

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геофізики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геофізика»

ТЕМА: «Вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів за даними ГДС (на прикладі Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища Сумської області)»

Виконала студентка 2-го курсу магістратури
кафедри геофізики
Марія ТАРАСЮК

Науковий керівник доктор геологічних наук, доцент
Олександр ШАБАТУРА

Робота рекомендується до захисту (протокол № 14 засідання кафедри геофізики від 15.05.2023 р.)

Завідувач кафедри кандидат геологічних наук, доцент
Віктор ОНИЩУК

Київ – 2023

Реферат

магістерської кваліфікаційної роботи

Тарасюк Марії Дмитрівни

на тему: «Вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів за даними ГДС (на прикладі Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища Сумської області)»

Спеціальність **103 Науки про Землю**

Робота складається із вступу, 4 розділів, висновків і списку використаних джерел. Текстова частина роботи викладена на 64 сторінках аркушів формату А4, містить 8 таблиць, 23 рисунки. При підготовці роботи використовувалися матеріали з 17 джерел.

Актуальність роботи. На даний час більшість нафтогазових родовищ України знаходяться на завершальній стадії експлуатації, а кількість нових родовищ, які відкриваються або вводяться в експлуатацію на рік зменшується. За рахунок цього пошуки та розвідка вуглеводнів в ДДЗ направлених на оцінку глибокозалягаючих горизонтів середнього та нижнього кам'яновугільного комплексу ДДЗ є безсумнівно актуальною, здатною посилити енергетичну безпеку країни. Поглиблена інтерпретація даних ГДС дає можливість визначити петрофізичні параметри та виконати кількісну оцінку продуктивних глибокозалягаючих пластів, що у кінцевому результаті призведе до збільшення видобутку нафти і газу.

Мета роботи. Отримати фільтраційно-ємнісні властивості, за даними ГДС, глибокозалягаючих пластів- колекторів продуктивних інтервалів Перекопівського родовища, які попередньо визначені як нафтогазоперспективні.

Розв'язуванні в роботі задачі. Вивчено геологічну будову Перекопівського родовища та проведено її аналіз, використано програмне забезпечення «Techlog», проведений розрахунок фільтраційно-ємнісних властивостей та виділені потенційні пласти-колектори вуглеводнів.

Особиста робота. Автором особисто була зроблена інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин в програмному забезпеченні «Techlog» та проведено кількісну оцінку продуктивних пластів з використанням сучасних програмованих алгоритмів.

Наукова новизна. Вперше за останні десять років була проведена інтерпретація даних ГДС Перекопівського родовища за допомогою комп'ютеризованої програми Techlog.

Практичне значення. Проведені дослідження в даній роботі є обґрунтованими та можуть бути застосовані для промислового використання.

Анотація

В роботі представлено результати інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловини №63 Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища в програмному забезпеченні Techlog. Підтверджено перспективність пластів-колекторів в розрізі, а також розраховано основні петрофізичні параметри - коефіцієнти глинистості, пористості та нафтогазонасичення.

Ключові слова

Інтерпретація ГДС, Дніпровсько – Донецька западина, пористість, водонасичення, проникність, Techlog.

TARASIUK MARIIA

STUDY OF FILTRATION AND CAPACITANCE PROPERTIES OF RESERVOIRS BASED ON LOG DATA (ON THE EXAMPLE OF PEREKOPIVSKE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF THE SUMY REGION).

Abstract

A thesis presents the results of the interpretation of geophysical data from well №63 of the Perekopivske oil and gas condensate field in the Techlog software. Promising reservoir layers were identified in the section, and the main petrophysical parameters, such as clay, porosity and oil and gas saturation coefficients, were calculated.

Key words

Log data interpretation, Dnieper - Donets depression, porosity, water saturation, permeability, Techlog.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ.....	11
1.1 <i>Географо-адміністративне положення і природно-кліматичні умови родовища</i>	<i>11</i>
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА.....	14
2.1 <i>Літолого-стратиграфічний опис родовища</i>	<i>14</i>
2.2 <i>Перелік продуктивних пластів</i>	<i>21</i>
Таблиця 2.1 – <i>Зміна індексу продуктивного горизонту</i>	<i>21</i>
2.3 <i>Основні відомості про тектоніку родовища.....</i>	<i>23</i>
Умовні позначення:.....	26
3. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	30
3.1 <i>Обсяги та результати польових геофізичних досліджень та відомості про проекти на проведення пошукових та розвідувальних робіт</i>	<i>30</i>
3.2 <i>Методика і результати випробування та дослідження свердловин</i>	<i>31</i>
3.3 <i>Відомості про відбір і винесення керна</i>	<i>32</i>
4. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ	33
4.1 <i>Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин.....</i>	<i>33</i>
4.1.1 <i>Умови проведення геофізичних досліджень свердловин.....</i>	<i>33</i>
4.1.2 <i>Комплекс, методика і якість геофізичних досліджень.....</i>	<i>33</i>
4.2 <i>Методика інтерпретації результатів ГДС.....</i>	<i>36</i>
4.2.1 <i>Прив'язка стратиграфічних розбивок за глибиною</i>	<i>37</i>
4.2.2 <i>Розрахунок коефіцієнту глинистості за методом ГК</i>	<i>38</i>
4.2.3 <i>Визначення коефіцієнту пористості.....</i>	<i>40</i>
4.2.4 <i>Розрахунок проникності.....</i>	<i>43</i>
4.2.5 <i>Розрахунок коефіцієнта водонасичення</i>	<i>45</i>
4.2.6 <i>Виділення продуктивних пластів.....</i>	<i>46</i>
4.3 <i>Результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів... 48</i>	<i>48</i>

ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	68

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

D	Девонська система
C	Кам'яновугільна система
C1t	Турнейський ярус
C1v	Візейський ярус
C1s	Серпуховський ярус
C2	Середній відділ
C2b	Башкирський ярус
C2m	Московський ярус
T	Тріасова система
J	Юрська система
K	Крейдова система
P	Палеогенова система
N	Неогенова система
Q	Четвертинна система
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ДДЗ	Дніпровсько – Донецька западина
АК	акустичний каротаж
ГК	гамма-каротаж
ФЄВ	фільтраційно – ємнісні властивості
$K_{г\text{л}}$	коефіцієнт глинистості
$K_{п}$	коефіцієнт пористості
$K_{в}$	коефіцієнт водонасичення
$K_{\text{еф.п}}$	коефіцієнт ефективної пористості
$K_{г}$	коефіцієнт газонасичення

VSH_GR	глинистість
PERMCOAT	коефіцієнт проникності за рівнянням Коатса
RHIT_S	коефіцієнт ефективної пористості за АК
RHIE_S	коефіцієнт загальної пористості за АК
SW_AR	коефіцієнт водонасичення за рівнянням Арчі

ВСТУП

Україна є багатою на природні ресурси, серед яких важливе місце займає нафта і газ. Розвиток нових нафтових і газових родовищ є зазвичай довготривалим, а також фінансово затратним процесом. Тому актуальним завданням для забезпечення енергетичної безпеки країни є розробка нових, зокрема глибокозалягаючих горизонтів у вже пробурених свердловинах. У цьому контексті проведення геологічних досліджень та визначення фільтраційно-ємнісних параметрів родовища, таких як пористість, проникність, водонасичення та газонасиченість, є основною передумовою для ефективної експлуатації та розробки газових родовищ.

Дана робота присвячена дослідженню фільтраційно-ємнісних параметрів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища, яке знаходиться в північно-західній частині Сумської області на території Роменського район, на прикладі свердловини №63. У роботі детально описано геологічну будову родовища, літологічний склад порід та тектонічну будову родовища. На основі даних геологорозвідувальних робіт був розроблений алгоритм інтерпретації фільтраційно-ємнісних параметрів. Особлива увага приділена методиці комп'ютеризованої інтерпретації отриманих даних та визначенню фільтраційно-ємнісних параметрів родовища, що є ключовими для розробки та експлуатації газових родовищ.

Метою цієї роботи є визначення перспективних порід-колекторів шляхом аналізу комплексу каротажних досліджень в товщі карбонатних порід турнейського та візейського ярусів Родовища №63.

Об'єкт дослідження – дані ГДС свердловини №63 Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища в інтервалі глибин 4150 – 4975 м.

Предмет дослідження – фільтраційно–ємнісні властивості продуктивних пластів Перекопівського родовища в інтервалі 4150 – 4975 м для свердловини №63.

Задачі, що ставились в роботі:

1. Дослідити геологічну будову Перекопівського родовища та провести її аналіз;
2. Використати програмне забезпечення «Techlog» для цілей кількісної інтерпретації даних ГДС;
3. Обробити геофізичні дані свердловин та розрахувати їх фільтраційно-ємнісні властивості;
4. Визначити продуктивні пласти та оцінити їх колекторські характеристики.

Дана робота пройшла апробацію на XIII Всеукраїнській молодіжній конференції-школі «Сучасні проблеми наук про Землю».

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-адміністративне положення і природно-кліматичні умови родовища

Перекопівське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться в північно-західній частині Сумської області на території Роменського району, в 1 км – 3 км на північний захід від Анастасівського нафтогазоконденсатного родовища. Родовище займає площу близько 50 км².

Міста Ромни, Глинськ, Миргород, Лохвиця, Прилуки, Гадяч і села Перекопівка, Анастасівка, Андріяшівка, Волошківка, Василівка, Біловоди та інші розташовані у безпосередній близькості до родовища і переважно пов'язані між собою дорогами, що зображено на (рис. 1.1).

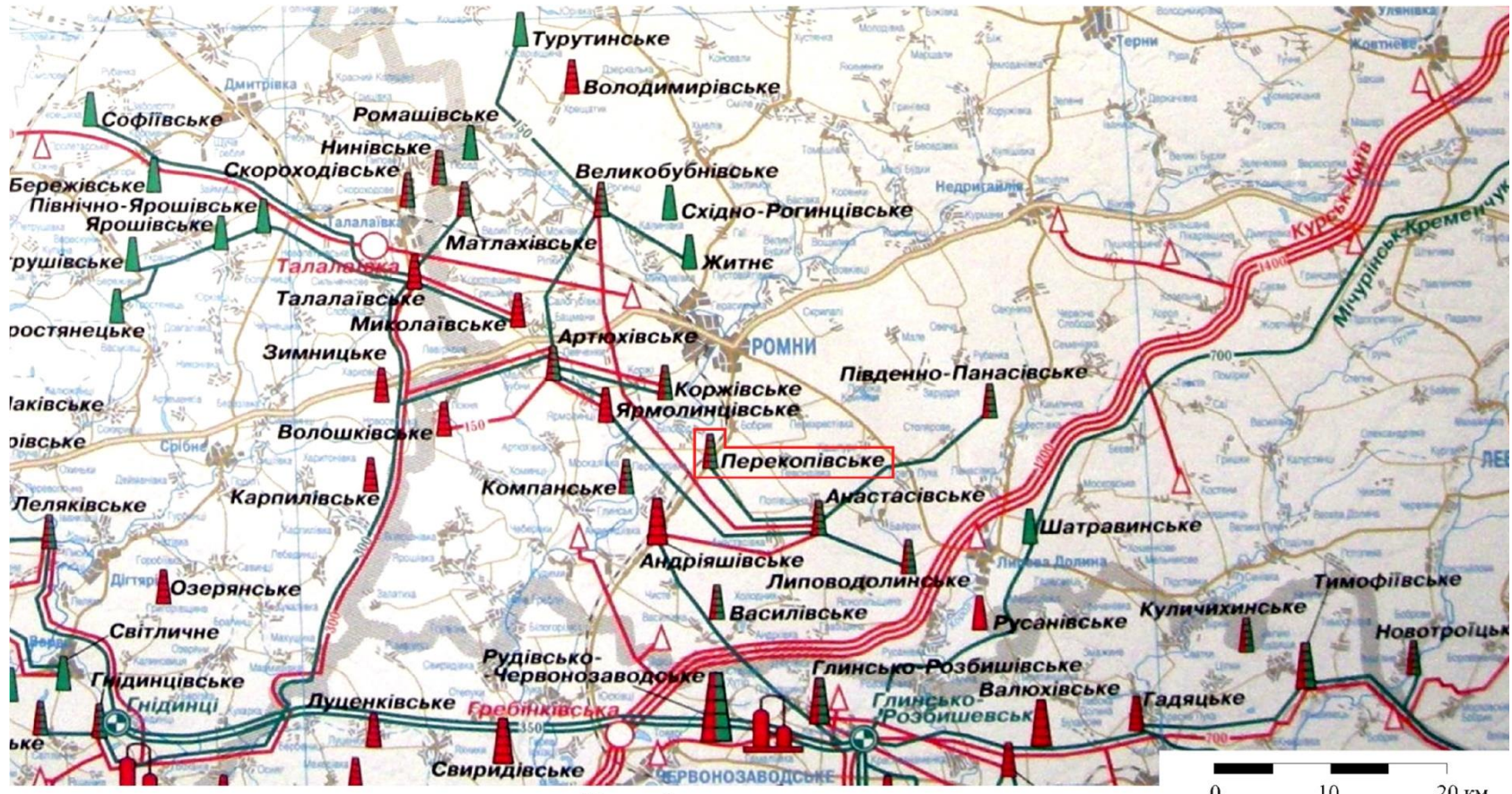
Загальне географічне положення родовища сприяє зручності транспортування нафти та газу до споживачів. В містах Ромни, Лохвиця, Гадяч знаходяться і найближчі залізничні станції, які мають по залізниці зв'язок з містами Суми, Полтава, Чернігів, Харків, Київ.

Родовище розташоване на лівобережжі України. В околицях родовища також знаходиться кілька менших річок та балок, які створюють розвинуту мережу річкових долин, байраків і балок. Терен в цьому районі є слабо хвилястою рівниною з асиметричними берегами річок, де праві береги є крутими, а ліві - низькими. Долини річок добре відпрацьовані і мають широкі тераси. Найвища точка земної поверхні в цьому районі досягає плюс 165 м, а найнижча - плюс 110 м.

Природно-кліматичні умови регіону характеризуються помірним континентальним кліматом зі значними перепадами температур в різні пори року. Зима морозна з температурою від +8°C до -20°C, але літо може

бути теплим і сухим з температурою до +30°C. Середня річна кількість опадів складає близько 550 мм.

Економічно район переважно орієнтований на сільське господарство, але місцева промисловість також розвинена. Однак, внаслідок відкриття нових нафтових та газових родовищ в останні роки, нафтогазовидобувна галузь стає все більш інтенсивною. Було споруджено кілька нафто- та газопроводів для перекачування нафти, конденсату та супутнього газу на Гнідинцівський газобензиновий завод. Також на території родовища пролягає високовольтна лінія.



