, утворюють два основні продуктивні горизонти В-17н і В-17в.

Характер газонасиченості горизонтів свідчить, що в межах родовища названі горизонти утворюють окремі поклади з різними рівнями встановленої газонасиченості та є окремими об'єктами підрахунку запасів вуглеводнів. Відклади горизонтів мають складну морфологію та нерівномірний розподіл піщаних пластів як по площі, так і в розрізі. Контури газонасиченості продуктивних покладів горизонту В-17 приведено на рисунку 2.3.3.

Горизонт В-17н

За даними ГДС горизонт В-17н газонасичений в свердловинах №№7, 17, 18, 23, 52, 60, 70, 71. У решті свердловин – це алевроліти і пісковики щільні або водонасичені.

Згідно даних інтерпретації геофізичних матеріалів пористість газонасичених пластів пісковиків змінюється від 7,0% до 12,0% (свердловина № 17), ефективна товщина окремих пластів незначна – від 0,8 м (св. №№ 17, 52, 72) до 3,2 м (св. № 70), сумарна ефективна товщина змінюється від 2,8 м (св. №№ 52, 60) до 12,4 м (св. № 70), газонасиченість від 66% (св. № 23) до 92% (свердловина № 17).

З усіх, вищеперерахованих свердловин з газонасиченими пластами, випробування в експлуатаційній колоні виконувалося тільки в свердловині № 70.

У свердловині № 70 за даними ГДС у відкладах горизонту В-17н виділена майже суцільна газонасичена піщана товща потужністю 19,2 м, в якій визначено 6 пластів пісковиків з ефективними товщинами від 1,2 до 3,2 м (сумарна ефективна – 12,4 м).

Пористість змінюється від 6,5%, де газонасиченість 70% до 7,0-9,5% у пісковиках порово-тріщинуватих з газонасиченістю 75-85%.

Після перфорації в інтервалі 5260,0-5287,0 м (В-17н) разом з нижньою частиною горизонту В-17в (В-17в₃) отримано промисловий приплив газу дебітом 120 тис. м³/добу.

Горизонт В-17в

Розкритий усіма свердловинами, за винятком свердловини № 1, в межах глибин 5130-5450 м.

За характером флюїдонасиченості в межах горизонту виділяються три поклади в горизонтах В-17в₁, В-17в₂, В-17в₃.

Горизонт В-17в3

У межах горизонту В-17в3 за даними ГДС газонасичені пласти виявлені майже у всіх свердловинах, за винятком свердловин №№ 4, 5, 11, де вони водонасичені і свердловини № 1, в якій він не розкритий.

За даними ГДС пористість газонасичених пластів пісковиків горизонту В-17в3 змінюється від 6,5% (св. №№ 67, 68) до 11% (св. № 60), ефективна товщина окремих пластів від 0,8 м (свердловини №№ 17, 18, 51) до 10,8 м (свердловина № 51), сумарна ефективна товщина від 4,8 м (св. № 21) до 17,2 м (св. № 70), газонасиченість від 60% (свердловини №№ 51, 23, 18, 73) до 93,0% (свердловина № 70).

Промислова газоносність горизонту підтверджена випробуванням в експлуатаційній колоні у свердловинах № 2 і № 70, незначний приплив газу отриманий у свердловині № 9. У решті свердловин випробування горизонту В-17в3 не проводилося.

У свердловині № 2 за даними ГДС виділена піщана товща потужністю 19,6 м, сумарна ефективна газонасичена товщина яких складає 13,2 м. Ефективна товщина окремих 4 пластів пісковиків змінюється від 2,0 до 4,0 м, пористість 7,0-10,5%, газонасиченість 70-92%.

При випробуванні цих пластів в інтервалі 5267,0-5235,0 м отримано промисловий приплив газу, дебіт якого склав 106,1 тис. м³ газу і 29,5 м³/добу конденсату на 8 мм штуцері.

У свердловині № 9 за матеріалами ГДС виділені два пласти щільних алевролітів, пісковиків, два – газонасичених пісковиків і один – водонасичений пісковик.

Ефективна товщина цих двох газонасичених пластів 2,0 і 4,8 м, пористість – 8% і газонасиченість 72-85%.

Окремого випробування горизонту В-17в3 не проводилося. Він випробувався спільно з газонасиченими пластами пісковиків горизонту В-18.

Отримано приплив газу дебітом 3,45 тис. м³/добу, конденсату 1,2 м³/добу, води 1,8 м³/добу.

В інтервали перфорації потрапив пісковик водонасичений (5293,6-5299,6 м), звідки реально поступала вода.

У свердловині № 62 у відкладах горизонту В-17в₃ виділено два пласти пісковиків: один газонасичений з ефективною товщиною 3,2 м, пористістю 7,5%, газонасиченістю 78%, інший – водонасичений.

Встановлено ГВК на глибині 5299,2 м (-5133,9 м).

Після виконаної перфорації в інтервалах 5286-5290 м, 5295-5297 м отримано слабкий газ з пластовою водою.

Горизонт В-17в₃ у свердловині № 70 представлений трьома пластами пісковиків порово-тріщинуватих газонасичених, загальна товщина яких складає 19,2 м, сумарна ефективна – 17,2 м. Визначена пористість – 8,0-9,2%, газонасиченість 88-93%.

При випробуванні цих пластів (5224,0-5245,0 м) отримано промисловий приплив газу дебітом 82,0 тис. м³/добу.

Після проведення обробки привиби́йної зони пласта отримано збільшення дебіту газу до 120 тис. м³/добу.

Горизонт В-17в₂

Розкритий усіма свердловинами, за винятком свердловини № 1.

За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина окремих пластів становить 0,8 м (св. №№ 4, 7, 60, 63, 64) – 4,0 м (св. № 4), пористість 5,5% (св. №№ 4, 17, 51) – 12% (св. № 17), газонасиченість 65% (св. № 16) – 92% (св. № 3).

Сумарна ефективна товщина газонасичених пластів змінюється від 2,0 м (св. № 23) до 9,2 м (св. № 17).

Із 14 свердловин, в яких в інтервалах залягання горизонту В-17в визначені потенційні газонасичені пласти пісковиків, їх випробування в

експлуатаційній колоні виконувалось тільки у свердловині № 2 і ВПТ в процесі буріння у свердловині № 3.

У свердловині № 2 виділено один пласт пісковика газонасиченого з ефективною товщиною 2,0 м, пористістю 8%, газонасиченістю 64%.

При випробуванні горизонту В-17В₂ разом із горизонтом В-17В₁ в інтервалі 5199,0-5177,0 м, 5168,0-5155,0 м отримано слабкий приплив газу, дебіт якого визначений за тиском наростання, становив $Q_{г\ tr} = 36$ м³/добу, $Q_{г\ зтр} = 556,7$ м³/добу.

Після виконаної інтенсифікації у вигляді гідроперфорації, дебіт газу становив 25,2 тис. м³/добу, конденсату 10,1 м³/добу на 6 мм штуцері.

У свердловині № 3 за даними ГДС (НЕГДС) в інтервалах залягання горизонту В-17В₂ виділено один пласт пісковика газонасиченого з високими значеннями фільтраційно-ємкісних властивостей: пісковик з пористістю 10%, газонасиченістю 92%, ефективною товщиною 3,2 м.

Горизонт В-17В₁

В межах покладу пробурені свердловини №№ 2, 4, 5, 7, 10, 17, 18, 21, 51, 52, 60, 70 решта – в зоні заміщення колекторів щільними породами (№№ 3, 8, 9, 11, 16, 23, 51, 62, 63, 64, 67, 68, 70, 71, 73).

Згідно даних геофізичних заключень ГДС ефективна товщина окремих газонасичених пластів змінюється в межах від 0,8 м (свердловина № 7) до 3,6 м (свердловина № 21), пористість – від 5,5% у пісковиках тріщинуватих (свердловина № 17) до 10,0% (свердловина № 21), газонасиченість – від 65% (свердловина № 18) до 90% (свердловини №№ 17, 70).

У всіх пробурених свердловинах, крім свердловин № 2, 5 продуктивність горизонту визначена тільки за матеріалами ГДС.

У свердловині № 2 горизонт В-17В₁ представлений за даними ГДС одним газонасиченим пластом пісковика з ефективною товщиною 2 м, пористістю 7%, газонасиченістю 75%.

Після перфорації в інтервалі 5199,0-5177,0 5168-5157,0 м, в який потрапляє вищеописаний пласт, отримано приплив газу дебітом 29,2 тис. м³/добу і конденсату 11,6 м³/добу через 6мм штуцер.

