

Modelo de saturación de agua evaluado con la aplicación del método de descomposición en valores singulares (SVD). Caso: Formación Mirador, Llanos Orientales, Colombia.

María Claudia Orozco Cujia

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

Aristóbulo Bejarano Wallens

Magíster en Gestión de Tecnología

Codirector

Ramiro Martínez Rey

Doctor en Ingeniería Química

Emiliano Ariza León

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios, fuente de conocimiento y sabiduría que permitió la culminación exitosa del posgrado, a mis padres y hermanos que me inspiran a continuar en el camino de la mejora continua; y no menos importante a mi amigo Gabriel que fue partícipe de este hermoso proceso de aprendizaje con un apoyo incondicional.

Agradecimientos

Primeramente, a la Universidad Industrial de Santander, por su apoyo en el uso de licencia académica del Software Matlab. Y en especial al magíster Aristóbulo Bejarano Wallens por aceptar la dirección, donde fue un honor trabajar conjuntamente en esta investigación por su brillante trayectoria en el sector hidrocarburos, sus aportes en cada momento oportuno y su acompañamiento en el proceso de aprendizaje; así mismo a los codirectores el doctor Emiliano Ariza León por sus aportes en la estructuración del proyecto, al doctor Ramiro Martínez Rey, gracias por su motivación y directriz en matemáticas avanzadas que fue clave para proponer y desarrollar el presente trabajo investigación.

Así mismo, un fraternal agradecimiento a los calificadores la doctora Zully Himelda Calderón y el Magíster Edgar Pérez, que se tomaron el tiempo de participar en este proceso, sus valiosos comentarios que fueron determinantes en la culminación exitosa del proyecto de investigación.

Por otro lado, el magíster Samuel Fernando Muñoz por el seguimiento y evaluación continua en la asignatura de seminario, sus críticas constructivas y motivadoras, la exigencia en todo momento, la cual agradezco y valoro mucho; de igual manera el magíster Fernando Enrique Calvete y la coordinadora de posgrados la doctora Olga Patricia Ortiz Cancino por su orientación y atención oportuna en cada momento.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	21
1. Objetivos.....	25
1.1 Objetivo General.....	25
1.2 Objetivos Específicos.....	25
2. Marco referencial.....	26
2.1 Estado del arte.....	26
2.2 Marco teórico – conceptual.....	29
2.2.1 Cuenca de los Llanos Orientales - Formación Mirador.....	29
2.2.2 Estratigrafía Cuenca Llanos Orientales - Formación Mirador.....	32
2.2.3 Unidades Reservorios Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.....	36
2.2.4 Migración Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.....	37
2.2.5 Distribución de Salinidad Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.....	39
2.3 Registros de pozos.....	40
2.3.1 Tipos De registros.....	40
2.4 Método de análisis de núcleo: Dean-Stark.....	42
2.5 Modelos alternativos de saturación de agua.....	45
2.6 Estimación de la saturación de agua.....	46
2.7 Modelos adaptados a partir de los modelos alternativos Sw de agua.....	47
2.8 Descomposición en Valores singulares (SVD).....	50
3. Metodología para definir un modelo de saturación de agua.....	54

3.1 Inventario de la información.....	56
4. Resultados y análisis	57
4.1 Análisis de los modelos alternativos de saturación de agua	57
4.1.1 Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.....	58
4.1.2 Identificación de las variables críticas en los modelos seleccionados.	62
4.1.3 Cálculo de la saturación de agua con los diferentes modelos alternativos seleccionados....	73
4.2 Comparación de los modelos alternativos de saturación de agua.	85
4.2.1 Generación de una matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos seleccionados.	85
4.2.2 Generación de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados con el uso de la herramienta software Geoloil o por defecto el software Matlab (ambas con licencia).....	88
4.2.3 Obtención de una ecuación representativa que formaliza matemáticamente el cálculo de Saturación de agua en la Formación objeto de estudio.	88
4.3 Modelado en términos adaptativos de la ecuación representativa resultante de S_w	89
4.3.1 Planteamiento en términos matemáticos de las ecuaciones de entrada, sustentando el problema técnico y relacionando los parámetros petrofísicos que están involucrados en el cálculo de saturación de agua.	90
4.3.2 Formulación del modelo en términos matemáticos y técnicos de la Formación Mirador....	91
4.3.3 Respuesta al problema planteado con la aplicación de métodos matemáticos, definiendo el modelo de saturación de agua.....	92
4.4 Evaluación del modelo propuesto de S_w con el método matemático de descomposición en valores singulares.....	97

4.4.1 Determinación de los datos de entrada para elaborar la matriz del algoritmo a partir del modelo de saturación de agua previamente definido.....	98
4.4.2 Generación de la matriz que cumpla con las especificaciones del método de descomposición en valores singulares (SVD).....	98
4.4.3 Elaboración del algoritmo basado en el método SVD con la herramienta software Matlab y simulación del comportamiento de los resultados.	99
4.4.4 Análisis de los resultados obtenidos: se realizará una comparación con respecto a 5 escenarios resultantes:	104
5. Conclusiones.....	107
6. Recomendaciones.....	110
Referencias bibliográficas	111
Apéndices	117

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Sistemas petrolífero cuenca sedimentaria colombiana – Llanos Orientales.....	31
Tabla 2. Resumen de la litoestratigrafía de las rocas terciarias registradas para la cuenca Llanos Orientales -Formación Mirador.	33
Tabla 3. Descripción metodológica del trabajo de investigación: Modelo de Saturación de agua.	55
Tabla 4. Parámetros de selección de los modelos de Sw	58
Tabla 5. Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.....	60
Tabla 6. Grupos creados con las muestras de agua de la Formación Mirador para respectivo análisis.....	63
Tabla 7. Comportamiento de los parámetros de NaCl, Temperatura, Rw en función de la propiedad Saturación: Sw, So, Sg.	73
Tabla 8. Inventario de información por concepto de corazonamiento del pozo estudio MCOC-1.	76
Tabla 9. Unidades de muestras tomadas de los núcleos para el análisis en laboratorio	76
Tabla 10. Tabla de control del corte de los núcleos.....	76
Tabla 11. Modelos adaptativos de Sw por cada pozo.	96
Tabla 12. Valores promedio calculados de parámetros petrofísicos y rangos utilizados para agrupar tipos de rocas en cinco categorías petrofísicas.	105

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Análisis bibliográfico asociada a palabras claves del proyecto de investigación.	29
Figura 2. Ubicación Cuenca Llanos Orientales. Campo. Formación Mirador.	31
Figura 3. Carta de Eventos para el sistema petrolero Formación Mirador.	32
Figura 4. Sistema petrolero Cuenca Llanos Orientales.	35
Figura 5. Sección transversal estratigráfica regional de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia	36
Figura 6. Mapa de unidades reservorios y migración cuenca Llanos Orientales - Formación Mirador.	38
Figura 7. Distribución de la salinidad en la Formación Mirador.	39
Figura 8. Ejemplo visual de registros de pozos y sus interpretaciones cualitativas con el software GeolOil.	41
Figura 9. A. Tipos de análisis de núcleos. B. Porosidad efectiva vs total.	43
Figura 10. Aparato de laboratorio Dean-Stark y su comparación de datos con registros de pozos	44
Figura 11. Comparación de modelos alternativos de saturación de agua en litologías complejas.	45
Figura 12. Diagrama de proceso utilizado para calcular la saturación de agua utilizando la ecuación de Archie para arenas limpias a manera de ejemplo.	46
Figura 13.	48
Figura 14. Comparación de tendencias entre ecuaciones modeladas y la saturación de agua del núcleo.	48

Figura 15. Representación vectorial y explicación del método de descomposición en valores singulares.....	51
Figura 16. Representación Geométrica: Descomposición en valores singulares (SVD).....	53
Figura 17. Metodología para definir un modelo de saturación de agua.....	54
Figura 18. Inventario de información.....	56
Figura 19. Flujo de trabajo en el análisis de los modelos de saturación de agua	57
Figura 20. Resultados _Diagrama de Piper _ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.	65
Figura 21. Resultados _Diagrama de Schöeller-Berkaloff _ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.	66
Figura 22. Resultados _Diagrama de Stiff_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.	67
Figura 23. Resultados _Diagrama de Wilcox_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.....	68
Figura 24. Resultados _Diagrama de Stabler_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.....	69
Figura 25 .Distribución de la salinidad y su relación con los parámetros de Temperatura y R_w .	72
Figura 26. Diagrama de flujo: interpretaciones cualitativas y cuantitativas integración de información petrofísica_ Formación mirador.....	74
Figura 27 .Diagrama de flujo por parámetros interpretativo y su origen informativo.....	75
Figura 28. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-1.....	78
Figura 29. Volumen de Shale _ Upper Mirador_ Pozo MCOC-1	81
Figura 30. Volumen de Shale Middle Mirador _ Pozo MCOC-1.....	82

Figura 31. Volumen de Shale_ Lower Mirador_Pozo MCOC-1.....	82
Figura 32. Silt, Vclay, Vshale_ Upper Mirador_Pozo MCOC-1.....	83
Figura 33. Silt, Vclay, Vshale_ Middle Mirador_Pozo MCOC-1_(V//V).....	83
Figura 34 Silt, Vclay, Vshale_ Lower Mirador_Pozo MCOC-1_(V//V).....	84
Figura 35 PHIE_Log vs PHIE_Core_ Por Unidades estratigráficas	84
Figura 36. Metodología _ Modelo adaptativo Sw	89
Figura 37. Planteamiento en términos matemáticos de las ecuaciones de entrada, sustentando el problema técnico y relacionando los parámetros petrofísicos.....	91
Figura 38. Formulación en términos matemáticos y técnicos de la Formación Mirador.....	92
Figura 39. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1	93
Figura 40. Resultado de la expresión matemática del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1.	94
Figura 41. Resultado gráfico del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1.....	94
Figura 42. Representación del modelo adaptativo de Sw_ Pozo MCOC-1	95
Figura 43. Flujo de trabajo en la evaluación del modelo propuesto de Sw (Adaptativo) con el SVD	97
Figura 44. Matriz de entrada SVD.....	99
Figura 45. Elaboración del algoritmo basado en el método SVD aplicado a Saturaciones de aguas en la Formación Mirador.....	100
Figura 46. Diagonal principal resultante con los valores propios de saturación de agua correspondiente a la Formación Mirador	101
Figura 47. Matriz con la diagonal de valores propios denominada S en la estructura del código con el SVD.....	102

Figura 48. Comprobación del método SVD. Estado correcto en elaboración y congruencia en los resultados..... 102

Figura 49. Diagrama de contornos del comportamiento de los datos de S_w validados con el SVD.
..... 103

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice 1. Inventario de la información del campo estudio.	117
Apéndice 2. Ubicación campo de estudio y distancia entre pozos	119
Apéndice 3. Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.....	120
Apéndice 4. Interpretación de Resultados con el Diagrama de Piper	125
Apéndice 5. Resultados _Diagrama TDS vs % PH_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1	127
Apéndice 6. Resultados de Correlaciones de variables representativas.....	128
Apéndice 7. Resumen de cálculos de laboratorio	131
Apéndice 8. Comparación de resultados _ Muestras de aguas con los estudios de Penagos, (2015)	133
Apéndice 9. Columna estratigráfica generalizada- Estudio de (Penagos, 2015).....	135
Apéndice 10. Premisas relevantes en los cálculos de Salinidad en la Formación Mirador_ Pozo MCOC-1	136
Apéndice 11. Propiedades eléctricas y sus validaciones.....	137
Apéndice 12. Registro gráfico compuesto (Integración de información petrofísica) _ Pozo MCOC- 1.....	138
Apéndice 13. Fundamentos teóricos de cálculos _Software GeolOil.....	139
Apéndice 14. Resultados XRD _Pozo MCOC-1	140
Apéndice 15. Volumen de Shale por Unidades estratigráficas Pozo MCOC-1	143
Apéndice 16. Resultados de cálculos con los diferentes modelos alternativos de Sw.....	147

Apéndice 17. Modelos de representación gráfica cruzado de porosidad y resistividad (Hingle y Pickett) en función de Sw.....	150
Apéndice 18. Matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos de Saturación agua _ U.E: SS9, SS8, SS7, SS6, SS5, SS4, SS3, SS2, SS1.	153
Apéndice 19. Continuación de matriz comparativa con modelos de Sw en representación gráfica cruzado de porosidad y resistividad (Pickett y Hingle) en función de Sw para U.E	158
Apéndice 20. Generación de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados y el nuevo modelo adaptativo _ Pozo MCOC-1.	167
Apéndice 21. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-2.....	168
Apéndice 22. Resultados registro de Pozo MCOC-2.....	169
Apéndice 23. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-2.....	170
Apéndice 24. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-3.....	171
Apéndice 25. Resultados registro de Pozo MCOC-3.....	172
Apéndice 26. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-3.....	173
Apéndice 27. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-4.....	174
Apéndice 28. Resultados registro de Pozo MCOC-4.....	175
Apéndice 29. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-4.....	176
Apéndice 30. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-5.....	177
Apéndice 31. Resultados registro de Pozo MCOC-5.....	178

Apéndice 32. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-5.....	179
Apéndice 33. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-6.....	180
Apéndice 34. Apéndice 34. Resultados registro de Pozo MCOC-6	181
Apéndice 35. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-6.....	182
Apéndice 36. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-7.....	183
Apéndice 37. Resultados registro de Pozo MCOC-7.....	184
Apéndice 38. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-7	185
Apéndice 39. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-8.....	186
Apéndice 40. Resultados registro de Pozo MCOC-8.....	187
Apéndice 41. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-8.....	188
Apéndice 42. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-9.....	189
Apéndice 43. Resultados registro de Pozo MCOC-9.....	190
Apéndice 44. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-9.....	191
Apéndice 45. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-10.....	192
Apéndice 46. Resultados registro de Pozo MCOC-10.....	193
Apéndice 47. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-10	194
Apéndice 48. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-2.....	195

Apéndice 49. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-3.....	196
Apéndice 50. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-4.....	197
Apéndice 51. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-5.....	198
Apéndice 52. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-6.....	199
Apéndice 53. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-7.....	200
Apéndice 54. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-8.....	201
Apéndice 55. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-9.....	202
Apéndice 56. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-10.....	203
Apéndice 57. Cálculo K, Bvw, Sw_ Formación Mirador	204

Glosario

Análisis de difracción de rayos X: el análisis XRD proporciona una determinación semicuantitativa de la mineralogía de la muestra. Se realiza un análisis de difracción de rayos X en masa y en arcilla para ayudar en la descripción del yacimiento y la evaluación de su diagénesis. Los datos proporcionados en formato tabular.

Análisis de núcleos: El análisis de núcleos de rutina o convencional proporciona a geólogos e ingenieros datos concretos relacionados con el entorno del fondo del pozo. Generalmente considerados como la verdad sobre el terreno, los datos centrales convencionales se utilizan para calibrar los resultados de los análisis de registros, las simulaciones de yacimientos y las correlaciones estratigráficas.

Análisis de registros: o interpretación de registros de pozos de última generación implica el uso inteligente de una multiplicidad de curvas logarítmicas y datos de laboratorio en programas informáticos complejos que evalúan muchas incógnitas a la vez. El software suele ser determinista y utiliza conjuntos de ecuaciones matemáticas fijos o definidos por el usuario para derivar respuestas a partir de datos sin procesar y parámetros proporcionados por el analista.

Análisis de sensibilidad de saturación de agua: La saturación de agua varía con muchos parámetros, como el volumen de esquistos, la porosidad, la resistividad de la roca, la resistividad del agua y las propiedades eléctricas de la roca. Muchas discusiones ocurren porque un analista ha utilizado parámetros o métodos ligeramente diferentes a los de otro. Se puede realizar un análisis de sensibilidad razonable con una hoja de cálculo o un programa de análisis de registros asistido por computadora y/o mediante aprendizaje automático profundo.

Constituyente Menor: cuando una especie iónica se encuentra en concentraciones entre 1mg/L y 0.1mg/L.

Datos petrofísicos: se pueden obtener de los registros de pozos y de datos de laboratorio. Los datos petrofísicos se utilizan tanto cualitativa como cuantitativamente.

Elemento Traza: cuando una especie iónica se encuentra en concentraciones menores a 0.1mg/L.

Error del Balance de Cargas (%CBE): El error aceptable es menos del 5%, incluso pueden aceptarse errores hasta del 10% dependiendo el nivel de complejidad del estudio.

Especie Iónica Mayor: Cuando una especie iónica se encuentra en concentraciones superiores a 1mg/L.

Facies hidroquímicas: es referente a las correlaciones entre especies iónicas de mayor concentración ya sean aniones y cationes.

Medición de iones: Los laboratorios suelen medir de 9 a 15 iones individuales en una muestra de agua, registrados en miligramos/litro (mg/l) o gramos/metro cúbico (g/m^3). Estos dos conjuntos de unidades son equivalentes: $1 \text{ mg/l} = 1 \text{ g/m}^3$. En concentraciones bajas a moderadas, un mg/l es muy cercano a 1 parte por millón (ppm), por lo que se tienden a utilizar mg/l y ppm. indistintamente. La diferencia es que $\text{ppm} = \text{mg/l}$ dividido por la densidad del agua.

Métodos de análisis de agua: el análisis de agua en laboratorio es una medición esencial necesaria para realizar cálculos precisos de saturación de agua a partir de datos de registros. La muestra del fondo debe tener la menor contaminación por invasión de fluido de perforación. La muestra superior tendrá la mayor contaminación.

Petrofísica integrada: se utiliza ampliamente para sugerir todas las formas de datos de la física de rocas y su análisis de manera coherente.

Reducción de datos: o análisis de datos nos da respuestas que pueden ser ambiguas en el mejor de los casos o completamente equivocadas en el peor. Considerar las respuestas como el resultado final de la petrofísica no es adecuado; las respuestas deben tener sentido en comparación con todos los hechos conocidos y probablemente necesiten una calibración con esos otros hechos. Este paso puede ser iterativo, por lo que el análisis petrofísico no suele ser un proceso de un solo paso. Donde el siguiente paso es interpretar las respuestas con su respectiva comprensión de los datos. Existe un enorme abismo entre obtener respuestas y comprenderlas.

Resumen

Título: Modelo de saturación de agua evaluado con la aplicación del método de descomposición en valores singulares. Caso: Formación Mirador, Llanos Orientales, Colombia *

Autor: María Claudia Orozco Cujia **

Palabras Clave: Análisis de Datos, Formación Mirador, Modelos de Sw, Propiedades petrofísicas, DVS.

Descripción: La determinación precisa de la saturación de agua es fundamental para estimar los volúmenes de fluidos en los yacimientos y así lograr una mejor caracterización de los hidrocarburos en el yacimiento. Sin embargo, existen muchos métodos disponibles para estimar la saturación de agua en formaciones, aunque estos modelos tienen limitaciones y sus parámetros de entrada a menudo no están disponibles.

En consecuencia, esto conduce a saturaciones de fluidos subestimadas o sobrestimadas. Es decir, en Colombia un campo ubicado en los Llanos Orientales con unidad productora la Formación Mirador, presenta información de campo con datos subestimados de Sw y para responder a esa inquietud se esboza el presente proyecto de investigación delimitado por una metodología que es el engranaje del orden lógico de sus respectivos objetivos iniciando con el análisis de los modelos de saturación de agua alternativos mediante la integración informativa de registros y núcleos de pozos, identificando las variables críticas y seleccionando aquellos que sean válidos para el cálculo de Sw.

Seguidamente, la comparación de los modelos Sw para una formación compleja con hidrocarburos pesados; posteriormente se modela en términos adaptativos la ecuación representativa resultante, a partir de la formulación en términos matemáticos y técnicos definiendo un modelo propuesto de Sw para la Formación Mirador, finalizando con el análisis de los datos del modelo de Sw propuesto evaluado con el método SVD y en consecuencia como resultado esperado la definición de un modelo de saturación de agua y validado con el método de descomposición en valores singulares (SVD) que permita estimar la fracción de agua e hidrocarburos en la Formación Mirador de los Llanos Orientales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: PhD. Ramiro Martínez Rey, PhD. Emiliano Ariza León.

Abstract

Title: Water saturation model evaluated with the application of the Singular Value Decomposition Method.

Case: Mirador Formation, Llanos Orientales, Colombia*

Author: María Claudia Orozco Cujia**

Key Words: Data analysis, Mirador Formation, Sw model, Petrophysical properties, SVD.

Description: The precise determination of water saturation (Sw) is essential to estimate the volumes of fluids in the reservoirs and thus better characterize hydrocarbons. However, many methods are available for estimating water saturation in formations, although these models have limitations, and their input parameters are often unavailable.

Likewise, this leads to underestimated or overestimated fluid saturations. That is, in Colombia, a field located in the Eastern Plains with the Mirador Formation producing unit, presents field information with underestimated Sw data, and to respond to this concern, the present research project is proposed, delimited by a methodology that is the gearing of the logical order of their respective objectives, starting with the analysis of alternative water saturation models through the informative integration of logs and well cores, identifying the critical variables and selecting those that are valid for the calculation of Sw.

Then, compare the Sw models for a complex formation with heavy hydrocarbons. Subsequently, the resulting representative equation is modeled in adaptive terms, starting from the formulation in mathematical and technical terms, defining a proposed Sw model for the Mirador Formation, ending with the analysis of the data of the proposed Sw model evaluated with the SVD method and consequently, the expected result is the definition of a water saturation model validated with the singular value decomposition (SVD) method that allows estimating the fraction of water and hydrocarbons in the Mirador Formation of the Llanos Orientales.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: MSc. Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: PhD. Ramiro Martínez Rey, PhD. Emiliano Ariza León.

Introducción

La producción de petróleo durante Enero de 2024 fue de 791.042 barriles promedio por día (BPD), mayor a la registrada en el mismo mes de 2023 cuando alcanzó los 763.405 barriles promedio por día Según la (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024) y el 66% de estos campos son de petróleo pesado”. Así mismo, (Minenergía, 2023) indica que el factor de recobro corresponde al 23%. Sin embargo, en Colombia desde “el año 2000, los crudos pesados pasaron del 10% al 53% de la dependencia económica del sector de hidrocarburos” (Serpa, 2015); está situación obliga a las empresas operadoras a implementar estrategias que permitan el aprovechamiento de estos campos, donde su mayor concentración se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales.

Por otro lado, (Bustos, 2014) expresa que un yacimiento típico exhibe variaciones de viscosidad de hidrocarburos en cientos de centipoises, con salinidad del agua de formación típicamente por debajo de 5000 ppm y heterogeneidades con fluidos complejos. Debido a la baja cantidad de sal y en estos entornos evita la conducción de baja frecuencia en los registros eléctricos para contrastar agua con hidrocarburos; además, los perfiles de resistividad son ambiguos al evaluar la movilidad de los fluidos en los yacimientos. Es decir, está información sin un análisis de datos no contribuye favorablemente en los cálculos, presentándose datos sobrestimados o subestimados.

En este contexto, la incorporación adicional de medidas físicas abre una nueva perspectiva en la evaluación del yacimiento en la Cuenca de los Llanos, al reducir las incertidumbres y ayudar en la caracterización inicial. Dado que las rocas con buen contenido de petróleo (altas porosidades y permeabilidades, arenas muy limpias, altas saturaciones de petróleo) no garantizan la producción

de petróleo (también es común un corte de agua muy alto), la identificación de los volúmenes de crudo y agua libre en salinidades bajas son obligatorios. Por tanto, comprender su distribución a través de las arenas es también un factor crítico en entornos de petróleo pesado (Bustos, 2014, p.1).

En consecuencia, en un campo de Colombia con el potencial de hidrocarburos pesados con gravedad $^{\circ}\text{API } 10,5 - 16^{\circ}$ en la cuenca de los Llanos Orientales, presenta incertidumbre con el cálculo de saturación de agua y no existe una certeza de este valor; esto es, un pozo con pruebas de laboratorio de agua, registros eléctricos y datos de muestras de núcleos, esto evidencia información limitada del campo; así como, los pozos restantes solo disponen de registros eléctricos por tema de costos y correlacionan la información a partir de un solo pozo teniendo en cuenta que se encuentran en la misma zona de interés pero a diferentes profundidades.

Es relevante mencionar que en este campo se evidencia altos cortes de agua asociado acuífero de fondo fuerte (empuje hidráulico) en lo zona oriental de la Cuenca en mención de acuerdo con la (UPME, 2018); además cuenta alrededor de 11 pozos, el valor de la saturación de agua y otras propiedades petrofísicas presentan incertidumbres, debido a la no existencia de análisis de muestras de agua de la formación de interés para los 10 pozos restantes, los cuales disponen solamente de información de registros de pozos y no reportan en las formas 6CR de cada pozo muestras de corazones convencionales, de igual forma no registran toma de muestra corazones de pared; en ese mismo orden de ideas solo el pozo MOC-1 reporta la información de medidas directas (núcleos) e indirectas (registros eléctricos); los datos de núcleos (Dean Stark) del pozo MOC-1 son la referencia para saber si el modelo propuesto de S_w a obtener está prediciendo valores correctos.

Ahora bien, de acuerdo (Bustos, 2014) es relevante “la determinación precisa de la saturación es fundamental para estimar los volúmenes de fluidos en los yacimientos y así lograr

una mejor caracterización de los hidrocarburos en el yacimiento” (p.2). No obstante, “existen muchos métodos disponibles para estimar la saturación de agua en formaciones, aunque estos modelos tienen limitaciones y sus parámetros de entrada a menudo no están disponibles” (Doveton 2001, p.1). Igualmente, (Crain, 2023) se debe conocer otras propiedades petrofísicas fundamentales como es la porosidad efectiva, porosidad total, las propiedades eléctricas de la formación; resultando estos datos claves para el respectivo cálculo y a su vez estimar la saturación de hidrocarburos en estos escenarios complejos de evaluar con presencia de arcillas (p.14). Los tres autores conducen a un mismo punto concluyente a través de los resultados obtenidos en sus investigaciones.

En realidad, la manera más idónea para estimar este cálculo es recurrir a fuentes directas que aportan datos petrofísicos, como corazones o núcleos y seguidamente contrastar con los registros de pozos. De igual manera (Tabatabaei, 2018) en su publicación mostró un estudio, donde utiliza datos reales de registros de pozos para calcular la saturación de agua a partir de los métodos de Indonesia, Waxman-Smiths, Simandoux Modificado y CEC en la formación Asmari.

Por lo tanto, es necesario subrayar que la información disponible se encuentra a completitud para un solo pozo del campo. De ahí, el desafío y la necesidad del presente tema de investigación y definir un modelo de saturación de agua a partir de la incorporación de las fuentes petrofísicas y poder contrastar con los métodos alternativos.

Sintetizando, se requiere una atención más esmerada desde el campo de la investigación en aras de utilizar información real y la aplicación de métodos matemáticos avanzados que permiten un manejo fiable de los datos aportando resultados confiables y a su vez generar nuevos conocimientos. En otras palabras, este tema de investigación aporta una solución a un problema con una realidad objetiva, que cuenta con antecedentes investigativos que dejan entrever la

necesidad de definir, analizar, comparar, modelar y evaluar en aras de evidenciar que es un tema medible, alcanzable y realizable.

Como resultado y tomando como referencia lo indicado anteriormente se define un modelo de saturación de agua adaptativo en función del modelo representativo seleccionado en este caso Simandoux modificado, modelado con el software Matlab mediante el uso de la Toolbox de modelos de biblioteca y personalizados obteniendo un polinomio de grado uno con sus coeficientes y límites de confianza del 95% simplificado el modelo base y evaluado con el método de descomposición en valores singulares (SVD) que permite estimar la fracción de hidrocarburos en la Formación Mirador de los Llanos Orientales, donde se determina un rango de valores característicos obtenidos con el SVD de 0.23 a 0.53 en fracción de saturación de agua.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Definir un modelo de saturación de agua evaluado con el método de descomposición en valores singulares en la Formación Mirador, Llanos Orientales, Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

Analizar los modelos de saturación de agua alternativos mediante la integración informativa de registros, núcleos de pozos, identificando las variables críticas y seleccionando aquellos que sean válidos para el cálculo de S_w .

Comparar los modelos alternativos de saturación de agua para una formación compleja con hidrocarburos pesados.

Modelar en términos adaptativos la ecuación representativa resultante, a partir de la formulación en términos matemáticos y técnicos definiendo un modelo propuesto de S_w para la Formación Mirador.

Evaluar el modelo de saturación de agua propuesto con el método matemático de descomposición en valores singulares en la Formación Mirador que permita el análisis de los datos.

2. Marco referencial

El presente capítulo esboza el estado del arte y el marco teórico – conceptual, que fundamenta y sintetiza la información científica relevante que está relacionada con los objetivos de la investigación y que permite comprender la definición de un modelo de saturación de agua, resultado del engranaje entre la petrofísica, registros de pozos y las matemáticas avanzadas aplicadas.

2.1 Estado del arte

A continuación, se relacionan las investigaciones relevantes de un análisis bibliográfico con la herramienta Scopus y VOSviewer como se puede evidenciar en la figura 1 a partir de palabras claves y que fundamentan el presente trabajo de investigación; teniendo en cuenta el siguiente hilo conductor por objetivos, es ese mismo orden de ideas se encuentra (Tabatabaei, 2018), este investigador analizó la fracción de saturación de agua en modelos CEC para un pozo del campo petrolero de Kupal, siendo está la zona productora más importante del Suroeste de Irán.

En segunda instancia se relaciona (Boualam, 2020) este científico desarrolló la investigación denominada análisis petrofísico avanzado y predicción de la saturación de agua en Three Forks, Williston Basin; usando tres métodos diferentes para estimar la S_w . De modo que, los resultados arrojaron dos algoritmos complementarios entre sí para la estimación de este parámetro petrofísico.

No obstante, como tercer paso y como referente de ello en la literatura es apropiado mencionar en este caso (Kennedy & Herrick, 2012), el cual deja entrever en su publicación como alternativa al modelo de Archie porque tiene una interpretación física. En este modelo, la conductividad a granel de una roca de Archie es el producto de tres factores: conductividad de

salmuera, volumen de salmuera fraccional y un factor geométrico explícito. El modelo se ofrece en forma de teorema, probado en tres pasos para nuestros argumentos sean lo más explícitos y transparentes posibles. El modelo se desarrolla a través de su culminación como una ecuación de saturación para ilustrar que es una teoría completa para las rocas de Archie.

Avanzando en nuestro razonamiento (Doveton, 2001) efectuó la investigación titulada, las soluciones de análisis logarítmico para la saturación de agua en yacimientos de hidrocarburos de areniscas con presencia arcillosas son elaboraciones a partir de la ecuación de Archie, con términos adicionales que se adaptan a los volúmenes de arcillas y sus propiedades eléctricas asociadas, ejemplificando la importancia de continuar con estudios petrofísicos generando nuevos modelos de Sw a partir del estudio de los datos obtenidos de fuentes de información.

Además, (Bowers, 2000) planteó un enfoque probabilístico para determinar la incertidumbre en la saturación de agua calculada. Esta investigación en sus resultados expresa que la incertidumbre en la saturación de agua calculada tiene un impacto económico directo tanto en los proyectos de exploración como en los de desarrollo, aunque los petrofísicos rara vez la cuantifican. Aportando otro documento ilustrativo relacionado con los datos subestimados o sobrestimados en los cálculos de Sw.

Seguidamente (Kennedy & Herrick, 1994) explica la geometría de los poros y como afecta la conductividad de las rocas para la evaluación del potencial de hidrocarburos de las rocas sedimentarias. Sin embargo, a partir de logaritmos utiliza la ecuación empírica de Archie. Como alternativa, los autores formularon un nuevo modelo basado en la eficiencia para rocas portadoras de agua que conducen las corrientes eléctricas determinadas por la geometría de la fase conductora.

Por último, tres investigaciones que coadyuvan en la comprensión de la evaluación y/o validación de modelos matemáticos aplicados como (Abedi, 2020) que publicó un método

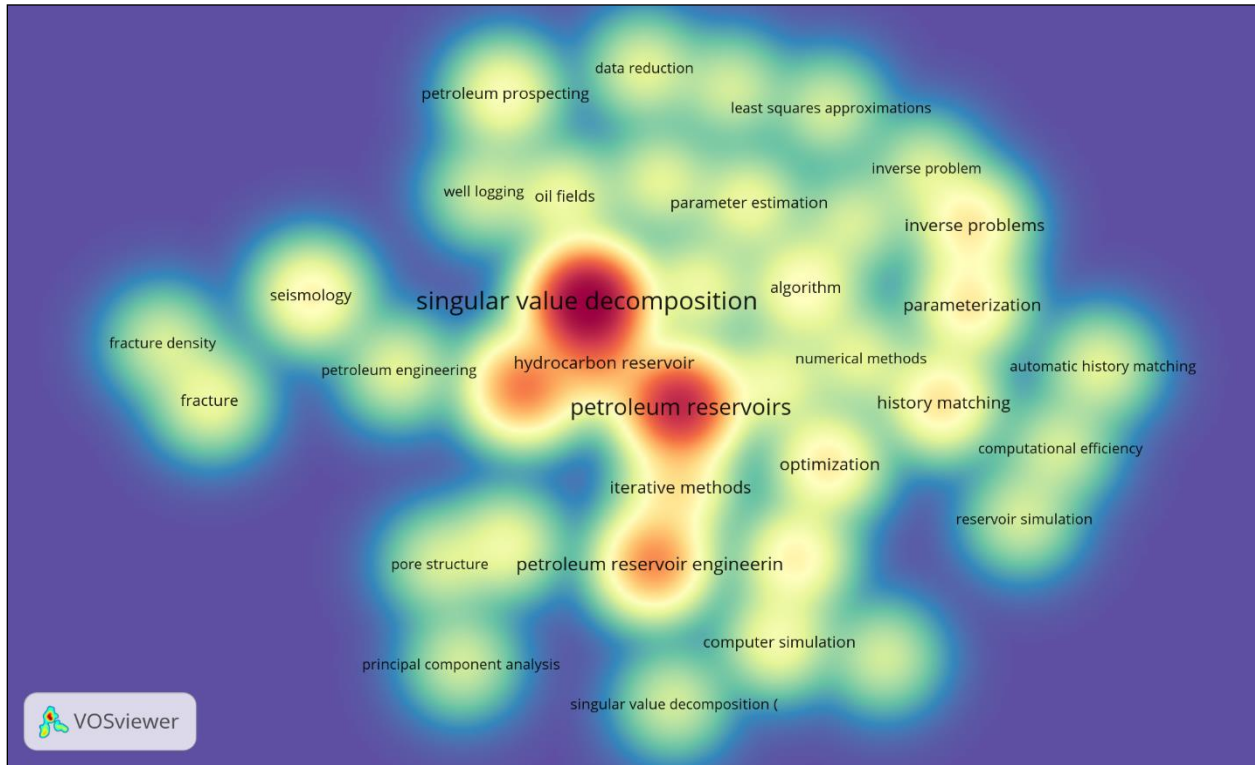
fundamentado en la descomposición de valores singulares (SVD) utilizando el lenguaje de programación MATLAB, debido a sus características que son útiles, incluida en la compresión de imágenes. Enfocado el método en la visualización a escala de poros de la inyección de polímeros en un micromodelo, demostrando un rendimiento confiable. Además, calculó la saturación de aceite residual y agua connata como caso de estudio.

De manera análoga (El-Bagoury, 2020) explicó un estudio petrofísico integrado para validar la saturación de agua a partir de registros de pozos en los yacimientos de la Formación Bahariya Shaley, de la cuenca de Abu Gharadig, Egipto. Ahora bien, los experimentos de Dean Stark y de capacidad de intercambio catiónico se integraron con registros de pozos para calcular el error en la saturación de agua para cada método para una mejor calibración.

Igualmente, (Afra, 2014) utilizó la descomposición de valor singular de orden superior (HOSVD) para reparametrizar las características del yacimiento; por ejemplo, permeabilidad, y realizar varias simulaciones de yacimientos hacia adelante mediante el mapa de orden reducido resultante como entrada. Sin embargo, para adquirir coherencia estadística, repitieron todos los experimentos para un conjunto de 1000 muestras utilizando tanto HOSVD, como la descomposición ortogonal adecuada (POD) y la descomposición en valores singulares (SVD).

Figura 1

Análisis bibliográfico asociada a palabras claves del proyecto de investigación.



Nota. La figura 1 representa el análisis bibliográfico mediante la coexistencia de términos claves correspondientes a la investigación, donde a través de redes bibliométricas arroja resultados de un compilado de información como revistas, investigadores por empresas y/o individuales de una amplia red de universidades a nivel mundial. Elaborado con la herramienta software y gratuita de VOSviewer *visualizing scientific landscape [Imagen]*.

2.2 Marco teórico – conceptual

En el presente marco teórico – conceptual, se sintetiza la información relacionada con el desarrollo del trabajo de investigación.

2.2.1 Cuenca de los Llanos Orientales - Formación Mirador.

Conforme lo expresa el informe elaborado por (García, 2009) “el principal yacimiento de la cuenca lo constituyen las areniscas continentales de la Formación Mirador y las areniscas de las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%” (p.57).

Por otro lado, menciona que: Como roca sello, sobre la Formación Mirador, uno de los principales yacimientos, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello (García, 2009, pág. 57).

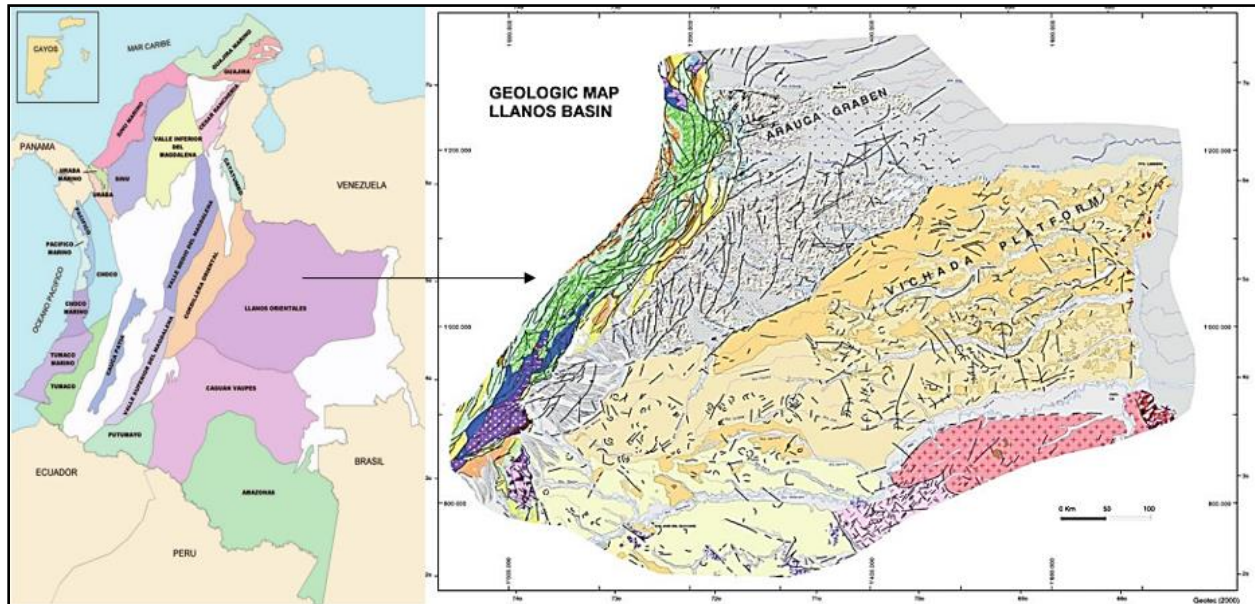
No obstante, la Formación Mirador, reinició el depósito en la cuenca después de un periodo de erosión de aproximadamente 15-20 millones de años. Mirador se sedimentó durante el Eoceno tardío, hace aproximadamente 38 millones de años. Esta formación se extendió hacia el sur y el este de la cuenca de antepaís (“foreland”) y cubrió áreas más extensas – hacia el este – que las que abarcaron las formaciones Barco y Los Cuervos (García, 2009, pág. 58).

Litológicamente Mirador (ver figura 2, tabla 1), está compuesto por areniscas masivas con intercalaciones menores de lodolitas. Las areniscas son cuarzosas, a veces feldespáticas, localmente con fragmentos de madera, y ocasionalmente glauconíticas. Tienen aspecto fluvial en la mayor parte de la cuenca. Mirador ha tenido manifestaciones importantes o es productor de petróleo pesado en los campos de Campo Rico, Guatiquía, Castilla, Entrerios, Chichimene, La Gloria, La Gloria Norte, Santiago, La Libertad, Suria, Pompeya, Tanane, Gaván, Camoa y Estero Paloblanco (García, 2009, pág. 58)

Se puede expresar desde la ingeniería de yacimientos y producción de Hidrocarburos en el área, que el cinturón de crudos pesados localizado al oriente del límite de gravedad $^{\circ}\text{API} < 20$, hasta el límite geográfico aproximado del sistema petrolífero Gachetá-Mirador. Se extiende desde el campo Apiay, incluye el campo Rubiales en donde podría tener entre 80 y 100 Km de ancho y continúa en dirección noreste hacia el campo El Miedo en donde convergen los límites de las gravedades $^{\circ}\text{API} < 20$ y la del sistema petrolífero Gachetá-Mirador, TOC actual 2%, espesor entre 100 a 900 metros (García, 2009, pág. 58)

Figura 2

Ubicación Cuenca Llanos Orientales. Campo. Formación Mirador.



Nota. La figura 2 lado izquierdo corresponde al mapa de cuencas sedimentaria en Colombia y en el lado derecho la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal*, (P.260) Barrero, 2007, ANH y *Petroleum Geology of Colombia*, Vol.9, (p.95), por Sarmiento, 2011, Universidad EAFIT / ANH.

Tabla 1

Sistemas petrolífero cuenca sedimentaria colombiana – Llanos Orientales

CUENCA	ROCA RESERVORIO	TOC ACTUAL %	HI/mg HC/g	ESPESOR	Ro	EXTENSIÓN COCINA Km²
Llanos Orientales	Formación Mirador	2,00	300	100 a 900	0.8	55800.00

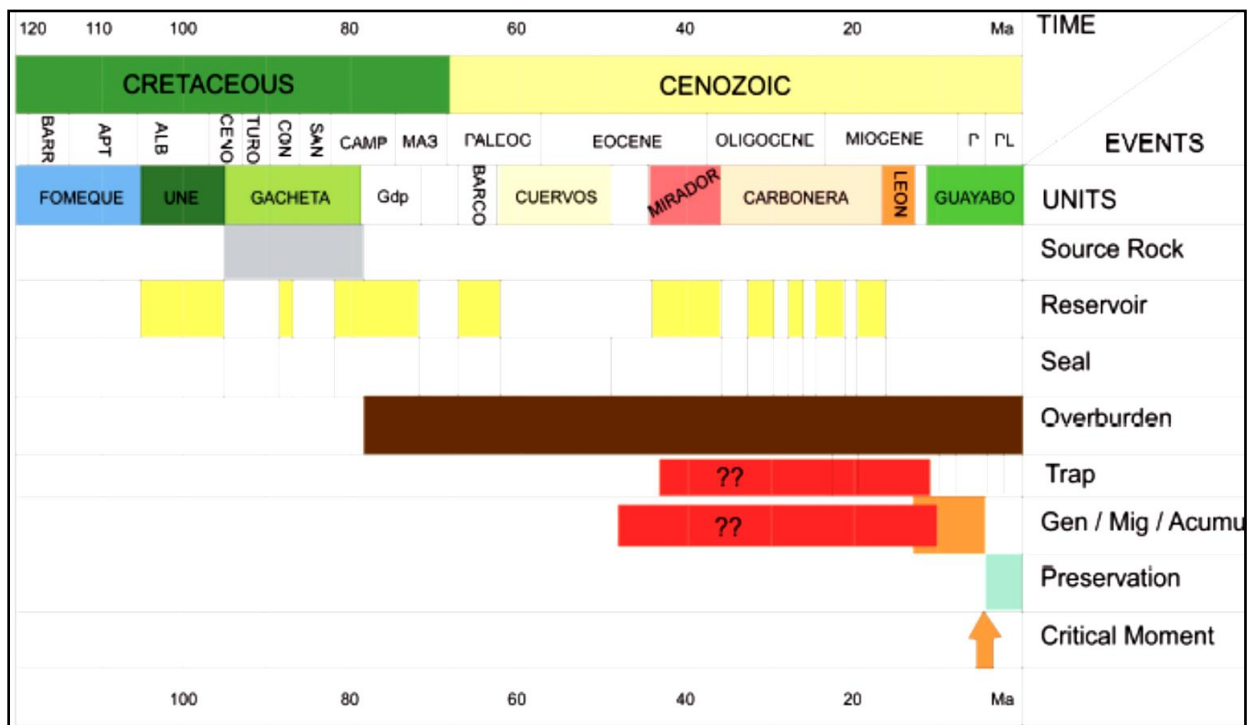
Nota. La Tabla 1, incluye la siguiente información para la cuenca Llanos Orientales: identificación de la roca reservorio. Contenido promedio de porcentaje de carbono orgánico total (TOC), índice de hidrogeno (HI), reflectancia de vitrinita (Ro), espesor promedio de la formación generadora y extensión de la cocina de hidrocarburos. Los datos geoquímicos de la Cuenca fueron tomados de *Organic Geochemistry Atlas of Colombia* (2009).

2.2.2 Estratigrafía Cuenca Llanos Orientales - Formación Mirador.

En los Llanos Orientales, un hiato de aproximadamente 20 Ma., separa la Formación Los Cuervos y la Formación Mirador. La distribución de esta secuencia en la cuenca Llanos Orientales está restringida en la parte occidental de la misma (ANH, 2012).

Figura 3

Carta de Eventos para el sistema petrolero Formación Mirador



Nota. La figura 3, es una modificación de Hernández et al. (1997) y visualiza los eventos para el sistema petrolero Gacheta-Mirador de la Cuenca Llanos. La figura original supone principalmente una carga de hidrocarburos neógenos. Sin embargo, para la formación de trampas, el gráfico supone principalmente una fase neógena. Nuevos datos de los modelos del sistema petrolero de la Cuenca Este de Colombia sugieren que volumétricamente, el período principal de generación y expulsión de hidrocarburos se produjo durante el Paleógeno (38 Ma para el flanco oriental de la Cuenca y 10 Ma para las estribaciones de la Cuenca de los Llanos, en la barra de carga de hidrocarburos con signo de interrogación en la figura agregada por el autor) y probablemente en parte desde finales del Cretácico. Nuevos datos de estratos de crecimiento, termocronología y otras herramientas muestran que la deformación y la formación de

trampas estructurales comenzaron desde el Paleógeno (barra de formación de trampas con signo de interrogación en la figura agregada por el autor). Por lo tanto, la reconstrucción precisa de la carga de hidrocarburos y el tiempo de formación de las trampas es esencial como herramienta de exploración para la cuenca Llanos. Tomado de *Petroleum Geology of Colombia*, Vol.9, (p.107), por Sarmiento, 2011, Universidad EAFIT / ANH.

Tabla 2

Resumen de la litoestratigrafía de las rocas terciarias registradas para la cuenca Llanos Orientales -Formación Mirador.

Formación Mirador – Características específicas	
Ambiente sedimentario de depositación	Constituida principalmente por arenas depositadas en un ambiente fluvio-deltaico, de depósitos que varían entre depósitos de delta marginal a distributarios y canales fluviales. Ver figura 5.
Petrografía	Las arenas presentan tonalidades blancas a crema, de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas; ocasionalmente se encuentran limolitas y arcillas de rellenos de estuario. Ver figura 4 y 5.
Espesor y contactos	Presenta una variación de espesor entre 160 - 400 pies. La Formación Mirador se encuentra limitada basalmente por una inconformidad (que a su vez determina el hiato y activa la erosión del Eoceno Temprano-Eoceno medio) y hacia la parte superior está en contacto neto con la Formación Carbonera, aunque en algunas partes es discordante. Ver figura 4 y 5.
Edad	La edad de la Formación Mirador puede corresponder a Eoceno Inferior, aunque algunos autores consideran a la Formación Mirador como un miembro basal de la Formación Carbonera. Ver figura 4 y 5.
Ambiente de sedimentación	La Formación Mirador se depositó en un ambiente marino somero. Ver figura 5.

Nota. La tabla 2 fue elaborada a partir de la información del “Boletín de la Geología de América”, esta sintetiza como se desarrolla la base del Terciario en una secuencia clástica la cual es asincrónica, siendo más joven a medida que se avanza hacia el borde oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales. Donde una de las formaciones terciarias presentes es Mirador. Tomado de *Bulletin of the Geological Society of America*. Capítulo: Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia- South America” Vol. 55 (p.1194 -1196), Notestein, 1944.

De acuerdo con (Ingeominas, 1999) y la figura 3, 4 y 5 la sedimentación en el área continuó a finales del Eoceno (aproximadamente 40 Ma. Eoceno tardío), con la deposición de secuencia de

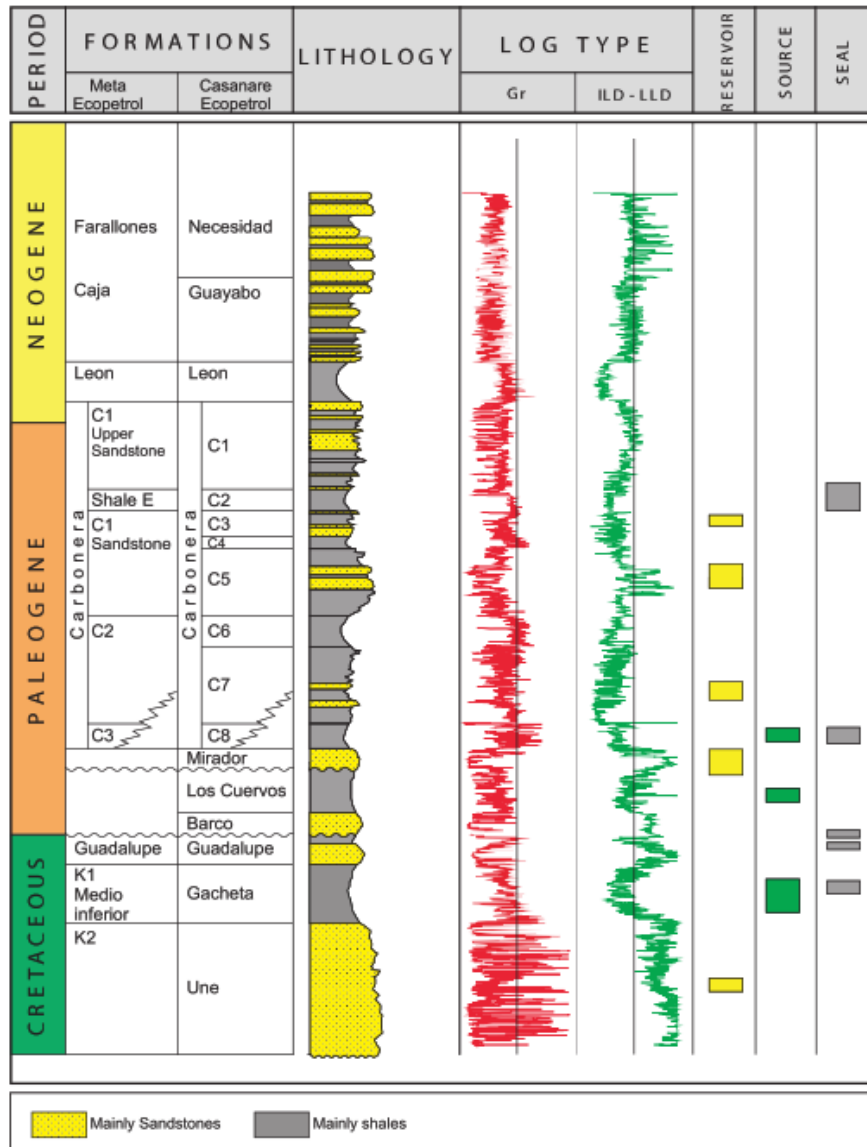
la Formación Mirador la cual se inició en respuesta a una transgresión de gran avance que se extendió fuera de las cuencas de antepaís, al oeste y al norte. La deposición inicial de esta formación incluyó depósitos de relleno de valles, ricos en arena y de influencia marina, que cambian hacia el tope a depósitos arcillosos de planicie costera.

Sin embargo, la transgresión continua, eventualmente sumergió esta planicie aluvial de esta secuencia media de la Formación Mirador, y estableció una plataforma marina poco profunda en toda el área de piedemonte. Arcillas de costa afuera y ciclos de progradación, arenosos y bioturbados de frente de costa, marcados por depósitos arenosos fluviales y de relleno de valle de estuario, representan la sedimentación de la parte superior de la Formación Mirador, durante el Eoceno tardío (ANH, 2012).

Luego de la deposición de la Formación Mirador, cuatro grandes ciclos de depósitos de influencia marina de llanura costera baja ocurrieron en la cuenca Llanos Orientales y en el piedemonte. Estas secuencias se ubican en el intervalo de tiempo aproximadamente 34 -16,5 Ma (Oligoceno – Mioceno medio) como se puede observar en la figura 3, 4 y 5, la tabla 2, estos corresponden a la tradicionalmente denominada Formación Carbonera.

Figura 4

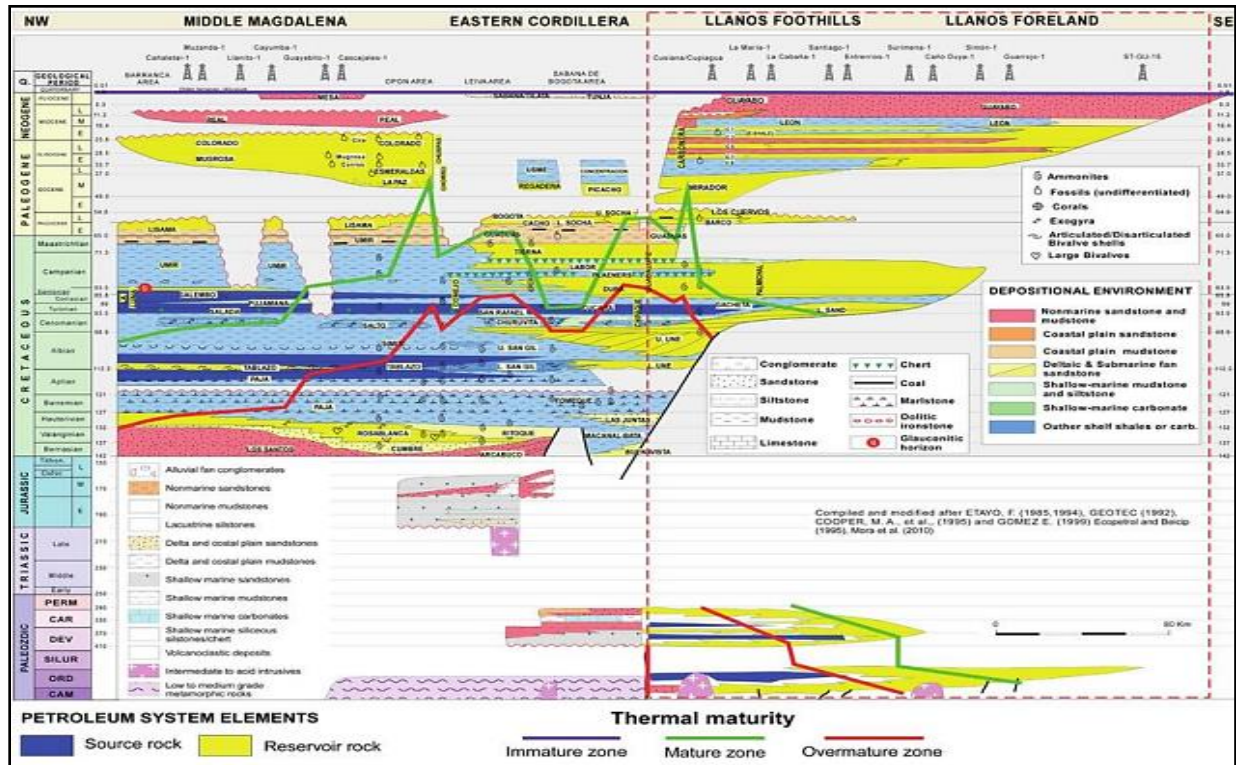
Sistema petrolero Cuenca Llanos Orientales



Nota. En la figura 4, se puede observar una curva tipo de registro Gamma Ray y Resistivo respecto a la Formación Mirador y la categorización del tipo reservorio por concepto productivo en este escenario evaluativo. Tomado de *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal* (p.70), Barrero, 2007, ANH.

Figura 5

Sección transversal estratigráfica regional de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia



Nota. En la figura 4, se observa los elementos del sistema petrolero resaltados en diferentes colores y las areniscas del Paleoceno tardío que son reservorios productivos en color verde lima. Durante el Eoceno temprano y medio, se produjo sedimentación fluvial y de llanura costera rica en arena en el área de las estribaciones de la cuenca de los Llanos y en la parte occidental del área de la misma Cuenca (Formación Mirador), seguida de cuatro ciclos de lutitas y arena intercaladas de influencia marina. Las areniscas de Mirador son yacimientos productivos de hidrocarburos. Tomado de *Petroleum Geology of Colombia*, Vol.9, (p.95), por Sarmiento, 2011, Universidad EAFIT / ANH.

2.2.3 Unidades Reservorios Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.

Las unidades reservorio en la Cuenca de los Llanos Orientales están representadas por arenas del Cretácico Superior Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, las Formación Barco del Paleoceno Tardío, y las Formaciones Mirador y Carbonera del Eoceno, como visualiza la figura 5 y 6A (Sarmiento, 2011) y (Barrero, 2007).

Hasta el presente, las areniscas de la formación Mirador constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia (Barrero, 2007).

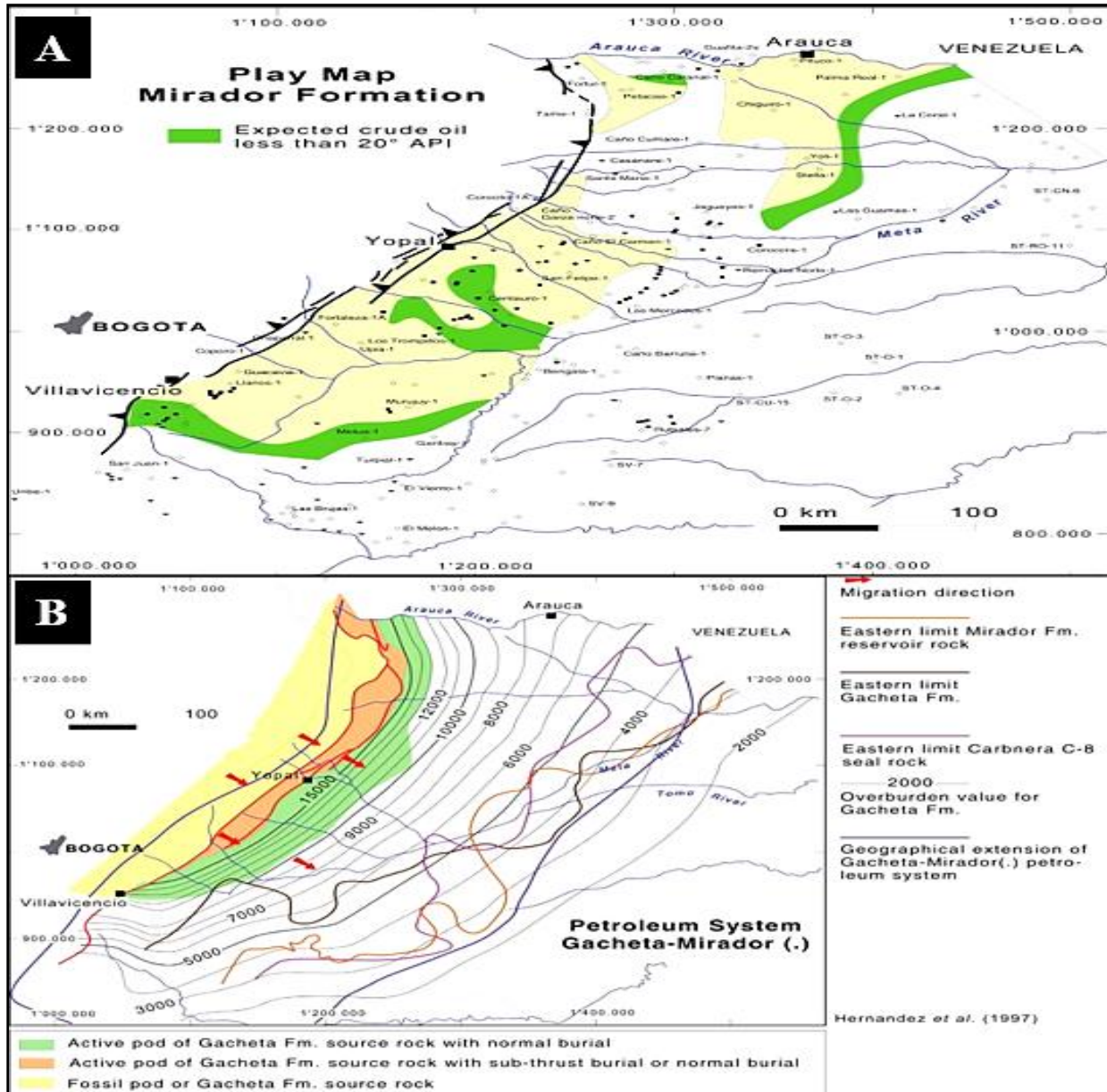
Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental (figura 6A) y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera (Barrero, 2007).

2.2.4 Migración Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.

Luego de la Orogenia Andina, sucedió la última migración del hidrocarburo (figura 6B) es decir del Mioceno a Pleistoceno. El hidrocarburo que se tiene hoy en los Llanos Orientales es producto de la migración de este, desde la Cordillera Oriental en dirección Oeste-Este para depositarse en rocas con buena porosidad y permeabilidad, lo cual se complementó con una serie de trampas estratigráficas y estructurales, así como las fallas predominantes en el área. Las rocas almacenadoras que ofrecieron las mejores condiciones para albergar el petróleo migrado fueron las Formaciones Mirador, Carbonera (niveles arenosos), Guadalupe y Ubaque (Barrero, 2007).

Figura 6

Mapa de unidades reservorios y migración cuenca Llanos Orientales - Formación Mirador.



Nota. La figura 6A esboza el mapa de zonas esperadas de acumulaciones o prospectos de hidrocarburos menor a 20 °API en la Formación Mirador. La figura 6B, es un mapa del sistema petrolero Gacheta-Mirador y que muestra con respecto a la línea correspondiente al límite de rocas reservorios en la Formación Mirador en el Oriente; además estas unidades de reservorio principal en Fm. Mirador se creen que proviene de campos productores de hidrocarburos de la

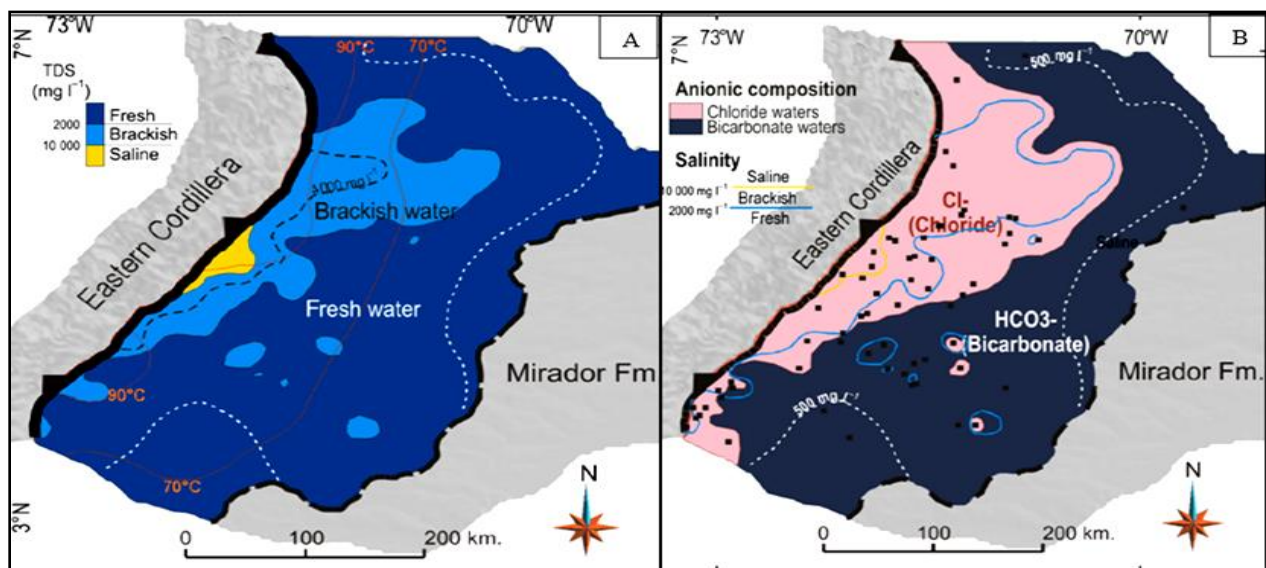
Fm. Gachetá, denominado la dirección de migración de la Fm. Gachetá hacia la Fm. Mirador. Tomado de *Petroleum Geology of Colombia*, Vol.9, (p.115), por Sarmiento, 2011, Universidad EAFIT / ANH.

2.2.5 Distribución de Salinidad Cuenca Llanos Orientales – Formación Mirador.

Por otra parte (Penagos, 2015) referencia la distribución de salinidad en aguas de formación y variación regional de temperatura como: Formación Mirador; mientras que las aguas dulces están ampliamente distribuidas (incluso en la zona noroeste profunda y cálida), las aguas salobres se conservan localmente en depósitos poco profundos al sur. (Ver Figura 7A).

Figura 7

Distribución de la salinidad en la Formación Mirador



Nota. (A) Distribución de Salinidad Formación Mirador y (B) Gráfico semilogarítmico de sólidos disueltos totales (TDS) versus composición molar aniónica para todas las aguas de formación Diagrama de Piper. Tomado de *Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history* (p. 443-458), por F. Penagos, 2015, *Geofluids*, (14).

Así mismo, la distribución de composición aniónica dominante para la Formación Mirador, con aguas dominadas por cloruros distribuidas hacia el oeste, convirtiéndose en bicarbonato dominado hacia el este, mientras que algunas aguas cloradas se conservan hacia el sur y sureste.

Hay que tener en cuenta la correlación entre la salinidad y las composiciones dominadas por el cloruro (Ver figura 7B) (Penagos, 2015, págs. 443-458).

2.3 Registros de pozos.

El análisis de registros (figura 8) está dirigido principalmente a reducir un gran volumen de datos a resultados más manejables y a reducir el posible error en las suposiciones y en los resultados basados en ellos. Cuando el análisis de registros se combina con otras mediciones físicas de las rocas, como análisis de núcleos o datos petrográficos, el trabajo se denomina petrofísica o análisis petrofísico. Los resultados del análisis se denominan propiedades petrofísicas o propiedades mapeables del yacimiento. Se dice que el análisis petrofísico está "calibrado" cuando los resultados de porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad se comparan favorablemente con los datos del análisis de núcleos. Se obtiene una confirmación adicional de las propiedades petrofísicas mediante pruebas de producción de los intervalos del yacimiento (Crain, 2015, pág. 7).

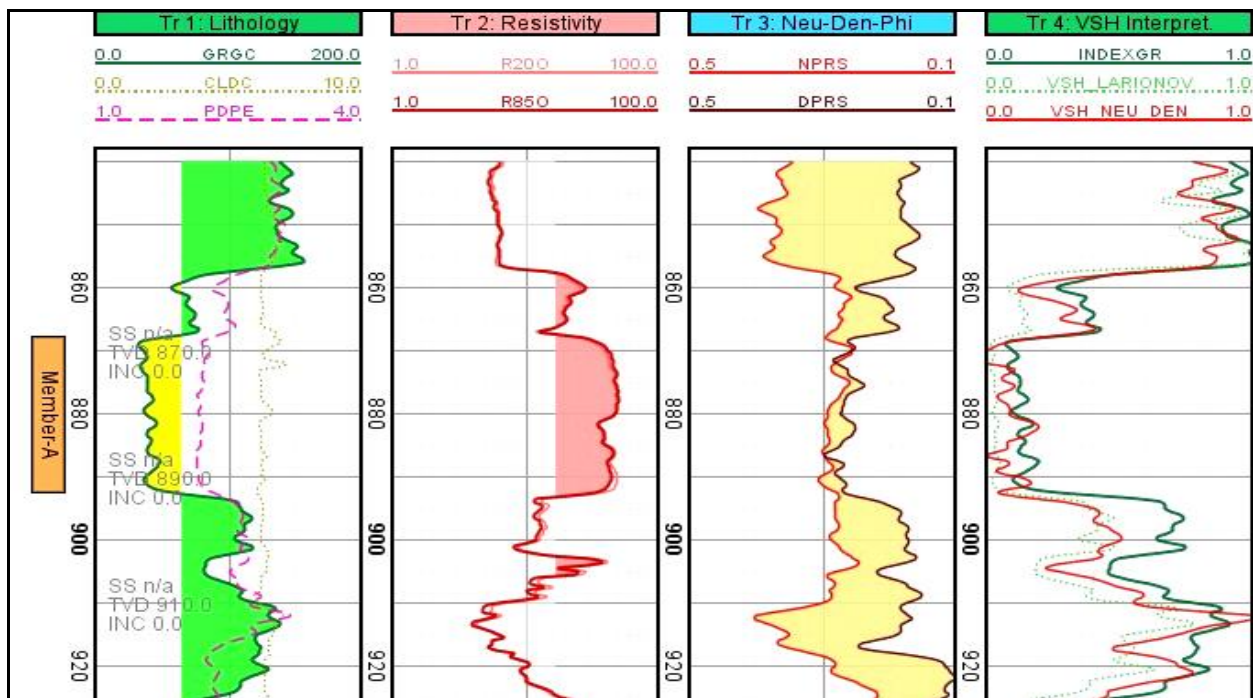
2.3.1 Tipos De registros.

Los registros (figura 8) a menudo realizan varias mediciones simultáneamente y se pueden conectar varias herramientas de registro para que funcionen como una sola serie de herramientas. Las combinaciones han adquirido sus propios nombres crípticos. La terminología surge de cuántas herramientas de registro físico individuales podrían ensamblarse y ejecutarse en una sola pasada en el pozo (Crain, 2015, pág. 7). A medida que las herramientas se hacían más pequeñas, se podían colocar más en la torre de perforación; fue necesaria mucha reingeniería para que todas las señales pasaran a través de todas las herramientas. Los términos "combo triple" y "combo cuádruple" se utilizan para describir dos combinaciones específicas de cadenas de herramientas de uso común en la actualidad: Combo triple = resistividad + densidad + herramientas

de neutrones. Combo cuádruple = resistividad + sónico + densidad + herramientas de neutrones (Crain, 2015, pág. 7). Es decir, el registro de rayos gamma siempre se incluye, pero no aumenta el recuento de herramientas. Una combinación triple estándar son curvas de resistividad (con GR o SP o ambas) más curvas de densidad - neutrones (con GR, Caliper, corrección de densidad y PEF). Densidad + neutrones cuentan como 2 de las 3 herramientas (Crain, 2015, pág. 7)

Figura 8

Ejemplo visual de registros de pozos y sus interpretaciones cualitativas con el software GeolOil.



Nota. Tomado de GeolOil, *Example GeolOil* (sujeto a compra de licencia del software y paquete de aprendizaje), 2020 a 2024.