Родовища		Умовні позначення	
	нафтові		компресорні станції на газопроводах
	газові		газорозподільчі станції
	газоконденсатні		газопереробний завод
	нафтогазові		проміжні насосні станції на нафтопроводах
	нафтогазоконденсатні		нафтопроводи (діаметр, мм)
			газопроводи (діаметр, мм)
			продуктопроводи (діаметр, мм)

Рисунок 1.1 – Оглядова карта-схема розташування Перекопівського родовища

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 Літолого-стратиграфічний опис родовища

Перекопівське родовище нафти та газу, розташоване в північній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Геологічна будова складається з кристалічних порід докембрійського фундаменту та осадових утворень палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків.

Стратиграфічне розчленування і літологічний опис комплексу порід, який бере участь у будові родовища, виконано з використанням існуючих стратиграфічних схем по регіону і результатів досліджень О.Д. Брітченко, Р.М. Пістрак, Є.Г. Шашкевич, О.Л. Єйнон, Н.Є. Бражникової, З.Г. Волошиної, Н.В. Галицького, Л.Г. Винниченко, О.І. Лешенко та інших авторів (*Іванюта, 1998*).

Осадовий чохол, товщина котрого в районі родовища перевищує 6000 м, повністю не пройдено ні однією жодною свердловиною. Найбільш древніми породами, які розкриті свердловинами, є девонські відклади палеозою (*Вакарчук та ін., 2013*).

Девон (D). Відклади цього віку в межах родовища розкриті декількома свердловинами. Представлені вони верхнім відділом (D3) в об'ємі фаменського ярусу.

Фаменський ярус (D3fm) літологічно складається з двох частин. Нижня його частина товщиною до 25 м у розрізі (інтервал 4930 м – 4955 м) представлена брекчією вапняковою сірого і темно-сірого кольору, різноуламковою, складеною із уламків вапняків розміром 5 см – 1 см (*Гончаров, 2006*). Цементуюча маса представлена кальцитом, глинистою і вуглистою речовиною з включенням піриту. Верхня частина (інтервал 4875 м – 4930 м) розрізу складена чергуванням пісковиків переважно кварцевих,

міцнозцементованих і аргілітів коричнювато-бурих, місцями алевритистих (Гончаров, 2006).

Розкрита товщина девонських відкладів сягає 80 м.

Карбон (С). Відклади кам'яновугільної системи палеозою, які залягають на розмитій поверхні верхнього девону, представлені всіма трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім. В складі нижнього карбону (С1) виділені відкладами турнейського, візейського та серпухівського ярусів, кожний з котрих підрозділяється на ряд мікрофауністичних горизонтів (Гаранін, 2014).

Характерною особливістю розрізу нижнього карбону являється багаторазове перешарування морських, субконтинентальних і континентальних відкладів.

Турнейський ярус (С_{1t}) – виділений в північно-західній частині ДДз (Вакарчук та ін., 2013) за даними споропильцевого аналізу, літофаціальних ознаках, за стратиграфічним положенням і на підставі кореляції з розрізами південно-східної частини ДДз, де він охарактеризований фауністично. Відклади цього віку звичайно представлені двома пачками порід.

Нижня (світа С_{1t_a}) – строкатокольорова, складена озалізненими кварцовими пісковиками і каоліновими аргілітами. Вона являється перехідною і має ознаки порід як карбону, так і підстилаючи утворень надсольового девону (Іванюта, 1998). Верхня пачка – сіро-кольорова складена аналогічними утвореннями порід. Пісковики сірі з ліловими відтінками, в окремих прошарках світло-сірі, різнозернисті, місцями грубозернисті, гравійні до гравелітів (Іванюта, 1998). Склад пластичного матеріалу – польовошпатово-кварцевий. Польові шпати більшою частиною вивітрянні. Цемент вапняково-глинистий, порового і базально-порового типу. Пісковики більшою частиною переходять в алевроліти, які

відрізняються розмірністю теригенного матеріалу. Аргіліти сірі і темно-сірі, подекуди зеленувато-сірі з ліловим відтінком, щільні (*Іванюта, 1998*).

Виділений пісковиково-алевролітовий горизонт Т-1 та інші, котрі на ряді родовищ є продуктивними, характеризуються значною літологічною мінливістю та розчленуванням по площі і розрізу (*Лукин, 1999*). Все це відмічене, говорить про те, що осадконакопичення в ранньокам'яновугільний період відбувалося і в найбільш активну, рифогенну стадію розвитку грабена (*Лепигов, Ковалев, 1971*).

Перелічені особливості турнейських відкладів північної прибортової зони ДДз властиві і для Перекопівського родовища, у розрізі котрого очевидно розвинута його нижня строкатокольорова пачка, розкрита глибокими свердловинами (*Лукин, 1999*). Тут же виділяється продуктивний горизонт Т-1, складений різнозернистими, погано обкатаними пісковиками. Товщина відкладів турнейського ярусу в розрізі родовища – 87 м – 115 м.

Візейський ярус (C_{1v}), який залягає із різною стратиграфічною і кутовою неузгодженістю на підстилаючи породах турнейського віку, підрозділяється на 2 під'яруси (*Лукин, 1999*). Нижній під'ярус (C_{1v1}), мікрофауністичні горизонти XIV, XIII, літологічно представлені чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів з тонкими прошарками вапняків і сидеритів. До підшови під'ярусу підпорядкований продуктивний горизонт В-26н, який представлений пісковиками, аналогічним турнейським (*Колос, Маєвський, 2001*).

Товщина нижньовізейського під'ярусу коливається в межах 182 м – 220 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}), складений достатньо ритмічним чергуванням пісковиків і алевролітів із пачками глинистих порід (аргілітів), вапняків із прошарками кам'яного вугілля (*Вакарчук, 2003*).

Пісковики сірі і світло-сірі, груба-, середньо-, дрібно- і різнозерніті, які часто переходять в алевроліти, переважно кварцові з підпорядкованою кількістю польових шпатів (*Вакарчук, 2003*). Пластичний матеріал окатаний і напівокатаний. Цемент вапняково-глинистий і гідрослюди́стий, плівковий, контактово-поровий і базальний (*Іванюта, 1998*). Аргіліти сірі, темно-сірі і чорні, тонко розшаровані, вапняковисті, з рештками рослинного детриту. Вапняки темно-сірі до чорних, прихованокристалічні, глинисті, часто окремілі, органогенно-уламкові, з багатьма рештками і відбитками мікро-, макрофауни і флори (*Білик та ін., 2002*). В об'ємі верхньовізейського під'ярусу виділяється декілька піщано-алевритових горизонтів-колекторів (В-14 – В-22), серед яких з горизонтами В-15н, В-19в, В-19с, В-19н та В-20в пов'язані промислові накопичення нафти і кореляція яких не викликає особливих ускладнень (*Білик та ін., 2002*).

Розкрита потужність верхньовізейських відкладів коливається в межах від 438 м до 575 м.

Породи серпухівського ярусу (С_{1s}) відносяться до X-VII мікрофауністичних горизонтів (*Білик та ін., 2002*), залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Літологічно вони представлені глинистим розрізом з підпорядкованими прошарками пісковиків і алевролітів, рідше вапняків і кам'яного вугілля (*Білик та ін., 2002*). Петрографічний склад порід аналогічний вищезазначеному по візейських відкладах. Товщина комплексу порід серпухівського ярусу непостійна і змінюється від 248 м до 288 м.

Середній карбон (С₂) складений теригенно-вапняковими породами башкирського та московського ярусів, типовими для всього району (*Лепигов, Ковалев, 1971*). Розкриті вони майже усіма свердловинами, які пробурені на родовищі, крім водозабірних свердловин.

Утворення башкирського ярусу (C_2b), які підрозділяються на два під'яруси, залягають на розмитій поверхні серпухівських відкладів. Нижньобашкирський під'ярус, який відповідає світам C_1^5 (E) і C_2^1 (F) Великого Донбасу (*Лепигов, Ковалев, 1971*), представлений переважно пачкою органогенно-хемогенних вапняків ("башкирська плита") товщиною біля 120 м. Разом з глинистою товщиною серпухівського ярусу вона утворює регіональний флюїдотрив, товщина котрого в розрізі родовища досягає 500 м.

Вище по розрізу вапнякові породи башкирського ярусу змінюються пісковиково-алевролітовими відкладами з прошарками сірих і темно-сірих аргілітів, серед яких зустрічаються вапняки і кам'яне вугілля (*Лепигов, Ковалев, 1971*).

Товщина ярусу дорівнює 329 м – 371 м.

Розріз московського ярусу (C_1m) складений різнозернистими пісковиками і алевролітами, які чергуються з аргілітами. Рідше зустрічаються прошарки органогенно-уламкових вапняків і кам'яного вугілля (*Іванюта, 1998*).

Товщина відкладів ярусу складає 352 м – 390 м.

Верхній відділ карбону (C_3), який підрозділяється на касимовський (C_{3k}) і гжельський (C_{3g}) яруси, котрі представлені головним чином строкатими піщано-глинистими утвореннями загальною товщиною 374 м – 512 м (*Лепигов, Ковалев, 1971*).

Перм (P). Відклади цього віку, які представлені до недавнього часу нижнім і верхнім відділам, залягають зі значною кутовою та стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючі породах карбону (*Колос, Маєвський, 2001*).

Таким чином, пермські відклади розглядаються лише в об'ємі асельського (P_{1a}) ярусу нижньої пермі (P_1), до них відносяться микитівська (P_{1mk}) та слов'янська (P_{1sl}) світи (Колос, Маєвський, 2001). Літологічно вони представлені червонокольоровими пісковиками і глинами, сірими вапняками, доломітами і бішофітами (Лепигов, Ковалев, 1971).

Товщина відкладів нижньої пермі (P_1) складає 216 м – 323 м.

Тріас (Т). Відклади тріасової системи мезозою, які трансгресивно залягають на підстилаючі породах пермі, представлені нижнім (T_1) і верхнім (T_3) відділами, котрі виділені в об'ємі дронівської (T_{1dr}), сребрянської (T_{1sr}) та протонівської (T_{1pr}) світ (Колос, Маєвський, 2001). Ці відклади представлені потужними товщами строкато-кольорових пісковиків і глин з незначними прошарками сірих вапняків.

Товщина відкладів тріасової системи складає 716 м – 748 м.

Юра (J). Юрські відклади, які залягають неузгоджено на породах тріасу, виділяються в об'ємі середнього та верхнього відділів.

Середньоюрські відклади (J_2), які підрозділяються на байський (J_{2bj}) і батський (J_{2bt}) яруси, складені алевролітами та глинами сірими і блакитно-сірими, алевритистими (Лепигов, Ковалев, 1971).

Розкрита товщина їх складає від 132 м до 147 м.

Верхньоюрські відклади (J_3) в об'ємі келовейського (J_{3k}), оксфордського (J_{3o}) і кімеріджського (J_{3km}) ярусів представлені глинами сірими і блакитно-сірими, піщанистими, вапняковистими з прошарками кварцово-глауконітових пісковиків і сірих, кременистих вапняків і мергелів (Іванюта, 1998).

Товщина відкладів змінюється від 271 м до 300 м.

Крейда (K). В об'ємі крейдової системи, якою закінчується комплекс осадків мезозойської системи, виділяється нижній і верхній відділи.

Нижньокрейдові відклади (K_1), які представлені піщано-глинистими утвореннями (чергуванням пісків, світло-сірих, грубозернистих, глин темно-сірих до чорних, щільних з рослинними залишками, пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих, кварцових), виділені між палеонтологічно охарактеризованими верхньоюрськими і верхньокрейдовими породами (Лепигов, Ковалев, 1971).

Товщина відкладів змінюється від 159 м до 193 м.

Верхня крейда (K_2) підрозділяється на сеноманський (K_{2cm}), туронський (K_{2t}), коньякський (K_{2k}), сантонський (K_{2st}), кампанський (K_{2km}) та маастрихський (K_{2m}) яруси (Лепигов, Ковалев, 1971). По літолого-фаціальних ознаках він може бути розділений на дві товщі: нижню – теригенну, яка відповідає сеноманському ярусу, і верхню, яка обіймає решту частину верхньокрейдового розрізу. Нижній комплекс товщиною до 50 м складений різнозернистими кварцевими пісками з прошарками глин та мергелів (Іванюта, 1998). Верхня – представлена піщаною крейдою, крейдоподібними мергелями з включеннями кремнійових конкрецій (Лепигов, Ковалев, 1971).

Загальна товщина відкладів верхньої крейди від 608 м до 655 м.

Палеоген (Р). Палеогенові відклади кайнозойської системи залягають з кутовою неузгодженістю на породах крейдової системи. Виділяється у цьому розрізі нерозчленована пачка палеоцену (P_1), канівська, бучакська, київська світи еоцену (P_2) та харківська світа олігоцену (P_3) складена, головним чином, пухкими глауконітово-кварцевими пісковиками з підпорядкованими прошарками червоно-бурих глин (Тиаб Дж., 2009). Зустрічаються сіро-зелені мергелі, тонкі прошарки вапняків з фосфоритовими конкреціями (Іванюта, 1998).

Нерозчленований комплекс порід неогенової (N) та четвертинної (Q) систем складений строкатими глинами, пухкими пісками аналогічного кольору та суглинками (Іванюта, 1998).

Товщина комплексу порід палеогенової, неогенової та четвертинних систем становить від 393 м до 525 м.

2.2 Перелік продуктивних пластів

В розрізі Перекопівського родовища виявлені продуктивні комплекси порід приурочені до відкладів нижнього карбону, зокрема візейського ярусу (горизонти В-15н, В-19в, В-19с, В-19н, В-20в, В-26н), турнейського ярусу (Т-1). Номенклатурна індексація продуктивних горизонтів проведена з врахуванням діючого "Стратиграфічного кодексу України" 1997 р. Зміна індексації продуктивних горизонтів представлених в звіті у відповідності до затверджених ДКЗ України в 1995 р. (протокол № 318 від 22.06.1995 р.) попереднього підрахунку наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Зміна індексу продуктивного горизонту

Індекс горизонту, представлений у звіті	Індекс горизонту, затверджений ДКЗ (протокол № 318 від 22.06.1995 р.)	Тип покладу за фазовим вуглеводневим складом
В-15н	В-15	нафтовий
В-19в	В-19в	нафтовий
В-19с	В-19н ₁	нафтовий
	В-19н ₂	
В-19н	В-19н ₃	нафтовий

В-20в	В-20	нафтовий
В-26н	В-26	газоконденсатний
Т-1	Т	газоконденсатний

Продуктивний розріз розкритий в межах глибин 4082 м – 4948 м. Поверх нафтогазоносності складає 886 м. Більш детальний опис нафтогазоносних горизонтів наводиться нижче.