У свердловині № 5 в інтервалах горизонту В-17в1 за матеріалами ГДС виділено один газонасичений пласт пісковика з ефективною товщиною 2 м, пористістю 7%, газонасиченістю 76%.

Після перфорації в інтервалах 5229,0-5226,0 м, 5216,0-5210,0 м, 5207,0-5195,0 м, 5170,0-5149,0 м (В-17в1) отримано незначний приплив газу дебітом 2,4 тис. м³/добу через 4 мм штуцер.

Після інтенсифікації (додаткова перфорація) збільшення припливу не відбулося.

Горизонт В-16

Горизонт В-16 відноситься до нижньої частини XI МФГ і літологічно представлений пачками піщано-алевролітових порід, які мають складну морфологію та нерівномірний розподіл по площі й у розрізі. На рисунку 2.3.4 приведено контури газонасиченості продуктивних покладів горизонту В-16.

Загальна товщина відкладів горизонту в межах родовища становить близько 175-210 м.

Ці пачки згруповані і розділяють горизонт на дві частини: верхню В-16в і нижню В-16н.

Нижня частина підгоризонту В-16н підрозділяється, враховуючи характер насичення пластів і через неможливість об'єднання в один поклад, на три пачки пісковиків-колекторів В-16н₃, В-16н₂, В-16н₁, які розділяються між собою аргілітами.

Горизонт В-16н₃

У межах покладу горизонту В-16н₃ пробурені свердловини №№ 2, 7, 9, 16, 17, 18, 21, 63, 67, 71, 52, решта свердловин розкрили його в зоні заміщення колекторів щільними породами, або в них водонасичені пласти, а у свердловині № 1 він не розкритий.

Горизонт характеризується незначними товщинами продуктивних пластів.

Найбільш значна сумарна ефективна товщина горизонту В-16н₃ розкрита у свердловинах № 7 (16,8 м) та № 16 (18,0 м). У цих свердловинах пористість становить 8-10,3%, газонасиченість 67-91%. Ці газонасичені пласти не випробувалися в експлуатаційній колоні.

Випробування горизонту В-16н₃ проводилося у свердловинах №№ 2, 9, 18.

У свердловині № 2 в інтервалах горизонту В-16н₃ виділено один пласт газонасичений, представлений пісковиком тріщинуватим з пористістю 4%, ефективною товщиною 0,8 м, газонасиченістю 70%.

При випробуванні горизонту в інтервалі 5132,0-5119,0 м отримано слабкий приплив газу, дебіт якого за тиском наростання становив $Q_{гзтр}=23,7\text{м}^3/\text{добу}$, і не збільшився після проведення інтенсифікації гідроперфорацією.

Після додаткової перфорації ще двох інтервалів 5102,0-5096,0 м, 5087-5075,0 м отримано приплив газу дебітом 1,0 тис. м³/добу і конденсату 0,334м³/добу через діафрагму діаметром 4,5 мм.

У свердловині № 9 за даними ГДС в інтервалах залягання горизонту В-16н₃ серед алевроліто-піщанистої товщі потужністю 11,6 м виділено три пласти пісковиків газонасичених з пористістю 4,5 (тріщинуватий) – 9%, сумарною ефективною товщиною 6,0 м і газонасиченістю – 66-80%.

При випробуванні цих пісковиків в інтервалах 5150,0-5145,0 м, 5168,0-5160,0 м отримано приплив газу дебітом 12,0 тис. м³/добу і конденсату 5,0 м³/добу через діафрагму діаметром 3,5 мм.

У свердловині № 18 серед 24 метрової товщі пісковиків за матеріалами ГДС виділено 4 пласти газонасичені.

Їх ефективна товщина змінюється від 2 м до 4,4 м, пористість від 8,5 до 11,4%, газонасиченість 60-70%.

Сумарна ефективна товщина становить 14,8 м.

Після сумісного випробування горизонту В-16н₃ з горизонтом В-17в₁ (інтервали перфорації 5202-5196 м, 5155-5147 м, 5132-5125 м) отримано приплив газу дебітом 6-9 тис. м³/добу. Пластовий тиск 51,6 МПа.

Горизонт В-16н₂

Газонасичені пласти-колектори в цьому горизонті виділені тільки у свердловинах №№ 2, 4, 17, 18, 52, 67, 68.

Це одиничні пласти з незначною ефективною товщиною 0,8-2,8 м (св. № 18), пористістю 5% (св. № 2) – 10% (св. № 18), газонасиченістю 65% (св. № 18) – 84 (св. № 4).

Випробування даного горизонту проводилося у свердловинах № 2 і № 18.

У свердловині № 2 виділено один газонасичений пласт – це пісковик тріщинуватий з ефективною товщиною 1,6 м, пористістю 5%, газонасиченістю 70%.

Під час випробування горизонту В-16н₂ (5102,0-5096,0 м) спільно з інтервалами горизонту В-16н₁ (5087,0-5075,0 м) отримано слабкий приплив газу дебітом 1,0 тис. м³/добу і конденсату 0,334 м³/добу через 4 мм штуцер.

У свердловині № 18 теж виділено одиничний газонасичений пласт пісковик з ефективною товщиною 2,8 м, пористістю 10% і газонасиченістю 65%.

При сумісному випробуванні В-16н₂ і В-16н₃ у свердловині № 18 отримано приплив газу дебітом 6-9 тис. м³/добу.

Горизонт В-16н₁

Даний горизонт у більшості свердловин виражений ущільненими пластами пісковиків і алевролітів.

Газонасичені пласти виділені тільки у свердловинах №№ 7, 11, 17, 67, 21, 52.

Високими фільтраційно-ємкісними властивостями володіють пісковики газонасичених пластів у свердловинах №№ 7, 17, 67, пористість в яких відмічена 9, 7, 10%, газонасиченість 88, 80, 78%, відповідно, при ефективних товщинах 1,2, 2, 1,2 м.

Випробування цього горизонту в експлуатаційних колонах у свердловинах не проводилося, за винятком свердловини № 1.

У свердловині № 1 випробування відкладів горизонту В-16н₁ проводилося спільно з горизонтом В-16н₂ на основі матеріалів геофізичних досліджень (оперативний аналіз), виконаних у 1976 році.

За цими даними в інтервалах горизонту виділялося 4 пласти пісковиків газонасичених:

5113,2-5115,2 м, Неф – 1,2, Кп – 6%, Кпг – 82%;

5115,2-5119,0 м, Неф – 2,0, Кп – 8%, Кпг – 82%;

5126,4-5128,4 м – Кп – 6%, Кпг – 82% пісковик глинистий;

5131,6-5134,4 м – Кп – 5%, Кпг – 79% пісковик вапнистий.

Ці пласти були рекомендовані для випробування на продуктивність.

Під час випробування у відкритому стволі інтервалу 5149,0-5132,0 м – припливу флюїду не отримано.

Після перфорації в інтервалі 5120,0-5110,0 м отримано незначний приплив води з орієнтовним дебітом 3,7 м³/добу.

Горизонт В-16в

Майже усі пробурені свердловини знаходяться в межах покладу горизонту В-16в, крім свердловин №№ 5, 8, 67, 68, 71, які розкрили його в зоні заміщення колекторів щільними породами.

Через літологічну мінливість горизонту по площі і наявністю водонасичених горизонтів та фіксації ГВК на різних рівнях, горизонт В-16в розділяється на три підгоризонти В-16в₃, В-16в₂, В-16в₁.

Найбільш продуктивним є підгоризонт В-16в₃, нижня частина горизонту В-16. У цій частині відмічаються пачки пісковиків товщиною

до 40,0 м, добре відсортованих із задовільними колекторськими властивостями до 20,0 м.

За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина окремих пластів горизонту В-16 змінюється в межах 0,8 м (свердловини №№ 2, 3, 7, 8, 16) при пористості 4,5% до 10,4 м (свердловини №№ 4, 62) (пісковик тріщинуватий, свердловина № 2), 5,5% (пісковик тріщинуватий, свердловина № 9) і 12,0% (свердловина № 1), газонасиченості 60% (пісковик слабогазонасичений, свердловина № 9), та 93% (свердловина № 1).

Майже в усіх свердловинах продуктивність горизонту визначена тільки за матеріалами промислово-геофізичних досліджень, за винятком свердловин №№ 1, 2 та № 9, в яких випробувався горизонт В-16вз.