Sin embargo, un combo cuádruple agrega un registro sónico a la cadena de herramientas anterior. Esto puede incluir una compresión sónica y/o de corte. Puede haber más de un GR y Caliper dependiendo de la época de los registros. Algunas combinaciones pueden tener GR espectral, que agrega curvas de potasio, torio y uranio. Por otro lado, un registro compuesto se

compone de mediciones e interpretaciones de muchas fuentes de datos. Dado que comprime una gran cantidad de datos en un registro, suele ser uno de los elementos más utilizados en el archivo del pozo (Crain, 2015, pág. 7)

2.4 Método de análisis de núcleo: Dean-Stark

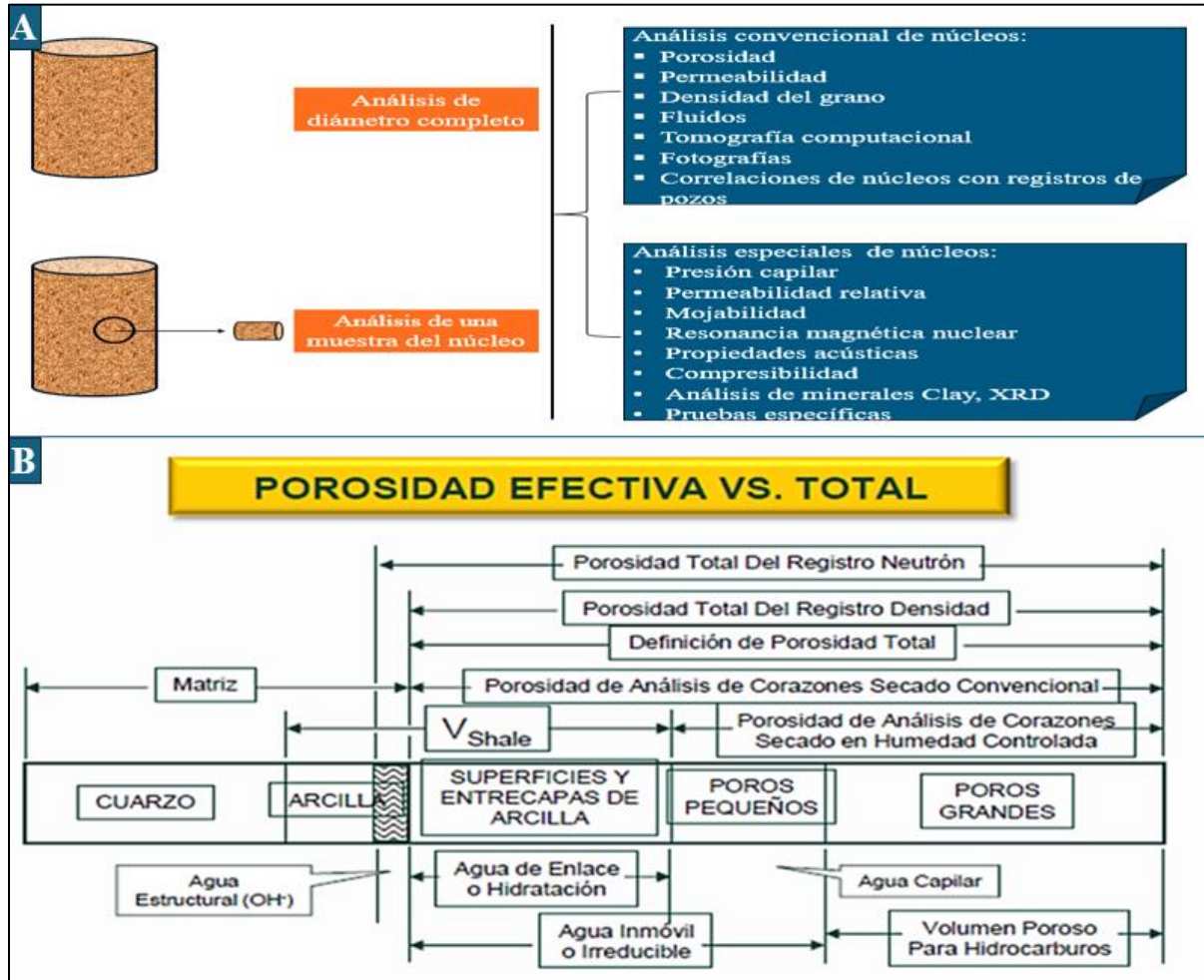
El método de Dean stark mide directamente agua como se explica en la APIRP42, las demás medidas: S_o , S_g es por balance masa. Pero la medida de S_w en dean stark es directa. El método no solamente se usa para arenas bituminosas si no para cualquier litología. Porosidad y Permeabilidad se hacen en bituminosas tomando plugs empacados con teflón termoencogible y es una práctica rutinaria cuando se corazona en yacimientos de crudos pesados o bituminosas (ICP-ECOPETROL, 2024)

Los modelos de análisis petrofísico estándar se utilizan para la determinación volumétrica de arcilla, porosidad, agua y petróleo (figura 9A y 10) y una estimación realista de la permeabilidad. Desafortunadamente, el método de análisis de núcleos Dean-Stark, no mide volúmenes. En cambio, la técnica mide la masa de aceite, la masa de agua y la masa mineral. Estos se convierten a fracción de masa y luego a porosidad calculada y saturación de agua. En raras ocasiones, puede haber algunos datos de permeabilidad y porosidad de helio, pero esto es difícil en arenas petrolíferas no consolidadas. (Crain, 2015, pág. 8)

Es tentador comparar la volumetría del análisis de registros con la volumetría calculada por Dean-Stark y ajustar los parámetros del análisis de registros para obtener una "buena coincidencia" (Crain, 2015). Así mismo, la porosidad de plugs normalmente se hace con humedad controlada entonces se considera es porosidad efectiva y compara con los registros y otras técnicas como se puede observar en la figura 9B.

Figura 9

A. Tipos de análisis de núcleos. B. Porosidad efectiva vs total



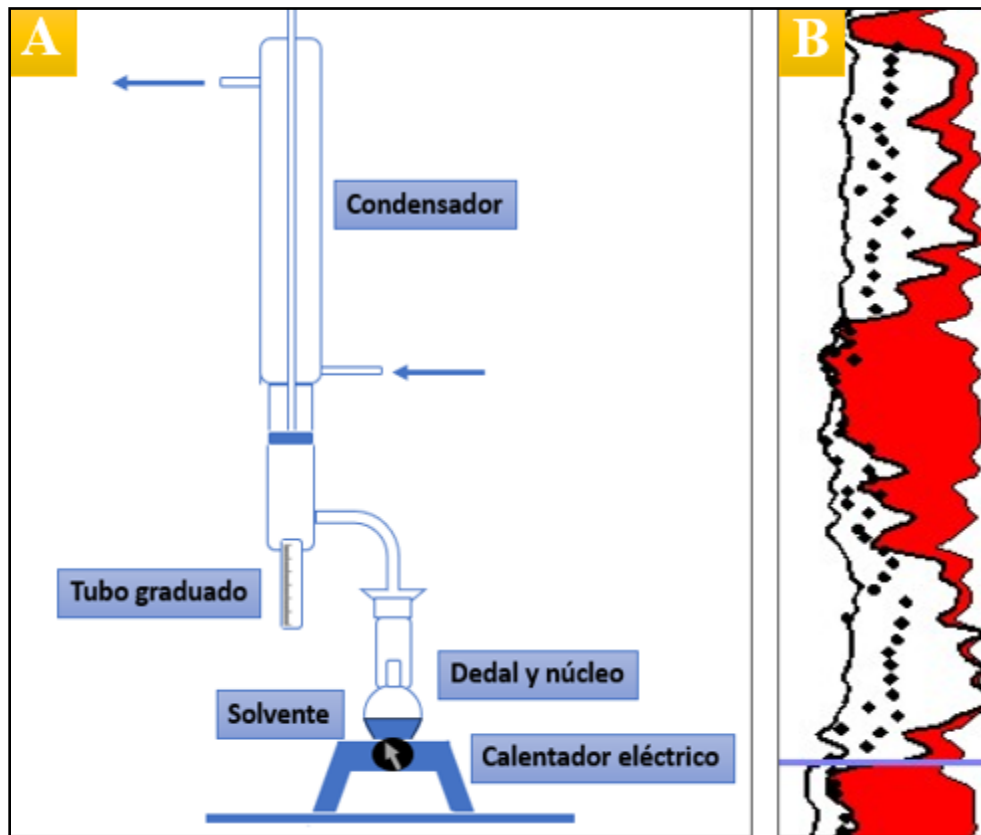
Nota. A. Las ubicaciones de cada tapón se seleccionan en función de la observación visual de los cambios en la textura, la porosidad o la litología/mineralogía de la roca, lo que da lugar a intervalos irregulares entre los tapones de núcleo. Adaptada de *Lab Data acquisition*, Cap.9, por Crain's Petrophysical Handbook Crain, 2015. B. Laboratorio de núcleos (ICP-ECOPETROL, 2024).

Este método se utiliza en rocas poco consolidadas, como las arenas bituminosas, y consiste en desagregar las muestras y pesar sus componentes constituyentes. Un claro ejemplo de porosidad Dean-Stark (puntos negros) como se puede observar en la figura 10, que muestra que es menor que la porosidad total de los registros (curva negra) debido al secado incompleto de la

arcilla. Hacer coincidir la porosidad de los registros directamente con el núcleo puede ser inútil en muchos casos (Crain, 2015, pág. 8).

Figura 10

Aparato de laboratorio Dean-Stark y su comparación de datos con registros de pozos



Nota. (10A) Adaptado de Crain, 2023, sujeto a compra de licencia. Lab TECH medición de la porosidad del núcleo. Dean-Stark. (10B) Análisis del núcleo de Dean-Stark (puntos negros) en comparación con la porosidad total (curva negra) y la porosidad efectiva (borde izquierdo del sombreado rojo), <https://www.spec2000.net/lab-data-acquisition/lab-tech-measuring-core-porosity.htm>.

Si una arena bituminosa se consolida lo suficiente como para ser analizada mediante un análisis de núcleo convencional en lugar de los métodos Dean-Stark (que pueden manejar muestras desagregadas), se pueden obtener la porosidad, la saturación y la permeabilidad. No se puede realizar una estimación de permeabilidad durante un análisis Dean-Stark, por lo que los datos de

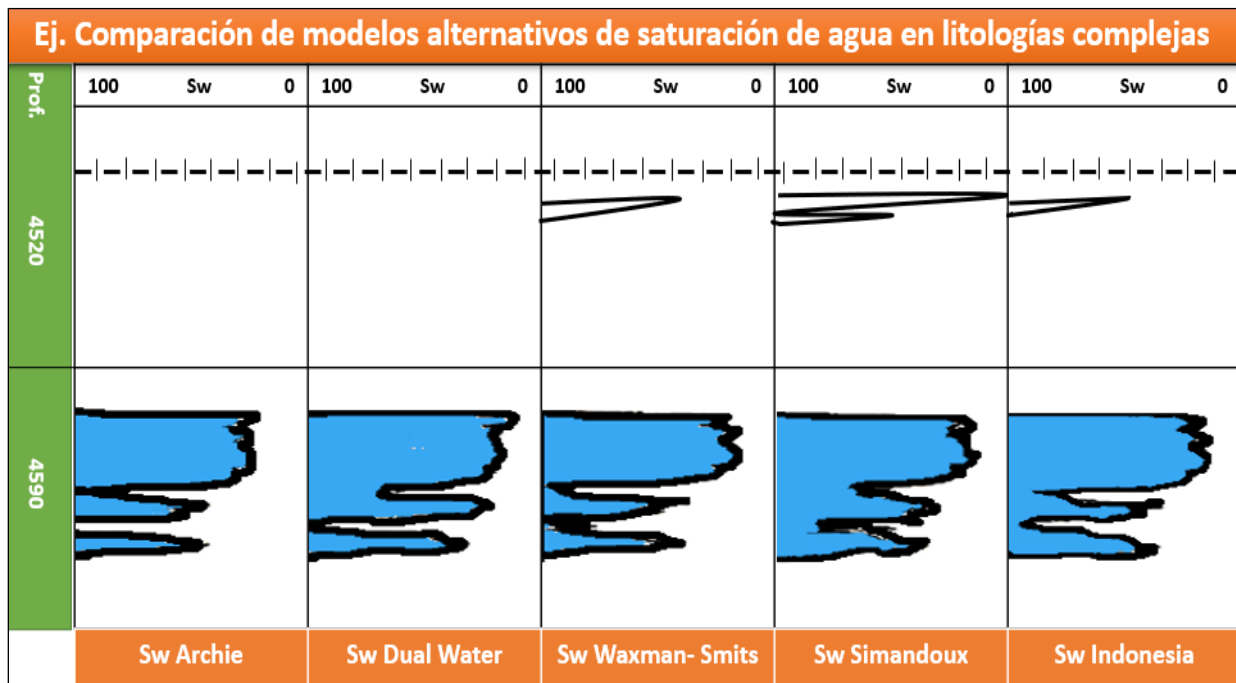
permeabilidad en proyectos de arenas bituminosas pueden ser bastante escasos. (Crain, 2015, pág. 8)

2.5 Modelos alternativos de saturación de agua.

En el apéndice 3, se presenta los métodos de saturación de agua alternativos más relevantes, su respectiva ecuación y sus parámetros. Es decir, numerosas otras fórmulas de saturación de agua están en uso e incluso se pueden encontrar más en la literatura. De acuerdo con (Crain, 2015) aún no se ha encontrado la fórmula universal definitiva. Además, como se puede observar en la figura 11, simula los perfiles realizando una comparación con los modelos alternativos más representativos para formaciones complejas.

Figura 11

Comparación de modelos alternativos de saturación de agua en litologías complejas



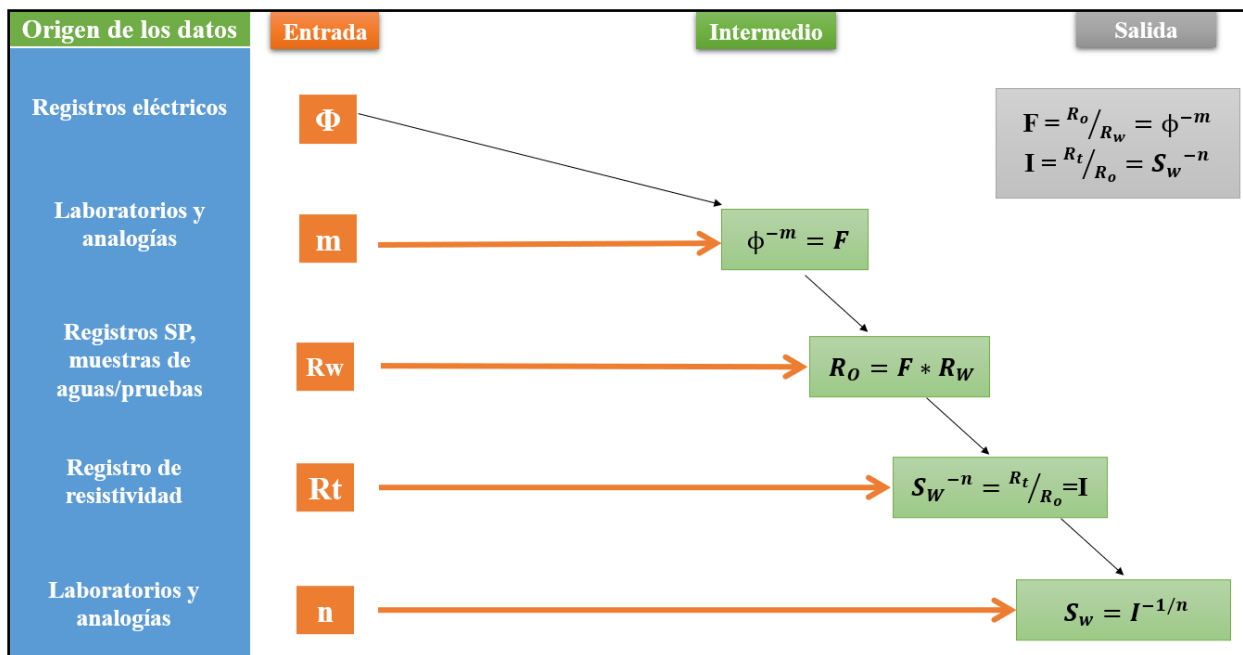
Nota. Adaptado de <https://www.spec2000.net/14-swalt.htm>, sujeto a compra de licencia de Crain's Petrophysical Handbook, 2020 -2023.

2.6 Estimación de la saturación de agua

De acuerdo con (Cannon, 2015), la determinación de la saturación de agua suele ser el paso final al finalizar un análisis de registros (Figura 12). Sin embargo, también es importante averiguar si un yacimiento contiene hidrocarburos móviles y si se pueden producir sin agua. Hay dos casos a considerar, la arena limpia, libre de arcilla y la arena rica en arcilla. A menudo es aconsejable suponer que el yacimiento contiene arcilla, porque dado el caso no sea este escenario, los algoritmos predeterminados para arenas limpias y la simple ecuación de Archie es suficiente (p.147).

Figura 12

Diagrama de proceso utilizado para calcular la saturación de agua utilizando la ecuación de Archie para arenas limpias a manera de ejemplo.



Nota. Adaptado de “Petrophysics a práctica guide” (p. 147), por Steve Cannon, 2015, Estimation of water saturation, (250).

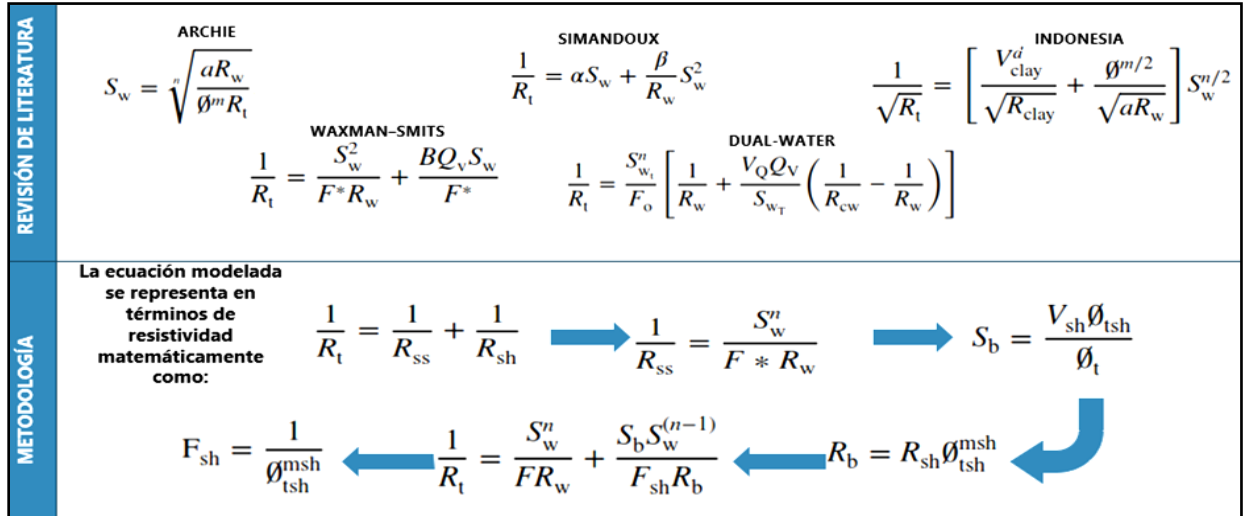
2.7 Modelos adaptados a partir de los modelos alternativos Sw de agua.

A continuación, se relaciona 2 ejemplos de modelos propuestos de Sw, encontrados en la literatura y son el resultado de una necesidad y su adaptación a la formación de interés, con resultados satisfactorios en sus investigaciones. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las publicaciones científicas no evidencia a completitud el desarrollo de la investigación, como en este caso el modelado de una ecuación (resultado de la ecuación resultante); es ahí donde se fundamenta la relevancia en las investigaciones dedicadas en generar modelos de Sw para cada formación interés para evitar la obtención de datos subestimados y sobreestimados; siendo está la conclusión encontrada como un común denominador de todas las referencias citadas en el presente documento; y la orientación de los petrofísicos en el manejo y tratamiento de los datos con el apoyo de modelos matemáticos y la simulación del comportamiento de los mismos como estrategia de las compañías petroleras en la cuantificación de reservas que faciliten la toma de decisiones en el negocio.

Ejemplo 1. Una solución propuesta para la determinación de la saturación de agua: usando una ecuación modelada, de acuerdo con (Sam-Marcus et al, 2018): La caracterización de yacimientos es una fase importante en el desarrollo de campos de petróleo y gas, que tiene lugar durante la fase de evaluación de un campo, donde se consideran opciones de desarrollo adicionales. La saturación de agua es un parámetro muy importante en la descripción general del yacimiento. El modelo se basa en un modelo de resistividad paralelo, con la suposición en términos de la conductividad de la arenisca y la lutita, las cuales coexisten en paralelo en el yacimiento.

Figura 13

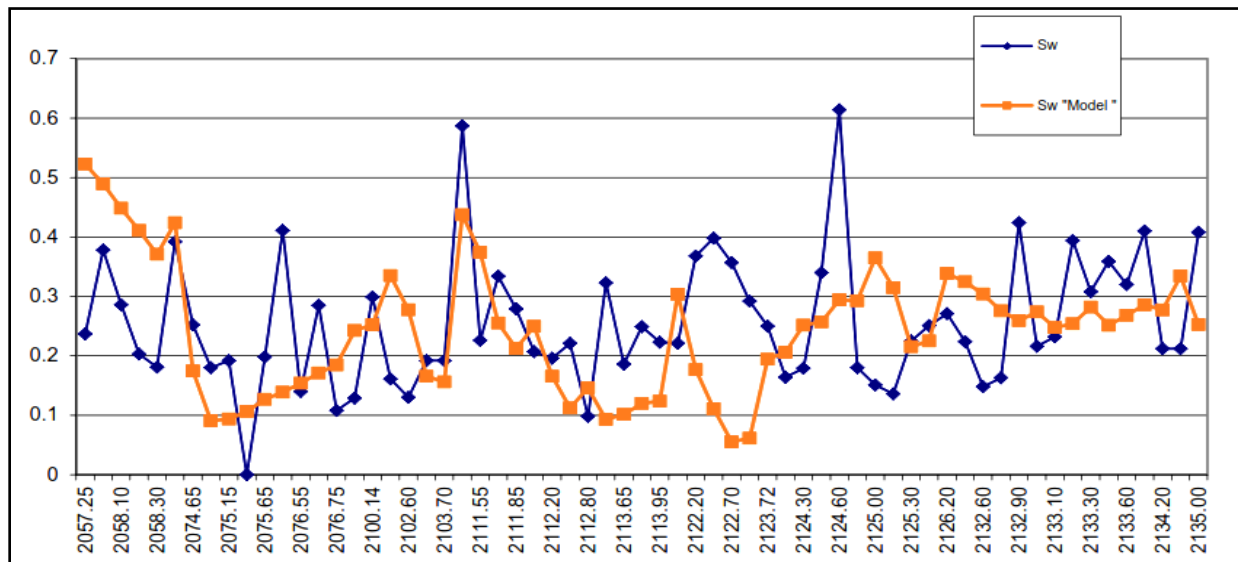
Revisión de literatura y metodología correspondiente al modelo de resistividad paralelo.



Nota. Tomado de “A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation” (p. 2-6), por Sam-Marcus et al., 2018, Results, (7).

Figura 14

Comparación de tendencias entre ecuaciones modeladas y la saturación de agua del núcleo



Nota. Tomado de A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation (p. 6), por Sam-Marcus et al., 2018, Results, (7).

Finalmente, los resultados de la comparación fueron positivos para la ecuación modelada, ya que dio resultados coherentes en ambos escenarios y coincidió razonablemente con la saturación de agua promedio de los yacimientos seleccionados. Ver figura 13 y 14.

Ejemplo 2. Determinación de la saturación de agua en la formación del río Keg del campo Zama utilizando registros y núcleos, (Collins, 1976). Estima la precisión de los métodos de registro comunes. Esto requirió el desarrollo de procedimientos correlativos para manejar los factores mencionados. Las saturaciones medidas en núcleos se compararon con las calculadas a partir de registros para cumplir con el objetivo principal y validar las correlaciones desarrolladas. La precisión indicada sugiere que se requieren mejoras. Ya sea que se adopte la forma de una nueva herramienta o un modelo de análisis diferente, su rendimiento se puede comparar con otros métodos.

Simplificación modelo de Archie a partir de correlaciones desarrolladas: Solución para R_{wa} y W_a en la ecuación de Archie Simplificada:

$$W_a = -\frac{1}{A}, \log R_{wa} = B * W_a$$

Donde:

A, B, constantes y coeficientes de análisis de regresión lineal.

R_{wa} , W_a ; se designan como valores aparentes para reconocer posibles desviaciones del modelo de Archie y condiciones de medición no ideales.

Los dos ejemplos anteriores son referencias de estudios en determinar la saturación de agua mediante los recursos informativos disponibles, sumado a esto la aplicación de las matemáticas avanzadas en el uso de estos datos en la búsqueda de una respuesta predictiva cercana aproximada a la realidad.

2.8 Descomposición en Valores singulares (SVD)

La descomposición de valores singulares toma una matriz rectangular de datos (definida como A , donde A es una matriz $n \times p$) en la que las n filas y las p columnas representan las condiciones experimentales” (MIT, 2015). El teorema de la SVD establece:

$$A_{n \times p} = U_{n \times n} \Sigma_{n \times p} V^T_{p \times p}$$

Dónde:

$$U^T U = I_{n \times n}$$

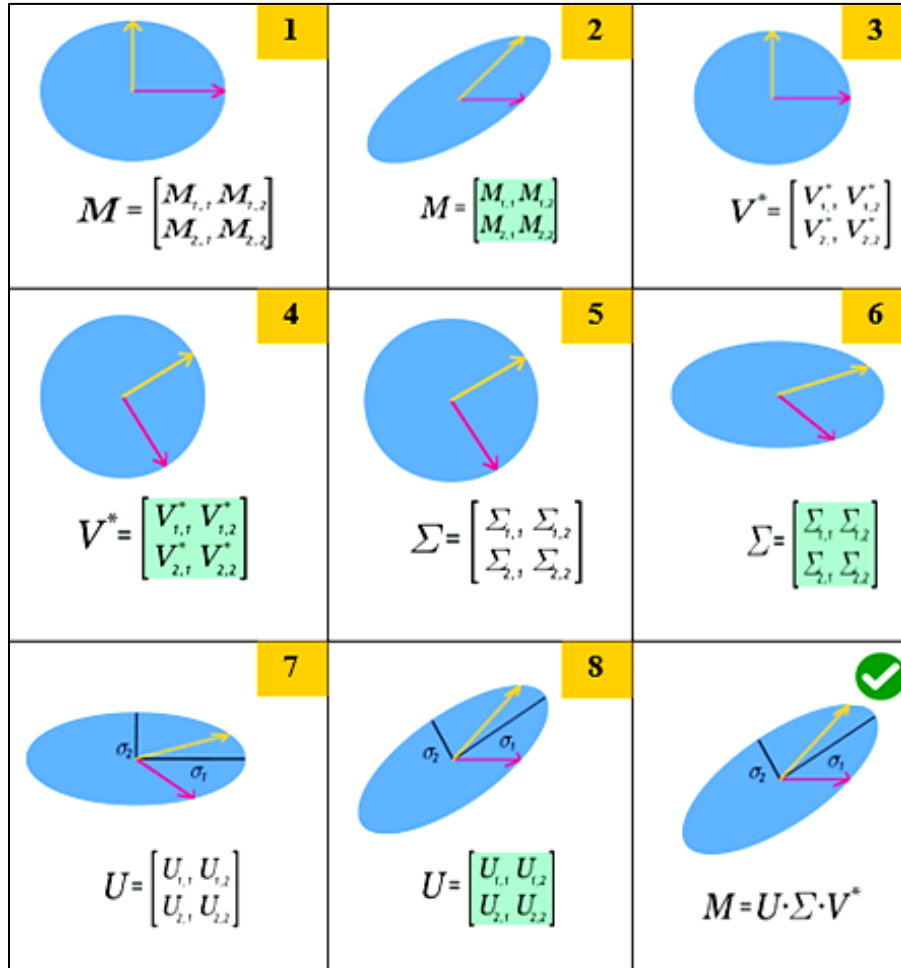
$$V^T V = I_{p \times p} \text{ (es decir, } U \text{ y } V \text{ son ortogonales)}$$

Donde las columnas de U son los vectores singulares de la izquierda; Σ (las mismas dimensiones que A) tiene valores singulares y es diagonal; y V^T tiene filas que son los vectores singulares correctos. La descomposición en valores singulares (SVD) representa una expansión de los datos originales en un sistema de coordenadas donde la matriz de covarianza es diagonal (MIT, 2015).

$$U \Sigma = \underbrace{[u_1 \dots u_m]}_{U \in R^{m \times m} \text{ ortogonal}} \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma^2 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_r & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} = [\sigma_1 u_1 \dots \sigma_r u_r \ 0 \dots 0]$$

Figura 15

Representación vectorial y explicación del método de descomposición en valores singulares.



Nota. Adaptado de "Decomposition". Templates for the Solution of Algebraic Eigenvalue Problems por Demmel, (2000).

Sin embargo, dependiendo de la naturaleza de la matriz original M, se pueden interpretar U, V, S de muchas maneras diferentes. De acuerdo con la figura 15, una representación visual de una descomposición en valor singular de un corte real bidimensional M. En primer lugar, se observa el disco unitario en azul junto con los dos vectores unitarios canónicos. Luego la acción de M sobre el disco unitario: distorsiona el círculo hasta convertirlo en una elipse. El SVD

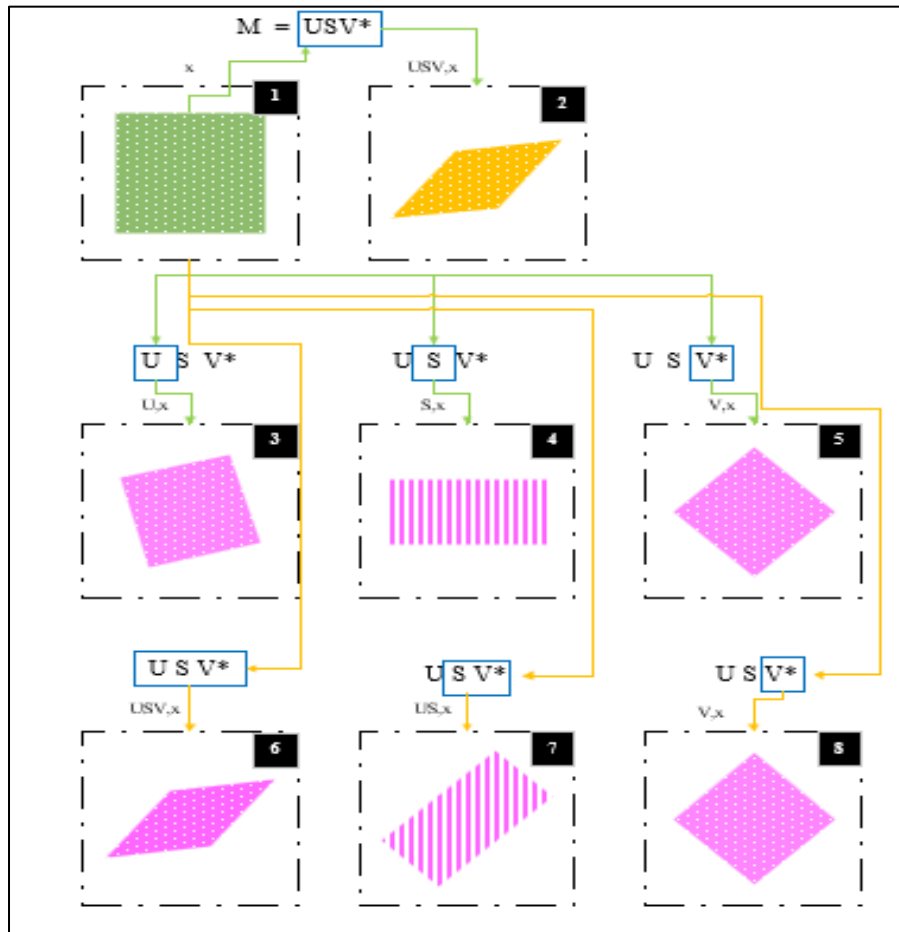
descompone M en tres transformaciones simples: una rotación V^* , un escalamiento Σ a lo largo de los ejes de coordenadas y una segunda rotación U . No obstante, el SVD revela la rotación de la elipse con respecto a los ejes de coordenadas y las longitudes σ_1 respecto a σ_2 del semieje mayor en relación al semieje menor de la elipse; son solo los valores singulares que ocurren como elementos diagonales de la escala Σ (MIT, 2015).

Hay muchas formas diferentes de visualizar el funcionamiento del SVD. La siguiente es la forma de conceptualizar gráficamente el método de SVD. La intención de la figura 16 es mostrar las componentes de SVD y como transforma los datos originales (entrada). De acuerdo con (MIT, 2015):

1. El conjunto de vectores de entrada (cada punto blanco es un vector en la matriz verde) que serán transformados por la matriz M
2. Es el resultado de la transformación realizada por la matriz M
3. Aquí se muestra la transformación realizada por el componente U de SVD. Se observa que U realiza únicamente la operación de rotación. No hace ningún escalado. No hace ningún corte.
4. Se indica la transformación realizada por el componente S de SVD. Y se demuestra que S solo realiza la operación de escala. No hace ninguna rotación. No hace ningún corte.
5. Se presenta la transformación realizada por el componente V^* (o transposición (V)) de SVD. Así que V^* realiza únicamente la operación de rotación. No hace ningún escalado. No hace ningún corte.
6. Igual que (5)
7. Señala la transformación que el paso (5) y el paso (4) realizan juntos.
8. Deja entrever la transformación que el paso (5), el paso (4) y el paso (3) realizan juntos. Esto es lo mismo que la transformación que realiza la matriz M .

Figura 16

Representación Geométrica: Descomposición en valores singulares (SVD)



Nota. Tomado de *Matrix Computations*. Golub, G., Van L, C.F. (1989).

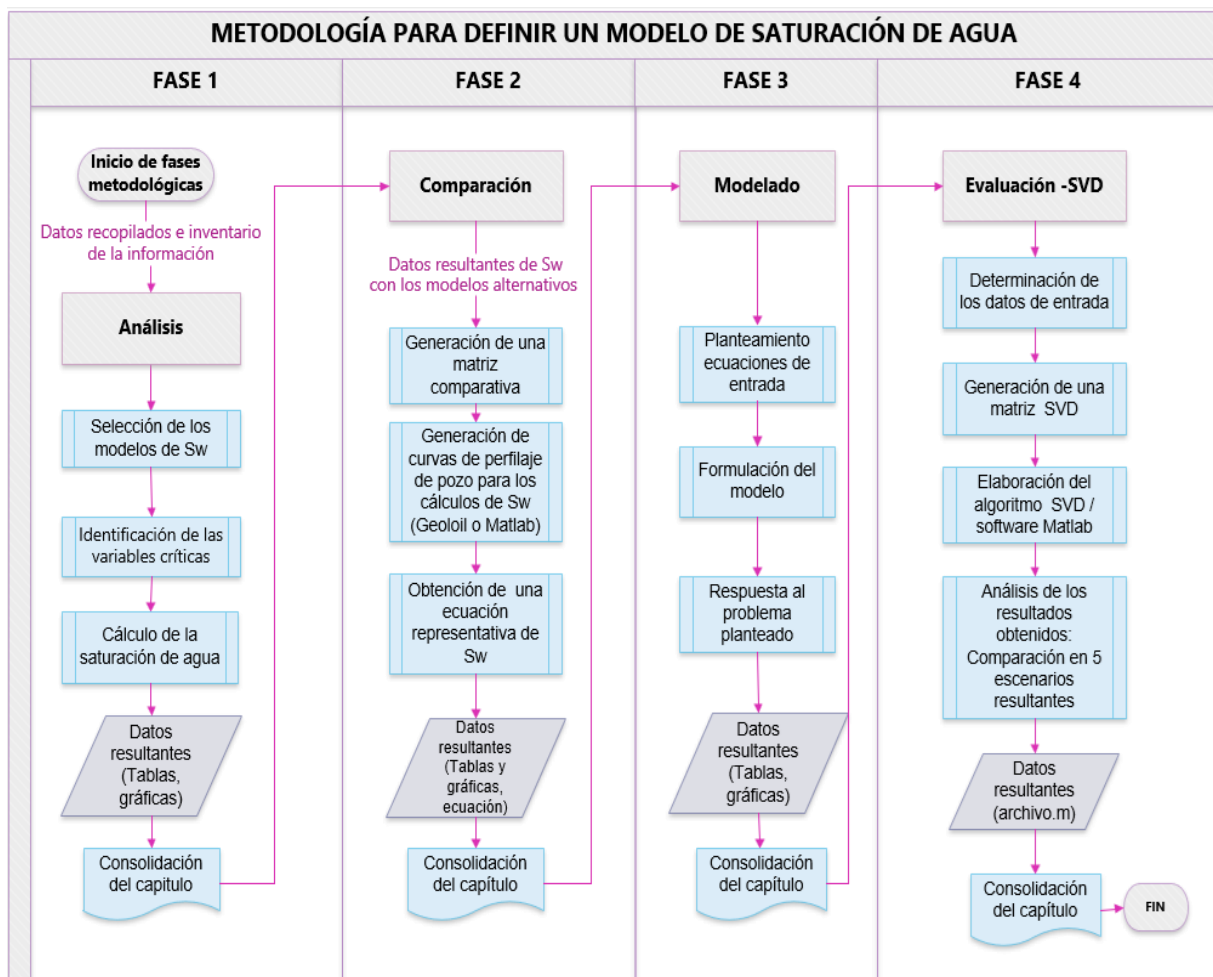
La descomposición de valores singulares, o SVD para abreviar, es una técnica matemática utilizada en el aprendizaje automático para dar sentido a datos enormes y complicados (MIT, 2015).

3. Metodología para definir un modelo de saturación de agua

De acuerdo con la propuesta de investigación se relaciona el flujo de trabajo como se evidencia en la tabla 3, que sintetiza el desarrollo de la presente investigación, así mismo se incluye en la tabla 4, el detallado de las fases metodológicas.

Figura 17

Metodología para definir un modelo de saturación de agua



Nota. No obstante, es relevante mencionar que el presente trabajo de investigación tiene un alcance tipo explicativo, que define un modelo de saturación agua mediante la adaptación de una ecuación alternativa de Sw, evaluando el cálculo obtenido con la aplicación del método de descomposición en valores singulares (SVD) utilizando el software Matlab.

Tabla 3

Descripción metodológica del trabajo de investigación: Modelo de Saturación de agua.

Metodología trabajo de investigación
<p>Fase 1. Análisis de los modelos alternativos de saturación de agua.</p> <p>1.1. Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.</p> <p>1.2. Identificación de las variables críticas en los modelos seleccionados.</p> <p>1.3. Cálculo de la saturación de agua con los diferentes modelos alternativos seleccionados.</p>
<p>Fase 2. Comparación de los modelos alternativos de saturación de agua.</p> <p>2.1. Generación de una matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos seleccionados.</p> <p>2.2. Generación de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados con el uso de la herramienta software Geoloil o por defecto el software Matlab (ambas con licencia).</p> <p>2.3. Obtención de una ecuación representativa que formaliza matemáticamente el cálculo de Saturación de agua en la Formación objeto de estudio.</p>
<p>Fase 3. Modelado en términos adaptativos de la ecuación representativa resultante de Sw.</p> <p>3.1. Planteamiento en términos matemáticos de las ecuaciones de entrada, sustentando el problema técnico y relacionando los parámetros petrofísicos que están involucrados en el cálculo de saturación de agua.</p> <p>3.2. Formulación del modelo en términos matemáticos y técnicos de la Formación Mirador.</p> <p>3.3. Respuesta al problema planteado con la aplicación de métodos matemáticos, definiendo el modelo de saturación de agua.</p>
<p>Fase 4. Evaluación del modelo propuesto de Sw con el método matemático de descomposición en valores singulares.</p> <p>4.1. Determinación de los datos de entrada para elaborar la matriz del algoritmo a partir del modelo de saturación de agua previamente definido.</p> <p>4.2. Generación de la matriz que cumpla con las especificaciones del método de descomposición en valores singulares (SVD)</p> <p>4.3. Elaboración del algoritmo basado en el método SVD con la herramienta software Matlab y simulación del comportamiento de los resultados.</p> <p>4.4. Análisis de los resultados obtenidos: se realizará una comparación con respecto a 5 escenarios resultantes:</p> <p>4.4.1. Los resultados por obtener en la fase 2 correspondiente a los modelos alternativos de Sw de agua seleccionados.</p> <p>4.4.2. El cálculo por obtener con el modelo propuesto de Sw para la Formación Mirador.</p> <p>4.4.3. El cálculo por obtener con el modelo teórico de David C. Herrick and W. David Kennedy.</p> <p>4.4.4. Los resultados por obtener con el método matemático SVD</p> <p>4.4.5. Los datos de saturación de agua obtenidos con la data real de muestras de núcleos.</p>

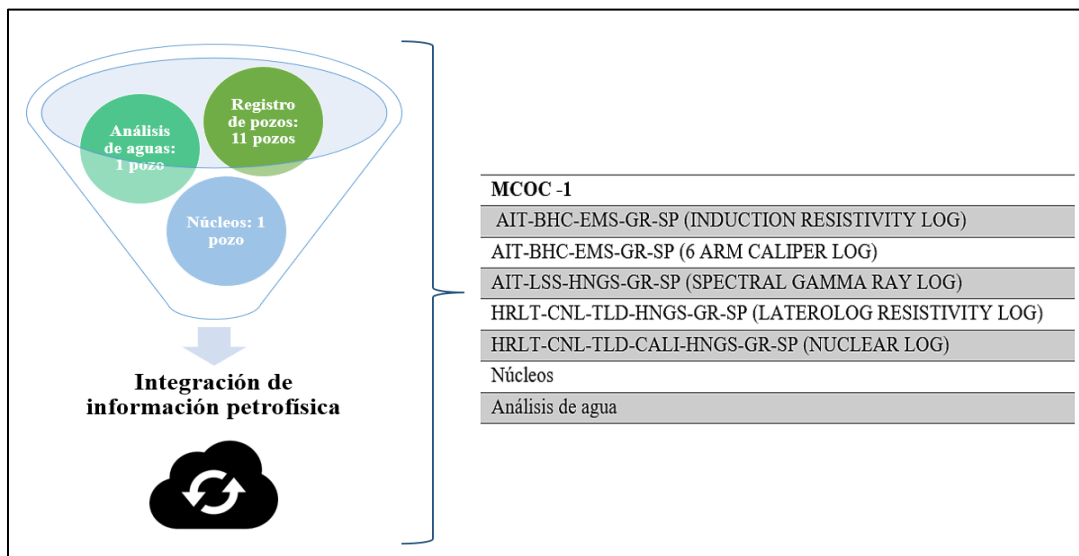
Nota. La Tabla 3, se relaciona la metodología a seguir en la ejecución del presente proyecto de investigación y su alcance explicativo de cada fase es esbozan con sus resultados y sus respectivos análisis en los posteriores apartados.

3.1 Inventario de la información

La base fundamental para el desarrollo de la presente investigación inicia con la recopilación de la información del campo objeto de estudio en la Cuenca de los Llanos Orientales, con unidad productora la Formación Mirador. No obstante, se organiza el inventario con los tipos de registros usados para el estudio por cantidad de pozos correspondientes a Resistividad, Caliper, Gamma Ray, Nuclear, SP y entre otros, núcleos, análisis de agua (disponibilidad de información completa para un solo pozo y los demás pozos restantes solo reportan registros eléctricos). En el apéndice 1 y 2 se puede consultar a detalle la información. Por otro lado, en los apartados siguientes los resultados, tienen un contenido explicativo previo de los procedimientos implicados y concordantes con la metodología en general del presente trabajo de investigación.

Figura 18

Inventario de información



Nota. En la figura 18, se observa la información disponible para el pozo MCOC-1, teniendo en cuenta que es el pozo principal con datos directos e indirectos. Sin embargo, ver apéndice 1 para consultar los demás pozos.

4. Resultados y análisis

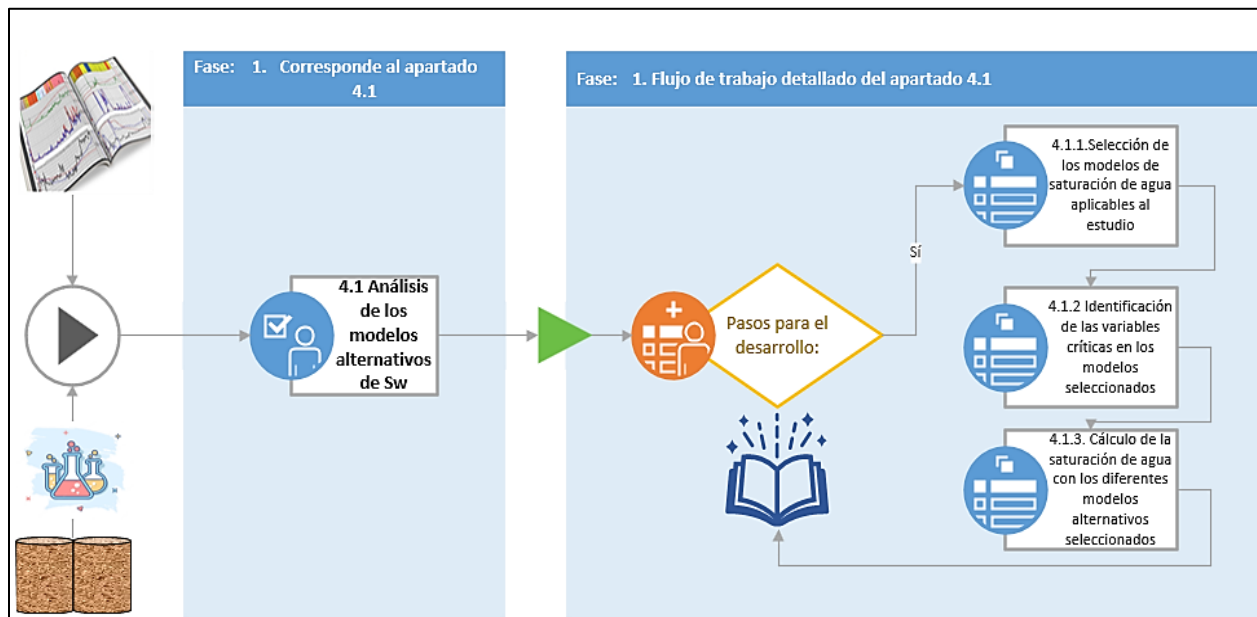
A continuación, se detalla los procedimientos y resultados conforme al alcance tipo explicativo del trabajo de investigación y articulado con la metodología expuesta en el apartado 3; que definirá un modelo de saturación agua mediante la adaptación de un modelo alternativo de Sw, que predice el comportamiento de los datos y este cálculo obtenido posteriormente es evaluado con la aplicación del método de descomposición en valores singulares (SVD) utilizando el software Matlab.

4.1 Análisis de los modelos alternativos de saturación de agua

En este apartado se presenta el paso a paso como se puede observar en la figura 19, donde se presenta la información recopilada de registros, núcleos de pozos e identificación de las variables críticas y se concluye con la selección del método de Sw válido e idóneo de acuerdo con el tipo de arena asociado a la Formación Mirador.

Figura 19

Flujo de trabajo en el análisis de los modelos de saturación de agua



Nota. En la figura 19, se presentan las actividades a realizar en su orden lógico para desarrollar el objetivo 1 correspondiente a la fase 1 y al apartado 4.1 del presente documento, de acuerdo con la metodología de la investigación en la tabla 3.




4.1.1 Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.

Las respuestas para todas las soluciones de saturación de agua variarán y en algunos casos, serán irrazonables o imposibles de calcular debido a la falta de datos (Crain, 2015). Conforme al presente trabajo de investigación se presenta incertidumbre con el cálculo de saturación de agua donde no existe una certeza de este valor; es decir, un pozo con pruebas de laboratorio de agua, registros eléctricos y datos de muestras de núcleos, donde se evidencia en este campo información limitada para los demás pozos, es decir, los pozos restantes solo disponen de registros eléctricos por tema de costos y correlacionan la información a partir de un solo pozo teniendo en cuenta que se encuentran en la misma zona de interés pero a diferentes profundidades.

Ahora bien, la información de registro y núcleos, sumado a esto la identificación de las características relevantes de la Formación Mirador y sus antecedentes conforme a lo mencionado en el capítulo 2 correspondiente al marco teórico y conceptual, se establecen los métodos aplicables para el cálculo de saturación de agua.

Tabla 4

Parámetros de selección de los modelos de Sw

Parámetros	Valoración
Arenas limpias (incluidas aquellas sujetas a restricciones con intercalaciones arcillosas)	5 
Arenas limpias y arcillosas (con restricciones en sus parámetros de entrada y disponibilidad de información)	3 
Arenas arcillosas y lutitas (no aplica a la Formación de estudio)	1 

Nota. En la tabla 4, se toma como referencia el parámetro principal, siendo este el tipo de arena que identifica a una Formación en la interpretación o análisis petrofísico y por tanto en la selección del método a utilizar para el cálculo de saturación de agua. Además, se establecen valoraciones donde **5** corresponde arenas limpias (incluidas aquellas sujetas a restricciones con intercalaciones arcillosas), **3** Arenas limpias y arcillosas (con restricciones en sus parámetros de entrada y disponibilidad de información) y **1** Arenas arcillosas y lutitas (no aplica a la Formación de estudio).

Por tanto, se utiliza como regla de selección para este caso el común denominador encontrado en la literatura y que está directamente relacionado con el concepto teórico de cada modelo de saturación y su premisa de uso, condiciones y/o restricciones aplicables a la formación de estudio y sujeto a los datos disponibles. Es decir, a partir de este listado es seleccionado el más recomendable para el cálculo de la saturación de agua para la Formación Mirador, como se puede observar en la tabla 4 y 5.

Ahora bien, con el fundamento teórico recopilado de los modelos alternativos de saturación de agua expuestos en la tabla 5 y el apéndice 3, se logró una selección preliminar de los modelos de saturación de agua, a través de los parámetros de selección previamente establecidos conforme a la tabla 4, los cuales son los siguientes: Archie, Poupon, Hingle, Simandoux Modificado, Dual Water, Pickett, Schlumberger, Kennedy and Herrick (Ver tabla 5). Y en consecuencia se requiere previamente la identificación de variables críticas relacionadas que impactan directamente en los cálculos de saturación de agua en la Formación Mirador conforme al ítem 4.1.2; mientras que sus respectivos resultados y análisis se detalla en el ítem 4.1.3 y seguidamente en el ítem 4.2.

Tabla 5

Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio.

SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA APLICABLES AL ESTUDIO				
#	MODELO DE SW	TIPOS DE ARENAS Y/O YACIMIENTOS	RESTRICCIONES	SELECCIÓN
1	Archie,1941	Arenas limpias y/o carbonatos	Los exponentes a y m deben calibrarse para la zona particular que se analiza.	
2	L. De White, (1950)	Arenas arcillosas	Minerales arcillosos dispersos solo en el espacio poroso. Ecuación de la forma $ax^2 + bx + C = 0$ también interruptor bajo incluso negativa en formaciones muy arcillosas.	
3	Rwa,1954	Arenas limpias y/o carbonatos, arenas arcillosas.	Deben restringirse a arenas arcillosas donde $V_{sh} < 0,40$.	
4 y 5	Poupon et al, 1954 Poupon et al, 1971	Arenas arcillosas	Es una modificación de la ecuación de Simandoux. Donde $e = (1.0 - 0.5V_{sh})$. Para entornos de agua en formaciones salobres.	
6	Hingle (1959)	Arenas limpias	El gráfico cruzado de resistividad y porosidad es una herramienta venerable, que todavía se utiliza en muchas áreas.	
7	Hossin, (1960)	Arenas arcillosas	Dos conductores eléctricamente paralelos. Ecuación Parabólica $y = a + bx^2$	
8	Simandoux Modificado, 1963	Arenas limpias y arcillosas	Revierte al modelo de Archie cuando $V_{sh}=0$.	
9	Alger et al, (1963)	Arenas arcillosas	Lodo de arcilla visto por registro acústico como parte de espacio poroso.	
10	Buckles,1965	Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, cálcareas, lutitas	Se usa cuando falta resistividad.	
11	Patchett et al, (1967)	Arenas arcillosas	La curva SP tiene que ser utilizable de manera directa. Se requiere un gran contraste entre R_w y R_{mf} .	
12 y 13	Waxman - Smits,1968	Arenas arcillosas, lutitas	Requiere datos CEC (capacidad de intercambio catiónico de lutita) y Q_v (concentración de	

	Waxman - Thomas,1974		contraiones) que son difíciles de encontrar.	
14	Indonesian (1971)	Arenas arcillosas, lutitas	Es uno de los mejores modelos para estimar SW en rocas arcillosas (VSH > 0) y salinidades de 20.000 ppm.	
15 y 16	Fertl (1971) Fertl (1975)	Arenas arcillosas, lutitas	Para arenas arcillosas tiene la ventaja de que no depende de la lutita Rsh. En su lugar, utiliza un parámetro α ajustado empíricamente $0,25 \leq \alpha \leq 0,35$ dependiente del yacimiento.	
17	Dual Water,1972	Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, cálcareas, lutitas	Retorna al modelo de Archie cuando Vsh = 0.	
18	Pickett, (1973)	Arenas limpias	Dado que el papel cuadrículado no lineal del gráfico de Hingle es difícil de construir, es popular otro estilo de gráfico de resistividad de porosidad. En este caso se utilizó para el cálculo de "m".	
19	Schlumberger (1975)	Arenas limpias y arcillosas	Los valores utilizados son parecidos a los utilizados en la ecuación de Fertl (1975), pero añadiendo otro valor diferente.	
20	Kennedy and Herrick, (2012)	Arenas limpias	El poder predictivo del modelo Archie y GFT son similares, pero a diferencia de los parámetros ajustables del modelo Archie.	
21	Clavier et al, (1977)	Arenas limpias y arcillosas	Resistividad aparente del fluido (RFA) condiciones para el cálculo con arena limpias y lutitas	
22	Juhasz (1981)	Arenas arcillosas	Las restricciones pueden eliminarse en gran medida reemplazando Qv en el modelo de Waxman - Smits,1968 con una expresión adimensional de Qv.	
23	Resistivity Ratio	Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, cálcareas, lutitas	Usar cuando falta porosidad.	

Nota. En la tabla 5, se presentan en orden cronológico de fecha de publicación los modelos de saturación, además su preselección se fundamenta en los criterios establecidos en la tabla 4 de acuerdo con los antecedentes de la Formación

Mirador capítulo 2 para elaborar un listado aplicable que se ajuste a las características de una arena limpia con presencia de trazas e intercalaciones de minerales arcillosos como se esboza en el marco teórico- conceptual; es decir son 8 modelos aplicables para el cálculo de saturación de agua, de los cuales dos modelos son una representación del gráfico cruzado de porosidad y resistividad (Hingle y Pickett) .

4.1.2 Identificación de las variables críticas en los modelos seleccionados.

De acuerdo con la descripción del problema en la propuesta de investigación “se presenta incertidumbre con el cálculo de saturación de agua donde no existe una certeza de este valor; así mismo “la salinidad del agua de formación típicamente por debajo de 5000 ppm en la Formación Mirador” (Bustos, 2014, pág. 1); identificando esta como una variable crítica que se encuentra relacionada directamente y que impacta el cálculo de resistividad y por tanto la saturación del agua, para todos los modelos seleccionados de manera preliminar en el apartado 4.1.

Ahora bien, para analizar la variable crítica salinidad se dispone solamente de los datos del pozo MCOC-1 correspondiente cationes y aniones en ppm o mg/l, aunque no se cuenta con el cálculo y análisis gráfico de resultados; en ese orden de ideas con la información suficiente para recrear el escenario estudio y cálculos faltantes e interpretativo para este caso: como los TDS (total de sólidos disueltos), NaCl (salinidad en ppm), correlaciones de Iones y Cationes, el porcentaje de balance. Hecha esta salvedad se realizó los cálculos mediante el software GeolOil con licencia de estudiante desde Noviembre del 2021 hasta Junio del 2024 y el software Diagrammes versión 6.77.

Además, es relevante indicar que los datos pertenecen a muestras tomadas en fondo de pozo sin contaminación relevante que afecte la calidad de la información, donde esto representa una medición esencial y necesaria para realizar cálculos precisos de saturación de agua al contrastar con los datos de registros y núcleos. Avanzando en el razonamiento expuesto también se comparan los resultados con la carta de análisis de aguas de la Formación Mirador publicada

por (Penagos, 2015), donde estudia el comportamiento de la salinidad en esta zona y esta información provee un soporte informativo regional y/o local del Oriente Colombiano para el contraste y validación de los resultados. Como se afirmó anteriormente, se detalla el cálculo y análisis gráfico de las muestras de agua con el diagrama de Piper, Schöller Berkaloff, Stiff, Stabler, Wilcox, Simulación de PH, gráfico Binario XY (correlaciones de variables) entre los elementos de constituyentes mayor y/o principales presentes en las mismas para el pozo MCOC-1.

Primeramente, en el diagrama de Piper (Apéndice 4) se visualiza dos polígonos triangulares que esbozan los cationes Mg^{2+} y el Ca^{2+} por separado, el Na^+ y el K^+ se relacionan como sumandos; mientras que los aniones son independientes cada uno en su respectiva arista Cl^- y el SO_4^{2-} y la alcalinidad $CO_3 + HCO_3$ son una adición. Además, estos valores son proyectados al rombo hasta su respectiva intercepción y corresponden al porcentaje total de la suma de las especies iónicas mayores y/o constituyentes mayores; estos datos son los denominados cuatro grupos de agua de la Formación Mirador objeto de cálculos y son las siguientes Upper Mirador, Middle Mirador, Lower Mirador 1 y Lower Mirador 2.

Luego, cada punto representa el centro de una circunferencia que es un segmento trazado correspondiente a los sólidos totales disueltos (TDS) por cada grupo asignado como se puede evidenciar en la tabla 6.

Tabla 6

Grupos creados con las muestras de agua de la Formación Mirador para respectivo análisis.

Número de grupos	Nombre
1	Upper Mirador
2	Middle Mirador
3	Lower Mirador 1
4	Lower Mirador 2

Nota. En la tabla 6, se presentan los 4 grupos generados con el objeto de realizar el análisis de agua por cada intervalo de donde se obtuvieron las muestras de fondo en la Formación Mirador, discriminando estas zonas en Upper Mirador, Middle Mirador y Lower Mirador de acuerdo con las huellas digitales existentes en la literatura Colombia. Sin embargo, Lower Mirador para este estudio en el laboratorio se analizaron dos intervalos para una mejor evaluación siendo estas Lower Mirador 1 y Lower Mirador 2.

No obstante, los resultados del Diagrama de Piper se interpretaron dejando entrever las facies hidroquímicas. Es decir, en la figura 20 y el apéndice 4A, los resultados evidencian las características químicas del agua de Formación según la ubicación en el área 8 del rombo conforme a la interpretación de Piper, por concepto de alcalinidad primaria (Bicarbonato sódico) que excede el 50% de agua con menor dureza en relación con la cantidad de sólidos disueltos, se recomienda consultar el apéndice 4. En concordancia, se concluye que la predominancia característica del agua de Formación en Mirador son tipo Bicarbonatos con salinidades bajas conforme con el resumen de los resultados. Continuando con el análisis a profundidad se puede consultar los resultados gráficos y síntesis concluyentes de los mismos en los apéndices del 5 al 9.

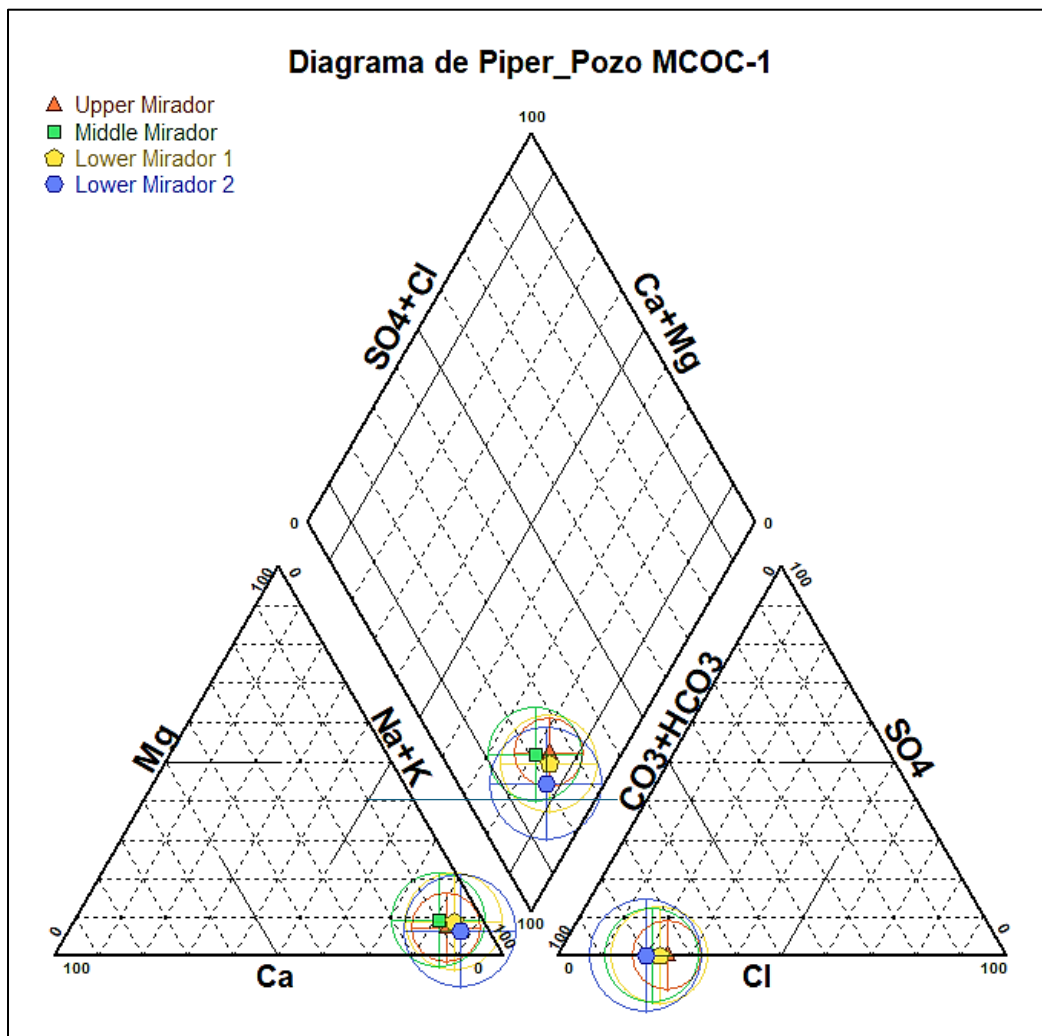
Seguidamente, en el diagrama de Schöeller – Berkaloff como se puede observar en la figura 21, se analiza en una línea de flujo la evolución del agua en el intercambio iónico de cationes y aniones correspondientes a los TDS de Ca, Mg, Na+K, Cl, HCO₃+NO₃, para este caso el análisis resultante es igual a bicarbonatos sódicos disueltos.

Así mismo, en la figura 22 el diagrama de Stiff son tres ejes horizontales paralelas y divididas al medio por una línea perpendicular, donde cada uno se encuentran unidos cationes versus aniones. Es decir, la concentración de cationes se representa en lado izquierdo y los aniones en el derecho, como resultante en este caso se obtiene intercambio iónico caracterizando las aguas en la Formación Mirador como bicarbonatos sódicos, donde el (porcentaje de sodio) %Na es el

elemento constituyente principal. Con valores de TDS variable por zonas y profundidades. Además, se puede consultar el resumen de los resultados en el apéndice 13.

Figura 20

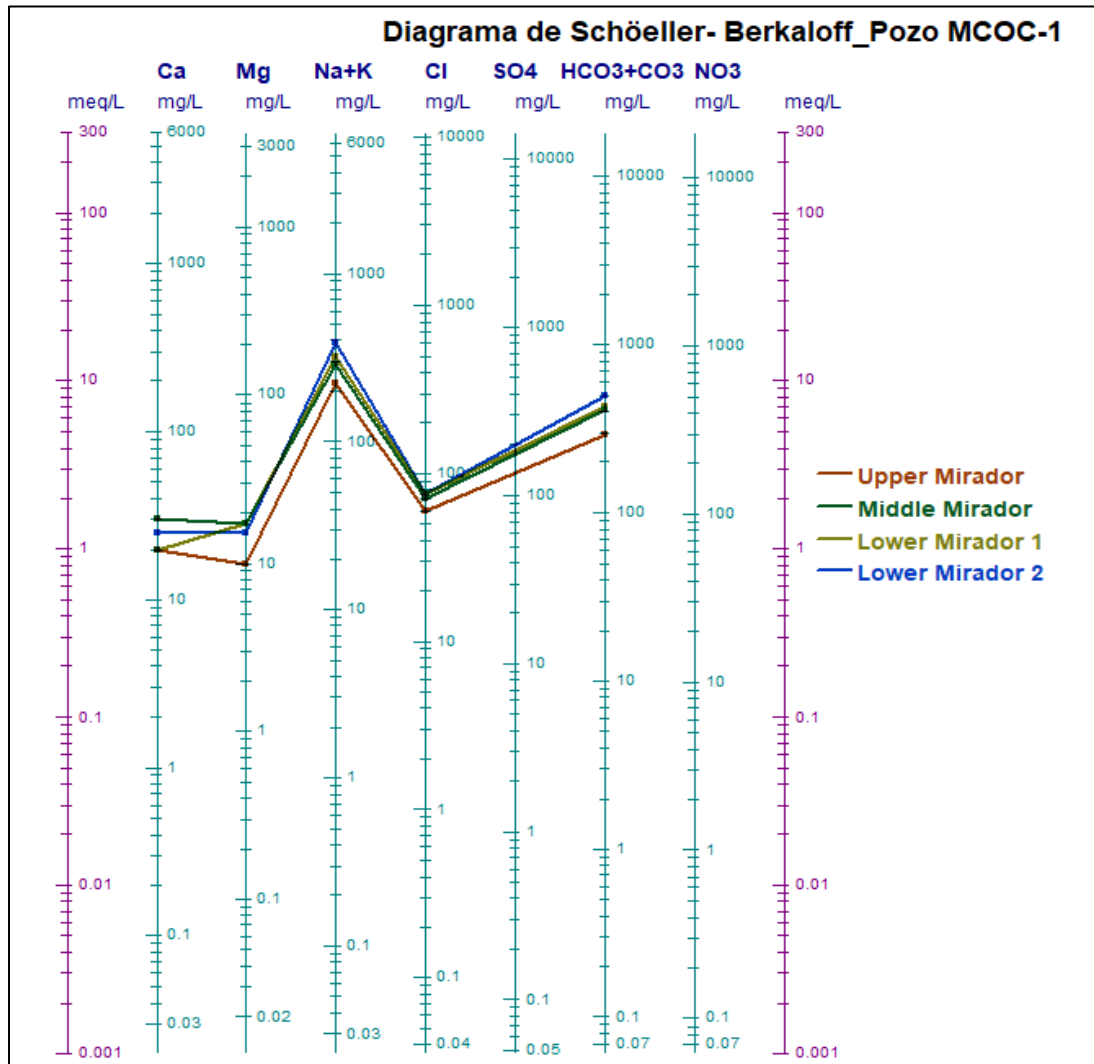
Resultados _Diagrama de Piper _ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



Nota. En el diagrama de Piper, los cuatro grupos de análisis de muestras de agua por cada intervalo en la Formación Mirador: Upper Mirador, Middle Mirador y Lower Mirador 1 y Lower Mirador 2 son correspondientes a las facies catiónicas Sodio y Potasio (Na + K), donde la mayor especie iónica constituyente es el sodio. El diagrama de Piper se elabora con el software Diagrammes versión 6.77. (Logiciels, 2023)

Figura 21

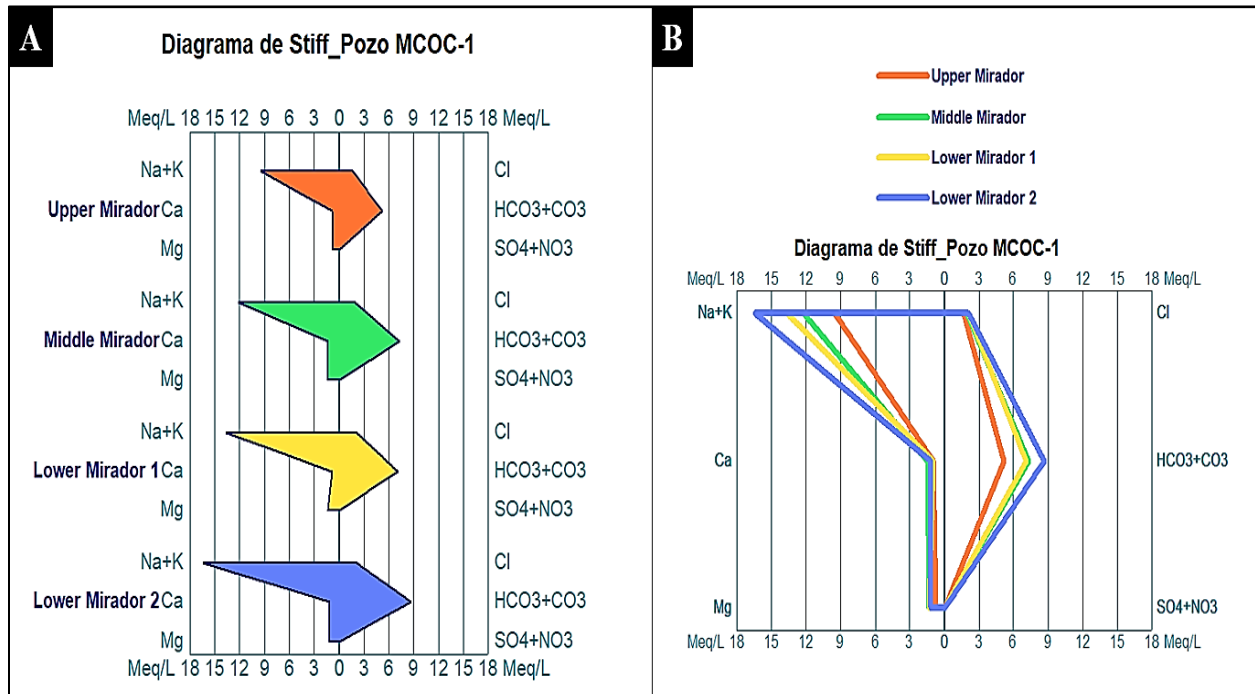
.Resultados _Diagrama de Schöeller-Berkaloff _ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



Nota. Los datos resultantes en el diagrama de Piper fueron ubicados en el diagrama de Schöeller- Berkaloff en cada una de las columnas correspondientes a los constituyentes iónico representativos como Ca, Mg, Na+K, Cl, HCO₃+NO₃ en las muestras de agua analizadas y que caracterizan la composición de las mismas, estos puntos son unidos entre sí mediante una línea que demuestra el intercambio iónico en las diferentes profundidades por cada grupo (zona) de la Formación Mirador y se visualiza en la figura 21; los valores se pueden consultar en el resumen de resultados del apéndice 7. La figura 21 se elabora con el software Diagrammes versión 6.77. (Logiciels, 2023)

Figura 22

Resultados _Diagrama de Stiff_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



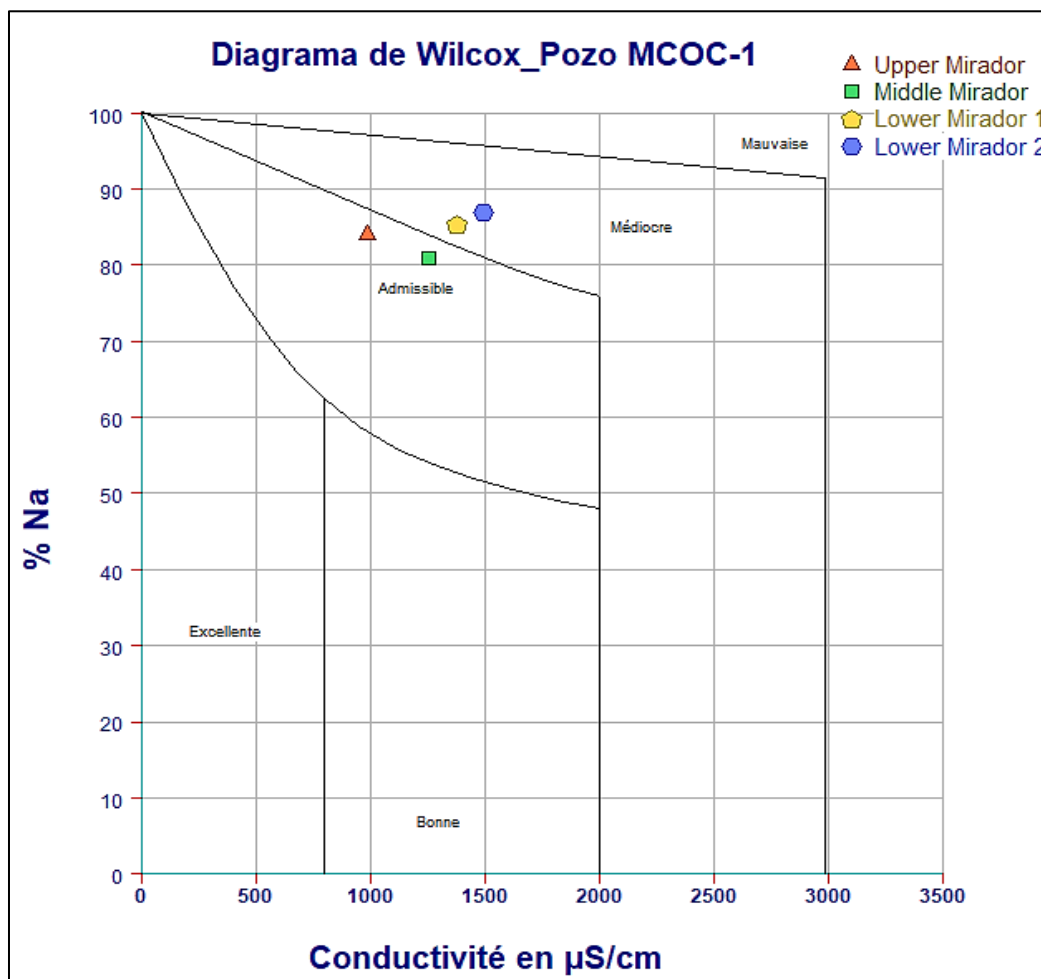
Nota. En el diagrama de Stiff: Figura A, se evidencia el contraste paralelo de cationes con aniones y la presencia de minerales en Meq/L, con forma de visto bueno hacia atrás ejemplifica el intercambio iónico en las muestras de aguas de la Formación Mirador en concentraciones variables a diferentes profundidades con predominancia de los Cationes Na + K. En la figura B, se observa el diagrama de Stiff compactado, donde se esboza un tipo mapa del comportamiento de la mineralización en las zonas objeto de análisis con pocas diferencias entre las relaciones de cationes versus aniones al comparar las duplas de Na+K y Cl, Ca y HCO₃+CO₃, Mg y SO₄+NO₃ en concentraciones de Meq/L. La figura 22 se elabora con el software Diagrammes versión 6.77. (Logiciels, 2023)

De igual modo, en la figura 23 el diagrama de Wilcox relaciona la conductividad y su comportamiento a diferentes profundidades en la Formación Mirador en función del porcentaje de sodio, para este caso el Na⁺ (Sodio) como elemento representativo que permite visualizar la conductividad como admisible en Upper y Middle Mirador, mientras que Lower 1 y Lower 2

Mirador es Mediocre. Por otro lado, en el diagrama de Stabler se deja entrever que la alcalinidad y su respectiva concentración es referente a iones de $\text{HCO}_3 + \text{CO}_3$ asociado a $\text{Na} + \text{K}$, como se puede mostrar en la figura 24.