Горизонт В-15н літологічно неоднорідний. Складений чергуванням пісковиків, аргілітів, вапняків та алевролітів. За даними ГДС пласти нафтонасичені. Ефективна товщина пластів горизонту В-15н змінюється від 0,8 м до 15,2 м. Пористість змінюється від 8,4 % до 13,5 %, нафтонасиченість – від 58 % до 84 %.

Горизонт В-19в літологічно неоднорідний. Складений перешаруванням аргілітів, пісковиків з малопотужними прошарками алевролітів і вапняків. Пласти нафтонасичені за даними ГДС. Ефективна товщина пластів горизонту В-19в змінюється від 1,4 м до 11,2 м. Пористість змінюється від 8,7 % до 15,0 %, нафтонасиченість – від 61 % до 90 %.

Горизонт В-19с літологічно неоднорідний. Складений товщею пісковиків з перешаруванням аргілітів, вапняків та алевролітів. За даними ГДС пласти нафтонасичені. Ефективна товщина пластів горизонту В-19с змінюється від 6,5 м до 42,8 м. Пористість змінюється від 9,2 % до 15,8 %, нафтонасиченість – від 65 % до 92 %.

Горизонт В-19н літологічно неоднорідний. Складений чергуванням пісковиків, аргілітів, вапняків та алевролітів. За даними ГДС пласти нафтонасичені. Ефективна товщина пластів горизонту В-19н змінюється від 1,2 м до 9,4 м. Пористість змінюється від 8,0 % до 13,0 %, нафтонасиченість – від 61 % до 88 %.

Горизонт В-20в літологічно складений чергуванням вапняків, пісковиків, аргілітів та алевролітів. Горизонт літологічно обмежений з сходу та в центральній частинах структури. За даними ГДС пласти нафтонасичені. Ефективна товщина пластів горизонту В-20в змінюється від 0,8 м до 4,2 м. Пористість змінюється від 8,5 % до 14,5 %, нафтонасиченість – від 70 % до 83 %.

Горизонт В-26н літологічно неоднорідний. Складений масивними аргілітів з прошарками піщаників та алевролітів. За даними ГДС пласти газонасичені в свердловинах. Ефективна товщина пластів горизонту В-26н змінюється від 0,8 м до 5,2 м. Пористість змінюється від 8,4 % до 13,6 %, газонасиченість – від 62 % до 82 %.

Горизонт Т-1 залягає впритул до підшви нижньокам'яновугільних відкладів горизонту В-26н. Літологічно складений з пластів пісковиків, розділених прошарками алевролітів та аргілітів. Пісковики є основним елементом в цій перешарованій товщі, характеризуються як масивні, мійні. Пісковики кварцитовидні, місцями гравійні. За даними ГДС пласти газонасичені. Ефективна товщина пластів горизонту Т-1 змінюється від 9,1 м до 28,4 м. Пористість змінюється від 8,6 % до 14,4 %, газонасиченість – від 64 % до 78 %.

2.3 Основні відомості про тектоніку родовища

Перекопівське родовище, як і інші родовища Дніпровсько-Донецької западини, характеризується виключно складною геологічною будовою. Прийнято вважати, що його нафтові і газоконденсатні поклади, контролюються антиклінальною складкою, яка являється складовою частиною обширної Талалаївсько-Липоводолинської антиклінальної зони, яка простягається з північного заходу на південний схід (*Іванюта, 1998*).

Поряд із Перекопівською структурою сюди враховувались Талалаївська, Малобубнівська, Артюхівська, Анастасіївська і Липоводолинська локальні підняття.

Із соляним тектогенезом, який проявляється у межах тектонічно активних ділянок (*Гончаров, 2006*), слід пов'язувати формування лише локальних структур. У геологічній же будові та розвитку більш великих тектонічних елементів, тим більш геоструктурних зон, пріоритет регіональних тектонічних рухів, так званої "глибової тектоніки", очевидно, не потребує спеціальних доказів.

В районі Талалаївського виступу фундаменту виявлені чотири складки які глибоко залягають, з котрих Талаївська та Нинівська – діапірові, а Скороходівська і Матлахівська – надрозломні. Об'єднання локальних структур єдиного генетичного типу дозволяє встановити (*Гончаров, 2006*), що в північній прибортовій зоні ДДз має місце не північно-західна, а субширотно тектонічна зональність.

Перекопівське криптодіапірове підняття пов'язане з північною краєвою зоною Дніпровсько-Донецької западини, розташоване в південно-західній частині Роменської прибортової депресії, між Артюхівським і Анастасіївським виступами фундаменту (*Іванюта, 1998*). Глибина залягання поверхні останнього тут досягає 6000 м. Глибина залягання фундаменту в межах згаданих виступів вище на 500 м – 700 м, і він повільно занурюється у бік вісьової частини западини (рис. 2.1).

Артюхівський горст на сході через неглибоку сідловину зчленовується з Герасимівським виступом. Сформована таким чином Герасимівсько-Артюхівська валоподібна система субширотного простягання розподіляє Роменську депресію на дві частини: північну та південну. Таких субширотних валоподібних систем у північній прибортовій зоні ДДз

виділено (Гончаров, 2006) декілька. На півночі прослідковується Східно-Рогінцівська-Софіївська, на півдні від Артюхівсько-Герасимівської зони-Південно-Афанасівсько-Анастасіївська. Ускладненням цих валоподібних систем безумовно являються антиклінальні складки осадового покриву. Так, Східно-Рогінцівсько-Софіївський вал ускладнюють Східно-Рогінцівське, Матлахівське, Скороходівське, Північно-Ярошівське, Бережівське, Софіївське та інші надрозломні підняття (Гончаров, 2006).

Доведено, що згадані валоподібні системи визначають тектонічну зональність, а разом з тим і місцезнаходження локальних структур іншого походження: діапірових і навішаних або безкорневих. В зв'язку із зазначеним умови формування та місце розташування Перекопівського кріптодіапірового підняття очевидно визначаються двома валоподібними системами: Артюхівсько-Герасимівської та Анастасіївсько-Південно-Афанасіївської (Іванюта, 1998).

Перекопівське родовище характеризується складною геологічною будовою. Його нафтові і газоконденсатні поклади контролюються криптодіапіровим підняттям. В межах досліджуваної території спостерігається значне розбиття структури різно амплітудними повздовжніми та поперечними порушеннями на ряд блоків.

На південному сході Перекопівського підняття через неглибоку сідловину зчленовується з Анастасіївською складкою. На заході воно контактує з Коржівським підняттям. Характер зчленування тут не визначено.

В покладах з малою ефективною товщею порушення виступають екранами (поклади продуктивних горизонтів В-26н, В-20в, В-15н). Порушення підсічені свердловинами наведені в таблиці 2.2.

В купольній частині виділяється два склепіння: в районі між свердловинами 30 і 63 та в районі свердловин 1 і 33. В районі свердловини 4, яка знаходиться на південно-східному крилі структури, є ще одне склепіння, зрізане, в своїй західній частині, скидом V-V. Результати буріння законтурних свердловин 42, 43, і 44 уточнили будову північного і південного крил структури. Ширина складки в її південно-східній частині виявилася значно вузькіша, ніж уявлялося раніше. З графічного додатка 27, на якому зображена структурна карта покрівлі горизонту В-26в Перекопівського родовища (підшва нижньовізейського під'ярусу) видно, що підняття являє собою досить симетричну складку субширотного простягання з розширенням в центральній частині в напрямку півночі. Її найвище склепіння просліджується в районі свердловини 63. Тут найбільш висока частина структури. Але ще одне склепіння менших розмірів просліджується і в районі свердловини 4. Перекопівська структура серією порушень (з амплітудами від 5 м до 35 м) розділена на блоки.

Таблиця 2.2 – Тектонічні порушення, які підсічені свердловинами

Номер порушення	Номер свердловини	Зустріч з порушенням, м		Стратиграфічні відклади (горизонт), де підсічене порушення	Амплітуда порушення, м
		глибина	абсолютна відмітка		
I	9	4021	-3898,8	C _{1s}	15
II	1	3434	-3312,0	C _{2b}	10
II	4	3022	-2863,2	C ₃	7
II	6	4404	-4258,7	C _{1v2} (B-19B)	12
II	30	3280	-3155,0	C _{2m}	8
II	31	3400	-3320,0	C _{2b}	10
II	32	4192	-4045,5	C _{1v2} (B-16)	7
II	33	4160	-4038,0	C _{1v2} (B-15H)	10
II	34	3413	-3289,0	C _{2m}	8
II	38	3103	-2977,2	C _{2m}	7
II	39	3083	-2953,0	C _{2m}	7
II	46	3091	-2965,3	C _{2m}	7
II	60	4325	-4194,8	C _{1v2} (B-17c)	10
II	61	4478	-4335,1	C _{1v2} (B-19H)	10
IIa	45	4436	-4315,2	C _{1v2} (B-19B)	5
IIb	9	4359	-4237,3	C _{1v2} (B-17H)	5
III	2	4575	-4444,0	C _{1v2} (B-21)	10
III	30	4132	-4006,7	C _{1v2} (B-15H)	5
IV	1	663	-542,2	K ₂	5
IV	30	1053	-928,6	K ₁	5
IV	31	540	-420,1	K ₂	5
IV	34	899	-776,5	K ₂	5

Номер порушення	Номер свердловини	Зустріч з порушенням, м		Стратиграфічні відклади (горизонт), де підсічене порушення	Амплітуда порушення, м
		глибина	абсолютна відмітка		
IV	38	1138	-1012,7	K ₁	5
IV	39	1390	-1260,1	J ₃	5
IV	40	2894	-2730,6	C ₃	25
IV	41	3978	-3853,5	C _{1s}	20
IV	46	1294	-1168,4	J ₃	5
IV	63	3575	-3411,5	C _{2b}	30
IVa	3	4245	-4112,6	C _{1v2} (B-17B)	10
IVa	38	4363	-4236,1	C _{1v2} (B-18)	15
IVa	39	3973	-3842,6	C _{1s}	5
IVa	46	4358	-4232,1	C _{1v2} (B-18)	8
IVa	63	4530	-4316,6	C _{1v2} (B-19H – B-20B)	8
IVb	40	4030	-3866,2	C _{1s}	5
IVb	50	4005	-3880,3	C _{1s}	5
V	4	4145	-3984,4	C _{1v2} (B-14)	10
VII	4	1440	-1282,8	J ₃	12
VII	39	955	-825,0	K ₂	12
VII	44	3220	-3040,4	C ₃	15

В результаті тектонічних рухів на Перекопівській структурі були утворені пластові, склепінні, тектонічно-екрановані та літологічно-обмежені пастки.

3. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

Нові відомості про геологічну будову та нафтогазоносність родовища були одержані, головним чином, за рахунок розробки покладів та буріння видобувних свердловин.

3.1 Обсяги та результати польових геофізичних досліджень та відомості про проекти на проведення пошукових та розвідувальних робіт

Дослідження Перекопівської площі на перших етапах пошукових робіт було нероздільно пов'язане з вивченням Анастасіївської площі. На основі сейсмічних робіт 1963 – 1966 р.р. на закартованому по башкирських відкладах Перекопівському піднятті забурена свердловина 10, що досягла лише московського ярусу і покладів нафти та газу не виявила.

Лише в 1975 році у свердловині 9, що пробурено біля свердловини 10 при випробуванні горизонту В-19с з інтервалу 4440 м – 4450 м одержано промисловий приплив нафти. Це було фактичне відкриття Перекопівського родовища. Наступна свердловина 19 пробурена у 1977 році в західному блоці Перекопівського родовища, але вона опинилась на глибокозануреному західному крилі структури та покладів вуглеводнів не розкрила.

Решта пошукових та розвідувальних свердловин пробурено згідно з проектом пошуково-розвідувального буріння 1979 р. Цим проектом передбачалось буріння семи свердловин, з яких шість свердловин підтвердили наявність промислових покладів нафти та газу у візейських (горизонти В-19в, В-19с, В-19н В-20в, В-26н) та турнейських (горизонт Т-1) відкладах.

В 1985 році був виконаний підрахунок запасів та складено проект на промислову розробку родовища на Перекопівському родовищі, а в 1994 році повторно проведено перерахунок запасів.

Об'єм пошуково-розвідувального буріння становить 44278 м, об'єм експлуатаційного буріння – 100096 м. З 32 пробуреної на родовищі свердловин чотири – опинилися за контурами нафтогазоносності.

3.2 Методика і результати випробування та дослідження свердловин

В свердловинах Перекопівського родовища випробувано головним чином продуктивні горизонти нижньокарбонівих відкладів. На стадії пошуково-розвідувальних робіт, крім випробування в експлуатаційних колонах, проводились дослідження у відкритих стовбурах, свердловин за допомогою випробувачів пластів на каротажному кабелі та на бурильних трубах, в добувних свердловинах випробування у відкритому стовбурі не проводилось.

Розкриття пластів в експлуатаційних колонах проведено кумулятивними перфораторами. Після перфорації експлуатаційної колони проведено спуск насосно-компресорних труб (НКТ), з метою виклику припливу та створення депресії на пласт промивальний розчин замінено на прісну воду, у випадку відсутності припливу рівень води в свердловині знижено за допомогою компресора до глибини 1150 – 2250 м.

З метою інтенсифікації припливу флюїдів проведено повторну перфорацію, обробку інтервалу перфорації розчином соляної кислоти та збудження пласта методом змінних тисків.

На 01.01.2020 р. на Перекопівському родовищі у свердловинах випробувано 84 об'єкти.

3.3 Відомості про відбір і винесення керна

Відбір керна на Перекопівському родовищі проведено в пошукових, розвідувальних та частково в експлуатаційних свердловинах згідно з геолого-технічними нарядами, з корегуванням інтервалів відбору керна в процесі буріння.

Переважна частина керна була відібрана до 1994 року. В інтервалі від четвертинних до тріасових відкладів включно, відбір керна не проводився у зв'язку з їх достатнім дослідженням та безперспективністю щодо нафтогазоносності.

По продуктивних горизонтах з відбором керна пройдено 819,5 м, керна відібрано 423,6 м, або 37,4 % від загальної товщини продуктивних пластів.

Найбільш висвітлений керном є горизонти В-19в та В-19с, горизонти В-20в та В-19н охарактеризовано керном значно менше, а в інтервалі залягання горизонту В-15н керн взагалі не відбирався.

Відбирання керна проводили по всіх продуктивних горизонтах, що дало можливість вивчити ємнісну та фільтраційну характеристику колекторів та покришок Перекопівського родовища. При відборі керна використовували колонкові пристрої "Надра".

