

**CARACTERIZACIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LA
PERFORACIÓN MEDIANTE REGISTROS DIELECTRICOS EN
YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRAPESADO EN LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN VENEZUELA Y EN LLANOS
ORIENTALES EN COLOMBIA.**

**DARLING MARIVICK CRIOLLO BARRIOS
RICHARD ALBERTO MARTÍNEZ VALLADARES**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
MAGISTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

DIRECTOR

CAROLINA DAVID LÓPEZ

INGENIERO DE PETRÓLEO, MSC. EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO

CODIRECTOR

ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ

**INGENIERO DE PETRÓLEO, MSC. EN INGENIERÍA DE GAS, MSC. EN GESTIÓN
AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD**

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

BOGOTÁ, D.C.

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN



Nombre

Firma del director

Nombre

Firma del presidente del Jurado

Nombre

Firma de Jurado

Nombre

Firma de Jurado

Bogotá D.C., Septiembre 2022

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora académica y de Investigación

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Marcias Rodríguez

Decano De La Facultad De Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director Del Programa de Ingeniera de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Señores

COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO

Facultad de Ingenierías.

Departamento de Energías.

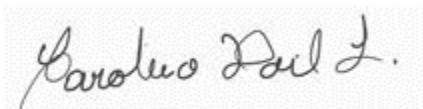
Programa Maestría en Ingeniería de Yacimientos.

Fundación Universidad de América.

En mi calidad de Director del Trabajo de Grado titulado **“CARACTERIZACIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN MEDIANTE REGISTROS DIELECTRICOS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRA PESADO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN VENEZUELA Y EN LLANOS ORIENTALES EN COLOMBIA”**, elaborado por los estudiantes Darling Marivick Criollo Barrios y Richard Alberto Martínez Valladares, con numero de radicado 21-01-05-MIY, comunico que el mismo fue desarrollado con éxito, evidenciando el desarrollo de los objetivos propuestos y la culminación del proyecto, cumpliendo con los resultados esperados por lo estudiantes de la Universidad de América.

Por lo anterior, lo presento a la disposición del comité para la asignación de jurados para su sustentación.

Atentamente.



Carolina David López

Ing. de Petróleo, Magister en Ingeniería de Petróleo

DEDICATORIA

Darling Criollo: dedico este trabajo de grado a Dios por guiarme y ser el centro de mis principios y creencias. A mis padres José Enrique Criollo y María Victoria Barrios que han sido mi ejemplo de perseverancia, responsabilidad y lucha por mis metas. A mis hermanos que siempre se han mantenido estudiado y trabajando para poder darles lo mejor a su familia y a sí mismo. A mis sobrinos a quienes me gustaría ser su ejemplo de motivación y crezcan con una visión hacia el estudio como parte fundamental de la vida. Agradezco con todo mi amor a Daniel Hernando Rojas y a toda su familia que con todo su cariño me han animado desde el inicio de este fabuloso viaje que fue realizar esta maestría.

Richard Martínez: dedico este trabajo de grado primeramente en Dios. A mis padres Richard Martinez y Dióscora Valladares que han sido mi ejemplo de constancia y dedicación. A mis Esposa Maria Beatriz Urdaneta Van Den Berg quien ha estado en todo momento como un pilar fundamental durante el desarrollo de la maestría.

AGRADECIMIENTOS

Nos gustaría darle un especial agradecimiento:

A nuestra ingeniera, docente y codirectora de este proyecto, Adriangela Romero por la guía y motivación que nos brindó desde el inicio hasta la culminación de la maestría.

A nuestra ingeniera y directora de este proyecto, Carolina David López por todo su apoyo técnico y consejos en el desarrollo de este trabajo.

A todos los profesores de la Maestría en Ingeniería de Yacimientos por su dedicación en transmitir sus conocimientos y orientarnos tanto técnicamente como emocionalmente para poder cursar todas las materias y no desistir en el camino.

