

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: «Фільтраційно-ємнісне обґрунтування ефективності породи-колектора глибокозалягаючих горизонтів на основі даних ГДС (на прикладі Оленківського родовища)»

Виконала студентка 2-го курсу магістратури
кафедри геофізики
Анастасія ГРИЩЕНКО

Науковий керівник кандидат геологічних наук,
доцент Ірина БЕЗРОДНА

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

Завідувач кафедри кандидат геологічних наук,
доцент Віктор ОНИЩУК

Київ – 2023

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	8
1.1 <i>Відомості про адміністративне та географічне положення</i>	8
1.2 <i>Природно кліматичні умови</i>	9
1.3 <i>Геолого-геофізична вивченість</i>	9
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	14
2.1. <i>Літолого-стратиграфічний опис</i>	14
2.2. <i>Тектоніка</i>	16
3. ОГЛЯД ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ INTERACTIVE PETROPHYSICS	18
3.1. <i>Опис програмного забезпечення та його функціональні можливості</i>	18
3.2. <i>Використання програмного забезпечення для обґрунтування ефективності породи-колектора</i>	21
4. ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ СВЕРДЛОВИН РОДОВИЩА	24
4.1. <i>Аналіз даних ГДС Оленківського родовища за допомогою програмного забезпечення Interactive Petrophysics</i>	25
4.1.1. <i>Вхідні дані та перевірка їх якості</i>	25
4.1.2. <i>Зшивання кривих ГДС</i>	26
4.1.3. <i>Прив'язка кривих ГДС за глибиною</i>	27
4.1.4. <i>Прив'язка горизонтів за глибиною</i>	28
4.2. <i>Визначення петрофізичних параметрів порід Оленківського родовища</i>	32
4.2.1. <i>Розрахунок коефіцієнту глинистості</i>	32
4.2.2. <i>Визначення коефіцієнту пористості</i>	33
4.2.3. <i>Обчислення коефіцієнта проникності</i>	40
4.2.4. <i>Розрахунок коефіцієнту водонасичення</i>	43
4.3. <i>Виділення продуктивних порід-колекторів свердловин Оленківського родовища</i>	45
4.3.1. <i>Ув'язка значень пористості та проникності за керном із відповідними кривими, розрахованими за даними ГДС</i>	45
4.3.2. <i>Літологічне розчленування розрізу свердловин</i>	48

4.3.3. Виділення продуктивних пластів	49
5. РЕЗУЛЬТАТИ ВИВЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СВЕРДЛОВИН ОЛЕНКІВСЬКОГО РОДОВИЩА	51
<i>5.1. Комплексна інтерпретація даних ГДС та виділення продуктивних пластів свердловин.....</i>	<i>51</i>
5.1.1. Свердловина №103.....	51
5.1.2. Свердловина №109.....	60
<i>5.2. Фільтраційно-ємнісне обґрунтування ефективності порід- колекторів свердловин Оленківського родовища</i>	<i>66</i>
ВИСНОВКИ	70
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
КМЗХ	кореляційний метод заломлених хвиль
АК	акустичний каротаж
ІК	індукційний каротаж
ГК	гамма-каротаж
ГГК	гамма-гамма каротаж
ННК	нейтрон-нейтронний каротаж
ННКм	нейтрон-нейтронний каротаж малого зонду
ННКв	нейтрон-нейтронний каротаж великого зонду
ГЗ	градієнт-зонд
ПЗ	потенціал- зонд
ГГК-Щ	гамма- гамма щільнісний каротаж
ФЄВ	фільтраційно- ємнісні властивості
$K_{гл}$	коефіцієнт глинистості
K_p	коефіцієнт пористості
$K_p^{гр}$	коефіцієнт пористості граничне значення
$K_{пр}$	коефіцієнт проникності
K_v	коефіцієнт водонасичення
$K_{з.п}$	коефіцієнт загальної пористості
$K_{е.п}$	коефіцієнт ефективної пористості
K_r	коефіцієнт газонасичення
IP	програмне забезпечення Interactive Petrophysics
MD	вимірювальна глибина
TVDSS	абсолютна глибина

NMR	ядерно- магнітний каротаж
CLDC	каверномір
CALI	каверномір
GRGC	гамма- каротаж
Rt	істинний опір пласта
R20T	опір за індукційним каротажем для зонду 20
R30T	опір за індукційним каротажем для зонду 30
R40T	опір за індукційним каротажем для зонду 40
R60T	опір за індукційним каротажем для зонду 60
R85T	опір за індукційним каротажем для зонду 85
RTAO	опір пласта за індукційним каротажем
NPRL	нейтронна пористість за вапняком
DEN	щільність за гамма- гамма каротажем
DTC	інтервальний час поздовжньої хвилі
DTP	інтервальний час поздовжньої хвилі
W	водневий індекс
VCL	коефіцієнт глинистості
PHIE_Ac	коефіцієнт ефективної пористості за акустичним методом
PHIE_Neu	коефіцієнт ефективної пористості за ННК
PHIE_D_N	коефіцієнт ефективної пористості за ННК – ГГК-Щ
PHIE_FIN	фінальний коефіцієнт ефективної пористості
PHIE_Cutoff	граничне значення коефіцієнту ефективної пористості
PHI_Core	коефіцієнт пористості за керном
PERM_Core	коефіцієнт проникності за керном
PERM_Fin	коефіцієнт проникності
SwArch	коефіцієнт водонасичення за рівнянням Арчі
SwCutoff	граничне значення коефіцієнту водонасичення

ВСТУП

Розвиток нафтогазової галузі та розробка глибокозалягаючих родовищ є надзвичайно важливими завданнями для України, оскільки енергетична галузь - не лише важлива, але й ключова для економіки України. Зростаючий попит на нафту та газ в усьому світі ставить перед країнами-виробниками важливі завдання. Україна не є винятком. В умовах зменшення кількості нових нафтогазових родовищ, розвиток глибокозалягаючих горизонтів стає надзвичайно важливим. Пошуки та розвідка таких родовищ є складними завданнями, оскільки при збільшенні глибинності досліджень ускладнюється геологічна будова резервуару, збільшуються пластові тиски, що ускладнює оцінку та видобуток вуглеводнів. Успішне освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин у межах центрального сегмента Дніпровсько-донецької западини (ДДЗ) дасть змогу найближчими роками істотно збільшити (на 20 - 25 млрд м³) видобуток газу (Лукин А.Е., 2014), а потім перейти до планомірного здійснення й інших напрямів пошуково-розвідувальних робіт, що у близькій перспективі цілком забезпечить енергетичну незалежність України.

Інтерпретація даних ГДС та обґрунтування ефективності порід-колекторів глибокозалягаючих горизонтів дає можливість збільшити видобуток без затрат на буріння завдяки освоєнню низькопористих ущільнених колекторів.

Найбільш ефективними та поширеними методами визначення петрофізичних параметрів через відкритий стовбур є радіоактивний (гамма-каротаж (ГК), гамма- гамма щільнісний каротаж (ГК-Щ), нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)), акустичний, індукційний та електричний методи ГДС.

Завдяки комплексному підходу використання результатів вимірювань вказаних методів ГДС можна розрахувати розширений перелік петрофізичних параметрів, які визначають ефективність виділених порід-колекторів, наприклад, коефіцієнти глинистості, пористості, проникності та водонасичення, які є найважливішими їх фільтраційно-ємнісними параметрами.

Мета даної роботи – фільтраційно-ємнісне обґрунтування ефективності породи-колектора глибокозалягаючих горизонтів за даними комплексу каротажних досліджень в товщі теригенних порід турнейського та візейського ярусів Оленківського родовища.

Об'єкт дослідження – дані ГДС свердловин №103 та №109 Оленківського родовища в інтервалі глибин 5140 – 5704 м.

Предмет дослідження – фільтраційно – ємнісні властивості продуктивних пластів в інтервалі 5140 – 5704м для свердловин №103 та №109 Оленківського родовища.

Задачі, що ставились в роботі:

- Вивчення та аналіз геологічної будови Оленківського родовища;
- аналіз можливостей програмного забезпечення «Interactive Petrophysics»;
- виконання обробки даних геофізичних досліджень свердловин;
- розрахунок фільтраційно – ємнісних властивостей порід;
- виділення продуктивних пластів;
- виконання кількісної оцінки параметрів продуктивних пластів;
- обґрунтування ефективності порід-колекторів Оленківського родовища.

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

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Відомості про адміністративне та географічне положення

В адміністративному відношенні досліджена площа розташована на території Шишацького, Миргородського, Зіньківського та Гадяцького районів Полтавської області України, в 50 км на північний захід від м. Полтава (рис.1.1) .

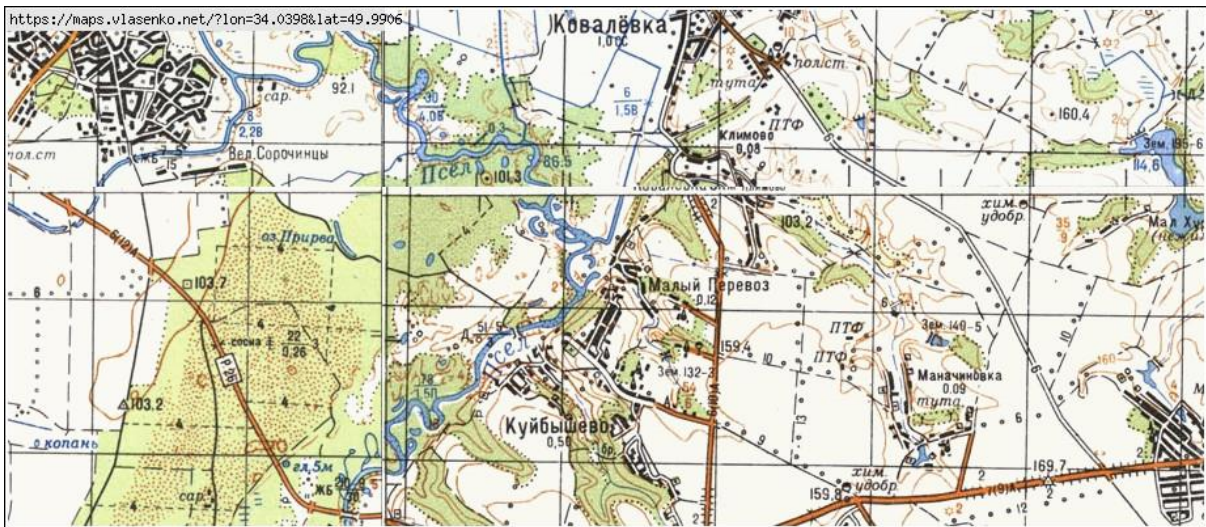


Рис.1.1 – Оглядова топографічна карта району досліджень масштабу 1:200 000

Найближчими населеними пунктами району досліджень є села: Малий Перевоз, Великі Сорочинці, Манячиновка, Вертелецьке. В 23 км на південний захід проходить залізна дорога Харків-Київ, а ще південніше – автомагістраль того ж напрямку.

В економічному відношенні район сільськогосподарський. Основний вид заняття населення – землеробство і тваринництво. Незначна частина населення зайнята в переробній промисловості.

1.2 Природно кліматичні умови

В геоморфологічному відношенні родовище розміщене в Придніпровській низовині в долині р. Псел, лівої притоки р. Дніпро. За характером рельєфу площа району досліджень являє собою еродовану рівнину, розчленовану балками і ярами.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою $+7,2^{\circ}\text{C}$, річною кількістю опадів – 490-500 мм. Найбільш холодний місяць – січень, з середньою температурою -8°C , найбільш жаркий – липень, з середньомісячною температурою $+20\div 25^{\circ}\text{C}$.

Корисними копалинами район не багатий. Крім відкритих покладів вуглеводнів корисні копалини представлені будівельними пісками і глинами. В долині р. Псел ведеться видобуток торфу

1.3 Геолого-геофізична вивченість

На площі робіт і сусідніх ділянках виконаний значний обсяг геолого-геофізичних досліджень, що включають магнітометричні, гравірознавчальні і сейсморозвідувальні роботи, а також структурно – картувальне, пошуково-розвідувальне буріння.

Електророзвідувальні роботи проводились на площі досліджень в 1961 р. і 1970 р. За даними вертикального електричного зондування тут відзначається збільшення значень сумарної провідності (S), пов'язане із збільшенням товщини хемогенних відкладів пермського віку.

Гравіметричне поле дослідженої площі, в основному, представлено позитивними значеннями $F(\Delta g)$. Дослідженнями 1966, 1980, 1981 рр. тут виділений регіональний максимум сили тяжіння, на фоні якого відзначаються локальні мінімуми, що співпадають з прогинами.

Основні відомості про геологічну будову району досліджень отримані за результатами сейсмозвідувальних і бурових робіт.

В межах площі відпрацьований ряд профілів КМЗХ, за якими вивчена будова поверхні кристалічного фундаменту, глибина залягання якого в межах досліджуваної площі становить 8-8,5 км.

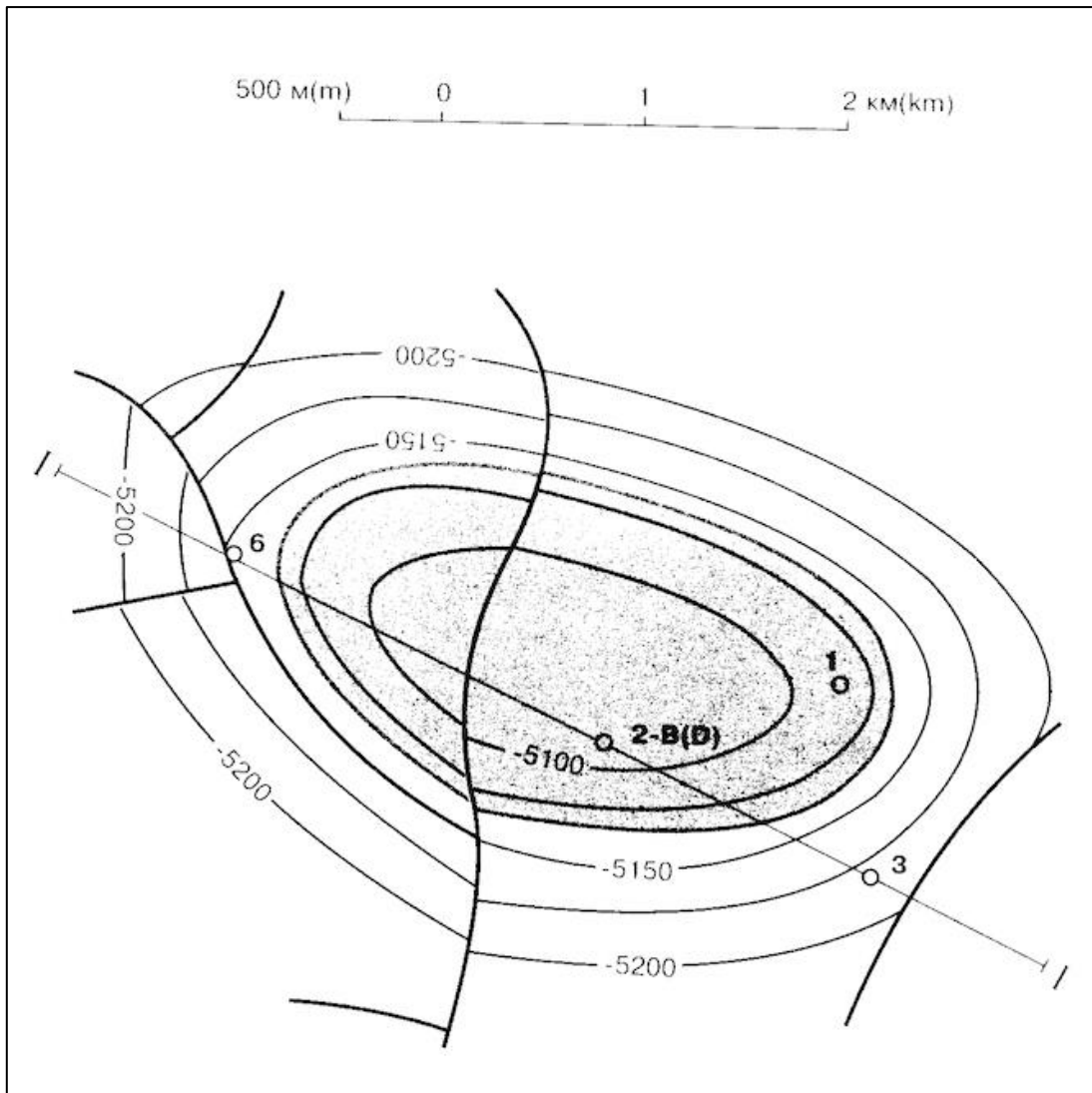
В 1966 р. у межах площі сейсмозвідувальними роботами у відкладах карбону виявлена структурна тераса (*Липська Г.Т., 1999*). Детальними геофізичними дослідженнями 1970 – 1971 рр. по горизонтах Пермі і Карбону вона вже зафіксована як антикліналь і підготовлена до пошукових робіт. Буріння розпочате в 1974 р.

На 1994 р. пробурено чотири пошукові і розвідувальні свердловини, якими розкрито розріз осадових порід від четвертинних до нижньовізейських.

По покрівлі горизонту В-17б (верхньовізейський під'ярус) структура має форму симетричної брахіантикліналі північно-західного простягання (рис. 1.2). Розміри її по замкненій ізогіпси – 5200 м 4,5×2,9 км, амплітуда 120 м. Підняття ускладнене скидами (*Іванюта М.М., 1998*).

З 1975 р. по 2001 р. в межах структури пробурено шість свердловин - № 1, 2, 3, 4, 9, 51, які дали змогу оцінити осадову товщу від четвертинних до нижньокам'яновугільних (верхньовізейський ярус) відкладів включно (рис. 1.3).

В результаті буріння свердловини № 2 в 1990 році було відкрито Оленківське родовище. При випробуванні якої в 1990 р. з верхньовізейських відкладів (продуктивний горизонт В-17в, інтервал 5329-5366 м) одержано фонтан газу дебітом 191 тис. м³ і конденсату – 31,2 т на добу через діафрагму діаметром 14 мм. В цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс (*Іванюта М.М., 1998*).