Figura 23

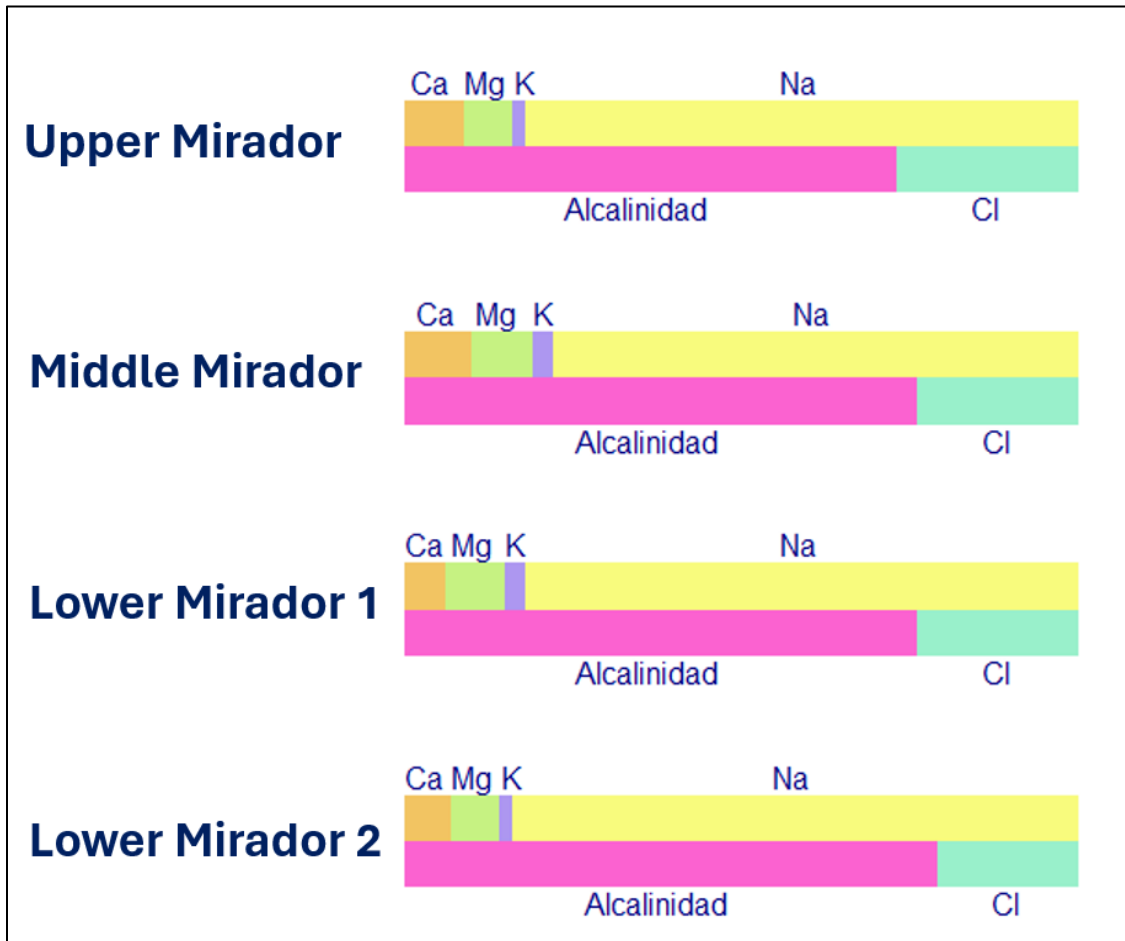
Resultados _Diagrama de Wilcox_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



Nota. El diagrama de Wilcox representa el comportamiento de la conductividad por concepto de admisible y mediocre, los cuales son dos escenarios razonables de acuerdo con la composición química de las muestras de agua de la Formación Mirador a diferentes profundidades, donde los iones en mayor concentración son $\text{Na} + \text{K}$, $\text{HCO}_3 + \text{CO}_3$. La figura 23 se elabora con el software Diagrammes versión 6.77. (Logiciels, 2023)

Figura 24

Resultados _Diagrama de Stabler_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



Nota. La alcalinidad = iones CO_3 y HCO_3 asociados a iones de Ca, Mg, K, Na, Cl representa el comportamiento químico en las muestras de aguas de la Formación Mirador a diferentes profundidades. La figura 24 se elabora con el software Diagrammes versión 6.77. (Logiciels, 2023)

También, en el apéndice 5 el diagrama de $\text{PH} = f(\text{TDS})$ generado a partir de los cálculos, e indica valores alcalinos de acuerdo con la composición del agua con bicarbonatos sódicos soluble en las aguas analizadas en concordancia con los diagramas anteriores analizados.

Hay que mencionar que el apéndice 6 son los resultados de correlaciones de variables representativas, $\text{Na}+\text{K}/\text{Na}+\text{K}+\text{Ca}$, $\text{Cl}/\text{Cl} + \text{HCO}_3$, Mg/Ca , Ca/Mg , Na/K , $\text{Ca}+\text{Mg}$, $\text{Na}+\text{K}$, Cl/Na en Meq/L con respecto a los Cationes y Aniones, en correspondencia a los resultados obtenidos en cada diagrama resultante de los cálculos.

De manera análoga, en el apéndice 7 y 10 se resume los cálculos de las muestras de aguas representativas con los iones constituyentes y sus resultados de la composición química representativa en estas zonas correspondientes a la Formación Mirador donde son concluyentes con la predominancia de bicarbonatos disueltos en el agua con bajas salinidades en sus concentraciones y las premisas relevantes aplicables a este caso estudio.

En el apéndice 8. Se comparan los resultados con la huella digital de (Penagos, 2015) donde se llega a las siguientes premisas y son concordantes con el análisis de agua de este caso:

- A. Los ambientes sedimentarios fluviales y fluvio-deltaicos entornos de la Formación Mirador implican un suministro inicial de agua dulce con bicarbonato al sistema. Este podría influir en la discusión sobre si la geoquímica y la composición del agua de formación es el resultado de una conservación de agua dulce connata o surge del lavado activo por agua meteórica durante la historia y del flujo de fluido, incluido un moderno sistema de flujo meteórico impulsado por topografía.
- B. Las aguas dulces se distribuyen en aguas poco profundas yacimientos al suroeste y en yacimientos profundos al noroeste, con aguas salobres y salinas locales en la zona central para la Formación Mirador.
- C. La distribución de la salinidad en estas aguas de la formación Mirador y variación regional se puede ver en el apéndice 9, donde su variación en la salinidad va de 300 mg/L a 15000 mg/L (443-458).

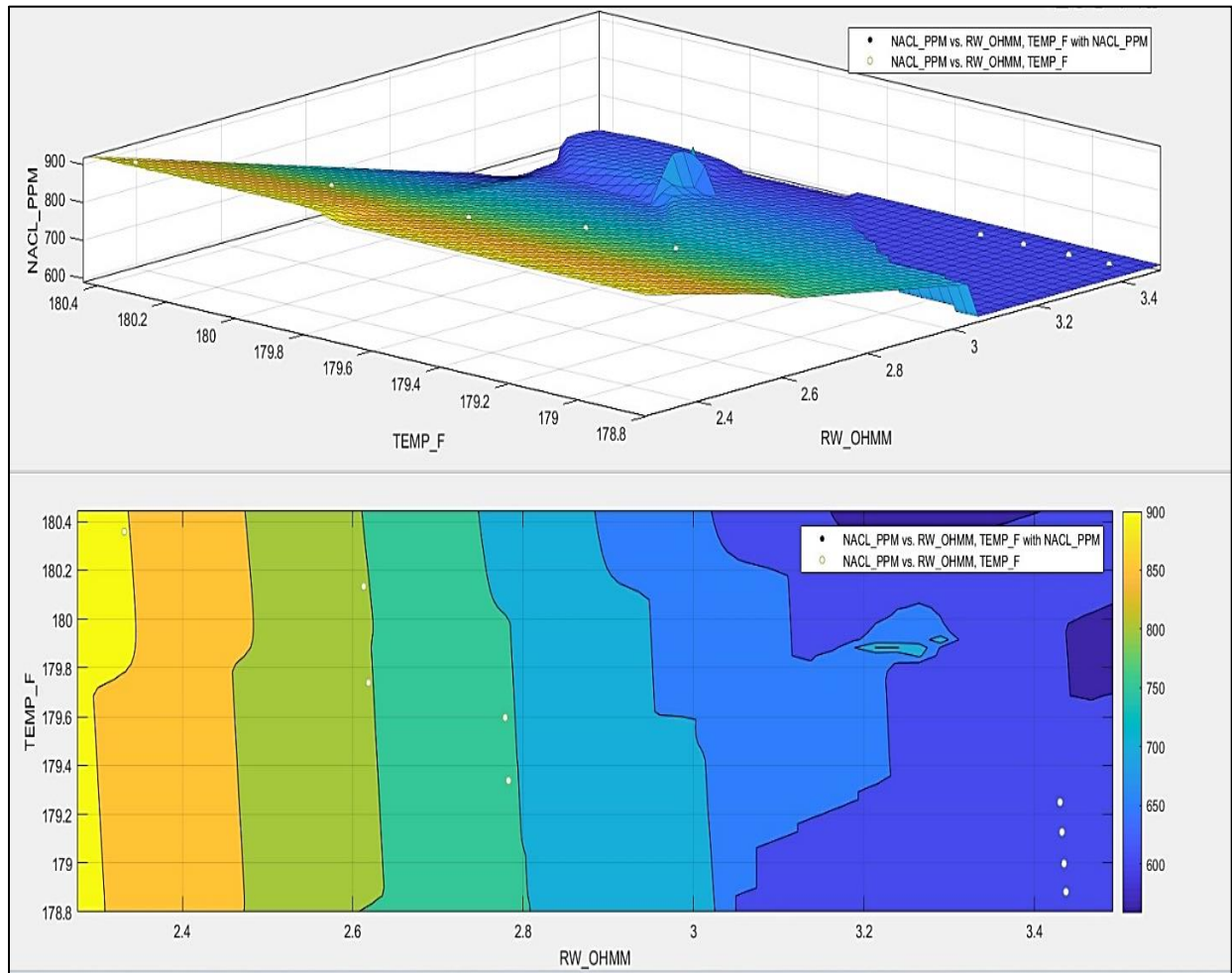
En consecuencia, a partir de los resultados obtenidos se construye un mapa 2D y 3D para la distribución de la salinidad del agua en la Formación Mirador. Como la toma de datos en fondo de pozo fue en determinados intervalos de acuerdo con el apéndice 7, lo recomendable es realizar un mapa por cada miembro de la Formación Mirador, pero en este caso no hay diferencias importantes en la salinidad, teniendo conocimiento que son unidades estratigráficas con presencia de bicarbonatos sódicos, donde es viable usar el resultado constante obtenido en los cálculos para cada miembro de la formación, si fuese el caso contrario aplazaría realizar los mapas de isosalinidades por cada miembro de la formación en mención.

Ahora bien, como es un solo pozo que dispone de muestras de aguas con respecto a los 10 pozos restantes se presenta el escenario gráfico en 2D y 3D de distribución de la salinidad relacionado con las parámetros de temperatura y R_w , que están directamente relacionadas, así mismo en la figura 25 se observa dos mapas: para el mapa en 3D se observa el comportamiento de los datos de NaCl con una variación en un rango de 604.64 a 902.73 ppm, seguidamente la Temperatura de 178.8 a 181°F y por último la R_w (resistividad del agua) con valores de 2.3 a 3.4 Ohm-m. Mientras que el mapa 2D se evidencia una sucesión de líneas verticales razonables que modela la resistividad del agua para este caso estudio. Así mismo, los puntos blancos en los mapas son referencia del valor correspondiente de estos parámetros por cada unidad estratigráfica de SS9, SS8, SS7, SS6, SS5, SS4, SS3, SS2 y SS1.

No obstante, en la tabla 7 se analiza su comportamiento cuando se incrementa o disminuyen estos parámetros en función de las propiedades saturación: S_w , S_o , S_g para este caso estudio, de manera preliminar sin desconocer que en los apartados siguientes se realiza el mismo análisis por cada propiedad, con el ánimo de correlacionar todos los parámetros y/o propiedades para definir un cálculo apropiado de S_w y aceptable.

Figura 25

Distribución de la salinidad y su relación con los parámetros de Temperatura y R_w



Nota. La figura 25, es el resultado de los análisis de muestras de aguas en la Formación Mirador para el pozo MCOC-1 y es relevante mencionar que: se tomaron 1500 litros en varias muestras de aguas hasta obtener muestras representativas para ser enviadas a laboratorio garantizando fiabilidad química (sin contaminación), representatividad espacial (asociada correctamente con la profundidad de estudio) y temporal (tiempo representativo de la vida útil del yacimiento y concordantes con la toma de registros y núcleos). Elaborada con el software Matlab, versión R2023b, licencia académica UIS.

Tabla 7

Comportamiento de los parámetros de NaCl, Temperatura, Rw en función de la propiedad Saturación: Sw, So, Sg.

INCREMENTO DE PARÁMETROS ↑	SW	SO ó SG	Estudio caso_Pozo MCOC-1
Rw	↑	↓	✗
Salinidad [Rw (-)]	↓	↑	✓
DECREMENTO DE PARÁMETROS ↓	SW	SO ó SG	Estudio caso_Pozo MCOC-1
Rw	↓	↑	✓
Salinidad [Rw (+)]	↑	↓	✗
Comentario: Temperatura aumenta a mayor profundidad (gradiente geotérmico); impactando en la disminución de la resistividad del agua			

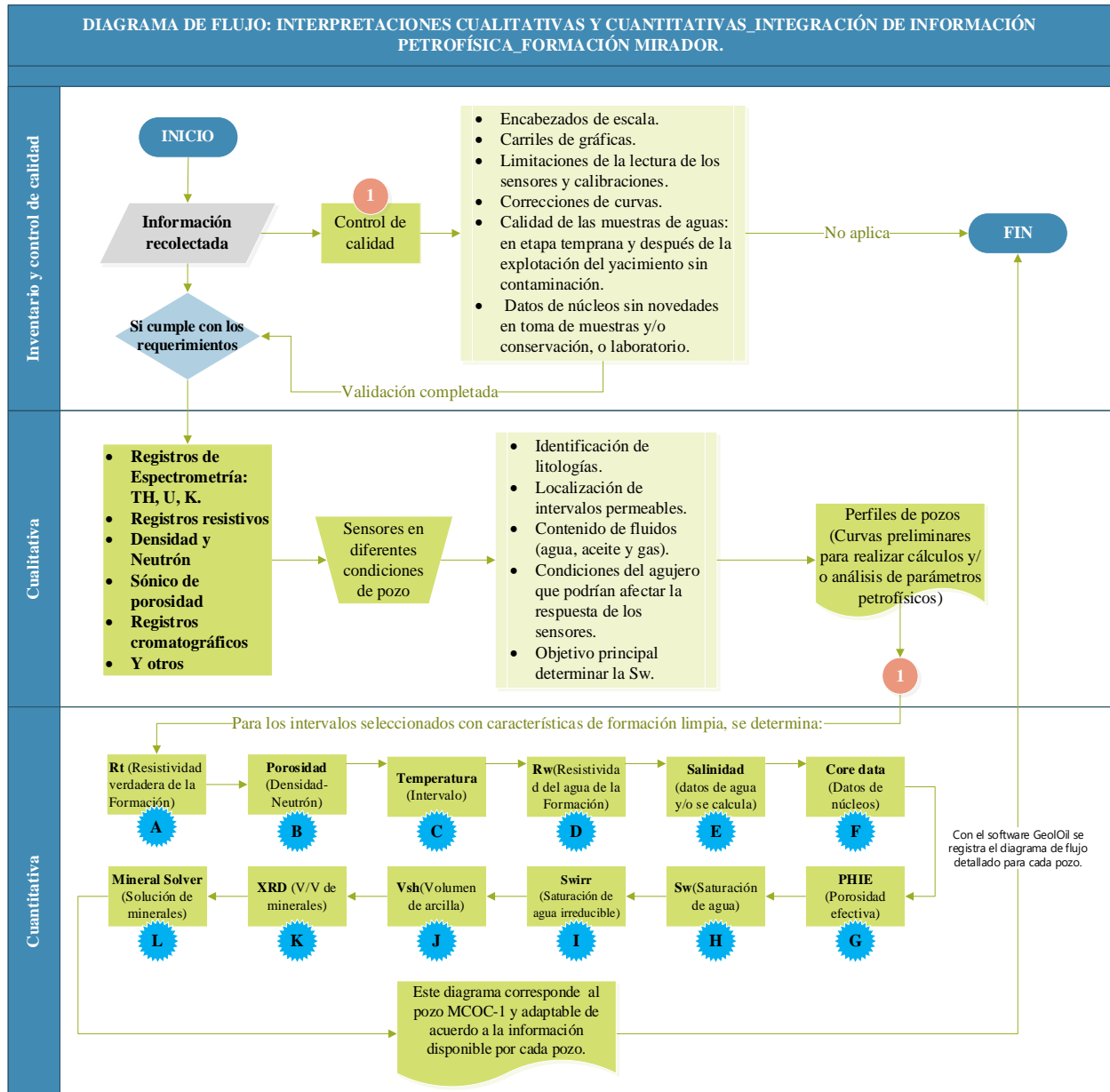
Nota. En la tabla 7, se presenta un análisis tabular del comportamiento de los parámetros con respecto a su incremento o decremento en función del término Saturación y su impacto en estos, es decir disminución de la resistividad del agua y aumento de la salinidad está relacionado con mayor presencia de hidrocarburos y/o gas y menor saturación de agua; donde tiene relación con el estudio de caso en la Formación Mirador como análisis preliminar para el Pozo MCOC-1.

4.1.3 Cálculo de la saturación de agua con los diferentes modelos alternativos seleccionados.

Ahora bien, para llegar al cálculo de la saturación de agua con los diferentes modelos alternativos seleccionados. Es recomendable explicar el paso a paso; iniciando con la integración de la información petrofísica para el pozo MCOC-1 como evidencia la figura 26 y 27, que tiene la información requerida como datos directos e indirectos y su respectivo origen. Mientras los pozos restantes tienen disponibles datos indirectos ver apéndice 1.

Figura 26

Diagrama de flujo: interpretaciones cualitativas y cuantitativas integración de información petrofísica_ Formación mirador.

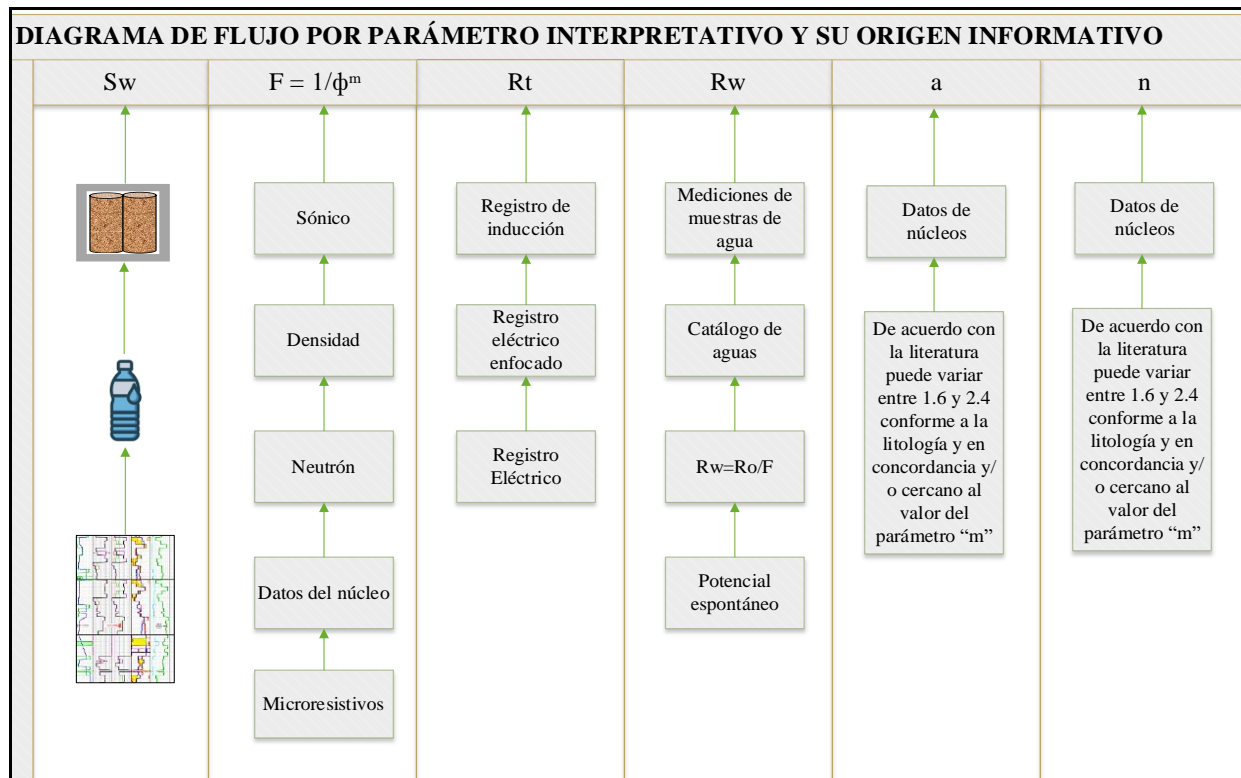


Nota. En la figura 26, se presenta el procedimiento en la ejecución de las tareas con el objeto de obtener los cálculos previos de saturación de agua de manera cualitativa y cuantitativa a través de la interpretación de registros de pozos, núcleos y análisis de aguas integrados para el pozo MCOC-1 y por defecto la misma metodología implementada de

acuerdo con la información de cada pozo, esta puede diferir en el orden de los cálculos de los parámetros petrofísicos conforme a los datos de entrada para realizar los respectivo análisis.

Figura 27

Diagrama de flujo por parámetros interpretativo y su origen informativo



Nota. En la figura 27, se considera relevante el origen de la información como patrón fundamental para la determinación de parámetros antes de realizar cualquier análisis petrofísico.

4.1.3.1 Análisis de parámetros petrofísicos con núcleos. Para el desarrollo de la investigación la información con respecto al corazonamiento fue limitada al rango objetivo de estudio del pozo MCOC-1, sin embargo, es la necesaria para el procesamiento de los datos y obtener resultados fiables. En la tabla 8, 9 y 10 se puede observar el inventario por concepto de núcleos para el pozo en mención.

Tabla 8

Inventario de información por concepto de corazonamiento del pozo estudio MCOC-1.

Pozo	Total Intervalo Corazonado (ft)	Total Intervalo recuperado (ft)	Total Porcentaje recuperado (%)	Porcentaje promedio acumulado (%)
MCOC-1	123	120.2	97.72	99.2

Nota. La tabla 8, referencia la información utilizada para el caso estudio y un resumen de esta correspondiente a los datos de núcleos. Tomada de base de datos de la compañía operadora.

Tabla 9

Unidades de muestras tomadas de los núcleos para el análisis en laboratorio

Pozo	Análisis básico (UND)	Dean Stark (UND)	Retorta (UND)	XRD (UND)
MCOC-1	46	46	0	7

Nota. La tabla 9 presenta el resumen de la cantidad de unidades de muestras de los núcleos para el análisis de laboratorio, es decir convencional y especializada. Tomada de base de datos de la compañía operadora.

Tabla 10

Tabla de control del corte de los núcleos.

# Núcleo	Intervalo corazonado		Cantidad de pies cortados (ft)	Intervalo recuperado (ft)		Cantidad recobro (ft)	% Recuperado	Total pies cortados	Total pies recuperados	% Recuperado
1	7416	7432	16	7416	7432	16	100	16	16	100
2	7432	7452	20	7432	7452	20	100	36	36	100
3	7452	7467	15	7452	7467	15	100	51	51	100
4	7467	7488	21	7467	7487	20	95.23	72	71	98.61
5	7488	7513	25	7488	7513	25	100	97	96	98.96
6	7513	7529	16	7513	7528	15	93.75	113	112	99.11
7	7529	7539	10	7529	7538.2	9.2	92	123	120.2	97.72

Nota. La tabla 8 corresponde a la tabla de progreso del control de corte de núcleos, donde fueron 7 núcleos los extraídos al pozo MCOC-1, con un diámetro de 3.5", se reporta las cantidades de pies cortados, recuperados y acumulados por cada núcleo, y sus respectivas profundidades con el objeto de desarrollar los análisis de los datos. Tomada de base de datos de la compañía operadora.

En el proceso de corazonamiento todos los procedimientos establecidos para la realización de este trabajo fueron favorables, logrando buenos recobros y la recuperación núcleos de buena calidad. En este caso para el pozo MCOC-1, se realizaron 7 corridas que cortaron un total de 123 ft, recuperando 120.2 ft Así mismo, la sección corazonada presenta un competente nivel arenoso (moderadamente consolidadas), interrumpido por esporádicos paquetes delgados limo arcilloso.

Expresado esto los datos obtenidos de laboratorio como porosidad total y efectiva, factor de formación, índice de resistividad, saturación de agua, a , m y n . Sin embargo, de acuerdo con el resumen de resultados en el apéndice 11 se puede determinar que los resultados con registros de pozos son ajustables y coherentes con las medidas directas correspondiente a los valores promedios obtenidos por cada intervalo de arenas analizadas en el pozo MCOC-1.

Sin embargo, mediante la interpretación de resultados por el método de análisis de núcleos Dean Stark se puede mencionar lo siguiente: A partir de la comparación con los resultados del análisis de registros los datos de porosidad total presentan un ajuste razonable a los datos obtenidos por registros de pozos como se puede observar al realizar la integración informativa con los registros de pozos y su comparación tabular los datos en el apéndice 11 .Por tanto, en el ítem 4.4 se puede consultar a detalle la evaluación y análisis de los datos con el método SVD, donde podemos discriminar el concepto de dato aceptable.

Por otro lado, la información correspondiente de los resultados XRD y análisis se reportan en el apéndice 14 y su respectiva integración con los datos de registros de pozos.

4.1.3.2 Interpretación de los parámetros petrofísicos con registros de pozos

En este apartado es importante mencionar que los datos fueron procesados con el software GeolOil usado bajo compra de licencia de estudiante. Por otro lado, la organización e integración de la información petrofísica (datos de análisis de aguas, núcleos y registros de pozos) visualizada

en el registro de pozos correspondiente al pozo MCOC-1, este se encuentra compuesto de 8 carriles (Track) como se puede ver observar en el apéndice 12.

Además en la figura 28 se relaciona el flujo de trabajo realizado con el Software GeolOil para el pozo MCOC-1 y de igual manera cada pozo tiene su propio flujo de trabajo los cuales se pueden consultar en los apéndices 21, 24, 27, 30, 33, 36,39,42 y 45.

Figura 28

Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-1

Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID	View/Edit
1	Reservoir Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	73	Open
2	Rw	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	water resistivity Rw	64	Open
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH IGR indicator	55	Open
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	29	Open
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	70	Open
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	72	Open
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	89	Open
8	DPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	Orange	Total porosity from densities	14	Open
9	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Orange	Efective Porosity	50	Open
10	RHOM	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Clay-Silt-Quartz/Chert and other	38	Open
11	Sw_M_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_M.Simandoux	24	Open
12	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	79	Open
13	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Schlumberger	51	Open
14	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	46	Open
15	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	31	Open

Nota. La figura 28, representa el diagrama de flujo correspondiente al pozo MCOC-1 y los respectivos cálculos realizados con el software GeolOil.

Ahora en términos de análisis de los parámetros petrofísicos se realiza en función de tres ejes de referencia, estos son: la determinación del volumen de arcilla (V_{clay} y/o V_{shale}), porosidad y litología, por último saturación de agua.

Para identificar el tipo de arcilla en la Formación Mirador se realiza a partir del registro de rayos gamma ray, espectrometría (Gammas especiales) basándose en la relación proporcional de Potasio, Torio y Uranio que son tres minerales radioactivos que permiten conocer el variabilidad de la arcillosidad presente en la Formación objeto de estudio como se puede observar en el apéndice 12 en los carriles 1, 2 y 3 y la integración de datos XRD en el carril 7 y 8, y el mineral solver como se puede observar en el carril 8 y mientras para determinar la porosidad y litología en el carril 5 con los registros de Neutrón, Diferencias de densidades y en el carril 1 el fotoeléctrico, en este escenario también se cuentan con los datos de núcleos expuestos en el apéndice 11.

Finalizando con la saturación de agua a partir de la información aportada en los carriles 4, 5 y el V_{shale} calculado en el carril 1 y como resultados el carril 6. Finalmente, la consolidación de la información resultante en el registro de pozo MCOC-1 y se puede consultar en el apéndice 12.

Primeramente, para calcular la temperatura de la formación a diferentes profundidades de la TVD conociendo la temperatura en superficie, la profundidad y temperatura del fondo del pozo. Luego R_w y seguidamente se determina si calcular V_{shale} y/o V_{clay} , de acuerdo con el apartado 2 del presente texto (Notestein, 1944) en el Boletín de la Geología de América, explica el desarrollo de la base del Terciario en una secuencia clásica la cual es asincrónica, siendo más joven a medida que se avanza hacia el borde oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales. Donde una de las formaciones terciarias presentes es Mirador.

En ese mismo orden de ideas para determinar el volumen de arcillas es relevante, aunque con los antecedentes de esta Formación se presume que son rocas limpias conforme a la literatura local, sin embargo al referirse al término es relativo porque nunca vamos a encontrar una roca totalmente limpia sin agregados mineralógicos en el subsuelo. Es decir, en menor o mayor escala siempre es recomendable validar la información por que la heterogeneidad del subsuelo está presente. Sin embargo, se cuenta con la información de XRD en el apéndice 14 para contrastar los resultados.

De ahí la importancia de este dato para los cálculos de saturación de agua, teniendo en cuenta los modelos de saturación de aguas preseleccionados con el ánimo de obtener un dato que no subestime o sobreestime el dato final. En el apéndice 13 se resumen los fundamentos teóricos relevantes con el software GeolOil en los cálculos. Con respecto al análisis de los datos se puede detallar el comportamiento en el apéndice 12 en el carril 1 por concepto de las curvas de IGR, Larionov, Clavier, Stieber y Stieber generalizado y así mismos en las figuras 29,30 y 31 por cada miembro de la Formación Mirador y en el apéndice 15 se encuentran las figuras por cada arena, mientras que en las figuras 32, 33, 34 se evidencia la proporción V/V del limo (Silt), Vclay, Vshale.

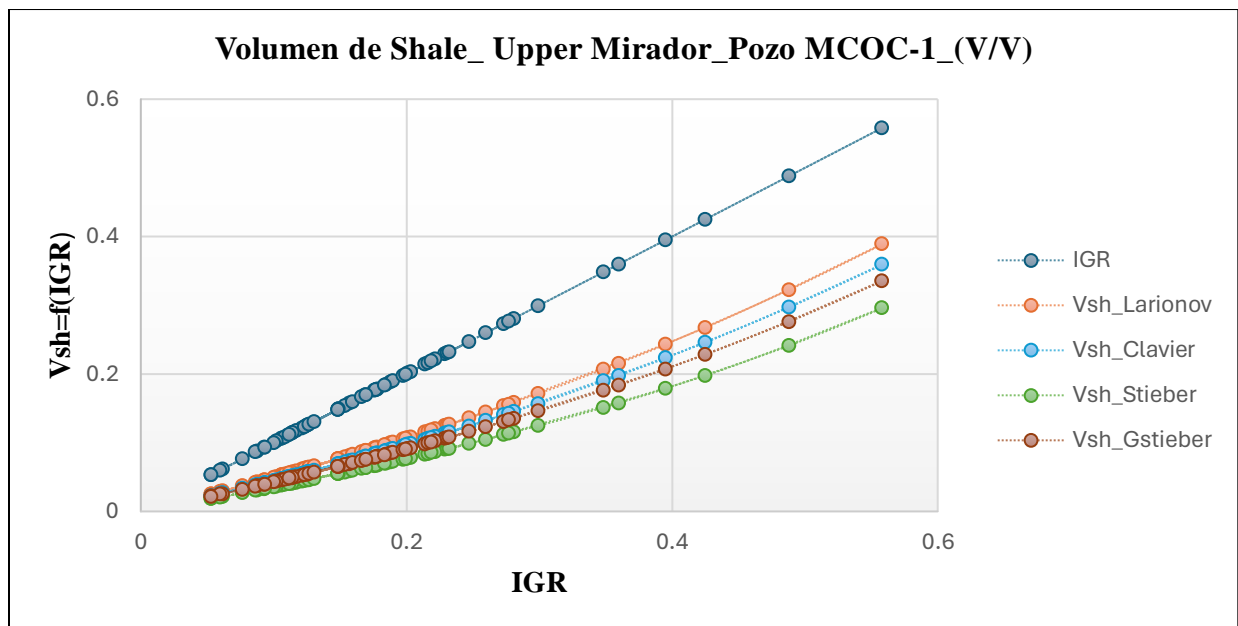
Continuado los resultados por concepto de porosidad total y efectiva se pueden consultar por cada arena en el apéndice 11, además se realiza un análisis gráfico de estos resultados como se puede evidenciar en la figura 35 correspondiente a la PHIE por cada arena, miembro y el total de la Formación Mirador.

Por último, el cálculo de saturaciones en el carril 6 y en el apéndice 16. Sin embargo, es importante mencionar que los datos obtenidos de núcleos son interpolados en los diferentes parámetros a partir de las 46 muestras analizadas en laboratorio en las figuras correspondientes a los miembros Upper, Middle y Lower de la Formación Mirador.

Conforme a los resultados obtenidos en el apéndice 16, correspondiente a los diferentes ocho modelos de saturación de agua preseleccionados de acuerdo con la tabla 5; sin embargo se incluye los datos de Sw Core para contrarrestar el comportamiento de los datos, además es importante señalar que la tabla fue elaborada en formato condicional para un límite petrofísico condicional para Sw menor o igual 0.50. Además de los 8 modelos de Sw preseleccionados, dos modelos son una representación del gráfico cruzado de porosidad y resistividad (Hingle y Pickett) con se pueden observar en el apéndice 17.

Figura 29

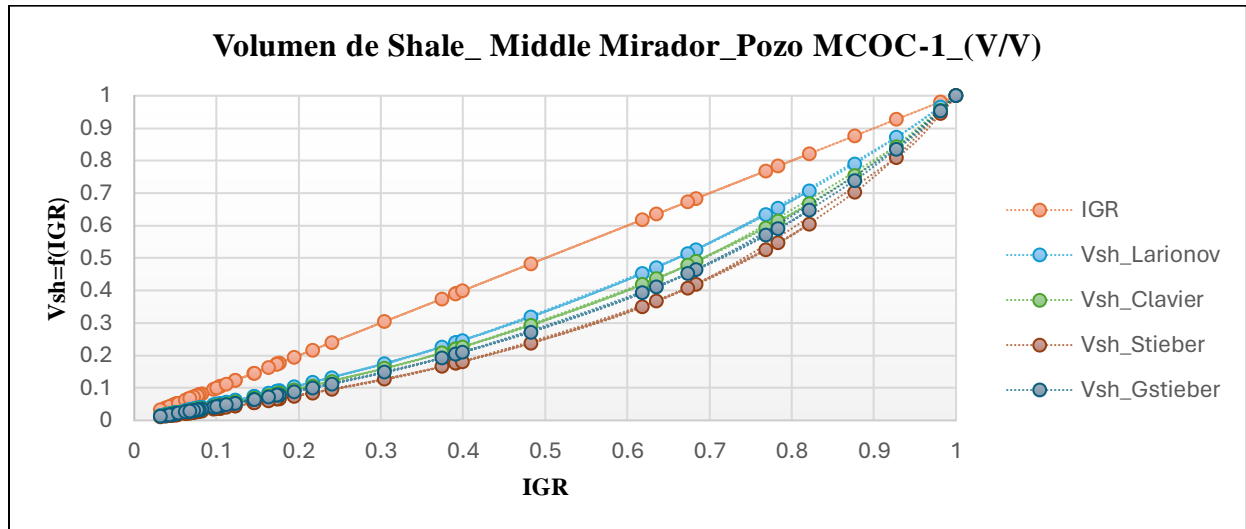
Volumen de Shale _ Upper Mirador _ Pozo MCOC-1



Nota. En la figura 29, se puede observar el IGR y el cálculo correspondiente Vsh Larionov, Clavier, Stieber, G. Stieber, para evitar un escenario general poco pesimista de la calidad del yacimiento se corrige el volumen de lutitas y/o limo como funciones directas de IGR. Las curvas tienden ajustarse y sus valores son aproximados como se puede evidenciar en el carril 1 del registro de pozo MCOC-1. Los valores de Vshale 0.2 y 0.4 son indicios de presencia de intercalaciones de lutitas y/o limo con minerales arcillosos.

Figura 30

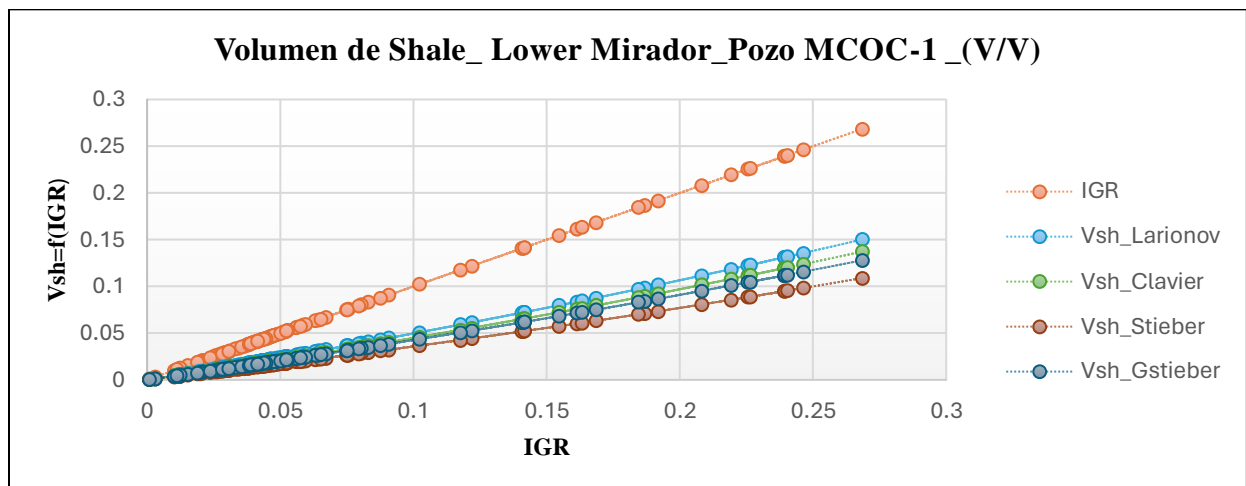
Volumen de Shale Middle Mirador _Pozo MCOC-1.



Nota. En la figura 30, presenta el ajuste a la respuesta radiactiva total de los minerales arcillosos en función IGR. Sin embargo, se evidencia entre 0.35 hasta 1 una proporción de Vsh (minerales arcillosos, lutitas y/o limo) moderadamente intercalados y en mayor volumen.

Figura 31

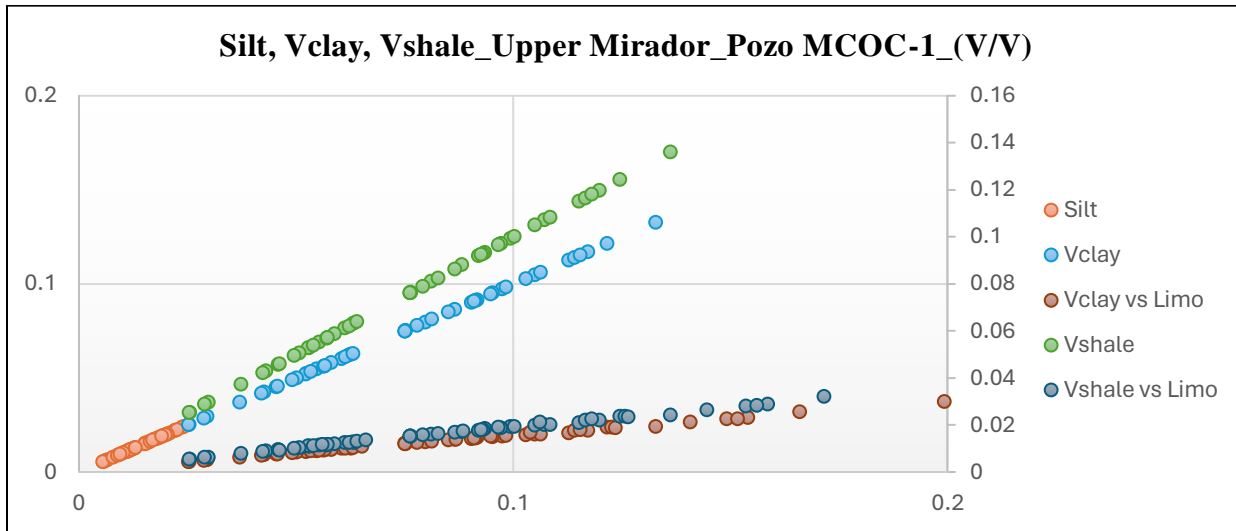
Volumen de Shale _Lower Mirador _Pozo MCOC-1.



Nota. En la figura 31, Las curvas tienden ajustarse y sus valores son aproximados como se puede evidenciar en el conforme a las figuras 29 y 30. No obstante los valores de Vshale de 0.05 y 0.15, son indicadores de presencia de intercalaciones de lutitas y/o limo con minerales arcillosos en mínima proporción.

Figura 32

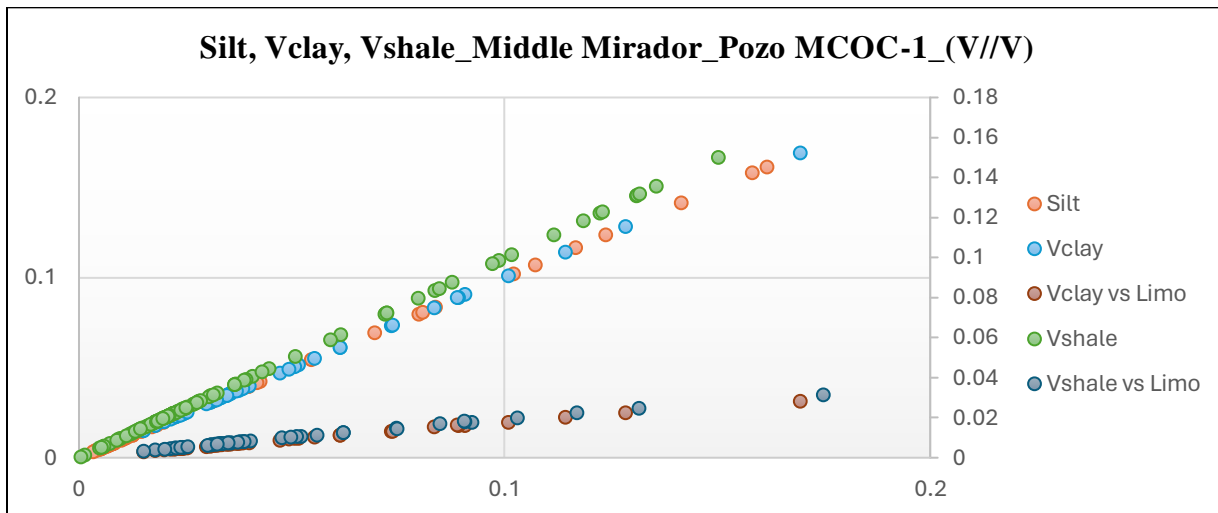
Silt, Vclay, Vshale_Upper Mirador_Pozo MCOC-1



Nota. En la figura 32, se observa el resultado de los cálculos en la Upper Mirador para las arenas con proporción de Vclay, Vshale, Silt por debajo del 0.2 V/V. Como se observar Vclay y Vshale son equivalentes teniendo en cuenta que su composición es la misma, donde la proporción de V/V es bajo con respecto a limo y lutitas en ambos.

Figura 33

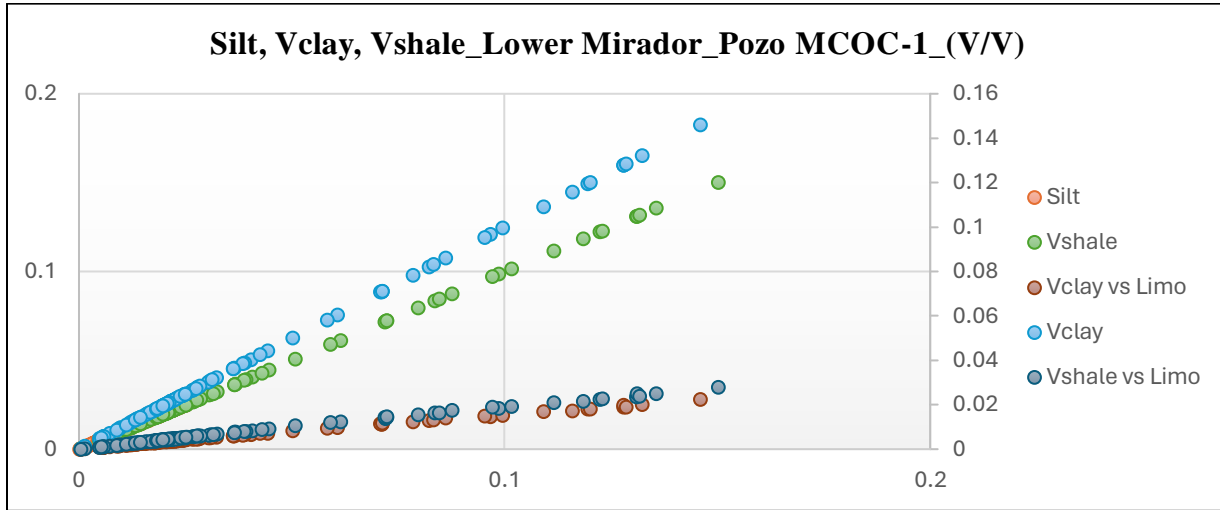
Silt, Vclay, Vshale_Middle Mirador_Pozo MCOC-1 (V/V)



Nota. En la figura 33, se observa el resultado de los cálculos en la Middle Mirador para las arenas con proporción de Vclay, Vshale, Silt por debajo del 0.2 V/V. Como se observan Vclay y Vshale son equivalentes teniendo en cuenta que su composición es la misma, donde la proporción de V/V es bajo con respecto a limo y lutitas en ambos.

Figura 34

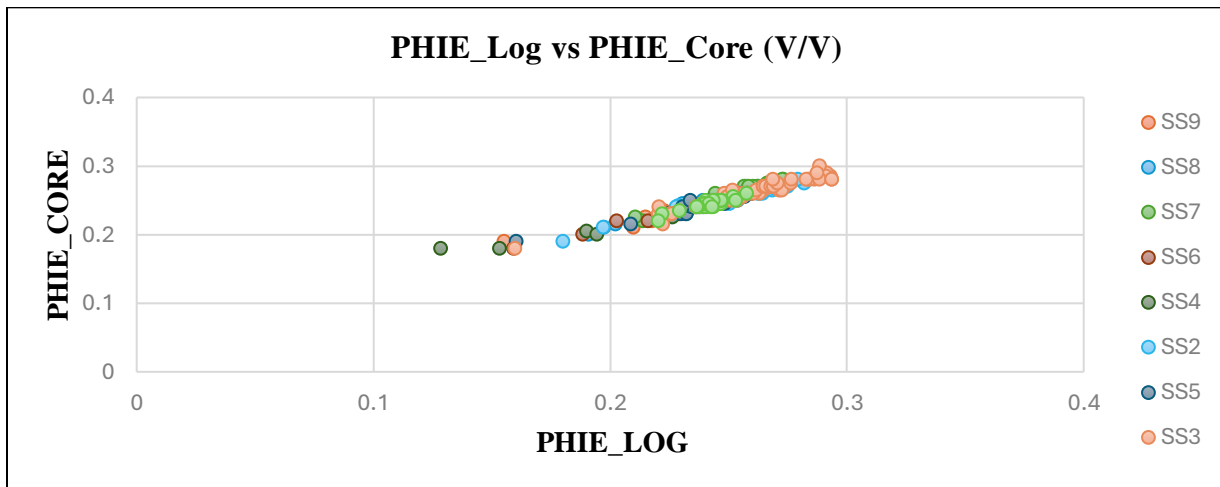
Silt, Vclay, Vshale_ Lower Mirador_Pozo MCOC-1_(V/V)



Nota. En la figura 33, se observa el resultado de los cálculos en la Middle Mirador para las arenas con proporción de Vclay, Vshale, Silt por debajo del 0.2 V/V. Como se observan Vclay y Vshale son equivalentes teniendo en cuenta que su composición es la misma, donde la proporción de V/V es bajo con respecto a limo y lutitas en ambos.

Figura 35

PHIE_Log vs PHIE_Core_ Por Unidades estratigráficas



Nota. En la figura 35 se observa un comportamiento de los datos de porosidad efectiva en un rango 0.18 a 0.28. Así mismo las Unidades estratigráficas SS3, SS4, SS5, SS9 tienen valores desde 0.18 a 0.28, mientras que SS1, SS2, SS6, SS7, SS8 están entre 0.20 a 0.28. El promedio por arena tiene en valor aproximadamente entre 0.23 y 0.24 de acuerdo con el apéndice 11.

4.2 Comparación de los modelos alternativos de saturación de agua.

En este apartado se realiza la generación de una matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos seleccionados, seguidamente la elaboración de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados con el uso de la herramienta software Geoloil y por último la obtención de una ecuación representativa que formaliza matemáticamente y su aplicabilidad en el cálculo de Saturación de agua en la Formación objeto de estudio.

4.2.1 Generación de una matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos seleccionados.

Continuando con el apartado anterior y en consecuencia de los cálculos generados con los diferentes modelos de saturación de agua preseleccionados por cada miembro de la Formación Mirador en el apéndice 16, se realiza una matriz por cada arena y por cada modelo de Sw.

De acuerdo con el apéndice 18, podemos inferir lo siguiente: Todos los modelos de saturación de agua tienen una tendencia aproximada en el comportamiento de los datos, excepto Archie que difiere con estos, donde este modelo no considera en sus parámetros la valoración de la arcillosidad y sobreestima la saturación de agua emitiendo resultados por concepto de demasiada agua, donde una zona productiva podría omitirse por alto fácilmente si la ecuación de Archie fuese el único modelo utilizado), de ahí la relevancia de utilizar varios métodos y/o conocer previamente

la Formación a evaluar y seleccionar por defecto el método recomendable de acuerdo a las características de la zona a estudiar.

Ahora bien, los modelos seleccionados como Simandoux, Poupon-Levaux, SLB, Dual water, Kennedy si consideran variables como V_{shale} , R_{sh} , C_t y C_w , sin desconocer que estos modelos tienen su formulación base en los fundamentos de Archie, pero formulados con la inclusión de variables que valoran la proporción de arcillosidad presentes en la roca. Claramente los resultados de Archie para arenas moderadamente limpias con intercalaciones de lutitas y limo, minerales arcillosos no funciona de manera adecuada.

Así mismo, se puede observar este comportamiento en los datos en el carril 6 del apéndice 12, así mismo en los apéndices 16 y 18 los valores obtenidos con la ecuación de Archie como difieren con los demás métodos, por otro lado el modelo de Poupon-Leveaux es uno de los mejores modelos para estimar el S_w en rocas arcillosas y evita saturaciones de agua demasiado grandes como Archie, que pueden pasar por alto las zonas productivas.

En ese orden Hingle es una versión que modela en función de Archie, donde la porosidad se representa en una escala lineal y la resistividad en una escala tal que las líneas rectas en el gráfico representan una saturación de agua constante. Mientras que el modelo de Simandoux modificado es el preferente en la literatura pues funciona de manera muy confiable en yacimientos convencionales y no convencionales. No genera respuestas de saturación negativas y cuando el $V_{sh} = 0$ retorna a la ecuación de Archie. Es recomendable Simandoux modificado para rocas limpias y arcillosas, categorizándose como un modelo muy versátil.

Continuando con el comparativo el modelo de Dual water cambia al modelo Archie cuando $V_{sh} = 0$. Y crea respuestas de saturación negativas, es una desventaja para este modelo y en este caso no sucede, sin embargo es rescatable su funcionalidad en el cálculo de S_w donde se puede

utilizar si el volumen y la porosidad de la lutita provienen de algún otro método. Con respecto al modelo de Pickett este modela sus cálculos de S_w en función de Archie por lo tanto podría omitir zonas productivas, teniendo en cuenta que este método no funciona bien en cuerpos con presencia de agua donde la porosidad es casi un valor constante. No obstante, el modelo de Schlumberger añade un parámetro relacionado al valor de resistividad de lutita/arcilla, con esta particularidad permite al modelo una funcionalidad tanto para arenas limpias y arcillosas permitiendo un mejor ajuste del cálculo de saturación de igual forma que el modelo de Simandoux modificado, para este caso en la Formación en mención el comportamiento de los datos presenta similitudes.

El último y no menos importante Kennedy y Herrick donde el modelo S_w basado en la eficiencia con la que las rocas acuíferas conducen corrientes eléctricas determinada por la fase conductora, en este caso reporta resultados análogos de S_w con Simandoux modificado y Schlumberger y difiere con Archie. Por último, lo expresado anteriormente es correspondiente al comparativo de los modelos de saturación de agua preseleccionados por sus fundamentos teórico-prácticos y adaptabilidad conforme a los antecedentes de la Formación estudio y sus indicadores textuales que sustentan sus preferencias entre bondades en su aplicación y la desventaja que suele presentarse de acuerdo con el caso estudio y el escenario petrofísico en mención.

Cabe indicar que los datos de S_w de núcleos indican una equivalencia aproximada a los resultados de Kennedy y Herrick, Simandoux modificado y Schlumberger. Sin más que añadir en el apéndice 19 se incorporan los resultados gráficos de Pickett y Hingle con respecto al comparativo relacionado en este apartado con respecto al pozo MCOC-1; el cual es el referente de estudio base por que cumple con toda la información requerida para realizar el análisis petrofísico limitado hasta el cálculo de Saturación de agua correspondiente al alcance del presente proyecto de investigación.

4.2.2 Generación de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados con el uso de la herramienta software Geoloil o por defecto el software Matlab (ambas con licencia).

Para este ítem la generación de curvas de perfilajes del pozo MCOC-1 se calculan y generan con el software GeolOil con respecto al parámetro de Saturación de agua para cada una de las Unidades Estratigráficas demarcadas en el lado izquierdo lateral del registro de pozo en mención, y está disponible para consulta en el apéndice 20. Mientras que el comportamiento del cálculo de S_w con los modelos de Pickett y Hingle se puede visualizar en el apéndice 19.

Así mismo, al contrastar el comportamiento gráfico de los datos de S_w , se evidencia que los valores S_w de Core se ajustan al perfilaje de Simandoux modificado, Schlumberger, Kennedy y Herrick mientras que Archie, Poupon-Leveaux y Dual water son relativamente ajustables entre sí y discrepan moderadamente del dato de S_w con los métodos anteriormente mencionados. No obstante, esta inferencia es concordante con el apartado 4.2.1.

4.2.3 Obtención de una ecuación representativa que formaliza matemáticamente el cálculo de Saturación de agua en la Formación objeto de estudio.

De acuerdo con el ítem 4.2.1, 4.2.2, los apéndices 16,17,18,19 y 20; el modelo seleccionado es Simandoux modificado como referente representativo que formaliza matemáticamente el cálculo de Saturación de agua. Así como se expresa textualmente en el apartado 4.2.1, y se confirma que el modelo de Simandoux modificado es el preferente en la literatura pues funciona de manera muy confiable en yacimientos convencionales y no convencionales. No genera respuestas de saturación negativas y cuando el $V_{sh} = 0$ retorna a la ecuación de Archie. Es recomendable Simandoux modificado para rocas limpias y arcillosas, categorizándose como un modelo muy versátil. Y se puede consultar en el apéndice 3.

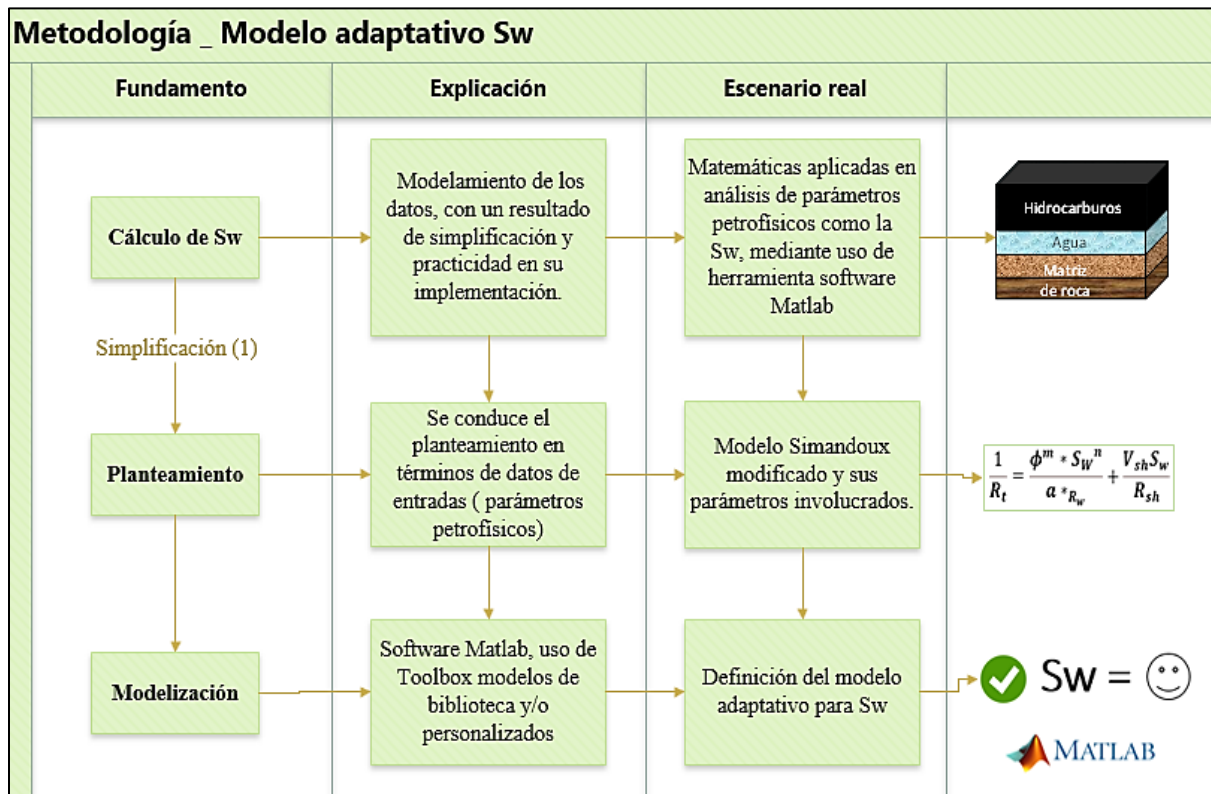
4.3 Modelado en términos adaptativos de la ecuación representativa resultante de Sw.

En este apartado se establece un modelo adaptativo de Sw mediante un modelamiento adaptativo con el uso de la herramienta software Matlab através de los datos resultantes de Sw obtenidos en el apartado anterior correspondiente al modelo de Simandoux modificado. Ahora bien, la idea es obtener un modelo práctico y ajustable en su utilización con respecto a los pozos restantes de la presente investigación.

A continuación en la figura 36 se detalla la metodología para el desarrollo del modelado adaptativo con el fundamento de la situación, planteamiento, y modelización.

Figura 36

Metodología _ Modelo adaptativo Sw



Nota. En la figura 36 se indica en términos de fundamentos, explicación y escenario real de la metodología utilizada para obtener el modelo adaptativo de Sw.

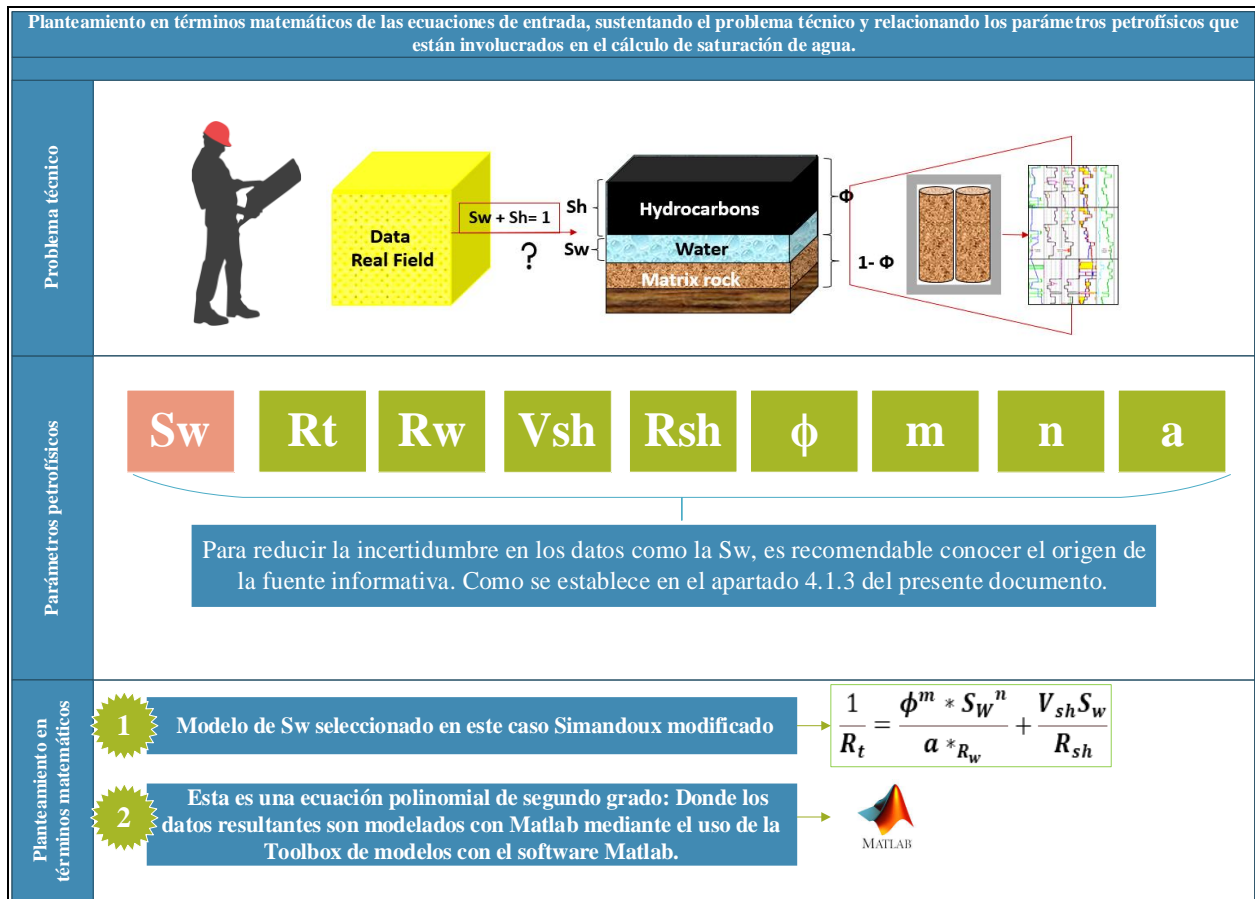
4.3.1 Planteamiento en términos matemáticos de las ecuaciones de entrada, sustentando el problema técnico y relacionando los parámetros petrofísicos que están involucrados en el cálculo de saturación de agua.

Ahora bien, en la figura 37, se presenta el planteamiento en términos matemáticos de la ecuación de entrada que es Simandoux modificada como seleccionada. Y donde el problema de la presente investigación es la incertidumbre que presenta el cálculo de S_w para la Formación objeto de estudio. Por tanto, los modelos alternativos existentes por concepto de S_w , que mejor modela este término es Simandoux modificada teniendo en cuenta que esta corrige con éxito el exceso de conductividad en la matriz debido a la presencia de arcillas dispersas y soluciones salinas en Formaciones con estas características petrofísicas.

En la figura 37, se relaciona el problema y los parámetros involucrados en el cálculo de saturación de agua con el modelo de Simandoux modificado, los cuales fueron analizados previamente. Sin embargo se realiza un análisis de los datos en función de este modelo con el ánimo de encontrar un dato aceptable de S_w validado y de acuerdo con el comportamiento de estos, obtener un resultado comparable, respaldado y definido por concepto de modelo adaptativo de S_w , validado con intervalos de confianza superior al 90% permitiendo el adecuado tratamiento a la incertidumbre y ajustable en su implementación en el cálculo en mención para la Formación Mirador.

Figura 37

Planteamiento en términos matemáticos de las ecuaciones de entrada, sustentando el problema técnico y relacionando los parámetros petrofísicos.



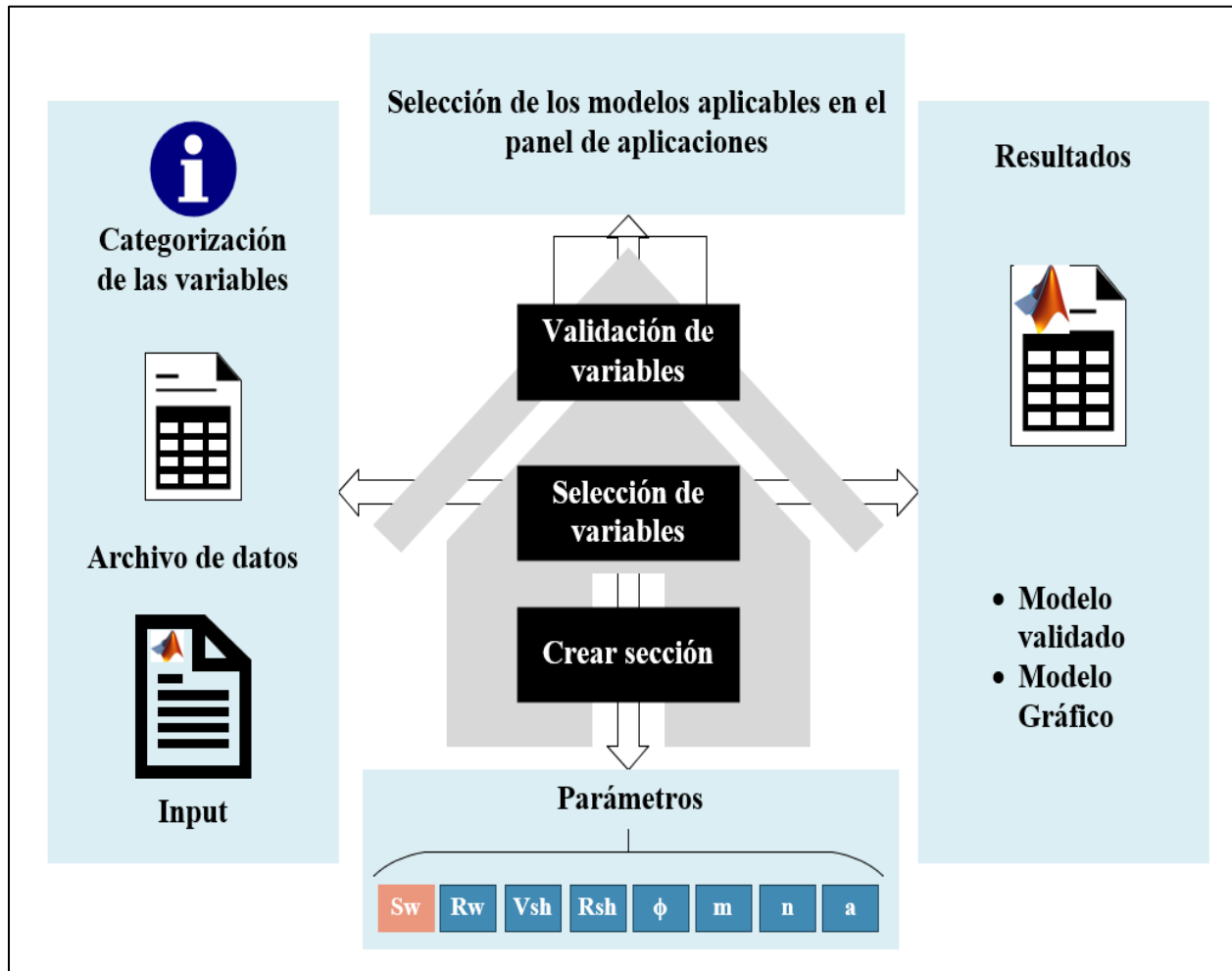
Nota. En la figura 37, se desglosa el planteamiento del problema técnico, parámetros petrofísicos y planteamiento en términos matemáticos como es una ecuación cuadrática que representa al modelo de Simandoux modificado.

4.3.2 Formulación del modelo en términos matemáticos y técnicos de la Formación Mirador.

A continuación mediante la figura 38, se resume el paso a paso a considerar para formular el modelo adaptativo de Sw, mediante el uso del software Matlab versión R2023b con licencia académica.

Figura 38

Formulación en términos matemáticos y técnicos de la Formación Mirador



Nota. En la figura 38, la formulación busca obtener un modelo simplificado, práctico con el ánimo de permitir realizar el cálculo de la S_w de agua con un tratamiento adecuado a la incertidumbre en los datos, con respecto al cálculo de saturación de agua para su análisis y validación.

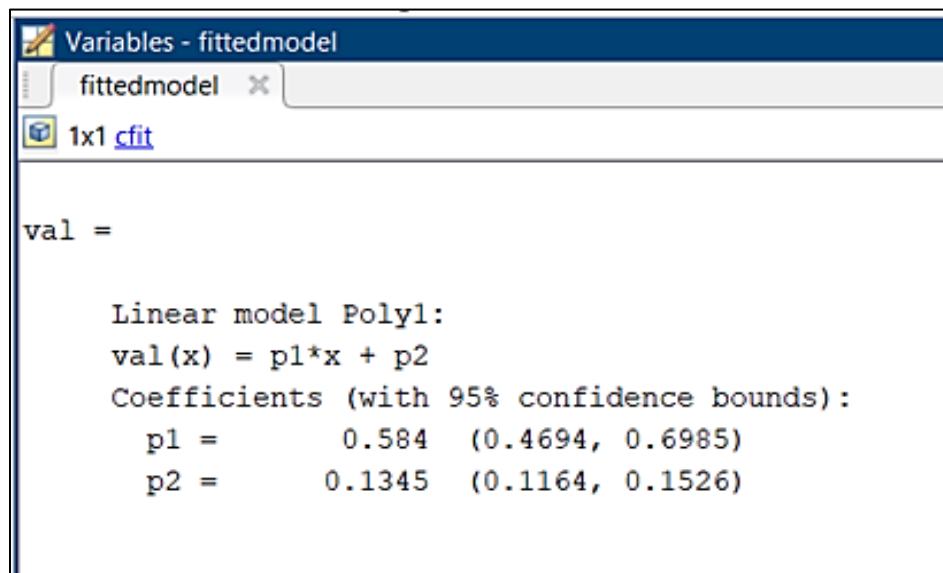
4.3.3 Respuesta al problema planteado con la aplicación de métodos matemáticos, definiendo el modelo de saturación de agua.

Una vez importado los datos en el software Matlab, la categorización de las variables y creación de la sección de trabajo, se procesa los datos con los modelos de la biblioteca

correspondiente a la Toolbox, donde esta ofrece parámetros de solución optimizados con un análisis de procesamiento de datos comparando los modelos candidatos y eliminando valores atípicos, así mismo mejora las condiciones iniciales de calidad de los ajustes, estimando intervalos de confianza para una convergencia más rápida. En este caso el modelo que mejor se ajusta y permite un ajuste aceptable es el polinomial de primer grado, permitiendo simplificar el modelo base y obteniendo un modelo adaptativo de Saturación y validado en función de la variable Vclay que ajusta para este modelo. En consecuencia se presentan los resultados en las figuras 38, 39, 40, 41 y en el apéndice 20. Seguidamente los datos resultados se llevan al software GeolOil para comparar con los modelos de Sw preseleccionados en el apartado 4.1 y 4.2, para esto consultar el apéndice 20.

Figura 39

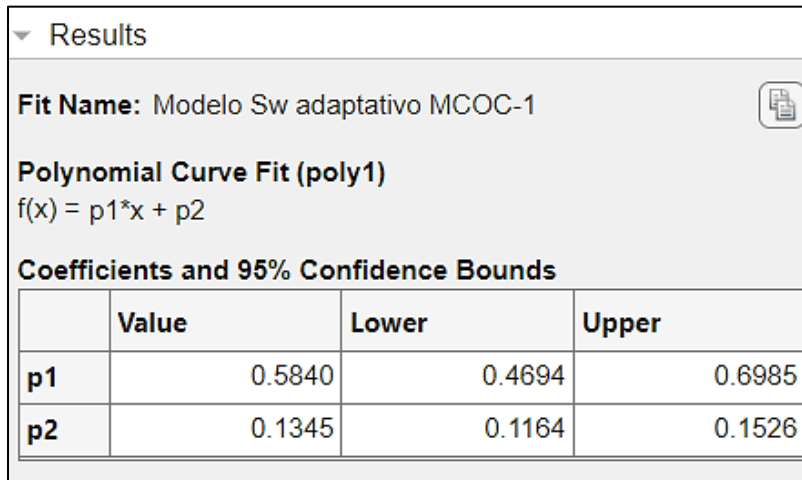
Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1



Nota. En la figura 38, se puede observar los resultados de validación del modelo adaptativo de Sw con coeficientes para un límite de confianza del 95%.