A la Fundación Universidad de América por la formación brindada que ha hecho posible este logro.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables de los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	16
1. GENERALIDADES DEL AREA DE ESTUDIO	17
1.1. Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela	17
1.2. Llanos Orientales en Colombia	18
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. Fundamentos del Registro Dieléctrico	20
2.1.1. Descripción de la Herramienta	21
2.2. Fundamentos del Registro Resonancia Magnética Nuclear	26
2.3. Fundamentos de Prueba de Desplazamiento	31
2.4. Daño a la Formación asociados a los fluidos de perforación	34
2.4.1. Perforación Sobre Balance (Overbalance)	36
3. METODOLOGÍA	38
3.1. Fase I. Selección de pozos	40
3.2. Fase II. Evaluación Petrofísica de Formación	40
3.3. Fase III. Reprocesamiento del Registro Dieléctrico	43
3.4. Fase IV. Caracterización de Daño a la Formación durante la perforación mediante el registro dieléctrico	52
3.5. Fase V. Validación del Daño a la Formación	56
3.5.1. Validación a través de Resonancia Magnética Nuclear	56
3.5.2. Validación a través de Pruebas de Desplazamiento	56
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	60
4.1. Evaluación Petrofísica	60
4.2. Análisis del Dieléctrico en zonas con perfil de invasión (Caso I)	67
4.3. Análisis del Dieléctrico en zonas con daño a la formación (Caso II) y validación con RMN	70
4.4. Validación del daño a la formación con Pruebas de Desplazamiento	75
5. CONCLUSIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. <i>Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus bloques principales</i>	18
Figura 2. <i>Mapa de localización de la Cuenca Llanos Orientales y sus límites estructurales</i>	19
Figura 3. <i>Tipos de polarización electromagnéticas</i>	21
Figura 4. <i>Herramienta de Dispersión Dieléctrica y Configuración de Patín</i>	22
Figura 5. <i>Modelo Radial electromagnético de la Formación</i>	24
Figura 6. <i>Esquema de Inversión Radial</i>	25
Figura 7. <i>Inversión Petrofísica.</i>	25
Figura 8. <i>Ejemplo de resultados de inversión radial e inversión petrofísica del dieléctrico en Pozo de la Faja Petrolífera del Orinoco.</i>	26
Figura 9. <i>Clasificación de fluidos usando mapas de difusión vs T2.</i>	27
Figura 10. <i>La herramienta MRScanner tiene antenas que operan a múltiples frecuencias diseñadas para caracterización de fluidos y dos antenas de alta resolución para proporcionar calidad de roca y respuesta de producibilidad.</i>	29
Figura 11. <i>Interpretación de mapas de difusión vs T2</i>	30
Figura 12. <i>Área transversal disponible al fluido en Flujo Monofásico.</i>	32
Figura 13. <i>Área transversal disponible al fluido de cada fase en Flujo Bifásico.</i>	33
Figura 14. <i>Perforación sobre balance.</i>	37
Figura 15. <i>Metodología Propuesta</i>	39
Figura 16. <i>Reprocesamiento del Registro Dieléctrico.</i>	44
Figura 17. <i>Modelo Mineralógico y de Saturación de Agua.</i>	44
Figura 18. <i>Procesamiento de la herramienta Dieléctrica Unbalances.</i>	45
Figura 19. <i>Permitividades Aparentes.</i>	46
Figura 20. <i>Conductividades Aparentes.</i>	47
Figura 21. <i>Modelo Invasión Branch para lodo base agua (WBM).</i>	48
Figura 22. <i>Permitividades obtenidas del procesamiento radial.</i>	49
Figura 23. <i>Datos ingresados para la corrida del modelo Venezuela.</i>	51
Figura 24. <i>Template donde se visualizan las curvas generadas del procesamiento del Dieléctrico</i>	52
2	
Figura 25. <i>Caso I. Proceso de invasión del filtrado del lodo sin daño a la formación y Caso II. Proceso de invasión del filtrado del lodo con daño a la formación.</i>	54