**Рис.1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту
В–176 за В.П. Лещенком (Іванюта М.М., 1998)**

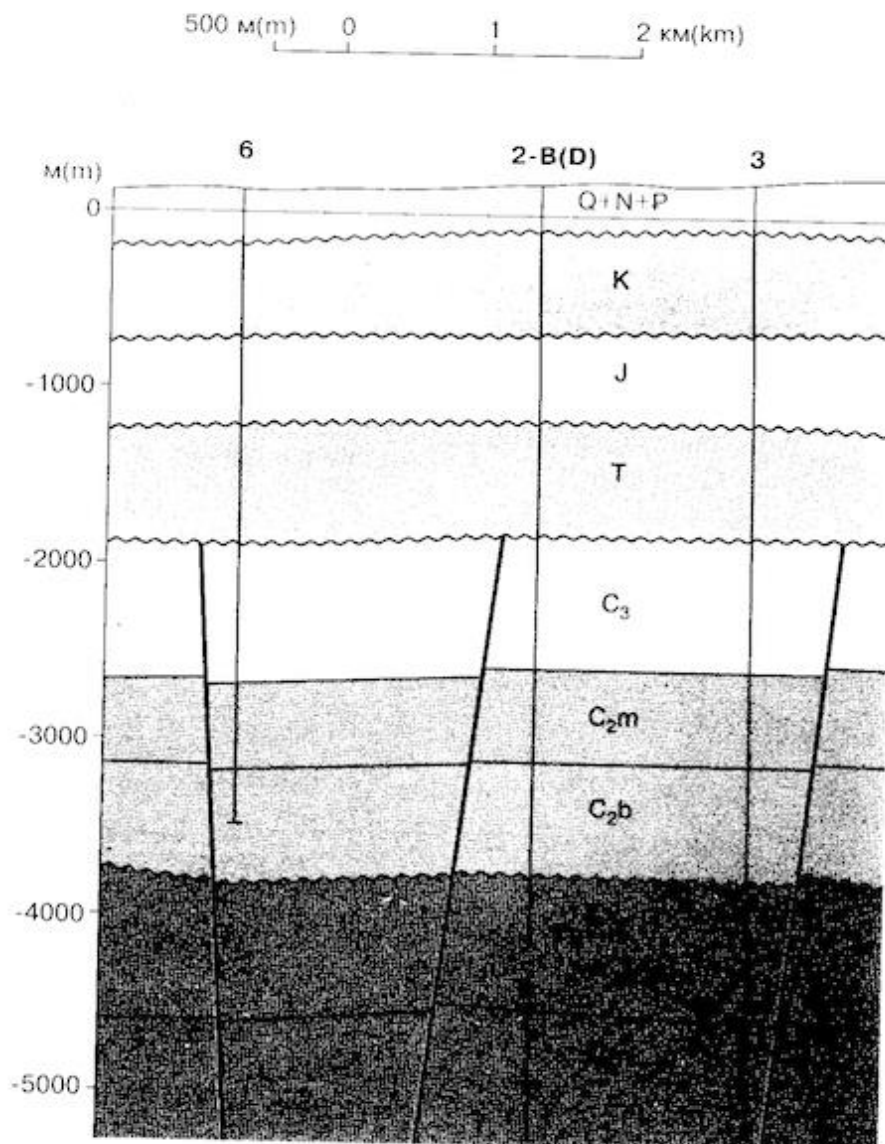
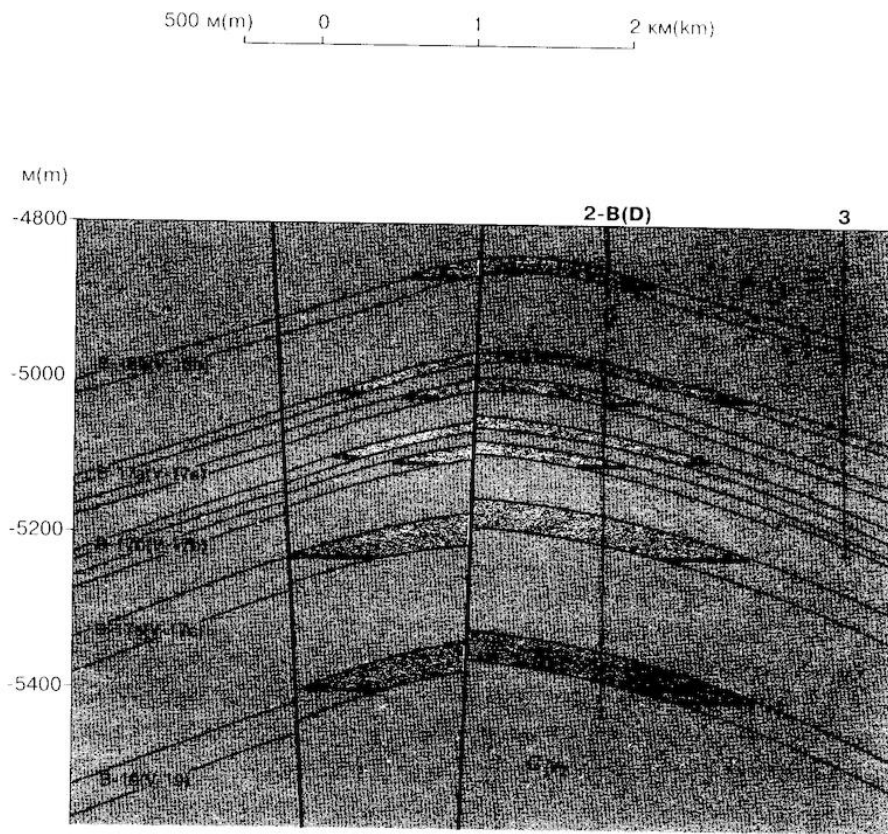


Рис.1.3 – Геологічний розріз свердловини по лінії I-I за Г.С. Свириденком (Іванюта М.М., 1998)

Протягом 1990-1993 років з піщаних горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19 були отримані промислові припливи газу та конденсату (рис.1.4). Поклади масивно-пластові, пластові тектонічно екрановані. Режим розробки газовий.



***Рис.1.4 – Геологічний розріз продуктивної частини по лінії I-I за
Г.С. Свириденком (Іванюта М.М., 1998)***

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1. Літолого-стратиграфічний опис

У геологічній будові осадового комплексу відкладів Оленківського родовища приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, загальною товщею до 8,5 км, які залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту.

Свердловини пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння розкрили відклади від четвертинних до девонських. Найбільш давніми утвореннями, що розкриті на площі є відклади фаменського ярусу девонської системи (Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др., 1989).

Продуктивні інтервали Оленківського родовище належать саме до кам'яновугільної системи, а саме до візейського та турнейського ярусів.

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 № 17 складає 230 м.

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

Вапняки темно-сірі, сірі, прихованокристалічні, глинисті, масивні, щільні, місцями доломітові, органогенно-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. 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 № 17, складає 282-303 м.

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

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, покраплені 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, органогенно-детритові з численними рештками уламків криноїдей, брахіопод, гастропод, уривків водоростей і моховаток. З комплексом форамініфер

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. 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.

2.2. Тектоніка

Оленківське газоконденсатне родовище відповідно до існуючого тектонічного районування розташоване у межах приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, та знаходиться на продовженні однієї із осей Солохівсько-Диканської зони антиклінальних структур. Кристалічний фундамент в цій частині грабену залягає на значних глибинах, що зумовлює наявність значного за потужністю осадового чохла (8-9,5 км).

По поверхні кристалічного фундаменту тут простежується Сулимівський виступ, що відгалужується від широкого крайового Лубенсько-Білоцер-

ківського виступу. Він моноклінально занурюється в бік осьової частини западини від 6,5 км до 9 км, і поступово переходить у сідло, яке розділяє два великих прогини Лютенський і Солохівський. Оленківське родовище розташоване у межах північно-західного схилу Сулимівського виступу, де глибина залягання кристалічного фундаменту досягає 8-9 км.

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 (Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др., 1989).

У верхньовізейських відкладах Оленківське підняття представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання.

Тобто, можна зробити висновок про формування структур у візейський час за умов слабкоконсидиментаційного режиму.

Аналіз результатів буріння та промислово-геофізичних досліджень виявили літологічну мінливість пластів-колекторів у продуктивній частині розрізу як за площею, так і по вертикалі, що приводить до відсутності надійних сейсмічних відбиттів.

3. ОГЛЯД ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ INTERACTIVE PETROPHYSICS

3.1. Опис програмного забезпечення та його функціональні можливості

Interactive Petrophysics (IP) - це програмне забезпечення для обробки та аналізу даних геофізичних досліджень, яке використовується в нафтогазовій промисловості.

IP дозволяє користувачам обробляти та аналізувати дані з різних джерел, включаючи каротажні дані свердловин, дані сейсмозвідки, магнітно-резонансні дані та інші. Дане програмне забезпечення допомагає створювати моделі гідродинамічних систем, визначати петрофізичні параметри гірських порід, керувати операціями буріння, розвідки та розробки нафтогазових родовищ (*Interactive Petrophysics V3.6 Online Help, 2010*).

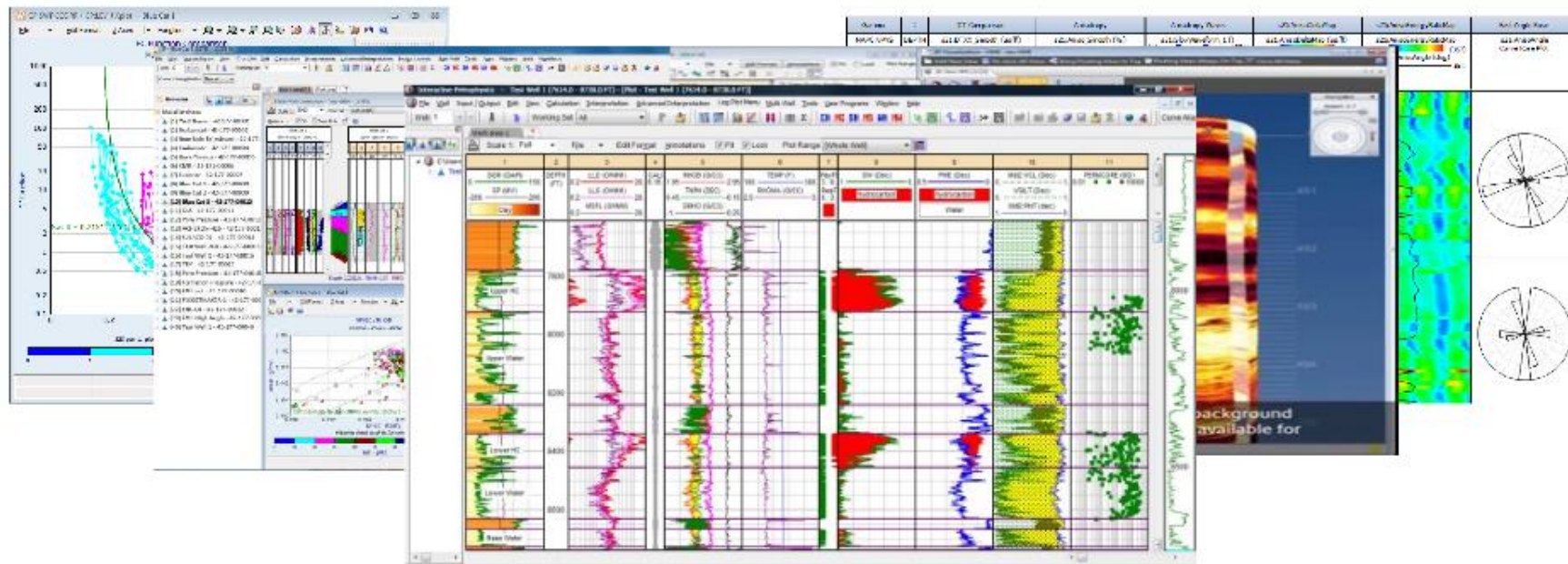


Рис.3.1 – Програмне забезпечення *Interactive Petrophysics* та його можливості (*Interactive Petrophysics V3.6 Online Help,2010*)

Основними можливостями IP є:

- Завантаження та імпорт даних: IP дозволяє завантажувати дані з різних джерел, включаючи файли форматів LAS, ASCII та DLIS. Крім того, IP може імпортувати дані з баз даних петрофізики, таких як Recall та Techlog;
- Побудова літостратиграфічних колонок: програмне забезпечення дозволяє побудувати літостратиграфічну колонку, що відображає відносний вік;
- Візуалізація геофізичних даних: IP дозволяє візуалізувати геофізичні дані, такі як каротажні криві, гравітаційні та магнітні дані, що допомагає зрозуміти геологічну будову регіону, який досліджується;
- Кількісна інтерпретація петрофізичних параметрів: IP дозволяє обчислювати петрофізичні параметри, такі як пористість, проникність, водонасиченість та інші. Це допомагає встановити потенційну продуктивність нафтогазових родовищ та визначити ефективність експлуатації свердловин;
- Моделювання гідродинамічного потоку: IP дозволяє моделювати гідродинамічний потік нафти та газу у свердловинах, що допомагає встановити оптимальні параметри для експлуатації свердловини.

Загалом Interactive Petrophysics є потужним інструментом для аналізу та інтерпретації каротажу свердловин, який може допомогти геологам та інженерам приймати кращі рішення під час розвідки та видобутку нафтових і газових ресурсів.

3.2. Використання програмного забезпечення для обґрунтування ефективності породи-колектора

Interactive Petrophysics є потужним інструментом для аналізу даних ГДС. Це програмне забезпечення дозволяє виконувати різноманітні обчислення та аналізувати дані з різних джерел, таких як лабораторні дослідження, геофізичні дослідження та бурові дані.

Одним з основних застосувань Interactive Petrophysics є оцінка ефективності породи-колектора. Це можна зробити, використовуючи різні методи, такі як аналіз пористості та проникності, визначення геометрії та розмірів пор, аналіз складу та структури породи, а також моделювання потоку рідини в пористому середовищі (*Interactive Petrophysics V3.6 Online Help, 2010*).

За допомогою Interactive Petrophysics можна виконувати такі операції, як:

- Розрахунок коефіцієнта глинистості: для побудови літологічної колонки та розрахунку подальших петрофізичних властивостей;
- Визначення коефіцієнту пористості: програмне забезпечення дає можливість обрати декілька моделей розрахунку коефіцієнта пористості, використовуючи криві акустичного, нейтронного та гамма-щільнісного каротажу;
- Обчислення коефіцієнту проникності: використовуючи формулу Коатса або Тимура можна розрахувати проникність породи – колектора;
- Розрахунок коефіцієнта водонасичення: використовується спеціальний модуль «Porosity and Sw», який дає змогу обрати різні

методи та формули для коректного розрахунку коефіцієнта водонасичення (наприклад, метод Арчі, Подвійна вода, Індонезійський та інші);

- Виділення продуктивних пластів: використовуючи функцію Cut Off в IP та граничні значення, які отримали за допомогою лабораторних досліджень, можна ефективно виділити резервуари нафти та газу.

Також зараз за допомогою новітніх технологій ГДС, наприклад Ядерно-магнітний каротаж, можна обчислити проникність, розрізнити вільну та зв'язану воду, виконати розподіл пор за розміром, обчислити змочуваність гірської породи, а також розрахувати ефективну та загальну пористості. В програмному забезпеченні IP все це можна обчислити за допомогою модуля NMR Interpretation.



Рис.3.2 – Програмне забезпечення Interactive Petrophysics та його можливості для обґрунтування ефективності породи-колектора (Interactive Petrophysics V3.6 Online Help,2010)

4. ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ СВЕРДЛОВИН РОДОВИЩА

Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин проводилась в програмному забезпеченні Interactive Petrophysics (IP). Для інтерпретації був використаний різний набір даних.

Алгоритм обробки та інтерпретації (*Латышова, 1991*) складається з наступних етапів:

- завантаження каротажних діаграм та перевірка якості вхідних даних;
- зшивання кривих ГДС та прив'язка кривих ГДС з глибиною;
- прив'язка горизонтів до глибини;
- розрахунок коефіцієнту глинистості $K_{гл}$ за лінійним методом;
- розрахунок коефіцієнтів загальної $K_{з.п}$ та ефективної $K_{е.п}$ пористості за методами АК (рівняння Реймер-Хант-Гарднер), ННК-ГГК (за допомогою кросс-плоту) та ННК;
- визначення коефіцієнта проникності $K_{пр}$ за модифікованим рівнянням Коатса;
- обчислення коефіцієнту водонасичення K_v за формулою Арчі;
- ув'язка значень ФЄВ за керном із відповідними кривими, розрахованими за даними ГДС;
- літологічне розчленування розрізу свердловин;
- внесення граничних значень петрофізичних параметрів та виділення продуктивних пластів.

4.1. Аналіз даних ГДС Оленківського родовища за допомогою програмного забезпечення Interactive Petrophysics

4.1.1. Вхідні дані та перевірка їх якості

Ключовим завданням перед початком інтерпретації є обробка та перевірка якості вхідних даних. Родовище містить різний набір даних ГДС.

У свердловині №103 доступні дані ГДС, які записані приладами вітчизняного виробництва. Використовувались криві радіоактивного (ГК, нейтрон – нейтронний каротаж малий зонд (ННКм) та нейтрон – нейтронний каротаж великий зонд (ННКв)), акустичного (АК), електричних методів (градієнт – зонд (ГЗ) та потенціал – зонд (ПЗ)) та кавернометрії у форматі LAS 2.0.

Свердловина №109 містить набір даних ГДС, які записані сучасними приладами міжнародних компаній. Вхідними даними були криві радіоактивного (гамма – каротаж (ГК), гамма – гамма – каротаж щільнісний (ГГК-Щ), нейтрон – нейтронний каротаж (ННК)), акустичного (АК), індукційного (ІК) методів та кавернометрії. Крім того, представлені лабораторні дослідження керну по двадцять одному зразку, які містять інформацію про проникність, пористість та густину зразків.

Також було представлено дані інклінометрії для розрахунку абсолютної глибини TVDSS (True vertical depth subsea) (рис.4.1).

Для певних кривих свердловини №103 потрібно було виконати зшивання та прив'язку кривих ГДС за глибиною, оскільки дані попередньо не було підготовлено для подальшої інтерпретації. З набором кривих ГДС свердловини №109 не потрібно було виконувати жодних маніпуляцій.