У свердловині № 1 за даними ГДС в інтервалах залягання відкладів горизонту В-16в виділено 6 пластів пісковиків газонасичених з ефективними товщинами від 1,6 до 9,2 м (сумарна ефективна товщина 23,6 м), з пористістю 7-12% і газонасиченістю 88-93%.

За результатами випробування в експлуатаційній колоні різних інтервалів горизонту В-16 були отримані незначні припливи води і газу. Свердловина № 1 була ліквідована в 1978 році.

Після реліквідації свердловини у 2009 році була проперфорована експлуатаційна колона в інтервалі 5048,0-5034,0 м і отримано технічну воду з ознаками конденсаційної. Після додаткової перфорації в інтервалах 5057,0-5063,0 м, 5066,5-5080,05 м в результаті багаторазових продувок і зупинок свердловин позитивних результатів не було досягнуто.

У свердловині № 2 в межах горизонту В-16вз виділено 4 пласти пісковиків газонасичених з пористістю 5,5% (пісковик тріщинуватий) – 10%, газонасиченістю 70-86%, ефективними товщинами 1,6-6,4 м, сумарна товщина яких становить 14,4 м.

При спільному випробуванні газонасичених пісковиків горизонту В-16в₃ з горизонтами В-16н₂, В-16н₃ отримано промисловий приплив газу дебітом 243,8 тис. м³/добу і конденсату 41,5 м³/добу на штуцері діаметром 8,3 мм.

У свердловині № 9 в алевроліто-піщаній товщі горизонтів

В-16в₁+В-16в₃ (потужністю 100,0 м) за даними ГДС виділено один пласт пісковика з пористістю 7%, газонасиченістю 60% і ефективною товщиною

1,2 м – слабогазонасичений, три пласти пісковиків тріщинуватих газонасичених з пористістю 4,5%, газонасиченістю 80% та ефективними товщинами 1,6-3,2 м (сумарна 8,4 м).

Для виділених 15 прогнозних структурно-літологічних та літологічних покладів, в межах ділянки вв ресурси структурно-літологічних та літологічних покладів (категорія С₃ (код класу 333), становлять: газу – 7, 018 млрд. м³, конденсату – 829 тис. т.,

По горизонтах, в межах ділянки, розподіл перспективних ресурсів наступний:

Горизонт В-16 - Газу – 2,985 млрд. м³, конденсату – 558 тис. т;

Горизонт В-17 – Газу – 0,420 млрд. м³, конденсату – 82 тис. т;

Горизонт В-18 - Газу – 0,408 млрд. м³, конденсату – 50 тис. т;

Горизонт В-19 - Газу – 1,957 млрд. м³, конденсату – 58 тис.т;

Горизонт В-20 - Газу – 1,395млрд. м³, конденсату – 137 тис. т.

Висновки до розділу 2

Безпосередньо Хриплинське родовище не вивчене глибоким бурінням тому літолого-стратиграфічний опис осадового розрізу приводиться по матеріалах отриманих в процесі геолого-розвідувальних робіт на суміжному родовищу.

Свердловинами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння на родовищі розкриті відклади від четвертинних до девонських. Найбільш давніми утвореннями, що розкриті на площі є відклади фаменського ярусу девонської системи.

Контури перспективних об'єктів визначені за результатами сейморозвідувальних досліджень, їх стратиграфічна приналежність та глибини залягання – за даними сейморозвідувальних робіт та за аналогією в найближчих свердловинах Гадяцького ГКР.

У результаті виконаних геологорозвідувальних робіт на родовищі встановлена газоносність горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19. Основні запаси газу й конденсату родовища сконцентровані у нижньокам'яновугільних відкладах, в покладі горизонту В-19а.

РОЗДІЛ 3. ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДИКИ ВІДБОРУ КЕРНОВОГО МАТЕРІАЛУ

3.1. Підготовка та відбір кернового матеріалу

Операція з відбору керна, згідно з СОУ 11.2-30019775-106 [2], складається з таких процесів:

- поглиблення вибою;
- формування ствола свердловини;
- утворення(розбурка) керна;
- надходження керна в бурильну головку і керноприймальний пристрій;
- захват, відрив та утримання керна під час підйому керноприймального інструмента на поверхню;
- вилучення керна з керноприймальної труби.

Під час виконання технологічних операцій з відбору керна слід дотримуватись положень згідно з СОУ 11.2-30019775-106

Процес захоплення і відриву керна, залежить від властивостей гірської породи, конструкції кернозахоплювального пристрою і технології відриву керна. Крім цього, збереження керна залежить від процесу підняття керновідбірної інструменту на поверхню і способу вилучення керна з керноприймальної труби.

З метою підвищення якості відбору рекомендовано скорочувати проходку з керном за один рейс під час буріння у слабозцементованих, тріщинуватих породах або у випадку неповного виносу керна з попереднього довбання.

Сумлінна та своєчасна документація піднятого керну, яка гарантує його точну прив'язку до відповідного інтервалу свердловини та дозволяє провести аналіз виходу керну в залежності від тупу техніко-методичних засобів та обґрунтувати заходи по збільшенню його виносу.

Перевірка правильності визначення фахівцями геологічної служби надрокористувача або осіб, що діють за його дорученням, опису порід, повноти та якості геологічних даних, своєчасного оперативного ведення геологічної документації свердловини.

Перевірка правильності укладки керну в ящики для транспортування, відповідність облікової картки (бирки) його буровим журналам та фактично вилученому керну.

Для правильного встановлення глибини відбору кернового матеріалу, а також глибини вибою свердловини бурова бригада зобов'язана перед спуском інструменту або відбором керну провести маркування та замір довжини бурильних труб із записом в буровому журналі, по формі, що передбачена проектом свердловини. Контроль за точністю прив'язки інтервалів відбору керну до розрізу рекомендується здійснювати за допомогою локатора муфт та даних гама-каротажу.

Для встановлення моменту підходу вибою свердловини до проектного горизонту необхідно:

- здійснювати постійний контроль маркуючих горизонтів, згідно проектному геологічному розрізу;
- проводити контрольні заміри глибини свердловини, а також Zenітних та азимутальних кутів для прив'язки керну, що відбирається;
- після розкриття маркучого горизонту рекомендується провести один з видів проміжного каротажу, що дозволить уточнити фактичну глибину залягання продуктивних відкладів.

Перед операцією по відриву керну від вибою необхідно ретельно промити вибій свердловини, загальмувати обертання бурильного інструменту та стабілізувати подачу промивальної рідини.

При підйомі інструменту з керном необхідно не допускати різких змін швидкості підйому снаряду з відібраним керном, особливо при бурінні в слабозцементованих та м'яких породах. З метою збереженості керну

швидкість підйому снаряду з відібраними зразками необхідно знижувати при підйомі до башмака колони.

Вилучення керну з бурового інструменту. Під час вилучення керна з колонкової труби слід запобігати його розколюванню та суворо дотримуватись послідовності виймання окремих частин керна.

Для виймання керна з ґрунтоносу піднімають один його кінець і легко проштовхують керн.

Якщо керн не виходить з труби під власною вагою, трубi надають поштовхоподібних коливань.

Слід запобігати ударам по ґрунтоносу або керну, тому що це може призвести до зміни структури керна. У випадку сильної запресованості керна в колонковій трубi застосовують спеціальні гвинтові або насосні штовхачі (екстрактори).

Якщо це не дає бажаного результату, то у виняткових випадках керн вилучають за допомогою прокачування бурового розчину або технічної води. Однак слід враховувати, що у випадку прокачування з високим тиском можливі зміни вмісту рідких флюїдів у керні.

Під час вилучення керна з колонкової труби її торець слід тримати на висоті від 10 см до 15 см над чистим листом фанери чи листового заліза [2].

3.2. Методика досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів

Фільтраційно-ємнісні властивості порід - це властивості, які визначаються за допомогою основних фізичних параметрів: пористість, проникність і флюїдонасиченість.

Ці параметри визначають здатність колекторів вміщувати і фільтрувати флюїди, рух яких може відбуватись в результаті природних процесів (міграції вуглеводнів), або в результаті діяльності людини, пов'язано з видобутком корисних копалин і експлуатацією гідротехнічних споруд. Дані фільтраційно-ємнісних властивостей застосовуються для створення достовірної петрофізичної основи кількісної інтерпретації результатів ГДС на усіх стадіях пошукових та геологорозвідувальних робіт, підрахунку об'ємів запасів, а також під час проектування розробки родовищ, та впровадження нових технологій нафтогазоконденсатовилучення. Коефіцієнти відкритої та ефективної пористості є основними параметрами, які визначають потенційну та динамічну ємність колекторів. |

Нижче наведені методики визначення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості апробовані під час обґрунтування граничних значень ємнісно-фільтраційних параметрів, під час виділення колекторів за даними ГДС та підрахунку об'ємів запасів вуглеводнів, а також розробки петрофізичних моделей для настройки кількісної інтерпретації матеріалів ГДС.