Figura 26. <i>Permeabilidad efectiva al aceite promedio antes y después del lodo.</i>	59
Figura 27. <i>Curvas de permeabilidades relativas antes y después del daño.</i>	59
Figura 28. <i>Abundancia de minerales arcillosos en el Bloque Rio Ariari.</i>	61
Figura 29. <i>Ajuste del Volumen de Arcilla con diferentes metodos.</i>	62
Figura 30. <i>Ajuste del método de Volumen de Arcilla usando Clavier con respecto a DRX.</i>	63
Figura 31. <i>Grafico cruzado multipozo entre porosidad estimada a partir de densidad y neutrón vs porosidad de núcleo.</i>	64
Figura 32. <i>Histograma de saturación de agua irreducible obtenida de RMN</i>	64
Figura 33. <i>Permeabilidad estimada vs permeabilidad de núcleo a NCS.</i>	66
Figura 34. <i>Resultado del reprocesamiento del registro dieléctrico en una zona con buena movilidad de fluido, Pozo A.</i>	68
Figura 35. <i>Resultados del reprocesamiento del registro dieléctrico en una zona con buena movilidad de fluido, Pozo A</i>	Error! Bookmark not defined.8
Figura 36. <i>Análisis de mapa de difusión vs T2 en zonas con buena movilidad (Caso I).</i>	69
Figura 37. <i>Caracterización del daño a la Formación a traves de porosidad de agua somera y profunda del registro dieléctrico en el Pozo A</i>	71
Figura 38. <i>Validación del daño a la Formacion con RMN en el Pozo A</i>	72
Figura 39. <i>Caracterización del daño a la Formación a traves de porosidad de agua somera y profunda del registro dieléctrico en el Pozo B</i>	71
Figura 40. <i>Validación del daño a la Formacion con RMN en el Pozo B</i>	72
Figura 41. <i>Identificación de daño a la formación a partir del registro dieléctrico en el Pozo C, profundidad 5348 pies (Nucleo 70) y profundidad 5351.5 pies (núcleo 81)</i>	75
Figura 42. <i>Resultados de permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 70).</i>	76
Figura 43. <i>Permeabilidades Relativas antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 70).</i>	77
Figura 44. <i>Resultados de permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 81).</i>	78
Figura 45. <i>Permeabilidades Relativas antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 81).</i>	79

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Permitividades comunes en Rocas, Minerales y Fluidos.</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 2. Protocolos para generación de curvas de permeabilidad en pruebas de desplazamiento</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3. Protocolo modificado para prueba de desplazamiento en yacimientos de crudo pesado</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 4. Rangos de salinidad ppm NaCl y propiedades eléctricas usadas para el Bloque Río Ariari.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5. Sumario Petrofísico del Neto Reservorio por unidad operacional</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 6. Sumario Petrofísico del Neto Petrolífero por unidad operacional</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 7. Resultados del daño a la Formación derivados del registro dieléctrico, Pozo A</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 8. Resultados del daño a la Formación derivados del registro dieléctrico, Pozo B</i>	<i>73</i>

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una nueva metodología para la caracterización del daño a la formación durante la perforación, ocasionado por el filtrado de lodo de perforación mediante registros dieléctricos en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela y en Llanos Orientales en Colombia. Se inició con la recopilación de datos de los pozos de ambas áreas, para el flujo de trabajo de petrofísica se consideraron los pozos del Bloque de Río Ariari en Colombia, siendo este mismo flujo aplicable para los pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Posteriormente, la caracterización del daño a la Formación se realizó con tres pozos clave: el Pozo A y el Pozo B que disponían del registro Dieléctrico y Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y el Pozo C que disponía del registro Dieléctrico y pruebas de desplazamiento.

El modelo petrofísico se caracterizó empleando el método de Clavier para el cálculo de volumen de arcilla, validado con difracción de rayos X. Para el cálculo de porosidad se empleó el método de Densidad-Neutrón y se comparó con los ensayos de laboratorio rutinarios sometidos a presión de confinamiento neto del yacimiento que muestra, el resultado de porosidad estimada con una incertidumbre del +/-5% con respecto al dato de núcleo. La saturación de agua fue modelada con el empleo de la ecuación de Archie debido a la poca presencia de arcillosidad y la permeabilidad fue estimada empleando la ecuación de K Lambda, mostrando muy buen ajuste con los datos de permeabilidad de laboratorio en los rangos que oscilan entre 50 a 10.000 mD.

Una vez realizado el análisis petrofísico, fundamental para la obtención de la porosidad, se realizó el reprocesamiento del registro dieléctrico que, consistió en el procesamiento de la herramienta, el procesamiento radial y, finalmente la inversión petrofísica. De este procesamiento se obtuvieron la saturación y porosidad de agua a diferentes profundidades de investigación de la formación, correspondiente a una y cuatro pulgadas (1" y 4"). Las diferencias en estas lecturas de profundidad de investigación fueron claves para la caracterización del daño a la formación en este tipo de yacimientos de petróleo pesado y extrapesado.