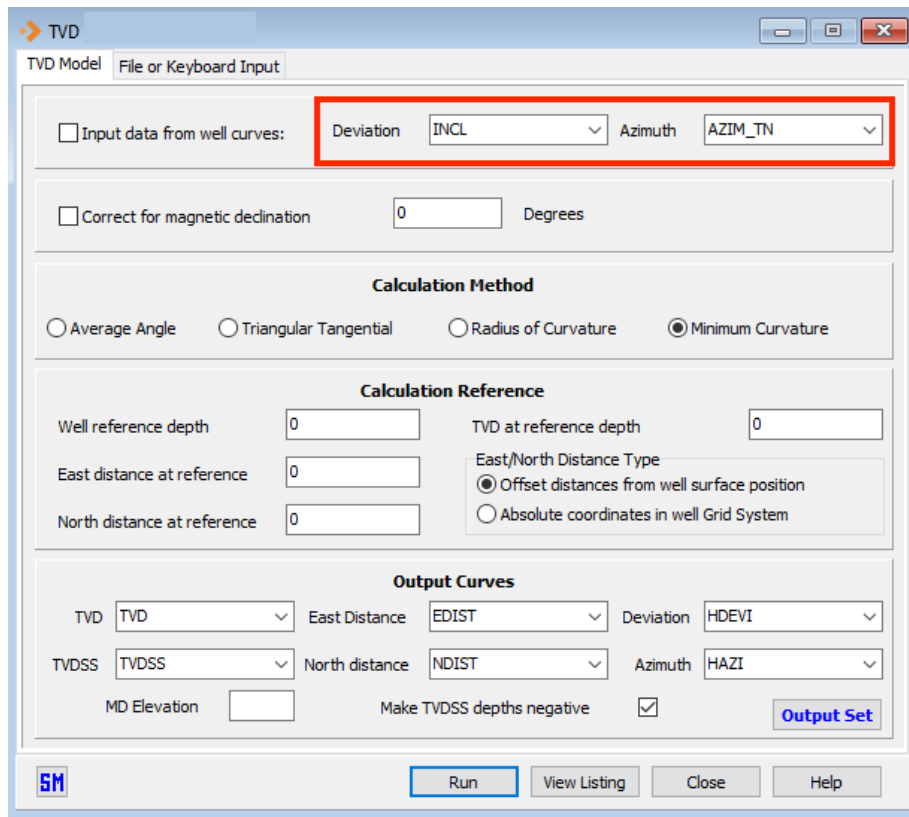


Рис.4.1 – Розрахунок абсолютної глибини TVDSS (True vertical depth subsea)

4.1.2. Зшивання кривих ГДС

Функція Interactive Curve Splice (рис.4.2) дозволяє користувачеві з'єднувати кілька кривих, щоб утворити одну безперервну криву. Це може бути корисним для видалення недостовірних значень або погано записаних фрагментів, а також об'єднати та підготувати криву для подальшого використання. На рис. продемонстровано, як за допомогою даної функції в програмному забезпеченні була зшита крива ГК. Також дану маніпуляцію було застосовано для кривих АК та кавернометрії для свердловини №103.

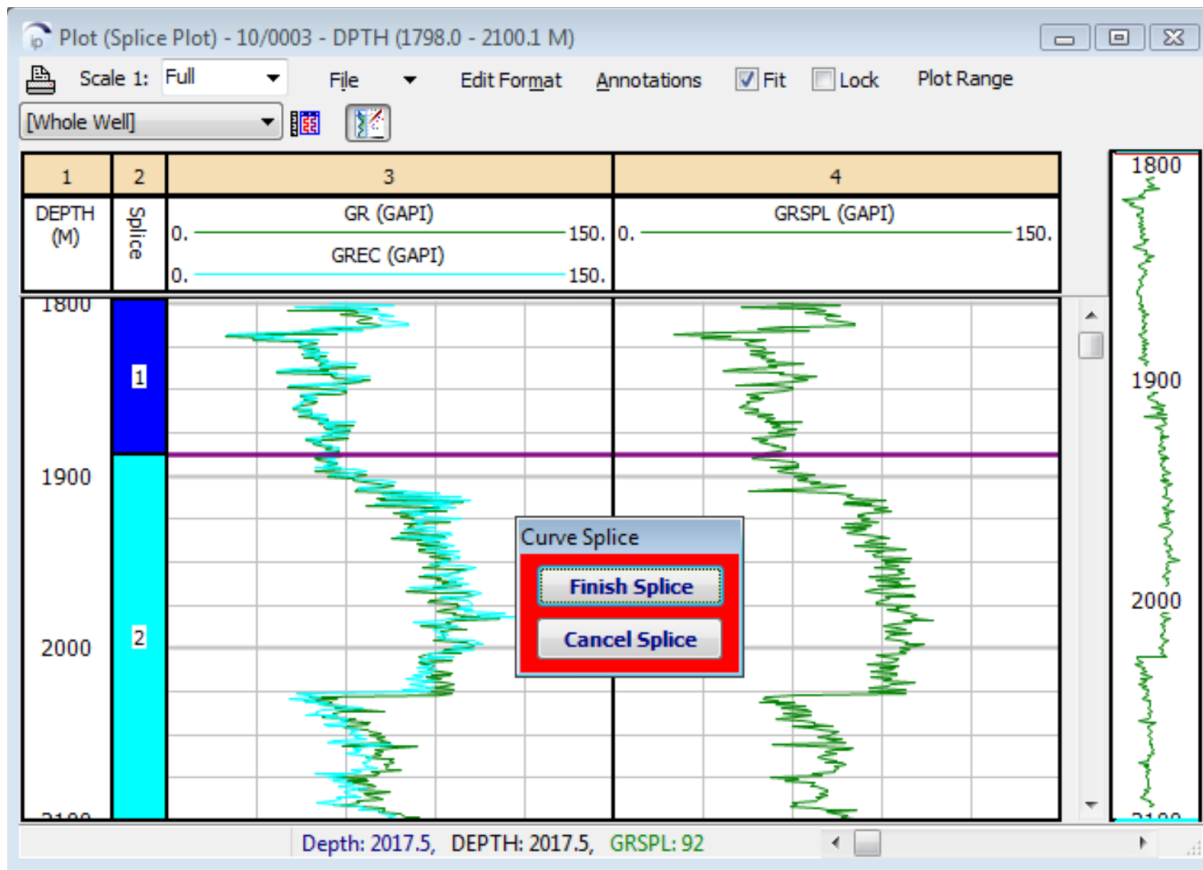


Рис.4.2 – Зшивання кривих за допомогою функції Interactive Curve Splice

4.1.3. Прив'язка кривих ГДС за глибиною

Прив'язка кривих ГДС за глибиною є важливим етапом під час геофізичної інтерпретації даних досліджень свердловин. Вона виконується для точнішого визначення глибини різних геологічних формацій та властивостей пластів, таких як мінералізація, пористість, проникність тощо, тому що це суттєво впливає на видобуток нафти та газу. Цей процес дозволяє встановити межі пластів, їх товщину, а також визначити рівень нафтогазонасиченості.

В програмному забезпеченні IP представлений модуль Interactive Depth Shift, він дає змогу зміщувати одну чи декілька кривих у глибину відносно іншої «еталонної» кривої. Прив'язка кривих за глибиною може бути виконана:

1. вручну – за допомогою розтягування або стиснення кривої відносно «еталонної», або використання блокових зсувів глибини для переміщення цілих кривих вгору або вниз відносно «еталонної» кривої;
2. автоматично – за допомогою вбудованої функції Auto-Depth Shift.

В даному випадку (рис.4.3) було використано блокову прив'язку кривої АК відносно «еталонної» кривої, якою була крива ГК.

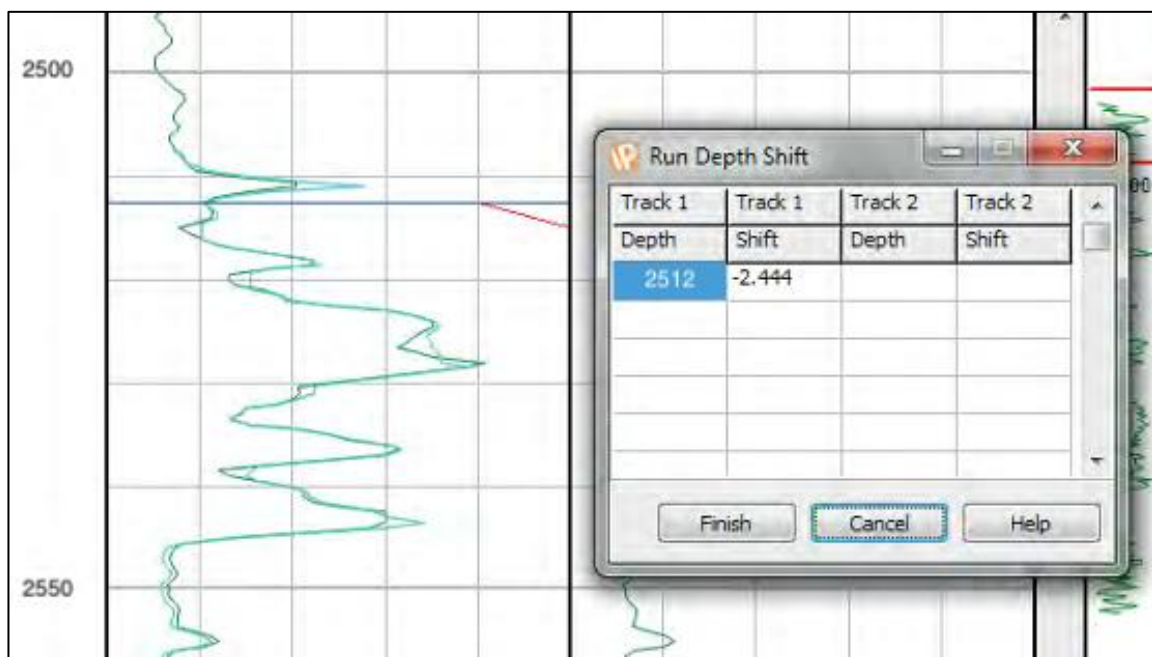


Рис.4.3 – Блокова прив'язка кривої АК відносно «еталонної» кривої використовуючи функцію Interactive Depth Shift

4.1.4. Прив'язка горизонтів за глибиною

У геологічній будові осадового комплексу відкладів Оленківського родовища беруть участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, загальною товщею до 8,5 км, які залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту.

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

Було виконано прив'язку горизонтів за глибиною для точного встановлення віку порід-колекторів, використовуючи дані, які представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Система	Період, ярус, горизонт	Заміряна глибина	
		Покрівля, м	Підошва, м
PI	PI	79	316
К	К	316	734,68
	К1	734,68	865,98
J	J	865,98	1124,95
	J2	1124,95	1350,88
Т	Т	1350,88	1568,79
	Трк	1568,79	1703
	Тр	1703	1857,79
	Трг	1857,79	2018,36
Р	Р	2018,36	2135,69
С	С3	2135,69	2218
	С33	2218	2324,88
	С32	2324,88	2567,64
	С331	2567,64	2785,2
	С2m	2785,2	2876,03
	С2m7	2876,03	3051,35
	С2m6	3051,35	3153,94
	С2m5	3153,94	3304,16
	С2b	3304,16	3401,67
	С2b3	3401,67	3672,98
	С2b2	3672,98	3802,88
	С2b1(В-10)	3802,88	3859,35
	С2b0	3859,35	3940
	С1s	3940	4180
	С1s2 VIII	4180	4349,87
	С1s1 IX	4349,87	4716,82
	С1v2(V-14)	4716,82	4835
V-15	4835	4937,52	
V-16v4	4937,52	4949,14	

	V-16v3	4967,97	4973,25
	V-16v2	4985,2	5002,85
	V-16v1	5011,19	5038,98
	V-16n6	5062,25	5064,48
	V-16n5	5066,4	5076,05
	V-16n4	5084,96	5094,16
	V-16n3	5098,09	5105,14
	V-16n2	5107,57	5122,16
	V-16n1	5137,62	5138,7
	V-17v7	5146,17	5157,34
	V-17v6	5165,16	5191,45
	V-17v5	5194,04	5198,1
	V-17v4	5199,5	5202,17
	V-17v3	5204,14	5207,47
	V-17v2	5211,36	5218,78
	V-17v1	5231,18	5256,94
	V-17n2	5263,63	5300,77
	V-17n1	5300,77	5313,64
	V-18-8	5321,09	5337,15
	V-18-7	5340,77	5355,23
	V-18-6	5358,53	5370
	V-18-5	5379,08	5391,29
	V-18-4	5391,29	5404,9
	V-18-3	5404,9	5420,96
	V-18-2	5420,96	5426,68
	V-18-1	5426,68	5449,84

Використовуючи функцію Manage Zones / Tops (рис.4.4) у програмному забезпеченні IP було додано стратиграфічні розбивки родовища до проекту та прив'язано до глибин.

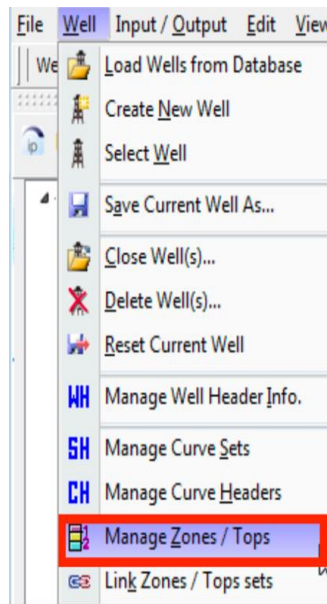


Рис.4.4 – Прив'язка стратиграфічних розбивок за допомогою функції *Manage Zones / Tops*

На рис. 4.5 продемонстровано таблицю з прив'язаними горизонтами родовища у проекті.

Tops (Zones) :

Zone Depths

Zone #	Zone Name	Zone Top	Zone Bottom	Zone Color	Lock Zone
1	Pl	80	298	Default	
2	K	298	728	Default	
3	K1	728	879	Default	
4	J	879	1132	Default	
5	J2	1132	1352	Default	
6	T	1352	1637	Default	
7	Tpk	1637	1712	Default	
8	Тр	1712	1874	Default	
9	Трg	1874	2010	Default	
10	P	2010	2106	Default	
11	C3	2106	2276	Default	
12	C33	2276	2362	Default	
13	C32	2362	2614	Default	
14	C331	2614	2799	Default	
15	C2m	2799	2884	Default	
16	C2m7	2884	3086	Default	
17	C2m6	3086	3175	Default	
18	C2m5	3175	3358	Default	
19	C2b	3358	3461	Default	
20	C2b3	3461	3777	Default	
21	C2b2	3777	3921	Default	
22	C2b1(B-10)	3921	3988	Default	

Non Executable Parameter set

Show Additional Zone Info Load / Save Parameter Sets

SM Run New Zone Delete Zone Plot Print Close Help

Рис.4.5 – Прив'язані горизонти Оленківського родовища у проекті

4.2. Визначення петрофізичних параметрів порід Оленківського родовища

4.2.1. Розрахунок коефіцієнту глинистості

При дослідженні характеристик потенційних порід-колекторів особливу увагу зосереджують на вмісті та кількісному співвідношенні глинистих мінералів в пласті (Тиаб, Дж., Доналдсон, Э., 2009). Розрахунок об'єму глинистих мінералів (коефіцієнт глинистості) є важливим етапом при вивченні властивостей порід-колекторів, оскільки в подальшому вони суттєво впливають на видобуток нафти та газу. В процесі інтерпретації даних ГДС потрібно розраховувати коефіцієнт глинистості та вносити поправки за глинистість, оскільки ці чинники є основними, які впливають на достовірність визначення загальної та відкритої пористості, а також водонасичення, що є кількісними характеристиками колекторських властивостей пластів. Глинистість є одним із важливих аспектів, що вносить похибку в результати визначення ефективної пористості за даними акустичного каротажу (АК).

В програмному забезпеченні IP представлений модуль Clay Volume, який дає змогу розрахувати глинистий об'єм розрізу свердловини. Коефіцієнт глинистості розраховано за методом гамма-каротажу (ГК). Для кожної стратиграфічної розбивки були внесені поправки, щоб більш коректно розрахувати глинистість. Було проведено лінії чистих неглинистих порід і чистих глин та застосовано граничні значення, яким відповідали максимуми та мінімуми кривої ГК на певному горизонті (Дахнов, В. Н., 1982). Серед багатьох методик розрахунку коефіцієнту глинистості було обрано лінійний метод. Його перевага над іншими в тому, що він дозволяє швидко та легко розрахувати об'єм глинистих мінералів на основі ГДС, крім того він є більш точнішим коли кут нахилу свердловини невеликий. Іншою перевагою лінійного методу є його гнучкість, тобто його можна використовувати для різних

типів формацій, як в глибоких, так і в мілких свердловинах.

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

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.

Zone #	Gr Use	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method	Steiber Constant	Use Percentile	Percentile Clean	Percentile Clay
1	<input type="checkbox"/>	25	164	Linear	2		5.37	92.9
2	<input type="checkbox"/>	19	174	Linear	2		1.71	97
3	<input type="checkbox"/>	19	173	Linear	2		1.71	96.6
4	<input type="checkbox"/>	25	200	Linear	2		5.37	104.7

Рис.4.5 – Внесення поправок та методу розрахунку глинистості за допомогою модуля Clay Volume

4.2.2. Визначення коефіцієнту пористості

Пористість є одним із основних петрофізичних параметрів газових колекторів. Визначення коефіцієнту загальної та ефективної пористості для свердловини №103 проводилося за даними акустичного та нейтронного методів каротажу (АК, ННКм та ННКв). Для свердловини №109 коефіцієнт пористості було розраховано за даними акустичного, гамма-гамма щільнісного та нейтрон-нейтронного методів каротажу (АК, ГГК-Щ, ННК-ГГК). Оскільки набір даних для свердловин відрізнявся, то відповідно методика розрахунку пористості за даними нейтронного методу каротажу була різною. Ефективні пористості отримані шляхом виключення глинистої складової породи. Фінальна ефективна пористість для свердловини №103 отримана як

середнє арифметичне пористостей за даними АК та ННК, а для свердловини №109 – за даними АК та ННК-ГГК.