Figura 40

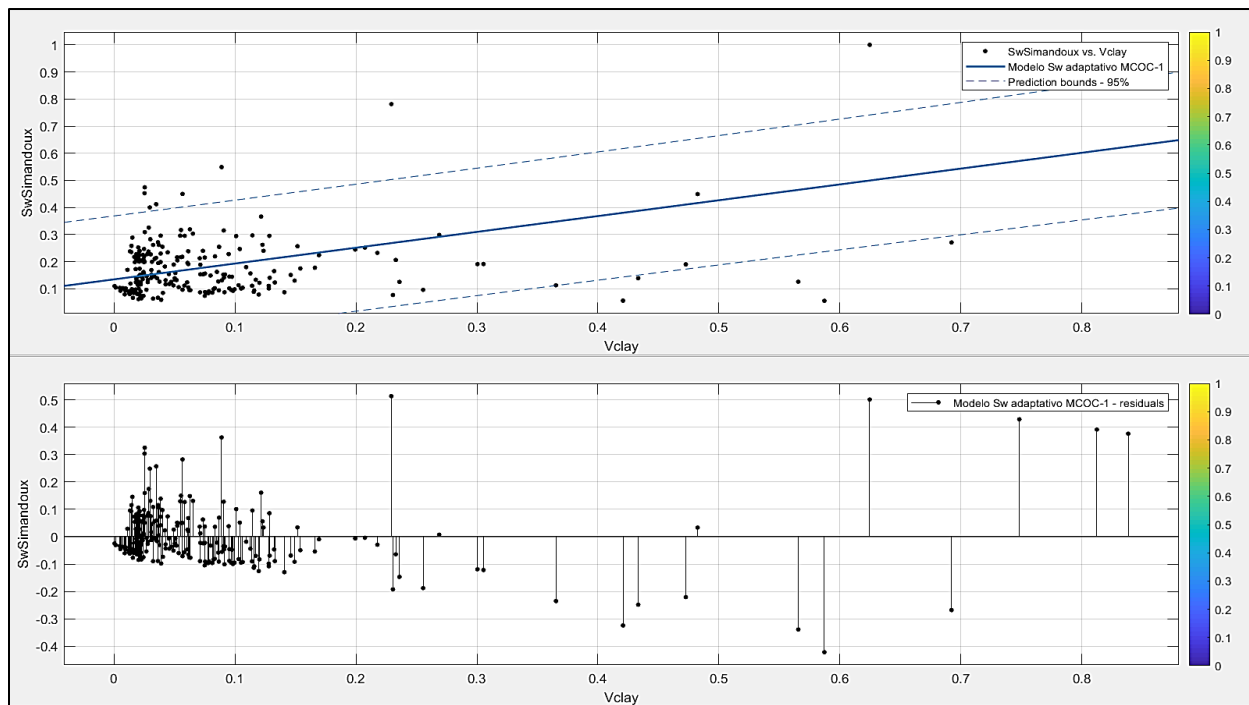
Resultado de la expresión matemática del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1.



Nota. En la figura 40 se observa los resultados por concepto del modelo adaptativo de saturación de agua, los coeficientes y los límites de confianza con un 95% de precisión, para un escenario de cálculo inferior y superior

Figura 41

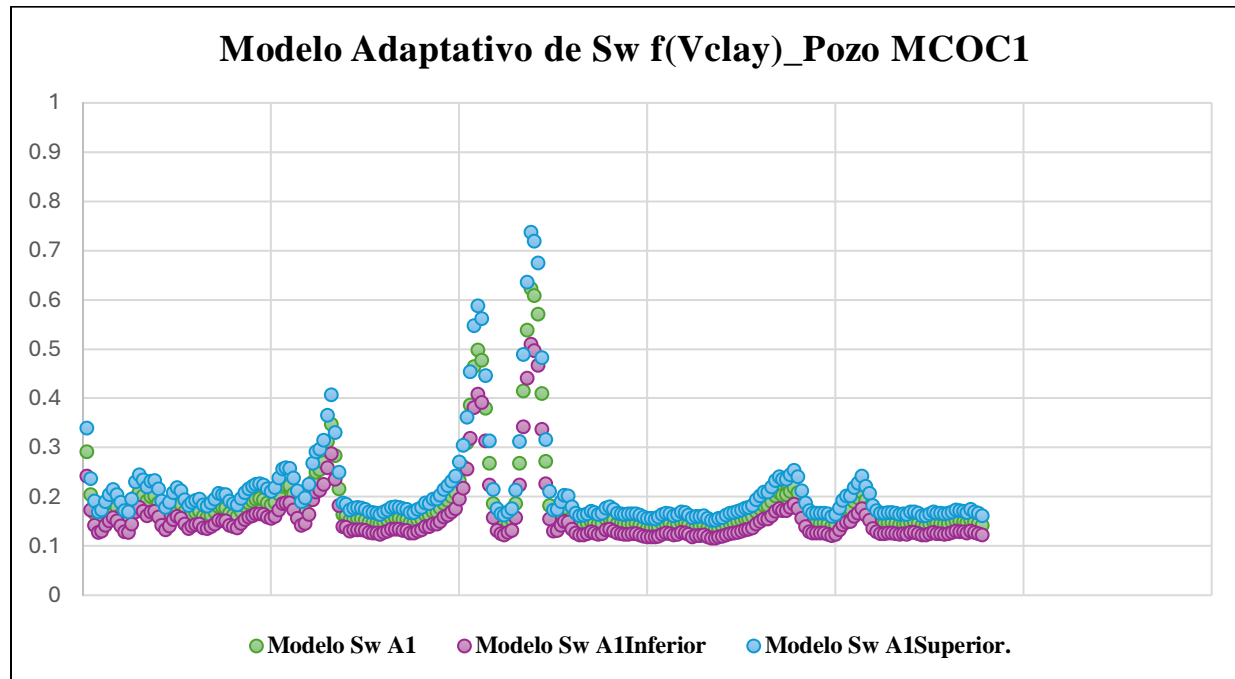
Resultado gráfico del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1



Nota. En la figura 41, se muestra el resultado gráfico del modelo adaptativo $Sw f(V_{clay})$, donde los puntos negros representan V_{clay} vs Simandoux, la línea continua azul el Modelo adaptativo en términos lineales que simula el comportamiento de los datos y las líneas azules punteadas los límites de predicción del 95%.

Figura 42

Representación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-1



Nota. En la figura 42 se puede observar el comportamiento del modelo de Sw adaptativo sin los valores atípicos, que representa el escenario general de la Formación Mirador para el pozo MCOC-1 en un escenario base, inferior y superior que son los coeficientes y límites de confianza con porcentaje de confiabilidad del 95%.

Así mismo se genera un modelo de saturación de agua personalizado para cada pozo con el ánimo de obtener los valores representativos del comportamiento de la Sw en la Formación Mirador por cada pozo.

Seguidamente se presenta en la tabla 11, se muestra el resumen de los modelos adaptativos de Sw por cada pozo y los resultados en los apéndices 48 al 56

Tabla 11

Modelos adaptativos de Sw por cada pozo.

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-1			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.584	0.4694	0.6985
p2	0.1345	0.1164	0.1526

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-2			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	-0.6211	-0.8685	-0.3736
p2	0.5212	0.4787	0.5636

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-3			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.4262	-0.5431	1.3955
p2	0.5106	0.4774	0.5438

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-4			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	-1.2818	-1.5725	-0.991
p2	0.7021	0.6625	0.7417

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-5			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.3829	0.2681	0.4977
p2	0.1406	0.1099	0.1713

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-6			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	-0.9383	-1.3049	-0.5717
p2	0.5731	0.533	0.6131

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-7			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.8415	0.7456	0.9375
p2	0.072	0.0493	0.0947

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-8			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.2582	0.0267	0.4897
p2	0.1726	0.1296	0.2155

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-9			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.8084	0.7163	0.9004
p2	0.0715	0.0504	0.0926

Modelos adaptativos de Sw f(Vclay)			
Modelo de Sw adaptativo Pozo MCOC-10			
En términos matemáticos: Polinomial de primer grado. $f(x)= p1*x + p2$			
En términos técnicos de aplicación: Sw f(Vclay)			
Coeficientes y límites de confianza del 95% de precisión			
	Valor	Inferior	Superior
p1	0.2159	0.1026	0.3291
p2	0.2168	0.1903	0.2432

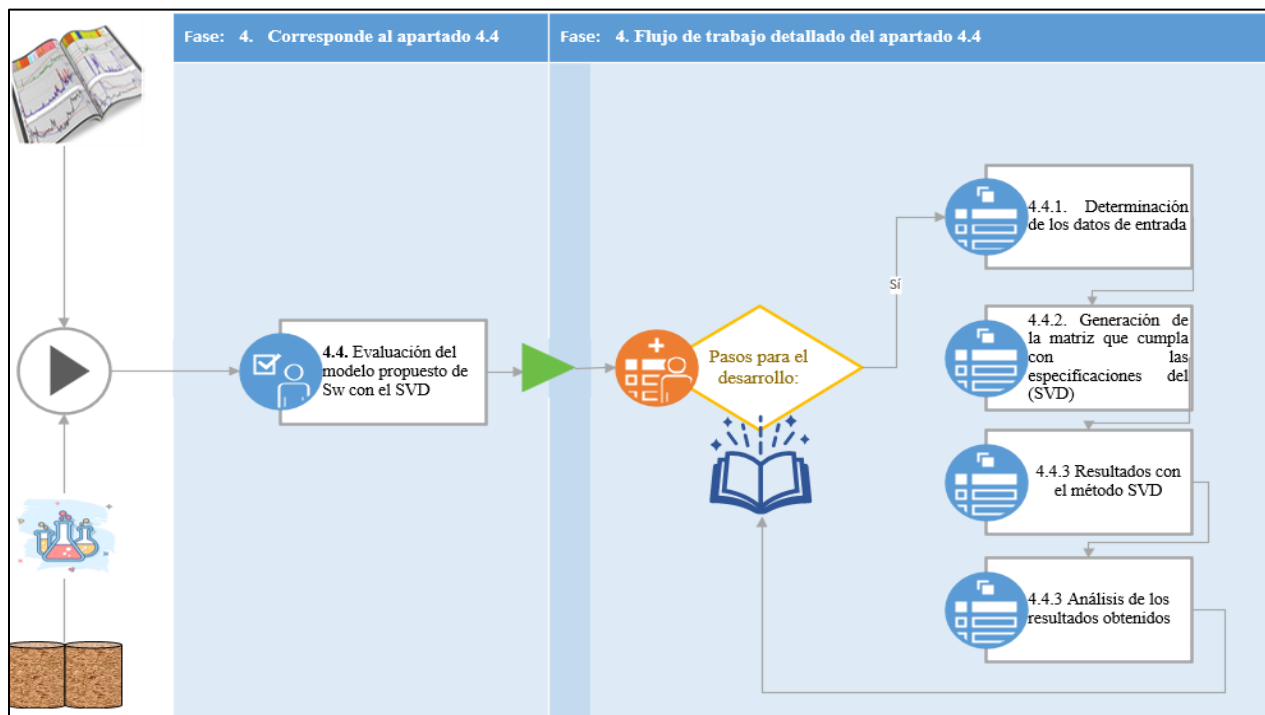
Nota. En la tabla 11, se encuentran los modelos adaptivos en términos matemáticos polinomial de primer grado, con sus respectivos coeficientes y límites de confianza con un 95% de precisión.

4.4 Evaluación del modelo propuesto de Sw con el método matemático de descomposición en valores singulares.

En este apartado se evalúa el modelo propuesto de Sw obtenido en términos adaptativos con el método en descomposición en valores singulares como se puede observar en la figura 43 el paso a paso en el desarrollo de este.

Figura 43

Flujo de trabajo en la evaluación del modelo propuesto de Sw (Adaptativo) con el SVD



Nota. En la figura 41 se puede observar el paso a paso a desarrollar en el apartado 4.4 correspondiente a la fase 4 de la propuesta de investigación, como se esboza en el capítulo 3 en la tabla 3.

4.4.1 Determinación de los datos de entrada para elaborar la matriz del algoritmo a partir del modelo de saturación de agua previamente definido.

En la determinación de los datos para elaborar la matriz del algoritmo es identificar el objeto de aplicación de este método, el cual es encontrar mediante los resultados con los diferentes modelos alternativos de S_w seleccionados en el apartado 4.2 y el adaptativo definido en el 4.3 los datos de saturación de agua representativo de la Formación Mirador, es decir este método de descomposición es viable para eliminar valores singulares irrelevantes disminuyendo el tiempo en los cálculos.

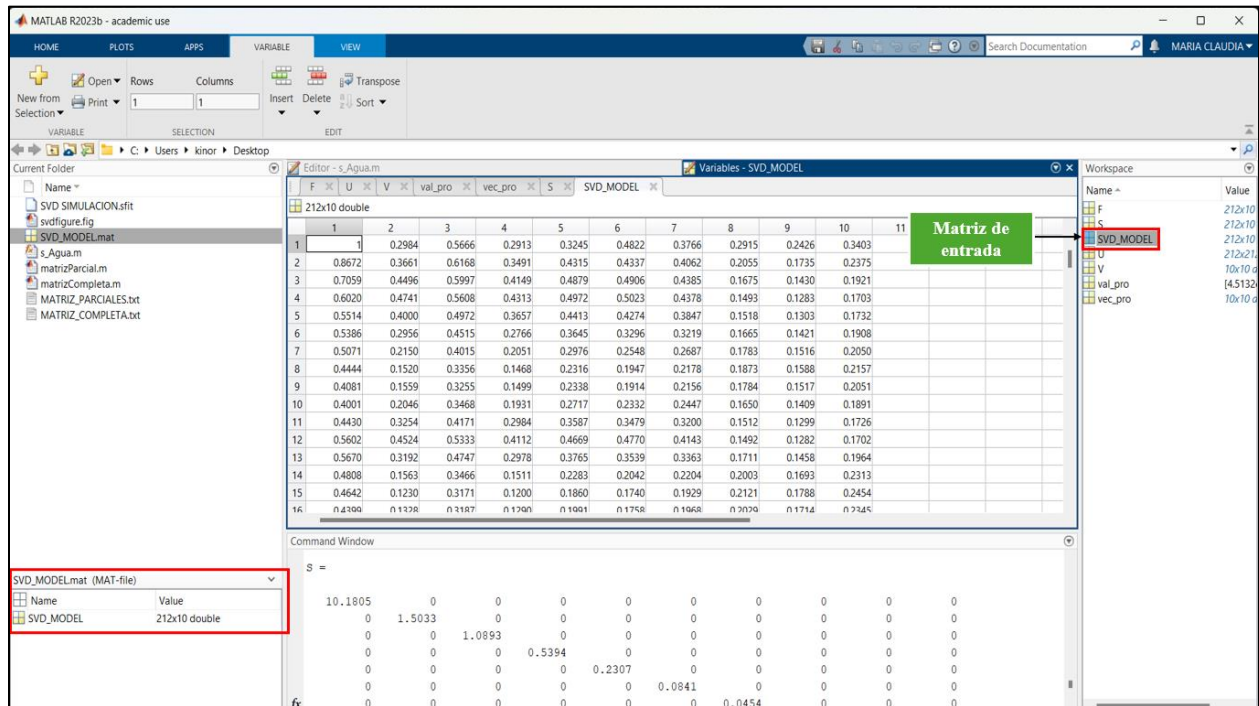
Es decir con el SVD se refina los resultados evaluando el valor de S_w en la Formación Mirador para el pozo MCOC-1 que es el modelo base, obteniendo con este método los datos reducidos a un valor calculado por concepto de S_w como un valor propio característica de la evaluación realizada. En ese orden de ideas, los datos obtenidos en el apartado 4.3, son los utilizados como datos de entrada sumado a esto los resultantes con los modelos alternativos seleccionados en 4.2, con el ánimo de ampliar el rango de datos y obtener una respuesta objetiva evaluada por diferentes métodos.

4.4.2 Generación de la matriz que cumpla con las especificaciones del método de descomposición en valores singulares (SVD)

La generación de la matriz como datos de entrada, debe ser una matriz definida positiva para números reales y cumplir adicionalmente con los requerimientos del método de acuerdo con el apartado 2.8 del marco teórico-conceptual del presente documento. En la figura 44 se muestra la matriz organizada y cargada en Matlab versión R2023b.

Figura 44

Matriz de entrada SVD



Nota. En la figura 44 se muestra la matriz de entrada para aplicar el método de SVD correspondiente a una matriz de tamaño de 212x10

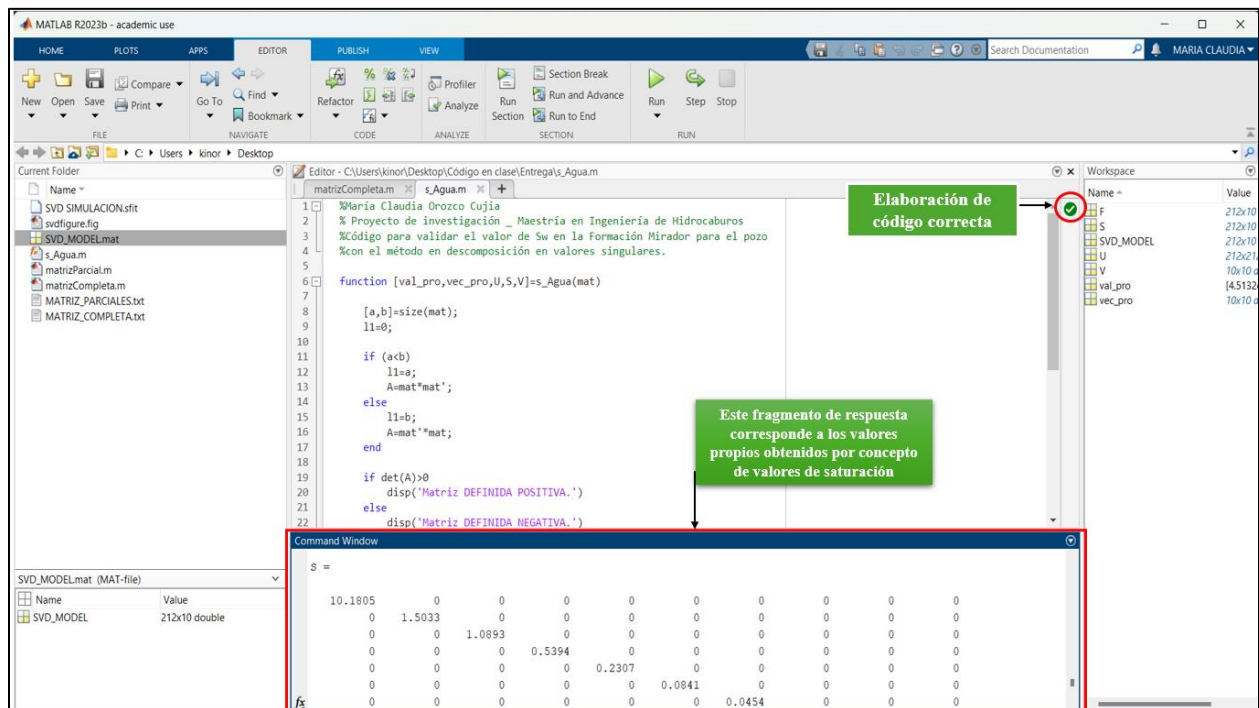
4.4.3 Elaboración del algoritmo basado en el método SVD con la herramienta software Matlab y simulación del comportamiento de los resultados.

Como es conocido en la literatura este método tiene diversas aplicaciones y para esto en matemáticas avanzadas están definidos el patrón predeterminado para elaborar un código, lo importante es tener definido el objeto de implementación y el escenario del área de estudio. En este caso se aplica para encontrar los valores de saturación que son los valores propios validados con respecto al grupo de cálculo de saturaciones de agua con todos los métodos seleccionados y el adaptativo para comprobar si estos datos son consistentes y validan el escenario estudiado.

Una vez elaborado el código se valida en la parte superior que este correcto su estructura y se corre y se genera los datos resultantes como se puede ver en la figura 45 y 46, se observa el icono en color verde por concepto de elaboración correcta del código y en la parte inferior en la ventana de comandos los resultados de la corrida concordante con la figura 46, seguidamente estos resultados se llevan a un escenario de procesamiento gráfico de datos obtenidos mediante la simulación de datos con el SVD, con el ánimo de comprobar el dato de S_w en la Formación Mirador, donde se define un rango de saturación de agua de 0.23 a 0.53, donde esto indica que estos pozos producen una mezcla de petróleo y agua y es concordante con la realidad de estos pozos en el campo estudio.

Figura 45

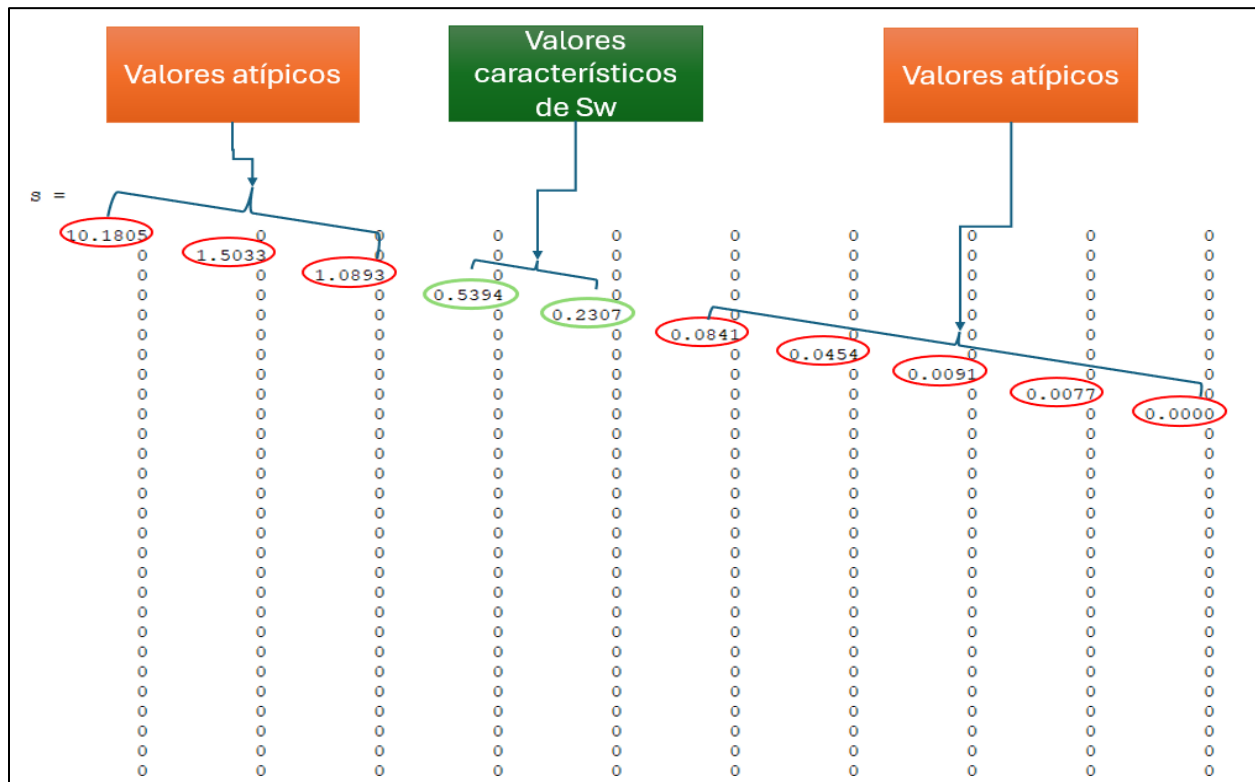
Elaboración del algoritmo basado en el método SVD aplicado a Saturaciones de aguas en la Formación Mirador.



Nota. La figura 45, se observa la elaboración correcta del código, y en la parte inferior un fragmento de los valores propios correspondientes a valores de saturación de agua arrojados en la corrida.

Figura 46

Diagonal principal resultante con los valores propios de saturación de agua correspondiente a la Formación Mirador

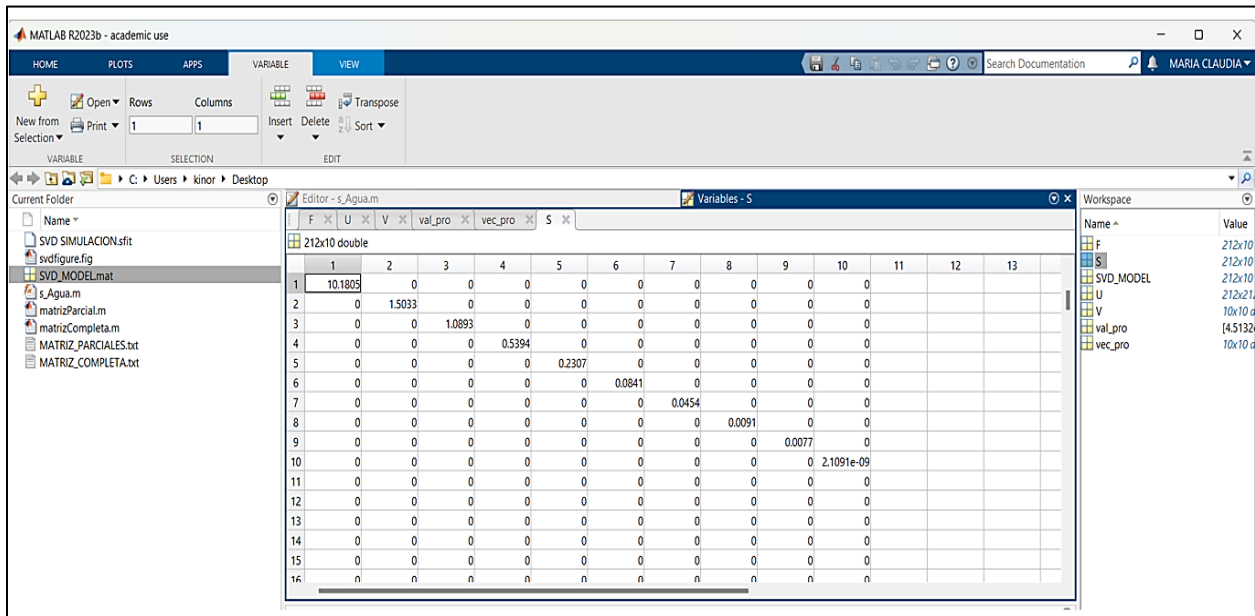


Nota. En la figura 45, se evidencia los datos resultantes de Sw para la Formación Mirador en general incluyendo los tres miembros de superior, medio e inferior, teniendo en cuenta que la matriz de entrada es de tamaño de 212x10 que corresponde a toda la Formación Mirador para el pozo MCOC-1 que es el referente de estudio; por otro lado se discriminan los valores encerrados en color rojo como valores atípicos para el valor de Sw en este caso, esto suele suceder en el análisis de volumen de datos y el método SVD genera respuesta de datos anómalos para ser discriminados en los resultados. Teniendo en cuenta, que no se depuro previamente la data, la idea es trabajarla en función de todos cálculos obtenidos para validar y seleccionar de esa manera los mejores datos que se ajustan al escenario evaluado. Ahora bien, se confirma la fiabilidad de la información, la congruencia con los cálculos obtenidos y con los datos de

Sw de laboratorio. En conclusión los valores característicos del comportamiento de Sw en Mirador están definidos con valores característicos de 0.23 a 0.53.

Figura 47

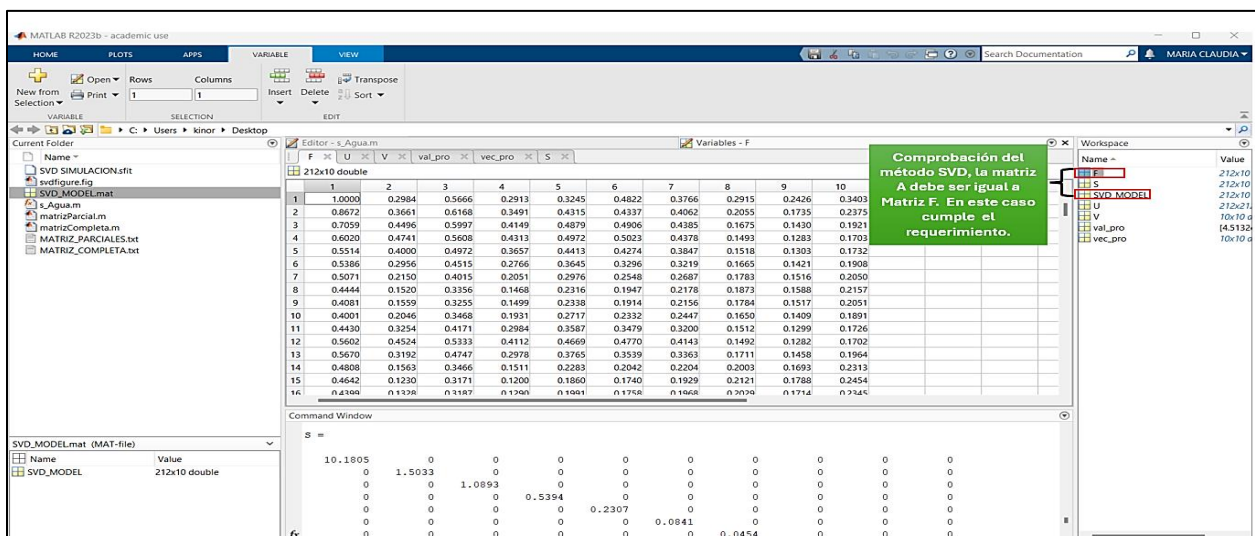
Matriz con la diagonal de valores propios denominada S en la estructura del código con el SVD



Nota. La figura 47 corresponde a la figura 46.

Figura 48

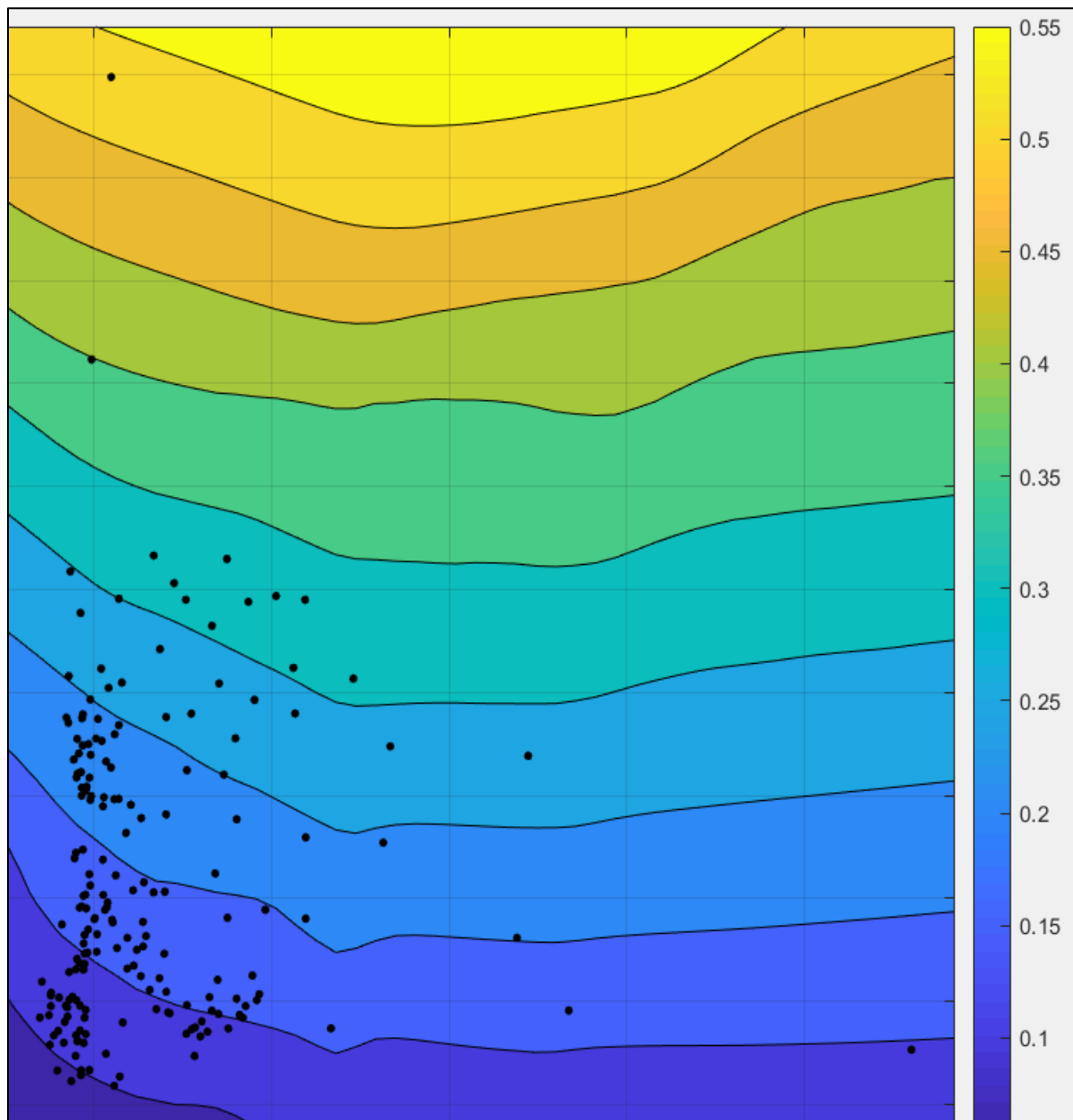
Comprobación del método SVD. Estado correcto en elaboración y congruencia en los resultados.



Nota. Comprobación del método SVD, donde se confirma la matriz A de entrada corresponde a matriz F, de acuerdo con las características de ejecución del método en mención.

Figura 49

Diagrama de contornos del comportamiento de los datos de S_w validados con el SVD.



Nota. En la figura 49, se puede observar los valores arrojados con el método SVD como valores propios de 0.23 a 0.53, los cuales se toman de la matriz resultante emitida por el método y

simulados mediante el diagrama de contornos. Cabe mencionar que el SVD permite una representación exacta de cualquier matriz y es fácil eliminar los datos menos importantes de la matriz para producir una aproximación de baja dimensión resultante. Como en este caso fueron procesados 2120 datos, y en la figura 49 se puede observar la reducción de estos.

4.4.4 Análisis de los resultados obtenidos: se realizará una comparación con respecto a 5 escenarios resultantes:

4.4.4.1 Los resultados por obtener en la fase 2 correspondiente a los modelos alternativos de Sw de agua seleccionados.

Los resultados y análisis obtenidos en la fase 2 se pueden consultar en el apartado 4.2 y los respectivos apéndices relacionados en el mismo. Sin embargo, en el apéndice 57 se puede consultar adicionalmente los cálculos de K y Bvw con el gráfico de Pickett, RQI, FZI y por último Sw Amaefule, es importante mencionar que la Formación Mirador en este escenario de análisis se encuentra de acuerdo con la siguiente tabla 12, clasificada de acuerdo a los cálculos obtenidos en el apéndice 57 como favorable para un FZI 2-3 categorizado para una roca mesoporosa con permeabilidades entre 10 y 50 Md, una conductividad hidráulica de 5 -20 Md/V³ y en clasificación bueno para un FZI de 3 a 5 para una roca macroporosa con permeabilidades de 50 – 200 mD y una conductividad hidráulica de 20 – 50 Md/V³ y son concordantes con el gráfico de Pickett.

Tabla 12

Valores promedio calculados de parámetros petrofísicos y rangos utilizados para agrupar tipos de rocas en cinco categorías petrofísicas.

Porosidad (%)	K (mD)	Zona / Unidad	r35 (um)	HF U	Tipo de roca	FZI (um)	Clasificación	Conductividad hidráulica (Md/v3)
18 - 22	200 - 1000	Alto	>10	5	Megaporosa	5 - 10	Muy bueno	50 - 120
12 - 18	50-200	Moderado	4 - 10	4	Macroporosa	3-5	Bueno	20 - 50
10 - 18	10 - 50	Bajo	2 - 4	3	Mesoporosa	2 - 3	Favorable	5 - 20
10 - 14	1 - 10	Muy bajo	1 - 2	2	Microporosa	1 - 2	Pobre	1 - 5
< 10	< 1.0	Apretada	< 1	1	Nanoporosa	< 1	Impermeable	≤ 1

Nota. Petrophysical Core-Based Zonation of An Oil Field in The Bredasdorp Basin (Opawari et al., 2021)

4.4.4.2 El cálculo por obtener con el modelo propuesto de Sw para la Formación Mirador.

Para el cálculo obtenido con el modelo propuesto se determina para cada pozo como se puede consultar en los apéndices 48 al 56. No obstante este modelo fue definido en el apartado 4.3 y el mismo modelo obtenido para el pozo MCOC-1 aplica para los demás pozos por concepto de modelo polinomial en términos matemáticos, sin embargo se realiza el mismo análisis con el software Matlab para establecer los coeficientes y límites de confianza que validan el uso del modelo en un 95%.

4.4.4.3 El cálculo por obtener con el modelo teórico de David C. Herrick and W. David Kennedy.

El cálculo obtenido con el modelo teórico de Herrick y Kennedy se puede consultar en los apéndices correspondientes de perfilaje de las curvas de saturación de agua por pozo y generadas con el software GeolOil. Estos pueden consultarse en los apéndices 20,23,26,29,32,35,38,40,41,44,47.

4.4.4.4 Los resultados por obtener con el método matemático SVD

De acuerdo con el análisis del SVD se establece un rango de saturación de agua de 0.23 a 0.53 conforme a los resultados obtenidos¹ para validación de los datos obtenidos con los modelos alternativos y el adaptativo de saturación de agua y confirmar lo realizado en el apartado 4.3. Sin embargo, este modelo adaptativo se encuentra previamente validado por la Toolbox de Matlab en los modelos de biblioteca de la misma herramienta para obtener resultados con precisión del 95%. Por otro lado, el análisis de resultados de la aplicación del método SVD. Se pueden observar en este mismo apartado 4.4 y las figuras 45,46, 47,48 y 49.

4.4.4.5 Los datos de saturación de agua obtenidos con la data real de muestras de núcleos.

Este ítem se encuentra realizado y expuesto con su respectivo análisis por cada miembro y arena de la Formación Mirador en el apartado 4.2 y los apéndices 11 y 16.

Cabe mencionar que cada apartado contiene sus resultados y sus respectivos análisis correspondiente a cada fase de la propuesta de investigación.

5. Conclusiones

Finalizado el presente proyecto de investigación se puede concluir de la siguiente manera:

La salinidad identificada como una variable crítica que directamente impacta el cálculo de resistividad y en consecuencia la saturación de agua; en este caso de estudio en la Formación Mirador, se presenta con respecto al comportamiento de Cloruros (en el rango de 59.9 mg/L a 75 mg/L) versus el porcentaje de HCO₃, es decir que para Upper Mirador = 55.4%, Middle Mirador = 60.7%, Lower Mirador = 64.3% y por último Lower Mirador 2 = 64.5%; estos valores obtenidos indican la presencia de agua meteórica y es predominancia de aguas frescas con este tipo de concentraciones y salinidades bajas menor o igual 1098 mg/L de acuerdo con los resultados obtenidos.

Todos los modelos de saturación de agua previamente seleccionados (Archie, Poupon, Hingle, Simandoux Modificado, Dual Water, Pickett, Schlumberger, Kennedy and Herrick) de acuerdo con los resultados obtenidos tienen una tendencia aproximada en el comportamiento de los datos, excepto Archie que difiere con estos, donde este modelo no considera en sus parámetros la valoración de la arcillosidad, teniendo en cuenta las intercalaciones arcillosas presentes en la Formación Mirador y sobreestima la saturación de agua emitiendo resultados por concepto de volumen de agua muy altas como se puede observar en los 10 pozos estudiados.

El modelo adaptativo de Sw, obtiene parámetros de solución optimizados con un análisis de procesamiento de datos comparando los modelos candidatos y eliminando valores atípicos, así mismo mejora las condiciones iniciales de calidad de los ajustes, estimando intervalos de confianza para una convergencia más rápida. En este caso el modelo que mejor se ajusta es el polinomial de primer grado, permitiendo simplificar el modelo base de Simandoux modificado y obteniendo un modelo adaptativo de Saturación de agua y validado en función de la variable V_{clay} que ajusta

para este modelo. Sin embargo, para cada pozo se genera un modelo de primer grado polinomial con sus propias definiciones de coeficientes y límites de confianzas del 95% en un escenario base, inferior y superior.

Las limitaciones del modelo adaptativo de Sw para el pozo MCOC-1 están sujetas a los datos analizados para la Formación Mirador, en ese orden de ideas su desventaja es una ventaja por que este modelo es ajustable en función de la datos, que es la base de generación de este modelo de acuerdo al tipo de formación ya sea para arenas limpias y/o arcillosas (V_{clay} y/o V_{shale}) u otros parámetros petrofísicos. Es decir, evalúa los ajustes con datos de validación con un objetivo dual analítico – predictivo para una evaluación profunda previamente definida explicando la correlación de la variabilidad de sus datos y conjuntamente la capacidad de predecir nuevos análisis con gran certeza, como un modelo simplificado que es fácil de interpretación.

La evaluación de los datos resultantes del modelo adaptativo de Sw para la Formación Mirador con el método SVD incluye los tres miembros de superior, medio e inferior, teniendo en cuenta que la matriz de entrada es de tamaño de 212×10 (2120 datos) correspondiente al pozo MCOC-1 referente de estudio; por otro lado, suele suceder en el análisis de volúmenes considerables de datos y el método SVD genera respuesta de datos anómalos para ser discriminados en los resultados como en este caso. Teniendo en cuenta, que no se depuran los datos y se trabaja con la información completa en función de todos cálculos obtenidos para validar y seleccionar de esa manera los mejores datos que se ajustan al escenario evaluado. Estableciendo los valores característicos del comportamiento de Sw en la Formación Mirador definidos en un rango de 0.23 a 0.53 para este caso estudio.

Las bondades de usar el método SVD son múltiples, las aplicables al presente trabajo de investigación corresponde a la reducción de dimensionalidad del volumen de datos, encontrando

los patrones analíticos en la obtención de datos de S_w y discriminar los valores atípicos, donde coadyuva a simplificar los datos y facilitando el trabajo. Es decir, en la compresión de datos sin perder información significativa. Representando los datos resultantes en valores singulares y/o propios evidenciando los valores aceptables de S_w como se describe en el párrafo anterior.

Los cálculos de K y B_{vw} con el gráfico de Pickett, RQI, FZI y S_w Amaefule, es importante mencionar que la Formación Mirador en este escenario de análisis se encuentra fluctuando los datos a lo largo de columna estratigráfica clasificada como favorable para un FZI (2-3) categorizado para una roca mesoporosa con permeabilidades entre 10 y 50 mD, una conductividad hidráulica de 5 -20 Md/V³ y en clasificación bueno para un FZI de 3 a 5 para una roca macroporosa con permeabilidades de 50 – 200 mD y una conductividad hidráulica de 20 – 50 Md/V³.

6. Recomendaciones

De acuerdo con la información reportada en la literatura local y lo analizado en este proyecto de investigación se puede recomendar lo siguiente:

La evaluación petrofísica por parámetros teniendo en cuenta la complejidad con la descomposición de valor singular de orden superior (HOSVD) con el ánimo de reparametrizar la datos actuales y obtener una detallada caracterización del yacimiento en general.

El desarrollo de otros modelos de saturación de agua en diferentes formaciones preferiblemente arcillosas para evaluar el comportamiento de los datos de S_w y contrastar con el modelo para arenas limpias y/o con restricciones como intercalaciones arcillosas, con el objeto de establecer un modelo aplicable a cualquier Formación con un intervalo de confianza del 95% o el 99% mediante el aprendizaje automático.

Análisis de compresión de imágenes con el SVD y/o HOSVD a escalas de poro para el modelado petrofísico y su respectiva comparación.

Método de visualización a escala de poros del comportamiento de las propiedades petrofísicas en un micromodelo con la aplicación del método SVD, que evidencie un rendimiento confiable de los datos en cualquier tipo de Formación.

Metodología aplicada con el SVD para evaluar las variables de interés en la identificación de aguas frescas y su viabilidad para el consumo humano mediante sistemas de tratamientos, de igual forma en la energía geotérmica categorización zonas de puntos calientes o de mayor temperatura aprovechables en Colombia para generar energía sustentable como un aporte alternativo.

Referencias bibliográficas

- Abedi, B. M. (ND de Marzo de 2020). Pore-scale visualization on polymer flooding: application of singular value decomposition-based image analysis method. *Journal of Poros Media*, <https://doi.org/10.2118/199122-MS>, Volume 23, 2020 Issue 6. Obtenido de Journal of Porous Media:<http://www.dl.begellhouse.com/journals/49dcde6d4c0809db,3c6d46e854af79d7,48aec8e01078a720.html>
- Afra, S. G. (2014). Heterogeneous Reservoir Characterization using Efficient. *American Control Conference (ACC)*, 6.
- ANH. (15 de Junio de 2010). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/documents/4187/Llanos.pdf>
- ANH. (2012). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Bogotá: ANH.
- ANH. (Agosto de 2020). *Geovisor ANH*. Obtenido de <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- ANH. (31 de Enero de 2024). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
- Barrero, e. a. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal*. Bogotá, D.C.: ANH.
- Boualam, A. (2020). Advanced Petrophysical Analysis and Water Saturation Prediction in Three Forks, Williston Basin. *Society of Petrophysicists and Well-Log AnalystsSourceSPWLA 61st Annual Logging Symposium - Online, 24 June - 29 July, Virtual Online Webinar*, 19.
- Bowers, M. F. (2000). A Probabilistic Approach To Determine Uncertainty In Calculated Water Saturation. *Society of Petrophysicists and Well-Log AnalystsSourceSPWLA 41st Annual Logging Symposium, 4-7 June, Dallas, Texas*, 13.

- Bustos, U. S. (2014). Understanding the Movable Oil and Free-Water Distribution in Heavy-Oil Sands, Llanos Basin, Colombia. *Society of Petroleum Engineers, SPE-171142-MS*, <https://doi.org/10.2118/171142-MS>, 14.
- Campetrol. (10 de Agosto de 2021). *Campetrol*. Obtenido de Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía: https://campetrol.org/radar-petrolero_agosto-10-2021/
- Cannon, S. (2015). *Petrophysics a practical guide*. Hoboken, Nueva Jersey, Estados Unidos: Wiley-Blackwell.
- Collins, H. (1976). Log-Core Correlations in the Athabasca Oil Sands. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 12.
- Crain, E. R. (1 de Enero de 2015). *Crain's Petrophysical Handbook*. Obtenido de Crain's Petrophysical Handbook: <https://www.spec2000.net/index.htm>.
- Doveton, J. (2001). All Models Are Wrong, but Some Models Are Useful: "Solving the Simandoux Equation". *KU Kansas Geological Survey, The University of Kansas*, 15.
- El-Bagoury, M. (2020). Integrated petrophysical study to validate water saturation from well logs in Bahariya Shaley Sand Reservoirs, case study from Abu Gharadig Basin, Egypt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology volume 10*, <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00969-3>, 3139–3155.
- García, e. (2009). *Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas*. Bucaramanga: Unoversidad Industrial de Santander.
- GeolOil. (15 de Enero de 2023). *GeolOil*. Obtenido de GeolOil: <https://geoloil.com/>

- Goda, H. P. (2007). Alternative modelling approaches for the estimation of irreducible water saturation: Australian hydrocarbon basins. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 57, Issues 1–2, May 2007, Pages 60-69, 9.
- Gómez, C. &. (2017). The design analysis of continuous bioreactors in series with recirculation using singular value decomposition. *efce - elsevier*, 46.
- Hamada, G. (2008). Accuracy Analysis of Water Saturation Models in Clean and Shaly Layers. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/120809-MS>, 12.
- Harbi, A. G. (2018). A New NMR-Based Height Saturation Model of a Low Permeability Carbonate Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/192612-MS>, 16.
- Herrick, D. &. (1993). Electrical Efficiency: A Pore Geometric Model For The Electrical Properties Of Rocks. *Paper presented at the SPWLA 34th Annual Logging Symposium, Calgary, Alberta*, 11.
- Hillier, R. I. (2018). Developing a New Technique for Calculating Accurate Water Saturations from Well Logs in Source Rocks. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/191453-MS>, 12.
- Ingeominas. (1999). *Cartografía geológica preliminar y geoquímica*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Kamari, A. &. (2018). New Methods to Calculate Water Saturation in Shale and Tight Gas Reservoirs. *Open Journal of Yangtze Gas and Oil*, <https://doi.org/10.4236/ojogas.2018.33019>, 11.

- Kennedy, D. Y. (2016). Foundational Flaws in Modern Petrophysical Models. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, SPWLA-2016-QQ, SourceSPWLA 57th Annual Logging Symposium, 25-29 June, Reykjavik, Iceland, 22.*
- Kennedy, W. &. (January de 2009). *researchgate.net*. Obtenido de Geophysics. 77. 109-.
10.1190/geo2011-0297.1. :
https://www.researchgate.net/publication/301738250_A_New_Look_at_Electrical_Conduction_in_Porous_Media_A_Physical_Description_of_Rock_Conductivity
- Kennedy, W. D., & Herrick, D. (12 de Mayo de 2012). doi:DOI: 10.1190/geo2011-0297.1
- Kennedy, W. D., & Herrick, D. C. (6 de Junio de 1994). doi:10.1190/1.1443651
- Liang, e. a. (2020). A new model for predicting irreducible water saturation in tight gas. *Petroleum Science is a copyright of Springer,https://doi.org/10.1007/s12182-020-00429-x*, 15.
- Liao, Y. (2020). New Integrated Capillary Pressure and Initial Water Saturation Modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 16.
- Logan, B. D. (1970). *Carbonate Sedimentation and Environments, Shark Bay*. Australia: Assoc. Petrol. Geol. Memoir 13 (1970).
- Logan, B. R. (1974). Evolution and Diagenesis of Quaternary Carbonate Sequences, Shark Bay Western Australia,. *Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 358.
- Logiciels*. (20 de 03 de 2023). Obtenido de Avignon Université: <https://terre-et-eau.univ-avignon.fr/equipements-de-terrain-et-de-laboratoire/logiciels/>
- Minenergia. (1 de Marzo de 2022). *Minenergia*. Obtenido de Minenergia: <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24336776>
- Minenergia. (24 de Mayo de 2023). *Ministerio de Minas y Energía*. Obtenido de Energía: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/informe-de-recursos-y->

reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/

MIT. (2015). *MIT - Massachusetts Institute of Technology*. Obtenido de MIT RES.18-009 Learn Differential Equations: Up Close with Gilbert Strang and Cleve Moler, Fall 2015: https://web.mit.edu/be.400/www/SVD/Singular_Value_Decomposition.htm

MME. (30 de Abril de 2020). *Presidencia de la República*. Obtenido de Reservas probadas de petróleo en Colombia aumentaron a 6,3 años al cierre de 2019: <https://id.presidencia.gov.co/>

Notestein, e. a. (1944). Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia- South America. *Bulletin of the geological society of america*. Vol 55, 1165-1216.

Penagos, F. M. (2015). Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history. *Geofluids*, 16.

Saini, P. S. (2019). A New Method to Accurately Model Hydrocarbon Saturation in a Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/196705-MS>, 17.

Sam-Marcus et al, .. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7.

Sarmiento, L. (2011). Llanos Basin. (C.-E. G. Fabio Cediél, Ed.) *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA*, Vol 9, p.177. Recuperado el 2020

Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Charts*. Texas, USA: Schlumberger.

Serpa, Ó. G. (23 de Septiembre de 2015). *Retos de los crudos pesados en Colombia*. Obtenido de El espectador: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/retos-de-los-crudos-pesados-en-colombia/>

- Shadi Ansari, R. S. (2020). The Role of Emulsions in Steam-Assisted-Gravity-Drainage (SAGD) Oil-Production Process: A Review. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 21.
- Shell. (2016). Hydrocarbon. *Shell review*, 34.
- Sherman, M. (1987). A Model For The Determination Of Water Saturation From Dielectric Permittivity Measurements. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts Petrophysics - The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description* 28 (03)., 7.
- Tabatabaei, H. (12 de Noviembre de 2018). *Evaluation of water saturation models in shaly limestone zone of asmari Formation, Kupal oil Field sw of Iran*. Obtenido de Researchgate: https://www.researchgate.net/publication/332253114_Evaluation_of_Asmari_reservoir_properties_via_petrophysical_logs_in_Mansour-Abad_oil_field_SW_of_Iran
- UPME. (2018). *Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Bogotá: Unión temporal prospección UPME.
- Warne, G. A., Patel, R., Rauch, B., Ali, S. F., Moore, G., Mehta, R., . . . Brady, K. (2002). 17th World Petroleum Congress . *PETSOC*, 18.
- White, A. a. (2017). Alan White and Anton Kaiser. *Society of Petroleum Engineers*, 12.
- Worthington, P. (2004). Improved Quantification of Fit-for-Purpose Saturation Exponents. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/88950-PA>, 15.
- Worthington, P. (2006). Quality Assurance of the Evaluation of Hydrocarbon Saturation From Resistivity Logs. *Society of Petroleum Engineers*, <https://doi.org/10.2118/103075-MS>, 16.
- Zhang, e. a. (2019). Potential for Prediction of Water Saturation Distribution in Reservoirs Utilizing Machine Learning Methods. *Energies* 2019, 12(19), 3597; <https://doi.org/10.3390/en12193597>, 21.

Apéndices

Apéndice 1. Inventario de la información del campo estudio.

MCOC -1	HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP (LATEROLOG RESISTIVITY LOG)
AIT-BHC-EMS-GR-SP (INDUCTION RESISTIVITY LOG)	
AIT-BHC-EMS-GR-SP (6 ARM CALIPER LOG)	
AIT-LSS-HNGS-GR-SP (SPECTRAL GAMMA RAY LOG)	
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP (LATEROLOG RESISTIVITY LOG)	
HRLT-CNL-TLD-CALI-HNGS-GR-SP (NUCLEAR LOG)	
Núcleos	
Análisis de agua	
MCOC-2	MCOC-4
AIT-BHC-PPC-GR-SP (4-ARM CALIPER LOG)	AIT-BHC-PPC-GR-SP (4-ARM CALIPER LOG)
AIT-BHC-PPC-GR-SP (BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-CALI-SP-GR (COMBO LOG)
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (SPECTRAL GAMMA RAY)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-CALI -SP-GR (NUCLEAR LOG)
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (LATEROLOG RESISTIVITY)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-CALI-SP-GR (LATEROLOG) RESISTIVITY
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (NUCLEAR LOG)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-CALI-SP-GR (SPECTRAL GAMMA RAY
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (COMBO LOG)	AIT-BHC-PPC-GR-SP (BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG)
AIT-BHC-PPC-GR-SP (INDUCTION RESISTIVITY LOG)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-CALI-SP-GR (LATEROLOG)RESISTIVITY
	AIT-BHC-PPC-GR-SP (INDUCTION RESISTIVITY LOG)
	AIT-BHC-PPC-GR-SP (BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG)
MCOC-3	MCOC-5
CALI-GR (CALIPER LOG)	HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (COMBO LOG)
HRLT-CNL-TLD-GR-SP (LATEROLOG RESISTIVITY LOG)	HRLT-CNL-TLD-CALI-SP-GR-HNGS (NUCLEAR LOG)
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (SPECTRAL GAMMA RAY	HRLT-CNL-TLD-GR-SP-HNGS (LATEROLOG RESISTIVITY LOG)
AIT-BHC-PPC-GR-SP (BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG)	HRLT-CNL-TLD-CALI-SP-GR-HNGS (SPECTRAL GAMMA RAY
HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (COMBO LOG)	AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (POWERED POSITIONING DEVICE
HRLT-CNL-TLD-CALI -SP-GR (NUCLEAR LOG)	AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (BOREHOLE COMPENSATED SONIC
AIT-BHC-PPC-GR-SP (INDUCTION RESISTIVITY LOG)	AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (INDUCTION RESISTIVITY LOG)
	MCOC-6
	AIT-BHC-PPC-GR-SP (4-ARM CALIPER LOG)
	AIT-BHC-PPC-GR-SP (BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG)
	HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (SPECTRAL GAMMA RAY)

HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (LATEROLOG RESISTIVITY)

HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (NUCLEAR LOG)

HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (COMBO LOG)

AIT-BHC-PPC-GR-SP (INDUCTION RESISTIVITY LOG)

MCOC-7

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (CALIPER LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (DIPOLE SHEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (LATEROLOG RESISTIVITY)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NUCLEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NEUTRON IN CASING LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (SPECTRAL GAMMA RAY)

MCOC-8

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (CALIPER LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (DIPOLE SHEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (LATEROLOG RESISTIVITY)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NUCLEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NEUTRON IN CASING LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (SPECTRAL GAMMA RAY)

MCOC-9

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (CALIPER LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (DIPOLE SHEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (LATEROLOG RESISTIVITY)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NUCLEAR LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (NEUTRON IN CASING LOG)

HNGS-HRLT-TLD-CNL-SP-GR-SONI (SPECTRAL GAMMA RAY)

MCOC-10

HRLT-CNL-TLD-HNGS-GR-SP-CALI (COMBO LOG)

HRLT-CNL-TLD-CALI-SP-GR-HNGS (NUCLEAR LOG)

HRLT-CNL-TLD-GR-SP-HNGS (LATEROLOG RESISTIVITY LOG)

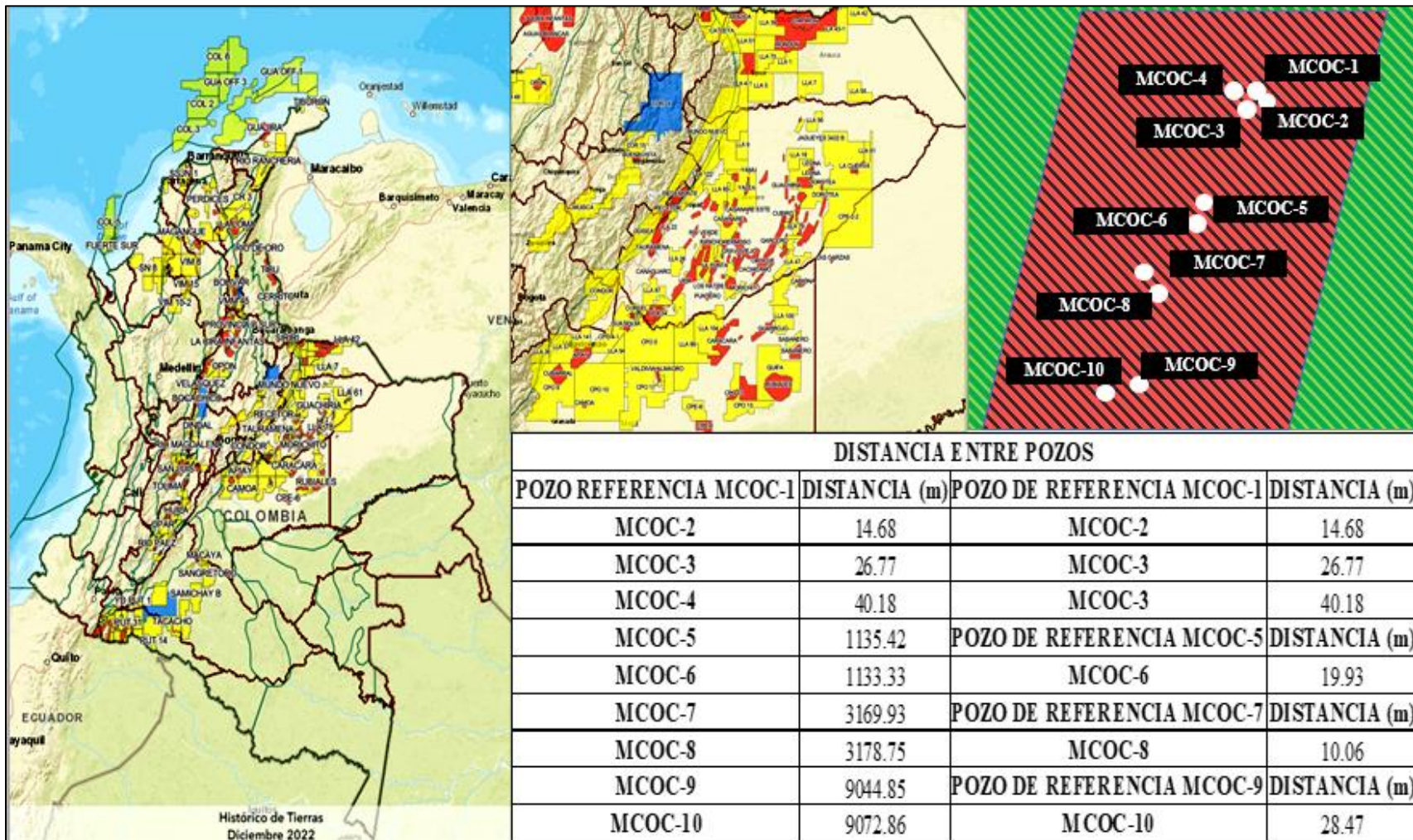
HRLT-CNL-TLD-CALI-SP-GR-HNGS (SPECTRAL GAMMA RAY)

AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (POWERED POSITIONING DEVICE)

AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (BOREHOLE COMPENSATED SONIC)

AIT-BHC-PPC-GR-SP-GPIT (INDUCTION RESISTIVITY LOG)




Apéndice 2. Ubicación campo de estudio y distancia entre pozos












Apéndice 3. Selección de los modelos de saturación de agua aplicables al estudio





SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA APLICABLES AL ESTUDIO





Las respuestas para todas las soluciones de saturación de agua variarán y en algunos casos, serán irrazonables o imposibles de calcular debido a la falta de datos. En orden de preferencia se presentan a continuación (Crain, 2015)

#	MODELO DE SW	TIPOS DE ARENAS Y/O YACIMIENTO	RESTRICCIONES	MODELO	DEFINICIÓN DE LAS VARIABLES
1	<p>Archie,1941</p> 	Arenas limpias y/o carbonatos	Los exponentes A y M deben calibrarse para la zona particular que se analiza.	$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$	<p>Donde:</p> <p>a = Exponente de tortuosidad (sin unidades)</p> <p>m = Exponente de cementación (sin unidades)</p> <p>n = Exponente de saturación (sin unidades)</p> <p>φ = Porosidad efectiva (fraccional)</p> <p>R_t = Resistividad de la zona (ohm-m)</p> <p>R_w @ FT = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m)</p> <p>S_w = Saturación de agua del método de Archie (fraccional)</p>
2	<p>L. De White, (1950)</p> 	Arenas arcillosas	<p>Minerales arcillosos dispersos solo en el espacio poroso.</p> <p>Ecuación de la forma ax² + bx + C = 0 también interruptor bajo incluso negativa en formaciones muy arcillosas.</p>	$S_w = \frac{0.5R_w}{\phi} \left\{ -y + \sqrt{y^2 + \frac{4}{R_w} \left(\frac{V_{sh}^2}{R_{sh}} - \frac{1}{R_t} \right)} \right\}$ <p>Donde: $y = V_{sh} \left(\frac{1}{R_w} + \frac{1}{R_{sh}} \right)$</p>	<p>Donde:</p> <p>a = Exponente de tortuosidad (sin unidades)</p> <p>m = Exponente de cementación (sin unidades)</p> <p>n = Exponente de saturación (sin unidades)</p> <p>φ = Porosidad efectiva (fraccional)</p> <p>R_t = Resistividad de la zona (ohm-m)</p> <p>R_w = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m)</p> <p>S_w = Saturación de agua del método de Archie (fraccional)</p> <p>V_{sh} = Volumen de lutita (fraccional)</p> <p>R_{sh} = Resistividad de la lutita (ohm-m)</p>
3	<p>Rwa,1954</p> 	Arenas limpias y/o carbonatos, arenas arcillosas.	Deben restringirse a arenas arcillosas donde V _{sh} < 0,40.	<p>(1) Zonas de agua (R_w = R_{wa}):</p> $S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}}$ <p>(2) Zonas de petróleo y gas (R_{wa} > R_w):</p> $S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}}$	<p>Donde:</p> <p>R_t = es la resistividad de la formación (ohm-m)</p> <p>R_w = es la resistividad del agua de formación (ohm-m)</p> <p>R_{wa} = resistividad aparente del agua (ohm-m)</p> <p>F = Factor de la formación de la roca (Fraccional)</p>

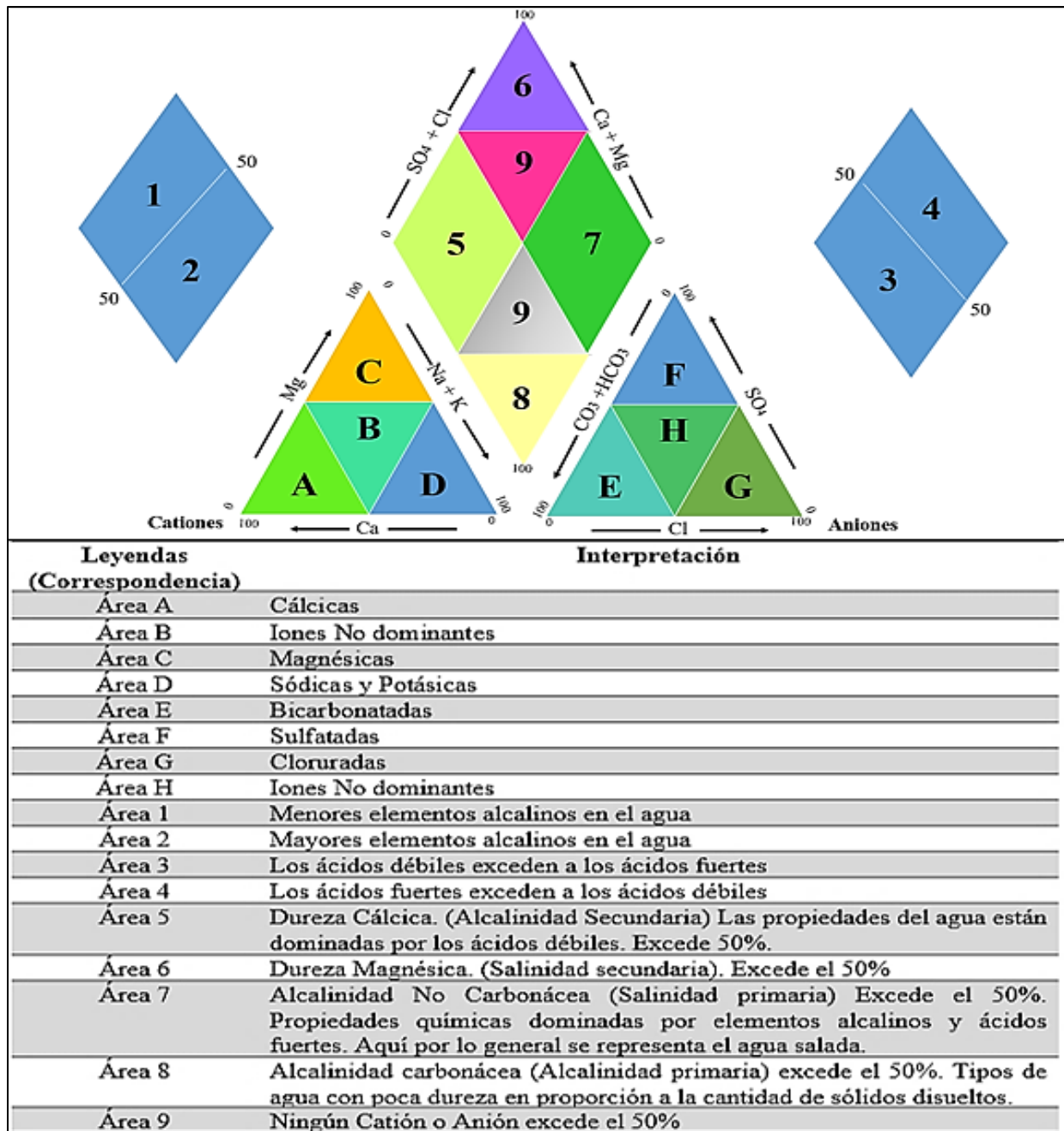
4 y 5	<p>Poupon et al, 1954 Poupon et al, 1971</p> 	Arenas arcillosas	<p>1.Las conductividades de las lutitas y arenas laminadas son estrictamente aditivo. 2. Es una modificación de la ecuación de Simandoux. Donde e= (1.0 – 0.5Vsh). Para entornos de agua en formaciones salobres.</p>	$(1) S_w^n = a * \phi^{-m} * R_w * \left(\frac{1}{\frac{R_t}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}} \right)$ $(2) \frac{1}{R_t} = \left\{ \frac{V_{sh}^e}{\sqrt{R_{sh}}} S_w + \frac{\phi^{0.5m}}{\sqrt{a * R_w}} \right\} S_w^{0.5n}$	<p>Donde: a = Exponente de tortuosidad (sin unidades) m = Exponente de cementación (sin unidades) n = Exponente de saturación (sin unidades) φ = Porosidad efectiva (fraccional) Rt= Resistividad de la zona (ohm-m) Rw = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m) Sw = Saturación de agua del método de Archie (fraccional) Vsh = Volumen de lutita (fraccional) Rsh = Resistividad de la lutita (ohm-m)</p>
6	<p>Hingle (1959)</p> 	Arenas limpias	<p>El gráfico cruzado de resistividad de porosidad es una herramienta venerable, que todavía se utiliza en muchas áreas. En una versión, la porosidad se representa en una escala lineal y la resistividad en una escala tal que las líneas rectas en el gráfico representan una saturación de agua constante, según lo determinado por las fórmulas de Archie</p>	$(1) S_w = F * \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$ $(2) F = \frac{a}{PHIe^m}$	<p>Donde: a = exponente de tortuosidad (fraccional) F = factor de formación (fraccional) m = exponente de cementación (fraccional) n= exponente de saturación (fraccional) PHIe = porosidad efectiva (fraccional) Rt= resistividad total (ohm-m) Rw = resistividad del agua (ohm-m) Sw = saturación de agua (fraccional)</p>
7	<p>Hossin, (1960)</p> 	Arenas arcillosas	<p>Dos conductores eléctricamente paralelos. Ecuación Parabólica y = a + bx²</p>	$S_w = \left\{ \frac{aR_w}{\phi^m} \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}} \right) \right\}^{\frac{1}{n}}$	<p>Donde: a = Exponente de tortuosidad (sin unidades) m = Exponente de cementación (sin unidades) n = Exponente de saturación (sin unidades) φ = Porosidad efectiva (fraccional) Rt= Resistividad de la zona (ohm-m) Rw = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m) Sw = Saturación de agua del método de Archie (fraccional) Vsh = Volumen de lutita (fraccional) Rsh = Resistividad de la lutita (ohm-m)</p>
8	<p>Simandoux Modificada, 1963</p> 	Arenas limpias y arcillosas	<p>Revierte al modelo de Archie cuando Vsh=0.</p>	$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right) * S_w + \left(\frac{\phi^m}{a * R_w} \right)$	<p>Donde: Rt = Resistividad de la formación (ohm-m) Rw = Resistividad del agua de formación (ohm-m) Rsh = Resistividad de la lutita (ohm-m) φ Porosidad (fraccional) a, m y n son las constantes de la ecuación de Archie Vsh = Fracción de la lutita y Sw es la saturación de agua</p>

9	<p>Alger et al, (1963)</p> 	<p>Arenas arcillosas</p>	<p>Lodo de arcilla visto por registro acústico como parte de espacio poroso.</p>	$S_w = \left(\frac{1}{1 - q} \right) \left\{ \sqrt{\frac{F_z R_w}{R_t} + \left(\frac{q}{2} \right)^2} - \frac{q}{2} \right\}$	<p>Donde: $q = \phi_{total} - \phi_{efectiva}$ R_t = Resistividad de la zona (ohm-m) R_w = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m) S_w = Saturación de agua del método de Archie (fraccional) F = Factor de la formación de la roca (fraccional)</p>
10	<p>Buckles,1965</p> 	<p>Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, calcáreas, lutitas</p>	<p>Se usa cuando falta resistividad. También se usa para encontrar Swir de saturación de agua irreducible en zonas de agua. Este método es denominado el producto de la porosidad y la saturación de agua irreducible. Use este método cuando se desconoce el RW y se SABE que la zona contiene hidrocarburos.</p>	<p>A partir de los datos de presión capilar: 1: KBUCKL = PROMEDIO (PHI_{core} * SW_{min}) O de los datos de análisis de registros: 2: KBUCKL = PROMEDIO (PHI_e * Sw_a); Sw_a = Swir</p> $Q_v = CEC (1 - \phi) * \rho_{ma} * \phi^{-1}$	<p>Donde: KBUCKL = Producto de saturación de porosidad (fraccional) SW_{min} = Saturación mínima de agua en un núcleo con porosidad PHI_{core} (fraccional) PHI_e = Porosidad efectiva (fraccional) Sw_a = Saturación de agua real del análisis de registros tipo Archie (fraccional) Swir = Saturación de agua irreducible (fraccional)</p>
11	<p>Patchett et al, (1967)</p> 	<p>Arenas arcillosas</p>	<p>La curva SP tiene que ser utilizable de manera directa. Se requiere un gran contraste entre Rw y Rmf.</p>	$S_w = \left\{ \frac{FR_w}{R_t} * \frac{R_{mf}}{R_{mf} - R_w} * \frac{(x - 1)}{x} \right\}^{\frac{1}{n}}$ <p style="text-align: center;">Dode $X = 10^{p_{sp}/k}$</p>	<p>Donde: R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo (ohm-m) R_t = Resistividad de la zona (ohm-m) R_w = Resistividad del agua a la temperatura de formación (ohm-m) S_w = Saturación de agua del método de Archie (fraccional) F = Factor de la formación de la roca (fraccional)</p>
12 y 13	<p>Waxman - Smits,1968 Waxman - Thomas,1974</p> 	<p>Arenas arcillosas, lutitas</p>	<p>Requiere datos CEC (capacidad de intercambio catiónico de lutita) y Qv (concentración de contraiones) que son difíciles de encontrar. Aplicable en todos los rangos de salinidades del agua en la formación.</p>	$S_w^{-n*} = \left(\frac{R_t}{F * R_w} \right) * \left(1 + \frac{R_w * B * Q_v}{S_w} \right)$ $Q_v = CEC (1 - \phi) * \rho_{ma} * \phi^{-1}$	<p>Donde: S_w a la derecha se calcula inicialmente a partir de la ecuación de Archie usando m * y n * en lugar de m y n. Luego, la ecuación se recorre 5 veces en cada lado. Q_v es la capacidad de intercambio catiónico (CEC) por unidad de PV. B = conductancia catiónica específica en (1 / ohm • m) / (meq / mL), y QV = CEC en meq / mL de PV total. Los exponentes m * y n * se aplican al PV total.</p>
14	<p>Indonesian (1971)</p> 	<p>Arenas arcillosas, lutitas</p>	<p>Es uno de los mejores modelos para estimar SW en rocas arcillosas (VSH > 0). Suele comportarse mejor que la ecuación de Simandoux en aguas de formación dulce con salinidades de 20.000 NaCl PPM o menos para ambientes clásticos. puede funcionar bien con agua dulce de formación.</p>	$S_w = \left\{ \left[\left(\frac{V_{sh}^{2-Vsh}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{\phi_e^m}{R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 + R_t \right\}^{-\frac{1}{2}}$	<p>Donde: S_w = Saturación de agua de la formación R_t = Resistividad verdadera (Valor leído del registro) Vsh = Resistividad de la arcilla (Valor leído del registro) R_w = Resistividad del agua de formación (Pickett plot) Φ_e = Porosidad efectiva (valor leído del registro sísmico) m = Factor de cementación (Pickett plot) a = Constante de Archie (0.68 para arenas) n = Exponente de saturación</p>