Para la caracterización del perfil de invasión del lodo de perforación hacia la Formación se propusieron dos casos de análisis: Caso I, zonas con muy buen perfil de invasión y sin daño a la Formación, donde la porosidad de agua en zona somera es mayor a la porosidad de agua en zona

profunda (PWXS>PWXD) y Caso II, el caso crítico, es el caso contrario del Caso I (PWXD>PWXS) con zonas de muy bajo perfil de invasión y con daño a la Formación.

Varios intervalos fueron analizados con el registro dieléctrico con lo que se logró identificar zonas con daño (Caso II) en los Pozos A, B y C obteniendo como resultado un rango de porcentaje de reducción de porosidad entre 2 % al 4% y un rango de porcentaje de reducción de permeabilidad del 36% al 74%. El perfil de daño obtenido por profundidad ayudó a detectar intervalos con mayor o menor daño a la formación. Posteriormente, se validó el daño a la formación con RMN en los Pozos A y B.

Finalmente, se utilizó un segundo método para la validación del daño a la Formación empleando pruebas de desplazamiento de laboratorio en el Pozo C, en un intervalo de profundidad donde el rango de porcentaje de reducción de la permeabilidad fue de 65.33% a 74.04% caracterizado con el registro dieléctrico. Por lo tanto, en el mismo intervalo se analizaron dos núcleos con pruebas de desplazamiento, cuyo resultado fue un daño a la Formación del 100% y un cambio significativo en las curvas de permeabilidad relativa.

Palabras clave: daño a la formación, dieléctrico, petróleo pesado, Faja Petrolífera del Orinoco, Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

La gran demanda energética mundial, ha colocado a la industria petrolera en la necesidad de explorar y explotar yacimientos de crudos pesados y extrapesados que en la década de los 70 y 80 se consideraban áreas difíciles, debido a la carencia de tecnologías para caracterizar estos yacimientos y ponerlos en producción.

Para la industria del petróleo, es un reto extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos con la menor inversión posible. Es por esto, que las empresas petroleras orientan sus esfuerzos en estudios que permitan optimizar las operaciones que se llevan a cabo a diario, ampliar el conocimiento del yacimiento con el fin de aplicar metodologías que permitan obtener los resultados deseados y ayuden a mantener la integridad del yacimiento durante su vida productiva. En la fase de caracterización de yacimientos de crudo pesado y extrapesado se han planteado muchos hitos que van orientados a mejorar la productividad e incrementar el factor de recobro de estos yacimientos.

Estos hitos inician con la obtención de un perfil de saturación de petróleo representativo, considerando que muchos de estos yacimientos se encuentran asociados a niveles de agua fresca, seguido por aplicación de tecnologías que permitan mejorar la relación de movilidad entre el petróleo y el agua, así como el incremento de área de drenaje aplicando la filosofía de pozos horizontales.

Según *Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada* [1] la mayoría de las investigaciones realizadas en crudos pesados a nivel mundial están en Canadá, Estados Unidos, China y Venezuela. Sin embargo, no se ha planteado ninguna metodología que permita identificar y cuantificar el daño a la formación antes de ejecutar cualquier operación de completamiento o que permita caracterizar el daño a partir de registros dieléctricos.

Para lograr la caracterización del daño a la formación a partir de registros dieléctricos durante la perforación se propone una nueva metodología la cual consiste en realizar una evaluación petrofísica, reprocesar el registro dieléctrico para la obtención de *water filled porosity* a 1 y 4 pulgadas y finalmente obtener un perfil de movilidad de los fluidos, la cual ayudará a identificar y cuantificar el daño a la formación. Adicionalmente, el perfil de movilidad de los fluidos será validado con registros de resonancia magnética nuclear y pruebas de desplazamiento.

OBJETIVOS

Objetivo General

Desarrollar una metodología para la caracterización del daño a la formación durante la perforación mediante registros dieléctricos en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela y en Llanos Orientales en Colombia.

Objetivos Específicos

- Validar la información de registros dieléctricos y modelo petrofísico para la estimación de saturación de agua y petróleo en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela y en Llanos Orientales en Colombia.
- Escalar propiedades petrofísicas obtenidas en el laboratorio con propiedades derivadas de registros eléctricos para la generación de la calibración núcleo – Perfil de las áreas de estudio.
- Caracterizar el daño a la formación durante la perforación mediante el concepto de *water filled porosity* obtenido de los registros dieléctricos.
- Desarrollar una metodología para la caracterización del daño de formación en los pozos de crudo pesado y extrapesado a partir de la generación de un perfil de movilidades de petróleo y comparación de los resultados con pruebas de desplazamiento y permeabilidad de retorno existente.