При розрахунку пористості було застосовано матричні значення параметрів, що вказані в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Матричні значення компонентів

Компоненти	АК	ГГК – Щ
	мкс/м	г/см ³
Матриця	167	2,65
Глина	230	2,6
Вода	613	1,05
Вапняк	154	2.71
Доломіт	142	2.87

В програмному забезпеченні IP було використано модуль Porosity and Sw. За допомогою різних методів він надає можливість визначити ефективну пористість порід та об'єм лише тих пустот, які можуть пропускати пластові флюїди.

Існує два популярних методи розрахунку пористості за даними АК: рівняння Віллі – Грегори, що відоме як рівняння середнього часу та рівняння Реймер – Хант – Ґарднер (Бондаренко М., Кулик В., 2015). Для свердловини №109 були представлені лабораторні дослідження керну, які мали інформацію про пористість зразків. Під час розрахунку загальної пористості за акустичним каротажем за допомогою рівняння Віллі – Грегори, було помічено, що крива пористості має занижені значення і не ув'язується зі значеннями пористості за керном (рис.4.6).

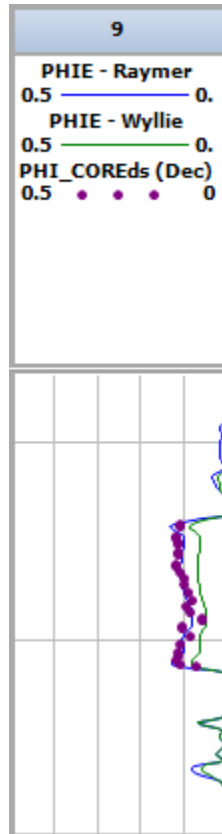


Рис.4.6 – Порівняння методів Віллі – Грегори та Реймер – Хант – Гарднер

Тому було доцільно застосувати рівняння Реймер – Хант – Гарднер

$$K_{з.п} = C * \left(1 - \frac{\Delta T_{ск}}{\Delta T_{запис}}\right) \quad (4.2)$$

де $K_{з.п}$ – коефіцієнт загальної пористості, C – константа, яка коливається в межах 0,62-0,7 (для газових резервуарів було використано 0,63), $\Delta T_{запис}$ – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в породі, $\Delta T_{ск}$ – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в скелеті гірської породи (Розловська С.Є., Ганженко Н.С., Муц К.І, 2013).

Важливим кроком під час розрахунку K_p за даними АК вносити поправки за величиною інтервального часу проходження поздовжньої акустичної хвилі в скелеті гірської породи та флюїді (рис.4.7) для того, щоб отримати

точні та коректні розрахунки коефіцієнту пористості. Ці дані не замірюються під час ГДС, тому варто їх вносити вручну під час розрахунків.

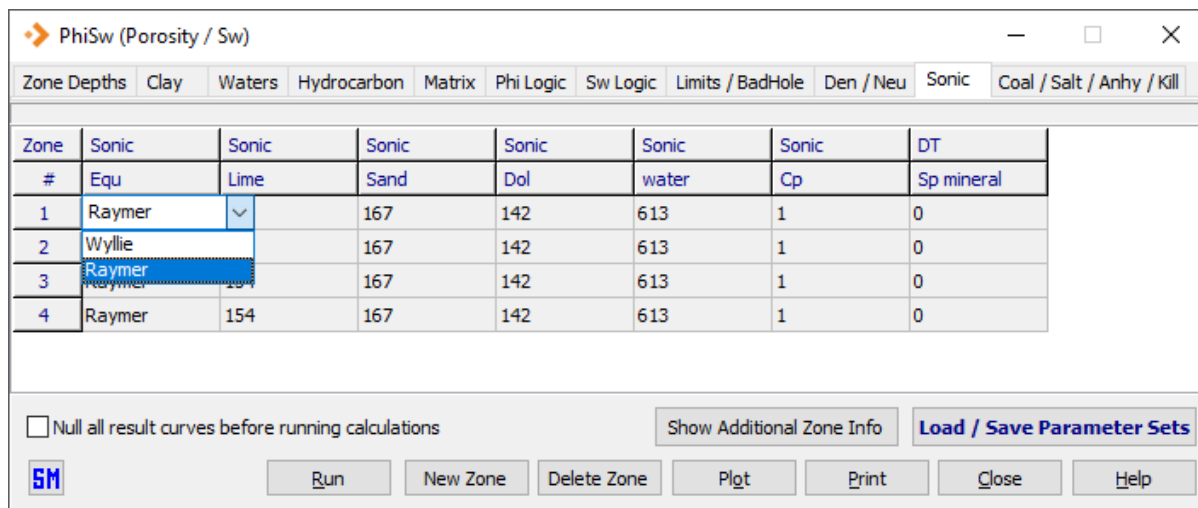


Рис.4.6 – Внесення поправок в методі розрахунку пористості за даними АК

Ефективна пористість за методом АК розрахована шляхом виключення глинистої складової. Також було використано рівняння Реймер – Хант – Гарднер з внесеними поправками за глинистість.

$$K_{e.п} = K_{з.п} - C * K_{гл} * \left(\frac{\Delta T_{глин} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{глин}} \right) \quad (4.3)$$

де $K_{e.п}$ – коефіцієнт ефективної пористості, $K_{з.п}$ – коефіцієнт ефективної пористості, C – константа, яка коливається в межах 0,62-0,7 (для газових резервуарів було використано 0,63), $\Delta T_{ск}$ – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в скелеті гірської породи, $\Delta T_{глин}$ – величина інтервального часу проходження повздовжньої акустичної хвилі в скелеті глинистої породи.

Пористість за каротажем ННКм та ННКв для свердловини №103 була розрахована за допомогою оцифрованих палеткових залежностей для пісковиків (Калинин А.В., 1989). Тобто, будують градувальну залежність по-

казань приладу ННК від водонасиченої пористості чистої породи (наприклад, неглинистого вапняку) при заданих свердловинних і технічних умовах вимірювань.

Оскільки пористість гірських порід залежить від кількості водню в породі, то спочатку було розраховано водневий індекс W для вапняків (Федак І. О., Коваль Я. М., 2022), а потім були внесені поправки для випадку теригенних порід:

$$W = 0,01 * (-8.2 + 75,4 * \frac{I_{м.з.}}{I_{в.з.}} - 1,25 * (\frac{I_{м.з.}}{I_{в.з.}})^2) \quad (4.4)$$

$$W_{випр.} = W + 0,01 * (-3 - 0,001 * W^{2,5} + 0,00012 * W^3 + 0,6106 * e^{(-W)}) \quad (4.5)$$

де W – водневий індекс для вапняків, $W_{випр.}$ – водневий індекс для пісковиків, $I_{м.з.}$ – значення запису нейтронного каротажу малим зондом, $I_{в.з.}$ – значення запису нейтронного каротажу великим зондом.

Через те, що дані формули виведені для приладів вітчизняного зразку, то в самому програмному забезпеченні IP довелось використати функцію Multi – Line Formulae (рис. 4.7), щоб вручну розрахувати водневий індекс та коефіцієнти пористості за методом ННКм та ННКв.

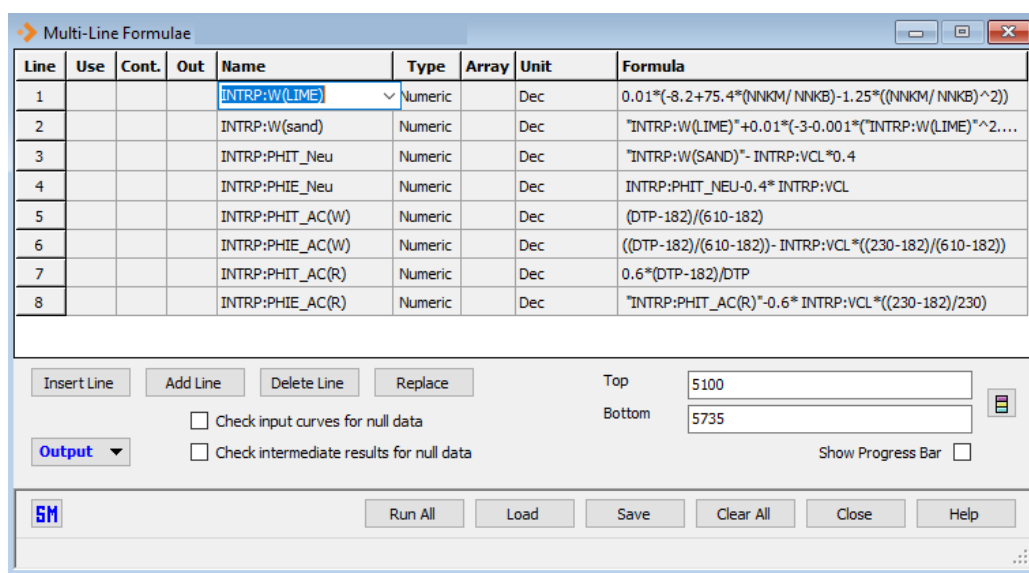


Рис.4.7 – Використання функції Multi – Line Formulae для розрахунку водневого індексу та коефіцієнту пористості за ННК

Далі було розраховано $K_{з.п}$ з внесеними поправками за літологію та глинистість:

$$K_{з.п} = W - K_{гл} * W_{зл}, \quad (4.6)$$

де $K_{з.п}$ – коефіцієнт загальної пористості, W – водневий індекс, $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості, $W_{зл}$ – водневий коефіцієнт глин (для ДДЗ прийнято значення 0,23).

Ефективну пористість було розраховано з внесеними поправками за глинистість:

$$K_{е.п} = K_{з.п} - 0,4 * K_{гл} \quad (4.7)$$

де $K_{е.п}$ – коефіцієнт ефективної пористості, $K_{з.п}$ – коефіцієнт загальної пористості, $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості.

Коефіцієнт пористості за даними ННК та ГГК-Щ був розрахований за допомогою кросс-плоту (рис.4.8). На кросс – плоті було обрано зону дослідження, яка представлена чистим пісковик. Для того, щоб точніше виключити глинистість по кожній стратиграфічній розбивці, на графік було додано на вісь z криву ГК. Було проведено лінію тренду пористості, яка представляє співвідношення нейтронної пористості до щільності пісковиків.

Після визначення лінії тренду пористості за допомогою модуля Porosity and Water Saturation Analysis (рис.4.9) було розраховано коефіцієнт пористості за методом ННК – ГГК – Щ.

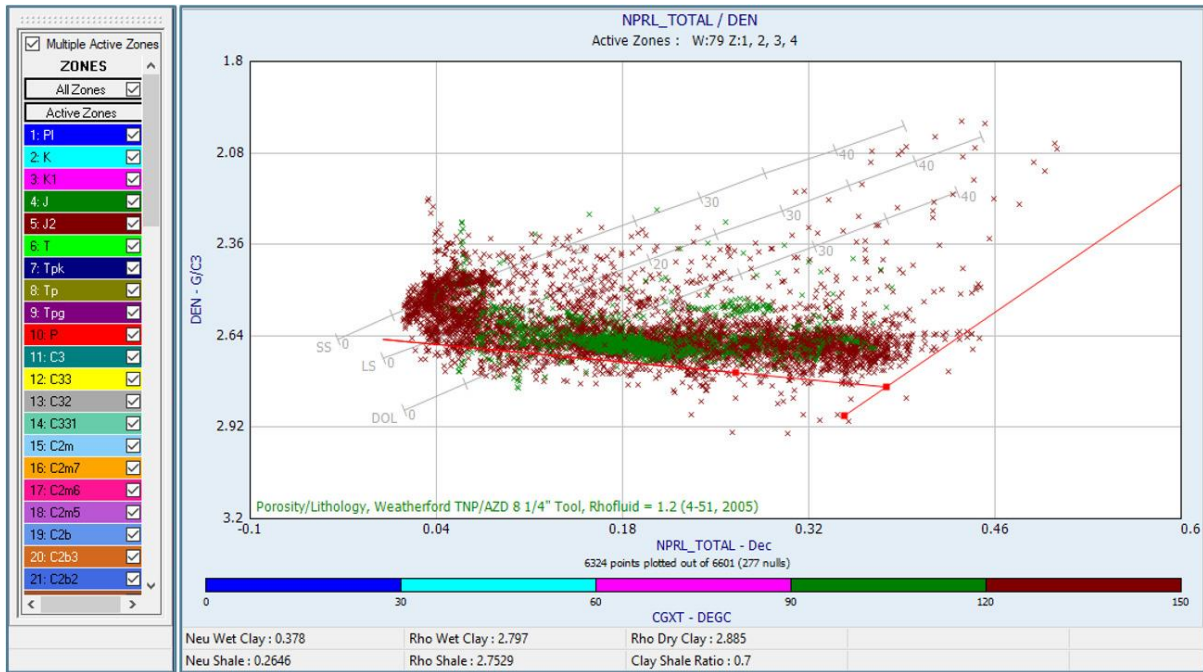


Рис.4.8 – Кросс – плот по ННК та ГГК – Щ для розрахунку коефіцієнту пористості

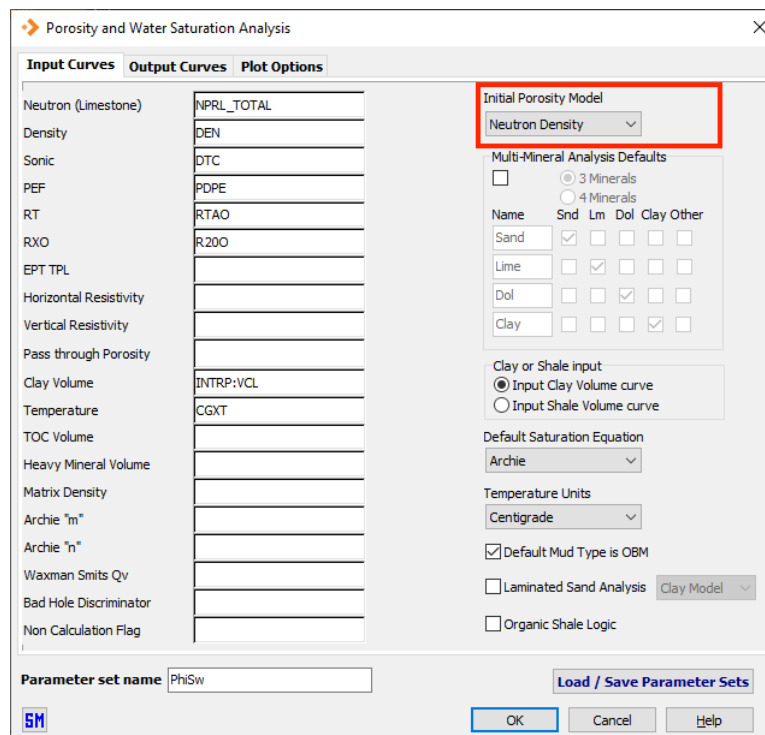


Рис.4.9 – Модуль Porosity and Water Saturation Analysis для розрахунку коефіцієнту пористості за методом ННК – ГГК- Щ

4.2.3. Обчислення коефіцієнта проникності

Проникність гірських порід є одним із основних параметрів, що визначають динаміку руху природних та техногенних флюїдів у геологічному середовищі (Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А., 2004). За даними каротажу можна визначати проникність пластів, а для калібрування отриманих даних використовуються кернові дані.

Науковцями було створено багато петрофізичних рівнянь та залежностей для визначення проникності гірських порід на основі результатів дослідження їхнього пустотного простору та інших параметрів, наприклад:

- Рівняння Козені-Кармана – застосовується для розрахунку коефіцієнта проникності пористої породи на основі даних про її пористість. Пустоти в породі моделюються циліндричними каналами лінійної фільтрації.
- Рівняння Тімура – застосовують для оцінки проникності порід-колекторів, коли доступні дані про фізичні властивості породи, такі як пористість, густина та швидкість звуку в породі. Використовують коли розріз свердловини представлений щільними та сланцюватими породами.
- Рівняння Берга – зазвичай застосовується для порід з високою пористістю та низькою проникністю, наприклад, для пісків, де пористість більш ніж 30% і проникність менш ніж 10 мД. Пустоти в породі вважаються "прямолінійними" та пронизують всю породу.
- Рівняння Коатса – воно базується на залежностях між пористістю, та насиченістю породи рідинами. Застосовують для свердловин, які характеризуються щільними та сланцюватими породами.
- Рівняння Шлюмберже – застосовується для розрахунку проникності породи-колектора на основі даних ГДС, а саме вимірювань радіуса дренажу та насиченості породи водою. Це рівняння дозволяє визначити ефективний радіус пор, гідравлічну проникність та проникність

води в порах. Його часто використовують в гідродинамічних дослідженнях нафтових і газових родовищ для оцінки проникності порід.

Існує також багато інших рівнянь та залежностей, як наприклад Хейзена, Сліхтера, Терзагі тощо, які для розрахунків використовують різні параметри гірських порід (Добрынин и др, 2004).

Метод визначення проникності породи-колектора за допомогою ГДС є більш зручним, оскільки це не вимагає вилучення та обробки керна зі свердловини, на відміну від лабораторних методів. Проте, їхня роздільна здатність значно менша, що може призвести до додаткових похибок у результаті (Полівцев А. В., Рибак Л. А. та ін., 2008). Крім того, оцінка проникності за такими методами є непрямую, що також може вплинути на точність результатів. Оскільки для даної свердловини представлені результати лабораторних досліджень по керну, то завдяки ув'язки кернової проникності з розрахованою можна встановити наскільки дана методика розрахунку коефіцієнту проникності є доцільною.

Коефіцієнт проникності розрахований за допомогою модифікованого рівняння Коатса, яке представлено у звіті оцінки запасів Оленківського родовища:

$$K_{\text{пр}} = (115 * K_{\text{е.п}} * 2 * (\frac{1 - K_{\text{з.в}}}{K_{\text{з.в}}}))^2 \quad (4.7)$$

де $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт проникності, $K_{\text{е.п}}$ - коефіцієнт ефективної пористості, $K_{\text{з.в}}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення (прийнято використовувати 0,2).

Оскільки в базі даних програмного забезпечення не існує такого модифікованого рівняння, то було знову використано функцію Multi – Line Formulae (рис.4.10), щоб вручну розрахувати коефіцієнт проникності.