Колектори продуктивних горизонтів верхньовізейського віку представлені пісковиками, а турнейсько-нижньовізейського – гравелітопіщаними породами та відносяться до гранулярних, порових колектор

4. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ

4.1 Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин

4.1.1 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин

Після підрахунку запасів 1994 року на Перекопівському родовищі було пробурено 10 нових свердловин. Виходячи із геологічних умов проводки, особливостей та літологічного складу розрізу, буріння і каротаж продуктивної частини розрізу проводилися на прісних промивних рідинах з величиною питомого електричного опору 0,1 Ом·м – 0,2 Ом·м при температурі пласта 125 °С – 155 °С.

За допомогою хімічного аналізу проб пластової води були визначені мінералізація пластових вод і їх питомий опір. Проби були відібрані при випробуванні водоносних об'єктів. Мінералізація пластових вод продуктивних горизонтів змінюється від 220 г/л до 310 г/л. Пластові води належать до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Питомий електричний опір пластових вод при температурі пласта змінюється в межах від 0,008 Ом·м до 0,011 Ом·м.

4.1.2 Комплекс, методика і якість геофізичних досліджень

Комплекс промислово-геофізичних досліджень, виконаний у свердловинах, включає такі методи:

а) загальні дослідження по всьому стовбуру свердловини в масштабі глибин 1:500:

- стандартний електричний каротаж;
- радіоактивний каротаж;

- кавернометрія;

- термометрія;

б) деталізаційні дослідження в інтервалах перспективних на нафту та газ в масштабі глибин 1:200:

- бокове каротажне зондування (БКЗ);

- мікрокавернометрія (МДС);

- боковий каротаж (БК);

- боковий мікрокаротаж (МБК);

- мікрокаротаж (МК);

- індукційний каротаж (ІК);

- акустичний каротаж (АК);

- радіоактивний каротаж (ГК).

Обсяг досліджень розрізів свердловин геофізичними методами наведено в таблиці 4.1.

Якість матеріалів геофізичних досліджень задовільна, та, в основному, забезпечує одержання інформації необхідної для визначення типу колектора, ефективної товщини, коефіцієнтів пористості, насичення, проникнення і залишкового водонасичення.

Таблиця 4.1 – Наявний комплекс геофізичних досліджень на свердловині №63 Перекопівського родовища

Номер	Вибій	Методи та масштаби запису														
		1 : 500				1 : 200										
		СК	КВ	ГК	ТК	БКЗ	КВ	БК	МК	БМК	ІК	АК	ГК	НГК	ННК	Інкл.
1	2	3	4	5	8	11	12	13	14	15	16	17	18	19	21	23
63	4997	100– 4970	93– 4990	0– 4995	0–131 1200–3765	4120– 4990	4120– 4995	4120– 4995	4120– 4995	4120– 4995	4140– 4990	4140– 4995	4140– 4995	4150– 4960	4140– 4995	0–4990

4.2 Методика інтерпретації результатів ГДС

Для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин було застосоване програмне забезпечення Techlog. Вихідними даними для інтерпретації були криві акустичного (АК), бокового (БК), радіоактивного методів (ГК) та кавернометрії у форматі LAS 2.0.

Techlog - це програмне забезпечення для інтегрованого аналізу та обробки геологічних даних, що використовується в галузі нафтогазової промисловості.

Основні функції програмного забезпечення Techlog включають:

- Інтегрований підхід до аналізу даних, програмне забезпечення Techlog дозволяє інтегрувати дані з різних джерел, таких як дані буріння, геофізичні дані, геологічні дані, та інші, щоб отримати повну картину геологічної структури.
- Візуалізація даних, інтерактивні інструменти візуалізації даних, які допомагають аналізувати геологічні дані і в майбутньому будувати 3D-моделі.
- Редагування даних, можливість редагувати геологічні дані, що дозволяє користувачам легко виправляти будь-які помилки та змінювати дані відповідно до потреб.
- Аналіз даних, багатий набір інструментів для аналізу геологічних даних, наприклад, розрахунок фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) та багато інших.

Ці інструменти дозволяють зрозуміти характеристики геологічної структури та геологічних процесів, що допомагає виявляти нафтогазоперспективні товщі.

За основу взятий алгоритм інтерпретації (*Латышова, 1991*), який містить такі послідовні процедури:

1. завантаження каротажних діаграм та створення планшету;
2. прив'язка горизонтів до глибини;
3. розрахунок коефіцієнту глинистості $K_{гл}$ за формулою Ларіонова для древніх порід;
4. розрахунок коефіцієнту пористості K_p за методами АК (рівняння Віллі), СП та НК;
5. обчислення коефіцієнту водонасичення K_v за формулою Арчі;
6. внесення граничних значень петрофізичних параметрів;
7. розрахунок літології;
8. власне інтерпретація та виділення продуктивних пластів.

4.2.1 Прив'язка стратиграфічних розбивок за глибиною

Невідмінною частиною інтерпретації даних ГДС є прив'язка стратиграфічних розбивок за глибиною, адже за допомогою цієї процедури можливо чітко приурочити продуктивний інтервал до певного горизонту.

На основі даних керну була розроблена таблиця з відповідністю віку порід-колекторів до глибини, результати наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Горизонт	Покрівля, м	Підошва, м
В-15	4152,8	4228,4
В-16	4237,0	4270,4
В-17	4293,6	4375,4
В-18	4392,6	4438,0
В-19в	4449,6	4454,0
В-19н	4462,0	4518,4

Горизонт	Покрівля, м	Підошва, м
B-20	4530,8	4534,0
C1v1	4595,4	4712,4
B-25	4723,0	4749,2
B-26	4762,8	4849,6
C1t1	4854,0	4983,0

Програмне забезпечення Techlog має функцію Zone – type catalog (рис. 4.1) завдяки якій можливо додати стратиграфічні розбивки до проекту та прив'язати їх до глибини.

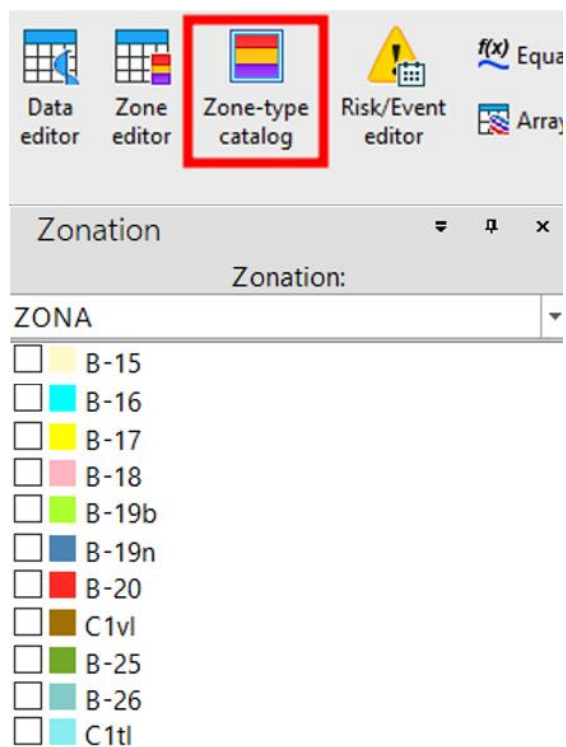


Рис. 4.1 – Створення стратиграфічних розбивок за допомогою функції Zone – type catalog

4.2.2 Розрахунок коефіцієнту глинистості за методом ГК

Глинистість є однією з важливих літологічних властивостей глинистих сланців, ущільнених пісковиків, техногенних колекторів метану. Присутність сланців у пласті суттєво впливає на петрофізичні властивості та зменшує ефективну та загальну пористість і проникність пласта (*Кашуба, Муц, 2009*). Оскільки глинисті породи мають низьку пористість і проникність, вони можуть виступати бар'єром для потоку флюїду. Як наслідок, наявність великого об'єму сланцю може суттєво зменшити видобуток нафти і газу з родовищ. Виключення розрахунку глинистості з алгоритму інтерпретації може спричинити невизначеність в оцінці пласта та в подальшому призвести до неправильної оцінки запасів нафти і газу.

Для комп'ютерної обробки матеріалів ГДС, обрано функцію Shale Volume у програмному засобі «Techlog» (*Techlog Conventional Log Analysis Workflow/ Solutions Training, Version 2010*). Розрахунок коефіцієнта глинистості відбувався за методом гамма – каротажу (ГК), оскільки найкраще породи з високим вмістом глинистих частинок реагують на гамма-випромінювання і цей метод дає нам змогу відрізнити сланцеві породи від несланцевих.

Важливо зазначити, що точна оцінка об'єму сланцю має важливе значення для оцінки петрофізичних властивостей пласта і прийняття обґрунтованих рішень щодо видобутку вуглеводнів. Тому введення граничними значень є обов'язковим (рис. 4.2). Граничними значеннями служать максимуми та мінімуми кривої ГК на певному горизонті, тобто проведено лінії чистих неглинистих порід та чистих глин (*Дахнов, В. Н., 1982*).

Метод Ларіонова для древніх порід є одним з найбільш підходящих, оскільки розріз представлений відкладами верхнього візею:

$$K_{ГЛ} = \frac{(I - I_{п})}{(I_{ГЛ} - I_{п})} \quad (4.1)$$

де I – інтенсивність гамма-випромінювання за ГК в інтервалі, що розглядається, I_п – показники ГК в чистих неглинистих породах, I_{ГЛ} – показники ГК в глинах.

Inputs	Zonation	Method Selection	GR	Th	K	SP	Res	ND	SD	NS	Final
			1								6
Group											
Well	63_10		63_10					63_10			63_10
Dataset	63_10		63_10					63_10			63_10
Zone	B-15		Zone_2					B-16		Zone_4	B-17
Top	4152.525		4228.301					4237.191		4270.211	4293.495
Bottom	4228.301		4237.191					4270.211		4293.495	4375.198
GR_matrix (gAPI)	1.8		6.9					3.6		4.9	6.5
GR_shale (gAPI)	13.4		11.8					13.4		11.9	13.7
GR method	Larionov - older rocks		Larionov - older rocks					Larionov - older rocks		Larionov - older rocks	Lari...

Рисунок 4.2 – Внесення максимумів (GR_{shale}) та мінімумів (GR_{matrix}) кривої ГК, а також методу розрахунку глинистості за допомогою функції Shale Volume.

4.2.3 Визначення коефіцієнту пористості

Пористість є важливим фільтраційно-ємнісним параметром, оскільки вона безпосередньо впливає на кількість вуглеводнів, яку може вмістити порода-колектор, і на здатність флюїдів протікати крізь неї. Точні вимірювання пористості мають вирішальне значення для оцінки об'єму пласта, підрахунку запасів вуглеводнів та оптимізації стратегій видобутку.

Розрахунок коефіцієнту пористості проводився за даними акустичного каротажу. Акустичний метод вимірює швидкість звукових хвиль у пласті. Ці хвилі поширюються в породі і залежать від пружних властивостей породи, які, в свою чергу, залежать від пористості та літології породи. Зв'язок між акустичною швидкістю і пористістю ґрунтується на тому, що на швидкість

звукових хвиль у пористому середовищі впливає наявність порового простору. Чим більше пор у гірській породі, тим повільнішою буде швидкість звукових хвиль. Тому, вимірюючи акустичну швидкість породи, можна оцінити пористість пласта.

Для розрахунку пористості були використані матричні значення параметрів, що вказані в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Компоненти	АК, (мкс/м)
Матриця	156
Глина	230
Вода	656

Функція Porosity (*Techlog Conventional Log Analysis Workflow/ Solutions Training, 2010*) дає можливість за різними методами визначити загальну та ефективну пористість порід. Пористість за АК була розрахована за допомогою рівняння Віллі – Грегорі, що також відоме як рівняння середнього часу

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta T - \Delta T_{СК}}{\Delta T_{\Phi} - \Delta T_{СК}} \quad (4.2)$$

де K_{Π} – коефіцієнт пористості, ΔT – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в породі за АК, $\Delta T_{СК}$ – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в скелеті гірської породи, ΔT_{Φ} – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в флюїді (*Муц С.Є., 2010*).

Для розрахунку K_{Π} за даними АК необхідно внести поправки за компонентами матриці та флюїду (рис. 4.3).

Ψ Porosity sonic											
display											
Inputs		Zonation		Parameters		Hydrocarbon parameters					
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	DT_matrix	DT_fluid	DT unit	Sonic Method	Compaction correction
1		63_10	63_10	B-15	4152.525	4228.301	156	656	us/m	Wyllie	1
2		63_10	63_10	Zone_2	4228.301	4237.191	156	656	us/m	Wyllie	1
3		63_10	63_10	B-16	4237.191	4270.211	156	656	us/m	Wyllie	1
4		63_10	63_10	Zone_4	4270.211	4293.495	156	656	us/m	Wyllie	1
5		63_10	63_10	B-17	4293.495	4375.198	156	656	us/m	Wyllie	1
6		63_10	63_10	Zone_6	4375.198	4392.555	156	656	us/m	Wyllie	1
7		63_10	63_10	B-18	4392.555	4438.274	156	656	us/m	Wyllie	1
8		63_10	63_10	Zone_8	4438.274	4449.705	156	656	us/m	Wyllie	1
9		63_10	63_10	B-19b	4449.705	4454.361	156	656	us/m	Wyllie	1
10		63_10	63_10	Zone_10	4454.361	4462.405	156	656	us/m	Wyllie	1
11		63_10	63_10	B-19n	4462.405	4518.708	156	656	us/m	Wyllie	1
12		63_10	63_10	Zone_12	4518.708	4530.138	156	656	us/m	Wyllie	1
13		63_10	63_10	B-20	4530.138	4534.371	156	656	us/m	Wyllie	1
14		63_10	63_10	Zone_14	4534.371	4595.331	156	656	us/m	Wyllie	1
15		63_10	63_10	C1vl	4595.331	4712.171	156	656	us/m	Wyllie	1
16		63_10	63_10	Zone_16	4712.171	4723.601	156	656	us/m	Wyllie	1
17		63_10	63_10	B-25	4723.601	4749.001	156	656	us/m	Wyllie	1
18		63_10	63_10	Zone_18	4749.001	4762.125	156	656	us/m	Wyllie	1
19		63_10	63_10	B-26	4762.125	4849.331	156	656	us/m	Wyllie	1
20		63_10	63_10	Zone_20	4849.331	4854.834	156	656	us/m	Wyllie	1
21		63_10	63_10	C1tl	4854.834	4983.104	156	656	us/m	Wyllie	1

Рисунок 4.3 – Внесення поправок за компонентами матриці (DT_matrix) та флюїду (DT_fluid) та методу розрахунку пористості за даними АК

Рівняння Віллі також можна використовувати для розрахунку ефективної пористості пласта, яка є часткою загальної пористості, заповненої вуглеводнями або іншими флюїдами, що становлять інтерес. Ефективна пористість є важливим параметром для характеристики вуглеводневих покладів і використовується для оцінки кількості видобувних запасів нафти або газу в покладі.