1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

Dos áreas de estudios fueron analizadas cuyos yacimientos se caracterizan por contener crudos pesados y extrapesados, una de ellas es la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela (FPO), bloque Carabobo y la otra los Llanos Orientales en Colombia, bloque Río Ariari.

1.1. Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela

Según la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, por sus siglas en inglés) Venezuela cuenta con la mayor reserva de petróleo en el mundo, con un 25.5% de reservas dentro de los países de la OPEP. Un gran porcentaje de estas reservas corresponden al petróleo pesado y extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

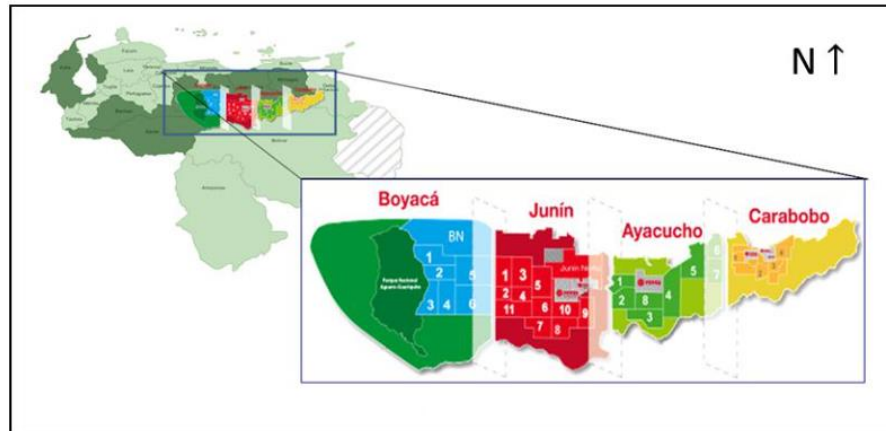
Cambas [2] describe la ubicación y las características principales de la Faja Petrolífera del Orinoco. FPO está ubicada al sureste de Venezuela, al norte del río Orinoco, y comprende una gran parte del sur de los estados Guárico, Monagas y Anzoátegui, constituyendo las mayores reservas de hidrocarburos extrapesados del mundo ($API < 10^\circ$), la cual comprende una extensión de 75.100 km² y un área de explotación de 11.593km².

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos pesados y extrapesados es que son arenas no consolidadas. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento contenga alta porosidad y permeabilidad, con una porosidad promedio del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcys. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

La FPO está constituida por diferentes bloques, siendo el Bloque Carabobo el área de estudio con un área de 2311 Km². Los yacimientos de interés del Bloque Carabobo son las areniscas de la Formación Morichal divididas como Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior. En la Figura 1 se muestra los bloques principales de la FPO, orientado este trabajo al Bloque Carabobo ubicado al Este.

Figura 1.

Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus bloques principales.



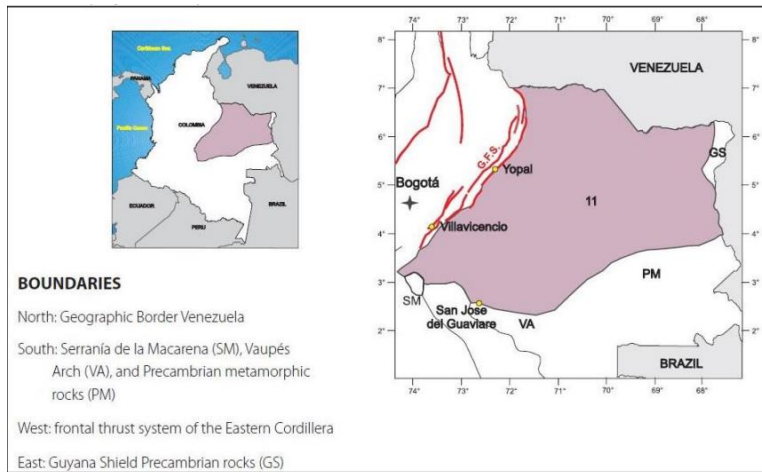
Nota. Ubicación de los Bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se observa hacia el Este el Bloque Carabobo donde se encuentra ubicado los pozos de estudio. Tomado de: *Cambas, Y., “Identificación de las variables con mayor impacto en la producción de petróleo por agotamiento natural” 2015, [En línea]. Disponible: <http://hdl.handle.net/10872/13416> [Acceso: dic. 12, 2021]*