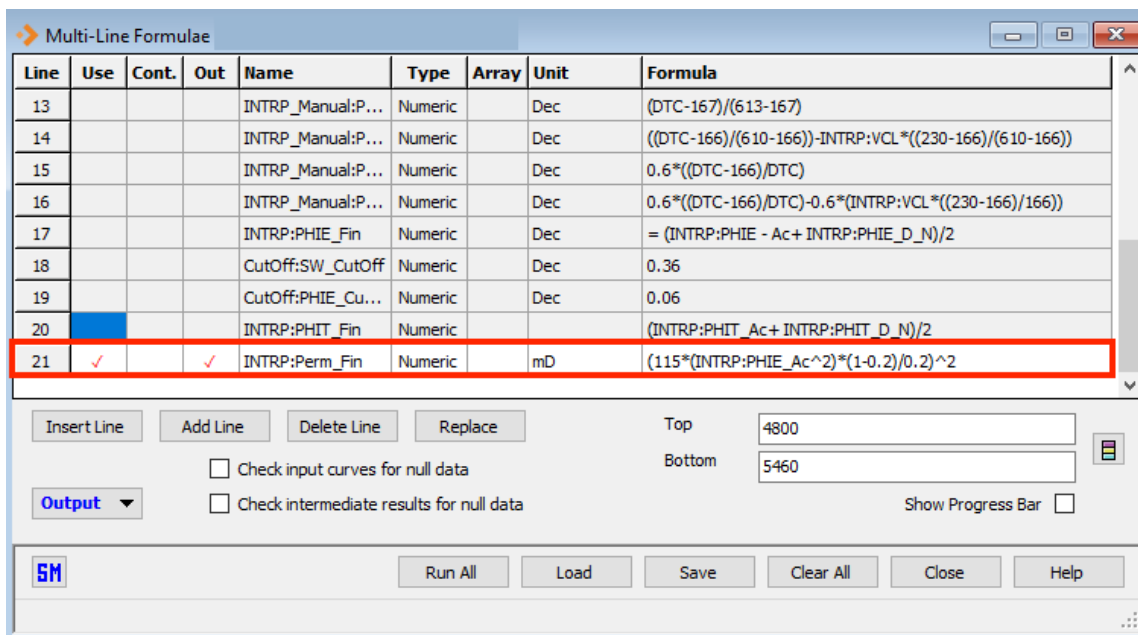


Рис.4.10 – Використання функції Multi – Line Formulae для розрахунку коефіцієнту проникності

По даній площі по породам горизонтів В-17в та В-18 під час лабораторних досліджень було розраховано коефіцієнт проникності. Для горизонту В-17в середнє значення коефіцієнту проникності за даними дослідження керну відповідно становить 19,47 мД, а для горизонту В-18 – 24,09 мД. Використовуючи рівняння Коатса для розрахунку коефіцієнту проникності за даними ГДС, було встановлено, що середнє значення коефіцієнту проникності порід горизонту В-17в становить 19,87 мД, а порід горизонту В-18 – 25,14 мД.

Тобто, похибка розрахунку коефіцієнту проникності за допомогою модифікованого рівняння Коатса є мінімальною, що свідчить про доцільність використання даної методики для розрахунку проникності.

4.2.4. Розрахунок коефіцієнту водонасичення

Визначення коефіцієнта водонасичення порід-колекторів є важливою умовою, яка необхідна як для оцінки коефіцієнтів нафтогазонасиченості порід-колекторів, так і для встановлення процесу випробування того чи іншого пласта-колектора (Федоришин Д.Д та інші, 2015). В даному випадку коефіцієнт водонасиченості розраховується за даними ГДС.

Розріз свердловини представлений пісковиками з низьким вмістом глинистих мінералів, тому було використано рівняння Арчі для обчислення коефіцієнту водонасиченості.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\varphi^m R_t}} \quad (4.8)$$

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

В програмному забезпеченні було використано модуль PhiSw (рис.4.11), де було обрано метод Арчі для розрахунку водонасичення та введено поправки за опір води, мінералізацію та температуру.

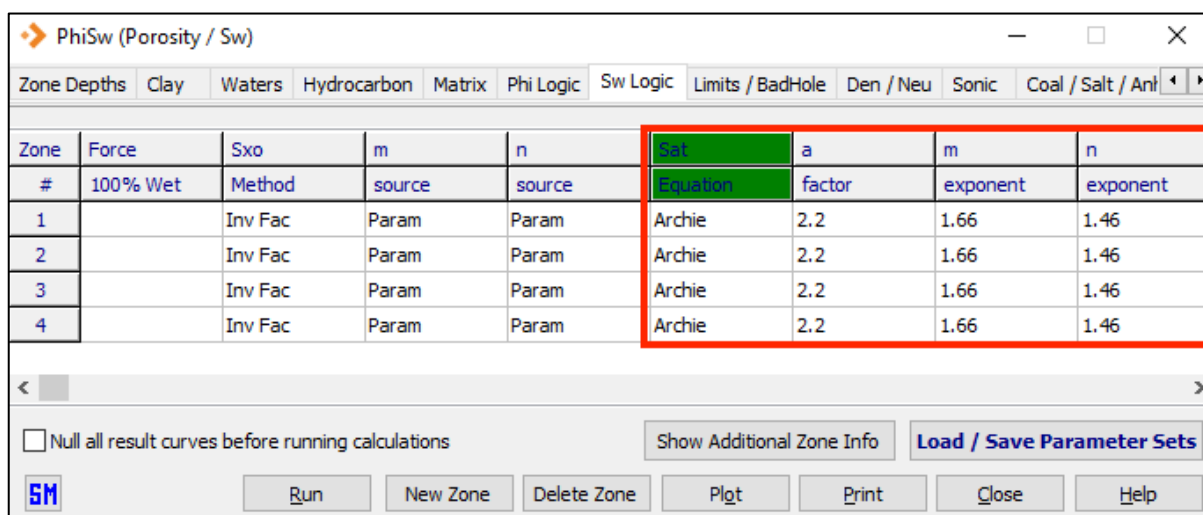


Рис.4.11 – Розрахунок коефіцієнту водонасичення за рівнянням Арчі використовуючи утиліту PhiSw

Також використовувались значення параметрів та коефіцієнти, які вказані в таблиці 4.3. Структурні коефіцієнти, що використані у рівнянні Арчі були отримані шляхом лабораторних досліджень, оскільки вони найкраще визначаються за допомогою аналізу керна.

Таблиця 4.3. Структурні коефіцієнти та значення параметрів

Параметр	Значення	Коментар
a	2.2	Структурні коефіцієнти, що використані у рівнянні Арчі
m	1.66	
n	1,46	
Мінералізація, ррк	122	Мінералізація
R _w , Омм	0,0187	Опір пластової води
T, °C	131,5	Температура

Під час розрахунку водонасиченості були задіяні криві електричного каротажу, температури та проникності (рис.4.12). Істинний опір пласта для розрахунку водонасичення був отриманий з кривих електричного методу – Rt та ГЗ. З кривої температури було отримано питомий опір пластової води.

Zone #	Rw	Temp	Salinity Kppm	Rmf	Rwb
1	0.0187	131.5	122	0.1	0.1
2	0.0187	131.5	122	0.1	0.1
3	0.0187	131.5	122	0.1	0.1
4	0.0187	131.5	122	0.1	0.1

Рис.4.12 – Внесення поправок за опір води, мінералізацію та температуру при розрахунку водонасиченості

4.3. Виділення продуктивних порід-колекторів свердловин Оленківського родовища

4.3.1. Ув'язка значень пористості та проникності за керном із відповідними кривими, розрахованими за даними ГДС

Оскільки керн відбирається на бурильних трубах, а каротаж записується на кабелі, то глибина взяття керну може відрізнятись від розрахованих даних по каротажу. Це пов'язано з тим, що бурильні труби та кабель мають різні коефіцієнти розтягу. Відповідно, необхідно виконувати прив'язку кернових даних до розрахованих кривих.

Ув'язка значень пористості та проникності за керном з відповідними кривими ГДС здійснювалася шляхом зіставлення значень кернової пористості та проникності зі значеннями пористості та проникності, розрахованими за даними ГДС, на відповідних глибинах.

В програмному забезпеченні використано функцію Depth Shift (рис.4.13), завдяки якій була виконана ув'язка. Після даної маніпуляції було опущено керн на 2,1 м відповідно до «еталонної» кривої пористості.

Слід відмітити, що наявність керну дає можливість правильно підібрати методику розрахунку фільтраційно – ємнісних параметрів. Під час ув'язки кернових даних до каротажу, було встановлено, що для розрахунку пористості варто обрати рівняння Реймер – Хант – Гарднер, ніж популярне рівняння Віллі – Грегори, дане порівняння продемонстровано на рис. 4.6. Також, при обчисленні коефіцієнта проникності, було обрано модифіковане рівняння Коатса, яке було емпірично виведено для Оленківського родовища, оскільки розрахована крива проникності в цілому повторює поведінку кернових даних по проникності.

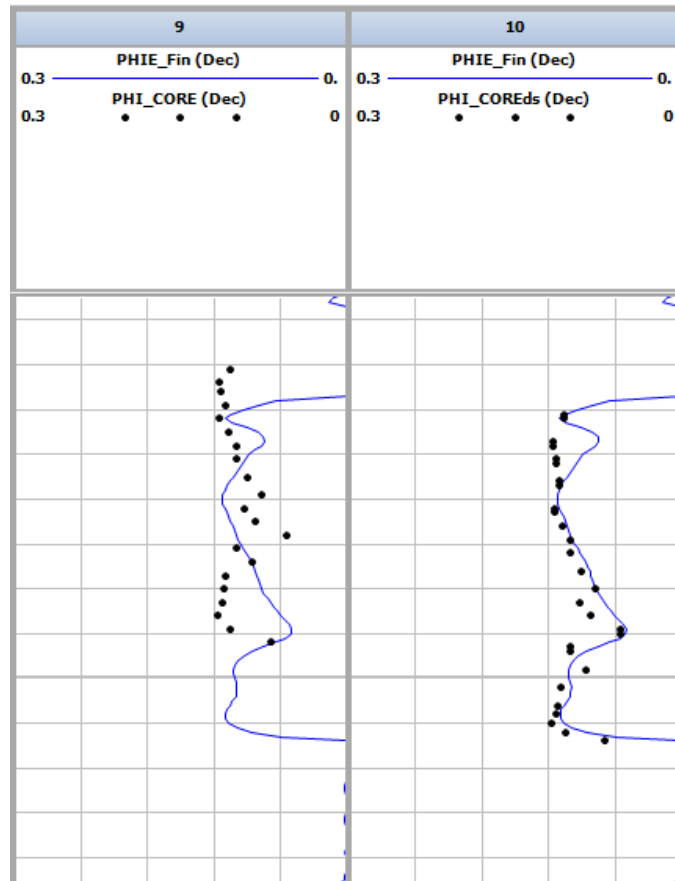


Рис.4.13 – Ув'язка значень пористості за керном з розрахованою кривою пористості за ГДС застосувавши функцію Depth Shift

На рис. 4.14 наведено планшет з результатами інтерпретації даних ГДС і прив'язаними значеннями даних лабораторних досліджень керну по свердловині №109 Оленківського родовища.

Спостерігається добра повторюваність конфігурації кривої пористості, розрахованою за рівнянням Реймер – Хант – Ґарднер з керновими даними. На деяких ділянках можна помітити розбіжності в значеннях між керовою пористістю та розрахованою. Можна зробити припущення, що така різниця викликана наявністю карбонатного цементу в осадових породах даної літологічної пачки. При екстрагуванні зразка карбонатний цемент може видалятися, що утворить нові порожнини і відповідно збільшить пористість зразка.

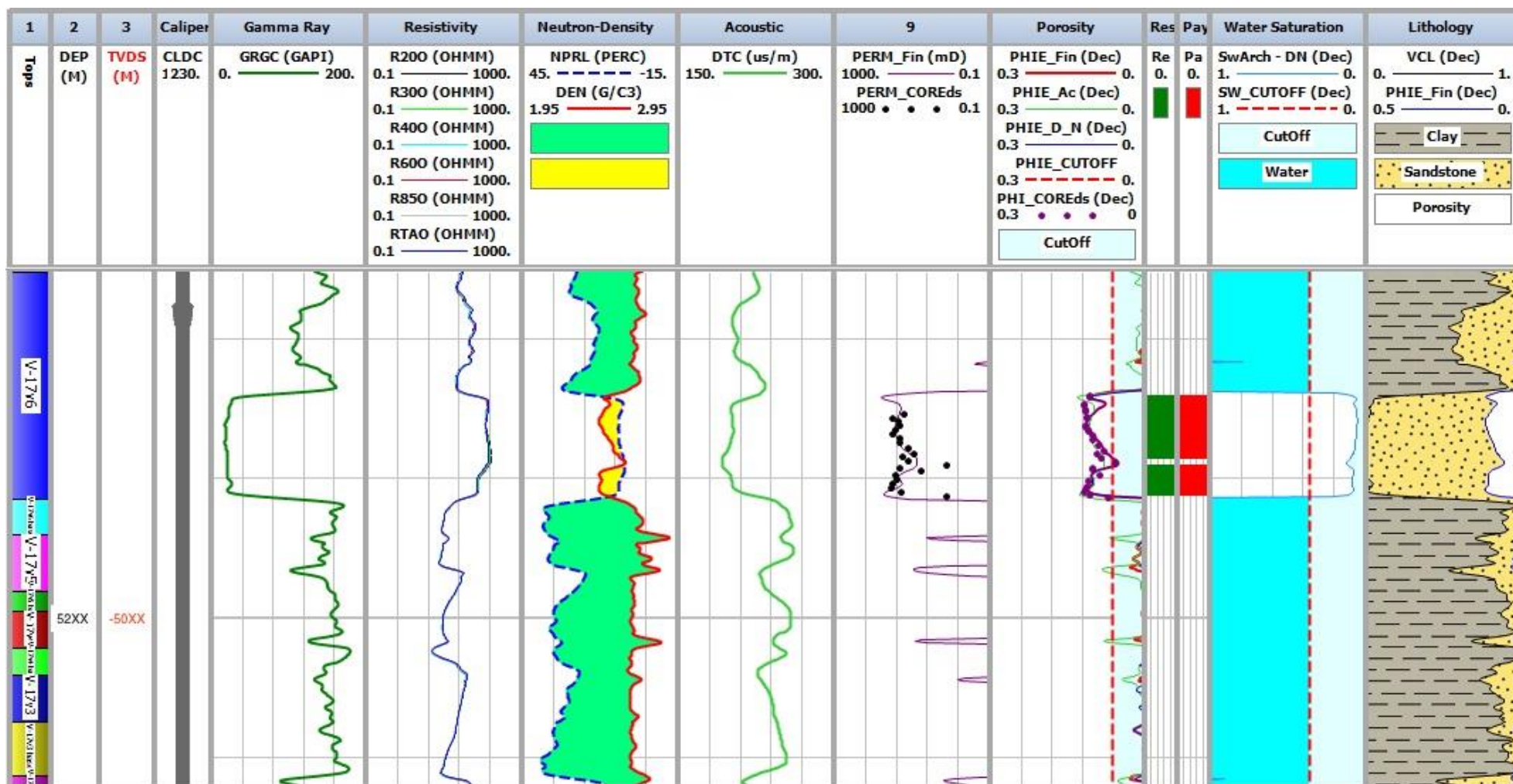


Рис.4.14 – Результати інтерпретації даних ГДС з прив'язаними значеннями даних лабораторних досліджень керну по свердловині №109

4.3.2. Літологічне розчленування розрізу свердловин

Виконання літологічного розчленування розрізу свердловини є важливим етапом при вивченні фільтраційно – ємнісних властивостей порід – колекторів. Літологічна розбивка виконувалася за розрахованим коефіцієнтом глинистості.

За допомогою представленої функції Create / Edit Lithology Curve в програмному забезпеченні IP, було створено літологічну криву і зафарбовано у відповідні палетки (рис.4.15).

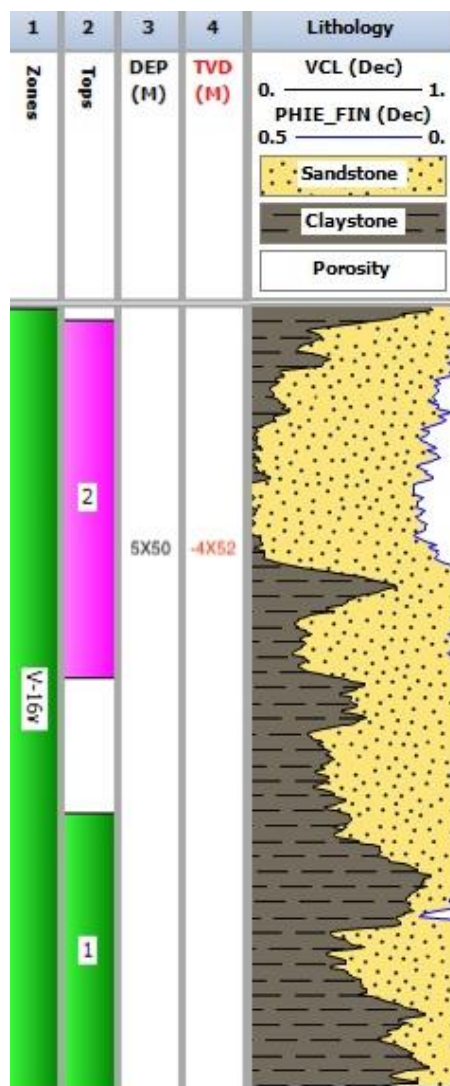


Рис.4.15 – Літологічне розчленування розрізу свердловини

4.3.3. Виділення продуктивних пластів

Останнім кроком інтерпретації даних ГДС є виділення продуктивних пластів. Цей процес передбачає врахування наступних петрофізичних параметрів: коефіцієнт пористості K_p , коефіцієнт глинистості $K_{гл}$ та коефіцієнт водонасичення K_v .

Для того, щоб коректно ідентифікувати породи – колектори, було застосовано наступні граничні значення:

- глинистість - $\leq 17,5 \%$,
- ефективна пористість - $\geq 6 \%$,
- водонасиченість - $\leq 30 \%$.