Основні положення:

1. визначення відкритої пористості ґрунтується на моделюванні пластових умов 100 % водонасичення порід-колекторів на зразках, виготовлених із керна цих порід. Зразки насичують моделлю пластової води.

2. За різницею між масою насиченого рідиною зразка і масою абсолютного сухого зразка визначають об'єм його пустотного простору.
3. Коефіцієнт залишкового водонасичення, з урахуванням якого визначається коефіцієнт ефективної пористості, необхідно вимірювати одночасно в комплекті з визначенням коефіцієнту відкритої пористості (K_n) та коефіцієнту ефективної пористості.
($K_n \text{ еф}$)
4. За різницею мас насиченого рідиною зразка у повітрі і у насичувальній рідині визначають зовнішній об'єм зразка.
5. Коефіцієнт відкритої пористості (K_n) вираховують як відношення об'єму пустотного простору зразка гірської породи до його зовнішнього об'єму.

Оскільки у пластових умовах частка об'єму пустотного простору зайнята водою, то об'єм відкритих пор за винятком частки об'єму порового простору який зайнятий залишковою водою у нафтогазопромиловій геології називають ефективною пористістю ($K_n \text{ еф}$) (у гідродинаміці – динамічною пористістю).

6. Для експрес визначення ефективною пористістю ($K_n \text{ еф}$) необхідно коефіцієнт залишкового водонасичення ($K_{зв}$) визначати на одному режимі центрифугування [5].

Проникність- здатність порід пропускати через себе флюїди, під впливом тиску. Величина проникності порід. залежить від пористості (тріщинуватості) порід, фізико-хімічних властивостей рідин і газів, а також від тиску, який діє на них. За ступенем проникності породи поділяються на проникні (галечник, гравій, пісок та ін.), напівпроникні (глинистий дрібнозернистий пісок, торф, лес та ін.) і непроникні (глина, аргіліт, солі та ін. щільні осадові та кристалічні).

У лабораторних умовах визначають абсолютну і ефективну проникність. Відносну проникність обчислюють як відношення ефективної проникності пористого середовища до абсолютної проникності і виражають у відсотках.

Під абсолютною проникністю пористого середовища розуміють проникність цього середовища для гомогенного флюїду за відсутності фізико-хімічної дії його на пористе середовище. Якщо проникність зразків визначають способом пропускання газу, то отримана величина проникності дорівнює їх абсолютній проникності [7]

Ефективною фазовою проникністю пористого середовища називають його проникність для одного будь-якого флюїду за наявності в середовищі інших флюїдів [6].

Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід методом центрифугування зразків. Даний стандарт установлює методику виконання вимірювань коефіцієнта залишкового водонасичення на зразках, виготовлених з керна продуктивних пластів порід-покришок нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Метод вимірювань ґрунтується на моделюванні пластових умов водонасичення для зразків, попередньо виготовлених з керна порід-колекторів. Зразки насичують пластовою водою (або її моделлю відповідної мінералізації) і центрифугують. Під час центрифугування частина пластової води (гравітаційна) витісняється із зразка під дією відцентрованої сили, а інша – залишається у пустотному просторі. Використання різних режимів центрифугування дозволяє створювати різний тиск витіснення пластової води із зразка [6].

3.3. Методика досліджень петрофізичних властивостей продуктивних горизонтів

Петрофізика гірських порід, що виходять на сучасну поверхню земної кори, є основою для інтерпретації геофізичних даних при пошуках і розвідці рудних і нерудних корисних копалин, глибинних дослідженнях, вивченні геологічної історії Землі. Важливу роль відіграє вивчення фізичних властивостей мінералів і гірських порід при високих тисках і температурах, що є причиною реконструктивних або деструктурних петрофізичних змін.

Основними завданнями петрофізики є:

1) вивчення і систематизація фізичних властивостей порід та мінералів, вивчення зв'язку між фізичними властивостями, структурно-текстурними властивостями, та складом;

2) оцінка впливу на фізичні властивості різних геологічних, термодинамічних і фізико-хімічних чинників;

3) використання даних щодо фізичних властивостей порід та їх зв'язків зі складом і структурними особливостями для інтерпретації геофізичних даних;

4) використання петрофізичних даних з петрографічними та фізико-хімічними для вирішення завдань буріння та розробки родовищ.

Комплекс досліджень, які проводяться при вивченні петрофізичних характеристик, включає в себе зазвичай такі види робіт:

- Відбір колекції зразків гірських порід,
- Вивчення та обробка результатів петрографічних і мінералогічних досліджень зразків.
- Підготовка зразків до вимірювань в залежності від поставлених задач досліджень, які включають в себе:

1) виготовлення зразків певної форми (циліндри, куби, пластини та ін.);

- 2) екстрагування певними розчинниками (залежно від поставлених завдань);
 - 3) висушування;
 - 4) насичення моделями пластової води;
- Лабораторні дослідження фізичних властивостей в умовах в атмосферних умовах;
 - Лабораторні дослідження фізичних властивостей в умовах високого тиску і температури (при необхідності);
 - Обробка результатів досліджень;
 - Аналіз петрофізичних параметрів на основі петрофізичної класифікації [1].

Висновки до розділу 3

Третій розділ включає в себе методики, за допомогою яких проводились дослідження:

Особливості застосування методики відбору керна матеріалу;

З метою підвищення якості відбору рекомендовано скорочувати проходку з керном за один рейс під час буріння у слабозцементованих, тріщинуватих породах або у випадку неповного виносу керна з попереднього довбання.

Сумлінна та своєчасна документація піднятого керна, яка гарантує його точну прив'язку до відповідного інтервалу свердловини та дозволяє провести аналіз виходу керна в залежності від тупу техніко-методичних засобів та обґрунтувати заходи по збільшенню його виносу.

Методика досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів

В розділі наведені методики визначення коефіцієнтів відкритої та ефективно пористості апробовані під час обґрунтування граничних значень ємнісно-фільтраційних параметрів, під час виділення колекторів за даними ГДС та підрахунку об'ємів запасів вуглеводнів, а також розробки петрофізичних моделей для настройки кількісної інтерпретації матеріалів ГДС.

Методика досліджень петрофізичних властивостей продуктивних горизонтів

Основними завданнями петрофізики є:

1) вивчення і систематизація фізичних властивостей порід та мінералів, вивчення зв'язку між фізичними властивостями, структурно-текстурними властивостями, та складом;

2) оцінка впливу на фізичні властивості різних геологічних, термодинамічних і фізико-хімічних чинників;

3) використання даних щодо фізичних властивостей порід та їх зв'язків зі складом і структурними особливостями для інтерпретації геофізичних даних;

4) використання петрофізичних даних з петрографічними та фізико-хімічних для вирішення завдань буріння та розробки родовищ.

РОЗДІЛ 4. Дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей і петрофізичних параметрів нафтогазоперспективних товщ

4.1. Літолого-фаціальна характеристика продуктивних горизонтів

В межах Хриплинського родовища свердловини глибокого буріння відсутні, в зв'язку з чим літолого-фаціальний аналіз проводився на основі результатів буріння свердловин та вивчення кернавого матеріалу по суміжному родовищу що розташоване поблизу. Аналіз умов осадонакопичення проведено для верхньовізейських відкладів, продуктивні горизонти В-16 – В-19, як найбільш перспективних з точки зору нафтогазоносності.

Продуктивний горизонт В-16 складається з двох чітко виражених товщ, індексованих, як нижній та верхній підгоризонти В-16н та В-16в. Кожний з підгоризонтів поділяється на кілька дрібніших товщ осадконакопичення.

Продуктивний горизонт В-16в складається з чотирьох циклів осадконакопичення меншого порядку.

Підгоризонт В-16в₁ літологічно мінливий по латералі. В межах Гадяцького родовища представлений, в основному, піщаною товщею від 10 до 40 м, подібною до товщі у свердловинах південно-східної перикліналі Хриплинської структури.

Перспектива розвитку підгоризонту В-16в₁ можлива, враховуючи товщину пісковика, його відсортованість і, відповідно, можливе збільшення пористості за рахунок впливу солі на формування геміантикліналі. Одночасне формування великої товщі піщаних різновидів на значній площі малоімовірно і, тому прогнозується наявність літологічного бар'єру між двома різними за часом осадконакопичення клиноформ.