<p>15 y 16</p>	<p>Fertl (1971) Fertl (1975)</p> 	<p>Arenas arcillosas, lutitas</p>	<p>1. Exponente de saturación variable para arena (n= 2.0) y componente arcilloso (n1 =1.0). Por tanto, n > n1. 2. Para arenas arcillosas tiene la ventaja de que no depende de la lutita Rsh. En su lugar, utiliza un parámetro α ajustado empíricamente $0,25 \leq \alpha \leq 0,35$ dependiente del yacimiento.</p>	$(1) S_w = \frac{1}{\phi_e} \left\{ \left(\frac{0.8R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{R_w V_{sh}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{n}} \right\}$ $(2) S_w = \phi_e^{(-m/2)} \left\{ \sqrt{\frac{\alpha * R_w}{R_t} + \left(\frac{\alpha * V_{sh}}{2} \right)^2} - \frac{\alpha * V_{sh}}{2} \right\}$	<p>Donde: Sw = Saturación de agua de la formación Rt = Resistividad verdadera (Valor leído del registro) Vsh = Resistividad de la arcilla (Valor leído del registro) Rw = Resistividad del agua de formación (Pickett plot) Φe = Porosidad efectiva (valor leído del registro sónico) m = Factor de cementación (Pickett plot) a = Constante de Archie (0.68 para arenas) n = Exponente de saturación</p>
<p>17</p>	<p>Dual Water, 1972</p> 	<p>Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, calcáreas, lutitas</p>	<p>Retorna al modelo de Archie cuando Vsh = 0. Se necesitan varios ajustes en los softwares de la industria para eliminar las respuestas fuera del rango esperado.</p>	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F * (1 - V_{sh}) * R_w \cdot V_{sh} * S_{sh}}$	<p>Donde: F = Factor de formación de la roca (fraccional) Vsh = Volumen de lutita (fraccional) Rsh = resistividad de la lutita (ohm-m) Rt = resistividad de la zona (ohm-m) Rw = resistividad de la formación (ohm-m) Sw = saturación de agua (fraccional)</p>
<p>18</p>	<p>Pickett, (1973)</p> 	<p>Arenas limpias</p>	<p>Dado que el papel cuadrículado no lineal del gráfico de Hingle es difícil de construir, es popular otro estilo de gráfico de resistividad de porosidad. Se llama diagrama de Pickett y tanto la resistividad como la porosidad se representan en escalas logarítmicas.</p>	$(1) \log R_t = -m * \log PHIE + \log (a * R_w) - n \log S_w$ <p>Cuando Sw = 1,0, entonces:</p> $(2) \log R_t = -m * \log PHIE + \log (a * R_w)$ $(3) m = \log R_t - \frac{\log PHIE}{\log PHIE}$	<p>Donde: a = exponente de tortuosidad (fraccional) m = exponente de cementación (fraccional) n = exponente de saturación (fraccional) PHIE = porosidad efectiva (fraccional) Rt = resistividad total (ohm-m) Rw = resistividad del agua (ohm-m) Sw = saturación de agua (fraccional)</p>
<p>19</p>	<p>Schlumberger (1975)</p> 	<p>Arenas limpias y arcillosas</p>	<p>Schlumberger (1975) también propuso una ecuación para el cálculo de saturación de agua, y los valores utilizados son parecidos a los utilizados en la ecuación de Fertl (1975), pero añadiendo otro valor diferente. Estos valores parecidos son el volumen de arcillas, la porosidad, la resistividad del agua, la resistividad de formación verdadera, y un nuevo valor que es la resistividad en una zona de arcillas.</p>	$S_w = \sqrt{\frac{\left(\frac{V_{shale}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{\phi^2}{0.2 * R_w * R_t * (1 - V_{shale})} - \frac{V_{shale}}{R_{sh}}}{\frac{\phi^2}{0.4 * R_w * (1 - V_{shale})}}}$	<p>Donde: Rw = resistividad de agua de formación a temperatura de formación Rt = resistividad de formación verdadera (ej., inducción profunda o Laterolog profundo corregido por invasión) φ = porosidad Rshale = resistividad de una zona arcillosa Vshale = volumen de arcilla</p>

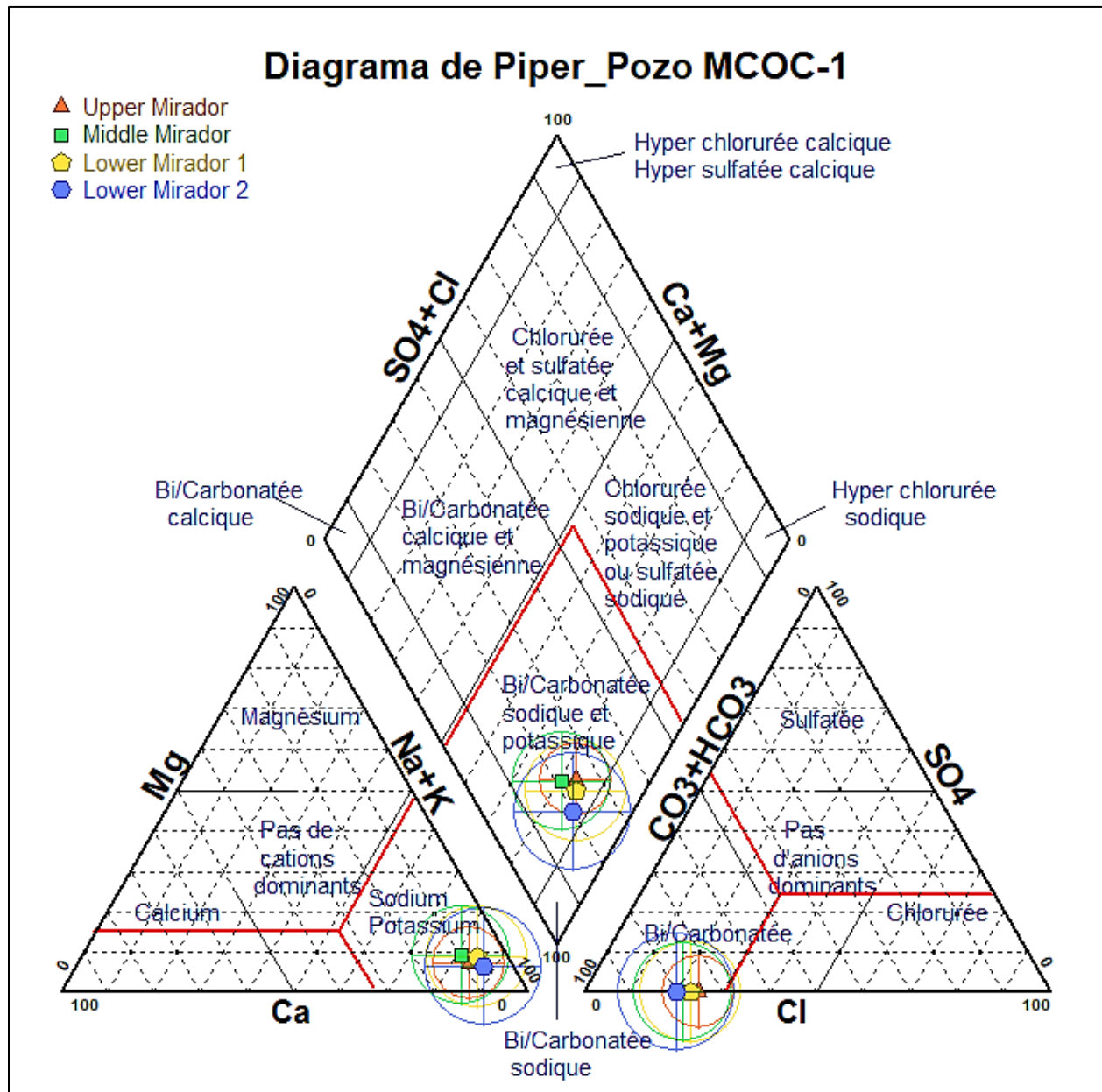
20	<p>Kennedy and Herrick, (2012)</p> 	Arenas limpias	<p>El poder predictivo del modelo Archie y GFT son similares, pero a diferencia de los parámetros ajustables del Archie. modelo (m, n y a), todos los parámetros de GFT tienen interpretaciones físicas a priori. GFT promete conectar la interpretación de la porosidad y la conductividad con los primeros principios de la teoría de circuitos.</p>	$S_w = \frac{1}{2} \left(\frac{-1}{a_t} + \sqrt{\left(\frac{a_t - 1}{a_t} \right)^2 + \frac{4}{a_t} \frac{\sigma_t}{\sigma_0}} \right)$	<p>Donde: Sw = Saturación de agua (fraccional) Los demás parámetros son determinados empíricamente de yacimientos ejemplos y de referencia.</p>
21	<p>Clavier et al, (1977)</p> 	Arenas limpias y arcillosas	<p>Resistividad aparente del fluido (RFA) condiciones para el cálculo con arena limpia y lutitas</p>	$S_{WF} = S_W - S_{WB}$	<p>Donde: Swf = Saturación de agua de la formación en la roca (fraccional) Sw = Saturación de agua (fraccional) Swb = Índice de shalinessidad (fraccional)</p>
22	<p>Juhasz (1981)</p> 	Arenas arcillosas	<p>Las restricciones pueden eliminarse en gran medida reemplazando Qv en el modelo de Waxman - Smits,1968 con una expresión adimensional de Qv. Sw a la derecha se calcula inicialmente a partir de la ecuación de Archie usando m* y n* en lugar de m y n. Luego, la ecuación se recorre 5 veces en cada lado.</p>	$S_w = \left\{ \frac{\Phi^{-m} * R_{we}}{R_t} \right\}^{\frac{1}{n^*}}$	<p>Donde: Sw = Saturación de agua de la formación Rt = Resistividad verdadera (Ohm-m) Rwe = Resistividad del agua equivalente (Ohm-m) Φ = Porosidad efectiva (fraccional) m = Factor de cementación n = Exponente de saturación</p>
23	<p>Resistivity Ratio</p> 	Arenas limpias, carbonatos, arcillosas, cálcneas, lutitas	<p>Usar cuando falta porosidad. La saturación se puede obtener comparando los registros de resistividad someros y profundos.</p>	$S_{wrt} = S_{XO} * \left(\frac{\frac{RXO}{RESD}}{\frac{RMF@FT}{Rw@FT}} \right)^{\frac{1}{n}}$	<p>Donde: n = Exponente de saturación (fraccional) RESD = Lectura de resistividad en un registro profundo (ohm-m) RXO = Lectura de resistividad en un registro somero (ohm-m) RMF@FT = Resistividad del filtrado de lodo (ohm-m) RW@FT = Formación resistividad del agua a la misma temperatura que RMF (ohm-m) SWrt = Saturación de agua del método de relación (fraccional) SXO = Saturación de agua estimada en la zona invadida (fraccional)</p>

Apéndice 4. Interpretación de Resultados con el Diagrama de Piper



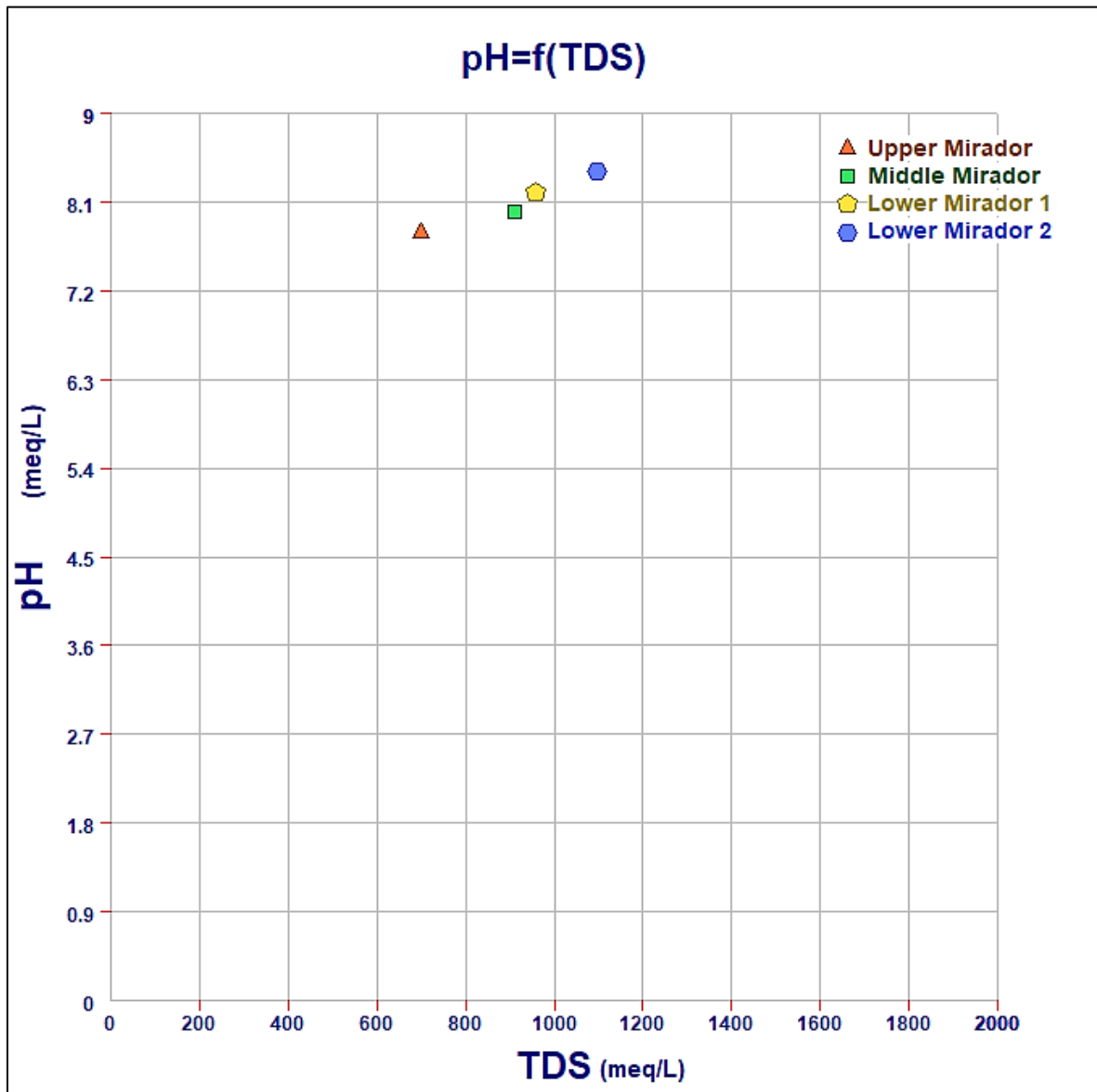
Nota. Interpretación de las características químicas del agua de acuerdo con su ubicación y los datos validados que son representados en el Diagrama de Piper. Modificado de Singhal & Gupta, 2010 y Piper, 1953.

Apéndice 4A. Resultados detallados _Diagrama de Piper _ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1.



Nota. Las interpretaciones en el diagrama de Piper se encuentran en francés teniendo en cuenta que este es el idioma por defecto del fabricante y no permite modificaciones. El apéndice 4A se elabora con el software (Logiciels, 2023).

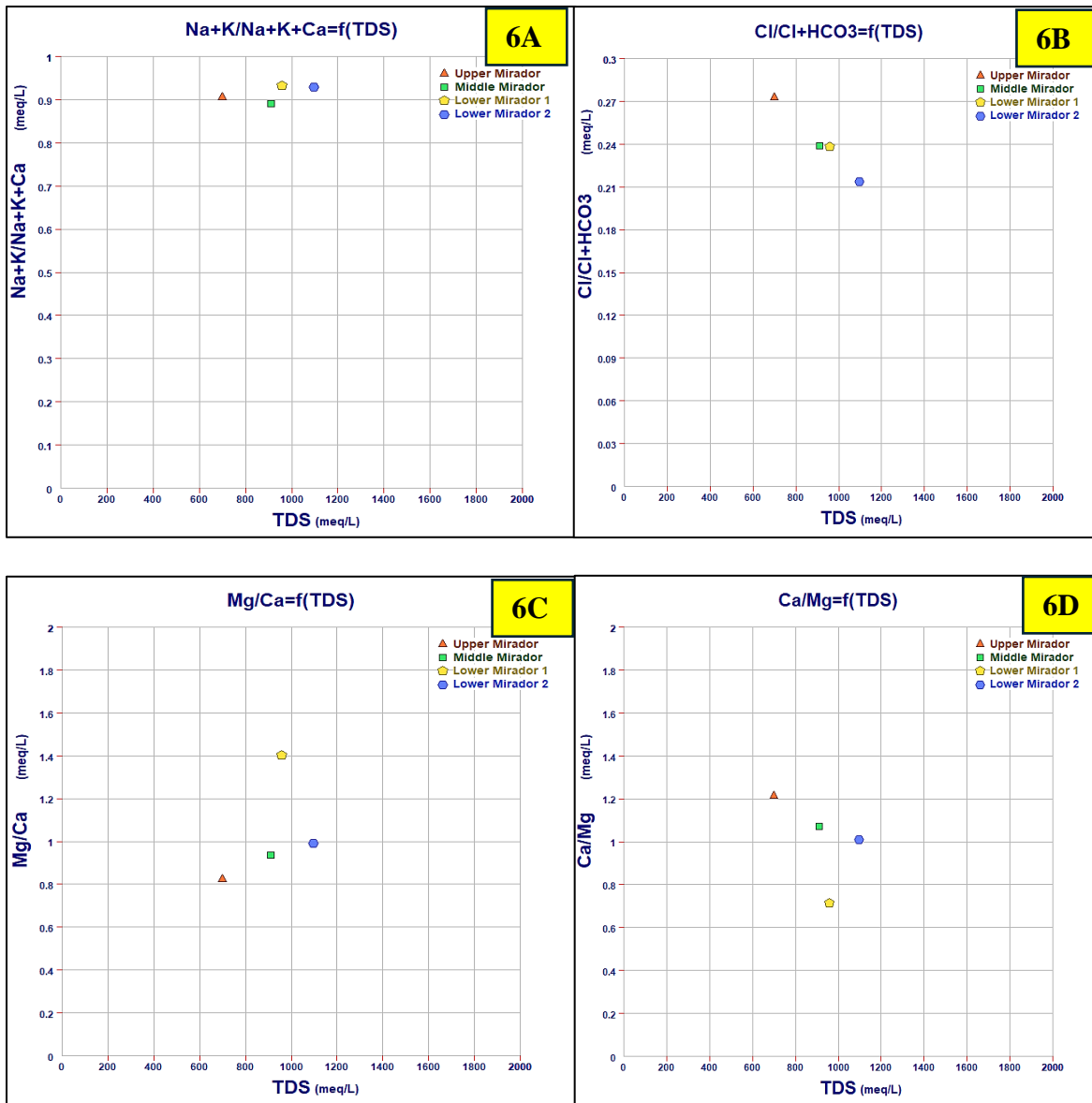
Apéndice 5. Resultados _Diagrama TDS vs % PH_ Análisis de muestras de agua de la Formación Mirador _ Pozo MCOC-1

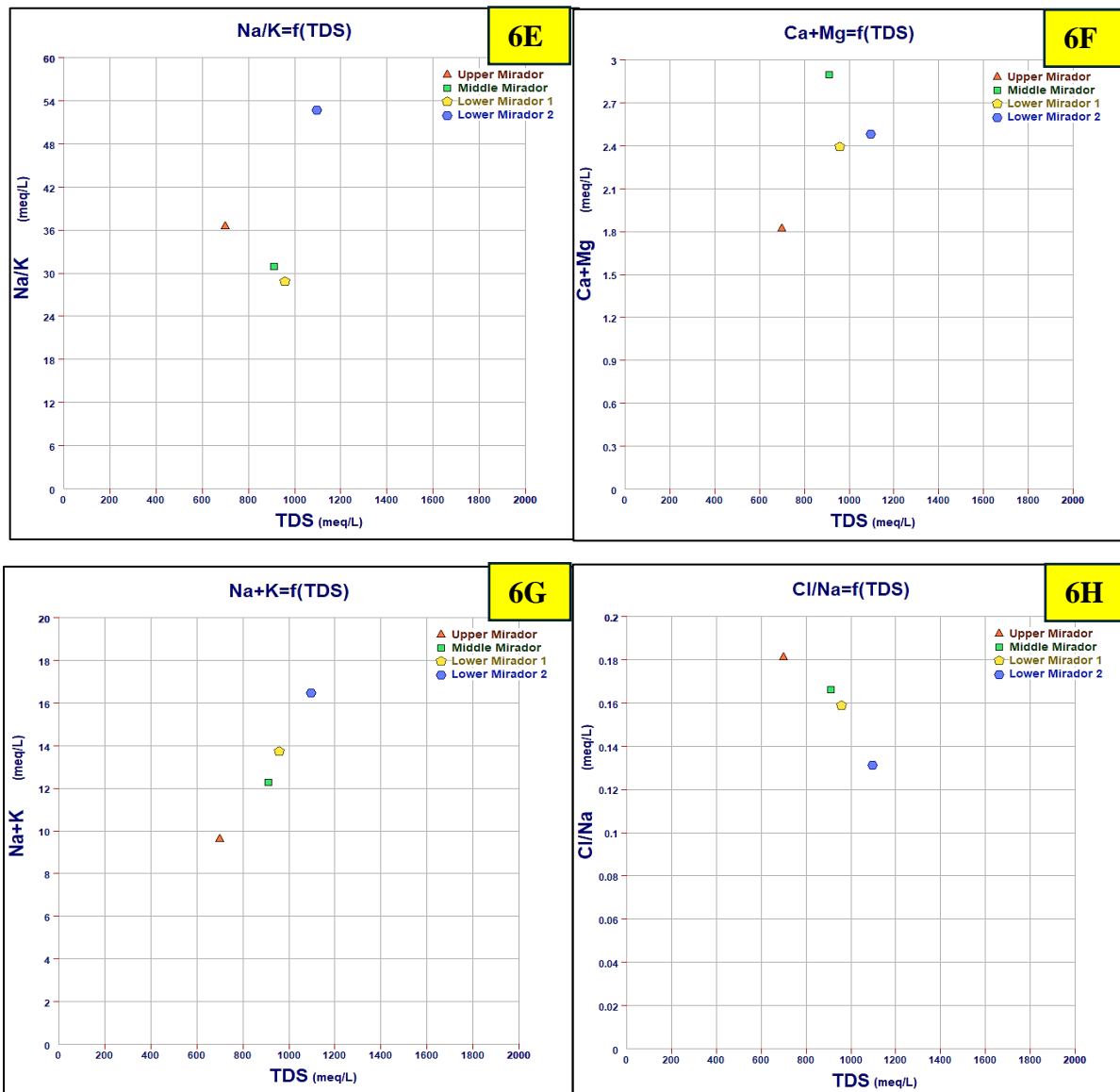


Nota. El PH en función de los TDS es correspondiente por cada grupo de aguas de la Formación Mirador analizados, expuestos de la siguiente manera: Upper Mirador =7.8, Middle Mirador = 8.0, Lower Mirador 1 =8.2, Lower Mirador 2= 8.3. El apéndice 5 se elabora con el software (Logiciels, 2023)

Apéndice 6. Resultados de Correlaciones de variables representativas

6A. Diagrama TDS vs Na+K/Na+K+Ca, 6B. Diagrama TDS vs Cl/Cl + HCOC3, 6C. Diagrama TDS vs Mg/Ca, 6D. Diagrama TDS vs Ca/Mg. Análisis de muestras de agua Formación Mirador. Pozo MCOC-1.





Nota. Nota. Los diagramas anteriores 6A,6B,6C,6D, son la representación del punto de relación entre las variables $\text{Na+K}/\text{Na+K+Ca}$, $\text{Cl}/\text{Cl} + \text{HCOC}_3$, Mg/Ca , Ca/Mg en Meq/L y 6E,6F,6G,6H, son la representación del punto de relación entre las variables Na/K , Ca+Mg , Na+K , Cl/Na , en Meq/L con respecto a las concentraciones de las especies iónicas Cationes y Aniones representativas en el agua de Formación Mirador. El apéndice 6 se elabora con el software (Logiciels, 2023)

Continuación del apéndice 6

Resultados de Correlaciones de variables representativas								
	Na+K/Na+K+Ca	Cl/Cl+ HCO ₃	Mg/Ca	Ca/Mg	Na/K	Ca+Mg	Na+K	Cl/Na
Upper Mirador	0.9059	0.2727	0.825	1.213	36.560	1.821	9.608	0.181
Middle Mirador	0.8913	0.2388	0.934	1.070	31.010	2.896	12.280	0.166
Lower Mirador 1	0.9322	0.2384	1.402	0.713	28.820	2.397	13.730	0.159
Lower Mirador 2	0.9296	0.2137	0.989	1.011	52.710	2.482	16.480	0.131

Nota. Los resultados de los diagramas anteriores son tabulados donde se evidencia la relación directa de las concentraciones presentes y su predominancia en el análisis de las muestras de agua para el pozo MCOC-1. Estos datos son los resultantes al procesar los datos con el software (Logiciels, 2023).

Apéndice 7. Resumen de cálculos de laboratorio

Apéndice 7A. Resumen de cálculos y resultados de laboratorio_ Muestras de agua_ Formación

Mirador Pozo MCOC-1.

Pozo MCOC-1					
Parámetros	Unidades	Upper Mirador 7424 - 7430	Middle Mirador 7451 - 7458	Lower Mirador 1 7480- 7487	Lower Mirador 2 7524 - 7532
Temperatura	°C	81.57	82	82.13	82.45
PH		7.8	8	8.2	8.3
Conductividad	uS/cm	1022	1293	1355	1540
NaCl	ppm	604.64	753.48	801.61	902.73
Rw	Ohm-m	3.4	2.7	2.6	2.3
Total de sólidos disueltos	mg/L	699	909	957	1098
Error del balance de cargas (<=15%)	Meq/L	-4.687	-5.220	-5.489	-6.792
Observaciones:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Generalmente los laboratorios usan la temperatura a 25 Celsius o 77 Fahrenheit. Sin embargo, algunos utilizan diferentes temperaturas estándar y simulando las condiciones originales de las muestras de agua como en este caso. 2. Cuando el pH del agua es de 8,3 o menos, el valor de la alcalinidad total es cero, y el agua contiene solo bicarbonatos solubles y/o disueltos. 3. La sumatoria de Cationes es superior a los Aniones, por esto el valor negativo; sin embargo, se encuentra del rango permisible de error de balance iónico menor o igual al 15%. 4. Los valores presentados anteriormente son a partir de los cálculos generados a partir de los datos de laboratorio en condiciones originales del yacimiento. Por otro lado, se muestra los porcentajes de los iones constituyentes mayores y representativos en la muestra mayores al 1 mg/L o ppm en el apéndice 7B. 5. En el apéndice 6, se detallan los cálculos de los iones constituyentes de manera detallada y sus resultados. 6. Se realizaron los cálculos TDS (total de sólidos disueltos), NaCl (salinidad en ppm o mg/L), correlaciones de Iones y Cationes y el porcentaje de balance con el software GeolOil. 				

Nota. Estos datos son los resultantes al procesar los datos con el software (Logiciels, 2023).

Apéndice 7B. Cálculo del coeficiente de correlación lineal correspondiente a los grupos de las muestras de agua de la Formación Mirador.

Grupo 1. Upper Mirador

	Ca	Mg	Na	K	Fer	Fe(II)	Fe(III)	Mn	Sr	Li+	Al	NH4	H3O+	HCO3	CO3	Cl	SO4	PO4	NO3	NO2	HS-	S2-	DH-	H2SO4	
Ca	8.6%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg	0	9.2%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Na	0	0	69.6%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K	0	0	0	2.2%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fer	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(II)	0	0	0	0	6.3%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(III)	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mn	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sr	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Li+	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Al	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.9%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3O+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60.7%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.6%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0
NO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0
NO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0
HS-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0
S2-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0
DH-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0
H2SO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.6%

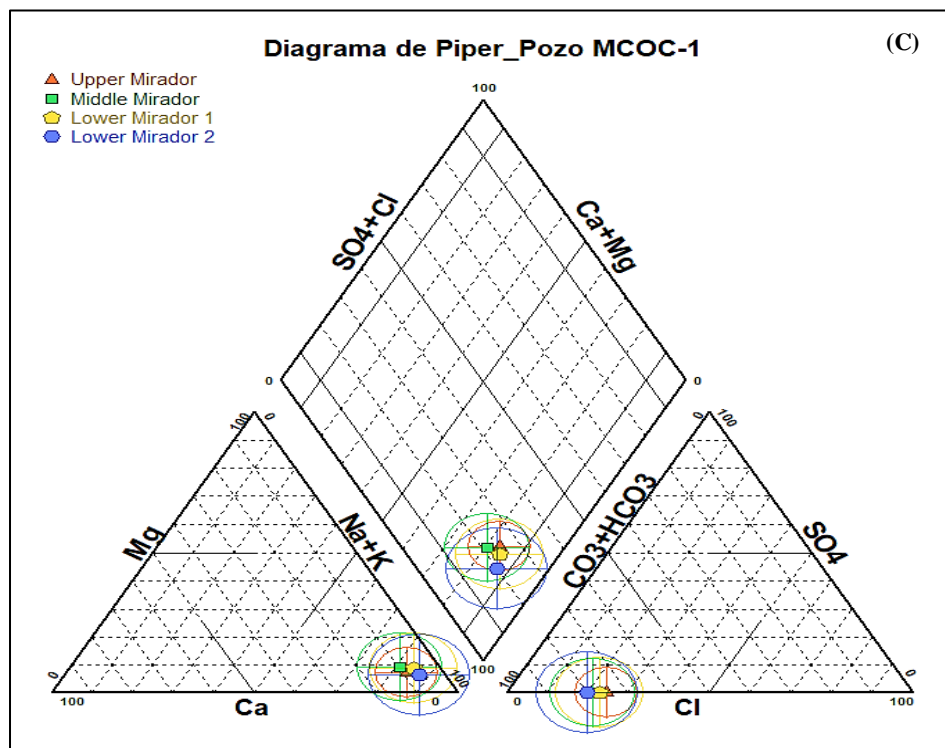
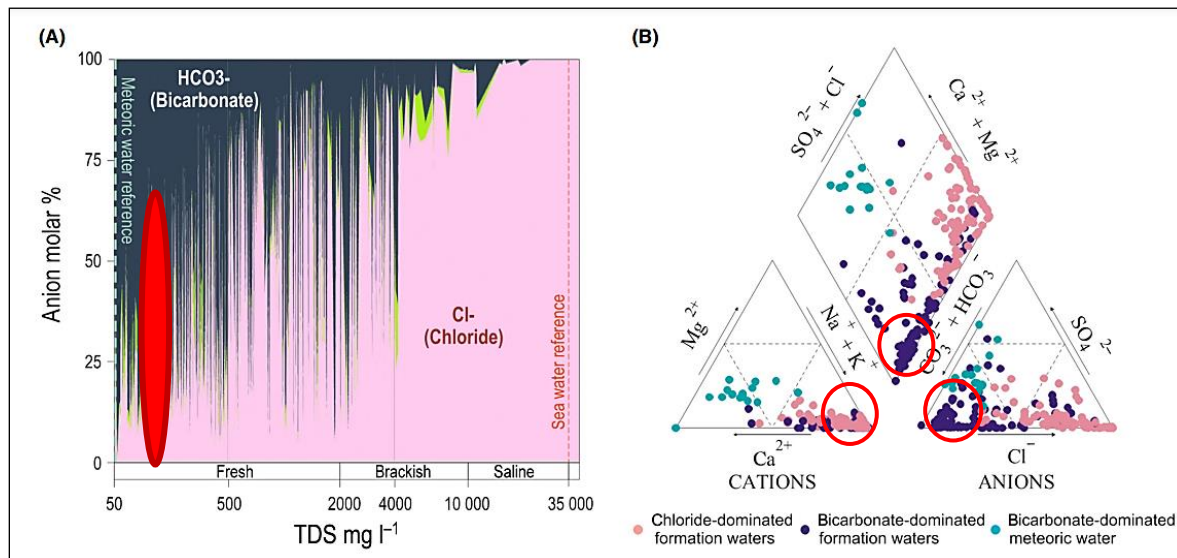
Grupo 2. Middle Mirador

	Ca	Mg	Na	K	Fer	Fe(II)	Fe(III)	Mn	Sr	Li+	Al	NH4	H3O+	HCO3	CO3	Cl	SO4	PO4	NO3	NO2	HS-	S2-	DH-	H2SO4	
Ca	7.7%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg	0	6.4%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Na	0	0	72.6%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K	0	0	0	2.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fer	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(II)	0	0	0	0	7.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(III)	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mn	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sr	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Li+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Al	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.3%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3O+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.4%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.2%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.8%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0
PO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0
NO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0
NO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0
HS-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0
S2-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0
DH-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0
H2SO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.6%

Grupo 3. Lower Mirador 1

	Ca	Mg	Na	K	Fer	Fe(II)	Fe(III)	Mn	Sr	Li+	Al	NH4	H3O+	HCO3	CO3	Cl	SO4	PO4	NO3	NO2	HS-	S2-	DH-	H2SO4	
Ca	5.5%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg	0	7.8%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Na	0	0	74.4%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K	0	0	0	2.6%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fer	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(II)	0	0	0	0	6.8%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe(III)	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mn	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sr	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Li+	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Al	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.8%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H3O+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64.3%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.2%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.1%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0
PO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0	0
NO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0	0
NO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0	0
HS-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0	0	0	0
S2-	0	0	0	0	0																				

Apéndice 8.Comparación de resultados _ Muestras de aguas con los estudios de Penagos, (2015)

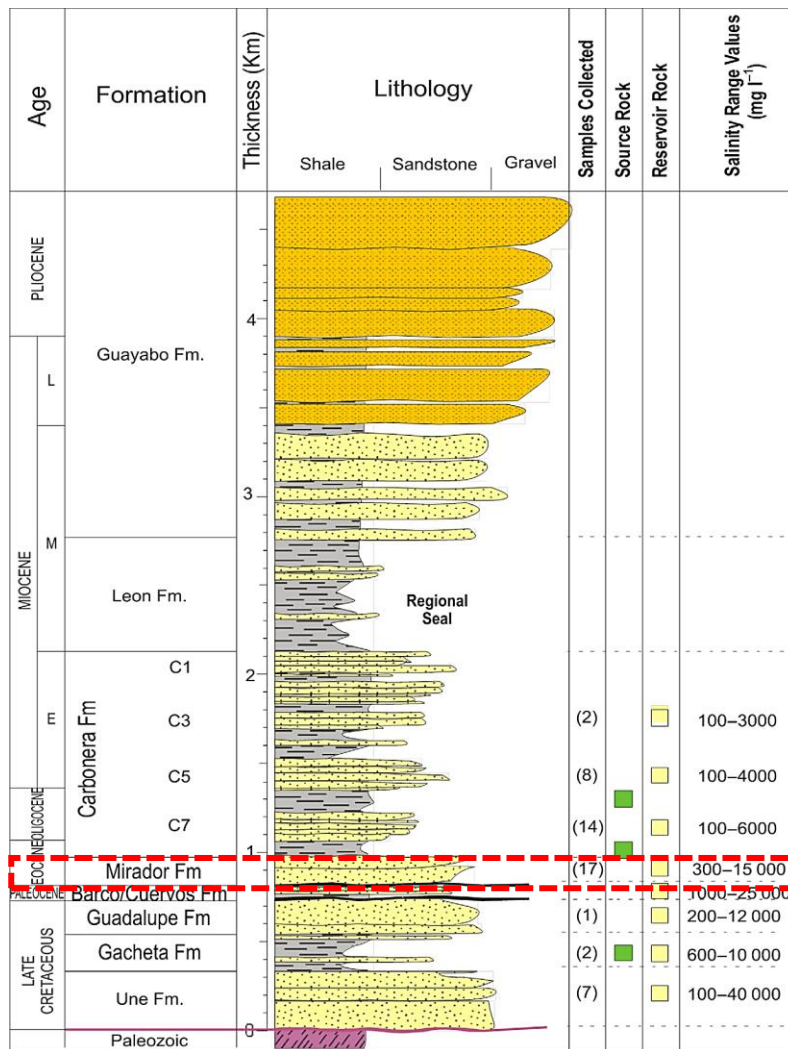


Nota. Primeramente, en la figura A se observa el comportamiento de Cloruros (en el rango de 59.9 mg/L a 75 mg/L) versus el porcentaje de HCO₃, es decir que para Upper Mirador = 55.4%, Middle Mirador = 60.7%, Lower Mirador =

64.3% y por último Lower Mirador 2 = 64.5%; estos valores se registran en la zona delimitada con el elipsoide en color rojo, e indica la presencia de agua meteórica y es predominancia de aguas frescas con este tipo de concentraciones y salinidades bajas teniendo cuenta que la Formación Mirador la salinidad oscila desde los 300 mg/L a 15000 mg/L (ver apéndice 9A). Así mismo, comparando el diagrama de Piper de (Penagos, 2015) con el diagrama de Piper del presente análisis de aguas se puede observar un comportamiento de los datos donde coexisten en el área D (Sódicas y potásicas), E (Bicarbonatadas) de los polígonos triangulares y el área 8 (alcalinidad primaria) del rombo de acuerdo con el apéndice 4, correspondiente a resultados con zonas de aguas con bicarbonatos sódicos disueltos. Sin embargo, teniendo en cuenta la variabilidad de las zonas por las heterogeneidades en el yacimiento y el histórico evolutivo del flujo de fluidos, la variación de las concentraciones es correspondiente específicamente a un 70% a 80% de sólidos disueltos de bicarbonatos en comparación con los TDS. Estos datos son los resultantes al procesar los datos con el software (Logiciels, 2023).

Apéndice 9. Columna estratigráfica generalizada- Estudio de (Penagos, 2015)

Columna estratigráfica generalizada: Edad, formación, nombres, espesor, litología, muestras de agua de formación recolectadas para la Formación Mirador y otras, roca madre, yacimientos con petróleo, acumulaciones, rango de salinidad valores de formación agua.



Nota. La salinidad para la Formación Mirador tiene un comportamiento dentro del rango de 300 mg/L a 15000 mg/L, de acuerdo a los estudios reportados por (Penagos, 2015) y validados con otros autores que son fuentes de la huella digital informativa existente con respecto a la composición química de las aguas correspondientes a las Formaciones productoras de petróleo y gas en Colombia.

Apéndice 10. Premisas relevantes en los cálculos de Salinidad en la Formación Mirador_

Pozo MCOC-1

Una vez que se toma una muestra de agua no contaminada representativa y confiable de un yacimiento, generalmente se envía a un laboratorio para realizar un análisis del agua y encontrar la composición iónica del agua de formación. El software de petrofísica (GeolOil, 2023) se envía con un módulo para calcular la salinidad equivalente de NaCl del agua a partir de las concentraciones iónicas en PPM o mg/litro, de igual forma ocurre con el software Diagrammes (Logiciels, 2023).

La cantidad de sólidos disueltos totales (TDS), que es la suma total de cationes y aniones, no es la salinidad del agua equivalente a NaCl. Esto es por dos razones. En primer lugar, diferentes iones tienen diferentes valencias eléctricas (normalmente +1, +2, -1 y -2), por lo que su contribución a la neutralidad del equilibrio eléctrico es diferente según el ion. En segundo lugar, cada ion tiene un comportamiento electroquímico diferente, por lo que incluso teniendo en cuenta las valencias, los iones tienen pesos diferentes cuando se combinan para calcular una salinidad de agua equivalente a NaCl. A continuación se presenta la ecuación para calcular el TDS y la salinidad equivalente del agua con NaCl (GeolOil, 2023)

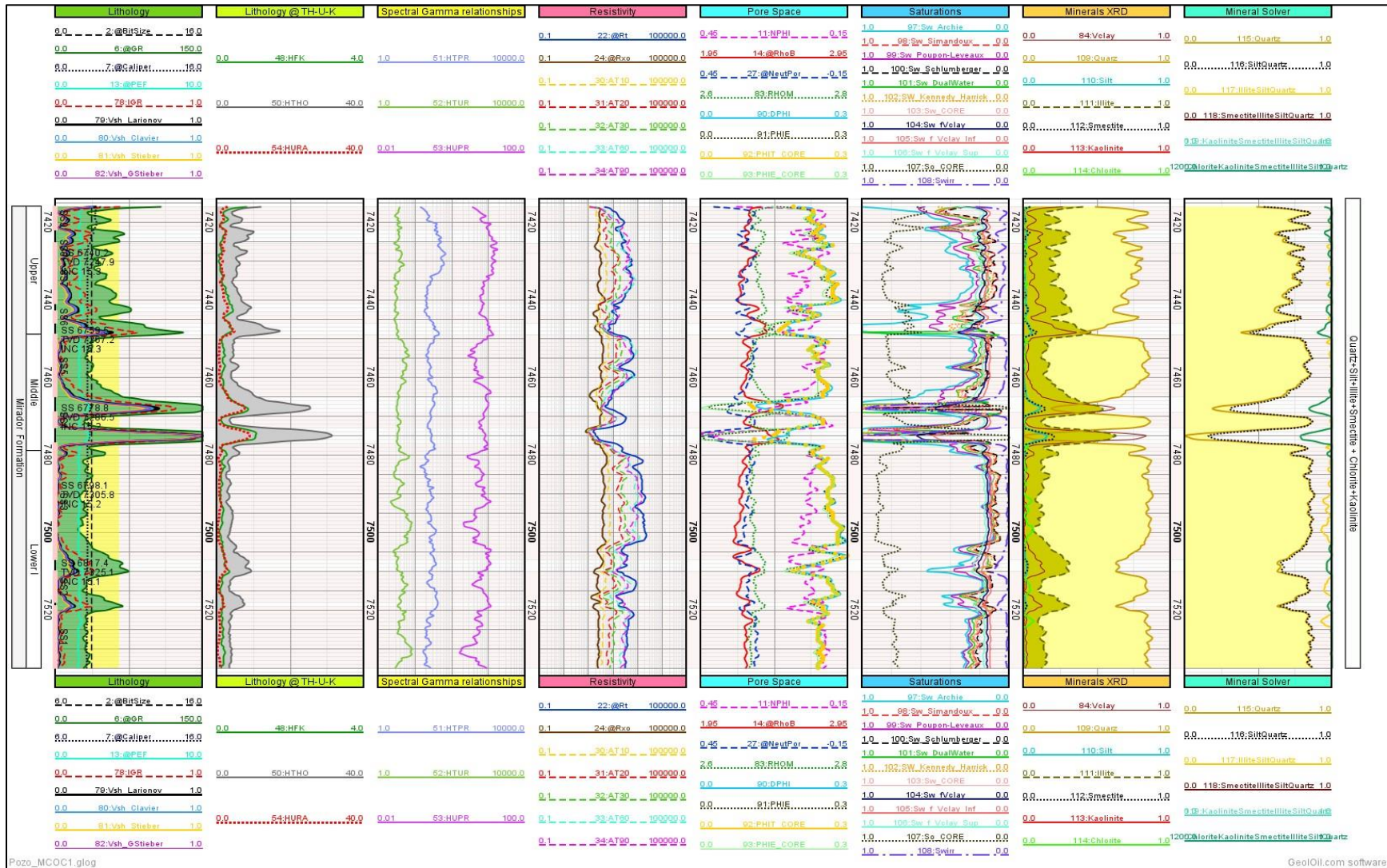
$$TDS_{ppm} = \sum_{l=1}^n Ci_{ppm} \quad y \quad NaCl_{Equiv ppm} = \sum_{i=1}^n W_i(TDS_{ppm}) * Ci_{ppm}$$

Por lo general, cuanto más profundo es el yacimiento, mayor tiempo geológico ha tenido para disolver los minerales en iones y más salado es el yacimiento. Por lo tanto, es una práctica aconsejable describir el yacimiento mediante una distribución de salinidad por formación (como una distribución estratificada) y en ocasiones, la salinidad debe describirse mediante un comportamiento 3D completo. Es decir, salinidad = f (x, y, z).

Apéndice 11. Propiedades eléctricas y sus validaciones

Propiedades eléctricas evaluadas en Laboratorio y registros eléctricos														
Unidad Estátigráfica	Salinidad ppm	PHIT_Core	PHIE_Core	FF_Core	m_core	a_Core	IR_Core	n_Core	Sw_Core	PHIE_Log	PHIT_Log	FF Log_Humble	m_log Humble	m_PickettLog
SS9 (5muestras)	Core: 600 L.Aguas: 604.64	0.22	0.22	16.08	1.83	1	13.06	1.96	0.27	0.22	0.21	18.61	1.85	1.74
		0.23	0.23	15.32	1.83	1	16.70	1.85	0.22	0.21	0.22	16.87	1.84	1.86
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	19.46	1.93	0.22	0.22	0.21	17.10	1.84	1.88
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	19.57	2.11	0.24	0.23	0.20	19.07	1.85	1.86
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	9.74	2.09	0.34	0.24	0.24	13.02	1.81	1.71
Promedio SS9		0.23	0.23	14.53	1.82	1.00	15.71	1.99	0.26	0.22	0.22	16.93	1.84	1.81
SS8 (6muestras)	Core: 600 L.Aguas: 604.64	0.25	0.25	12.21	1.81	1	18.18	1.82	0.20	0.24	0.21	17.80	1.84	1.88
		0.25	0.25	12.76	1.81	1	20.45	1.74	0.18	0.23	0.24	13.41	1.82	1.81
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	25.19	1.73	0.15	0.23	0.25	11.82	1.80	1.80
		0.26	0.26	11.70	1.80	1	18.15	1.83	0.21	0.25	0.28	9.50	1.77	1.73
		0.22	0.22	16.89	1.84	1	18.61	1.93	0.22	0.20	0.20	20.56	1.86	2.03
		0.20	0.20	19.73	1.85	1	22.40	1.84	0.18	0.19	0.19	22.85	1.87	2.07
		0.23	0.23	14.49	1.82	1.00	18.10	1.90	0.22	0.22	0.22	16.46	1.83	1.85
SS7 (5muestras)	Core: 600 L.Aguas: 604.64	0.24	0.24	13.33	1.82	1	36.90	2.03	0.17	0.23	0.21	17.16	1.84	2.22
		0.26	0.26	11.23	1.80	1	33.87	2.06	0.18	0.26	0.18	13.66	1.82	1.96
		0.27	0.27	10.35	1.78	1	41.14	1.98	0.15	0.27	0.25	11.81	1.80	2.02
		0.27	0.27	10.35	1.78	1	26.74	1.78	0.16	0.26	0.26	11.70	1.80	1.98
		0.28	0.28	9.95	1.78	1	24.39	1.78	0.17	0.27	0.27	10.12	1.78	2.03
Promedio SS7		0.24	0.24	13.53	1.81	1.00	22.13	1.91	0.21	0.23	0.23	15.47	1.83	1.90
SS6 (5muestras)	Core: 600 L.Aguas: 604.64	0.23	0.23	14.61	1.82	1	7.80	1.67	0.29	0.22	0.26	10.97	1.79	1.71
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	10.05	1.89	0.29	0.23	0.24	13.31	1.81	1.68
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	10.57	2.16	0.34	0.23	0.21	17.62	1.84	1.67
		0.22	0.22	16.08	1.83	1	9.69	2.08	0.34	0.22	0.21	18.02	1.85	1.63
		0.20	0.20	19.73	1.85	1	7.93	1.80	0.32	0.19	0.21	18.27	1.85	1.57
Promedio SS6		0.24	0.24	13.98	1.82	1.00	19.44	1.91	0.23	0.23	0.23	15.51	1.83	1.85
SS5 (5muestras)	Core: 700 L.Aguas: 753.48	0.25	0.25	12.21	1.81	1	46.73	2.14	0.17	0.25	0.22	16.57	1.84	2.16
		0.26	0.26	11.70	1.80	1	29.25	2.22	0.22	0.26	0.22	16.28	1.84	1.89
		0.25	0.25	12.21	1.81	1	33.19	2.14	0.20	0.25	0.21	17.11	1.84	2.10
		0.26	0.26	11.70	1.80	1	27.44	2.18	0.22	0.25	0.22	16.14	1.83	1.97
		0.26	0.26	11.23	1.80	1	23.57	2.10	0.22	0.25	0.22	15.44	1.83	1.85
Promedio SS5		0.24	0.24	13.62	1.81	1.00	21.54	1.95	0.23	0.23	0.23	15.64	1.83	1.87
SS4 (3muestras)	Core: 700 L.Aguas: 753.48	0.18	0.18	24.75	1.87	1	10.22	2.18	0.34	0.13	0.33	6.86	1.72	1.67
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	24.51	1.92	0.19	0.22	0.24	13.79	1.82	1.90
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	29.73	2.32	0.23	0.24	0.20	19.46	1.85	1.94
Promedio SS4		0.24	0.24	13.96	1.82	1.00	21.53	1.97	0.23	0.23	0.23	15.44	1.82	1.87
SS3 (6muestras)	Core: 800 L.Aguas: 801.609	0.22	0.22	16.89	1.84	1	13.91	2.00	0.27	0.22	0.22	16.23	1.84	1.65
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	24.89	2.03	0.21	0.22	0.23	14.75	1.83	1.96
		0.27	0.27	10.77	1.79	1	143.99	2.17	0.10	0.26	0.23	14.52	1.82	2.44
		0.25	0.25	12.21	1.81	1	23.19	2.12	0.23	0.24	0.20	19.52	1.85	1.69
		0.28	0.28	9.95	1.78	1	29.45	2.02	0.19	0.27	0.23	14.89	1.83	1.76
0.28	0.28	9.57	1.77	1	40.15	1.90	0.14	0.27	0.26	10.96	1.79	1.93		
Promedio SS3		0.24	0.24	13.73	1.81	1.00	25.10	1.98	0.22	0.23	0.23	15.40	1.83	1.88
SS2 (5muestras)	Core: 800 L.Aguas: 801.609	0.21	0.21	17.77	1.84	1	20.75	1.78	0.18	0.20	0.22	15.41	1.83	1.65
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	27.65	1.96	0.18	0.23	0.22	16.54	1.84	1.80
		0.25	0.25	12.76	1.81	1	42.59	2.14	0.17	0.25	0.22	15.89	1.83	1.96
		0.26	0.26	11.23	1.80	1	65.19	2.27	0.16	0.26	0.22	15.92	1.83	2.03
		0.23	0.23	14.61	1.82	1	22.04	1.93	0.20	0.22	0.20	20.01	1.85	1.83
Promedio SS2		0.24	0.24	13.78	1.81	1.00	26.22	1.98	0.22	0.23	0.23	15.54	1.83	1.87
SS1 (6muestras)	Core: 900 L.Aguas: 902.73	0.25	0.25	12.21	1.81	1	34.76	1.89	0.15	0.24	0.27	10.05	1.78	1.72
		0.25	0.25	12.21	1.81	1	46.91	1.98	0.14	0.25	0.25	12.29	1.81	1.97
		0.26	0.26	11.70	1.80	1	58.35	2.18	0.15	0.25	0.22	15.36	1.83	2.23
		0.26	0.26	11.23	1.80	1	71.50	2.27	0.15	0.26	0.20	19.46	1.85	2.24
		0.24	0.24	13.33	1.82	1	50.76	2.39	0.19	0.24	0.19	20.93	1.86	2.01
0.25	0.25	12.76	1.81	1	36.56	2.35	0.22	0.24	0.20	19.75	1.85	1.84		
Promedio SS1		0.24	0.24	13.60	1.81	1.00	28.85	2.00	0.21	0.23	0.23	15.63	1.83	1.89

Apéndice 12. Registro gráfico compuesto (Integración de información petrofísica) _ Pozo MCOC-1



Apéndice 13. Fundamentos teóricos de cálculos _Software GeolOil

De acuerdo con (GeolOil, 2023) la ecuación para convertir la salinidad del agua en resistividad del agua de formación R_w :

$$R_w \cong 0.0123 + 1/(2.74 * 10^{-4} * NaCl \text{ Equiv ppm})$$

Seguidamente se define el índice de shalinesidad IGR como una función de la señal del registro de rayos gamma GR: solo necesita registrar la respuesta del registro de rayos gamma para un cuerpo de esquisto cercano conocido y una roca limpia cercana conocida.

$$VSH_{Linear \text{ GrIndex}} = IGR = \frac{GR_{registro} - GR_{GR \text{ min}}}{GR_{m\acute{a}x} - GR_{min}}$$

Sin embargo, para el cálculo en Formación Mirador se utilizan los modelos de Larionov, Clavier, Stieber y Stieber generalizado para rocas (para profundidades de 4000 a 8000 ft) (GeolOil, 2023).

$$VSH_{Larionov} = (2^{2*IGR} - 1)$$

$$VSH_{Clavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}$$

$$VSH_{Stieber} = \frac{IGR}{3 - 2 * IGR}$$

$$VSH_{Stieber \text{ generalizado}} = \frac{IGR}{IGR + c(1 - IGR)}$$

Para estimar V_{clay} :

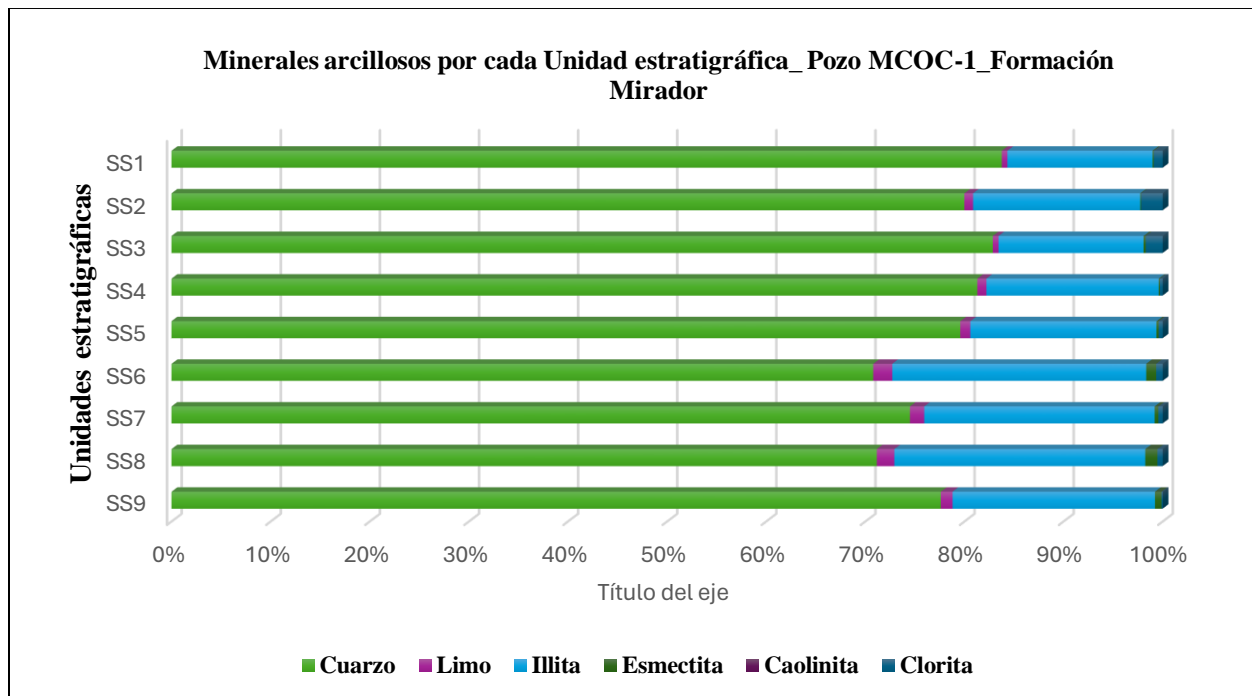
$$VCL = \left(\frac{\text{Volumen de sedimentos arcillosos}}{\text{Volumen de sedimentos de (Arcilla + limo)}} \right) * VSH = (1 - plimo) * VSH$$

Hay que tener en cuenta que sólo si $p_{Silt}=0$, $VCL=VSH$, lo que rara vez ocurre. Si en la naturaleza, las distribuciones y proporciones de las arcillas, los limos son significativamente heterogéneas en todo el yacimiento, entonces p_{Silt} ya no es una constante (GeolOil, 2023).

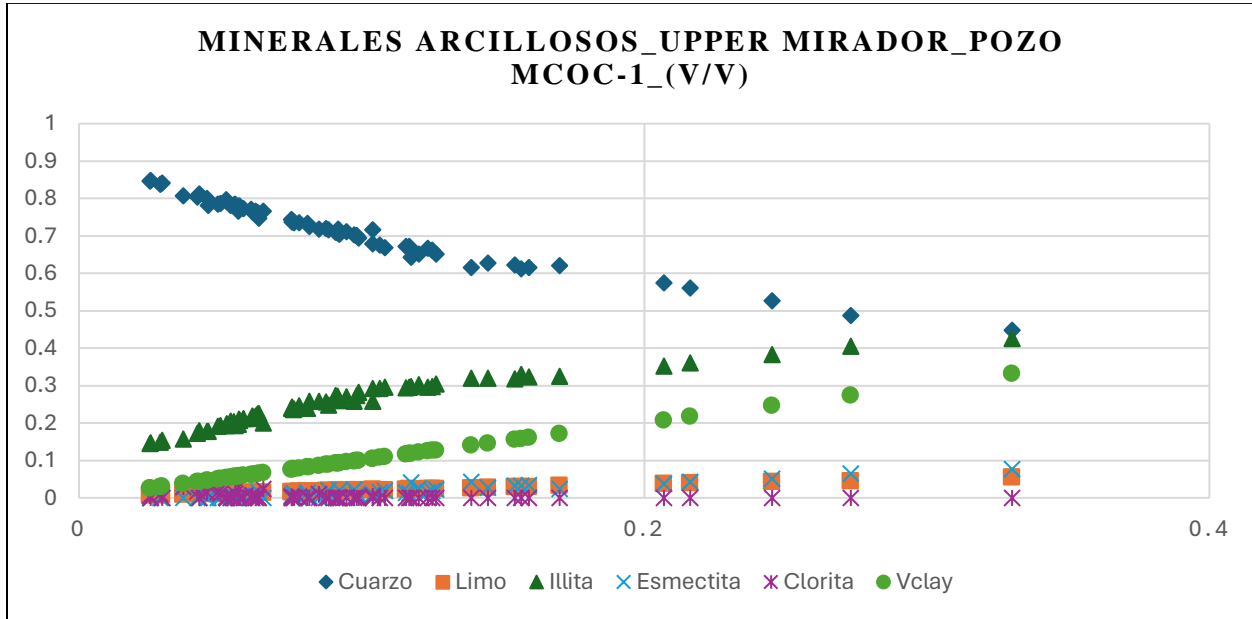
Apéndice 14. Resultados XRD_Pozo MCOC-1

Unidad Estratigráfica	(%) Porcentaje de minerales arcillosos_XRD					
	Cuarzo	Limo	Illita	Esmectita	Caolinita	Clorita
SS9	77.62	1.19	20.42	0.66	Trazas	0.12
SS8	71.17	1.77	25.31	1.23	Trazas	0.52
SS7	74.50	1.44	23.25	0.38	Trazas	0.43
SS6	70.80	1.93	25.62	1.00	Trazas	0.65
SS5	79.58	1.02	18.78	0.22	Trazas	0.40
SS4	81.31	0.92	17.38	0.11	Trazas	0.29
SS3	82.87	0.58	14.64	0.21	Trazas	1.71
SS2	80.00	0.87	16.87	0.08	Trazas	2.17
SS1	83.78	0.57	14.64	0.13	Trazas	0.89

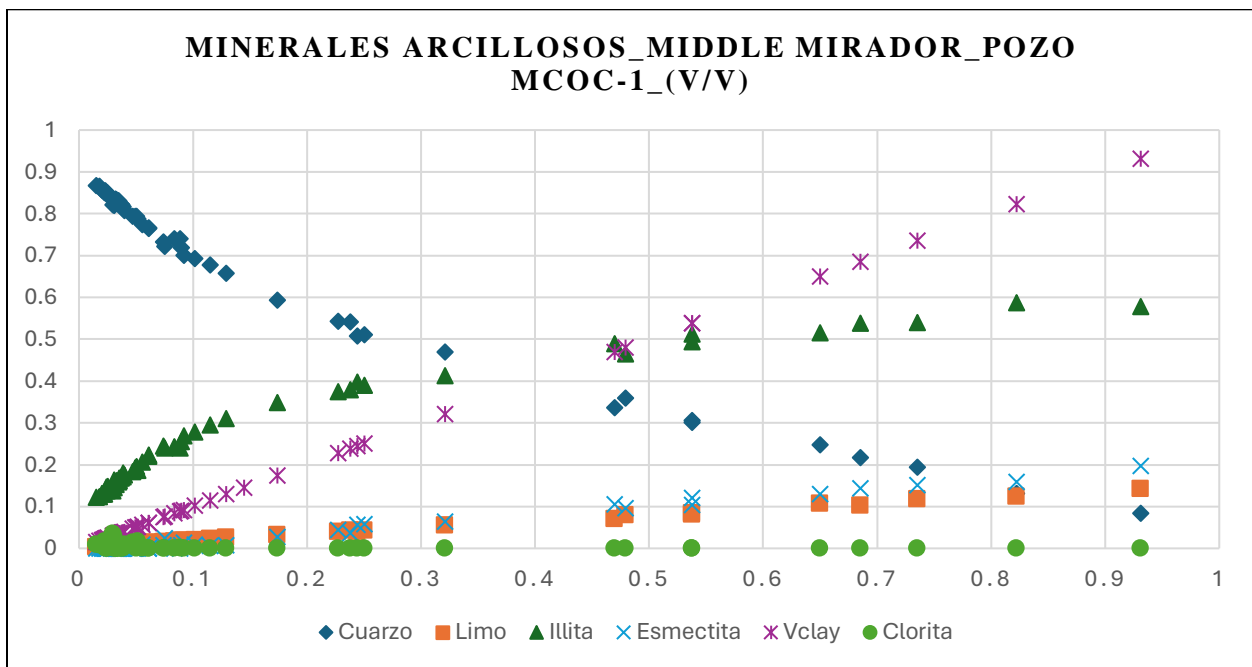
Apéndice 14A. Minerales arcillosos por cada Unidad estratigráfica



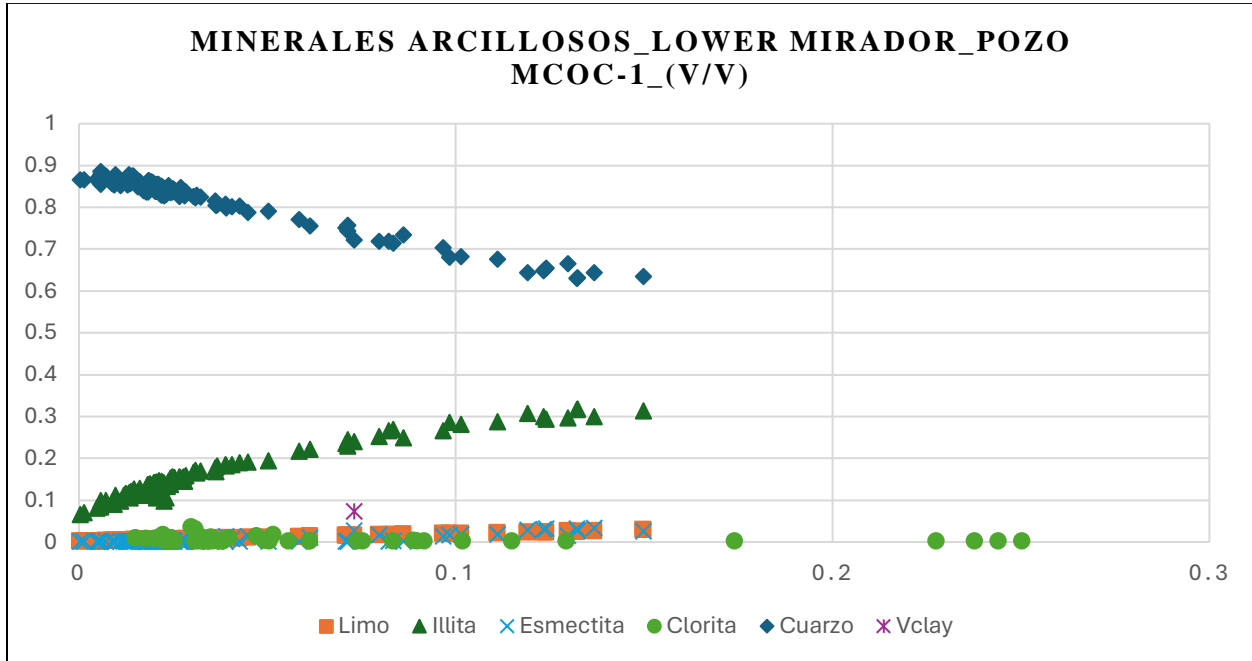
Apéndice 14B. Minerales arcillosos_Upper Mirador_Pozo MCOC-1



Apéndice 14C. Minerales arcillosos_Middle Mirador_Pozo MCOC-1

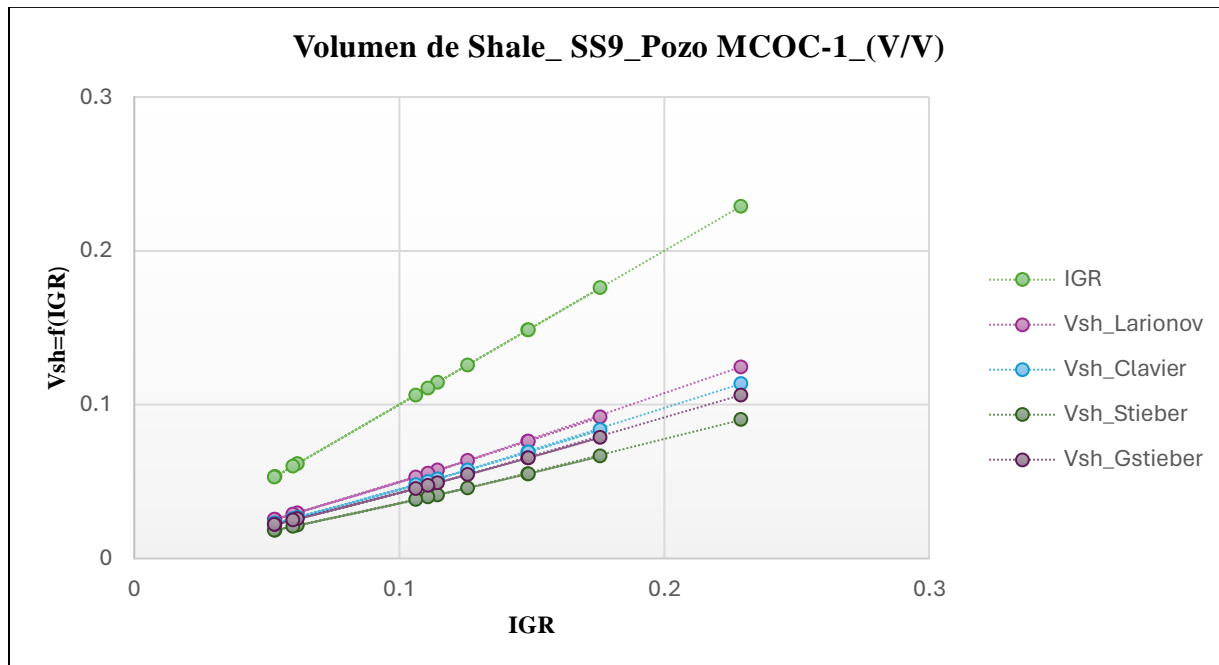


Apéndice 14D. Minerales arcillosos_Lower Mirador_Pozo MCOC-1

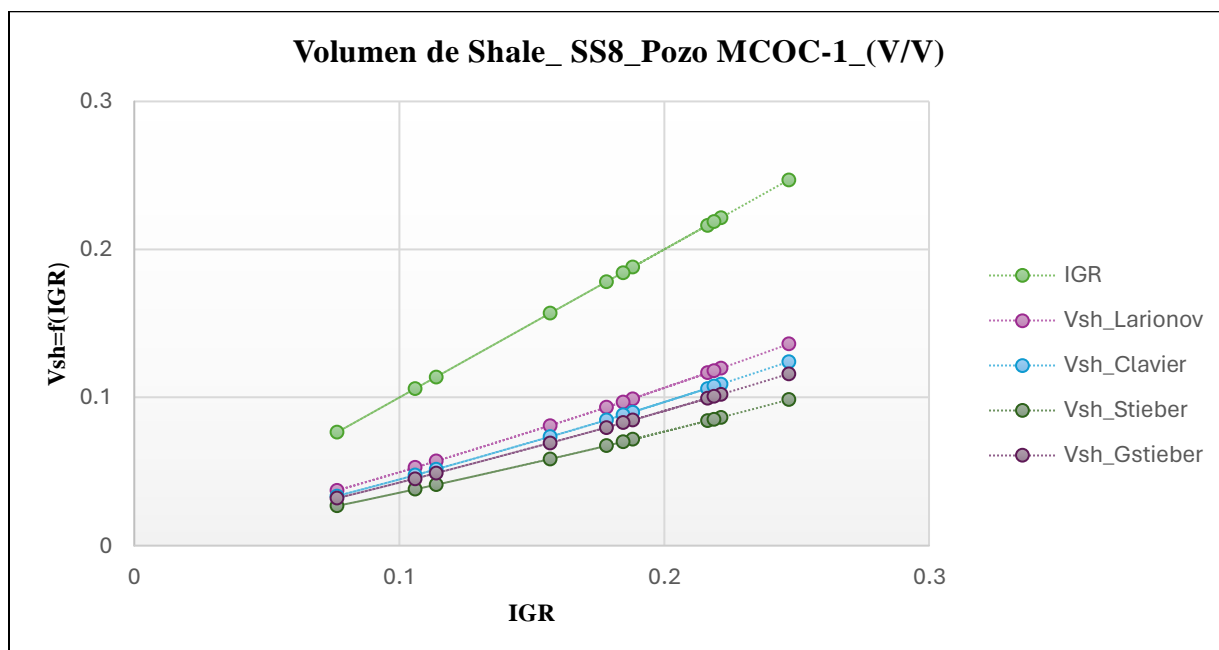


Apéndice 15. Volumen de Shale por Unidades estratigráficas Pozo MCOC-1

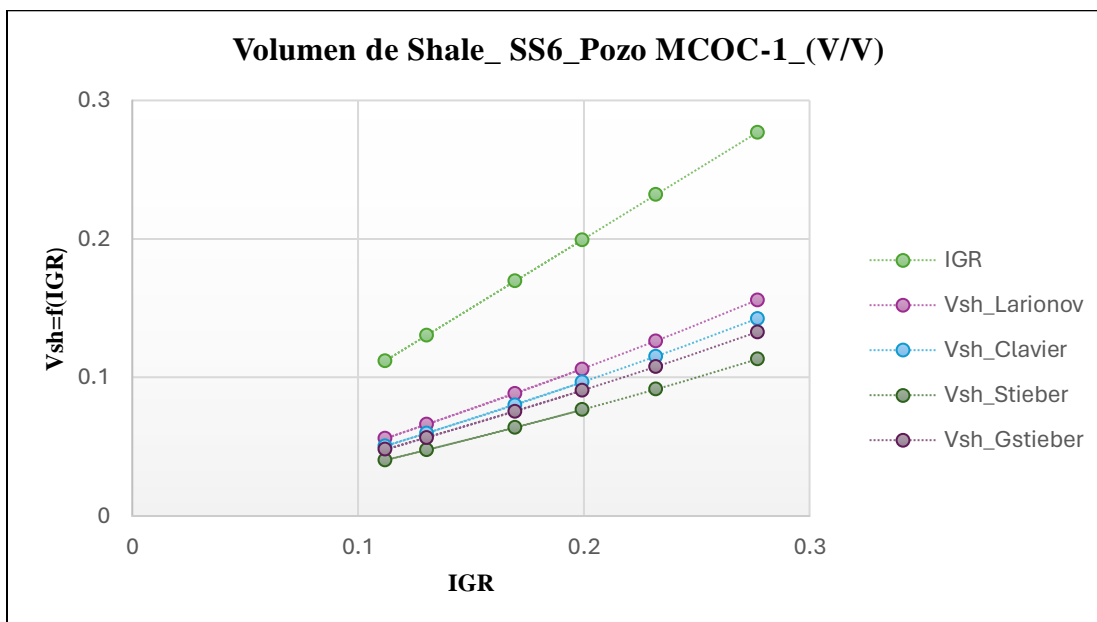
Apéndice 15A. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS9_ Pozo MCOC-1