Для розрахунку $K_{п.еф.}$ за даними АК необхідно внести поправки за компонентами матриці та глини (рис. 4.4).

Effective porosity sonic											
Inputs		Zonation		Parameters		Hydrocarbon parameters					
	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	DT_matrix	DT_shale	DT_fluid	DT unit	Sonic Method	Compacti correctic
1	63_10	63_10	B-15	4152.525	4228.301	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
2	63_10	63_10	Zone_2	4228.301	4237.191	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
3	63_10	63_10	B-16	4237.191	4270.211	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
4	63_10	63_10	Zone_4	4270.211	4293.495	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
5	63_10	63_10	B-17	4293.495	4375.198	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
6	63_10	63_10	Zone_6	4375.198	4392.555	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
7	63_10	63_10	B-18	4392.555	4438.274	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
8	63_10	63_10	Zone_8	4438.274	4449.705	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
9	63_10	63_10	B-19b	4449.705	4454.361	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
10	63_10	63_10	Zone_10	4454.361	4462.405	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
11	63_10	63_10	B-19n	4462.405	4518.708	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
12	63_10	63_10	Zone_12	4518.708	4530.138	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
13	63_10	63_10	B-20	4530.138	4534.371	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
14	63_10	63_10	Zone_14	4534.371	4595.331	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
15	63_10	63_10	C1vl	4595.331	4712.171	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
16	63_10	63_10	Zone_16	4712.171	4723.601	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
17	63_10	63_10	B-25	4723.601	4749.001	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
18	63_10	63_10	Zone_18	4749.001	4762.125	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
19	63_10	63_10	B-26	4762.125	4849.331	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
20	63_10	63_10	Zone_20	4849.331	4854.834	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1
21	63_10	63_10	C1tl	4854.834	4983.104	156	230	656.0007	us/m	Wyllie	1

Рисунок 4.4 – Внесення поправок за компонентами матриці (DT_matrix) та глини (DT_shale) та методу розрахунку пористості за даними АК

4.2.4 Розрахунок проникності

Проникність - це здатність гірських порід пропускати рідини через свої порові простори. Це фундаментальна властивість гірських порід, яка має вагоме значення для розуміння їхньої поведінки в надрах. Проникність також може впливати на точність інших петрофізичних вимірювань, таких як пористість і насиченість флюїдами. Наприклад, пласт з високою проникністю може мати нижчий питомий опір, ніж очікувалося, через підвищену рухливість флюїду, що призводить до переоцінки водонасиченості.

Тому, точно вимірюючи та інтерпретуючи проникність за даними каротажу, можливо зробити більш точні прогнози щодо потоку флюїду та поведінки пласта, що може допомогти оптимізувати видобуток та зменшити витрати на буріння.

Розрахунок проникності пласта проводився на базі даних загальної та ефективно пористоті за методом Коутса. Також були внесені граничні значення (рис. 4.5).

$$K_{пр} = 650 * K_{е.п.}^4 * \left(\frac{K_{з.п.} - K_{е.п.} * K_{з.п.}}{K_{е.п.} - K_{з.п.}} \right)^2 \quad (4.4)$$

Method settings

K Permeability Coates display

	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Coates method	Kc (unitless)	Irreducible Water Saturation
1		63_10	63_10	B-15	4152.525	4228.301	clean zone	650	0.2
2		63_10	63_10	Zone_2	4228.301	4237.191	clean zone	650	0.2
3		63_10	63_10	B-16	4237.191	4270.211	clean zone	650	0.2
4		63_10	63_10	Zone_4	4270.211	4293.495	clean zone	650	0.2
5		63_10	63_10	B-17	4293.495	4375.198	clean zone	650	0.2
6		63_10	63_10	Zone_6	4375.198	4392.555	clean zone	650	0.2
7		63_10	63_10	B-18	4392.555	4438.274	clean zone	650	0.2
8		63_10	63_10	Zone_8	4438.274	4449.705	clean zone	650	0.2
9		63_10	63_10	B-19b	4449.705	4454.361	clean zone	650	0.2
10		63_10	63_10	Zone_10	4454.361	4462.405	clean zone	650	0.2
11		63_10	63_10	B-19n	4462.405	4518.708	clean zone	650	0.2
12		63_10	63_10	Zone_12	4518.708	4530.138	clean zone	650	0.2
13		63_10	63_10	B-20	4530.138	4534.371	clean zone	650	0.2
14		63_10	63_10	Zone_14	4534.371	4595.331	clean zone	650	0.2
15		63_10	63_10	C1vl	4595.331	4712.171	clean zone	650	0.2
16		63_10	63_10	Zone_16	4712.171	4723.601	clean zone	650	0.2
17		63_10	63_10	B-25	4723.601	4749.001	clean zone	650	0.2
18		63_10	63_10	Zone_18	4749.001	4762.125	clean zone	650	0.2
19		63_10	63_10	B-26	4762.125	4849.331	clean zone	650	0.2
20		63_10	63_10	Zone_20	4849.331	4854.834	clean zone	650	0.2
21		63_10	63_10	C1tl	4854.834	4983.104	clean zone	650	0.2

Рисунок 4.5 – Внесення поправок та методу розрахунку проникності за даними загальної та ефективно пористоті

4.2.5 Розрахунок коефіцієнта водонасичення

Водонасиченість є критично важливим параметром для характеристики вуглеводневих покладів, оскільки вона впливає на фізичні та флюїдні властивості породи, такі як проникність, пористість і питомий опір. Точні оцінки коефіцієнту водонасичення можуть допомогти встановити взаємозв'язок між цими властивостями, що важливо для прогнозування розташування продуктивного покладу і прийняття обґрунтованих рішень щодо подальшої розробки пластів (Федоришин та ін., 2015).

Для розрахунку коефіцієнта водонасичення можуть бути застосовані різні методи. Одним з найбільш популярних методів є розрахунок за рівнянням Арчі (рис. 4.6), яке базується на основі електричного опору породи та питомого опору води:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\varphi^m R_t}} \quad (4.3)$$

де S_w – водонасиченість, n – показник насичення, a – емпірична константа, R_w – опір пластової води, φ – пористість, m – показник цементації, R_t – опір пласта.

Для розрахунку K_v були застосовані параметри, а також значення, які відповідають ним наведені у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Параметр	Значення	Коментар
a	1	Структурні коефіцієнти, що використані у рівнянні Арчі
m	2	
n	2	

Параметр	Значення	Коментар
Мінералізація, ppm	150	Мінералізація
R _w , Омм	0,03	Опір пластової води
T, °C	145	Температура

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Group									
Well	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10
Dataset	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10
Zone	B-15	B-16	B-17	B-18	B-19b	B-19n	B-20	C1v	B-25
Top	4152.525	4237.191	4293.495	4392.555	4449.705	4462.405	4530.138	4595.331	4723.60
Bottom	4228.301	4270.211	4375.198	4438.274	4454.361	4518.708	4534.371	4712.171	4749.00
a	1	1	1	1	1	1	1	1	1
m	2	2	2	2	2	2	2	2	2
n	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R _w (ohm.m)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

Рисунок 4.6 – Застосування параметрів та коефіцієнтів при розрахунку водонасиченості за допомогою функції Saturation Archie.

4.2.6 Виділення продуктивних пластів

Для виділення порід-колекторів необхідно врахувати усі вище розраховані параметри: коефіцієнт пористості K_p , коефіцієнт глинистості K_{gl} та коефіцієнт водонасичення K_v , тобто буде застосований так званий «комбінований підхід». Цей підхід полягає у використанні граничних значень для кожного з параметрів, щоб виділити різні породи-колектори:

- $K_{gl} - \leq 21 \%$,

- $K_n - \geq 8 \%$,
- $K_v - \leq 45 \%$,
- $K_r - \leq 55$.

Граничні значення були отримані в ході лабораторних досліджень керну та випробування свердловини.

За допомогою функції Summaries програмного забезпечення Techlog (*Techlog Conventional Log Analysis Workflow/ Solutions Training, Version 2010*) можливо виділити продуктивні пласти, для цього необхідно попередньо внести граничні значення для порід-колекторів (рис. 4.7), які можуть бути насичені флюїдом.

Method settings

Summaries display

	1	2	3	4	
Group					
Well	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10
Dataset	63_10	63_10	63_10	63_10	63_10
Zone	B-15	Zone_2	B-16	Zone_4	B-17
Top	4152.525	4228.301	4237.191	4270.211	4293.495
Bottom	4228.301	4237.191	4270.211	4293.495	4302.285
Shale Volume_Min	0	0	0	0	0
Shale Volume_Max	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Shale Volume_Unit	v/v	v/v	v/v	v/v	v/v
Shale Volume_bounds	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max
Porosity_Min	0	0	0	0	0
Porosity_Max	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Porosity_Unit	v/v	v/v	v/v	v/v	v/v
Porosity_bounds	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max
Water Saturation_Min	0	0	0	0	0
Water Saturation_Max	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Water Saturation_Unit	v/v	v/v	v/v	v/v	v/v
Water Saturation_bounds	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max	min <= val < max

Рис.4.7 – Внесення граничних значень для K_n , $K_{зл}$ та K_v

4.3 Результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів

Метою інтерпретації каротажу свердловини є забезпечення більш детального і точного розуміння надр, що може допомогти у розвідці та видобутку покладів вуглеводнів. Для виявлення інтервалів колекторів в розрізі свердловини №63 був виконаний детальний розрахунок фільтраційно-ємнісних властивостей у програмному забезпеченні Techlog.

Були розраховані такі петрофізичні параметри, як: коефіцієнт пористості K_p , коефіцієнт глинистості $K_{гл}$, коефіцієнт газонасиченості K_r та коефіцієнт водонасичення K_v . При виділенні пластів порід-колекторів були використані наступні граничні значення для кожного параметру:

- $K_{гл} - \leq 21 \%$,
- $K_p - \geq 8 \%$,
- $K_v - \leq 45 \%$,
- $K_r - \leq 55$.

Досліджуваний інтервал 4150-4975 м свердловини №63 Перекопівського родовища представлений верхньо-візейськими та турнейськими відкладами.

Після комплексної інтерпретації автором було виділено наступні продуктивні зони:

- Зона заглинизованих пісковиків в інтервалі 4188,0 – 4193,0 м пласти № 4-6, мають середню ефективну пористість 13,2% та газонасичення 93,5 % (рис.4.8);
- Щільні прошарки в інтервалі 4293,5 – 4375,2 м (інтервали №10-11) з ефективною середньою пористістю 11,8%, газонасиченість становить 92,5 % (рис.4.11);

- Зона колекторів в інтервалі 4392,6 – 4438,3 м, інтервали №16 – 32, характеризуються середньою ефективною пористістю 10,8 % і газонасиченістю 92 % (рис. 4.13, рис. 4.14);
- Інтервали № 33-34 в інтервалі 4449,6 – 4454,0 м , з ефективною пористістю 12,7%, газонасиченістю 92,9% (рис. 4.15);
- Пласти №35-41 знаходяться в інтервалі 4462,4 – 4518,7 м з ефективною пористістю 12,7 %, газонасиченістю 92,8% (рис. 4.16, рис. 4.17).
- В турнейському горизонті знаходяться пласти №55-67 в інтервалі 4873,0-4916,0 м з середньою ефективною пористістю 14,5%, газонасиченістю 94.2% (рис. 4.21, рис. 4.22).

Таким чином, при інтерпретації даних ГДС Свердловини №63 було виділено шістдесят сім продуктивних пласти в інтервалі 4150 – 4975 м, з яких: 25 невизначених, 13 нафтонасичених, 7 газонасичених, 13 водонасичених та 9 ущільнених. Виділені пласти-колектори наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Пласти – колектори Свердловини №54 в інтервалі 4150-4975 м

№	Горизонт	Інтервал, м		К _{гл}	К _п	К _{пр}	К _в	К _{нг}	Літологія
1	В-15	4152,5	4228,3	9,2	13,2	182,5	6,5	93,5	Пісковик
2	В-16	4237,2	4270,2	12,1	14,0	87,1	5,9	94,1	Вапняк
3	В-17	4293,5	4375,2	7,8	11,8	103,9	7,5	92,5	Пісковик
4	В-18	4392,6	4438,3	9,1	10,8	7,1	8,0	92,0	Пісковик
5	В-19в	4449,7	4454,4	5,7	12,7	4,2	7,1	92,9	Пісковик
6	В-19н	4462,4	4518,7	5,6	12,7	122,5	7,2	92,8	Пісковик
7	В-20	4530,1	4534,4	17,0	18,3	1,8	4,6	95,4	Пісковик
8	Візейська плита, С _{1v1}	4595,3	4712,2	8,6	13,1	146,9	6,5	93,5	Вапняк
9	В-25	4723,6	4749,0	7,8	13,7	24,6	6,1	93,9	Пісковик
10	В-26	4762,1	4849,3	14,5	18,4	165,6	4,4	95,6	Пісковик
11	С _{1t1}	4854,8	4983,1	12,3	14,5	185,1	5,8	94,2	Пісковик