Підгоризонт В-16в₂ літологічно мінливий по латералі. Так, як і у підгоризонті В-16в₁, межа поширення різних літотипів, які накопичувались в

один час, проходить між свердловинами №№ 21 та 52, 7 та 70, 71 та 17. У свердловині № 1 літотип ще раз змінюється: трансгресивний пісковик заміщується алевролітом малої товщини. Аналіз накопичення двох підгоризонтів В-16в₁ та В-16в₂ вказує на процес клиноформного осадконакопичення один за одним з південного сходу на північний захід.

Підгоризонт може бути перспективним в межах Гадяцької структури у вигляді локально обмежених незначної товщини пісковиків.

Підгоризонт В-16в₃ представлений мінливою по латералі регресивною товщею від одного до трьох пісковиків з глинистим цементом.

Підгоризонт В-16в₄ мінливий по латералі. Товща представлена регресивно-трансгресивним типом накопичення. В основному, колектором представлений регресивний пісковик товщиною від 1 до 4 м, який розповсюджений практично по всій площі. Однак, у свердловинах №№ 4 та 8 регресивний тип осадконакопичення замінюється трансгресивним. У свердловинах №№ 9, 62 та 60 регресивний пісковик має вищу пористість від граничної і є газонасиченим. Поклад по підгоризонту В-16в₄ обмежений, і лінія виклинювання проходить між свердловинами №№ 10 та 60, 64 та 62, 18 та 9, а також між свердловинами №№ 9 та 1, 60-62 та 3. Виглядає, як бар у прибережній зоні, завдяки збільшеним значенням пористості. Підгоризонт розкритий, однак його ресурси невеликі.

Продуктивний горизонт В-16н складається з шести підгоризонтів.

Підгоризонт В-16н₁ представлений двома алевролітами малої товщини, які залягають по всій площі, і є корелятивом у підшві горизонту В-16н.

Підгоризонт В-16н₂ мінливий по латералі, представлений трьома літотипами. Перший літотип поширюється на північно-східному крилі Гадяцької структури, де відкладались гарно відсортовані з задовільною пористістю пісковики товщиною до 25 м (св. №№ 16, 67, 7, 18, 71).

Другий літотип представлений трансгресивним гарно відсортованим пісковиком товщиною до 10 м, виділений у свердловинах №№ 11, 23 та 9.

Газонасичений у свердловинах №№ 9 та 23. Свердловина №1 не розкрила ці відклади, тому під нею прогнозується поширення другого літотипу.

Третій літотип розповсюджений на решті структури і представлений чергуванням пісковиків малої товщини та пластами глин. Прогнозується наявність другого літотипу на Хриплинській структурі.

Підгоризонт В-16н₃ представлений перешаруванням пісковиків малої товщини, від одного до трьох, з глинами у всіх свердловинах, залучених до досліджень. Варто відзначити, що існує ймовірність локального поширення окремих піщаних різновидів незначної товщини.

Підгоризонт В-16н₄ представлений перешаруванням пісковиків та глин трансгресивним типом осадконакопичення. У подошві відкладів залягає регресивний пісковик малої товщини. Так само, як і попередній підгоризонт, кожен пісковик може бути окремою лінзою.

У верхній частині товщі – ще один трансгресивний бар дуже малої товщини. Проникна частина трансгресивного бару має складну конфігурацію.

Підгоризонт В-16н₅ представлений типовою регресивною товщею, у подошві якої спостерігається алевроліт малої товщини. Присутній у всіх свердловинах ділянки досліджень.

Підгоризонт В-16н₆ представлений типовою трансгресивною товщею, яка завершує великий цикл осадконакопичення. Товща складена алевролітами, іноді відсутня.

Значний вплив на процес осадконакопичення усього продуктивного горизонту В-16 мав палеопотік, обтікав конседиментаційну Гадяцьку структуру, відклавши вздовж її південно-західного крила смугу пісковиків товщиною в декілька метрів (4 м у свердловині 4). Частина потоку проривалася через північно-західну перикліналь, що і відобразилося в особливостях описаного вище керна свердловини 16. В апікальну частину структури заносився лише алевритовий матеріал. Поблизу зони розвантаження седиментаційних потоків, північно-східному крилі Гадяцької

морфоструктури в районах свердловин 16-64-7 та 18, можливі утворення піщаних барів.

Продуктивний горизонт В-17 поділений на два підгоризонти В-17в та В-17н.

Підгоризонт В-17в складається з семи циклів осадконакопичення.

Підгоризонт В-17в₁ представлений двома літотипами. Перший, в межах Гадяцької структури – накопичення значної товщі пісковика з незначними, а той взагалі відсутніми, прошарками глин. Товщина пісковиків складає від 10 до 25 м. За типом осадконакопичення – трансгресивний.

Підгоризонт В-17в₂ – типова регресивна товща, яка представлена в межах Гадяцької структури алевролітом, Може містити пастки локального поширення.

Підгоризонт В-17в₃ – чергова типова регресивна товща з глинистим пісковиком у покрівлі.

Підгоризонт В-17в₄ – чергова регресивна товща, де у св. Гадяцька №3 виділений гарно відсортований регресивний бар товщиною до 3 м.

Підгоризонт В-17в₅ – чергова регресивна товща у підгоризонті В-17в. Гарно відсортований регресивний бар розкритий і св. №№ 2, 10, 63, 17, 18, 70, 51, 64, 62.

Підгоризонт В-17в₆ мінливий по латералі. У західній частині Гадяцького родовища, по облямуванню структури поширюється перший **літотип**: перешарування глинистих та піщаних різновидів з переважанням перших.

Другий літотип поширюється у північній та східній частинах Гадяцької структури, складений з перешарування глинистих та піщаних різновидів з переважанням других. Третій літотип – накопичення значних товщ пісковиків. Також гарно відсортовані пісковики товщиною понад 10 м у св. №№ 4 та 8.

Прогнозується наявність другого літотипу в межах Хриплинської структури.

Підгоризонт В-17_{В7} – регресивно-трансгресивна товща, що завершує великий цикл осадконакопичення. У нижній частині – регресивна товща, яка завершується пісковиком барового типу, у верхній частині – трансгресивна, представлена алевролітом малої товщини.

Підгоризонт В-17_Н складається з двох циклів осадконакопичення. Складність осадконакопичення полягає в тому, що в межах підгоризонту є або дві регресивні товщі, або одна регресивна та одна трансгресивна.

Підгоризонт В-17_{Н1} – чітко виражена регресивна товща, яка розпочинає цикл накопичення відкладів. Він простежується по всій площі досліджень.

Підгоризонт В-17_{Н2} поділяється на три підгоризонти. Два нижніх підгоризонти складені пісковиками прибережної зони барової фації трансгресивного накопичення. Верхній з них, за даними ГДС, газонасичений. Верхній підгоризонт представлений п'ятим літотипом (значної товщини і гарно відсортованими пісковиками) Гадяцького родовища, нижня частина пісковика газонасичена, решта – щільна.

Підгоризонт В-18 поділяється на 8 циклів осадконакопичення.

Підгоризонт В-18₁ розпочинає великий цикл осадконакопичення, мінливий по площі. Представлений, в основному, регресивною товщею, однак у північно-східній частині Гадяцького родовища спостерігається інший літотип: гарно відсортовані пісковики загальною товщиною понад 20 м (св. №5). У св. №11 – трансгресивний відсортований пісковик товщиною близько 10 м. У св. №№ 8, 68, 7, 23, 21, 63, 70 верхній пісковик регресивної товщі збільшує піщанистість, що закономірно для розвитку клиноформи у північно-західному напрямку. У південно-східній частині родовища підгоризонт переважно глинистий та алевроліти заміщують пісковики. У св. №4 підгоризонт практично глинистий.

Підгоризонт В-18₂ представлений трансгресивним циклом осадконакопичення, у підшві простежується алевроліт по всій площі досліджень.

Підгоризонт В-18₆ (В-186) мінливий по літералі, представлений трьома літотипами. Перший літотип представлений глинистою товщею тільки у св. №8.

Другий літотип представлений регресивною товщею, де у покрівельній частині у св. №№ 67, 16, 68, 7, 5, 11, 71 простежено пісковик. За даними ГДС, цей пісковик має задовільну пористість та газонасичений у св. №№ 68 та 67.