1.2. Llanos Orientales en Colombia

La segunda cuenca donde aplicara la metodología que se propone con este estudio es la cuenca Llanos Orientales, específicamente el Bloque Río Ariari en el sector del Meta con una área de 2000 Km². La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) describe la localización de la cuenca hacia el noreste de Colombia, es una depresión topográficamente plana, de orientación suroeste – noreste, que se desarrolló en el flanco occidental del Estado de Guyana. Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure-Barina al norte, la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés al sur, el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental al oeste y el Escudo de Guyana al este. En la Figura 2 se aprecia la localización de la cuenca Llanos Orientales.

Figura 2.

Mapa de localización de la Cuenca Llanos Orientales y sus límites estructurales.



Nota. Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. Tomado de: *Agencia Nacional de Hidrocarburos, [En línea]. Disponible:* <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. [Acceso: nov. 10, 2021].

La litoestratigrafía de la cuenca Llanos Orientales está conformada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias, localizadas en el Paleozoico, Cretácico Superior y Eoceno Medio [3].

La Formación donde se realizará énfasis es en la Formación Mirador de edad Eoceno Tardío. La Formación Mirador corresponde al yacimiento más importante de la cuenca, con buenas propiedades petrofísicas, porosidad promedio de 22% y permeabilidades que varían entre 1 a 6 Darcy, con crudo pesado y extrapesado en el Bloque de Río Ariari. Esta consiste en un conjunto de areniscas no consolidadas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente. 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 [3].

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Fundamentos del Registro Dieléctrico

De acuerdo con Donadille, Faivre y Leech [4] la herramienta dieléctrica está comprendida por un montaje de patines con dos transmisores y ocho receptores localizados simétricamente trabajando en modo longitudinal y transversal. Esta adquiere información radial de hasta 4 pulgadas dentro de la Formación. La herramienta mide propiedades dieléctricas en cuatro frecuencias entre 20 MHz y 1 GHz y mide la dispersión dieléctrica con una resolución vertical de una pulgada (1”).

La herramienta realiza una inversión radial usando todas las mediciones, cada una con su incertidumbre. El modelo radial es un patín apoyado en el hoyo, midiendo zona de revoque e invadida y continuando hacia la zona virgen. Los resultados de medición son las conductividades y las permitividades de cada capa a cada frecuencia. Mosse, Carmona y Decoster [5] comentan la necesidad de un modelo petrofísico que transforme estos resultados a parámetros petrofísicos por cada capa. Las incertidumbres de adquisición son incluidas en el proceso de inversión.

El registro dieléctrico tiene la particularidad de trabajar con altas frecuencias y mediciones electromagnéticas, las cuales son sensibles a las propiedades electromagnéticas de la Formación, especialmente para el reconocimiento del agua de Formación, debido a que esta tiene una alta permitividad comparada con la matriz de la roca, petróleo o gas, por esta razón la herramienta puede diferenciar las zonas de agua que están intercaladas o presentes en las capas de areniscas con petróleo pesado.

El procesamiento consiste en derivar las atenuaciones y desplazamiento de fase (*phase shifts*) de los datos crudos y calcular las conductividades y permitividades aparentes de la formación, este procedimiento se realiza por muestreo. En esta etapa se remueven ruidos termales de la data original y se realiza suavizado de las curvas de atenuación y desplazamiento de fase.