З метою встановлення граничних значень K_p і $K_{пр}$ по петрофізичних залежностях були використані результати випробування свердловин. Використовувався метод статистичного аналізу, який полягає в співставленні кривих розподілу величин K_p «приплив» – «сухо». Зіставлення кривих розподілу пористості в «сухих» і «припливних» інтервалах випробування показує, що значення $K_p^{гр}$ для пісковиків В-16, В-18 і В-19 складає 6,0%, для пісковиків В-17 – 6,3%. При зіставленні значень відкритої пористості і абсолютної проникності, які одержані в результаті лабораторних досліджень керну, спостерігається досить тісний кореляційний зв'язок між цими параметрами.

Скориставшись утилітою CutOff (рис.4.16), внесено граничні значення для виділення порід – колекторів, які можуть містити певний флюїд.

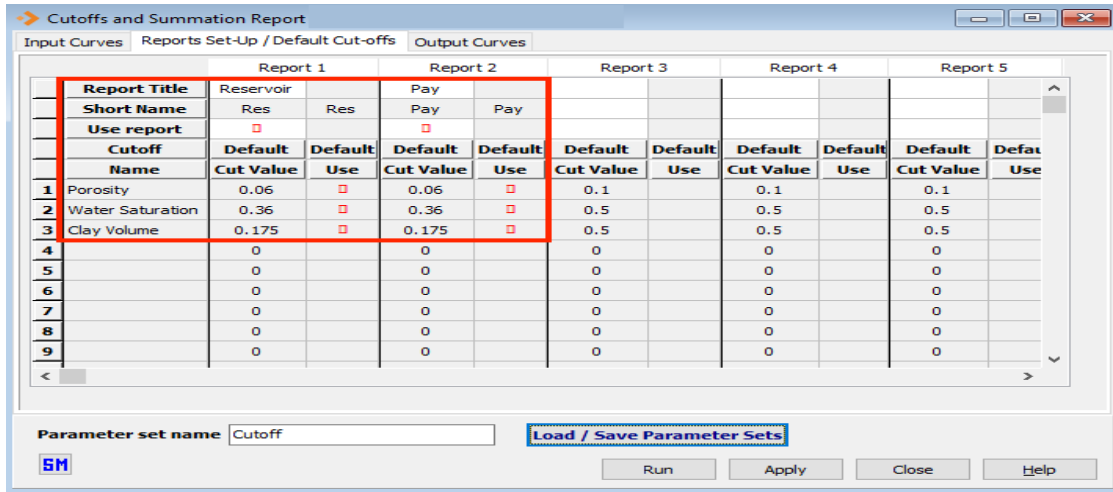


Рис.4.16 – Внесення граничних значень

5. РЕЗУЛЬТАТИ ВИВЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СВЕРДЛОВИН ОЛЕНКІВСЬКОГО РОДОВИЩА

5.1. Комплексна інтерпретація даних ГДС та виділення продуктивних пластів свердловин

Основною метою виконаного аналізу була інтерпретація даних та виділення інтервалів продуктивних пластів, перспективних на отримання припливу вуглеводнів.

За методикою, що наведена в розділі 4, автором було розраховано петрофізичні параметри (коефіцієнт пористості K_p , коефіцієнт глинистості $K_{гл}$, коефіцієнт водонасичення K_v) пластів свердловини №103 та свердловини №109, що потім були використанні при виділенні продуктивних пластів.

При виділенні пластів порід-колекторів були використані наступні граничні значення:

- глинистість ($K_{гл}$) – $\leq 17,5 \%$,
- ефективна пористість ($K_{e.p}$) – $\geq 6 \%$,
- водонасиченість (K_v) – $\leq 30 \%$,
- газонасиченість (K_r) – $> 70\%$

5.1.1. Свердловина №103

Згідно виконаної інтерпретації автором було виділено наступні продуктивні зони:

1. В інтервалі горизонту В-16в виділені газонасичені колектори, а також ущільнені, щільні пісковики зі значеннями ФЄВ нижче граничних:

- Пласт №1, інтервал 5X40,9 – 5X42,4 м – ущільнений, щільний пісковик.

Ефективна пористість 5,5 %, коефіцієнт водонасичення 36,1%.

- Пласти №2-3, інтервал 5X43,3 – 5X50,4 м – газонасичений колектор. Ефективна пористість $7,1 \div 8,5\%$, газонасичення $70,6 \div 75,8\%$. Згідно комплексу ГДС, дані пласти ідентифіковані як газонасичені та слабогазонасичені.
2. В інтервалі горизонту В-17в виділені газонасичені колектори, а також ущільнені, щільні пісковики зі значеннями ФЄВ нижче граничних:
- Пласти №4 (5X85,2 – 5X86,9 м) та №8 (5X95,8 – 5X96,2 м) - ущільнений, щільний пісковик. Ефективна пористість $5,4 \div 5,6\%$, водонасичення коливається в межах $34,8 \div 35,7\%$.
 - Пласти №5 – 7 (5X87,4 – 5X93 м), 9 – 10 (5X01,4 – 5X07,5 м) - газонасичений колектор. Ефективна пористість $6,1 \div 9\%$, газонасичення $66,3 \div 77,1\%$. Згідно комплексу ГДС, дані пласти ідентифіковані як газонасичені та слабогазонасичені.
3. В інтервалі горизонту В-18 виділені газонасичені колектори, а також ущільнені, щільні пісковики зі значеннями ФЄВ нижче граничних:
- Пласти №11-12 (5X80,2 – 5X82 м) - ущільнений, щільний пісковик. Ефективна пористість $5,2 \div 5,8\%$, водонасичення – $33,8 \div 35,7\%$.
 - Пласти №13 – 16 (5X82,6 – 5X23,5 м) – газонасичений колектор. Ефективна пористість $6,1 \div 8,3\%$, газонасичення $66,8 \div 73,7\%$. Згідно комплексу ГДС, дані пласти ідентифіковані як газонасичені та слабогазонасичені.
4. В інтервалі горизонту В-19в виділені лише ущільнені, щільні пісковики зі значеннями ФЄВ нижче граничних:
- Пласти №17-25 (5X72,7 – 5X03,6 м) - ущільнений, щільний пісковик. Ефективна пористість $5,4 \div 5,9\%$, водонасичення $33,7 \div 36,1\%$.

Отже, за результатами інтерпретації свердловини №103 Оленківського родовища було виділено: 10 – газонасичених та 15– щільних та ущільнених пластів.

Пласти №2, 3, 5-7, 9-10, 13 – 16 – представлені пісковиками, які є слабогазонасиченими та газонасиченими, і характеризуються середньою ефективною пористістю 7,3% , газонасиченістю - 72%.

Пласти №1, 4, 8, 11-12, 17-25 – представлені щільними та ущільненими пісковиками, які мають середню ефективну пористість нижче 6%, але приближену до граничного значення та коливається в межах 5,2 ÷ 5,9 %.