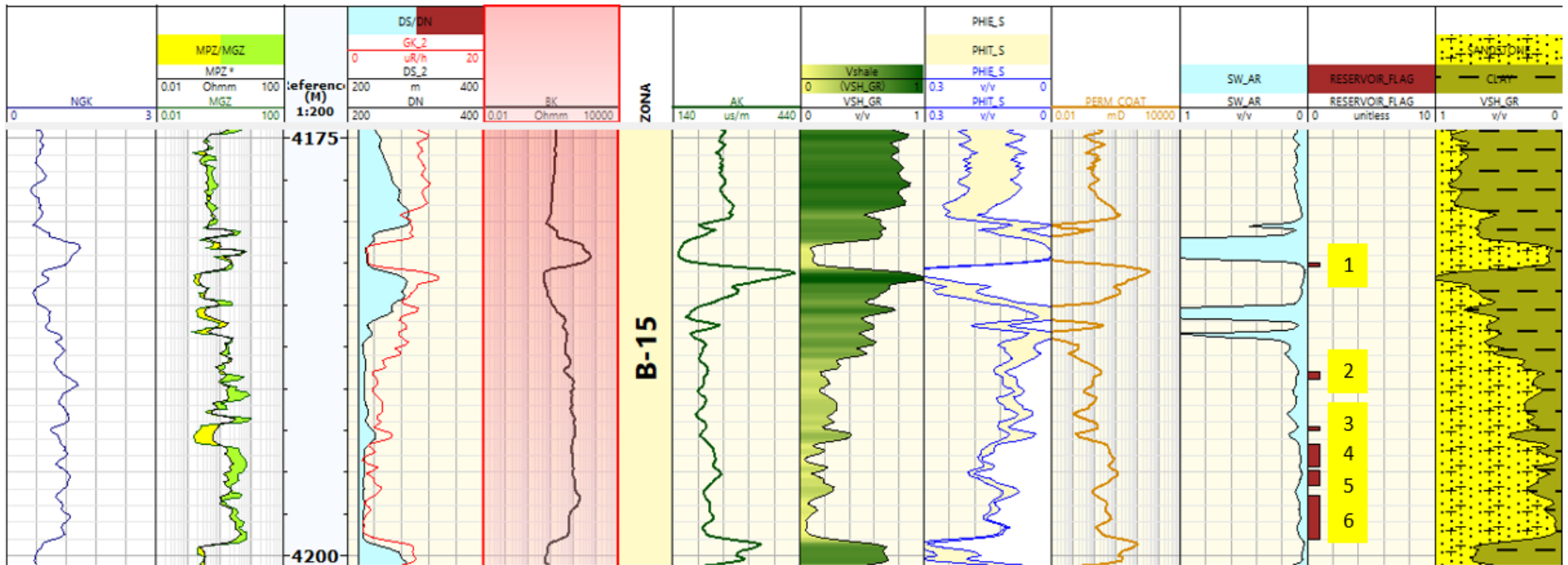


Рис. 4.8 – Виділені пласти – колектори № 1-6 в інтервалі 4175-4200 м

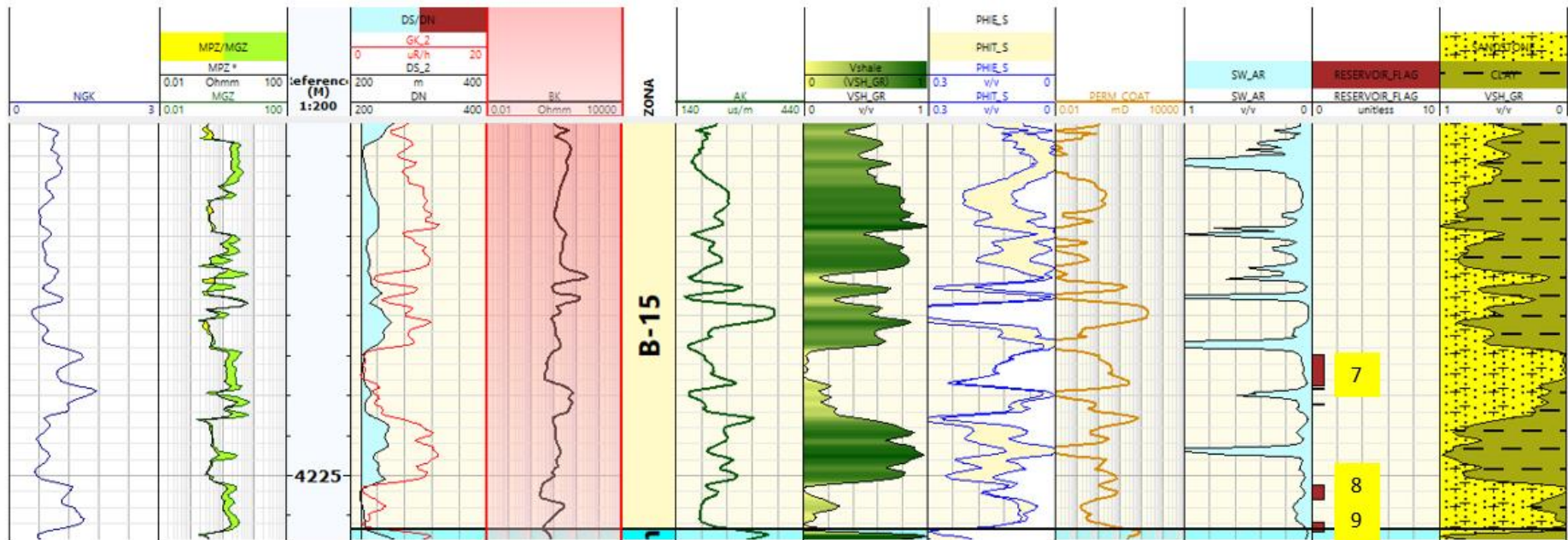


Рис. 4.9 – Виділені пласти – колектори № 7-9 в інтервалі 4210-4230 м

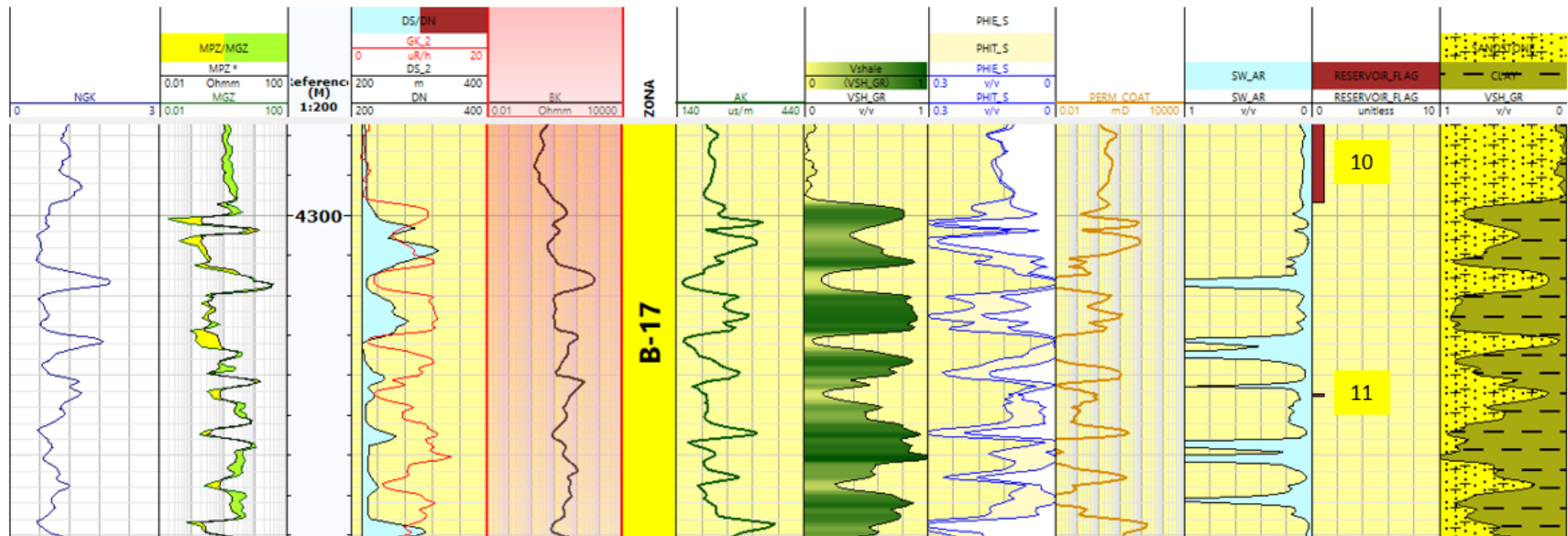


Рис. 4.10 – Виділені пласти – колектори № 10-11 в інтервалі 4290-4315 м

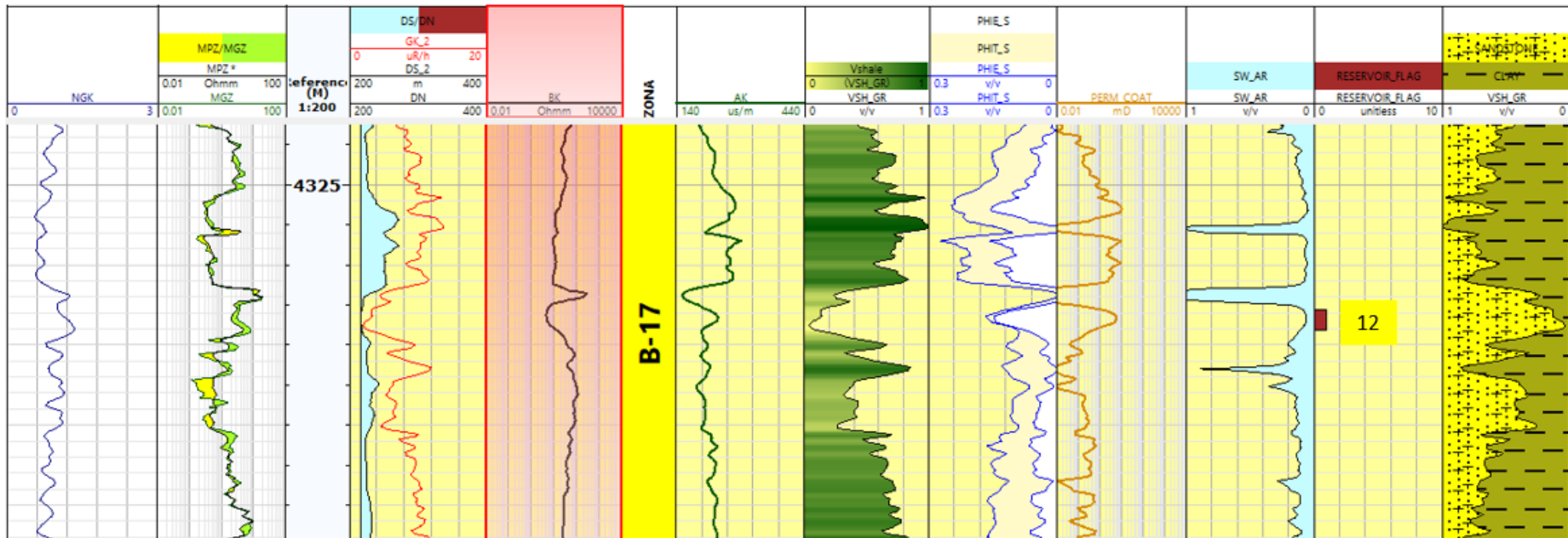


Рис. 4.11 – Виділений пласт – колектор № 12 в інтервалі 4325-4340 м

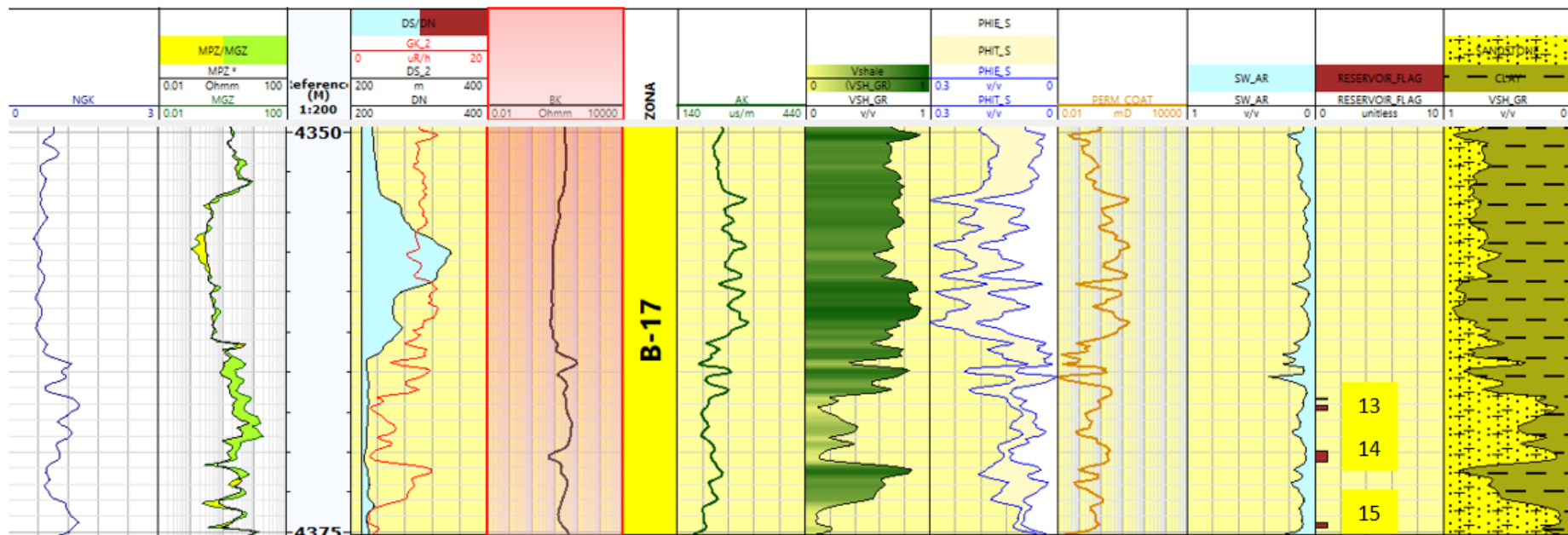


Рис. 4.12 – Виділені пласти – колектори № 13-15 в інтервалі 4350-4375 м

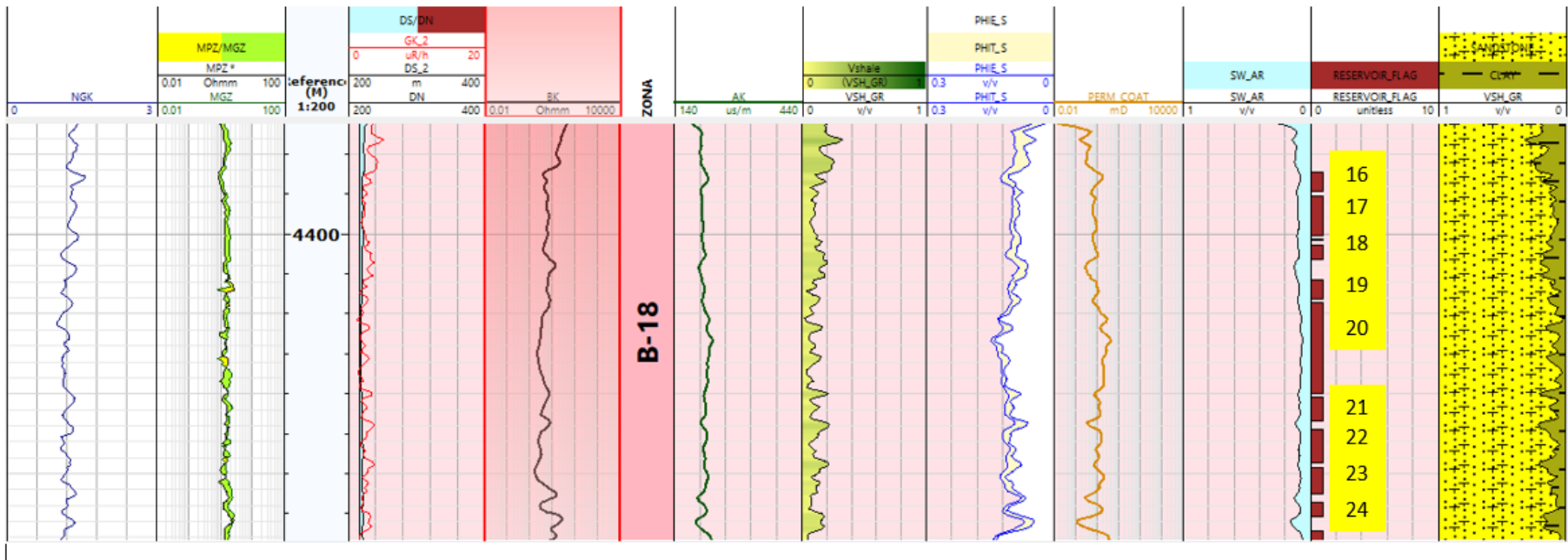


Рис. 4.13 – Виділені пласти – колектори № 16-24 в інтервалі 4390-4420 м

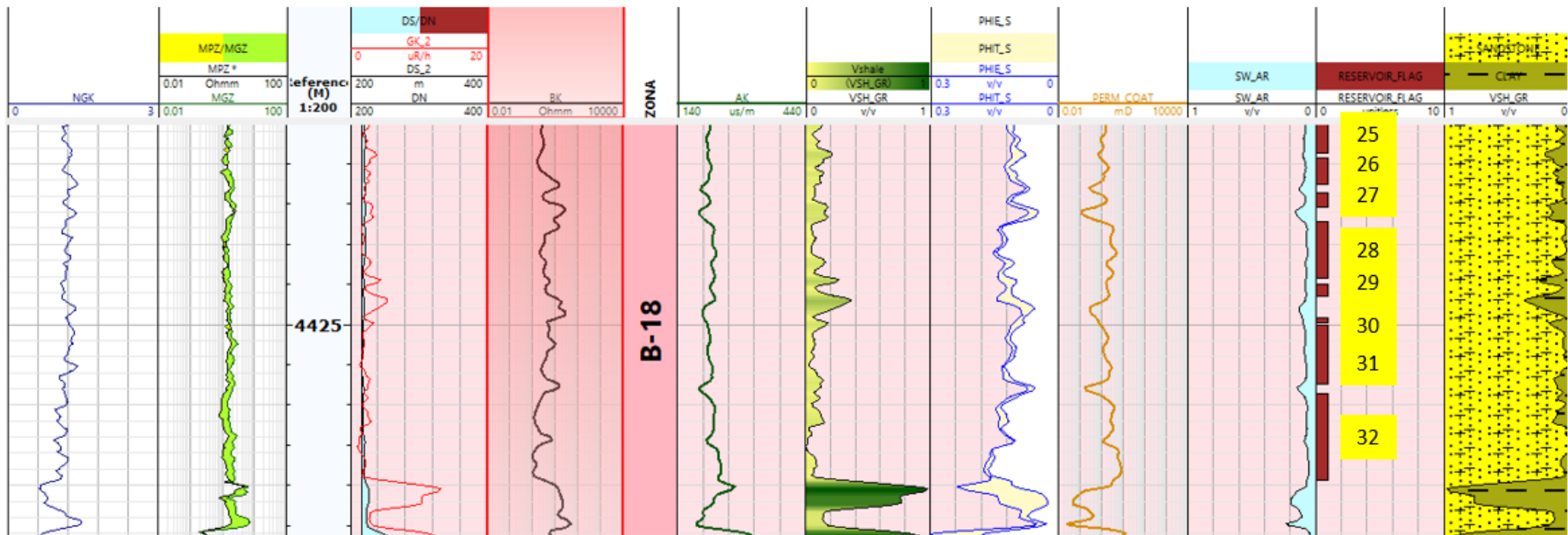


Рис. 4.14 – Виділені пласти – колектори № 25-32 в інтервалі 4415-4430 м

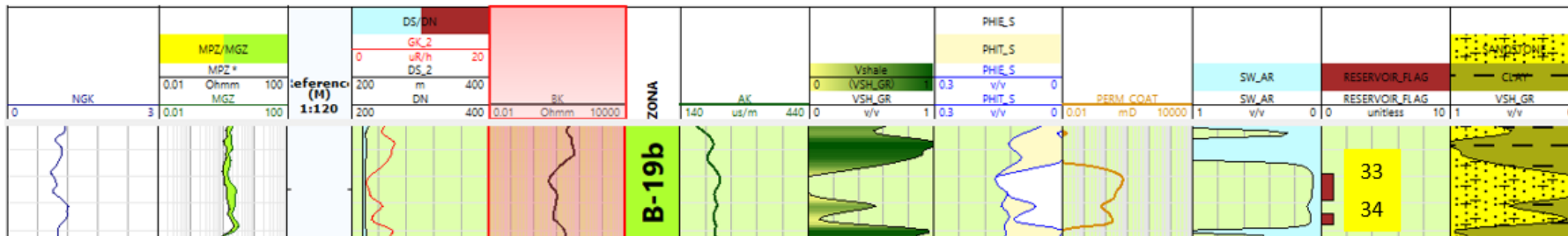


Рис. 4.15 – Виділені пласти – колектори № 33-34 в інтервалі 4449-4450 м

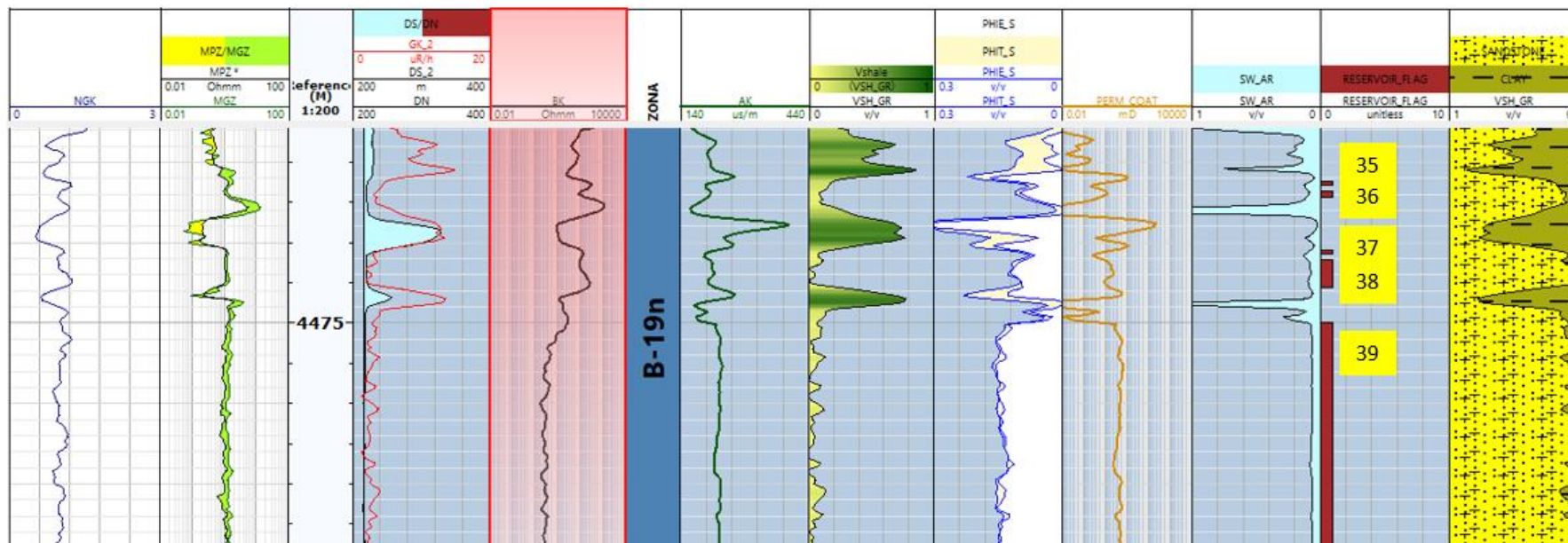


Рис. 4.16 – Виділені пласти – колектори № 35-39 в інтервалі 4465-4490 м

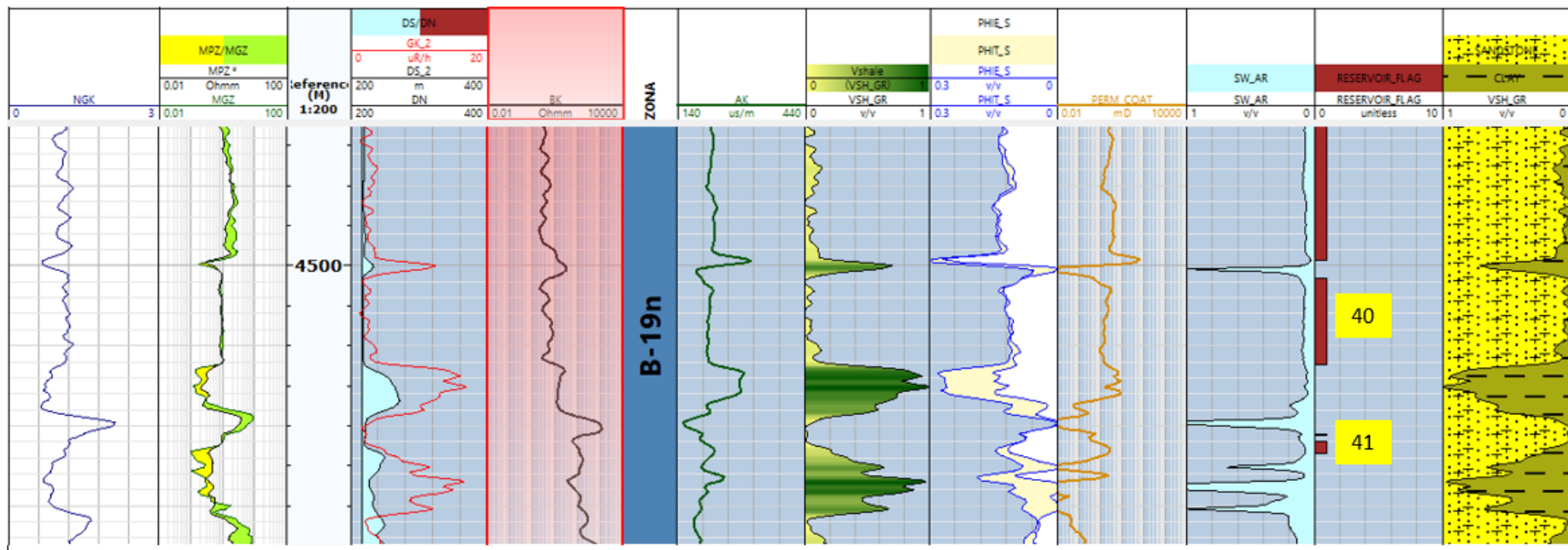


Рис. 4.17 – Виділені пласти – колектори № 40-41 в інтервалі 4495-4515 м

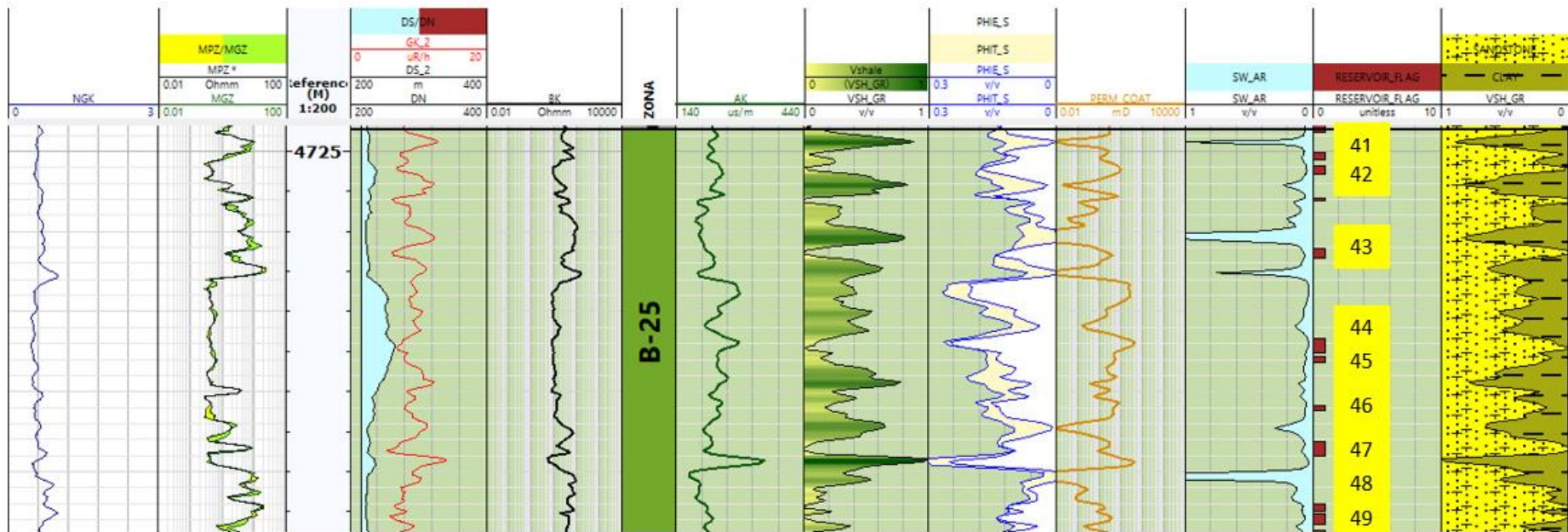


Рис. 4.18 – Виділені пласти – колектори № 41-49 в інтервалі 4723-4745 м

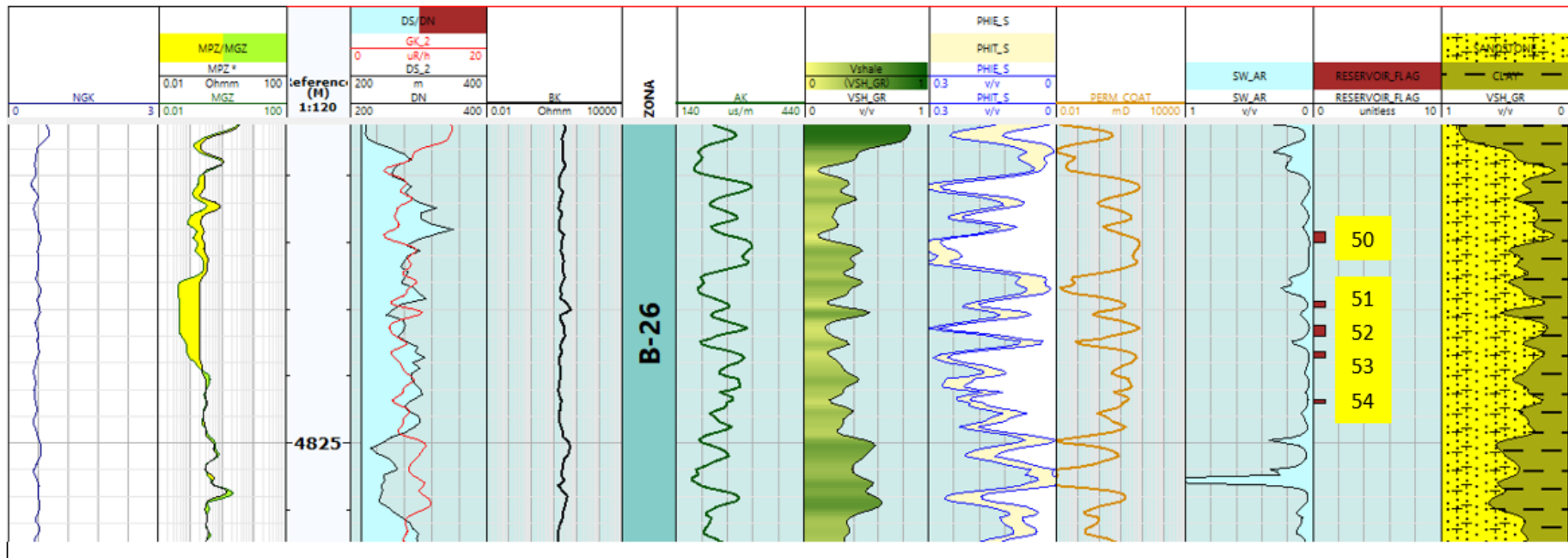


Рис. 4.19 – Виділені пласти – колектори № 50-54 в інтервалі 4805-4830 м

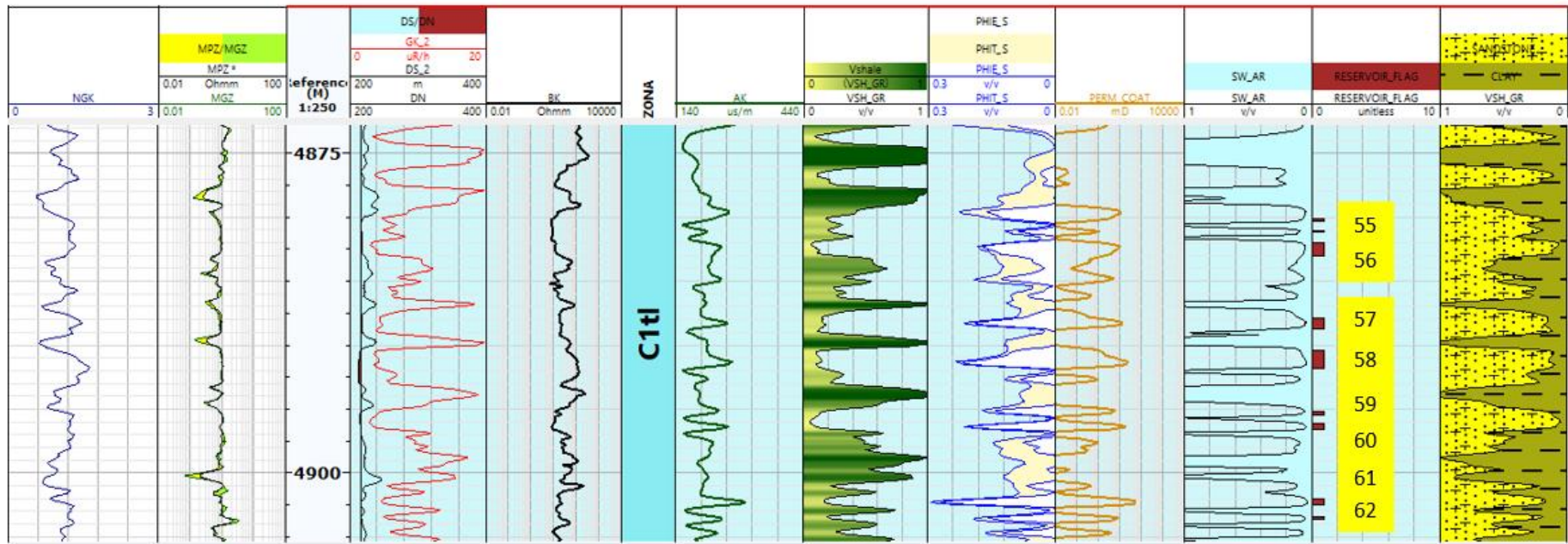


Рис. 4.20 – Виділені пласти – колектори № 55-62 в інтервалі 4873-4905 м

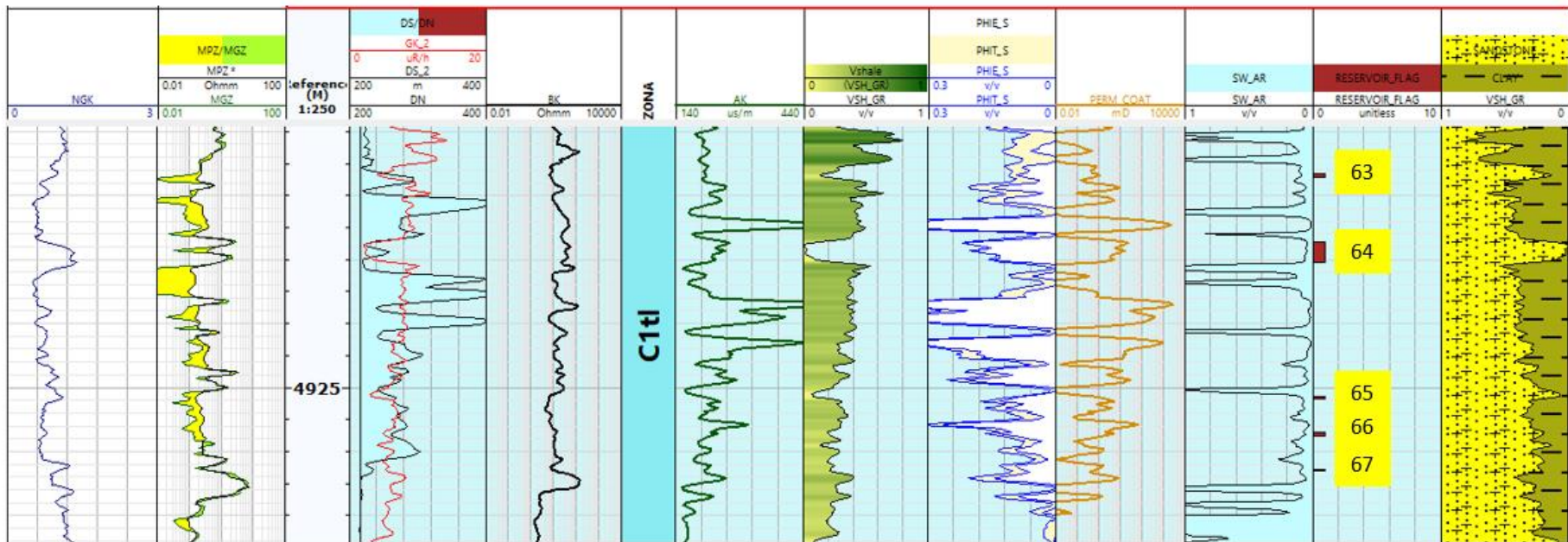


Рис. 4.21 – Виділені пласти – колектори № 63-67 в інтервалі 4915-4930 м

Переінтерпретація даних ГДС за допомогою комп'ютеризованих програм, окрім наглядності і оперативності обробки даних, дозволяє оцінити ефективність застосування нових алгоритмів обрахунку колекторських властивостей. Використовуючи в якості об'єкта дослідження низку продуктивних горизонтів Перекопівського родовища, показана гнучкість інтерпретаційного модулю програми Techlog, щодо можливості завдання різних алгоритмів інтерпретації, у тому числі відомих а бо заданих інтерпретатором.

Порівняння результатів інтерпретації даних ГДС отриманих на виробництві та особисто дипломником наведені нижче (табл. 4.6) і вказують на невелику відмінність колекторських властивостей і збіжність встановленого характеру насичення за ГДС.

Таблиця 4.6 - Порівняльна таблиця результатів інтерпретації

	Покрівля, м	Підошва, м	Кв, %	Кп, %	Кнг, %	Літологія	Характер насичення за ГДС	Випробування
Інтерпретація УГВ	4890,0	4893,0	9	11,8	91	Пісковик	Газонасичений	Незначний прилив газу
Попередня інтерпретація Techlog			12	11,2	88	Пісковик	Газонасичений	
Інтерпретація УГВ	4895,0	4896,8	28	12,9	72	Пісковик	Газонасичений	Незначний прилив газу
Попередня інтерпретація Techlog			34	12,2	66	Пісковик	Газонасичений	