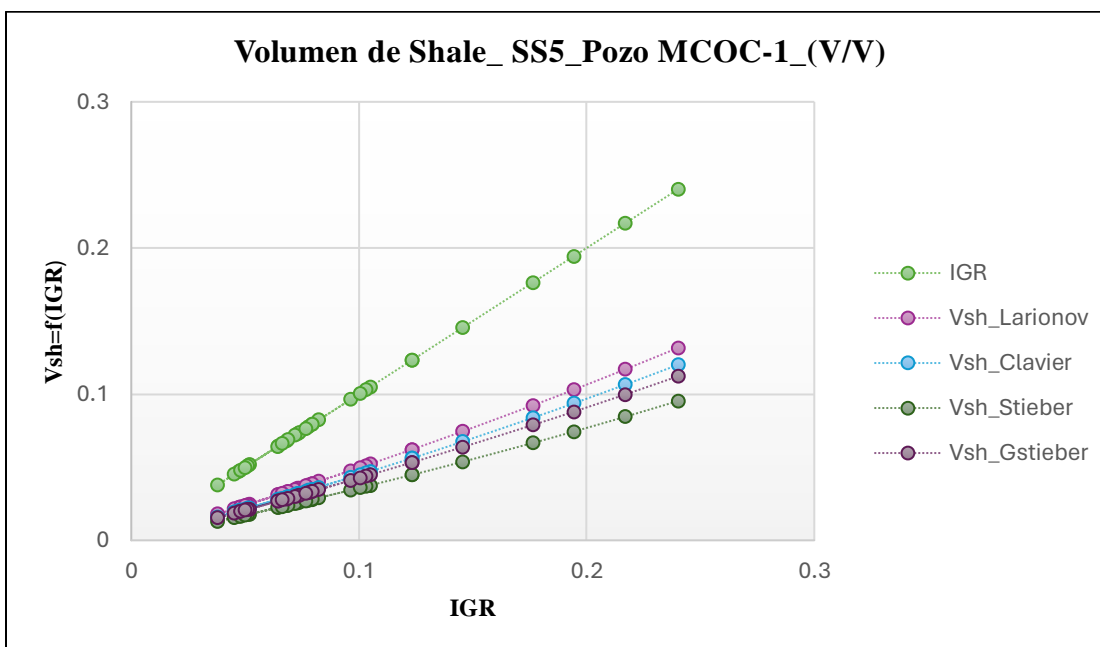
Apéndice 15B. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS8_ Pozo MCOC-1



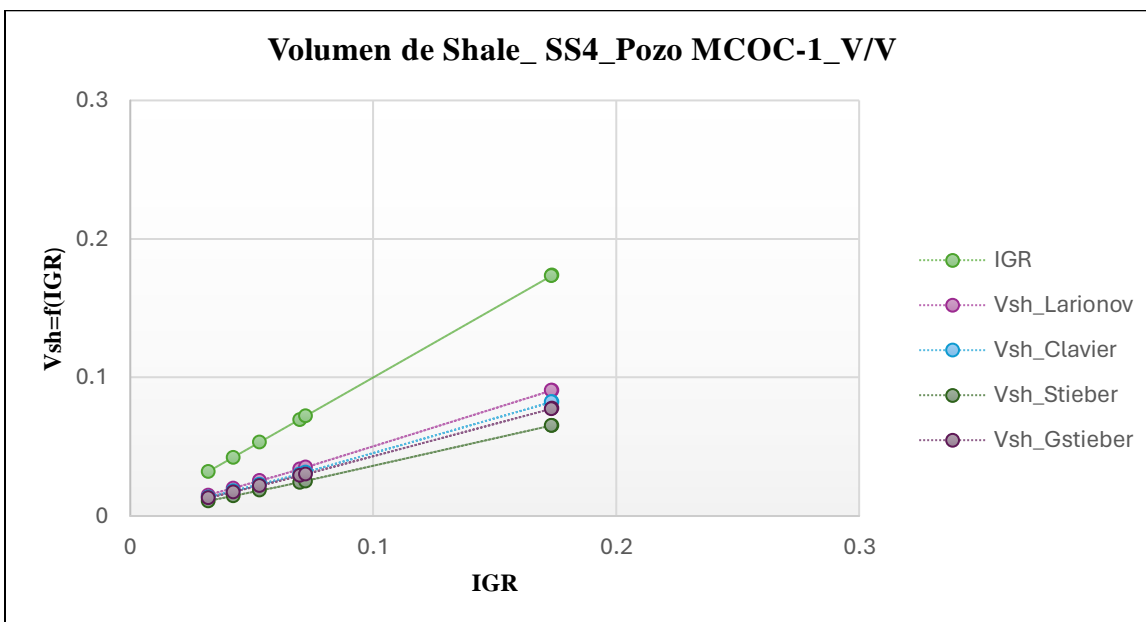
Apéndice 15C. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS7 _ Pozo MCOC-1



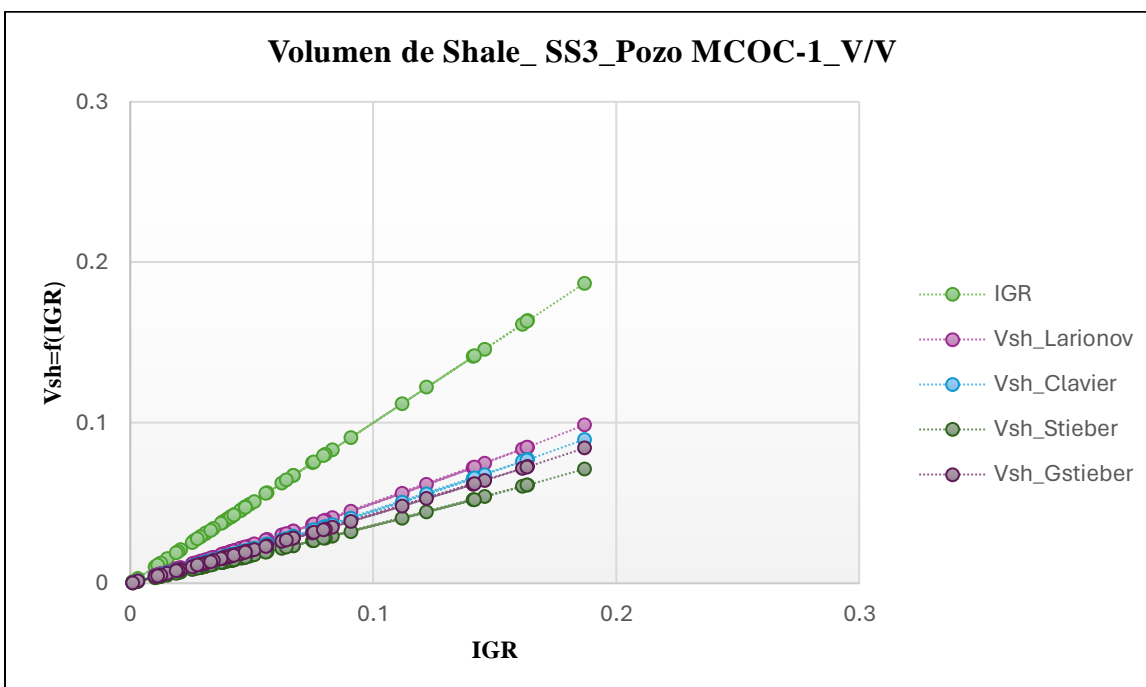
Apéndice 15D. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS5 _ Pozo MCOC-1



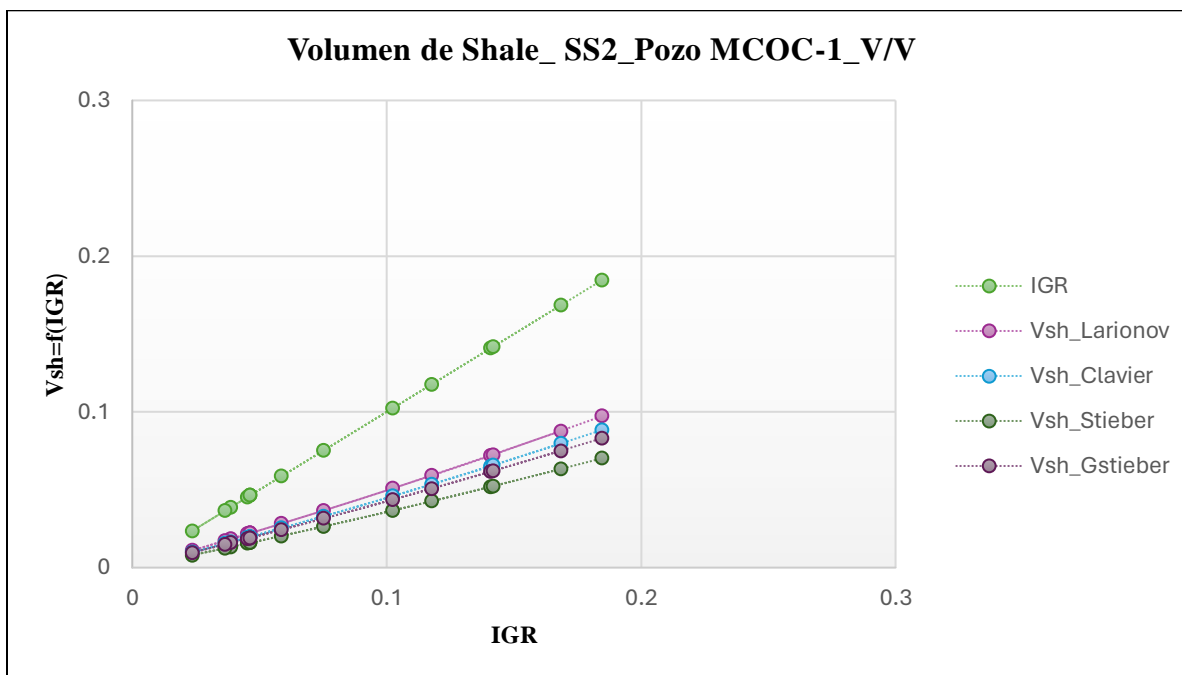
Apéndice 15E. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS4_ Pozo MCOC-1



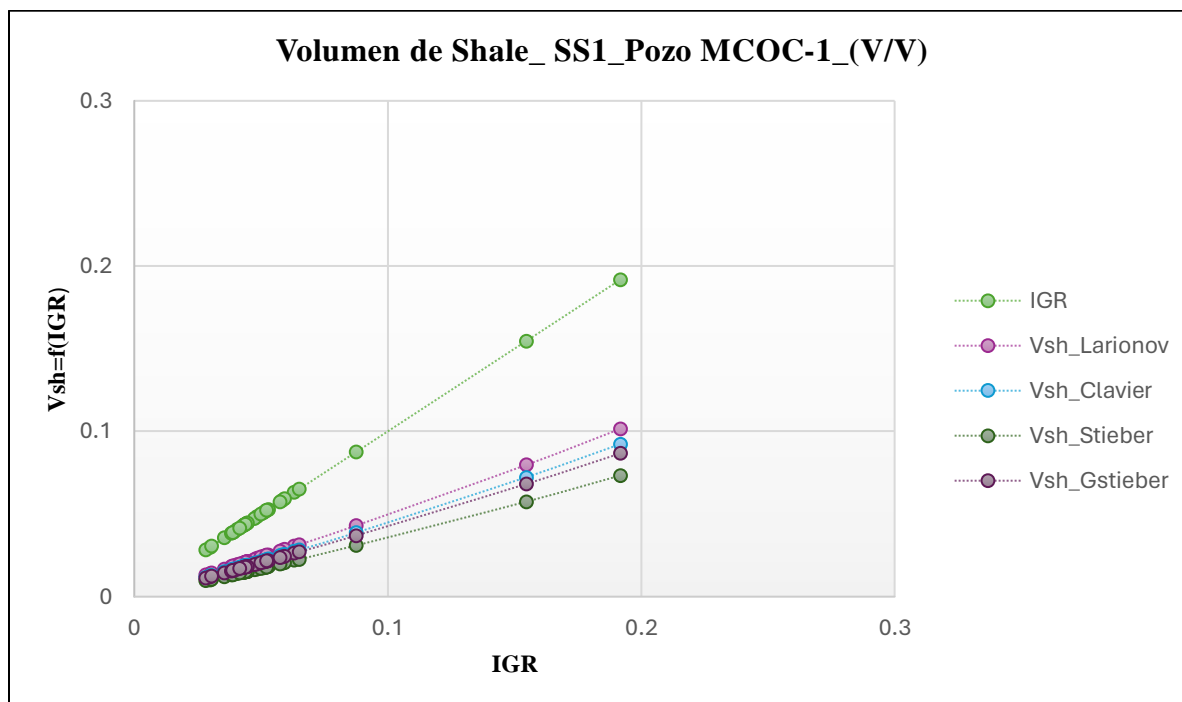
Apéndice 15F. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS3_ Pozo MCOC-1



Apéndice 15G. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS2_Pozo MCOC-1



Apéndice 15H. Volumen de Shale _ Unidad estratigráfica SS1_Pozo MCOC-1



Apéndice 16. Resultados de cálculos con los diferentes modelos alternativos de Sw

Cálculos con los diferentes modelos alternativos seleccionados.							
Formación/Miembros	Sw_Archie	Sw_MLSiman-doux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick	Sw_Core
U P P E R M I R A D O R	1	0.298376	0.566554	0.291337	0.324456	0.402027882	0.3766
	0.86715	0.366137	0.616772	0.349095	0.431469	0.267666152	0.4062
	0.7059	0.449579	0.599723	0.414857	0.487852	0.240594507	0.4385
	0.601953	0.474118	0.560831	0.43125	0.497203	0.225494084	0.4378
	0.551379	0.399996	0.497171	0.365738	0.441255	0.219276376	0.3847
	0.538562	0.295649	0.451516	0.2766	0.364483	0.221467925	0.3219
	0.507079	0.214959	0.401453	0.205097	0.297564	0.224619875	0.2687
	0.444375	0.152044	0.335562	0.146827	0.23163	0.22279648	0.2178
	0.408075	0.155922	0.325476	0.149851	0.233845	0.212776652	0.2156
	0.400097	0.204613	0.346773	0.19312	0.271662	0.207398752	0.2447
	0.442959	0.325437	0.417128	0.298442	0.358683	0.200342703	0.3200
	0.560237	0.452422	0.533287	0.411204	0.466874	0.207768183	0.4143
	0.566971	0.319205	0.474728	0.297779	0.376542	0.213483615	0.3363
	0.480828	0.156307	0.346618	0.15112	0.228318	0.219561394	0.2204
	0.464205	0.12297	0.317089	0.120022	0.185963	0.218389182	0.1929
	0.439874	0.132806	0.318679	0.128992	0.199139	0.204231993	0.1968
	0.408393	0.143999	0.317288	0.138955	0.211469	0.200303764	0.2024
	0.388161	0.110873	0.281419	0.107909	0.173156	0.205693912	0.1758
	0.352646	0.088446	0.249907	0.0865	0.145637	0.200902103	0.1543
	0.405477	0.152208	0.313022	0.146027	0.219983	0.195134411	0.2053
	0.395903	0.217634	0.34341	0.203765	0.272417	0.183875654	0.2442
	0.406278	0.261409	0.372066	0.24239	0.309587	0.188734635	0.2748
	0.425239	0.215916	0.366884	0.203953	0.28694	0.209182801	0.2566
	0.428742	0.148517	0.337938	0.143727	0.232162	0.233952417	0.2193
	0.402182	0.101418	0.300467	0.099539	0.179333	0.243412402	0.1848
	0.354635	0.094003	0.271612	0.092065	0.168426	0.233163761	0.1719
	0.335866	0.123258	0.279828	0.119043	0.201401	0.214829341	0.1877
	0.289765	0.130969	0.25853	0.125121	0.199513	0.199931456	0.1828
	0.27259	0.105685	0.235388	0.101816	0.172607	0.195560815	0.1622
	0.291345	0.111395	0.24767	0.107331	0.179971	0.196822673	0.1686
	0.274343	0.094753	0.230012	0.091788	0.161441	0.194779129	0.1546
	0.314655	0.154048	0.275275	0.145928	0.219169	0.189142239	0.1967
	0.336472	0.181885	0.293604	0.170673	0.24373	0.185574018	0.2151
	0.294496	0.138692	0.255452	0.131648	0.200281	0.177510573	0.1807
	0.263229	0.1048	0.224869	0.100629	0.163777	0.171920151	0.1532
	0.260883	0.08312	0.211469	0.080691	0.14053	0.173000929	0.1378
	0.268292	0.087513	0.218512	0.084882	0.147267	0.179030058	0.1434
	0.243704	0.073603	0.198646	0.071669	0.12985	0.185159967	0.1318
	0.249355	0.096384	0.215174	0.092808	0.156503	0.179412405	0.1481
	0.249577	0.112368	0.221368	0.107197	0.168998	0.17220519	0.1564
	0.242609	0.117443	0.218183	0.111476	0.170129	0.166581588	0.1568
	0.247429	0.094405	0.210792	0.090873	0.15111	0.170894859	0.1436
	0.265977	0.085407	0.214104	0.08284	0.141922	0.174334251	0.1397
	0.282901	0.08693	0.224104	0.084487	0.142395	0.176791439	0.1429
	0.301881	0.092164	0.237355	0.089613	0.147425	0.180045947	0.1493
	0.326505	0.100717	0.251808	0.097803	0.156524	0.182593056	0.1579
	0.333444	0.103643	0.25623	0.10059	0.159741	0.181652529	0.1604
	0.339372	0.112681	0.260916	0.108887	0.169831	0.176813404	0.1658
0.359203	0.140712	0.283113	0.134572	0.200125	0.174949255	0.1867	
0.38937	0.162217	0.310046	0.154596	0.224982	0.17759527	0.2059	
0.511419	0.227801	0.392846	0.215495	0.290786	0.201139209	0.2656	
0.688958	0.262023	0.475985	0.250324	0.335521	0.251953506	0.3152	
0.594538	0.129779	0.363232	0.127534	0.198603	0.271517803	0.2181	
0.660402	0.174725	0.413472	0.17048	0.246483	0.286230368	0.2583	
0.758386	0.256779	0.496007	0.247467	0.32404	0.268286942	0.3185	
0.644564	0.239847	0.453108	0.22982	0.311082	0.232849943	0.2933	
0.558318	0.254463	0.432269	0.240706	0.324139	0.218636414	0.2940	
0.553707	0.316513	0.472549	0.295471	0.37731	0.219166972	0.3362	
0.588748	0.303126	0.482401	0.285126	0.375293	0.233855254	0.3360	
0.675901	0.24647	0.489452	0.237407	0.337697	0.271918304	0.3166	
0.770244	0.177156	0.449576	0.173964	0.252981	0.32497102	0.2757	
1	0.244354	0.529595	0.239061	0.315837	0.387190115	0.3432	
1	0.251662	0.541681	0.246411	0.322077	0.381215343	0.3486	
1	0.206166	0.497857	0.203245	0.249001	0.376743024	0.3066	
1	0.190957	0.466688	0.188956	0.155496	0.453661423	0.2912	
0.934117	0.112496	0.328416	0.111522	1	0.44734923	0.4000	
0.664861	0.095733	0.312921	0.094846	0.06843	0.314629465	0.1773	

Cálculos con los diferentes modelos alternativos seleccionados.							
Formación/Miembros	Sw_Archie	Sw_MSIman doux	Sw_Poupon- Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick	Sw_Core
	0.399701	0.086996	0.270789	0.085576	0.134161	0.222575854	0.1600
	0.280316	0.131853	0.247575	0.125338	0.191363	0.190999561	0.1774
	0.254705	0.125151	0.228894	0.118648	0.179396	0.180811856	0.1666
	0.242252	0.151827	0.229065	0.141396	0.193025	0.177223091	0.1785
	0.249404	0.139724	0.228181	0.131142	0.190381	0.181599265	0.1742
	0.250446	0.126019	0.222358	0.119134	0.18442	0.193805958	0.1691
	0.264192	0.138455	0.23556	0.130498	0.197852	0.202879441	0.1810
	0.268839	0.14577	0.241407	0.137083	0.205159	0.202779929	0.1864
	0.248141	0.156381	0.233694	0.145618	0.202534	0.19523177	0.1867
	0.228918	0.151921	0.221571	0.14111	0.190691	0.189572629	0.1790
	0.22985	0.151392	0.218938	0.140505	0.192248	0.192347195	0.1791
	0.244878	0.172335	0.231419	0.158764	0.211083	0.193157934	0.1934
	0.249149	0.161842	0.231335	0.149982	0.205753	0.191428495	0.1881
	0.269736	0.168901	0.246297	0.156768	0.215378	0.18311313	0.1941
	0.319373	0.198449	0.285716	0.183892	0.247183	0.180324359	0.2191
	0.381645	0.254848	0.340596	0.234248	0.298631	0.183389557	0.2623
	0.425473	0.295561	0.386059	0.27118	0.335502	0.195797333	0.2968
	0.33172	0.213632	0.308843	0.198247	0.260259	0.197169264	0.2356
	0.256764	0.148129	0.236109	0.138743	0.198809	0.195700283	0.1835
	0.226481	0.145259	0.21126	0.134851	0.187902	0.188554548	0.1736
	0.217792	0.135006	0.202581	0.125714	0.178767	0.186458187	0.1657
	0.250741	0.14454	0.227559	0.1352	0.195597	0.187372533	0.1781
	0.278714	0.161287	0.253625	0.15085	0.212664	0.189043268	0.1935
	0.302207	0.157968	0.268812	0.148848	0.213403	0.186565159	0.1951
	0.329735	0.189074	0.29973	0.176994	0.239135	0.185982216	0.2182
M	0.353044	0.190867	0.315159	0.179397	0.241915	0.184417395	0.2224
I	0.406473	0.238104	0.362856	0.222071	0.284152	0.186243588	0.2587
D	0.436059	0.239779	0.375721	0.224306	0.288633	0.188914714	0.2635
D	0.570256	0.314846	0.45964	0.292509	0.359378	0.206334808	0.3265
L	0.579358	0.294058	0.445617	0.274348	0.346291	0.213811057	0.3148
E	0.609491	0.296873	0.458001	0.277751	0.346495	0.21679864	0.3192
M	0.634285	0.295068	0.464863	0.276955	0.342113	0.226887238	0.3212
I	0.687811	0.223883	0.43751	0.215506	0.282339	0.24735943	0.2813
R	0.91628	0.232069	0.483504	0.226067	0.282544	0.338966253	0.3126
A	1	0.19061	0.477233	0.188886	0.138741	0.526954967	0.3045
D	1	0.138897	0.417129	0.138751	1	1.179607085	0.5749
O	1	0.1257	0.371608	0.125655	1	3.111712241	0.9469
R	1	1	1	1	1	2.54899276	1.3098
	0.903302	0.05551	0.227013	0.055415	1	0.795709275	0.4267
	0.62108	0.055871	0.225642	0.055635	1	0.381395699	0.3437
	0.475059	0.076665	0.262239	0.075828	0.057405	0.250546782	0.1445
	0.363588	0.130986	0.284639	0.126099	0.198162	0.207948599	0.1896
	0.324574	0.210186	0.303278	0.19501	0.25615	0.195622765	0.2320
	0.319215	0.252298	0.311536	0.23031	0.277607	0.188355135	0.2520
	0.338114	0.28868	0.334973	0.261849	0.30451	0.186057097	0.2752
	0.393762	0.30881	0.378031	0.28154	0.334031	0.19300996	0.2991
	0.550632	0.411692	0.510508	0.376132	0.440995	0.220331579	0.3919
	0.948609	0.548732	0.722483	0.506986	0.588709	0.292885416	0.5320
	1	0.781191	0.952876	0.735564	0.750078	0.482722917	0.7405
	1	0.449215	0.655333	0.440229	0.293072	0.762448452	0.5201
	1	0.270709	0.495863	0.268729	1	1	0.6071
	1	1	1	1	1	1	1.0000
	1	1	1	1	1	1	1.0000
	1	1	1	1	1	1	1.0000
	1	0.189743	0.43091	0.188284	1	0.777147499	0.5172
	0.692997	0.125237	0.348314	0.123397	0.126938	0.313868816	0.2076
	0.495914	0.219275	0.403472	0.208942	0.293146	0.217549505	0.2685
	0.381854	0.282411	0.361545	0.258676	0.314556	0.193266311	0.2821
	0.374889	0.261604	0.351675	0.24095	0.301597	0.19732735	0.2706
	0.402212	0.216573	0.349636	0.203341	0.279189	0.209139739	0.2516

Cálculos con los diferentes modelos alternativos seleccionados.							
Formación/M tempos	Sw_Archie	Sw_MSiman doux	Sw_Poupon- Lewaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Berrick	Sw_Core
	0.360844	0.153038	0.297116	0.146028	0.220404	0.210702355	0.2055
	0.253968	0.086612	0.211392	0.083871	0.144593	0.199112983	0.1451
	0.186864	0.08442	0.171763	0.080674	0.132408	0.185709496	0.1310
	0.14908	0.089902	0.145011	0.084252	0.122634	0.177642154	0.1239
	0.134002	0.09222	0.131159	0.085424	0.117603	0.17177758	0.1196
	0.139108	0.092751	0.133447	0.08601	0.121149	0.173421205	0.1214
	0.176399	0.114403	0.16958	0.106393	0.148979	0.181036944	0.1441
	0.231087	0.145639	0.220989	0.135763	0.187308	0.189803391	0.1759
	0.214893	0.140489	0.204264	0.130391	0.178735	0.183342572	0.1674
	0.181963	0.123815	0.172827	0.11445	0.156591	0.176926283	0.1489
	0.160813	0.100657	0.151889	0.093741	0.1348	0.172628526	0.1307
	0.149895	0.06671	0.135889	0.063697	0.107964	0.170965617	0.1090
	0.141756	0.059155	0.127498	0.056713	0.098932	0.166430996	0.1017
	0.135392	0.063633	0.124181	0.060561	0.10068	0.16428695	0.1027
	0.129522	0.074723	0.12226	0.070092	0.106131	0.164868046	0.1076
	0.131686	0.079948	0.124919	0.074683	0.110003	0.164047247	0.1107
	0.134363	0.085922	0.128088	0.079912	0.114389	0.162254084	0.1141
	0.13302	0.083679	0.126632	0.077938	0.112605	0.161633168	0.1125
	0.132107	0.080734	0.125504	0.075389	0.110915	0.167624149	0.1120
	0.135697	0.080828	0.128476	0.075636	0.112841	0.170583125	0.1137
	0.142369	0.098021	0.136728	0.090605	0.124735	0.174718201	0.1250
	0.132107	0.100951	0.128627	0.092495	0.120677	0.170803741	0.1227
	0.121267	0.101994	0.119387	0.092669	0.114747	0.169201871	0.1196
	0.117027	0.097817	0.115212	0.088933	0.110619	0.166670604	0.1159
	0.119035	0.10306	0.117502	0.093387	0.113663	0.161594464	0.1178
	0.12131	0.093422	0.118359	0.085544	0.111217	0.160354904	0.1138
	0.135438	0.085801	0.129031	0.079874	0.115094	0.16141073	0.1142
	0.178512	0.115675	0.168205	0.107321	0.149985	0.17036196	0.1423
	0.18558	0.128215	0.178781	0.118483	0.158956	0.175388981	0.1520
	0.15834	0.118657	0.157792	0.109172	0.140891	0.172596669	0.1398
	0.145423	0.097244	0.143256	0.090362	0.124527	0.1685485	0.1248
	0.132251	0.073657	0.127932	0.069463	0.105858	0.166243003	0.1086
	0.120912	0.066782	0.117529	0.063052	0.097305	0.165912906	0.1021
	0.126669	0.084219	0.125339	0.078336	0.10909	0.165420153	0.1125
	0.12328	0.102405	0.122979	0.093272	0.115381	0.163848608	0.1196
	0.119012	0.083585	0.115144	0.077168	0.105752	0.163167927	0.1090
	0.123848	0.090913	0.120033	0.082926	0.111033	0.168277051	0.1126
	0.114655	0.080077	0.110883	0.073957	0.101524	0.154682293	0.1042
	0.114853	0.098069	0.11318	0.088957	0.108941	0.149822616	0.1118
	0.108486	0.104312	0.108111	0.093624	0.107103	0.150442526	0.1127
	0.11098	0.109682	0.110864	0.098204	0.110555	0.150706517	0.1160
	0.107965	0.092283	0.10652	0.08372	0.10267	0.153110853	0.1077
	0.103746	0.079054	0.101421	0.072479	0.095119	0.154040523	0.1004
	0.105616	0.066567	0.101453	0.062043	0.090532	0.154868607	0.0951
	0.109301	0.061412	0.102177	0.057682	0.089668	0.153545793	0.0925
	0.117534	0.064344	0.107623	0.060453	0.095071	0.149472909	0.0954
	0.160809	0.095978	0.150061	0.089616	0.13011	0.151020091	0.1234
	0.215555	0.140026	0.205074	0.129914	0.17431	0.162810811	0.1624
	0.300315	0.194825	0.27992	0.180513	0.236469	0.184516184	0.2152
	0.36178	0.229757	0.33304	0.213293	0.279327	0.205992124	0.2523
	0.374349	0.234178	0.339588	0.217302	0.28282	0.213057184	0.2574
	0.361553	0.195522	0.313747	0.183187	0.24999	0.193379175	0.2272
	0.308812	0.153358	0.267052	0.144625	0.202254	0.171998485	0.1879
	0.235461	0.098331	0.202759	0.093944	0.140121	0.158894754	0.1386
	0.248314	0.102178	0.212374	0.097724	0.146346	0.159024894	0.1435
	0.262598	0.095672	0.215877	0.092091	0.140431	0.170372554	0.1429
	0.294371	0.093569	0.228067	0.090604	0.137799	0.183209568	0.1466
	0.337279	0.101104	0.25001	0.098102	0.14695	0.197484753	0.1587
	0.306288	0.078625	0.227965	0.076931	0.12354	0.210108134	0.1434
	0.418217	0.121883	0.304279	0.118624	0.184971	0.238433938	0.1936
	0.536254	0.165902	0.371322	0.159964	0.236055	0.273193089	0.2411
	0.559384	0.150833	0.368816	0.147035	0.218056	0.269927033	0.2302
	0.409873	0.110594	0.286826	0.107827	0.168441	0.23742363	0.1822
	0.342326	0.126801	0.272379	0.121904	0.191156	0.203900794	0.1832
	0.26896	0.132721	0.236216	0.125499	0.188287	0.181325448	0.1728
	0.212283	0.132364	0.196458	0.123017	0.172231	0.170711216	0.1590
	0.188013	0.123415	0.176939	0.114339	0.158087	0.168420673	0.1482
	0.179405	0.115549	0.168838	0.107253	0.150259	0.168763167	0.1421
	0.179639	0.118389	0.169441	0.109656	0.151534	0.165644772	0.1429
	0.181522	0.120702	0.171167	0.11158	0.153185	0.165391776	0.1444
	0.190574	0.13747	0.181488	0.126302	0.165993	0.16522322	0.1552
	0.204276	0.169617	0.198358	0.15397	0.188362	0.162968753	0.1747
	0.249183	0.198262	0.238205	0.180342	0.222352	0.16135687	0.2001
	0.370843	0.271089	0.337511	0.247026	0.303225	0.171660318	0.2661
	0.454218	0.295073	0.393894	0.270839	0.33433	0.183924701	0.2956
	0.39815	0.212328	0.336566	0.198656	0.265975	0.191299633	0.2410
	0.381821	0.188488	0.325125	0.177961	0.247451	0.206223526	0.2290
	0.383453	0.144617	0.306396	0.139054	0.20866	0.212091017	0.2022
	0.445438	0.179746	0.344616	0.171557	0.239824	0.212079707	0.2296
	0.404076	0.140269	0.298983	0.13489	0.192142	0.199011453	0.1931
	0.295318	0.097818	0.233116	0.094608	0.149621	0.18825329	0.1527
	0.254215	0.090399	0.209756	0.087218	0.143386	0.183970086	0.1429
	0.226133	0.116092	0.203815	0.109596	0.164955	0.178380415	0.1546
	0.202704	0.124195	0.187689	0.11563	0.163948	0.173362396	0.1530
	0.212859	0.146178	0.200697	0.134874	0.181451	0.176038568	0.1678
	0.248391	0.173798	0.2333	0.160017	0.21163	0.18613704	0.1930
	0.29198	0.204375	0.272042	0.188037	0.246258	0.203998992	0.2229
	0.294537	0.202522	0.274066	0.18671	0.24756	0.204912629	0.2232
	0.277977	0.203815	0.266033	0.187157	0.23868	0.196915381	0.2185
	0.270024	0.217489	0.266579	0.198388	0.239824	0.183372752	0.2211
	0.270555	0.210632	0.261272	0.19232	0.238003	0.183743167	0.2172
	0.269359	0.208849	0.256022	0.19043	0.238209	0.186845994	0.2161
	0.276887	0.197927	0.258315	0.181588	0.234732	0.189623489	0.2124
	0.286976	0.20872	0.268076	0.19117	0.244592	0.18810922	0.2201
	0.293793	0.224292	0.277001	0.20462	0.256109	0.187481914	0.2298
	0.284305	0.235373	0.273273	0.213446	0.258713	0.191089341	0.2344
	0.28391	0.237824	0.273589	0.215476	0.259881	0.192213334	0.2358
	0.284571	0.220459	0.269655	0.200948	0.250535	0.189920471	0.2263
	0.277513	0.199705	0.258886	0.183057	0.235376	0.18429955	0.2123
	0.263106	0.199947	0.248854	0.182529	0.229853	0.183866333	0.2090
	0.271095	0.211397	0.261105	0.19285	0.237738	0.183833427	0.2174
	0.278996	0.227518	0.274887	0.207119	0.247881	0.18634743	0.2288
	0.300837	0.239409	0.299409	0.2183	0.263007	0.19179903	0.2412
	0.321	0.246631	0.310353	0.25451	0.274659	0.24436139	0.2503
	0.313471	0.226528	0.298455	0.208	0.259799	0.191827663	0.2369
	0.316582	0.237182	0.303254	0.217067	0.266459	0.188452382	0.2425
	0.304467	0.227724	0.292418	0.208522	0.257038	0.186257475	0.2344
	0.291794	0.225028	0.283152	0.205659	0.251238	0.187860656	0.2306
	0.290278	0.199209	0.270847	0.183486	0.237674	0.189012565	0.2160
	0.300309	0.219751	0.280034	0.201094	0.255662	0.19298406	0.2299
	0.306761	0.237515	0.28942	0.216373	0.268407	0.193714018	0.2411
	0.308029	0.258022	0.295892	0.233665	0.280657	0.188681389	0.2514

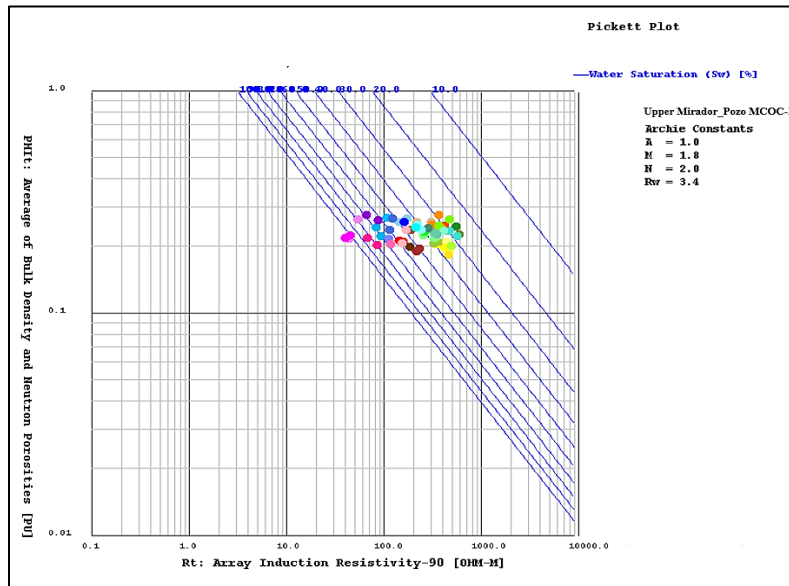
L
O
W
E
R

M
I
R
A
B
O
R

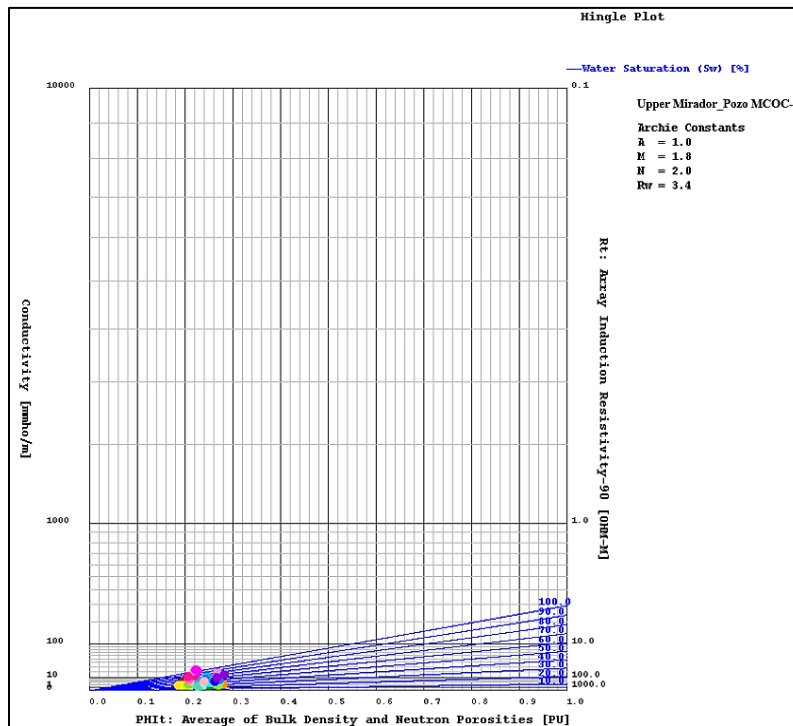
Apéndice 17. Modelos de representación gráfica cruzado de porosidad y resistividad

(Hingle y Pickett) en función de Sw.

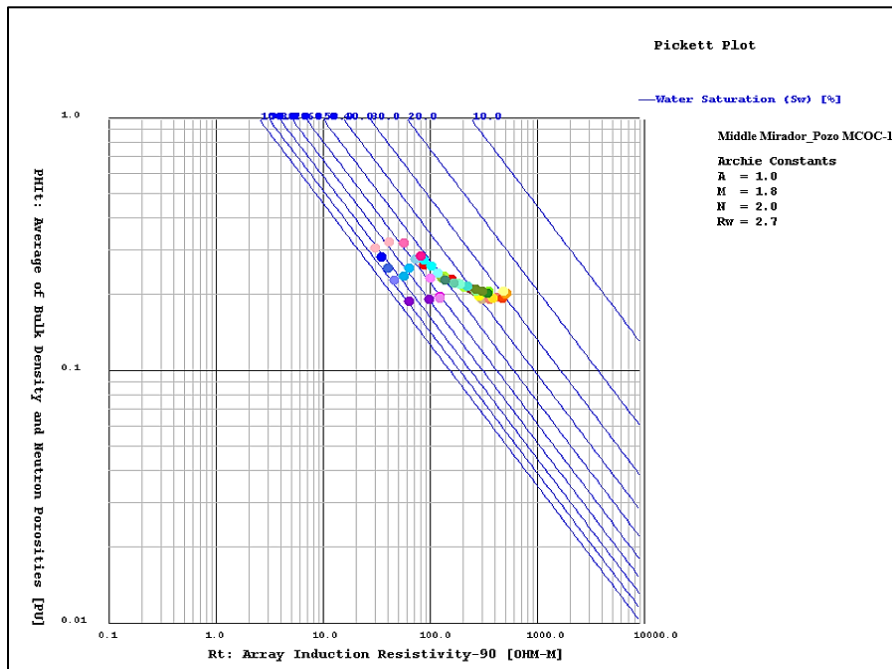
Apéndice 17A. Pickett plot _ Upper Mirador_Pozo MCOC-1



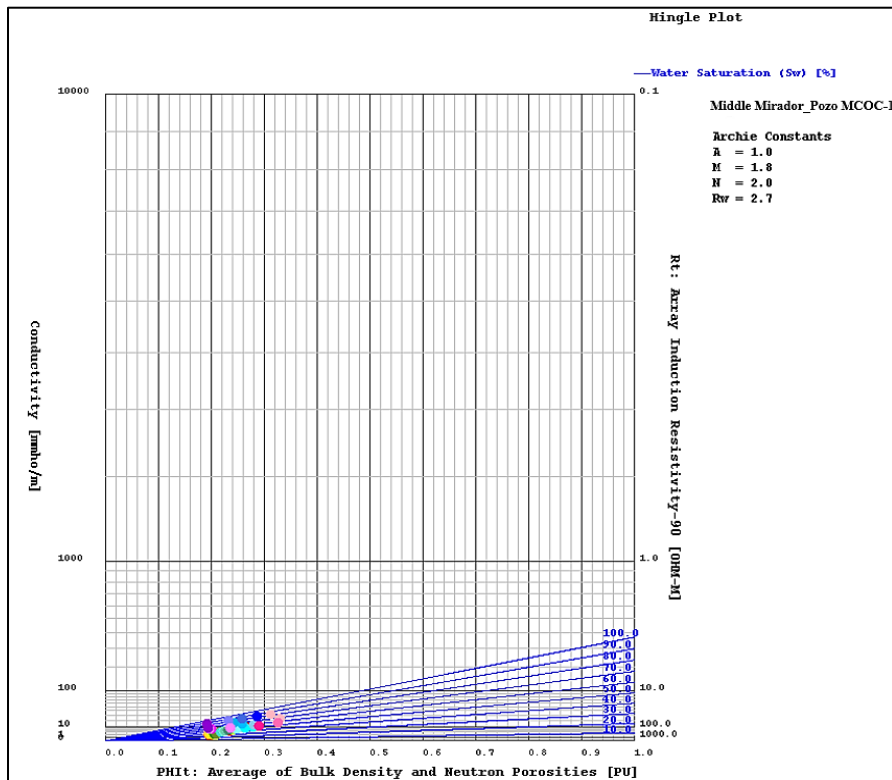
Apéndice 17B. Hingle plot _ Upper Mirador_Pozo MCOC-1



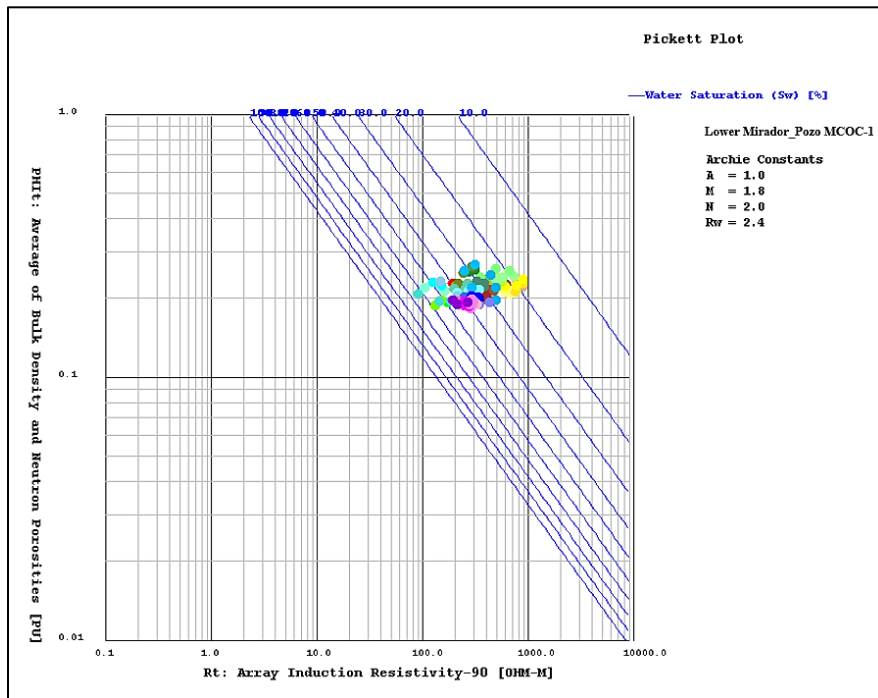
Apéndice 17C. Pickett plot _ Middle Mirador_Pozo MCOC-1



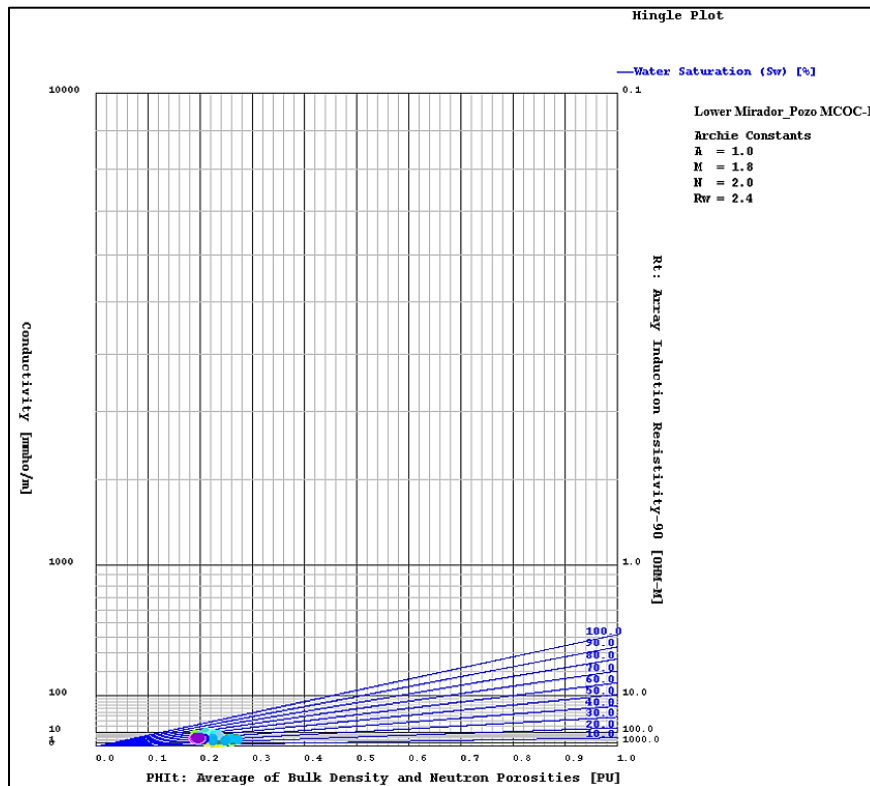
Apéndice 17D. Hingle plot _ Middle Mirador_Pozo MCOC-1



Apéndice 17E. Pickett plot _ Lower Mirador_Pozo MCOC-1



Apéndice 17F. Hingle plot _ Lower Mirador_Pozo MCOC-1



**Apéndice 18. Matriz comparativa con los diferentes modelos alternativos de Saturación
agua _ U.E: SS9, SS8, SS7, SS6, SS5, SS4, SS3, SS2, SS1.**

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS9	1	0.298376	0.566554	0.291337	0.324456	0.402027882
	0.86715	0.366137	0.616772	0.349095	0.431469	0.267666152
	0.7059	0.449579	0.599723	0.414857	0.487852	0.240594507
	0.601953	0.474118	0.560831	0.43125	0.497203	0.225494084
	0.551379	0.399996	0.497171	0.365738	0.441255	0.219276376
	0.538562	0.295649	0.451516	0.2766	0.364483	0.221467925
	0.507079	0.214959	0.401453	0.205097	0.297564	0.224619875
	0.444375	0.152044	0.335562	0.146827	0.23163	0.22279648
	0.408075	0.155922	0.325476	0.149851	0.233845	0.212776652
	0.400097	0.204613	0.346773	0.19312	0.271662	0.207398752
	0.442959	0.325437	0.417128	0.298442	0.358683	0.200342703
	0.560237	0.452422	0.533287	0.411204	0.466874	0.207768183
	0.566971	0.319205	0.474728	0.297779	0.376542	0.213483615
	0.480828	0.156307	0.346618	0.15112	0.228318	0.219561394

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS8	0.464205	0.12297	0.317089	0.120022	0.185963	0.218389182
	0.439874	0.132806	0.318679	0.128992	0.199139	0.204231993
	0.408393	0.143999	0.317288	0.138955	0.211469	0.200303764
	0.388161	0.110873	0.281419	0.107909	0.173156	0.205693912
	0.352646	0.088446	0.249907	0.0865	0.145637	0.200902103
	0.405477	0.152208	0.313022	0.146027	0.219983	0.195134411
	0.395903	0.217634	0.34341	0.203765	0.272417	0.183875654
	0.406278	0.261409	0.372066	0.24239	0.309587	0.188734635
	0.425239	0.215916	0.366884	0.203953	0.28694	0.209182801
	0.428742	0.148517	0.337938	0.143727	0.232162	0.233952417
	0.402182	0.101418	0.300467	0.099539	0.179333	0.243412402
	0.354635	0.094003	0.271612	0.092065	0.168426	0.233163761

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS7	0.335866	0.123258	0.279828	0.119043	0.201401	0.214829341
	0.289765	0.130969	0.25853	0.125121	0.199513	0.199931456
	0.27259	0.105685	0.235388	0.101816	0.172607	0.195560815
	0.291345	0.111395	0.24767	0.107331	0.179971	0.196822673
	0.274343	0.094753	0.230012	0.091788	0.161441	0.194779129
	0.314655	0.154048	0.275275	0.145928	0.219169	0.189142239
	0.336472	0.181885	0.293604	0.170673	0.24373	0.185574018
	0.294496	0.138692	0.255452	0.131648	0.200281	0.177510573
	0.263229	0.1048	0.224869	0.100629	0.163777	0.171920151
	0.260883	0.08312	0.211469	0.080691	0.14053	0.173000929
	0.268292	0.087513	0.218512	0.084882	0.147267	0.179030058
	0.243704	0.073603	0.198646	0.071669	0.12985	0.185159967
	0.249355	0.096384	0.215174	0.092808	0.156503	0.179412405
	0.249577	0.112368	0.221368	0.107197	0.168998	0.17220519
	0.242609	0.117443	0.218183	0.111476	0.170129	0.166581588
	0.247429	0.094405	0.210792	0.090873	0.15111	0.170894859
	0.265977	0.085407	0.214104	0.08284	0.141922	0.174334251
	0.282901	0.08693	0.224104	0.084487	0.142395	0.176791439
	0.301881	0.092164	0.237355	0.089613	0.147425	0.180045947
	0.326505	0.100717	0.251808	0.097803	0.156524	0.182593056
	0.333444	0.103643	0.25623	0.10059	0.159741	0.181652529
	0.339372	0.112681	0.260916	0.108887	0.169831	0.176813404
	0.359203	0.140712	0.283113	0.134572	0.200125	0.174949255
0.38937	0.162217	0.310046	0.154596	0.224982	0.17759527	
0.511419	0.227801	0.392846	0.215495	0.290786	0.201139209	
0.688958	0.262023	0.475985	0.250324	0.335521	0.251953506	

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS6	0.758386	0.256779	0.496007	0.247467	0.32404	0.268286942
	0.644564	0.239847	0.453108	0.22982	0.311082	0.232849943
	0.558318	0.254463	0.432269	0.240706	0.324139	0.218636414
	0.553707	0.316513	0.472549	0.295471	0.37731	0.219166972
	0.588748	0.303126	0.482401	0.285126	0.375293	0.233855254
	0.675901	0.24647	0.489452	0.237407	0.337697	0.271918304
	0.770244	0.177156	0.449576	0.173964	0.252981	0.32497102

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS5	0.664861	0.095733	0.312921	0.094846	0.06843	0.314629465
	0.399701	0.086996	0.270789	0.085576	0.134161	0.222575854
	0.280316	0.131853	0.247575	0.125338	0.191363	0.190999561
	0.254705	0.125151	0.228894	0.118648	0.179396	0.180811856
	0.242252	0.151827	0.229065	0.141396	0.193025	0.177223091
	0.249404	0.139724	0.228181	0.131142	0.190381	0.181599265
	0.250446	0.126019	0.222358	0.119134	0.18442	0.193805958
	0.264192	0.138455	0.23556	0.130498	0.197852	0.202879441
	0.268839	0.14577	0.241407	0.137083	0.205159	0.202779929
	0.248141	0.156381	0.233694	0.145618	0.202534	0.19523177
	0.228918	0.151921	0.221571	0.14111	0.190691	0.189572629
	0.22985	0.151392	0.218938	0.140505	0.192248	0.192347195
	0.244878	0.172335	0.231419	0.158764	0.211083	0.193157934
	0.249149	0.161842	0.231335	0.149982	0.205753	0.191428495
	0.269736	0.168901	0.246297	0.156768	0.215378	0.18311313
	0.319373	0.198449	0.285716	0.183892	0.247183	0.180324359
	0.381645	0.254848	0.340596	0.234248	0.298631	0.183389557
	0.425473	0.295561	0.386059	0.27118	0.335502	0.195797333
	0.33172	0.213632	0.308843	0.198247	0.260259	0.197169264
	0.256764	0.148129	0.236109	0.138743	0.198809	0.195700283
	0.226481	0.145259	0.21126	0.134851	0.187902	0.188554548
	0.217792	0.135006	0.202581	0.125714	0.178767	0.186458187
	0.250741	0.14454	0.227559	0.1352	0.195597	0.187372533
	0.278714	0.161287	0.253625	0.15085	0.212664	0.189043268
	0.302207	0.157968	0.268812	0.148848	0.213403	0.186565159
	0.329735	0.189074	0.29973	0.176994	0.239135	0.185982216
	0.353044	0.190867	0.315159	0.179397	0.241915	0.184417395
	0.406473	0.238104	0.362856	0.222071	0.284152	0.186243588
	0.436059	0.239779	0.375721	0.224306	0.288633	0.188914714
	0.570256	0.314846	0.45964	0.292509	0.359378	0.206334808
0.579358	0.294058	0.445617	0.274348	0.346291	0.213811057	
0.609491	0.296873	0.458001	0.277751	0.346495	0.21679864	
0.634285	0.295068	0.464863	0.276955	0.342113	0.226887238	
0.687811	0.223883	0.43751	0.215506	0.282339	0.24735943	

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS4	0.475059	0.076665	0.262239	0.075828	0.057405	0.250546782
	0.363588	0.130986	0.284639	0.126099	0.198162	0.207948599
	0.324574	0.210186	0.303278	0.19501	0.25615	0.195622765
	0.319215	0.252298	0.311536	0.23031	0.277607	0.188355135
	0.338114	0.28868	0.334973	0.261849	0.30451	0.186057097
	0.393762	0.30881	0.378031	0.28154	0.334031	0.19300996
	0.550632	0.411692	0.510508	0.376132	0.440995	0.220331579
	0.948609	0.548732	0.722483	0.506986	0.588709	0.292885416

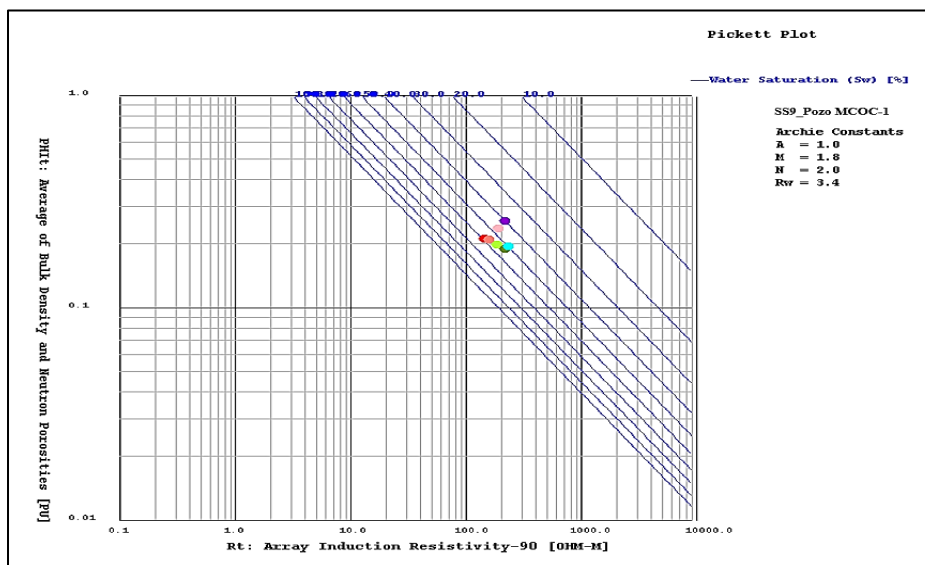
Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MSimandoux	Sw_Poupon- Leveau	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS3	0.495914	0.219275	0.403472	0.208942	0.293146	0.217549505
	0.381854	0.282411	0.361545	0.258676	0.314556	0.193266311
	0.374889	0.261604	0.351675	0.24095	0.301597	0.19732735
	0.402212	0.216573	0.349636	0.203341	0.279189	0.209139739
	0.360844	0.153038	0.297116	0.146028	0.220404	0.210702355
	0.253968	0.086612	0.211392	0.083871	0.144593	0.199112983
	0.186864	0.08442	0.171763	0.080674	0.132408	0.185709496
	0.149068	0.089902	0.145011	0.084252	0.122634	0.177642154
	0.134002	0.09222	0.131159	0.085424	0.117603	0.17177758
	0.139108	0.092751	0.133447	0.08601	0.121149	0.173421205
	0.176399	0.114403	0.16958	0.106393	0.148979	0.181036944
	0.231087	0.145639	0.220989	0.135763	0.187308	0.189803391
	0.214893	0.140489	0.204264	0.130391	0.178735	0.183342572
	0.181963	0.123815	0.172827	0.11445	0.156591	0.176926283
	0.160813	0.100657	0.151889	0.093741	0.1348	0.172628526
	0.149895	0.06671	0.135589	0.063697	0.107964	0.170965617
	0.141756	0.059155	0.127498	0.056713	0.098932	0.166430996
	0.135392	0.063633	0.124181	0.060561	0.10068	0.16428695
	0.129522	0.074723	0.12226	0.070092	0.106131	0.164868046
	0.131686	0.079948	0.124919	0.074683	0.110003	0.164047247
	0.134363	0.085922	0.128088	0.079912	0.114389	0.162254084
	0.13302	0.083679	0.126632	0.077938	0.112605	0.161633168
	0.132107	0.080734	0.125504	0.075389	0.110915	0.167624149
	0.135697	0.080828	0.128476	0.075636	0.112841	0.170583125
	0.142369	0.098021	0.136728	0.090605	0.124735	0.174718201
	0.132107	0.100951	0.128627	0.092495	0.120677	0.170803741
	0.121267	0.101994	0.119387	0.092669	0.114747	0.169201871
	0.117027	0.097817	0.115212	0.088933	0.110619	0.166670604
	0.119035	0.10306	0.117502	0.093387	0.113663	0.161594464
	0.12131	0.093422	0.118359	0.085544	0.111217	0.160354904
	0.135438	0.085801	0.129031	0.079874	0.115094	0.16141073
	0.178512	0.115675	0.168205	0.107321	0.149985	0.17036196
	0.18558	0.128215	0.178781	0.118483	0.158956	0.175358981
	0.15834	0.118657	0.157792	0.109172	0.140991	0.172559669
	0.145423	0.097244	0.143256	0.090362	0.124527	0.1685485
	0.132251	0.073657	0.127932	0.069463	0.105858	0.166243003
	0.120912	0.066782	0.117529	0.063052	0.097305	0.165912906
	0.126669	0.084219	0.125339	0.078336	0.10909	0.165420153
	0.12328	0.102405	0.122979	0.093272	0.115381	0.163848608
	0.119012	0.083585	0.115144	0.077168	0.105752	0.163167927
	0.123848	0.09013	0.120031	0.082926	0.111033	0.159077051
	0.114655	0.080077	0.110883	0.073957	0.101524	0.154682293
	0.114853	0.098069	0.11318	0.088957	0.108941	0.149822616
	0.108486	0.104312	0.108111	0.093624	0.107103	0.150442526
	0.11098	0.109682	0.110864	0.098204	0.110555	0.150706517
0.107965	0.092283	0.10652	0.08372	0.10267	0.153110853	
0.103746	0.079054	0.101421	0.072479	0.095119	0.154040523	
0.105616	0.066567	0.101453	0.062043	0.090532	0.154868607	
0.109301	0.061412	0.102177	0.057682	0.089668	0.151945793	
0.117534	0.064344	0.107623	0.060453	0.095071	0.149472909	
0.160809	0.095978	0.150061	0.089616	0.13011	0.151020091	
0.215555	0.140026	0.205074	0.129914	0.17431	0.162810811	
0.300315	0.194825	0.27992	0.180513	0.236469	0.184516184	
0.36178	0.229757	0.33304	0.213293	0.279327	0.205992124	
0.374349	0.234178	0.339558	0.217302	0.28282	0.213057184	
0.361553	0.195522	0.313747	0.183187	0.24999	0.193379175	
0.308812	0.153358	0.267032	0.144625	0.202254	0.171998485	
0.235461	0.098331	0.202759	0.093944	0.140121	0.158090754	
0.248314	0.102178	0.212374	0.097724	0.146346	0.159024894	
0.262598	0.095672	0.215877	0.092091	0.140431	0.170372554	

Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MLSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS2	0.409873	0.110594	0.286826	0.107827	0.168441	0.23742363
	0.342326	0.126801	0.272379	0.121904	0.191156	0.203900794
	0.26896	0.132721	0.236216	0.125499	0.188287	0.181325448
	0.212283	0.132364	0.196458	0.123017	0.172231	0.170711216
	0.188013	0.123415	0.176939	0.114339	0.158087	0.168420673
	0.179405	0.115549	0.168838	0.107253	0.150259	0.168763167
	0.179639	0.118389	0.169441	0.109656	0.151534	0.165614772
	0.181522	0.120702	0.171167	0.11168	0.153185	0.165391776
	0.190574	0.13747	0.181488	0.126302	0.165993	0.164522322
	0.204276	0.169617	0.198358	0.15397	0.188362	0.162968753
	0.249183	0.198262	0.238205	0.180342	0.222352	0.16135687
	0.370843	0.271089	0.337511	0.247026	0.303225	0.171660318
	0.454218	0.295073	0.393894	0.270839	0.33433	0.183924701
	0.39815	0.212328	0.336566	0.198656	0.265975	0.191299633
	0.381821	0.188488	0.325125	0.177961	0.247451	0.206223526
0.383453	0.144617	0.306396	0.139054	0.20866	0.212091017	
0.445438	0.179746	0.344616	0.171557	0.239824	0.212079707	

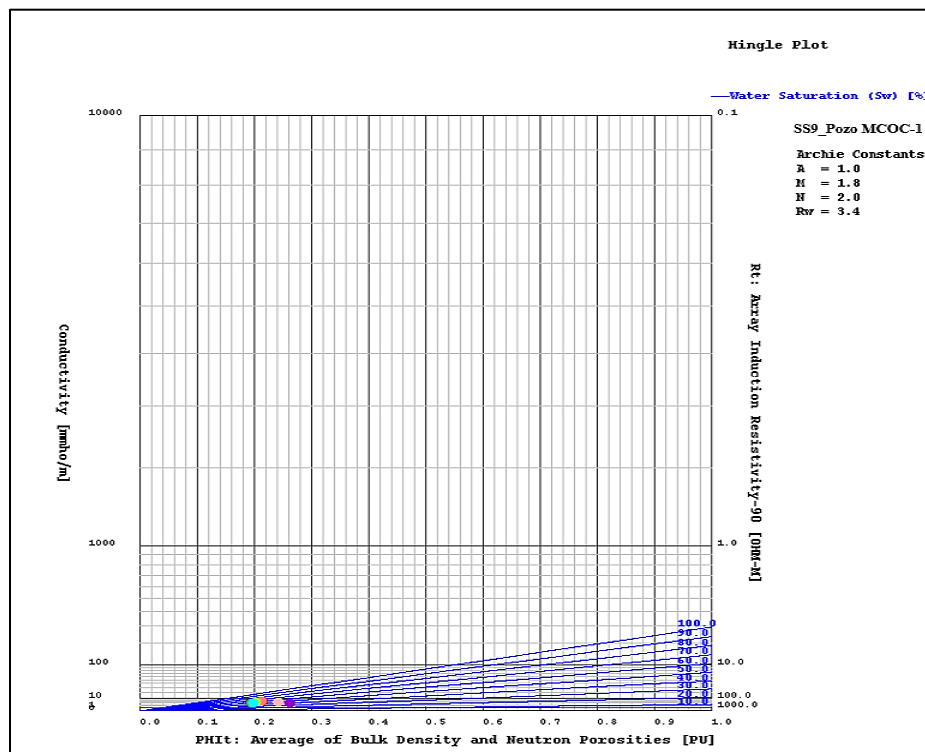
Unidades estratigráficas	Sw_Archie	Sw_MLSimandoux	Sw_Poupon-Leveaux	Sw_SLB	Sw_Dual Water	Sw_Kennedy and Herrick
SS1	0.404076	0.140269	0.298983	0.13489	0.192142	0.199011453
	0.295318	0.097818	0.233116	0.094608	0.149621	0.18825329
	0.254215	0.090399	0.209756	0.087218	0.143386	0.183970086
	0.226133	0.116092	0.203815	0.109596	0.164955	0.178380415
	0.202704	0.124195	0.187689	0.11563	0.163948	0.173362396
	0.212859	0.146178	0.200697	0.134874	0.181451	0.176038568
	0.248391	0.173798	0.2333	0.160017	0.21163	0.18613704
	0.29198	0.204375	0.272042	0.188037	0.246258	0.203998992
	0.294537	0.202522	0.274066	0.18671	0.24756	0.204912629
	0.277977	0.203815	0.266033	0.187157	0.23868	0.196915381
	0.270024	0.217489	0.266579	0.198388	0.239824	0.183372752
	0.270555	0.210632	0.261272	0.19232	0.238003	0.183743167
	0.269359	0.208849	0.256022	0.19043	0.238209	0.186845994
	0.276887	0.197927	0.258315	0.181588	0.234732	0.189623489
	0.286976	0.20872	0.268076	0.19117	0.244592	0.18810922
	0.293793	0.224292	0.277001	0.20462	0.256109	0.187481914
	0.284305	0.235373	0.273273	0.213446	0.258713	0.191089341
	0.28391	0.237824	0.273589	0.215476	0.259881	0.192213334
	0.284571	0.220459	0.269655	0.200948	0.250535	0.189920471
	0.277513	0.199705	0.258886	0.183057	0.235376	0.18429955
	0.263106	0.199947	0.248854	0.182529	0.229853	0.183866333
	0.271095	0.211397	0.261105	0.19285	0.237738	0.183833427
	0.278996	0.227518	0.274887	0.207119	0.247881	0.18634743
	0.300837	0.239409	0.294019	0.2183	0.263007	0.191479903
	0.321	0.246631	0.310353	0.225451	0.274659	0.194436139
	0.313471	0.226528	0.298455	0.208	0.259799	0.191827663
	0.316582	0.237182	0.303254	0.217067	0.266459	0.188452382
	0.304467	0.227724	0.292418	0.208522	0.257038	0.186257475
	0.291794	0.225028	0.283152	0.205659	0.251238	0.187860656
	0.290278	0.199209	0.270847	0.183486	0.237674	0.189012565
	0.300309	0.219751	0.280034	0.201094	0.255662	0.19298406
	0.306761	0.237515	0.28942	0.216373	0.268407	0.193714018
	0.308029	0.258022	0.295892	0.233665	0.280657	0.188681389

Apéndice 19. Continuación de matriz comparativa con modelos de Sw en representación gráfica cruzado de porosidad y resistividad (Pickett y Hingle) en función de Sw para U.E