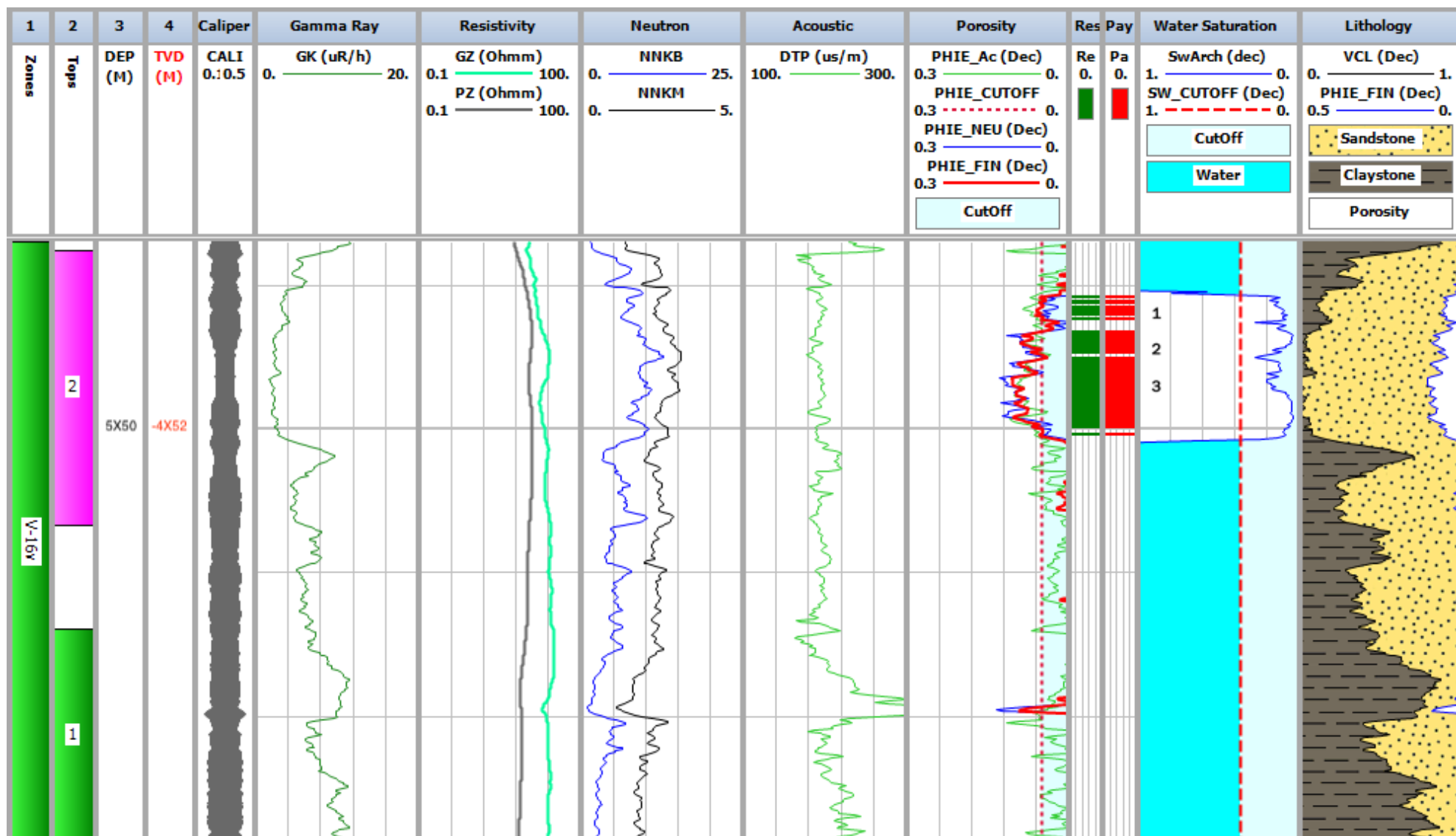


Рис. 5.1 – Виділенні пласти – колектори №1 – 3, свердловина №103

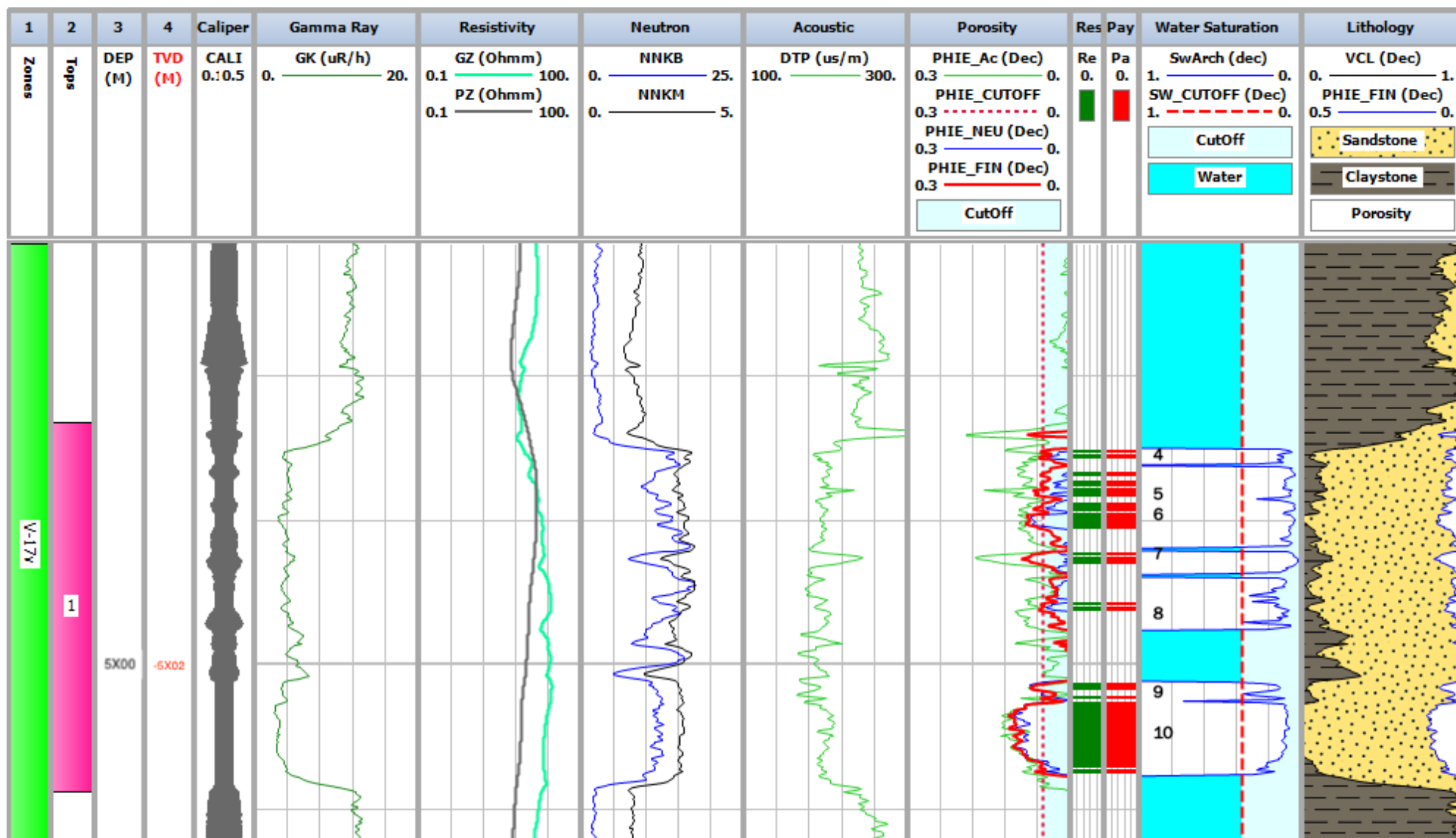


Рис. 5.2 – Виділенні пласти – колектори №4 – 10, свердловина №103

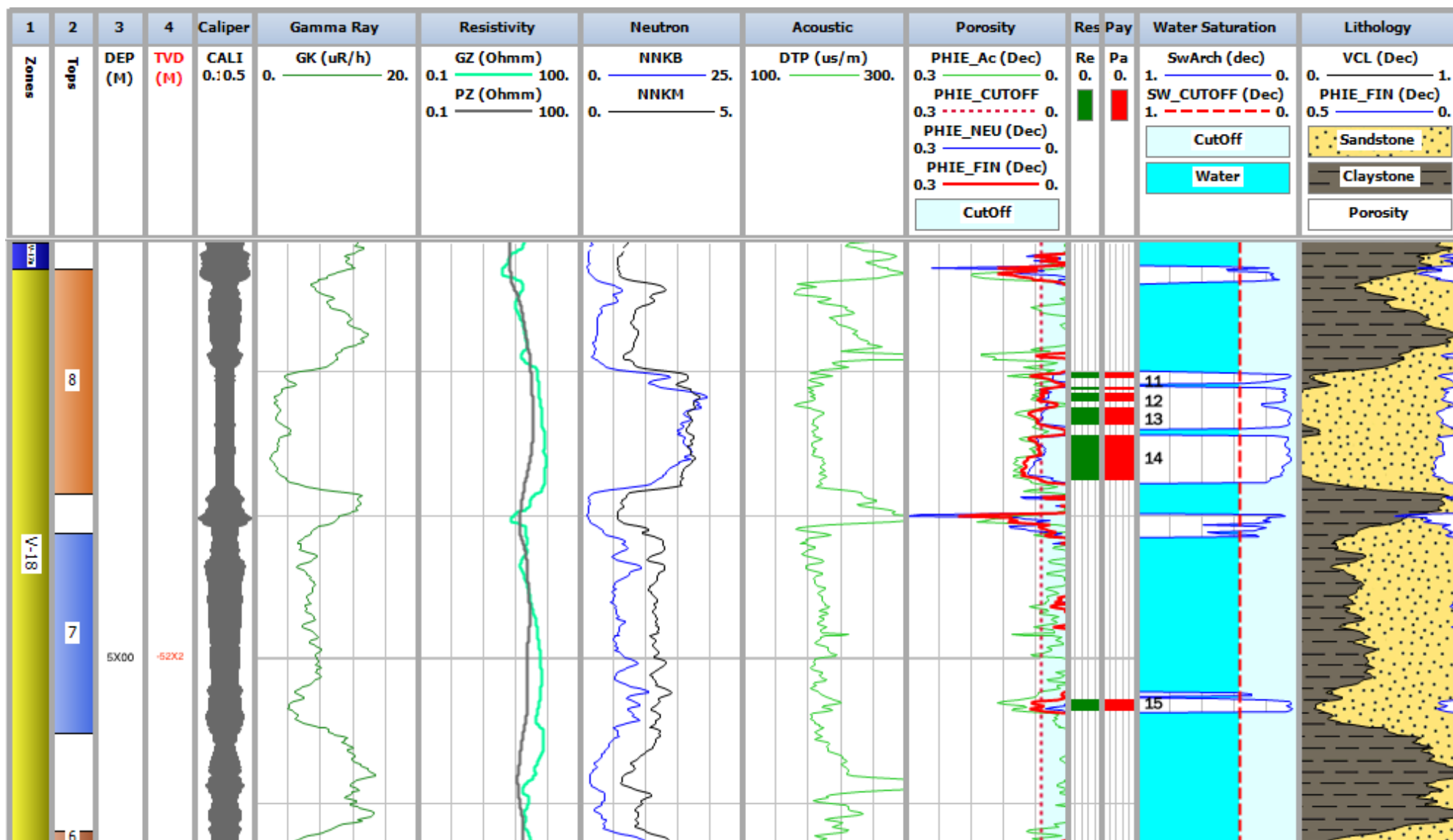


Рис. 5.3 – Виділенні пласти – колектори №11 – 15, свердловина №103

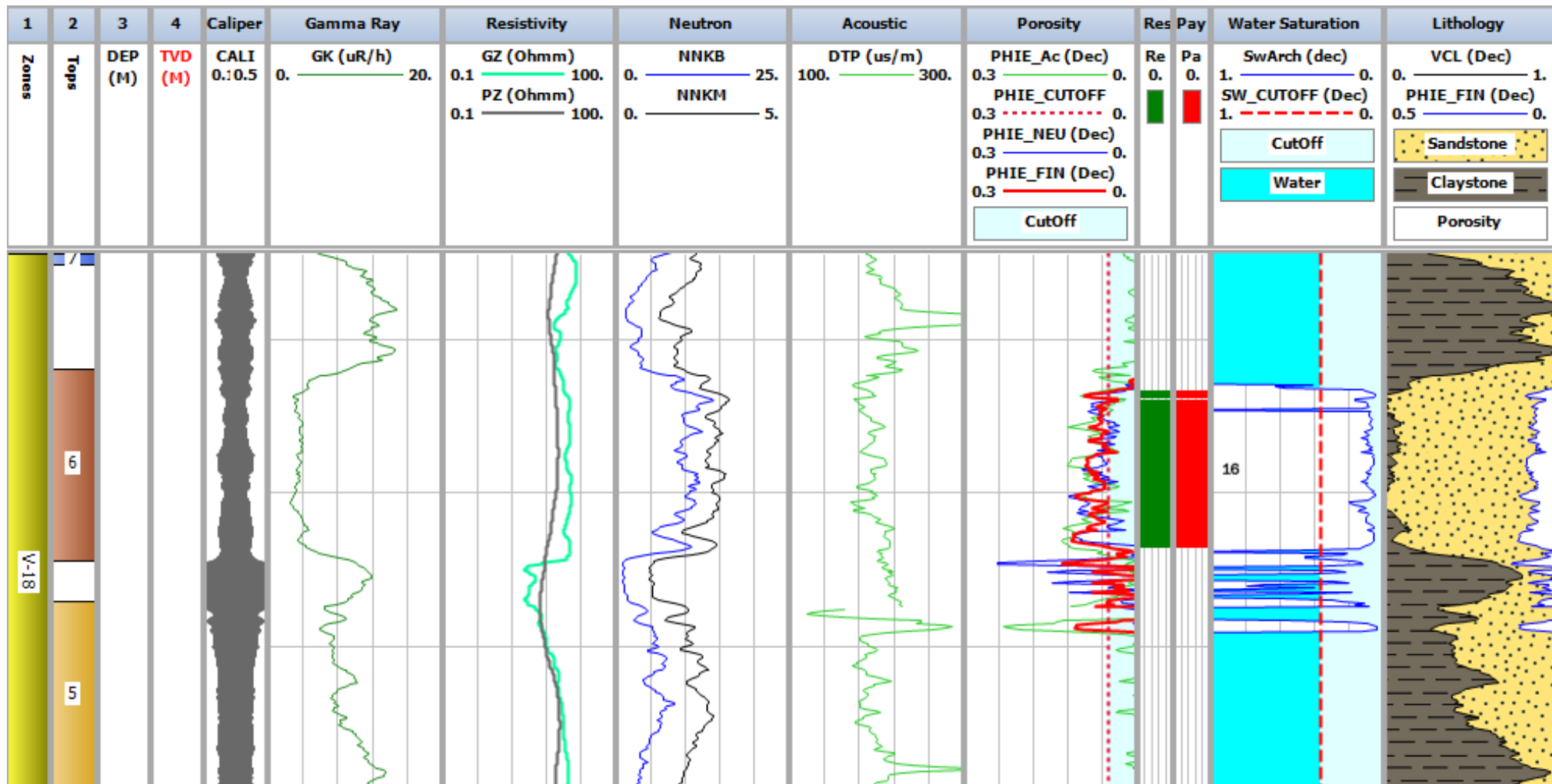


Рис. 5.4 – Виділенні пласти – колектори №16, свердловина №103

Таблиця 5.1 – Пласти – колектори свердловини №103 в інтервалі 5140-5704м

Свердловина	Горизонт	Пласт	Покрівля	Підошва	Товщина пласта	Кп	Кв	Кнг
		№	м	м	м	%	%	%
103	В-16в	1	5X40,9	5X42,4	1,5	5,5	36,1	63,9
		2	5X43,3	5X44,7	1,4	7,1	29,4	70,6
		3	5X45,1	5X50,4	5,3	8,5	24,2	75,8
	В-17в	4	5X85,2	5X86,9	1,7	5,47	35,7	64,3
		5	5X87,4	5X88,9	1,5	6,1	33,7	66,3
		6	5X89,1	5X91,9	2,8	7,3	28	72
		7	5X92,4	5X93	0,6	9	23,5	76,5
		8	5X95,8	5X96,2	0,4	5,6	34,8	65,2
		9	5X01,4	5X01,7	0,3	6,8	29,6	70,4
		10	5X02,3	5X07,5	5,2	9	22,9	77,1
		В-18	11	5X80,2	5X81,2	1	5,8	33,8
	12		5X81,6	5X82	0,4	5,2	35,7	64,3
	13		5X82,6	5X83,6	1	6,1	33,2	66,8
	14		5X84,5	5X87,5	3	6,7	28,7	71,3
	15		5X02,9	5X03,5	0,6	6,2	29,1	70,9
	16		5X13,5	5X23,5	10	8,3	26,3	73,7
	В-19в	17	5X72,7	5X73,2	0,5	5,7	35,3	64,7
		18	5X74,7	5X75,2	0,5	5,7	36,1	63,9
		19	5X76,4	5X77,7	3	5,8	35,8	64,2
		20	5X78,7	5X80,2	1,5	5,9	34,9	65,1
		21	5X80,9	5X81,3	0,4	5,7	35,2	64,8
		22	5X84,7	5X85,7	1	5,9	33,8	66,2
		23	5X94	5X94,5	0,5	5,8	33,7	66,3
		24	5X97,6	5X98,8	1,2	5,4	35,4	64,6
		25	5X02,7	5X03,6	0,9	5,5	35,7	64,3

5.1.2. Свердловина №109

Під час інтерпретації автором було виділено наступні породи – колектори, які характеризуються як продуктивні зони:

- В інтервалі горизонту В-17в-6 виділені газонасичені колектори. Пласти №1-2, інтервал 5X84,2 – 5X91,2 м – газонасичений колектор. Ефективна пористість $9,1 \div 9,4\%$, проникність 23,1 -23,8 мД, насичення $76,5 \div 78,4\%$.
- Горизонт В-17в-1 представлений пластами №3-7, інтервал 5X35,6 - 5X55,4 м, які характеризуються як газонасиченими. Ефективна пористість $7,1 \div 8,9\%$, проникність $13,2 \div 22,5$ мД, насичення $66,8 \div 75\%$.
- В інтервалі горизонту В-18-8 за стандартним комплексом ГДС виділені газонасичені колектори. Пласти №8-10, інтервал 5X28 – 5X36,8 м – газонасичений колектор, характеризуються ефективною пористістю $6,3 \div 7,5\%$, проникність $16,5 \div 27,3$ мД, насичення $63,3 \div 72\%$.
- Пласти №11-14, інтервал 5X58,7 – 5X66,7 м, які належать горизонту В-18-6, вважаються газонасиченими колекторами та характеризуються ефективною пористістю $6,5 \div 9,8\%$, проникність $17,6 \div 40,9$ мД, насичення $66,3 \div 76,9\%$.

Таким чином, під час інтерпретації було виділено 14 газонасичених пластів, які представлені пісковиками, з низькою проникністю згідно класифікації Г.І. Теодоровичу. Дані пласти характеризуються середньою ефективною пористістю - $7,9\%$, проникністю – 22,5 мД та газонасиченістю – $71,5\%$.

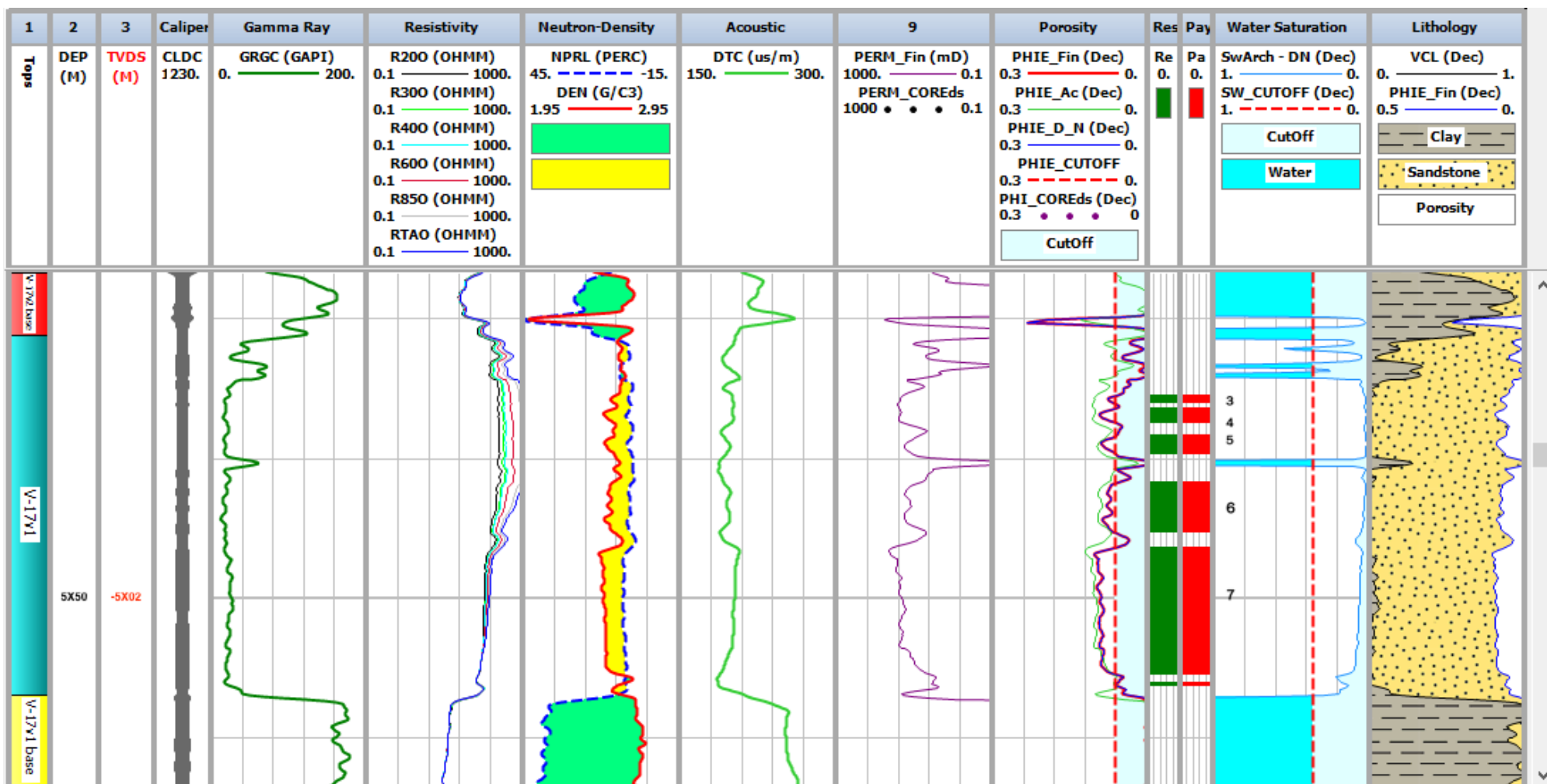


Рис. 5.7 – Виділенні пласти – колектори №3-7, свердловина №109

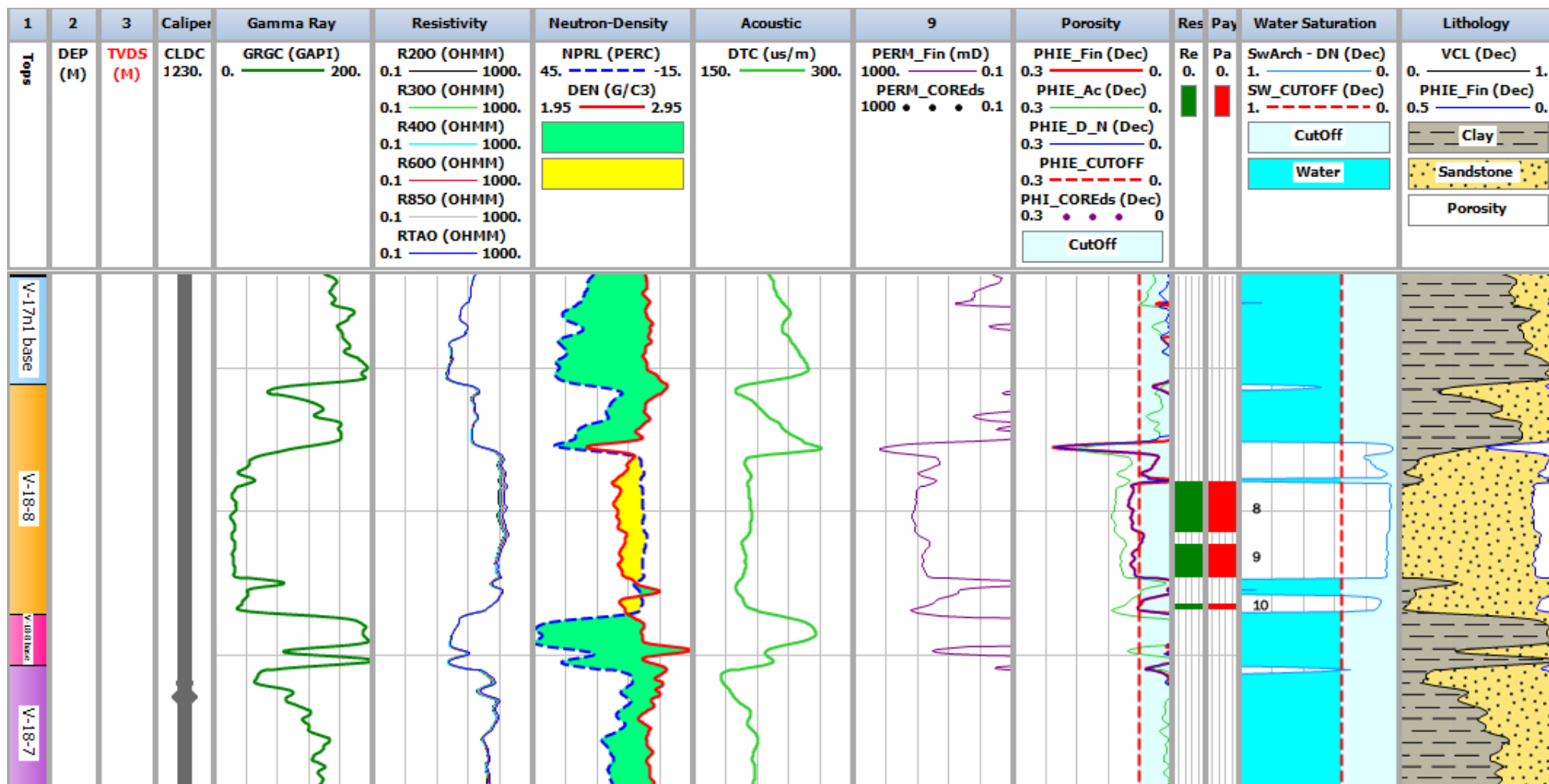


Рис. 5.8 – Виділенні пласти – колектори №8-10, свердловина №109

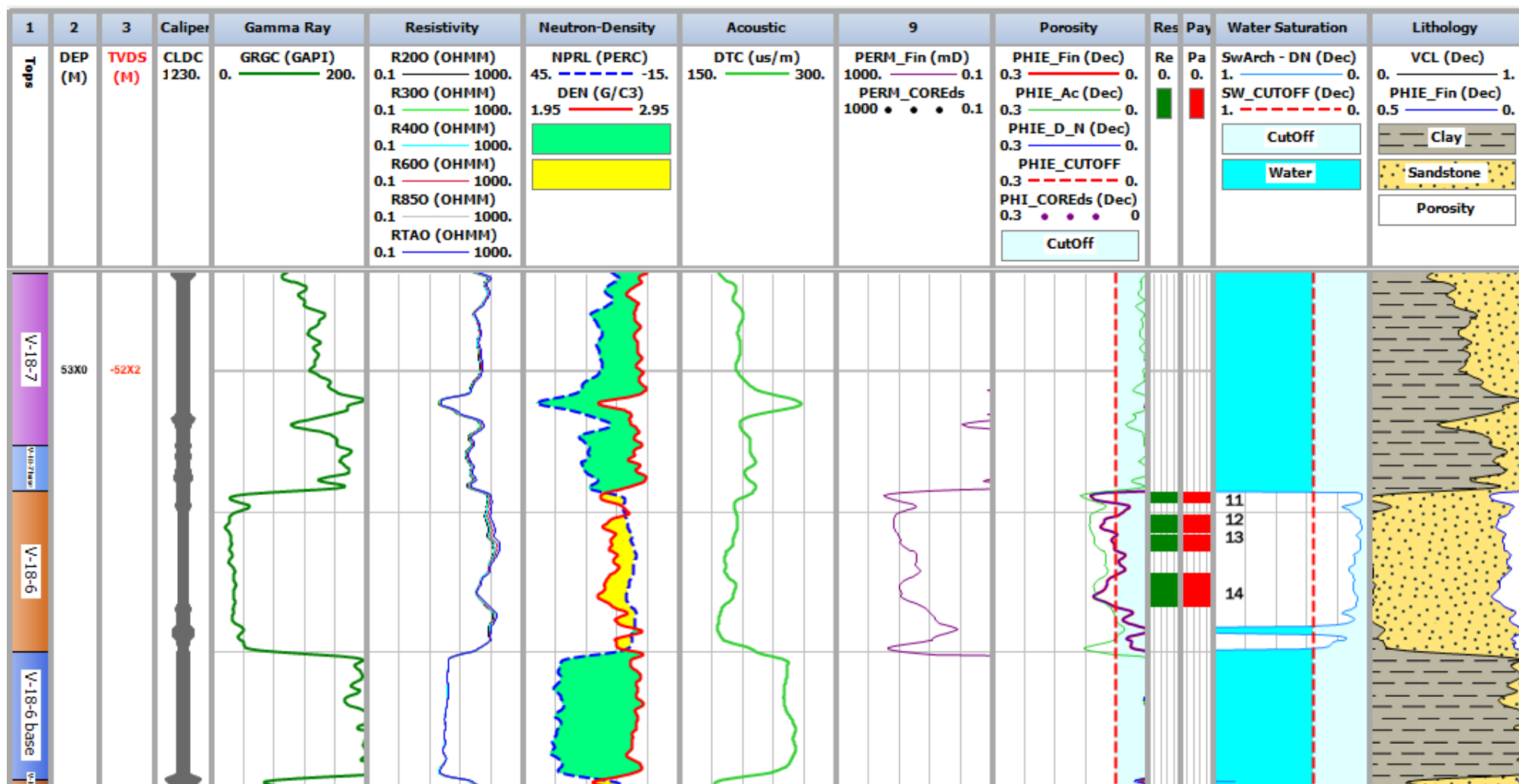


Рис. 5.9 – Виділенні пласти – колектори №11 -14, свердловина №109

Таблиця 5.2 – Пласти – колектори свердловини №109 в інтервалі 5184-5367м

Свердловина	Горизонт	Пласт	Покрівля	Підшва	Товщина пласта	Кп	Кпр	Кв	Кнг
		№	м	м	м	%	мД	%	%
109	В-17в6	1	5X84,2	5X88,6	4,4	9,1	23,1	23,5	76,5
		2	5X89,2	5X91,2	2	9,4	23,8	21,6	78,4
	В-17в1	3	5X35,6	5X36	0,4	7,1	22,5	33,2	66,8
		4	5X36,5	5X37,4	0,9	8	21,8	27,1	72,9
		5	5X38,4	5X39,6	1,2	7,6	13,7	26,3	73,7
		6	5X41,8	5X45,2	3,4	7,3	13,2	27,3	72,7
		7	5X46,4	5X55,4	9	8,9	21	25	75
	В-18-8	8	5X28	5X31,4	3,4	7,5	27,3	28	72
		9	5X32,4	5X34,5	2,1	7	16,5	36,7	63,3
		10	5X36,6	5X36,8	0,2	6,3	21	33,7	66,3
	В-18-6	11	5X58,7	5X59,3	0,6	9,8	40,9	23,1	76,9
		12	5X60,3	5X61,4	1,1	8,1	32,4	30,7	69,3
		13	5X61,7	5X62,7	1	6,5	20,3	33,7	66,3
		14	5X64,5	5X66,7	2,2	8,2	17,6	28	72