Інтерпретація УГВ	4900,6	4905,0	24	15,6	76	Пісковик	Газонасичений	Незначний прилив газу
Попередня інтерпретація Techlog			24	13,5	75	Пісковик	Газонасичений	
Інтерпретація УГВ	4913,4	4915,6	18	14,1	82	Пісковик	Газонасичений	Незначний прилив газу

	Покрівля, м	Підшва, м	Кв, %	Кп, %	Кнг, %	Літологія	Характер насичення за ГДС	Випробування
Попередня інтерпретація Techlog			17	13,2	83	Пісковик	Газонасичений	

ВИСНОВКИ

Аналіз петрофізичних параметрів є ключовим етапом у визначенні порід-колекторів та відіграє важливу роль у процесі розвитку та експлуатації нафтогазових родовищ.

У даній роботі розкрито літолого-стратиграфічний опис та тектоніку родовища, розглянута методика виконання геофізичних досліджень свердловин Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища. Для досягнення поставленої мети дипломної роботи були розраховані коефіцієнти пористості, глинистості, проникності та водонасичення в програмному забезпеченні Techlog.

На основі розрахованих фільтраційно-ємнісних параметрів була проведена комплексна інтерпретація розрізу свердловини в інтервалі 4150,0 – 4975,0 м та визначені потенційні продуктивні колектори:

- 4188,0 – 4199,0 м - з коефіцієнтом пористості - 14,1 % та коефіцієнтом газонасичення – 90 %;
- 4470,0 – 4473,0 м - з коефіцієнтом пористості - 11,8%, коефіцієнтом газонасичення 85
- 4747,0 – 4749,2 м - з коефіцієнтом пористості - 10,6%, коефіцієнтом газонасичення – 83%;
- 4781,0 – 4783,0 м - з коефіцієнтом пористості - 11,8%, коефіцієнтом газонасичення 86%;
- 4890,0 – 4893,0 м - з коефіцієнтом пористості 11,8%, коефіцієнтом газонасичення 91%;
- 4895,0 – 4896,8 м - з коефіцієнтом пористості 12,9%, коефіцієнтом газонасичення 72%;

- 4913,4 – 4916,0 м - з коефіцієнтом пористості 14,1%, коефіцієнтом газонасичення 82%.

Інтервали 4890,0 – 4893,0 м, 4895,0 – 4896,8 м та 4913,4 – 4916,0 м були випробувані перфоратором та був отриманий незначний приплив газу, що підтверджує ефективність застосування комп'ютерних методів для визначення продуктивних пластів.

Результати даної роботи є перспективними, оскільки вони направлені на оцінку глибокозалягаючих горизонтів, а також допомагають вивчити їх фільтраційно-ємнісні параметри та зробити припущення щодо розташування продуктивних пластів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Білик А. О., Вакарчук Г.І., Іванчишин В.А. 2002. Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини – Чернігів – 111 с.

Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А., Гладун В.В., Швидкий О.А., Вижва С.А., Філюшкін К.К., Харченко М.В., Кабишев Ю.Б., Башкіров Г.Л. 2013. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтогазоносного регіону України: Монографія. – Режим доступу: http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/mono_USHU/5_Shale_Gas_and_Oil.pdf