Третій літотип представлений гарно відсортованими пісковиками товщиною 10 м до 20 м. Яскраво виражене, за даними ГДС, регресивне накопичення пісковика можна побачити у св. №№ 17 та 10. Кожна свердловина, що розкрила цей літотип у підгоризонті В-18₆, газоносна.

Підгоризонт В-18₇ мінливий по латералі, представлений чотирма літотипами.

Підгоризонт В-18₈ представлений двома літотипами. Перший літотип поширений в межах Гадяцького родовища. В основному, товща представлена пісковиком товщиною понад 10 м трансгресивного накопичення. Товща вся газонасичена, окрім свердловин №№ 5 та 11. У св. №5 колектор водонасичений, а у св. №11 – щільний.

Продуктивний горизонт В-19 поділяється на два підгоризонти – В-19_в та В-19_н.

Підгоризонт В-19_в можна поділити на три підгоризонти. В цілому, підгоризонт накопичений трансгресивно. У підшві підгоризонту В-19_в, виділяється підгоризонт В-19_{в1}, представлений двома літотипами. Перший літотип складений пісковиками або одним гарно відсортованим пісковиком загальною товщиною до 40 м, газонасичений практично у всіх свердловинах родовища. Саме цей підгоризонт є основним для ресурсної бази родовища. Другий літотип представлений глинистими різновидами.

Підгоризонт В-19_{в2} представлений пісковиком товщиною до 4 м трансгресивного типу накопичення барової фації. Розкритий у всіх

свердловинах родовища, у більшості газонасичений, складає з підгоризонтом В-19В₁ спільний резервуар.

Підгоризонт В-19В₃ представлений пісковиком товщиною до 5 м трансгресивного типу накопичення барової фації. Розкритий тільки у св. №5 і утворює структурно-літологічну пастку у північно-західній частині родовища.

Виходячи із загальних геодинамічних позицій регіону, результатів проведених палеорекопструкцій, вивчення фаціальних ознак керна, поширення товщин піщаних порід та розподілу їх пористості у верхньовізейських продуктивних горизонтах В-16 – В-19 Гадяцького ГКР, можна зробити наступні припущення.

Територія досліджень у пізньовізейський час знаходилася поблизу межі максимуму регресій, берегова лінія поступово просувалася на північний схід від території досліджень.

За проведеним аналізом ми спостерігаємо, як від горизонту В-19 до горизонту В-16 наростають регресивні тенденції тектогенезу. На загал можна відзначити, що нагромадження піщаного матеріалу відбувалося переважно у морському басейні недалеко від берега. Внаслідок цього фаціальний спектр пісковиків неширокий, тут майже повністю відсутні континентальні обстановки осадонакопичення. Інтенсивне розвантаження твердого стоку рік стічними течіями призвело до утворення потужних піщаних пластів з достатньо високими колекторсткими властивостями з огляду на значні глибини їх залягання. Геоморфологічна вираженість конседиментаційної структури у рельєфі морського дна та регіональний напрямок стічних течій визначили типову схему седиментації піщаних пластів. Течії регіонального північно-східного напрямку відхилялися конседиментаційними морфоструктурами на схід, обтікали їх з правого боку, після чого знову набували північно-східного напрямку. Відповідно відкладалися смуги піщаного матеріалу найбільшої товщини.

Крім того, вздовж північно-східних крил морфоструктур, які простягалися з боку відкритого моря, хвилями намівалися барові піщані тіла з найвищими колекторськими властивостями. Склепіння палеоструктур були ареною нагромадження в основному дрібнозернистого заглинизованого уламкового матеріалу. Незначна вираженість морфоструктур у рельєфі дна палеобасейну та постійна бокова міграція седиментаційних палеопотоків призвели до повсюдного, практично плащоподібного поширення пісковиків та їх поліфаціальної будови.

Проте це тільки тенденції поширення пластів-колекторів верхньовізейських продуктивних горизонтів. Конкретна їх дислокація залежить від складних гідрологічних особливостей палеобасейну (таблиця 4.4.1)

Таблиця 4.1.1

Продуктивний горизонт	Підгоризонт	Стратиграфічна приуроченість	Інтервал глибин залягання, м	Товщина продуктивного горизонту, м	Літологічний склад	Тип накопичення
В-16в	В-16в ₁	верхньовізейські відклади	5020-5045	10-40 см	пісковик	літологічно мінливий по латералі
	В-16в ₂		4987-5005		пісковик заміщується алевролітом	трансгресивний
	В-16в ₃		4965-4975	Від 1 до 3 м	пісковик з гл. цементом	регресивний
	В-16в ₄		4943-4951	Від 1 до 4 м	пісковик	регресивний замінюється на трансгресивний
В-16н	В-16н ₁		5132-5143		алевроліт	трансгресивний
	В-16н ₂		5114-5128	До 25 см	пісковик	трансгресивний
	В-16н ₃		5104-5108	Від 1 до 3 см	перешарування пісковиків з глинами	трансгресивний
	В-16н ₄		5087-5101		перешарування пісковиків з глинами	трансгресивний
	В-16н ₅		5074-5081		алевроліт	регресивний
	В-16н ₆		5065-5068		алевроліт	трансгресивний
В-17в	В-17в ₁	5231-5251	Від 10 до 25 см	пісковики з дрібними	трансгресивний	

					прошарками глин	
	В-17В ₂		5213-5220		алевроліт	регресивний
	В-17В ₃		5206-5209		пісковик глинистий	регресивний
	В-17В ₄		5199-5203	До 3 м	бар	регресивний
	В-17В ₅		5188-5193		бар	регресивний
	В-17В ₆		5167-5184		перешарування гл. та піщаних різновидів	мінливий по латералі
	В-17В ₇		5151-5160		пісковиком барового типу	регресивно- трансгресивний
В-17Н	В-17Н ₁		5295-5314		пісковик	регресивна
	В-17Н ₂		5265-5294		пісковик	трансгресивного
В-18	В-18 ₁		5265-5294	понад 20 м	пісковик	трансгресивного
	В-18 ₂		5413-5422		алевроліт	трансгресивного
	В-18 ₃		5402-5412		пісковик	трансгресивного
	В-18 ₄		5388-5401		трансгресивного	трансгресивного
	В-18 ₅		5376-5387		трансгресивного	трансгресивного
	В-18 ₆		5363-5374	Від 10 до 20 м	глиниста товща, пісковик	регресивний
	В-18 ₇		5347-5360		трансгресивного	мінливий по латералі
	В-18 ₈		5323-5341	Понад 10 м	пісковик	трансгресивний
В-19	В-19В ₁		5516-5560	До 40 м	пісковик	трансгресивного
	В-19В ₂		5501-5508	До 4 м	пісковик	трансгресивного

	В-19В ₃		5265-5294	До 5 м	пісковик	трансгресивного
--	--------------------	--	-----------	--------	----------	-----------------

4.2. Фільтраційно-ємнісні властивості продуктивних товщ. Результати дослідження петрофізичних параметрів

Петрофізика є областю досліджень фізичних властивостей гірських порід і руд із метою вивчення історії геологічного розвитку земної кори, геологічної будови окремих регіонів, пошуків і розвідки корисних копалин. Детальна петрофізична характеристика геологічних утворень, крім того, формує основу інтерпретації геофізичних полів і обумовлює більш інформативне рішення різноманітних задач [5].

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів вивчалася за даними лабораторного дослідження керну, відібраного при бурінні свердловини № 1 з інтервалів відбору 5054-5066 м (К-1), 5081-5093 м (К-2), 5103,04-5115,29 м (К-3), 5273-5284 м (К-4), 5381-5393 м (К-5), 5393,0-5401,9 м (К-6), 5587-5599 м (К-7).

Фільтраційно-ємнісні властивості порід пласта В-16 (К-1-3) вивчалися за даними лабораторних досліджень 38 зразків, пласта В-17 (К-4) – 19 зразків, пласта В-18 (К-5, 6) – 35 зразків, пласта В-19 (К-7) – 18 зразків. Між їх фільтраційними та ємнісними властивостями прослідковується пряма залежність: із збільшенням пористості збільшується проникність породи і навпаки. Зразки із низькими значеннями відкритої пористості в переважній більшості мають незадовільну фільтраційну характеристику. Кращим значенням пористості відповідають найвищі значення проникності.

У свердловині № 1 Хриплинської площі перший керн досліджувався в інтервалі глибин від 5054 до 5066 м (12 м). Керн представлений алевритовими та алевритистими пісковиками, місцями з підвищеним вмістом глинистих матеріалів (зразки № 12-15, 23-25).