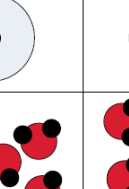
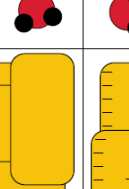
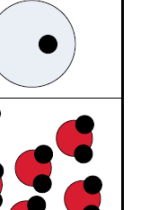
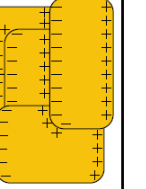
La permitividad es una propiedad electromagnética del medio, aplicando la Ley de Gauss en un espacio libre o vacío, es una ley electroestática que relaciona la distribución de carga eléctrica presente en el medio a un campo eléctrico resultante. Hay dos tipos de cargas eléctricas: cargas libres y cargas adheridas. Las cargas libres no tienen restricción al moverse en el medio, mientras las cargas adheridas se mantienen por otro mecanismo de fuerza como molecular, por lo que estas

cargas adheridas pueden experimentar una pequeña cantidad de movimiento como resultado de la fuerza eléctrica. Este mecanismo de redistribución de las cargas adheridas en el medio es llamado polarización.

Existen tres mecanismos de polarización de las cargas eléctricas adheridas en un medio: desplazamiento de la nube electrónica de átomos, orientación coherente de las moléculas de agua y el efecto de polarización en la interface roca/agua e hidrocarburo/agua. Respectivamente nombradas: polarización electrónica, orientacional e interfacial. En formaciones ricas en arcilla ocurren polarizaciones adicionales. En la Figura 3 se observan las polarizaciones enunciadas.

Figura 3.

Tipos de polarización electromagnéticas.

Polarization type	$\vec{E} = \vec{0}$	$\vec{E} \rightarrow$
Electronic		
Orientalational		
Interfacial		

Nota. Tipos de Polarización: electrónica, orientacional e interfacial. Tomado de: Donadille, Faivre y Leech, “Dielectric Physics and its applicability to petrophysics” en *Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging*, Schlumberger, Houston, Texas, 2016, pag.3.

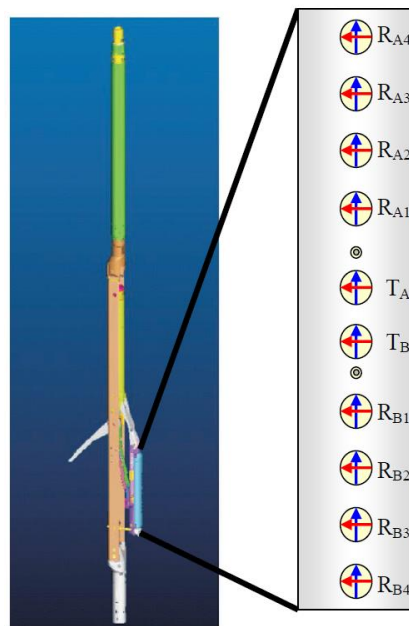
2.1.1. Descripción de la Herramienta

La herramienta del dieléctrico está basada en un patín con sensores, el cual esta presionada contra la pared de la Formación. El patín tiene un grado azimutal de libertad para asegurar un buen contacto con el hoyo. Las antenas que miden y entregan los campos de propagación son ubicadas

simétricamente en el patín de la siguiente manera: los pares de transmisores son ubicados en la mitad y los cuatro pares de receptores están alineados arriba y debajo de los transmisores (Figura 4). Cada antena está hecha de dos dipolos magnéticos ortogonales, tangentes a la superficie conductiva de la herramienta. Cuando los dipolos están orientados a lo largo del eje de la herramienta corresponden a los dipolos longitudinales (flechas azules). Cuando los dipolos están orientados ortogonalmente al eje de la herramienta corresponden a los dipolos transversales (flechas rojas). El modo de propagación lo define un par de dipolos eléctricos, perpendiculares a la herramienta y miden las propiedades del medio justo en frente del patín, generalmente el revoque o el lodo [5].

Figura 4.

Herramienta de Dispersión Dieléctrica y Configuración de Patín.



Nota: Herramienta de Dispersión Dieléctrica y Configuración de Patín. Se observan pares de transmisores en la mitad de la herramienta y cuatro pares de receptores, cada uno con dipolos longitudinales y transversales. Tomado de: *Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., 2009, «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» SPWLA 50th Annual Logging Symposium.*

La herramienta registra nueve mediciones para cada frecuencia (36 mediciones) y mide la relación de amplitud (atenuación) y cambio de fase de la ondícula que emerge desde un trasmisor, TA, y

medido en un receptor, RA1, con respecto a la onda que emerge desde otro transmisor, TB, y medido con el mismo receptor, RA1, las mediciones de la ondícula de ambos transmisores son promediadas por receptor. Las nueve mediciones corresponden a las ondículas que registran los cuatro pares de receptores y transmisores longitudinales, los cuatro pares de receptores y transmisores transversales y los receptores del dipolo eléctrico. Cada una de estas nueve mediciones se realiza en las cuatro frecuencias en que opera la misma (9 mediciones x 4 frecuencias = 36).