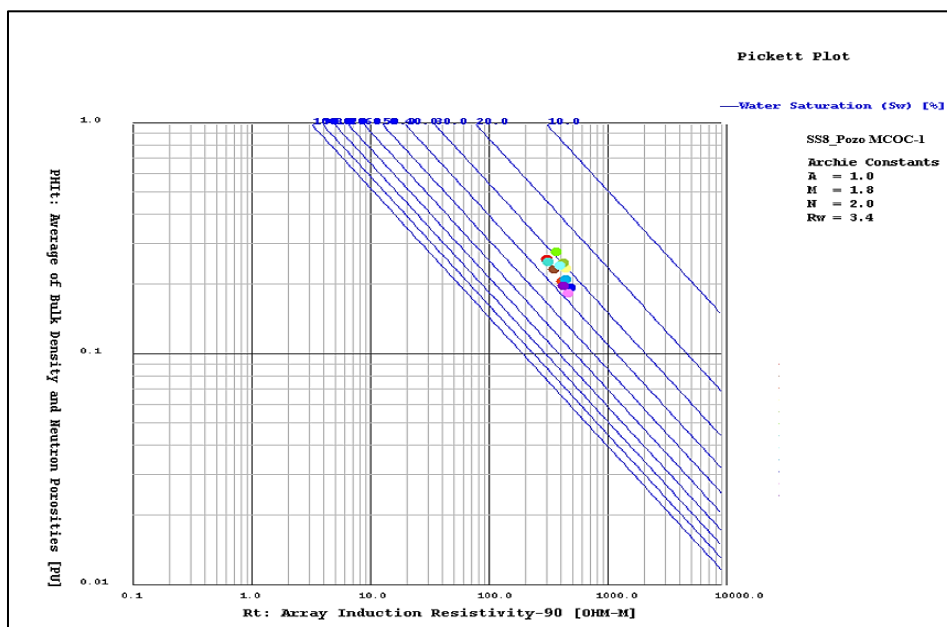
Apéndice 19A. Pickett_ SS9_Pozo MCOC-1



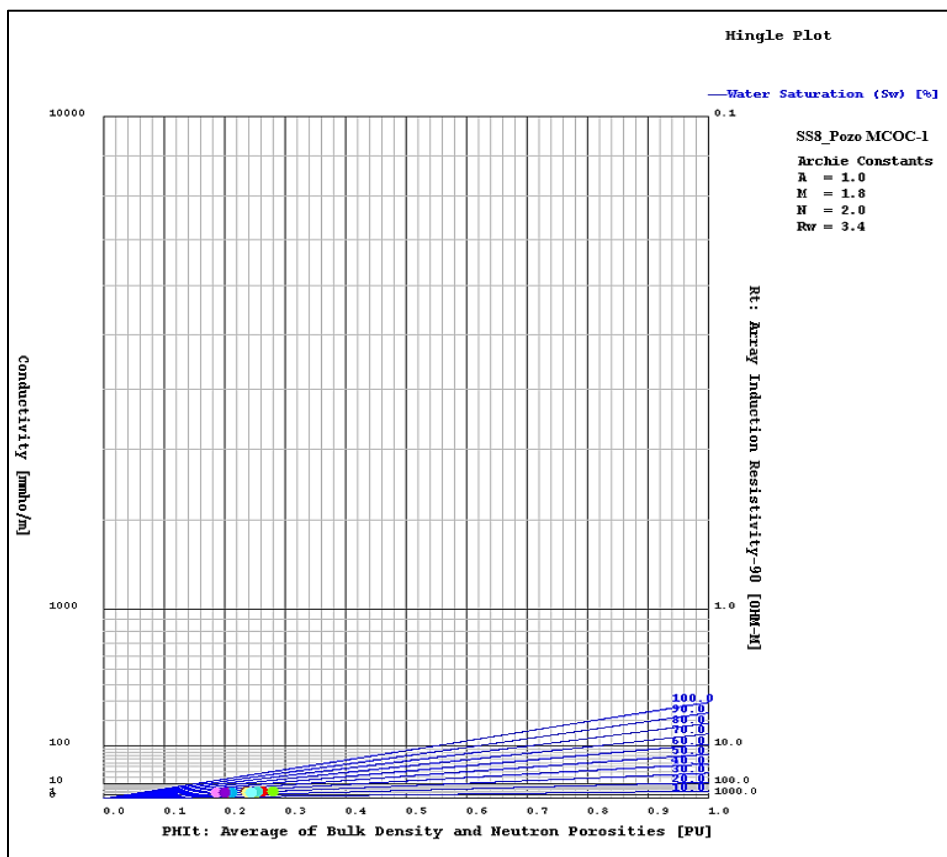
Apéndice 19B. Hingle_ SS9_Pozo MCOC-1



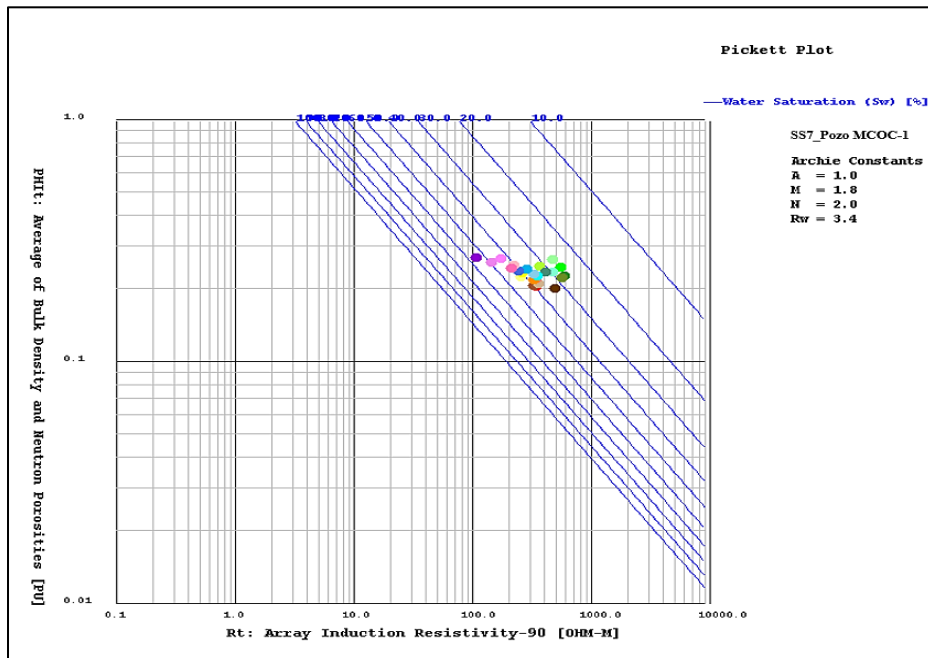
Apéndice 19C. Pickett_SS8_Pozo MCOC-1



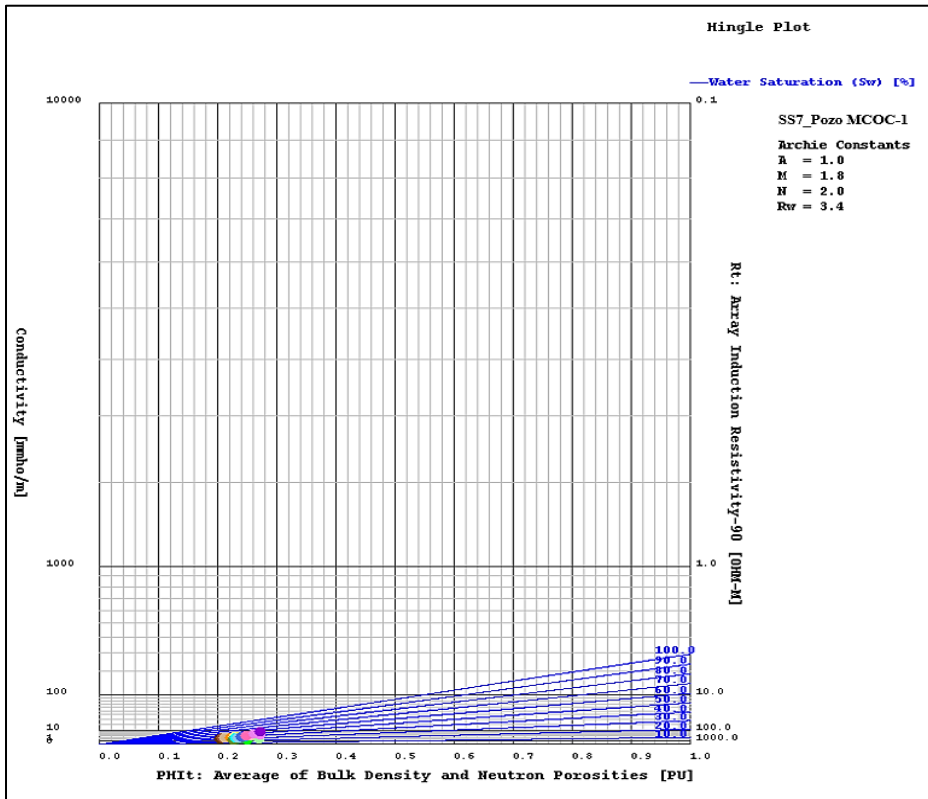
Apéndice 19D. Hingle_SS8_Pozo MCOC-1



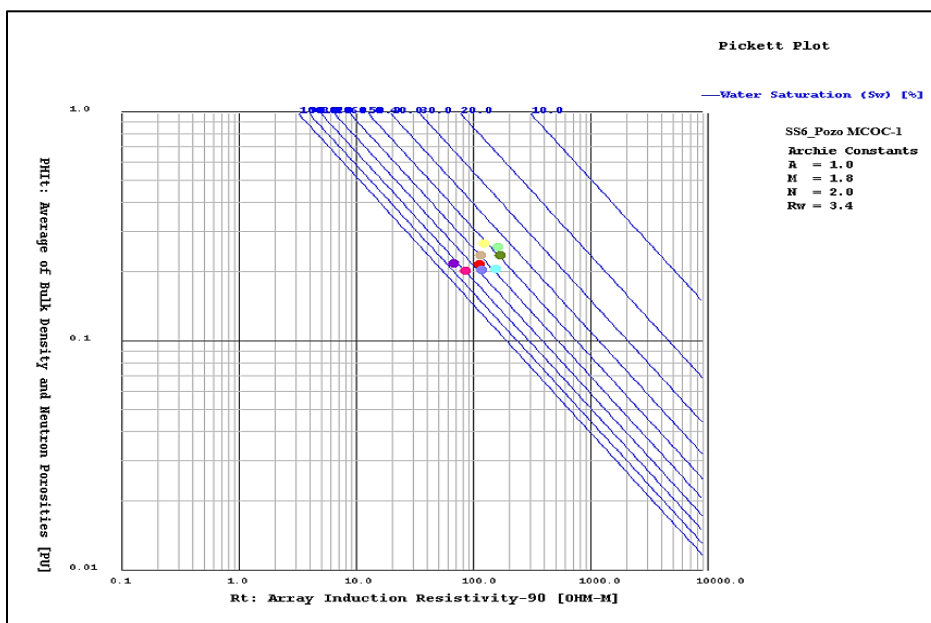
Apéndice 19E. Pickett_SS7_Pozo MCOC-1



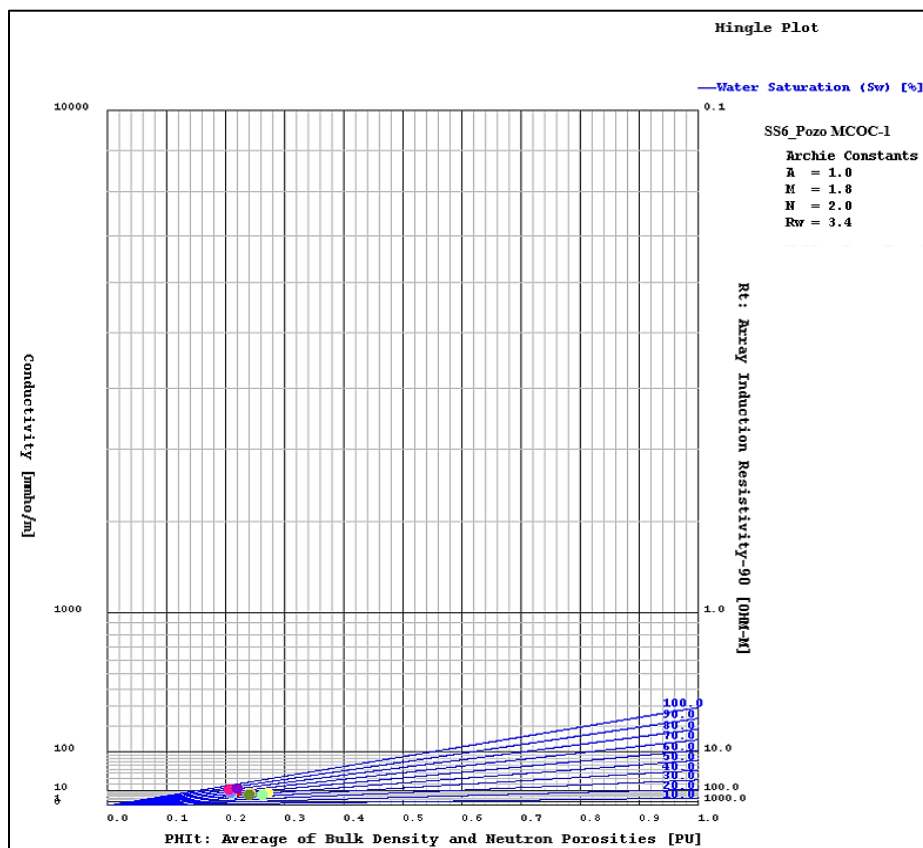
Apéndice 19F. Hingle_SS7_Pozo MCOC-1



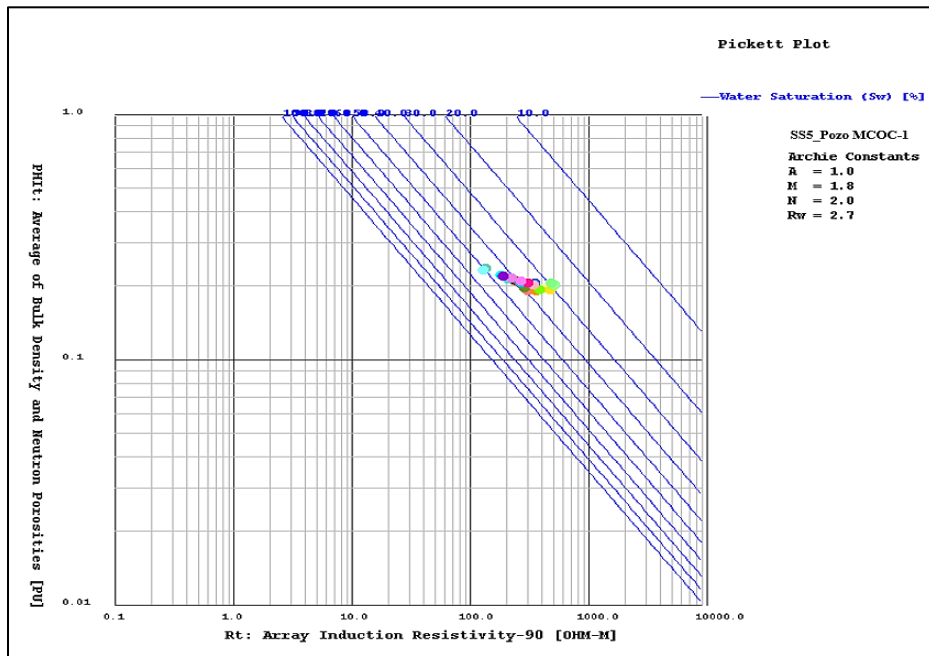
Apéndice 19G. Pickett_SS6_Pozo MCOC-1



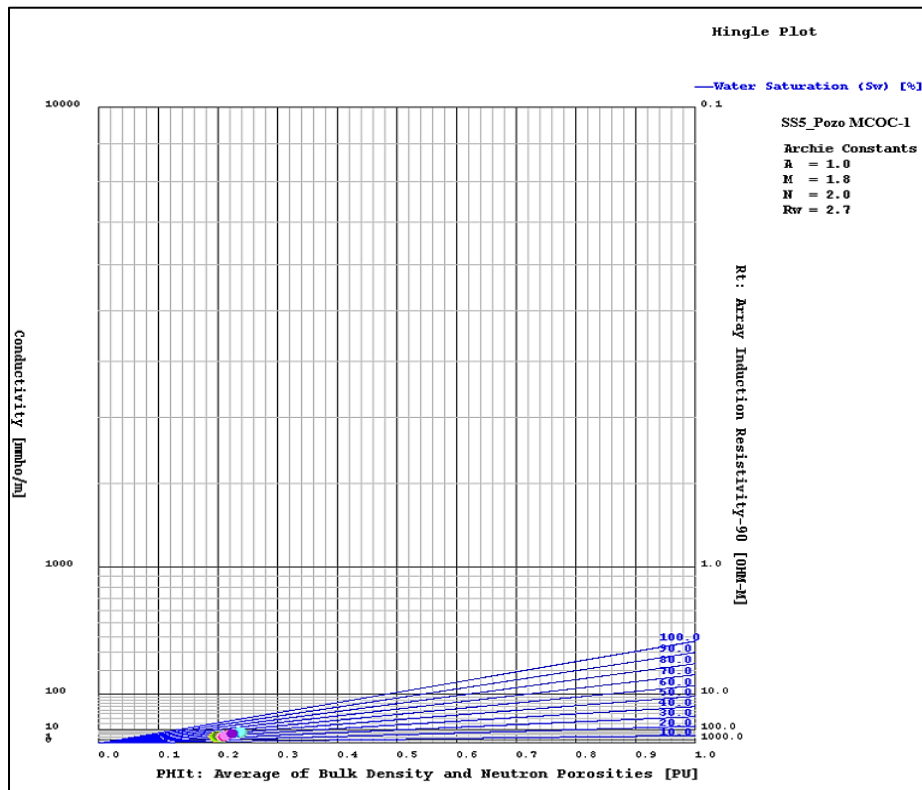
Apéndice 19H. Hingle_SS6_Pozo MCOC-1



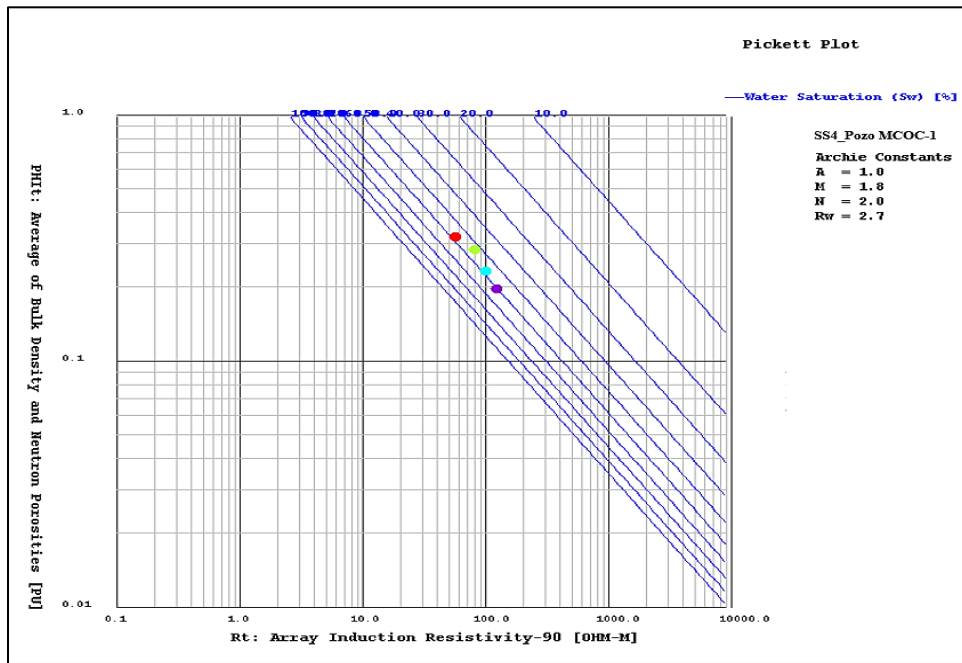
Apéndice 19I. Pickett_SS5_Pozo MCOC-1



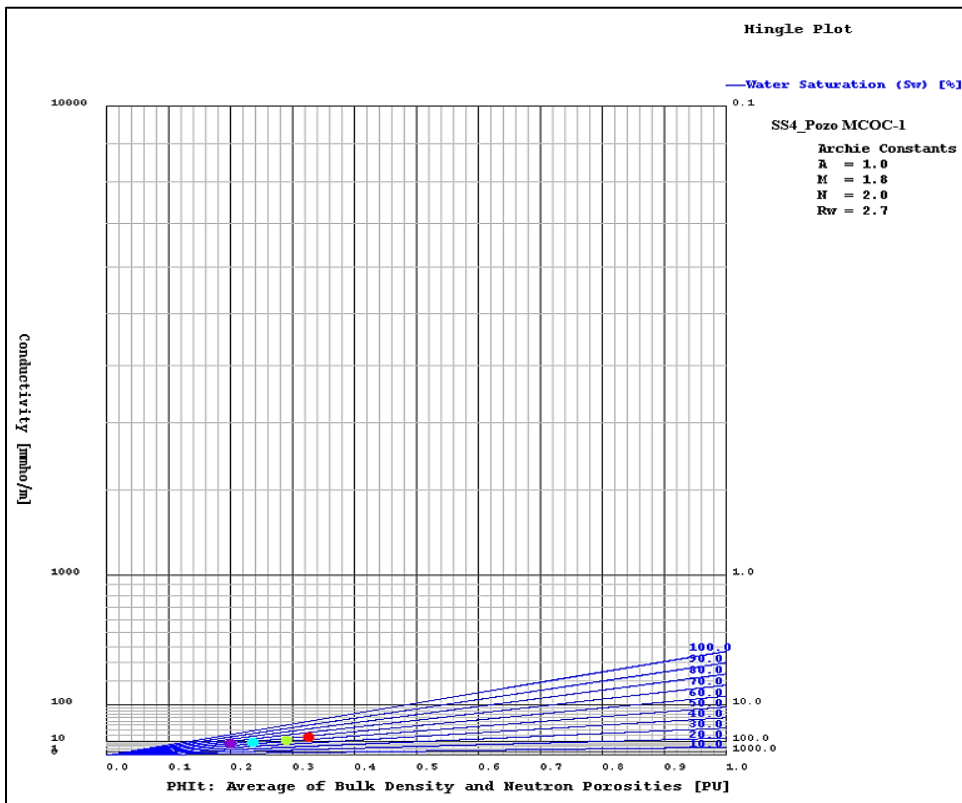
Apéndice 19J. Hingle_SS5_Pozo MCOC-1



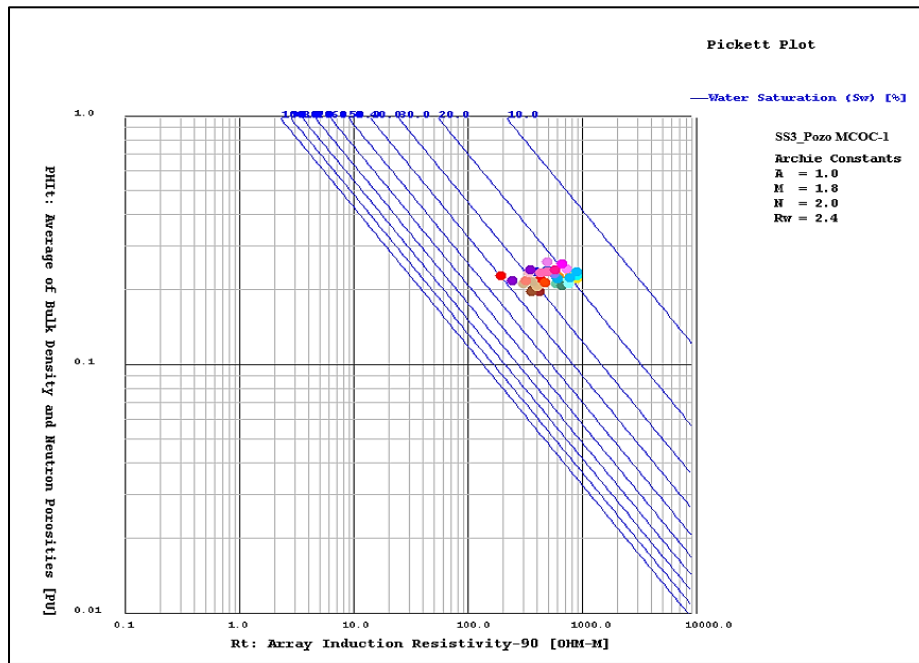
Apéndice 19K. Pickett_SS4_Pozo MCOC-1



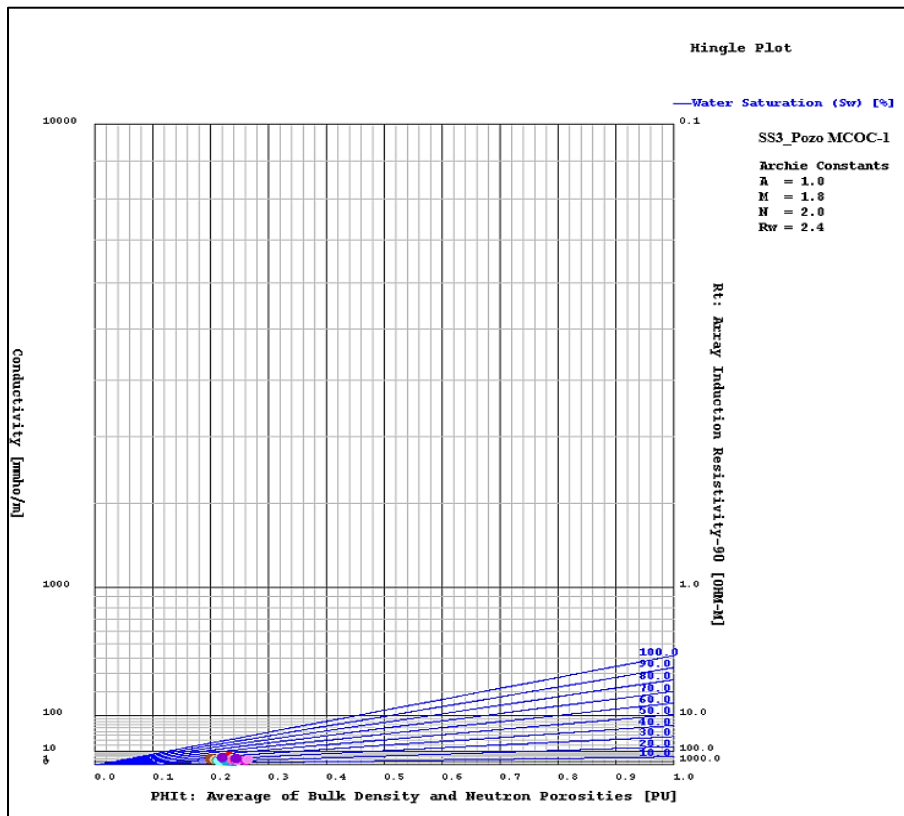
Apéndice 19L. Hingle_SS4_Pozo MCOC-1



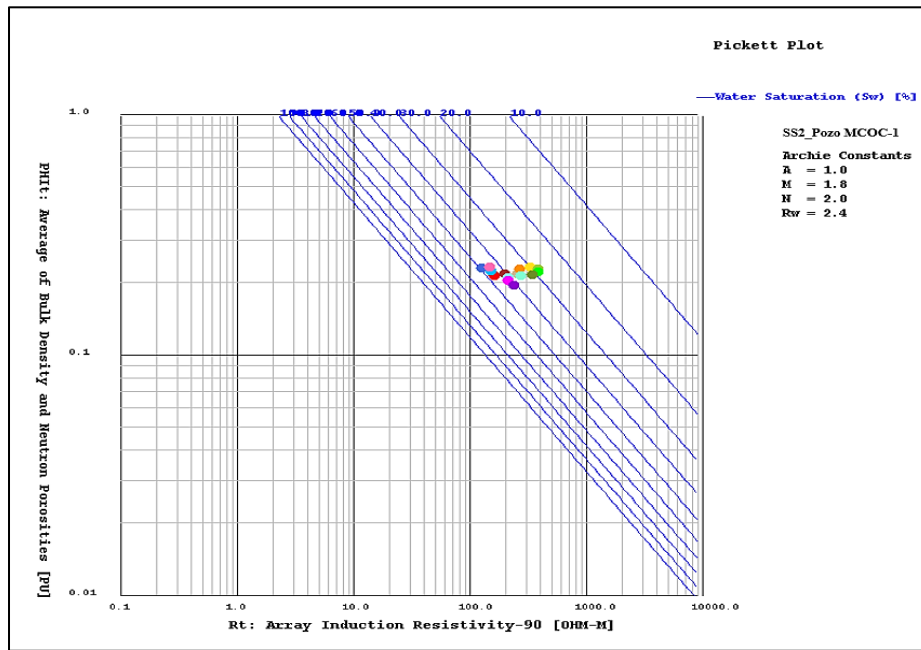
Apéndice 19M. Pickett_SS3_Pozo MCOC-1



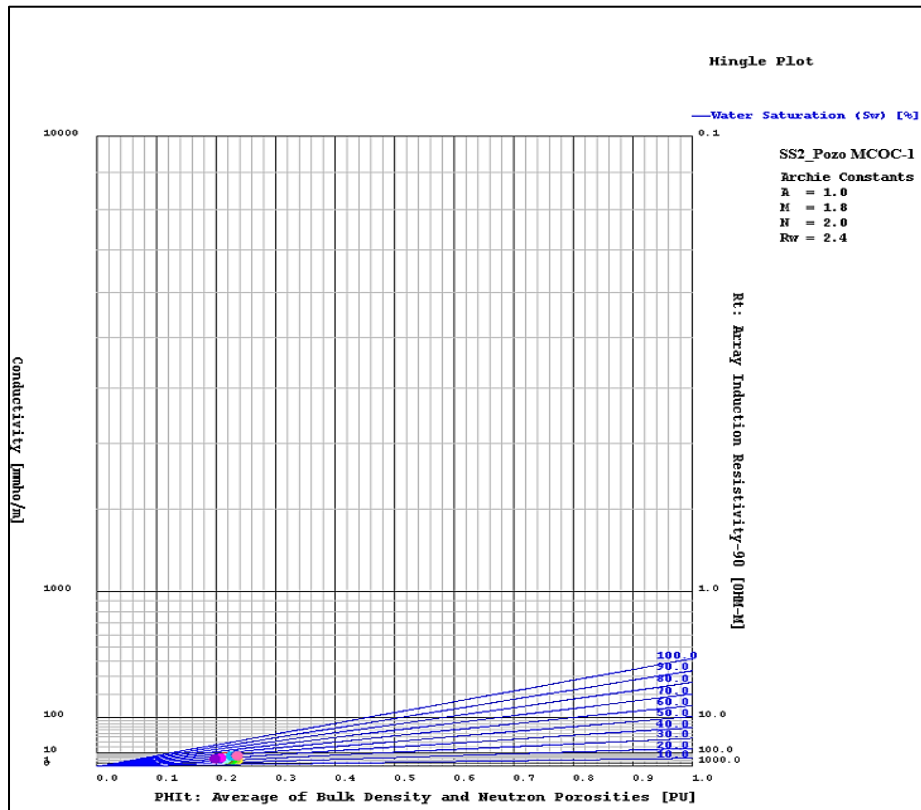
Apéndice 19N. Hingle_SS3_Pozo MCOC-1



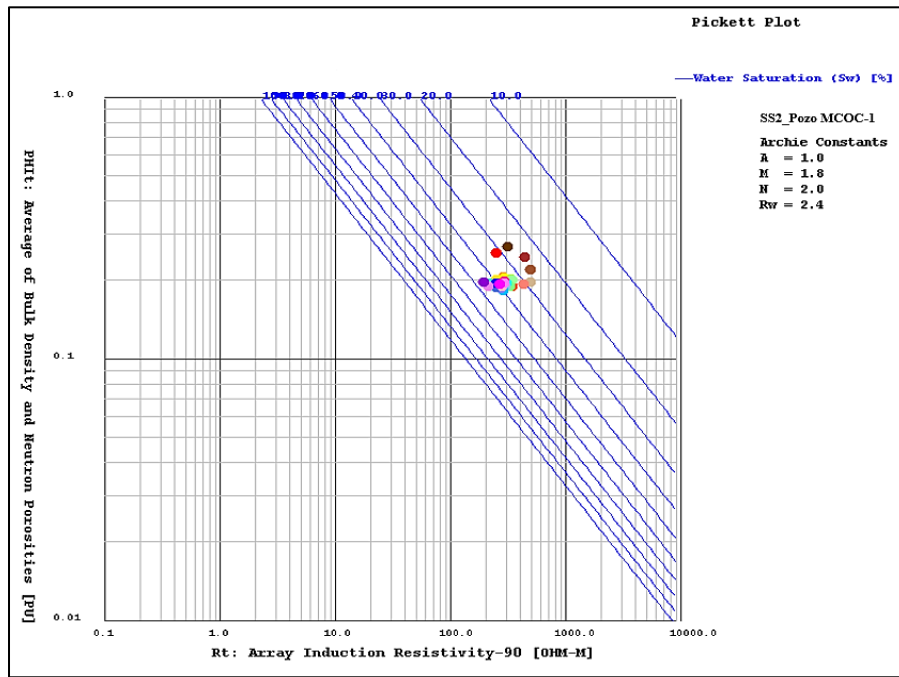
Apéndice 19O. Pickett_SS2_Pozo MCOC-1



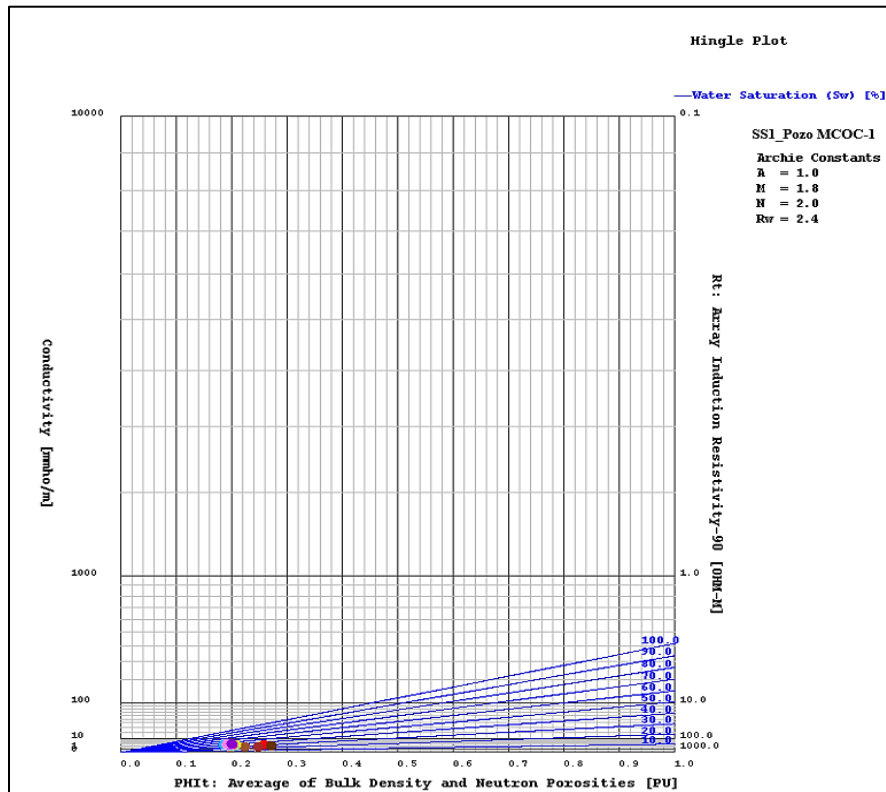
Apéndice 19P. Hingle_SS2_Pozo MCOC-1



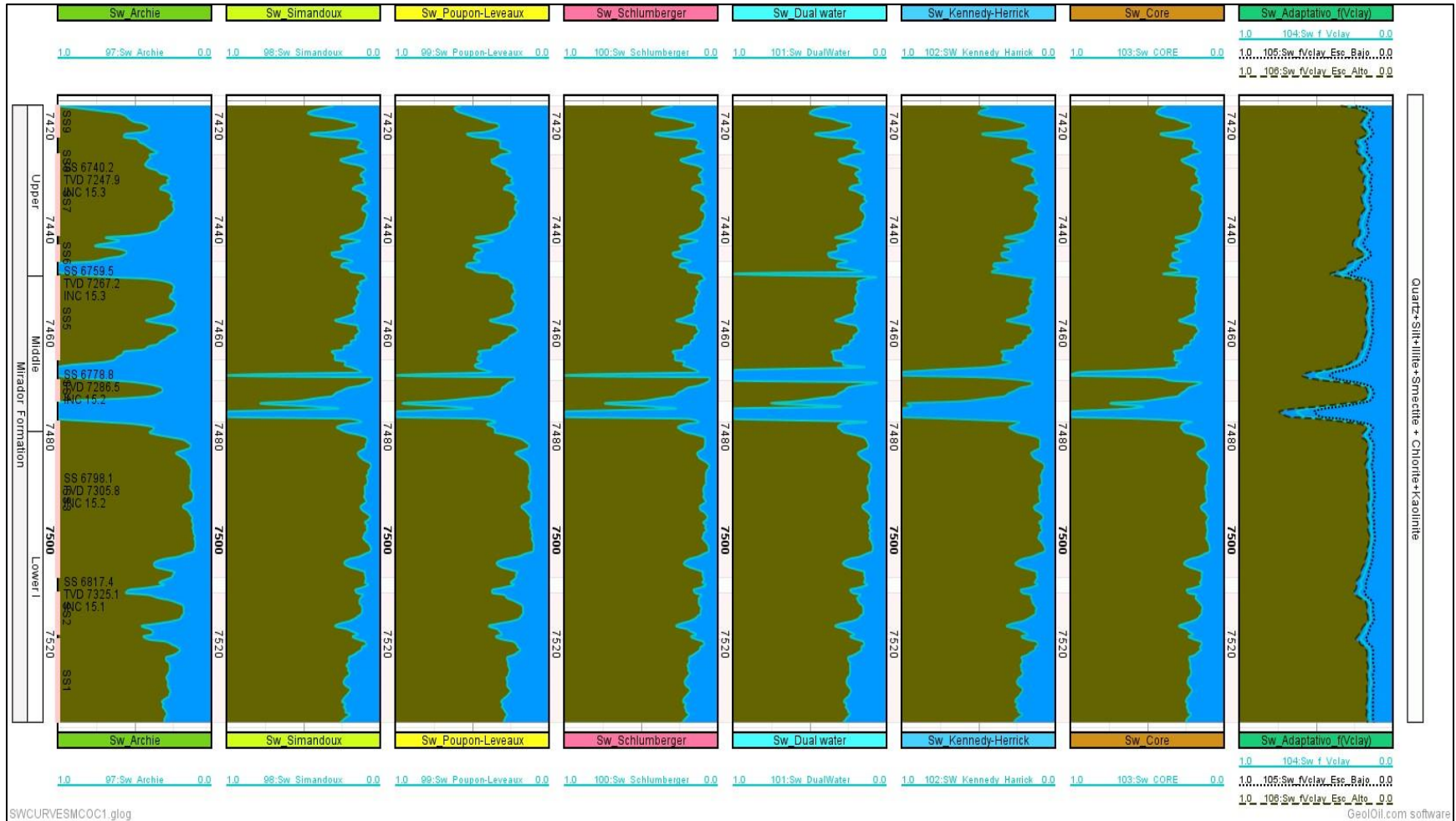
Apéndice 19Q. Pickett_ SS1_Pozo MCOC-1



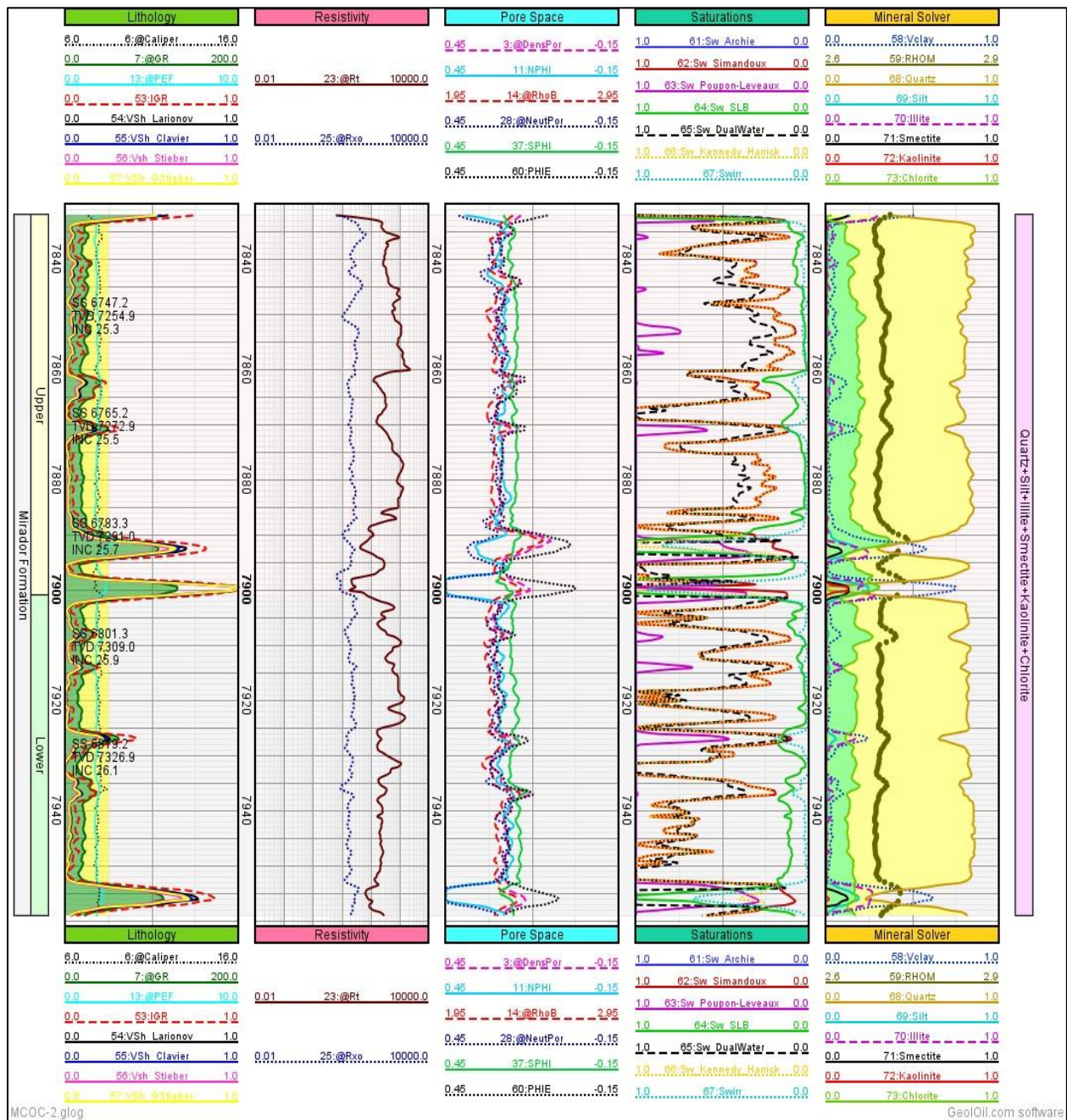
Apéndice 19R. Hingle_ SS1_Pozo MCOC-1



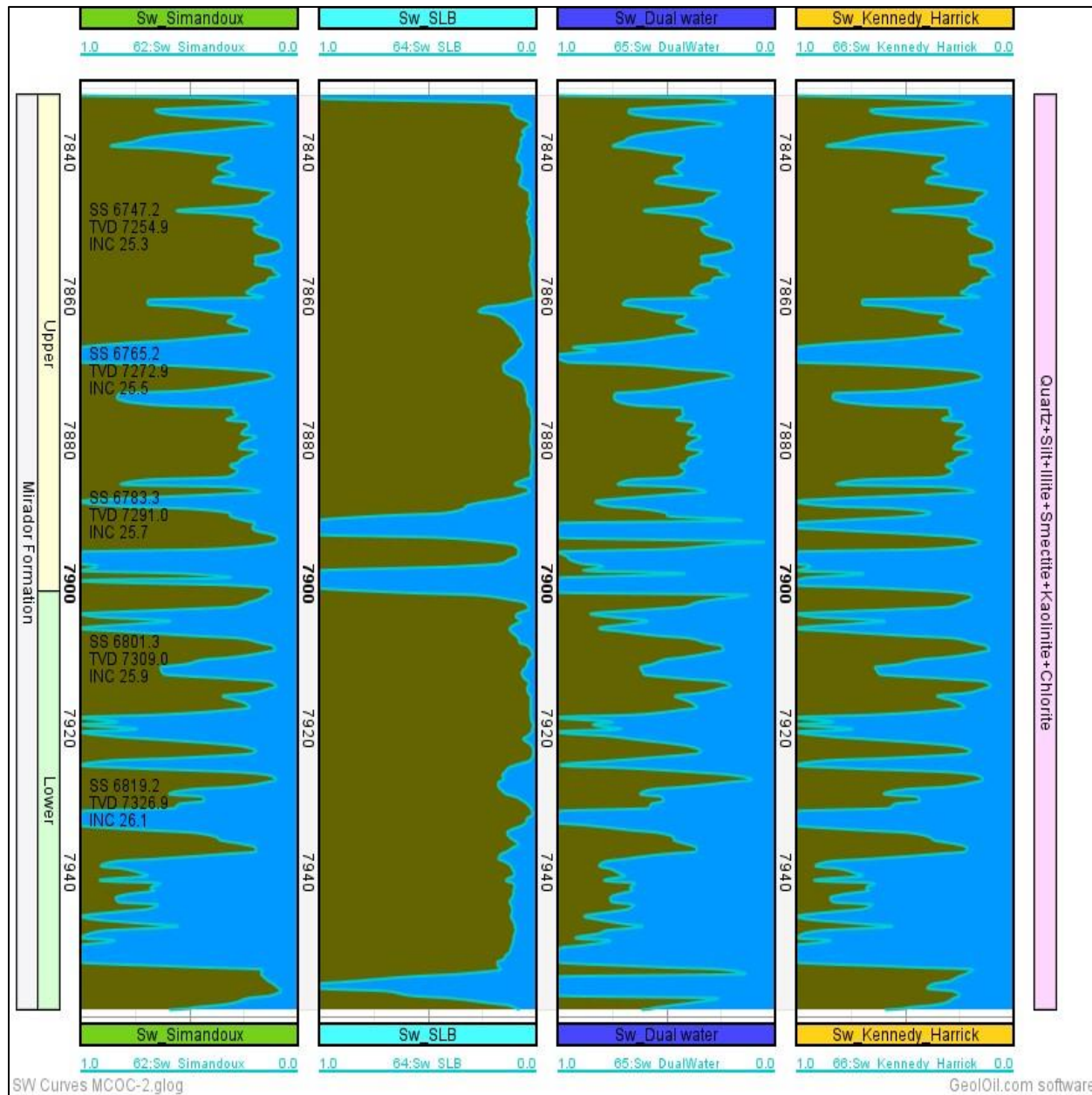
Apéndice 20. Generación de curvas de perfilaje de pozo para los cálculos saturación de agua con los modelos alternativos seleccionados y el nuevo modelo adaptativo _ Pozo MCOC-1.



Apéndice 22. Resultados registro de Pozo MCOC-2



Apéndice 23. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-2



Apéndice 24. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-3

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-3.glog Folder: C:\Users\MCOCU\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESISICAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZ

Save as unlock

@ Aliases

Curve list

Well info. i

Well Param

User Par.

LAS Tops

LAS version

Other Sect.

ASCII LAS

Display

Edit Mat

Well path

Workflow

& Filters

2D sets .-::

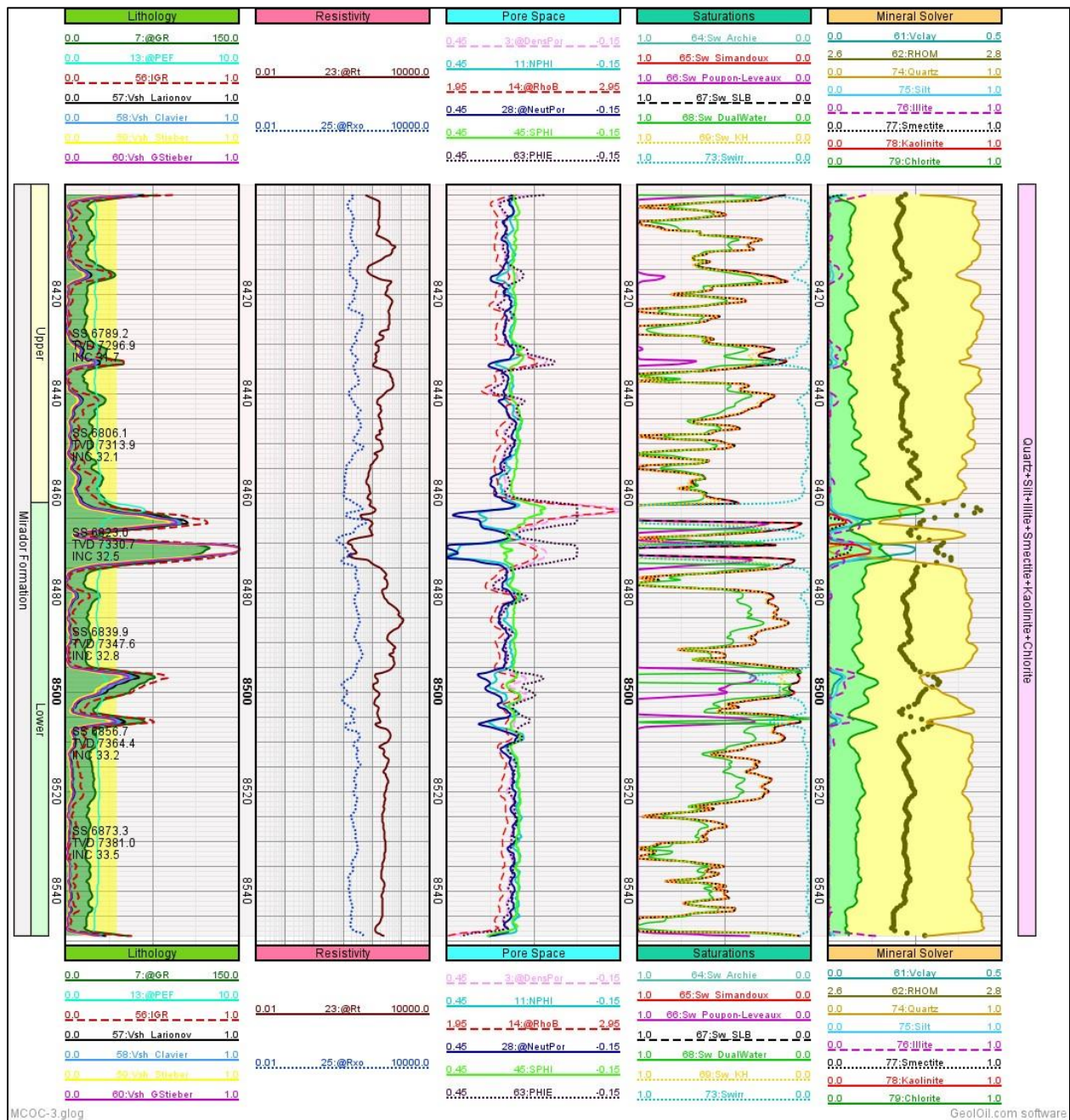
Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

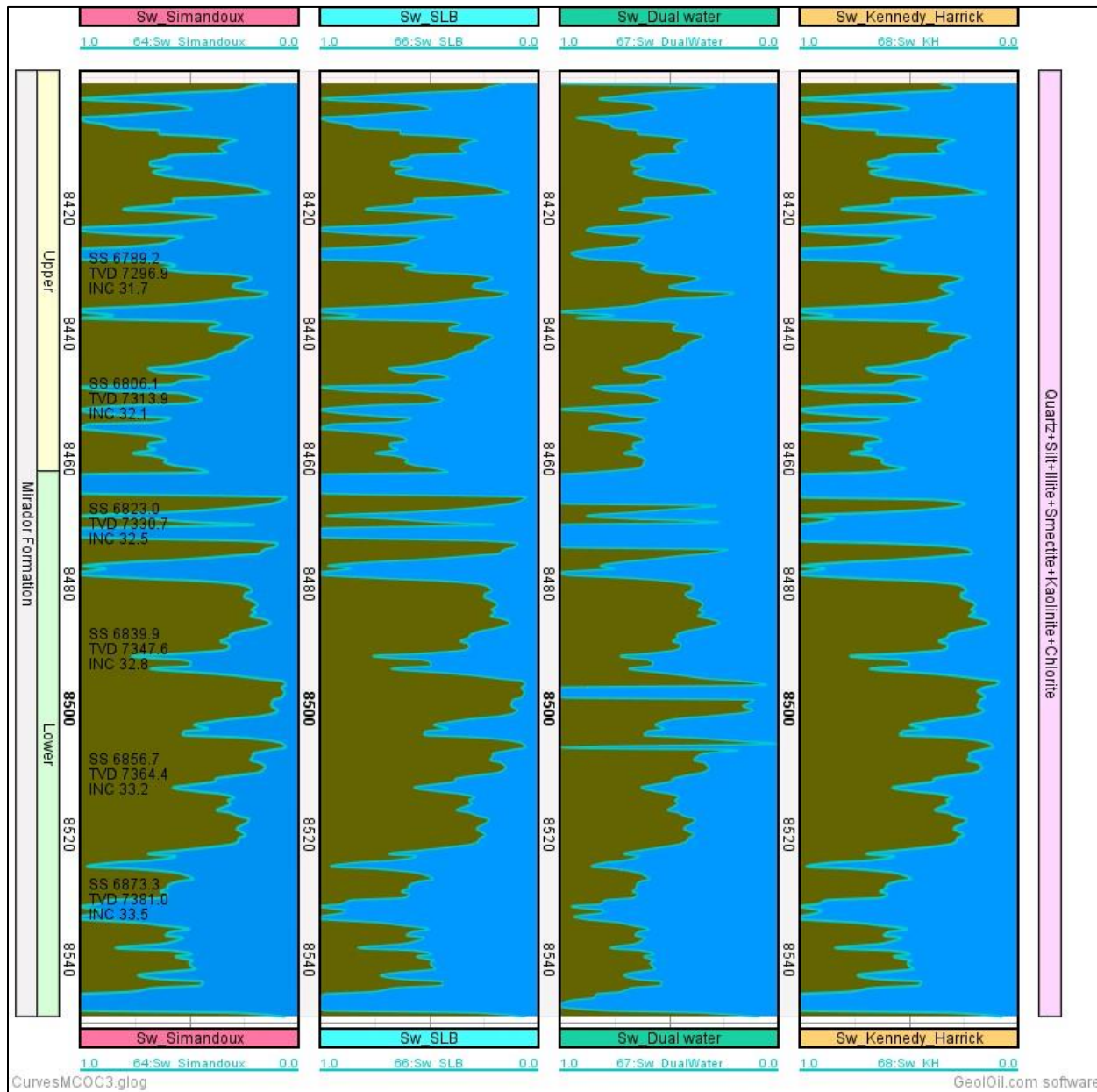
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	99
2	NaCl	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	NaCl_Reservoir Salinity	91
3	Rw	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Rw	66
4	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR Indicator	57
5	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	14
6	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	21
7	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	29
8	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	10
9	RHOM Sol 3 Clay	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Fuzzy Logic Clay-Silt-Quartz/Chert and other	86
10	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Effective Porosity	96
11	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Archie	97
12	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Simandoux	28
13	Sw_Poupon- Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Poupon- Leveaux	98
14	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_SLB	39
15	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Dual Water	85
16	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Swirr	76
17	Quartz Sol 1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Quartz	38
18	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Silt Cum	40
19	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Illite Cum	27
20	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Smectite Cum	13
21	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Kaolinite Cum	30

Import Funct Copy Function Append New Insert Insert Move Move Deselect Rows Select all Rows Remove Imp Workflow Exp. Workflow

Apéndice 25. Resultados registro de Pozo MCOC-3



Apéndice 26. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-3.



Apéndice 27. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-4

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-4.glog Folder: C:\Users\MCOCUC\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIH\LIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZ

Save as unlock

@ Aliases

Curve list

Well info. i

Well Param

User Par.

LAS Tops

LAS version

Other Sect.

ASCII LAS

Display

Edit Mat

Well path

Workflow

& Filters

2D sets

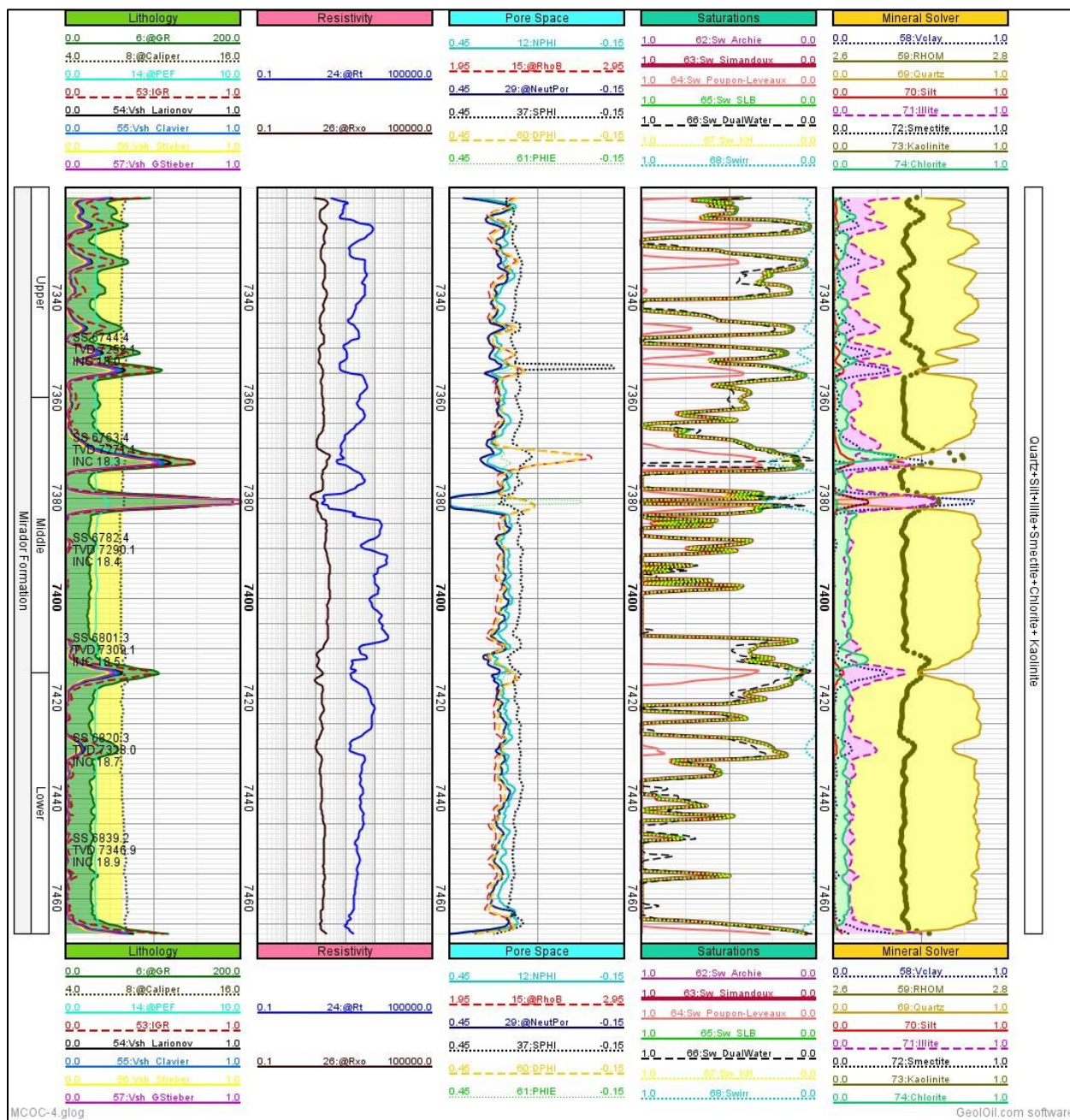
Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

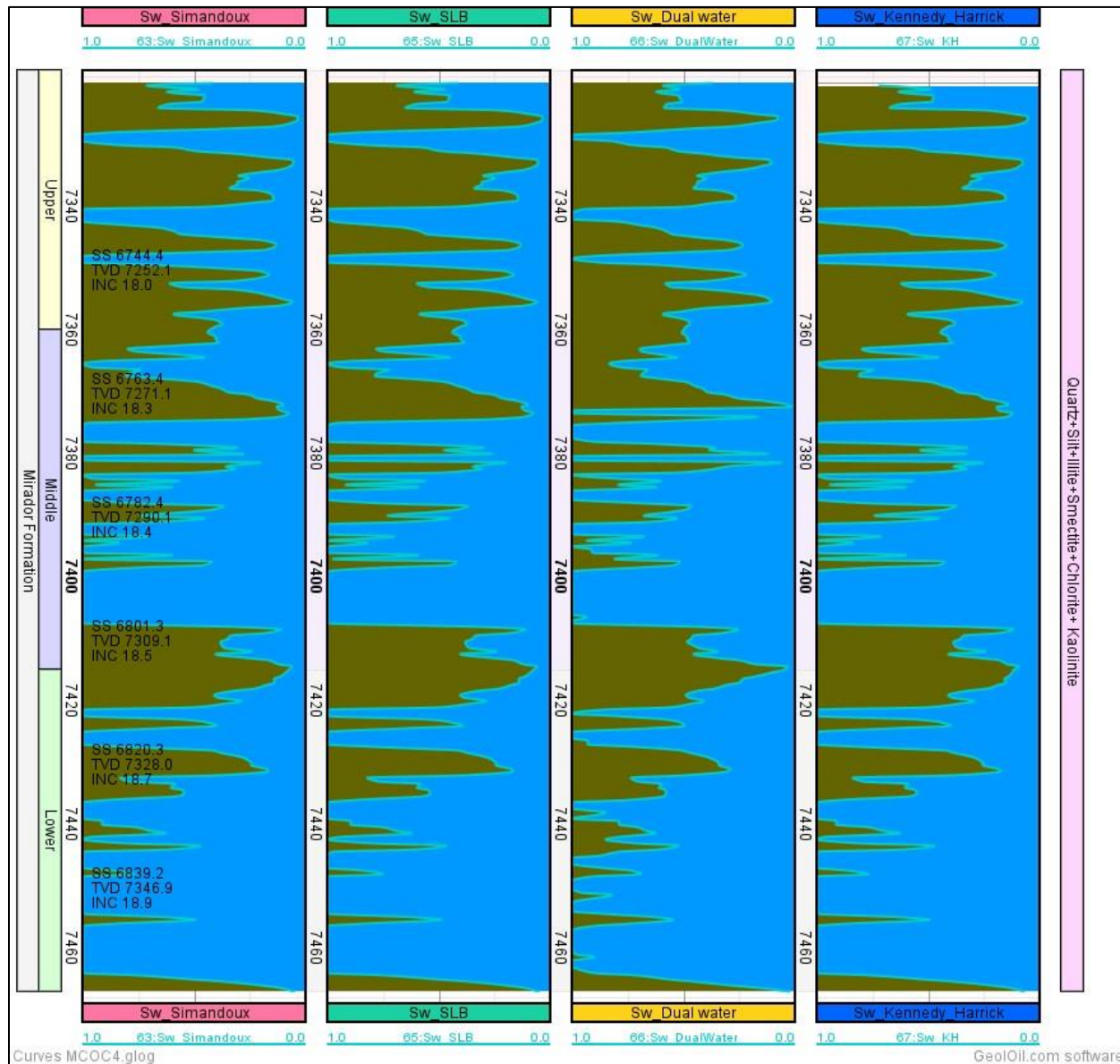
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	23
2	NaCl_Salinity	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Water salinity_NaCl	31
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	34
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale volume from Gamma Ray	79
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	77
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	96
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	60
8	DPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Total porosity from densities	14
9	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Efective porosity	82
10	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Archie	28
11	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Simandoux	76
12	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Poupon-Leveaux	73
13	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_SLB	37
14	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Dual Water	59
15	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Swirr	36
16	RHOM Sol 3 Clay	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Fuzzy Logic Clay-Silt-Quartz/Chert and other	66
17	Quartz Sol 1	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Quartz Sol 1 Cum	52
18	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Silt Cum	18
19	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Illite Cum	89
20	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Smectite Cum	30
21	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Kaolinite Cum	15

Import Funct Copy Function Append New Insert Insert Move Move Deselect Rows Select all Rows Remove Imp Workflow Exp. Workflow

Apéndice 28. Resultados registro de Pozo MCOC-4



Apéndice 29. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-4.



Apéndice 30. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-5

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-5.glog Folder: C:\Users\MCOUCI\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADORIPOZO

Save as unlock

@ Aliases

Curve list

Well info. i

Well Param

User Par.

LAS Tops

LAS version

Other Sect.

ASCII LAS

Display

Edit Mat

Well path

Workflow

& Filters

2D sets

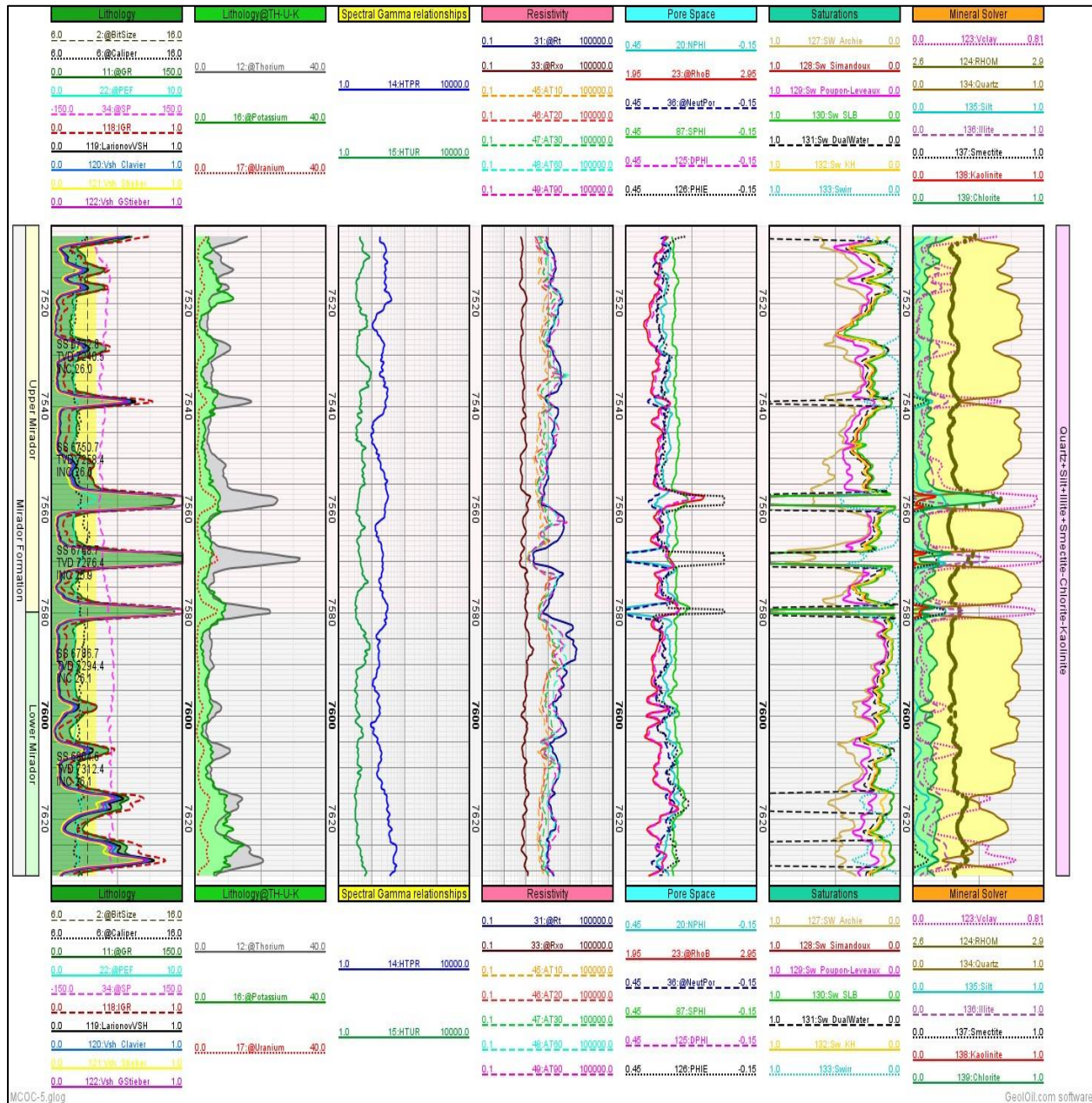
Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

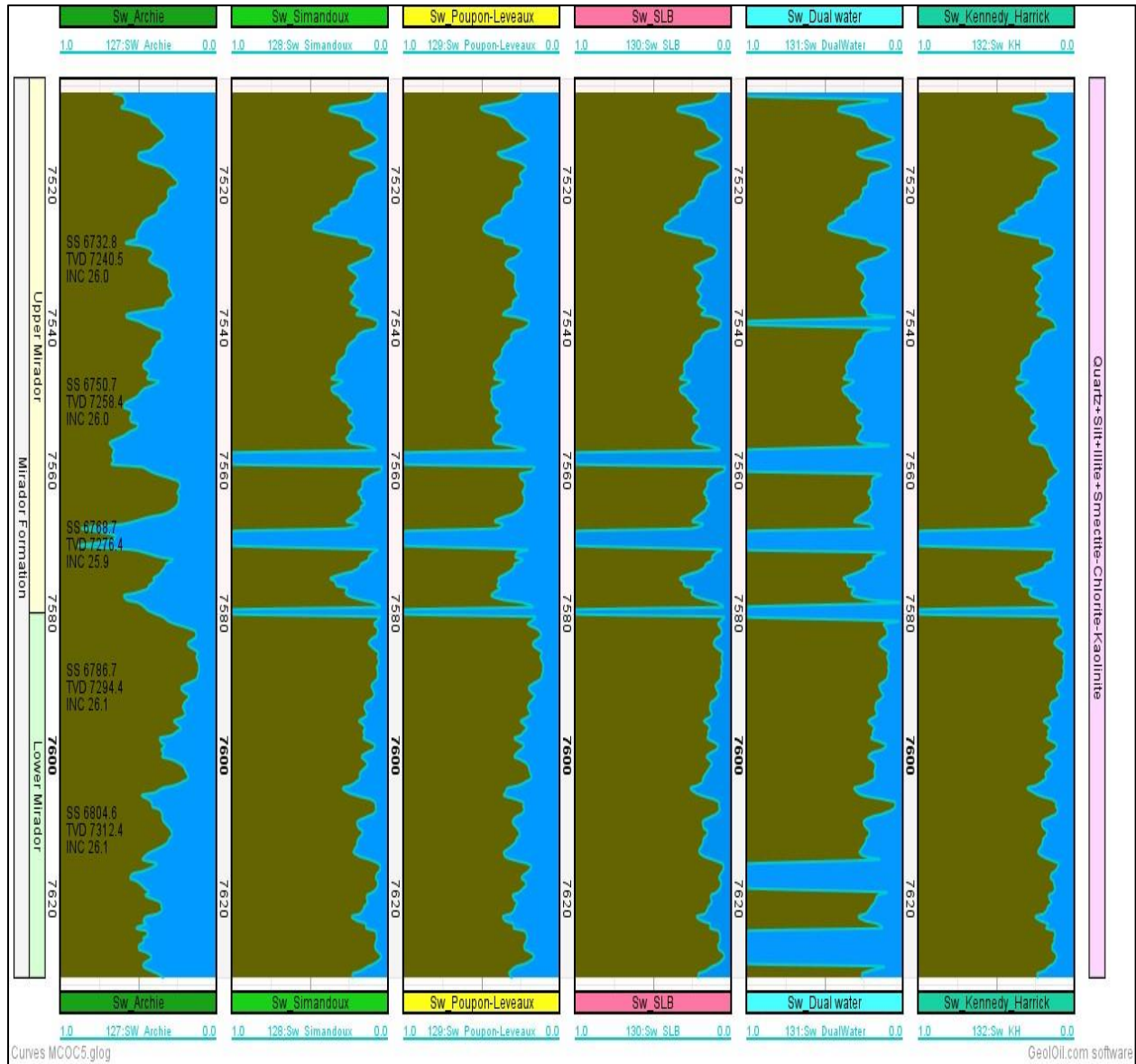
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	96
2	Rw	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Water saturation	23
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	74
4	Larionov VSH	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	56
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	15
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	37
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	94
8	RHOM Sol 3 Clay	<input checked="" type="checkbox"/>	Brown	Fuzzy logic Clay-Silt-Quartz/Chert and other	51
9	DPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	Dark Red	New description	40
10	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Dark Red	Efective porosity	10
11	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Archie	67
12	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Simandoux	90
13	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	43
14	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	76
15	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	69
16	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	87
17	Quartz Sol 3	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Quartz Cum	54
18	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Silt Cum	61
19	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Illite Cum	75
20	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Smectite Cum	35
21	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow-Green	Kaolinite Cum	97

Import Funct Copy Function Append New Insert Insert Move Move Deselect Rows Select all Rows Remove Imp Workflow Exp. Workflow

Apéndice 31. Resultados registro de Pozo MCOC-5



Apéndice 32. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-5.