5.2. Фільтраційно-ємнісне обґрунтування ефективності порід-колекторів свердловин Оленківського родовища

Для проведення фільтраційно-ємнісного аналізу були використані результати інтерпретації свердловин, які представлені в розділі 5.1.

Пористість, проникність та водонасиченість є важливими петрофізичними властивостями, що визначають спроможність породи-колектора містити флюїд (*Вижва С. та ін., 2017*). Висока пористість сприяє накопиченню вуглеводнів в пустотах породи, водонасиченість визначає кількість води, яка може займати порожнечу породи-колектора, тоді як проникність відображає здатність породи-колектора пропускати флюїд.

Слід зауважити, що колекторами Оленківського родовища є піщано-алевритисті породи, це поклади, розташовані безпосередньо в зоні великих глибинних розломів (*Мачужак М. І., 2013*). Відповідно, можна очікувати їх приуроченість до резервуарів з підвищеною тріщинуватістю, тому що поява тріщинуватості в розрізі носить досить складний характер і визначається розвитком тектонічних деформацій, що й обумовлює відносно значні дебіти газу при досить посередніх ємнісно-фільтраційних властивостях (*Мачужак М. І., 2005*).

За результатами інтерпретації автором сумарно було виділено 39 продуктивних пластів, серед яких 24 пласти є слабо- та газонасиченими і 15 пластів - ущільненими.

Таким чином, у верхньовізейських продуктивних розрізах Оленківського родовища з глибиною залягання збільшується в об'ємі порід кількість щільних та ущільнених колекторів. За даними ГДС вони не виділені як продуктивні, оскільки їхні значення петрофізичних параметрів не відповідають граничним значенням, а є наближеними до них.

Для свердловини №103 горизонту В-19в на глибині 5600 м виділені лише ущільнені, щільні пісковики зі значеннями ФЄВ нижче граничних. Ефективна пористість наближена до граничних значень та коливається в межах 5,4 ÷ 5,9 %. Також, коефіцієнт газонасичення варіюється від 63,9 % до 66,3 %. Даний горизонт представлений ущільненими пісковиками, які доречно віднести до нетрадиційних типів колекторів, оскільки за розрахунками ФЄВ вони є слабогазонасиченими та низькопористими (Гуньовська О.М., 2002). Тому за допомогою освоєння низькопористих колекторів можна збільшити приріст запасів без затрат на буріння.

Продуктивні пласти горизонтів В-16, В-17, В-18 в інтервалі 5140 – 5530 м відповідають низькопроникним колекторам з середньою ємністю, за класифікацією Г. І. Теодоровича (таблиця 5.3) та П. П. Авдусина і М. А. Цветкова (таблиця 5.4). Ефективна пористість порід-колекторів в деяких пластах сягає близько 9,5 %, що вважається нормою для газового колектору, який представлений ущільненими пісковиками. Згідно таблиці 5.3 породи-колектори можна віднести до низькопроникних, оскільки значення коефіцієнту проникності не більше 40 мД (Гаранін О.А., 2014). Це теж є підставою вважати, що дане родовище представлене нетрадиційним типом колектору. Так звані традиційні колектори зазвичай мають високу пористість (10-25 %) і проникність порівняно з нетрадиційними колекторами (Бондаренко М., Кулик В., 2015).

Таблиця 5.3 – Класифікація колекторів за величиною коефіцієнта проникності (за Г. І. Теодорович)

Клас	Колектори	Коефіцієнт проникності, мД
I	високопроникні	>500
II	середньопроникні	100 – 500
III	низькопроникні	0 – 100

Таблиця 5.4 – Класифікація теригенних порід-колекторів за величиною ефективної пористості (П. П. Авдусин і М. А. Цветкова, 1943)

Клас колектора	Ефективна пористість,%	Ємність колектора
A	> 20	Велика
Б	20-15	Велика
С	15-10	Середня
D	10-5	Середня
E	<5	Мала

Згідно графіку залежності коефіцієнту пористості від коефіцієнту проникності свердловини №109 (рис. 5.10), можна спостерігати, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних відкладів закономірно погіршується статистичний зв'язок між пористістю та проникністю (Карпенко О. М., 2015).

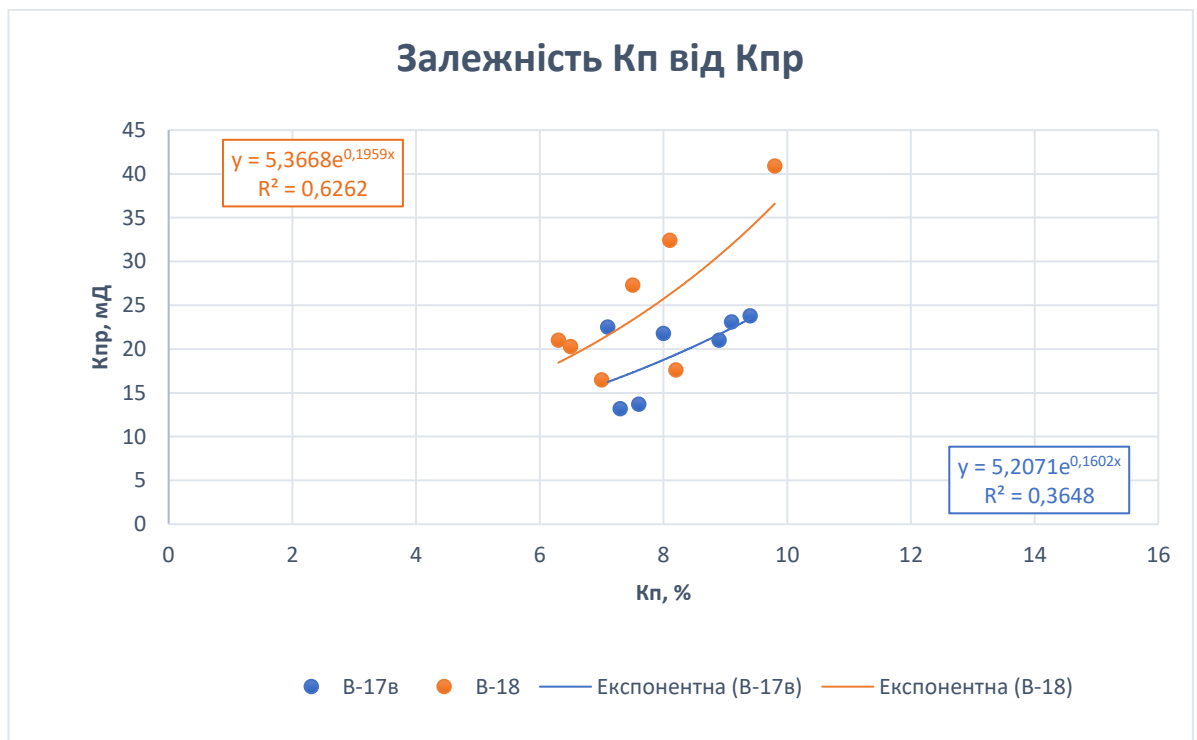


Рис. 5.10 – Залежність коефіцієнту пористості від коефіцієнту проникності свердловини №109

На графіку зображено дві групи порід горизонтів В-17в та В-18 за проникністю. Ступінь кореляції порід горизонту В-17В становить 0,6262, тобто висока. Це свідчить що зберігається досить міцний зв'язок між петрофізичними параметрами даного горизонту.. Ступінь кореляції порід горизонту В-18 становить 0,3642, ступінь залежності досліджуваних параметрів середня.

Згідно з аналізом який виконано вище, можна сказати, що породи – колектори горизонтів В-16, В-17 та В-18 є ефективними та рекомендованими до випробування, оскільки їхні фільтраційно – ємнісні властивості є кращими. Ущільнені пісковики горизонту В-19 можна віднести до нетрадиційного типу колекторів, які також можна освоїти задля приросту запасів.

ВИСНОВКИ

Застосування даних ГДС для визначення петрофізичних параметрів дозволяє провести фільтраційно-ємнісне обґрунтування ефективності порід-колекторів. Основна мета досліджень, присвячених визначенню нафтогазонасиченості колекторів, полягає в проведенні комплексного аналізу методів ГДС, згідно якого порода-колектор оцінюється на предмет насичення. Отримання точної інформації про насиченість порід-колекторів дозволяє розрахувати запаси нафти та газу в родовищах та забезпечити оптимальний підхід до їхнього видобутку.

В роботі був досліджений розріз свердловин №103 та №109 Оленківського родовища. В дослідженому інтервалі породи-колектори представлені теригенними відкладами турнейського та візейського ярусів.

Обробка та інтерпретація каротажних даних дала змогу визначити петрофізичні параметри для подальшого обґрунтування ефективності породи-колектора. Автором було виконана інтерпретація комплексу каротажних досліджень, визначено петрофізичні параметри (коефіцієнт глинистості, коефіцієнт пористості, коефіцієнт проникності, коефіцієнти водо- та газонасичення), виділено продуктивні пласти в інтервалі глибин 5140 – 5704 м, виконано кількісну оцінку отриманих продуктивних зон, які характеризуються як породи – колектори та обґрунтовано ефективність порід – колекторів.

Під час інтерпретації даних ГДС свердловини №103 автором було виділено двадцять п'ять продуктивних пластів в інтервалі 5140 – 5704 м, серед яких встановлено, що 10 пластів є слабо- та газонасиченими, а 15 пластів – ущільненими зі значеннями ФЄВ нижче граничних. Пласти №17-25 характеризуються ефективною пористістю, яка наближена до граничних значень

та коливається в межах 5,4 ÷ 5,9%. Також, коефіцієнт газонасичення варіюється від 63,9% до 66,3%. Дані пласти представлені ущільненими пісковиками, які доречно віднести до нетрадиційних типів колекторів, оскільки за розрахунками ФЄВ вони є слабогазонасиченими та низькопористими.

При дослідженні свердловини №109 в інтервалі 5140 – 5400 м було виділено чотирнадцять пластів, які є слабо- та газонасиченими. Продуктивні пласти горизонтів В-16, В-17, В-18 відповідають низькопроникним колекторам з середньою ємністю. Ефективна пористість порід – колекторів в деяких пластах сягає близько 9,8%, що вважається нормою для газового колектору, який представлений ущільненими пісковиками. Породи – колектори даних горизонтів можна віднести до низькопроникних, оскільки значення коефіцієнту проникності не більше 40мД. Коефіцієнт газонасичення коливається в межах 63,3 – 78,4 %.

Отже, проведено інтерпретацію методів стандартного каротажу для свердловин №103 та №109 Оленківського родовища. Автором виділено продуктивні пласти, кількісно оцінено їх колекторські властивості та обґрунтовано ефективність виділених порід- колекторів. Згідно з проведеним аналізом встановлено, що породи- колектори горизонтів В-16, В-17 та В-18 є ефективними та рекомендованими до випробування, оскільки їхні фільтраційно- ємнісні властивості є кращими. Ущільнені пісковики горизонту В-19 можна віднести до нетрадиційного типу колекторів, які також можна освоїти задля приросту запасів.

Дослідження, які оцінюють глибокозалягаючі горизонти порід середнього та нижнього кам'яновугільного комплексу з використанням новітніх методів інтерпретації даних ГДС, є перспективними, оскільки вони дозволя-

ють більш надійно вивчати породи-колектори та встановлювати їхню потенційну нафтогазоносність. За допомогою освоєння низькопористих колекторів можна збільшити приріст запасів без затрат на буріння.

Дніпровсько-Донецька западина є однією з найбільших нафтогазоносних провінцій України, на яку припадає значна частина видобутку нафти та газу в країні. Завдяки успішному освоєнню вуглеводневого потенціалу глибокозалягаючих горизонтів в центральній частині ДДЗ можна істотно збільшити видобуток газу найближчими роками, що у близькій перспективі цілком забезпечить енергетичну незалежність України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Бондаренко М., Кулик В., Визначення пористості та коефіцієнта газонасиченості колекторів залежно від термобаричних умов (РТ-умов) залягання. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка, Геологія, 2(69)/2015. – Режим доступу: [http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%202\(69\)/bondarenko.pdf](http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%202(69)/bondarenko.pdf)

Вижва С., Шинкаренко А., Безродна І., Щуров І., Гафич І., Солодкий Є. Вплив змінного тиску на акустичні та ємнісні властивості теригенних порід-колекторів (на прикладі зразків Семиренківської площі). // Вісник Київського університету, серія Геологія, Київ, в.76. 2017. С. 19-26. – Режим доступу: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.76.03>

Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. Отв. ред. В.К. Гавриш; АН УССР. Ин-т геологических наук. - Киев: Наук.думка, 1989. – 208 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>

Гульовська О.М. Нетрадиційні колектори нафти і газу – резерв для нарощування енергетичних ресурсів України // Матеріали 7-ї Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України- 2002”, Київ, 31 жовт. –1 листоп. 2002 р. – К., 2002. – Т. 1. – С. 108 – 110.

Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Москва, Недра, 1982 г.

Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. под

редакцией доктора физико-математических наук Д. А. Кожевникова. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004, 368с. ил. ISBN 5-7246-0295-4.

Иванюта М.М. Атлас родовищ нефти і газу України. В шести томах. Т.2: Східний нафтогазоносний регіон. - Львів : УНГА, 1998 - 923 с. Режим доступу:<http://library.nung.edu.ua/atlas-rodovishch-nafti-ii-gazu-ukrayini-v-shesti-tomakh.html>

Калинин А.В. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. НПО "Союзпромгеофизика", 1989. – с.8

Карпенко О. М. Оптимізація граничних значень параметрів порід-колекторів і вдосконалення методик інтерпретації даних ГДС – шлях до приросту запасів вуглеводнів / О. М. Карпенко // Друга науково-практична конференція "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування": мат.конф., 5-8 жовтня 2015 р., Трускавець. – К., 2015. – С.140-143.

Латышова, М.Г. (1991). Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М: Недра. – 182 с. Лепигов Г.Д., Ковалев Б.С. Объяснительная записка. Серия Днепроовско – Донецкая. Лист М-36-XXIII. Москва: «Недра» - 1971.

Липська Г.Т. Розвідувальні сейсмічні дослідження МСТГ в центральній та південно-східній частинах ДДЗ с.п. 27/95 в 1995-1999 роках – Розсошенці, 1999 р.

Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. Геофизический журнал №4, Т. 36, 2014

Мачужак М. І. Перспективи відкриття значних за запасами родовищ газу на великих глибинах у Дніпровсько-Донецькій западині / М. І. Мачужак, А. В. Лизанець // Нафтогазова галузь України. – К., 2013. – № 3. – С. 20-23.

Мачужак М. И. Трещиноватость горных пород и особенности разработки газоконденсатных залежей на больших глубинах в Днепровско-Донецкой впадине / М. И. Мачужак, Ю. А. Зарубин., В. А. Кривошея // Проблеми нафтогазової промисловості: [зб. наук. пр.] – К., 2005. – Вип. 1. – С.128-133.

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

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

Полівцев А. В., Рибак Л. А., Кондратьєва Н. А., Філатова Т. І., Сахарук С. П., Рябуха В. В. Проблеми та результати створення петрофізичних моделей нетрадиційних колекторів родовищ ДДЗ. Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. - 2008. - Вип. 5. - С. 49-59. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Ttpag_2008_5_7

Розловська С.Є., Ганженко Н.С., Муц К.І. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу. // Геодинаміка. - 2013. - № 1. - С. 154-159. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/geod_2013_1_20

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» – 868с.

Федак І. О., Коваль Я. М., Войтович Я. А. Прогнозування фільтраційних властивостей пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. Мат.-ли конференції: Актуальні питання нафтогазової галузі; розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2022 № 2(83) – Режим доступу: <https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/865/820>

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>

Interactive Petrophysics V3.6 Online Help, Synergy Ltd, 2010
<https://www.geoactive.com/interactive-petrophysics>