Порода характеризується низькими значеннями пористості – 1,57 % (середня величина) та є низькопроникною: абсолютна газопроникність – $0,08 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Зразки, які відібрані із першого керну свердловини, характеризуються вмістом карбонатного матеріалу від 2,08 до 12,46 % ваг. (середнє значення 6,36 % ваг.).

Гранулометричний склад пісковиків першого керну вивчено за результатами дослідження 12 зразків. Вміст глинистої фракції (<0,01 мм) у складі порід становить від 1,51 до 36,98 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 5,23 до 26,61 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 34,47 ваг. % до 58,30 ваг. %, а середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 10,75-38,90 ваг. %.

Другий керн, відібраний у свердловині № 1 Хриплинської площі, досліджувався в інтервалі глибин 5081-5093 м (12 м). Керн представлений алевритистими пісковиками, місцями з підвищеним вмістом глинистих матеріалів (зразки № 21, 24, 27).

Порода характеризується низькими значеннями пористості – 3,87 % (середня величина) та є низькопроникною: абсолютна газопроникність – $0,14 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Зразки, які відібрані із другого керну свердловини, характеризуються вмістом карбонатного матеріалу від 1,04 до 5,19 % ваг. (середнє значення 2,62 % ваг.).

Гранулометричний склад пісковиків другого керну вивчено за результатами дослідження 17 зразків. Вміст глинистої фракції (<0,01 мм) у складі порід становить від 4,50 до 20,42 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 8,25 до 21,90 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 45,93 ваг. % до 51,28 ваг. %, а середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 14,38-38,40 ваг. %.

Третій керн, відібраний у свердловині № 1 Хриплинської площі, досліджувався в інтервалі глибин 5103,04-5115,29 м (12,25 м). У верхній частині керн представлений вапняками (зразки № 2-5, 8). Нижче знаходяться алевроліти (зразки № 9, 10, 22) і алевритовий пісковик (зразок № 11).

Порода характеризується низькими значеннями пористості – 1,07 % (середня величина) та є низькопроникною: абсолютна газопроникність – $0,02 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Зразки, які відібрані із третього керну свердловини, характеризуються вмістом карбонатного матеріалу від 1,23 до 8,81 % ваг. (алевроліти і пісковик) і від 20,49 до 73,76 % ваг. (вапняки).

Гранулометричний склад пісковика (зразок № 11) третього керну містить: глинистої фракції ($<0,01$ мм) – 5,77 ваг. %, алевритової (0,10-0,01 мм) – 35,90 ваг. %, дрібнозернистої псамітової (0,25-0,10 мм) – 29,05 ваг. %, середньозернистої псамітової (0,50–0,25 мм) – 29,28 ваг. %.

У свердловині № 1 Хриплинської площі четвертий керн досліджувався в інтервалі глибин від 5273 до 5284 м (11 м). Керн представлений алевритовими та алевритистими пісковиками.

Порода характеризується задовільними значеннями пористості – 6,00 % (середня величина) та є низькопроникною: абсолютна газопроникність – $0,82 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення). Виняток становлять два зразки (№ 7А – глибина відбору 5275,63 м і № 8 – глибина відбору 5275,77 м): пористість – 11,16-11,86 %, проникність – $11,90-17,58 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$.

Зразки, які відібрані із четвертого керну свердловини, характеризуються низьким вмістом карбонатного матеріалу від 0,20 до 2,15 % ваг. (середнє значення 1,10 % ваг.).

Гранулометричний склад пісковиків четвертого керну вивчено за результатами дослідження 19 зразків. Вміст глинистої фракції ($<0,01$ мм) у складі порід становить від 2,54 до 10,89 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 19,89 до 34,25 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-

0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 23,08 ваг. % до 61,41 ваг. %, а середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 10,91-39,1 ваг. %.

П'ятий керн, відібраний у свердловині № 1 Хриплинської площі, досліджувався в інтервалі глибин 5381-5393 м (12 м). У верхній частині керн представлений вапняками (зразки № 4-11). Нижче знаходяться чистий пісковик (зразок № 15) і алевритисті пісковики (зразки № 13, 14, 16-27).

Вапняки (8 зразків) характеризуються низькими значеннями пористості – 0,51 % (середня величина) та є низькопроникними: абсолютна газопроникність – $0,02 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Пісковики (15 зразків) характеризуються задовільними значеннями пористості – 8,98 % (середня величина) та є низькопроникними: абсолютна газопроникність – $16,60 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення). Виняток становлять три зразки (№ 14 – глибина відбору 5387,07 м, № 16 – глибина відбору 5388,08 м і № 22 – глибина відбору 5390,83 м), які є середньопроникними: проникність – $50,09-119,34 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$.

Пісковики, які відібрані із п'ятого керну свердловини, характеризуються низьким вмістом карбонатного матеріалу від 0,10 до 1,52 % ваг.

Гранулометричний склад пісковиків п'ятого керну вивчено за результатами дослідження 15 зразків. Вміст глинистої фракції (<0,01 мм) у складі порід становить від 2,45 до 9,31 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 9,10 до 16,78 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 35,45 ваг. % до 65,76 ваг. %, а середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 18,72-49,10 ваг. %.

Шостий керн, відібраний у свердловині № 1 Хриплинської площі, досліджувався в інтервалі глибин 5393,0-5401,9 м (8,9 м). Керн представлений алевритистими пісковиками.

Пісковики характеризуються задовільними і середніми значеннями пористості – від 5,68 % до 12,04 % (середня величина – 8,05 %). Виняток

становлять три зразки (№ 3 – глибина відбору 5394,07 м, № 6 – глибина відбору 5395,5 м і № 18 – глибина відбору 5401,77 м), які є низькопористими: пористість – 0,49-4,83 %. Однак пісковики є низькопроникними (абсолютна газопроникність – від 0,04 до $25,32 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$) за винятком двох зразків (№ 8 – глибина відбору 5396,49 м і № 9 – глибина відбору 5396,7 м), які є середньопроникними: проникність – 53,69-81,28 $\text{м}^2 \cdot 10^{-15}$.

Пісковики, які відібрані із шостого керну свердловини, характеризуються низьким вмістом карбонатного матеріалу – 1,10 % ваг. (середнє значення).

Гранулометричний склад пісковиків шостого керну вивчено за результатами дослідження 11 зразків. Вміст глинистої фракції (<0,01 мм) у складі порід становить від 3,09 до 6,24 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 7,16 до 15,70 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 14,37 ваг. % до 50,88 ваг. %, середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 31,92-58,30 ваг. %, крупнозернистої (>0,50 мм) – від 0 до 36,10 ваг. %.

У свердловині № 1 Хриплинської площі сьомий керн досліджувався в інтервалі глибин від 5587 до 5599 м (12 м). Керн представлений алевритовими та алевритистими пісковиками.

Порода характеризується низькими значеннями пористості – 2,71 % (середня величина). Виняток становлять зразки № 8-13 (глибина відбору 5589,97-5591,74 м), які мають середню пористість 6,80 %. Пісковики є низькопроникними: абсолютна газопроникність – $2,82 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Зразки, які відібрані із сьомого керну свердловини, характеризуються низьким вмістом карбонатного матеріалу: середнє значення 2,19 % ваг.; виняток становить зразок № 4, карбонатність якого 20,90 % ваг.

Гранулометричний склад пісковиків сьомого керну вивчено за результатами дослідження 18 зразків. Вміст глинистої фракції ($<0,01$ мм) у складі порід становить від 2,00 до 5,45 ваг. %, а алевритової (0,10-0,01 мм) – від 6,94 до 45,14 ваг. %. Дрібнозернистої псамітової фракції (0,25-0,10 мм) у складі піщаних порід коливається від 17,50 ваг. % до 65,93 ваг. %, а середньозернистої (0,50–0,25 мм) – 14,01-45,82 ваг. %.

Пісковики, які відібрані з пласта В-16 (К-1-3) з інтервалів глибин 5054-5066, 5081-5093, 5103,04-5115,29 м, характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними показниками: пористість – 2,17 % (середнє значення), проникність – $0,08 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення) (Рис.4.3.1)

Пісковики четвертого керну (інтервал глибин від 5273 до 5284 м), який характеризує пласт В-17, характеризуються задовільними значеннями пористості – 6,00 % (середня величина), однак є низькопроникними: абсолютна газопроникність – $0,82 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Пласт В-18 охарактеризований породами керну 5 і 6 (інтервали глибин 5381-5393 м, 5393,0-5401,9 м). У верхній частині (інтервалі глибин 5381-5385,39 м) керн представлений низькопористими (0,51 % – середня величина) та низькопроникними ($0,02 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ – середнє значення) вапняками.