Apéndice 33. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-6

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-6.glog Folder: C:\Users\MCOUC\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZO

Save as unlock

Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	21
2	NaCl_Salinity	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	NaCl_Reservoir salinity	57
3	Rw	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Water Resistivity	26
4	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH IGR indicator	76
5	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	59
6	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	44
7	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	58
8	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	38
9	RHOM Sol.3 Clay	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Fuzzy Logic Clay- Sil-Quartz/Chert and other	37
10	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Orange	Efective Porosity	23
11	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Simandoux	17
12	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	66
13	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	20
14	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Archie	79
15	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Sw_Dual Water	94
16	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Swirr	88
17	Quartz Sol 1	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Quartz Sol 1	95
18	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Silt Cum	50
19	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Illite Cum	90
20	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Smectite Cum	69
21	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Kaolinite Cum	22

Workflow

Imp WorkFlow Exp. WorkFlow

Remove

Deselect Rows Select all Rows

Move ↑ Move ↓

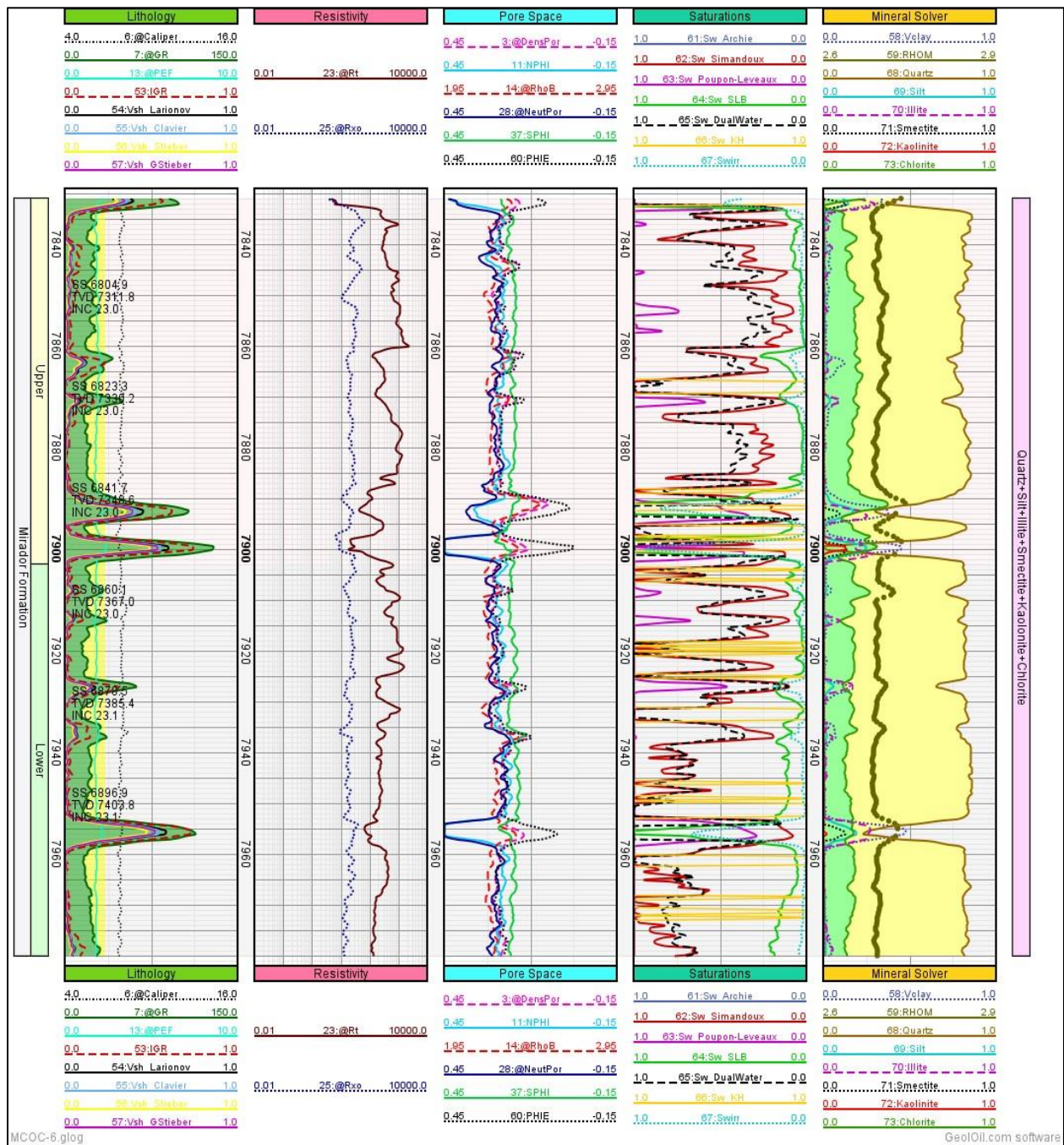
Insert ↑ Insert ↓

Append New Import Funct Copy Function

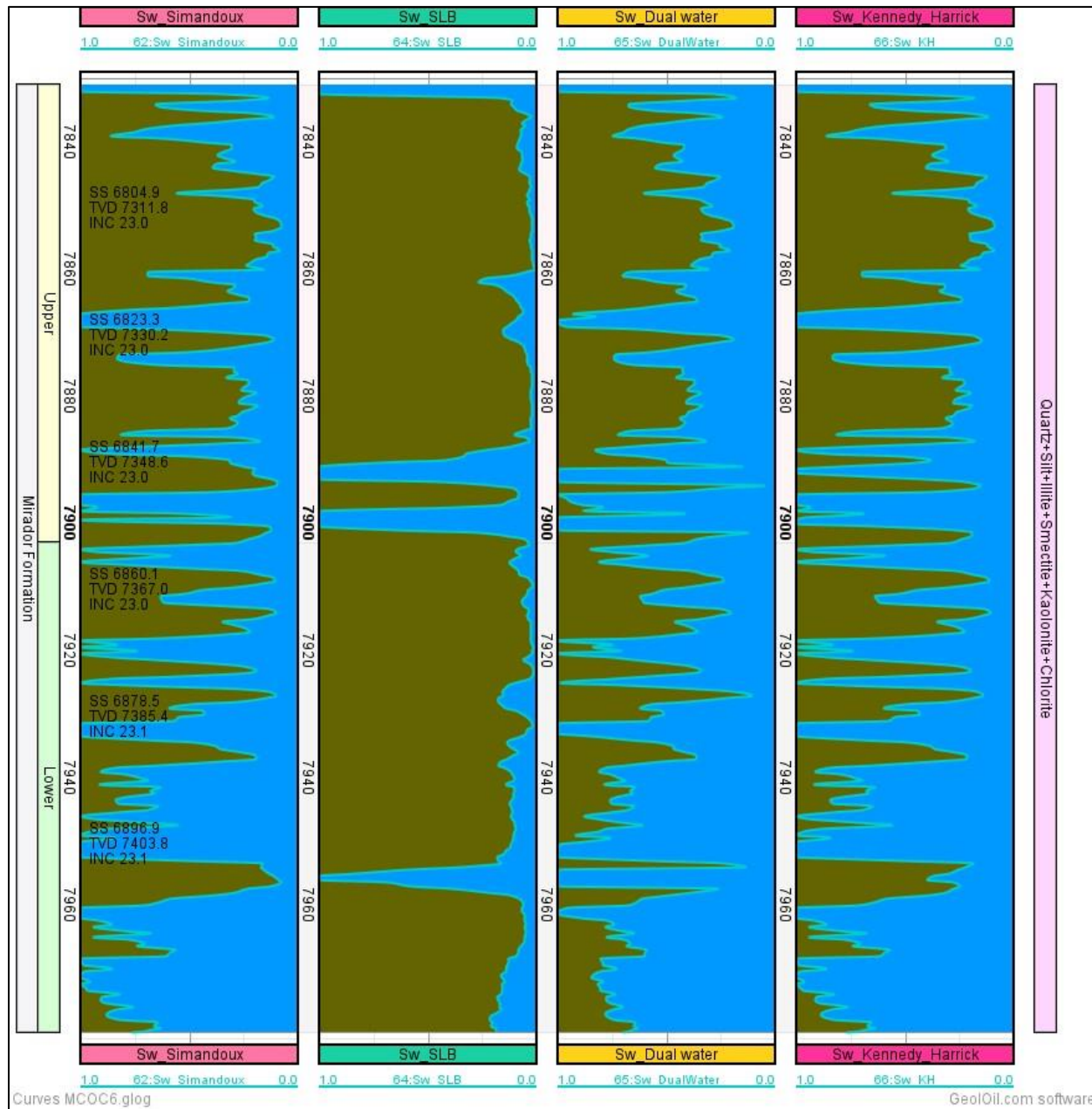
Well Param Well info. Well info. User Par. LAS Tops LAS version Other Sect. ASCII LAS Display Edit Mat Well path

Curve list Aliases

Apéndice 34. Resultados registro de Pozo MCOC-6



Apéndice 35. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-6



Apéndice 36. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-7

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-7.glog Folder: C:\Users\MCOUC\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZO

Save as unlock

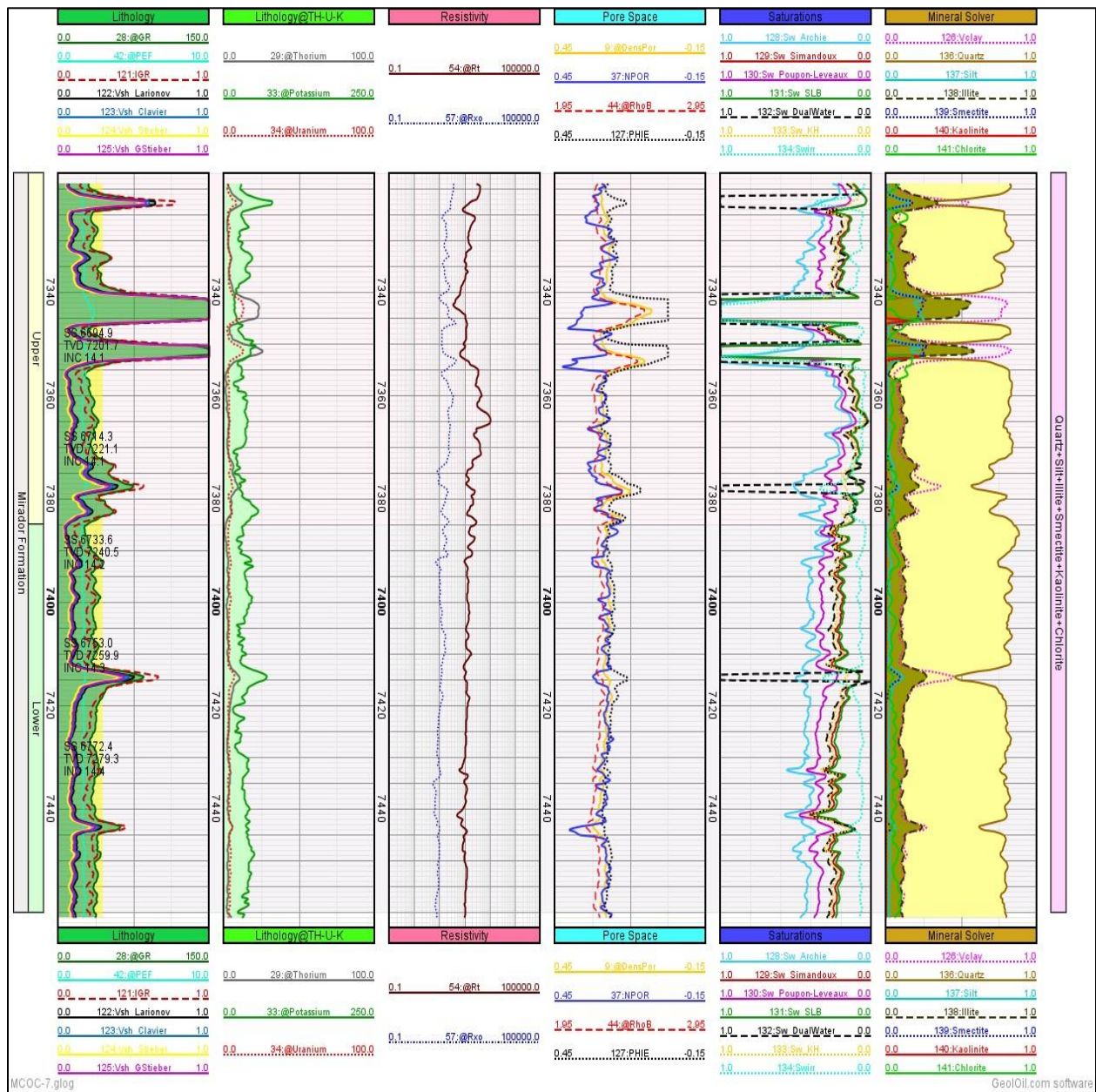
@ Aliases Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

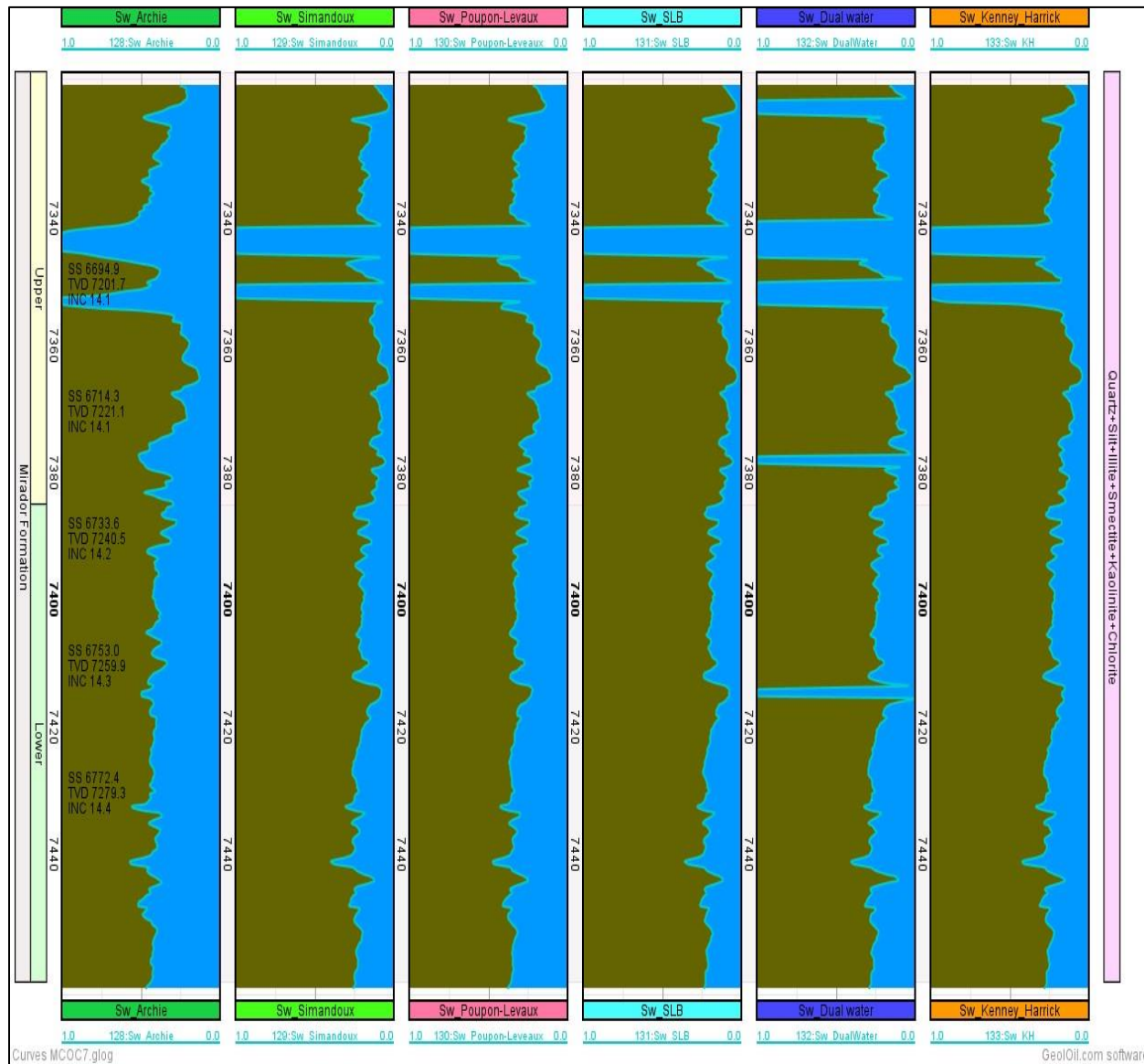
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	12
2	NaCl	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	NaCl	58
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	89
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	33
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	51
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	87
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	80
8	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Efective porosity	65
9	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Archie	94
10	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	New description	67
11	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	36
12	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	30
13	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	85
14	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	18
15	Quartz	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Quartz Cum	27
16	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Silt Cum	11
17	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Illite Cum	71
18	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Smectite Cum	57
19	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Kaolinite Cum	99
20	Chlorite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Chlorite Cum	31

Import Funct Copy Function Append New Insert Insert Move Move Deselect Rows Select all Rows Remove Imp WorkFlow Exp. WorkFlow

Apéndice 37. Resultados registro de Pozo MCOC-7



Apéndice 38. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-7



Apéndice 39. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-8

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-8.glog Folder: C:\Users\MCOUCI\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZO

Save as unlock

@ Aliases Functions Workflow Edit function

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

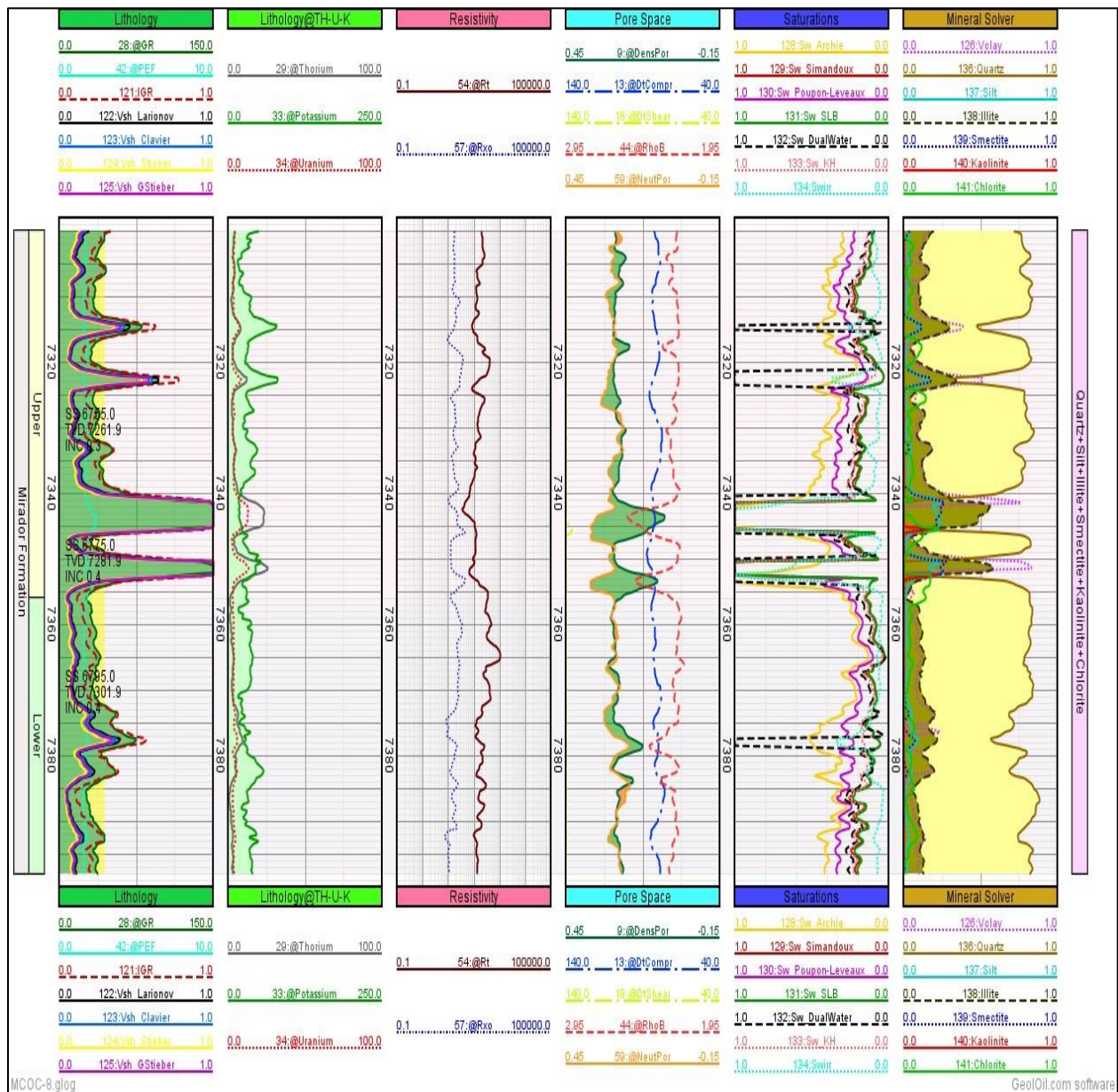
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	12
2	NaCl	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	NaCl	58
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	89
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	33
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	13
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	22
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_GStieber	41
8	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Efective porosity	65
9	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Archie	40
10	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	New description	67
11	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	36
12	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	30
13	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	85
14	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	18
15	Quartz	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Quartz Cum	27
16	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Silt Cum	11
17	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Illite Cum	71
18	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Smectite Cum	57
19	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Kaolinite Cum	99
20	Chlorite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Chlorite Cum	31

Workflow

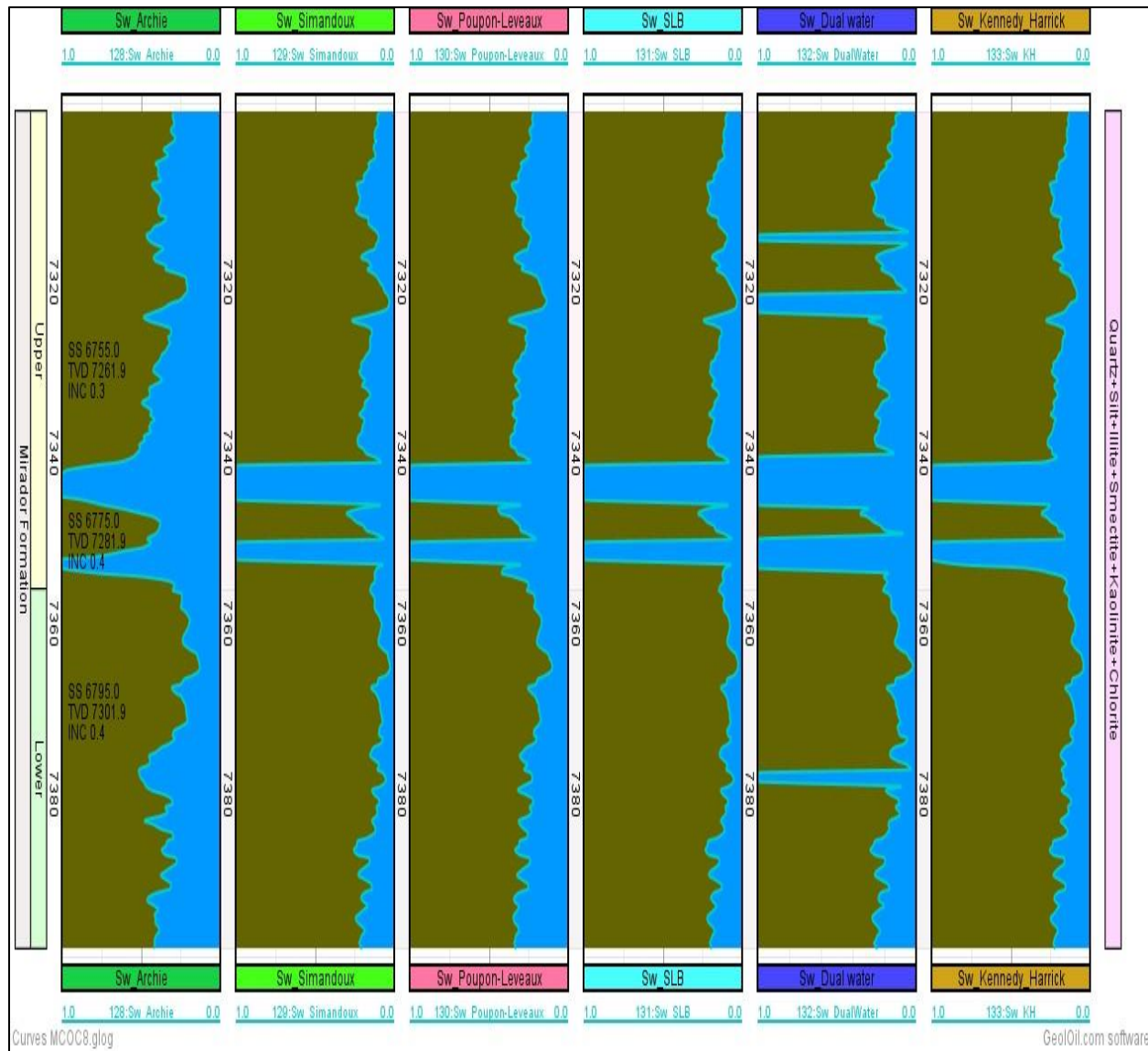
Imp WorkFlow Exp. WorkFlow

Deselect Rows Select all Rows Remove

Apéndice 40. Resultados registro de Pozo MCOC-8



Apéndice 41. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-8



Apéndice 42. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-9

GeolOil Petrophysics, (c) 2012-2024

File Save GLOGs Lock/unlock Release: Stable LockMode: Single_User DispOnLoad: All Rock Prop.

MCOC-9.glog Folder: C:\Users\MCOCUCI\OneDrive\Documents\Proyecto de investigación MIHLIBRO TESIS\CAMPO DE ESTUDIO-F.MIRADOR\POZO

Save as unlock

@ Aliases Functions Workflow Edit function

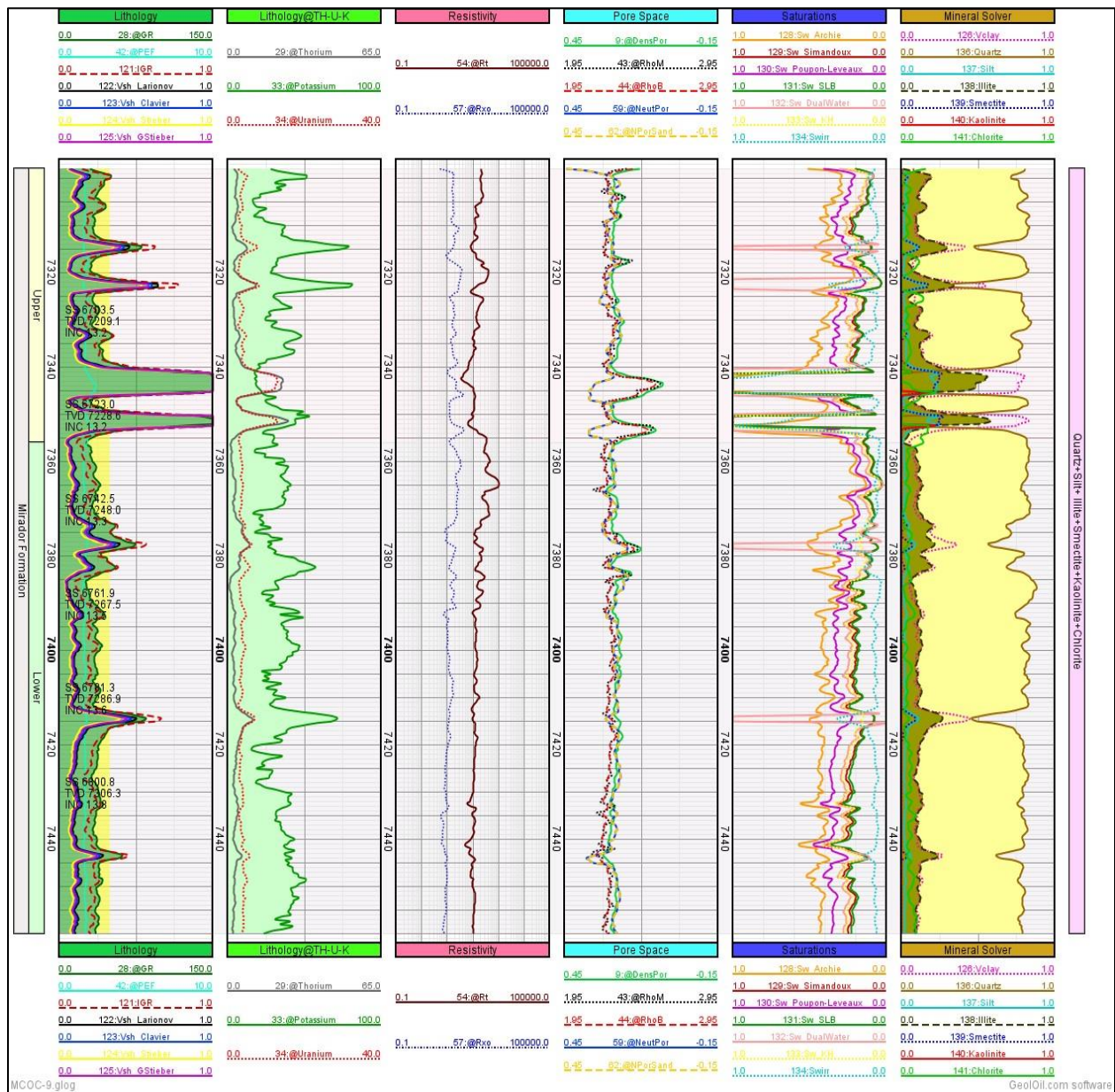
Curve list Well info. i Well Param User Par. LAS Tops LAS version Other Sect. ASCII LAS Display Edit Mat Well path Workflow & Filters 2D sets

Run Checked Sequence Run Ch. & Disp>Step4 Check/Uncheck all Check/Uncheck sel. rows

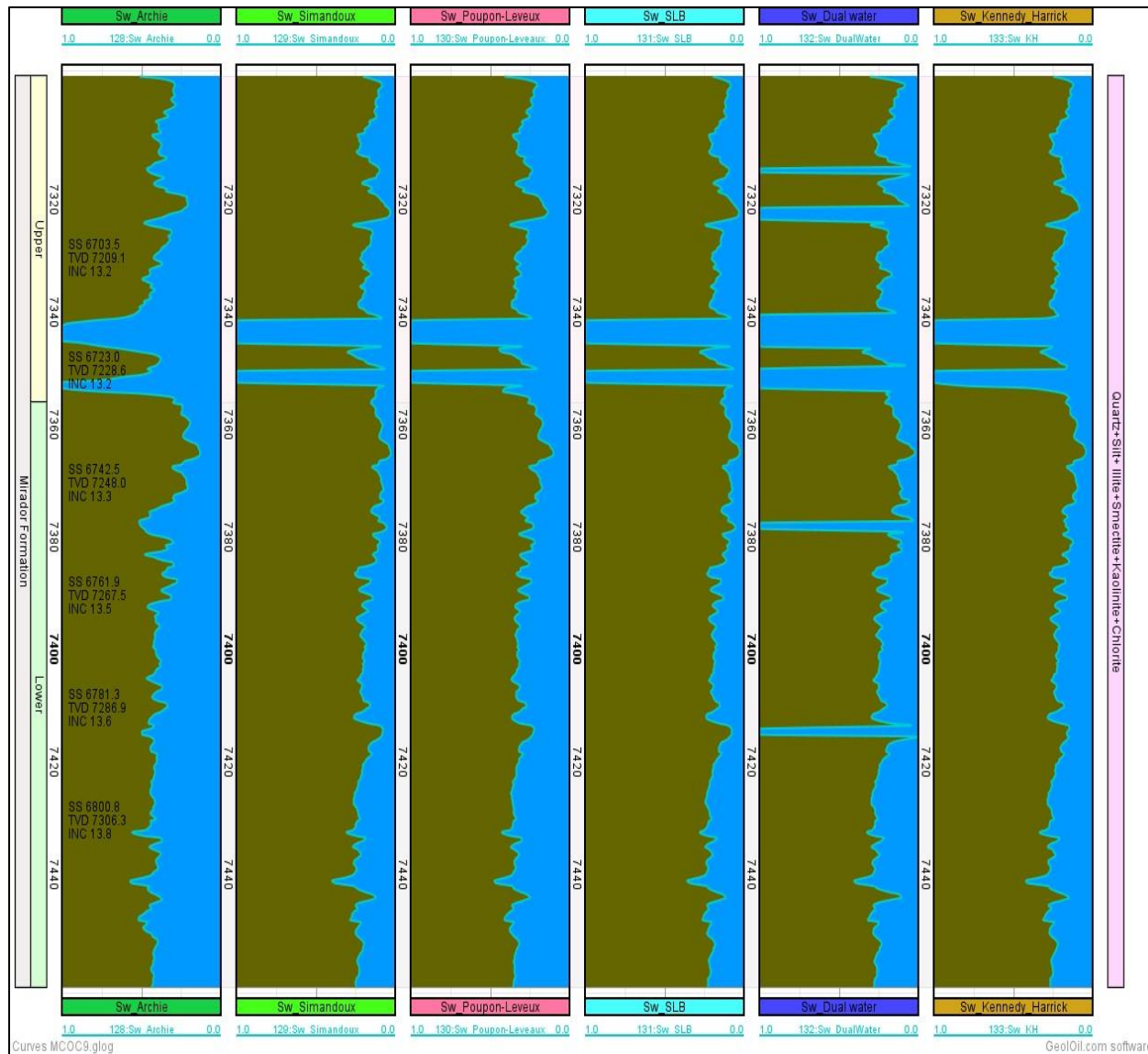
Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	12
2	NaCl	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	NaCl	58
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	89
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	33
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Clavier	44
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Vsh_Stieber	10
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	New description	39
8	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Efective porosity	65
9	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Blue	Sw_Archie	50
10	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	New description	67
11	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	36
12	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	30
13	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	85
14	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	18
15	Quartz	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Quartz Cum	27
16	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Silt Cum	11
17	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Illite Cum	71
18	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Smectite Cum	57
19	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Kaolinite Cum	99
20	Chlorite	<input checked="" type="checkbox"/>	Olive	Chlorite Cum	31

Import Funct Copy Function Append New Insert Insert Move Move Deselect Rows Select all Rows Remove Imp WorkFlow Exp. WorkFlow

Apéndice 43. Resultados registro de Pozo MCOC-9



Apéndice 44. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-9

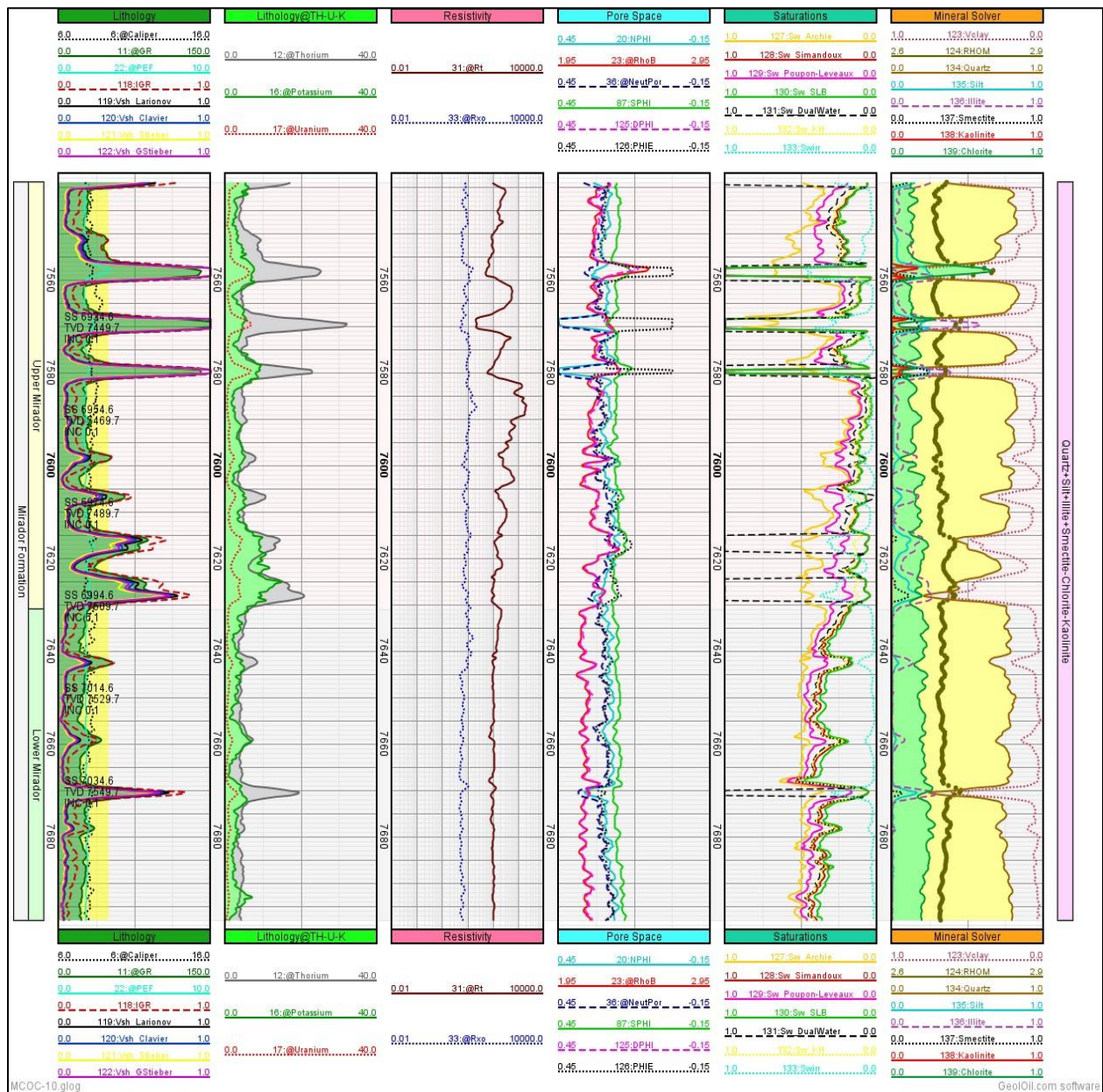


Apéndice 45. Flujo de trabajo con el software GeolOil _ Pozo MCOC-10

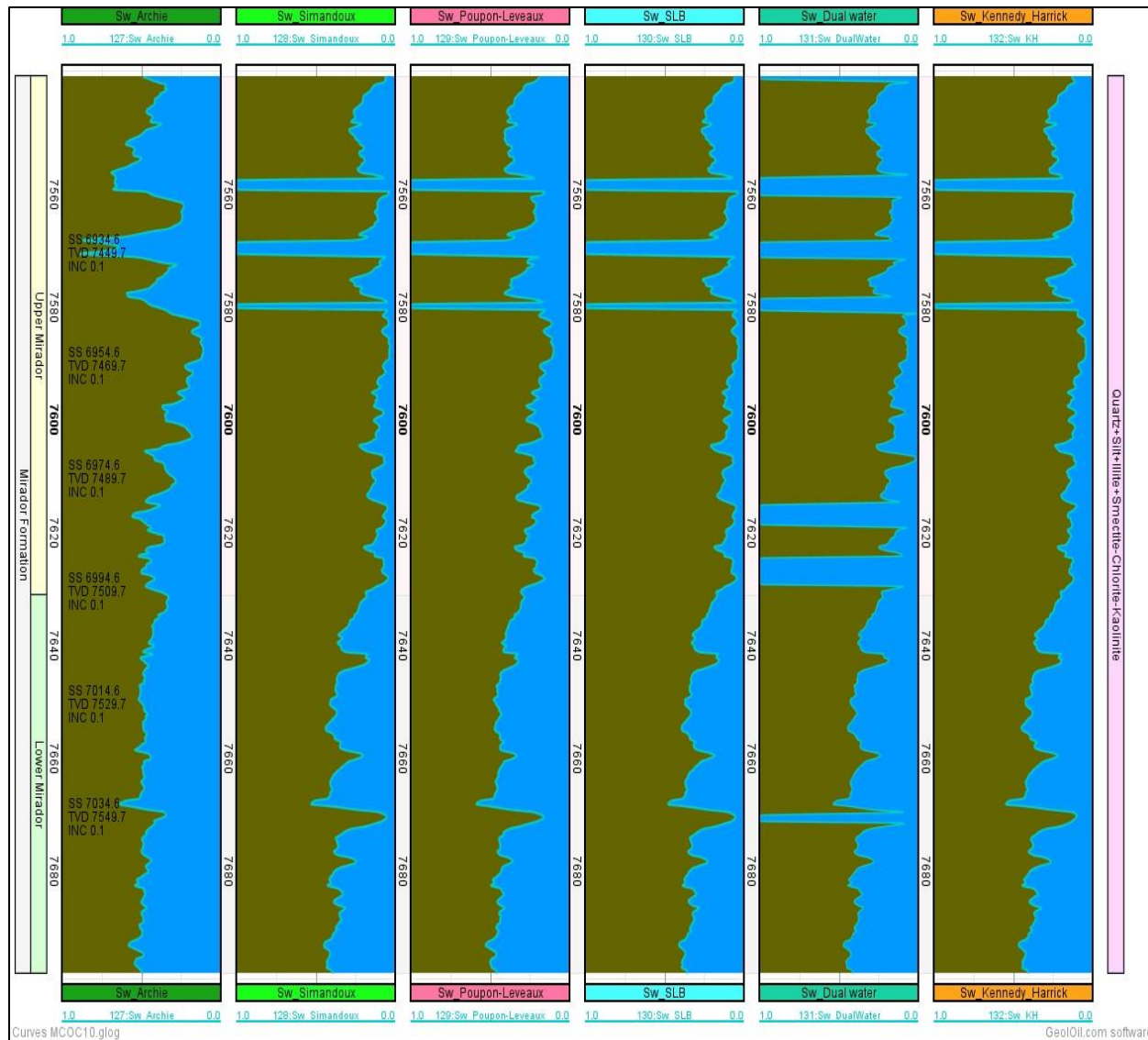
The screenshot displays the GeolOil software interface for a workflow named 'MCOC-10.glog'. The main window shows a table of 21 workflow items, each with a unique ID, a function title, an activation status, a color, a description, and a UID. The interface also features a sidebar with various tool options and a top menu bar.

Item	Function Title	Act	Color	Curve Function Description	UID
1	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Borehole Temperature	96
2	Rw	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Water saturation	23
3	IGR	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Linear VSH_IGR indicator	74
4	Vsh_Larionov	<input checked="" type="checkbox"/>	Green	Shale Volume from Gamma Ray	56
5	Vsh_Clavier	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Vsh_Clavier	12
6	Vsh_Stieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Vsh_Stieber	67
7	Vsh_GStieber	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Vsh_GStieber	42
8	RHOM Sol 3 Clay	<input checked="" type="checkbox"/>	Brown	Fuzzy logic Clay-Silt-Quartz/Chert and other	51
9	DPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	Dark Red	DPHI	40
10	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	Red	Efective porosity	10
11	Sw_Archie	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Sw_Archie	68
12	Sw_Simandoux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Simandoux	90
13	Sw_Poupon-Leveaux	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Poupon-Leveaux	43
14	Sw_SLB	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_SLB	76
15	Sw_Dual Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Sw_Dual Water	69
16	Swirr	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyan	Swirr	87
17	Quartz Sol 3	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Quartz Cum	54
18	Silt	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Silt Cum	61
19	Illite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Illite Cum	75
20	Smectite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Smectite Cum	35
21	Kaolinite	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow	Kaolinite Cum	97

Apéndice 46. Resultados registro de Pozo MCOC-10

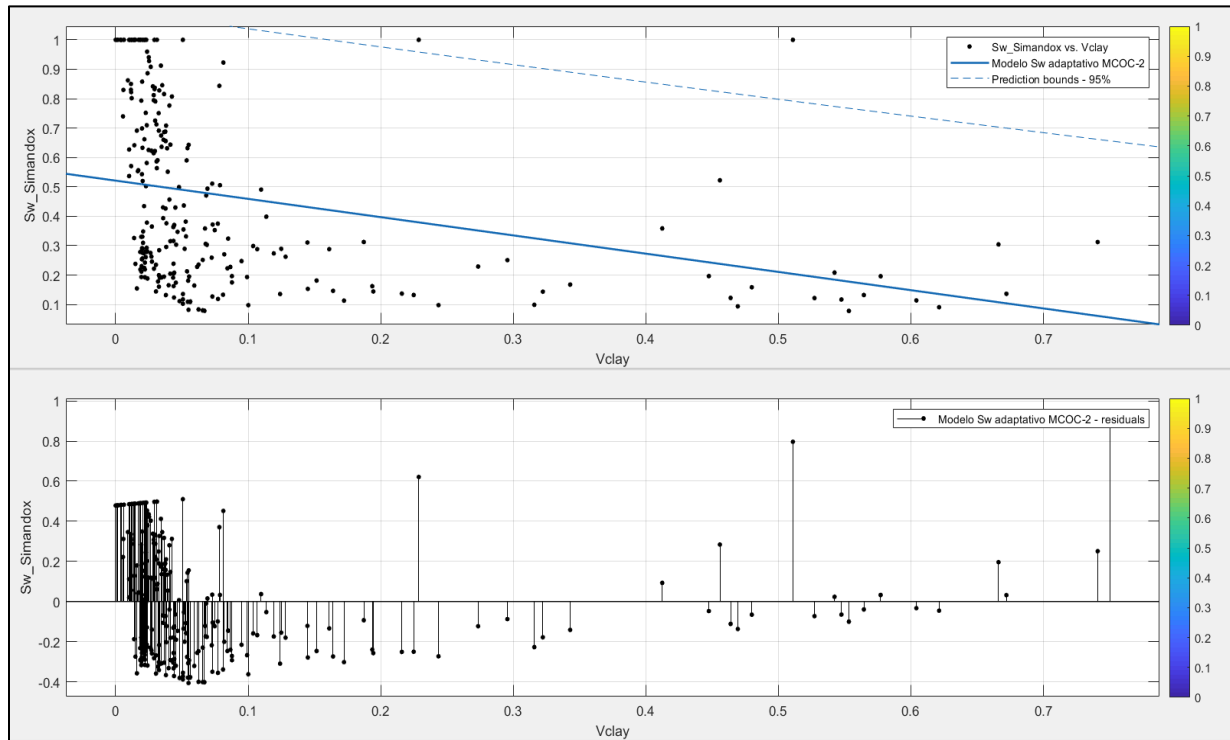


Apéndice 47. Curvas de perfilaje de pozo correspondiente a los cálculos saturación de agua en los diferentes modelos de Sw_ Pozo MCOC-10



Apéndice 48. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-2

Apéndice 48A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-2



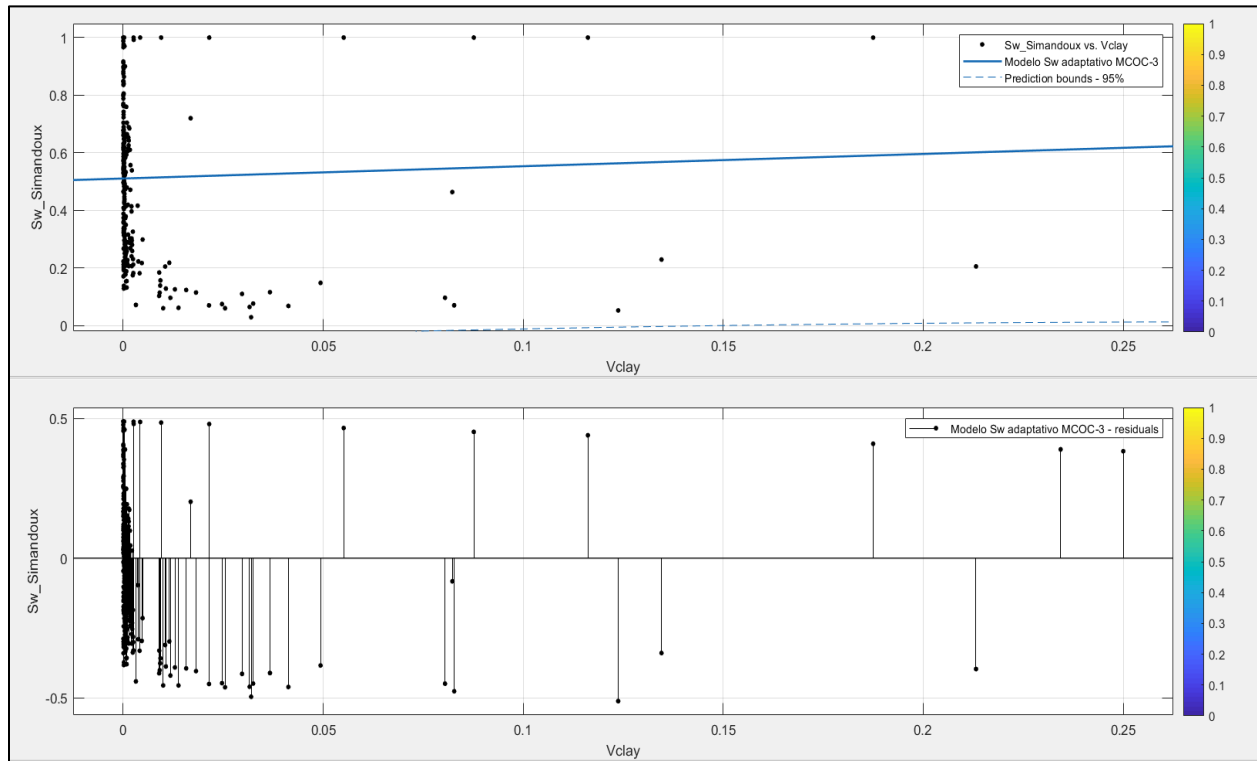
Apéndice 48B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-2

```
1x1 cfit
val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 =    -0.6211  (-0.8685, -0.3736)
p2 =     0.5212  (0.4787, 0.5636)
```

Apéndice 49. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-3

Apéndice 49A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-3



Apéndice 49B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-3

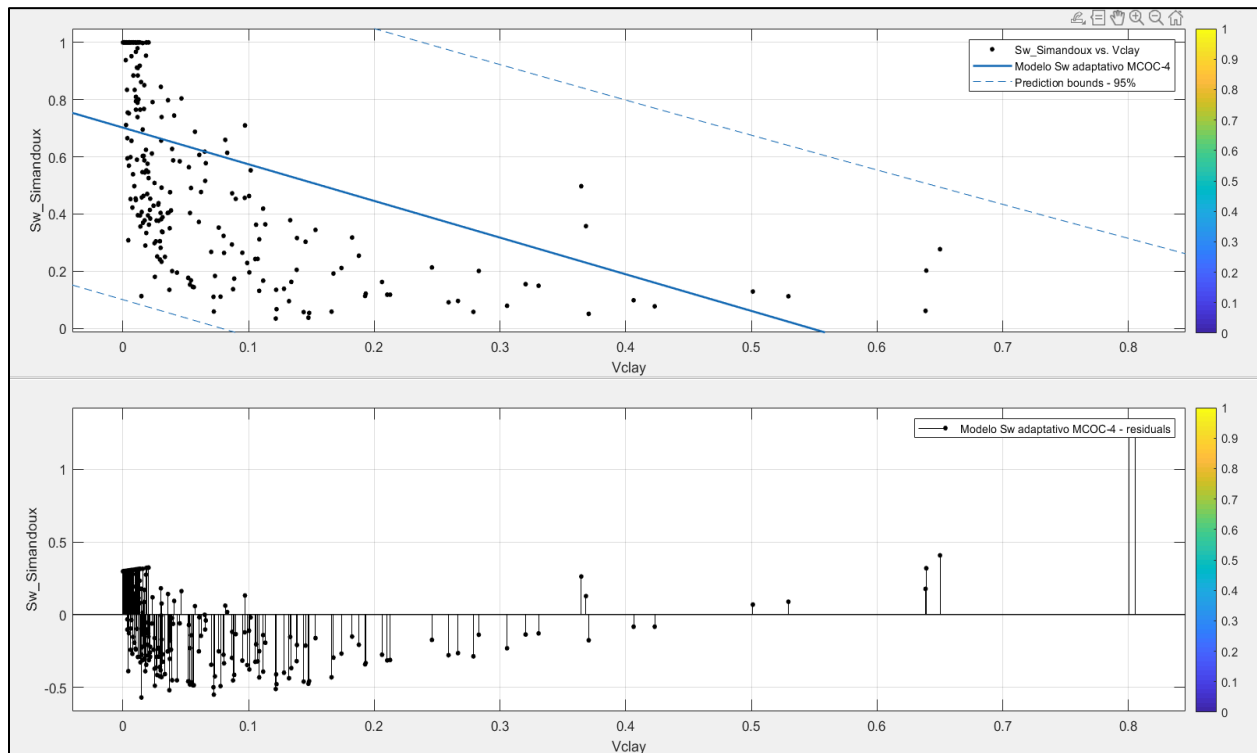
```
1x1 cfit

val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
  p1 =      0.4262  (-0.5431, 1.396)
  p2 =      0.5106  (0.4774, 0.5438)
```

Apéndice 50. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-4

Apéndice 50A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-4



Apéndice 50B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-4

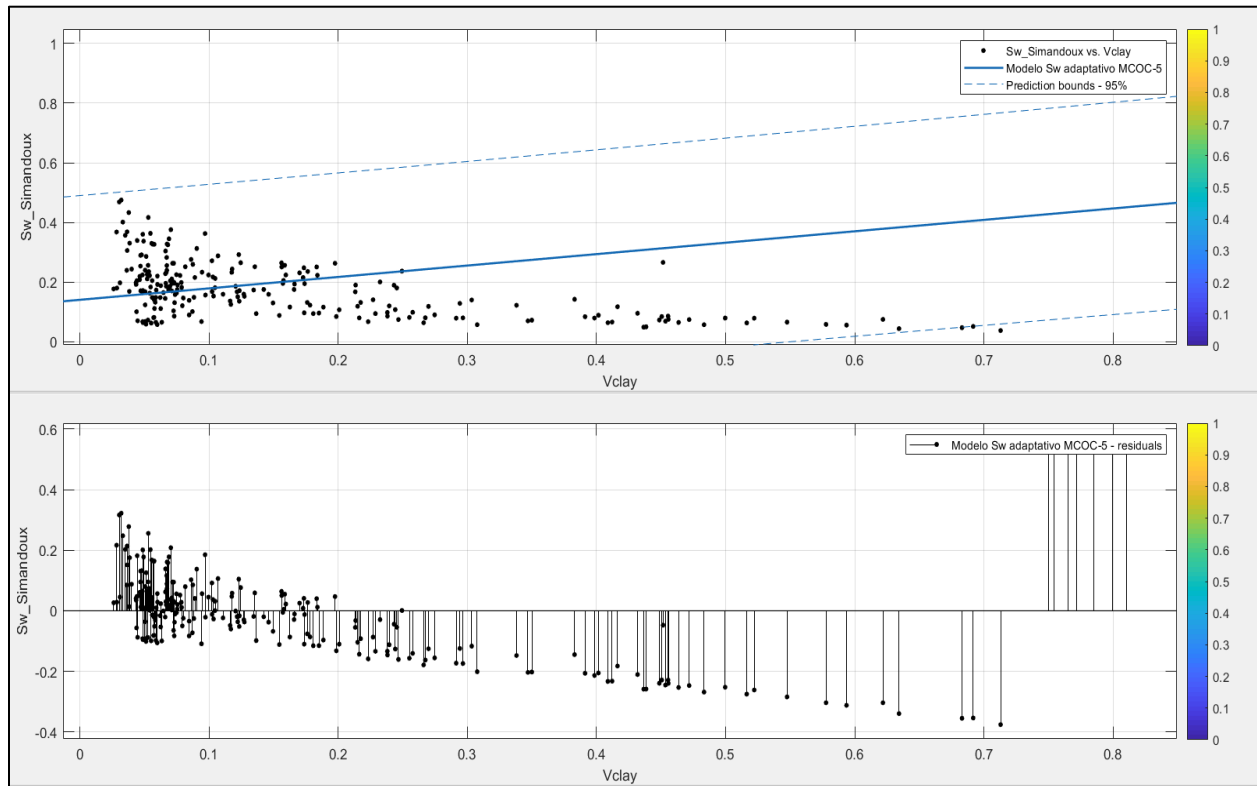
```
1x1 cfit

val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
  p1 =      -1.282  (-1.573, -0.9911)
  p2 =       0.7021 (0.6625, 0.7417)
```

Apéndice 51. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-5

Apéndice 51A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-5



Apéndice 51B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-5

```

1x1 cfit

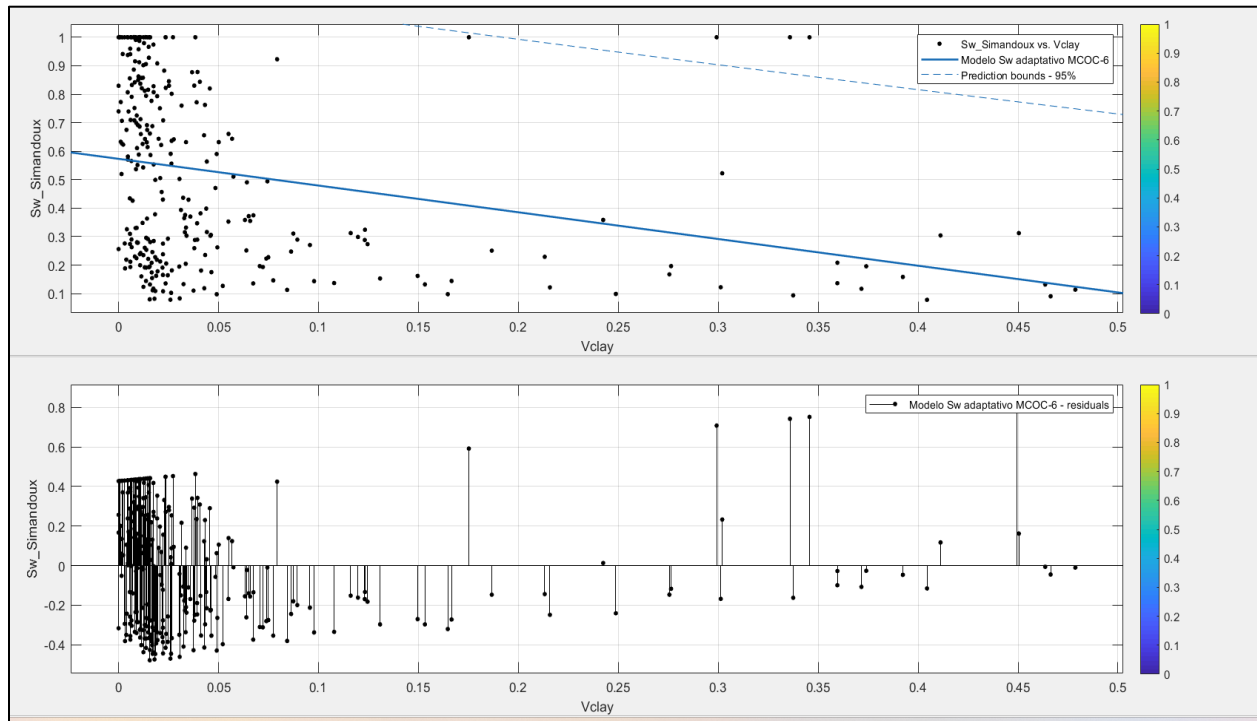
val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 =      0.3829  (0.2681, 0.4977)
p2 =      0.1406  (0.1099, 0.1713)

```

Apéndice 52. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-6

Apéndice 52A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-6



Apéndice 52B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-6

```

1x1 cfit

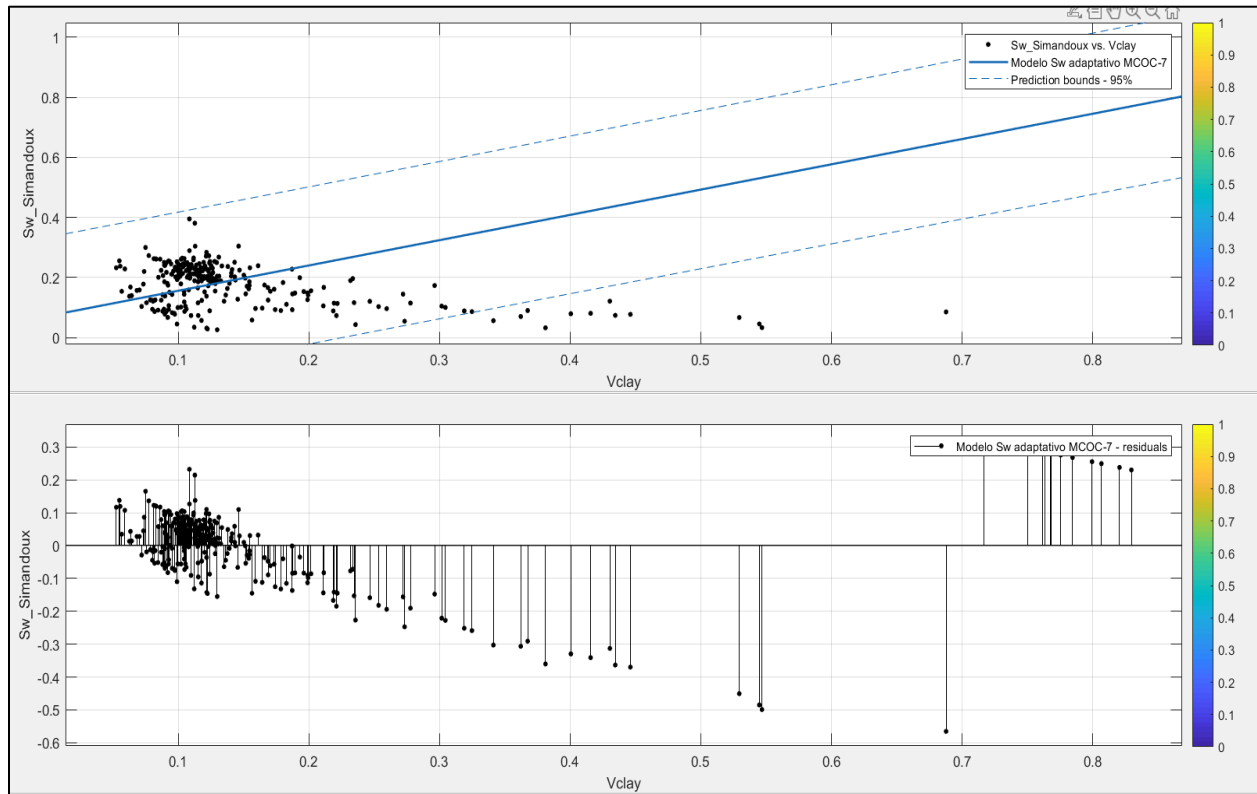
val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
  p1 =    -0.9383  (-1.305, -0.5717)
  p2 =     0.5731  (0.533, 0.6131)

```

Apéndice 53. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-7

Apéndice 53A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-7



Apéndice 53B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-7

```

1x1 cfit

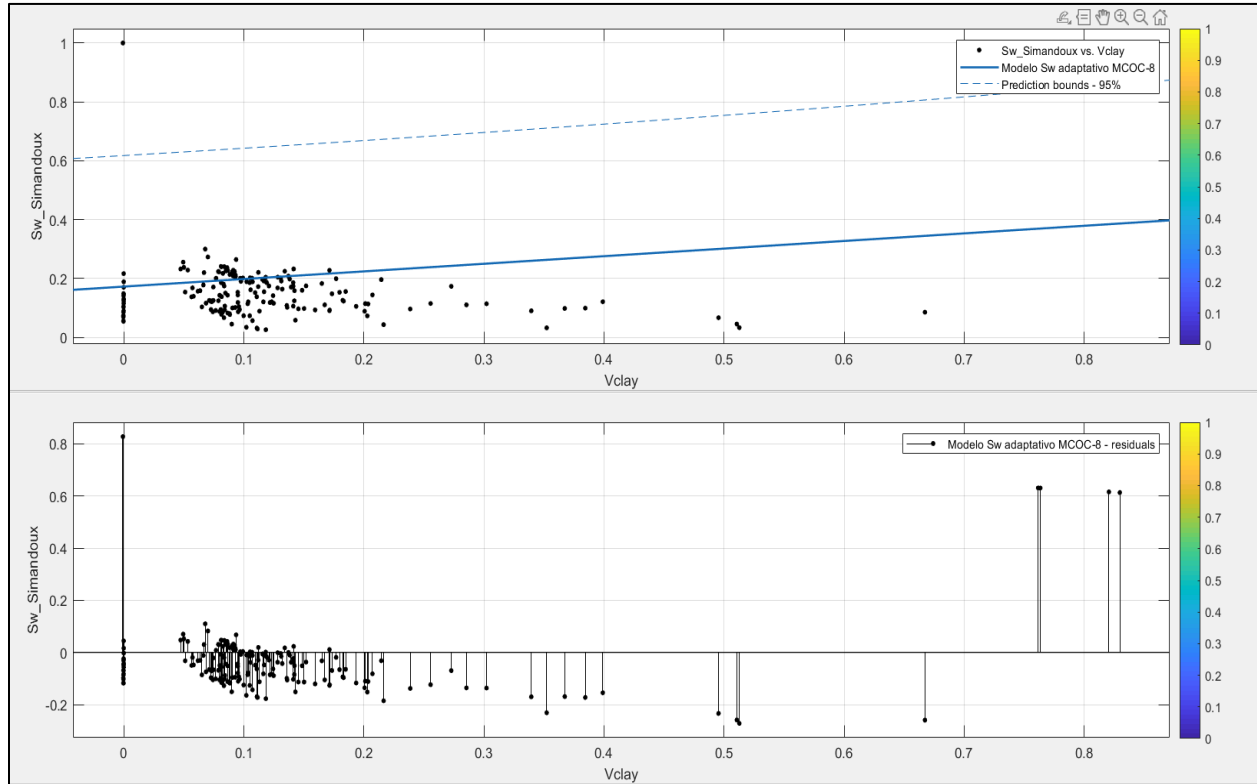
val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
    p1 =      0.8415   (0.7456, 0.9375)
    p2 =      0.07198 (0.0493, 0.09466)

```

Apéndice 54. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-8

Apéndice 54A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-8



Apéndice 54B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-8

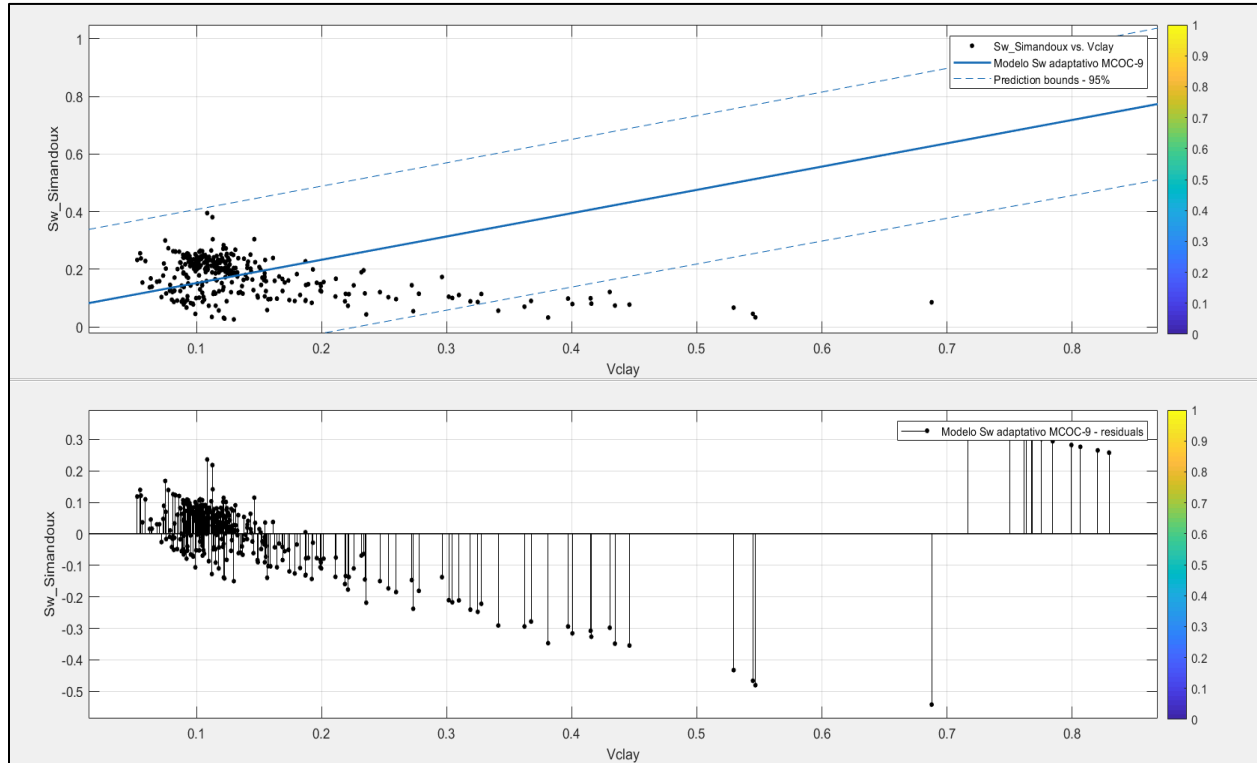
```
1x1 cfit

val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
  p1 =      0.2582  (0.0267, 0.4897)
  p2 =      0.1726  (0.1296, 0.2155)
```

Apéndice 55. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-9

Apéndice 55A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-9



Apéndice 55B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-9

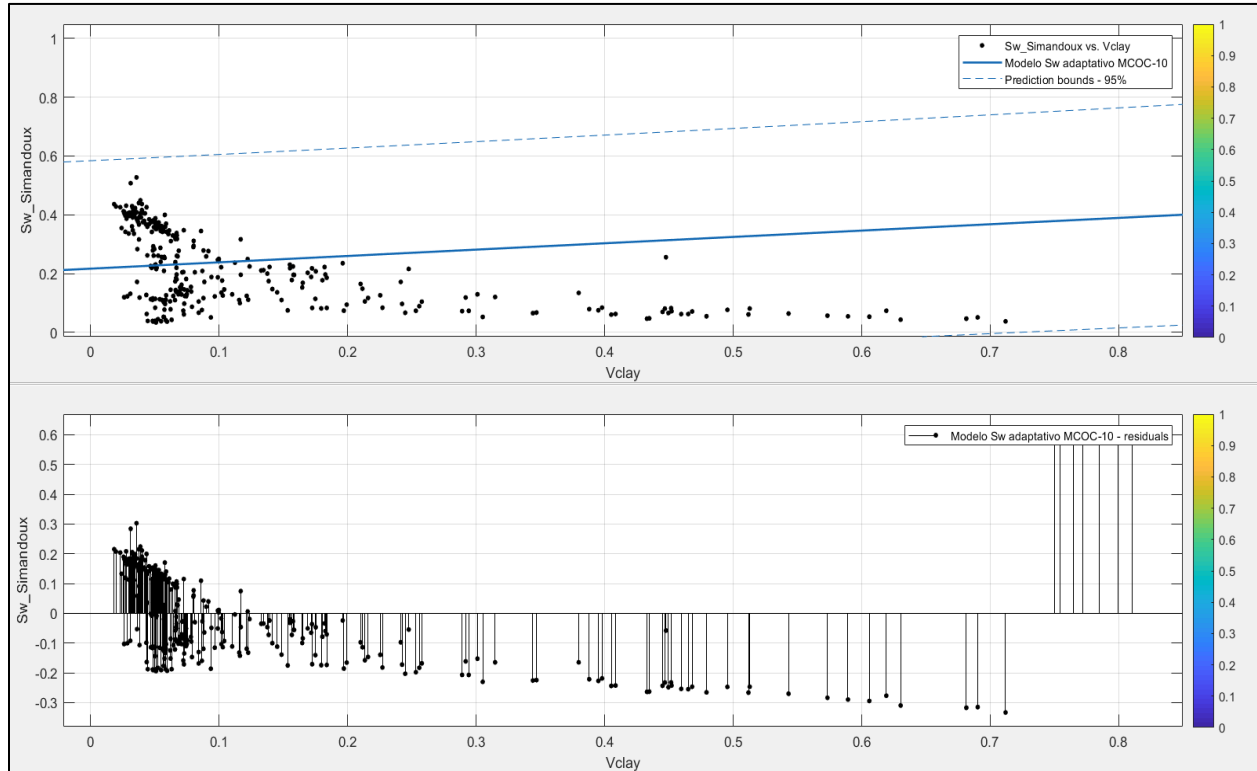
```
1x1 cfit

val =

Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 =      0.8084 (0.7163, 0.9004)
p2 =      0.07152 (0.05042, 0.09262)
```

Apéndice 56. Modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-10

Apéndice 56A. Resultado gráfico modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-10



Apéndice 56B. Resultado de Validación del modelo adaptativo de Sw _ Pozo MCOC-10

```

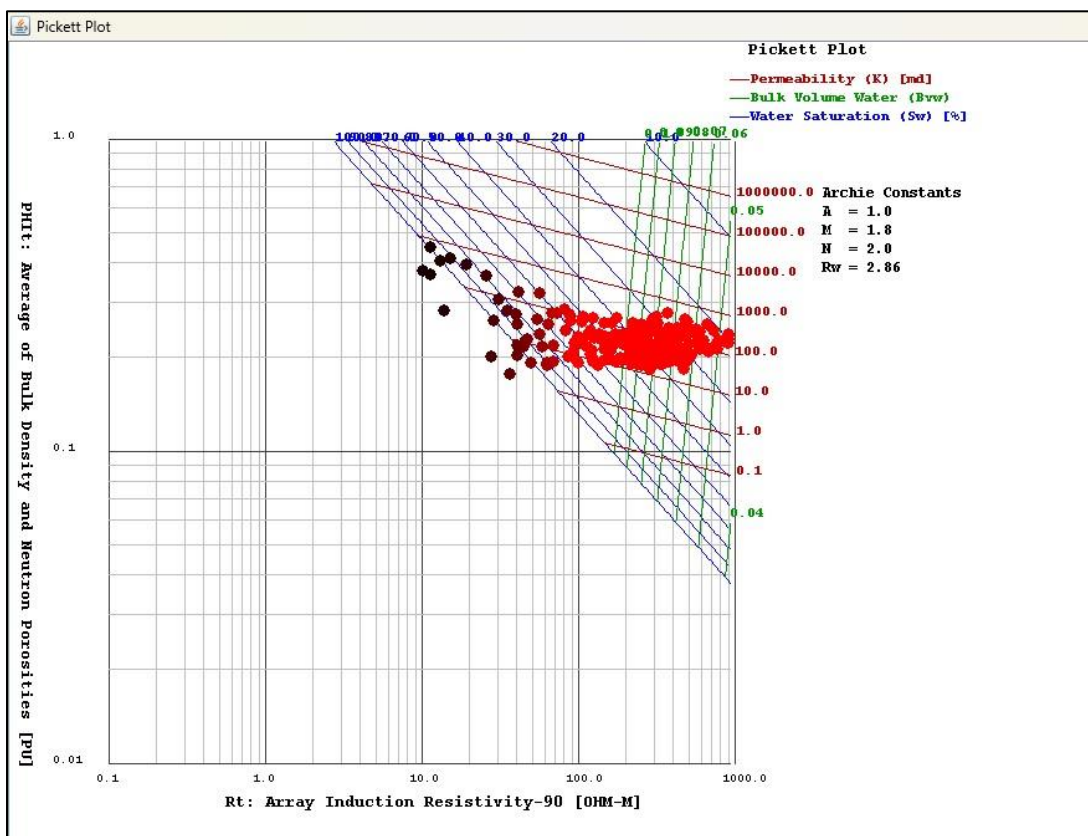
1x1 cfit

val =

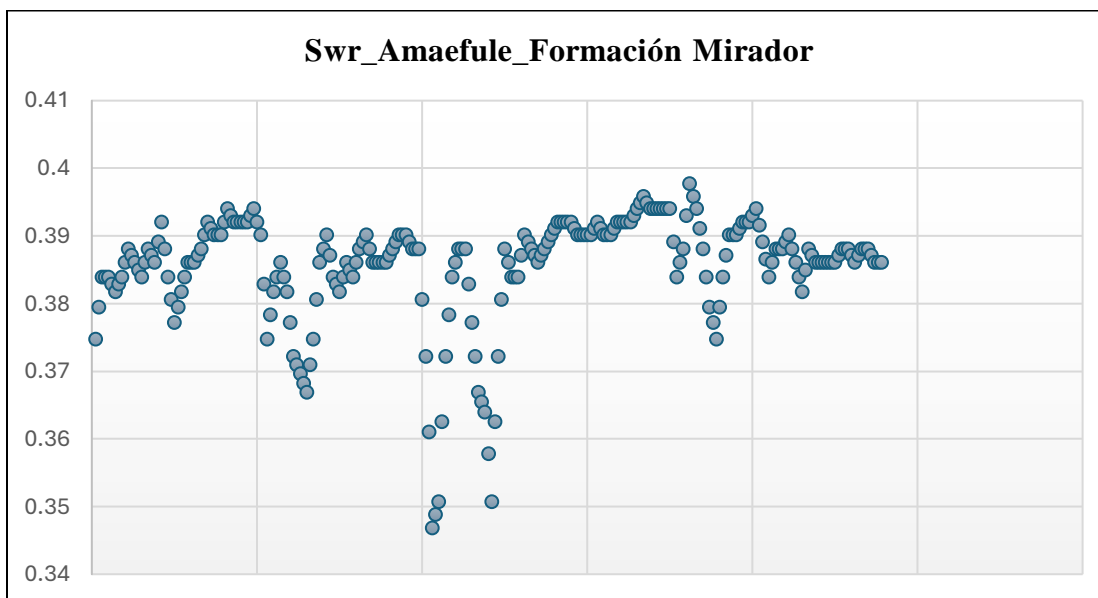
Linear model Poly1:
val(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 =      0.2159 (0.1026, 0.3291)
p2 =      0.2168 (0.1903, 0.2432)

```

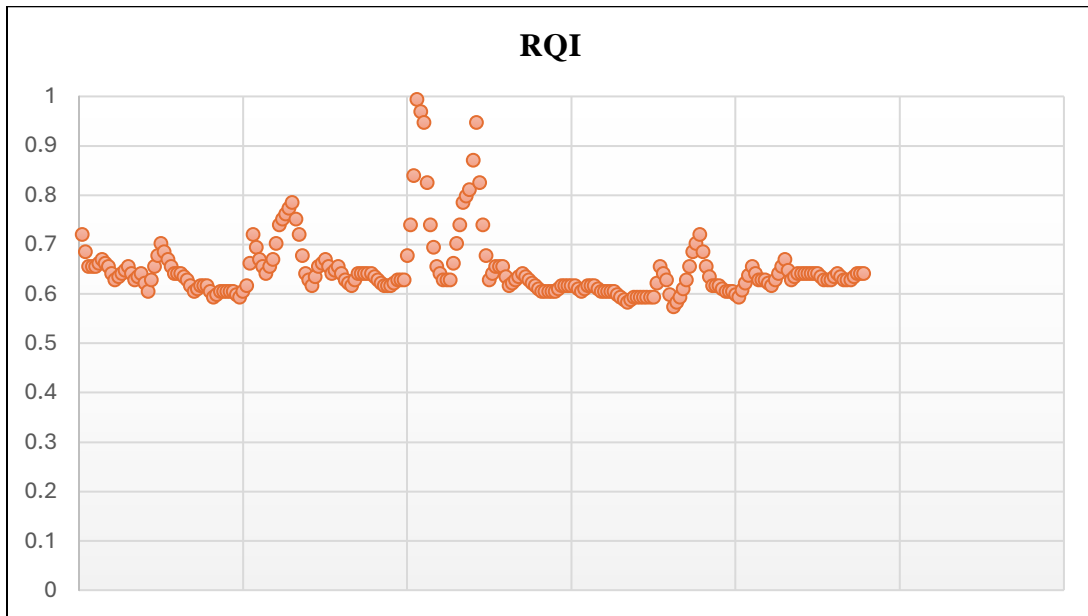
Apéndice 57. Cálculo K, Bvw, Sw_ Formación Mirador



Apéndice 57A. Cálculo de la Saturación de agua _Amaefule



Apéndice 57B. Cálculo RQI _Amaefule



Apéndice 57C. Cálculo FZI _Amaefule