Вакарчук С.Г. 2003. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю / Вакарчук С.Г. – Чернігів: ЦНТЕІ. – 163 с.

Гаранін О.А. Поділ порід-колекторів на групи за даними комплексу петрофізичних і геофізичних вимірювань. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 4(53). – Режим доступу: <https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/582>

Гончаров В.Є. 2006. Сублокальний геологічний прогноз нафтогазоперспективних об'єктів (на прикладі Талалаївського виступу Дніпровсько-Донецької западини) - Івано-Франківськ, 2006. - 196 с. - 183-196.

Дахнов В. Н. 1982. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. М.: Недра. – 448 с.

Іванюта М.М. (1998). Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т.2: Східний нафтогазоносний регіон. - Львів : УНГА - 923 с. Режим

доступу:<http://library.nung.edu.ua/atlas-rodovishch-nafti-ii-gazu-ukrayini-v-shesti-tomakh.html>

Колос В. Я., Маєвський Б.Й. 2001. Перспективи нафтогазоносності північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини / Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу - № 1(1). - С. 5-8.

Латышова, М.Г. (1991). Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М: Недра. – 182 с.

Лепигов Г.Д., Ковалев Б.С. 1971. Объяснительная записка. Серия Днепровско – Донецкая. Лист М-36-XXIII. Москва: «Недра».

Лукин А.Е. 1999. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рифов / Лукин А.Е., Вакарчук С.Г. // Геол. журн. – № 2 (288).

Кашуба Г.О., Муц С.Є. 2009. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14–17 жовтня 2009 р. – Київ. – С. 178–180.

Муц С.Є. (2010). Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу. Наука – в орибітцтву. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, Вип.1(34).

Режим

доступу:<http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4092/1/981p.pdf>

Тиаб Дж., Доналдсон Э. 2009. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых

флюидов / Перевод с английского. М.: ООО «Премиум инжиниринг» – 868 с.

Федоришин Д.Д., Трубенко О.М., Федоришин С.Д., Потятинник Т.В., Громяк О.А. (2015). Визначення коефіцієнта залишкового водонасичення поліміктових пісковиків родовищ нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині. Мат.-ли конференції «Modern problems and ways of their solution in science, transport, production and education' 2015». Геологія – геохімія і геофізика. – Режим доступу: <http://www.sworld.education/index.php/ru/conference/the-content-of-conferences/archives-of-individual-conferences/june-2015>

Techlog Conventional Log Analysis Workflow/ Solutions Training, Version 2010. – Режим доступу: https://www.academia.edu/27986579/Docslide_us_techlog_manual

Techlog – программный комплекс для петрофизической интерпретации. – Режим доступу: <https://sis.slb.ru/products/techlog/>