Пісковики, які відібрані з пласта В-18, характеризуються найкращими, однак неоднорідними фільтраційно-ємнісними показниками. Задовільні значення чергуються із середніми (середня пористість – 8,51 %) і низькими (середня пористість – 0,49-4,83 %) показниками пористості (Рис.4.3.2).

Серед низькопроникних зразків породи є середньопроникні: К-5 (глибина відбору 5387,07 м, 5388,08 м, 5390,83 м) проникність – $50,09-119,34 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$, К-6 (глибина відбору 5396,49 м, 5396,7 м) проникність – $53,69-81,28 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$.

Найкращими значеннями пористості і проникності відповідають інтервали: 5387,07-5389,07 м (пористість – 10,39-12,21 %, проникність – $40,34-95,17 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$), 5390,83-5392,95 м (пористість – 10,04-13,50 %, проникність – $28,74-119,34 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$), 5396,49-5397,09 м (пористість – 9,48-12,04 %, проникність – $25,32-81,28 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$).

Пісковики, які відібрані з пласта В-19 (К-7) з інтервалів глибин 5587 до 5599 м, знову мають низькі фільтраційно-ємнісні показники. Їх пористість становить 2,71 % (середнє значення), за винятком зразків з глибини 5589,97-5591,74 м (1,77 м), які мають середню пористість 6,80 %. Однак при цьому всі зразки пісковиків є низькопроникними: абсолютна газопроникність – $2,82 \text{ м}^2 \cdot 10^{-15}$ (середнє значення).

Паралельно з стандартним визначенням абсолютної газопроникності на та відкритої пористості методом насичення, на окремих зразках кернів 4-7 були проведені дослідження відкритої пористості, абсолютної газопроникності та проникності за Клінкенбергом при різних тисках навантаження зразків.

Дослідження проводилися при трьох значеннях тисків: 4,83 МПа, 31,72 МПа, 56,54 МПа. Отримані дані свідчать про зменшення як показників відкритої пористості, так і показників проникності пропорційно збільшенню тисків навантаження на зразок. Ці дані дозволили отримати результати замірів, які максимально наближені до пластових і максимально точно відображають ємкісно-фільтраційні властивості газового пласта, що є дуже важливим для оцінки запасів вуглеводнів, прогнозу варіантів розробки та вибору методик інтенсифікації притоку продукції. Окрім того, дані проникності за Клінкенбергом дають змогу прогнозувати проникність породи для високомінералізованої води в пластових умовах.

4.4. Аналіз результатів досліджень

В межах Хриплинського родовища свердловини глибокого буріння відсутні, в зв'язку з чим літолого-фаціальний аналіз проводився на основі результатів буріння свердловин та вивчення кернового матеріалу по суміжному родовищу що розташоване поблизу. Аналіз умов осадо накопичення проведено для верхньовізейських відкладів, продуктивні горизонти В-16 – В-19, як найбільш перспективних з точки зору нафтогазоносності.

За проведеним аналізом ми спостерігаємо, як від горизонту В-19 до горизонту В-16 наростають регресивні тенденції тектогенезу. На загал можна відзначити, що нагромадження піщаного матеріалу відбувалося переважно у морському басейні недалеко від берега. Внаслідок цього фаціальний спектр пісковиків неширокий, тут майже повністю відсутні континентальні обстановки осадо накопичення. Інтенсивне розвантаження твердого стоку рік стічними течіями призвело до утворення потужних піщаних пластів з достатньо високими колекторсткими властивостями з огляду на значні глибини їх залягання. Геоморфологічна вираженість конседиментаційної структури у рельєфі морського дна та регіональний напрямок стічних течій визначили типову схему седиментації піщаних пластів. Течії регіонального північно-східного напрямку відхилялися конседиментаційної структури на схід, обтікали їх з правого боку, після чого знову набували північно-східного напрямку. Відповідно відкладалися смуги піщаного матеріалу найбільшої товщини.

У результаті виконаних геологорозвідувальних робіт на родовищі встановлена газоносність горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19. Основні запаси газу й конденсату родовища сконцентровані в покладі горизонту В-19а.

4.5. Перспективи подальших робіт

В результаті проведених робіт з аналізу та узагальнення наявних геолого-геофізичних матеріалів на Хриплинському та суміжному родовищу вказує на досить складну її геологічну будову як по розрізу так і по площині. В результаті проведених досліджень з прогнозування геологічного розрізу альтернативним методом сейсмічної інверсії отримано кубі літології, пористості та нафтогазонасичення в інтервалі візейських відкладів нижнього карбону в межах Гадяцького та Хриплинського родовищ. Отримані результати вказують на наявність літологічних заміщень, зон виклинювань, барових утворень пісковиків тобто неструктурний тип утворення пасткових умов для збереження покладів вуглеводнів. Характер прогнозованої пористості досить часто носить мозаїчний характер, але слід враховувати, що в межах ліцензійної ділянки відсутні глибокі свердловини і модель побудована на основі кореляційних залежностей по суміжних родовищах.

На основі зонального та локального прогнозу нафтогазонасиченості обґрунтовано перспективи виявлення покладів вуглеводнів в інтервалах залягання перспективних горизонтів В – 16 (підгоризонти В-16в₁, В-16в₂, В-16в₃, В-16н₂, В-16н₄), В-17 (підгоризонти В-17в₅), В-18 (підгоризонти В-18₃, В-18₄, В-18₆), В-19 (підгоризонти В-19в₁, В-19н) верхньовізейських відкладів.

Враховуючи регіональну продуктивність верхньовізейських відкладів на суміжних родовищах, глибини залягання перспективного осадового комплексу та величину перспективних ресурсів вуглеводнів Хриплинське родовище є високоперспективним об'єктом для постановки пошукового буріння з метою виявлення покладів вуглеводнів та подальшої їх розробки.

Свердловина проектується в межах локального склепіння на західній перикліналі структури. Згідно аналогії геологічної будови та визначення перспектив осадового розрізу свердловина оцінить наступні перспективні поклади: В-19н, В-19в₁, В-18₄, В-16н₂, В-16в₃

Свердловиною передбачено оцінка перспективних покладів: В-19в₁, В-17в₅, В-16в₁, В-16в₂ та В-16в₃.

Висновки до розділу 4

В межах Хриплинського родовища свердловини глибокого буріння відсутні, в зв'язку з чим літолого-фаціальний аналіз проводився на основі результатів буріння свердловин та вивчення керна матеріалу по суміжному родовищу що розташоване поблизу. Аналіз умов осадо накопичення проведено для верхньовізейських відкладів, продуктивні горизонти В-16 – В-19, як найбільш перспективних з точки зору нафтогазоносності.

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів вивчалася за даними лабораторного дослідження керну, відібраного при бурінні свердловини № 1 з інтервалів відбору 5054-5066 м (К-1), 5081-5093 м (К-2), 5103,04-5115,29 м (К-3), 5273-5284 м (К-4), 5381-5393 м (К-5), 5393,0-5401,9 м (К-6), 5587-5599 м (К-7).

Пісковики, які відібрані з пласта В-18, характеризуються найкращими, однак неоднорідними фільтраційно-ємнісними показниками. Задовільні значення чергуються із середніми (середня пористість – 8,51 %) і низькими (середня пористість – 0,49-4,83 %) показниками пористості.

Найкращими значеннями пористості і проникності відповідають інтервали: 5387,07-5389,07 м (пористість – 10,39-12,21 %, проникність – 40,34-95,17 м²·10⁻¹⁵), 5390,83-5392,95 м (пористість – 10,04-13,50 %, проникність – 28,74-119,34 м²·10⁻¹⁵), 5396,49-5397,09 м (пористість – 9,48-12,04 %, проникність – 25,32-81,28 м²·10⁻¹⁵).

За проведеним аналізом ми спостерігаємо, як від горизонту В-19 до горизонту В-16 наростають регресивні тенденції тектогенезу. На загал можна відзначити, що нагромадження піщаного матеріалу відбувалося переважно у морському басейні недалеко від берега. Внаслідок цього фаціальний спектр пісковиків неширокий, тут майже повністю відсутні континентальні обстановки осадо накопичення. Інтенсивне розвантаження твердого стоку рік стічними течіями призвело до утворення потужних

піщаних пластів з достатньо високими колекторськими властивостями з огляду на значні глибини їх залягання.