La resolución vertical corresponde al espaciamiento del transmisor, acerca de 1 pulgada. Las cuatro diferentes frecuencias desde 20 MHz a 1 GHz son llamadas F0, F1, F2 y F3. Debido a la dispersión dieléctrica, las propiedades electromagnéticas de la Formación dependen de la frecuencia. La profundidad de investigación también depende de la frecuencia, a medida que es más profunda la frecuencia es menor.

Las propiedades electromagnéticas que mide la herramienta dieléctrica son la permitividad relativa ϵ_r y la conductividad de la Formación σ (S/m) que son la parte real e imaginaria de un número complejo, identificado con el símbolo * [5]. La ecuación 1 muestra la propiedad electromagnética como número complejo.

Ecuación 1.

Propiedad electromagnética como número complejo.

$$\epsilon^* = \epsilon_r + i \frac{\sigma}{\omega \epsilon_0}$$

Donde: ϵ^* es propiedad electromagnética como número complejo, ϵ_r es permitividad relativa, σ es conductividad de la Formación (S/m), ω es frecuencia circular y ϵ_0 es permitividad al vacío (vacuum permittivity)

Nota. Propiedad electromagnética como número complejo. Tomado de: Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., 2009, «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» SPWLA 50th Annual Logging Symposium.

$\omega \epsilon_0$ es una escala de conductividad para una frecuencia dada. A mayor frecuencia, mayor es la contribución de la permitividad real en la medición.

El análisis de la atenuación, AT, y cambio de fase, PS, se basan en la inversión de un modelo radial electromagnético seguido por la inversión de un modelo petrofísico en cada profundidad registrada. El modelo radial electromagnético consiste en un patín cilíndrico con dipolos en la superficie del hoyo también cilíndrico, apoyado contra la Formación. Se forman varias capas cilíndricas concéntricas, representado el revoque, la zona invadida, la zona de transición y la zona virgen (Figura 5).

Figura 5.

Modelo Radial electromagnético de la Formación.

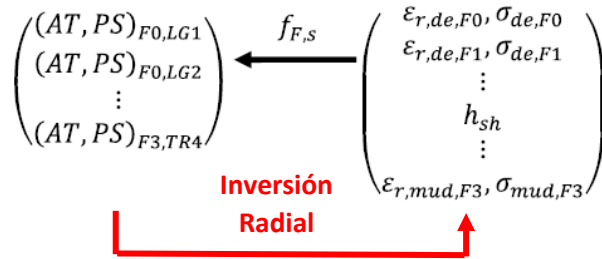


Nota: Modelo Radial electromagnético de la Formación. Tomado de: *Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., 2009, «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» SPWLA 50th Annual Logging Symposium.*

La inversión del modelo consiste en estimar los parámetros electromagnéticos y geométricos provenientes de la atenuación y cambio de fase en todas las frecuencias y espaciamientos. La inversión radial está dada por una función del perfil de invasión la cual está afectada por la frecuencia, el espaciamiento, el revoque, el lodo, el diámetro del pozo, las permitividades imaginarias en la zona profunda, somera y los espesores de: revoque (*mudcake*), zona invadida (*shallow*) y zona de transición (*ramp*) (Figura 6).

Figura 6.

Esquema de Inversión Radial.

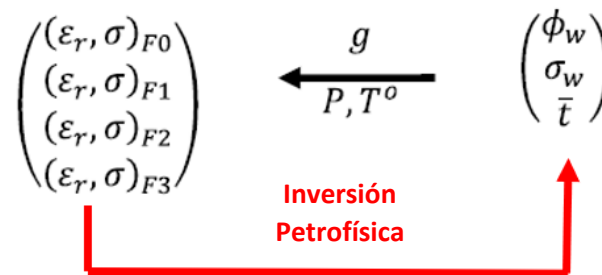


Nota. Esquema de Inversión Radial, a partir de la atenuación y cambio de fase (derecha) se obtienen las permitividades y conductividades en cada frecuencia (izquierda). Tomado de: *Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., 2009, «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» SPWLA 50th Annual Logging Symposium.*

Posteriormente, se realiza una segunda inversión, llamada inversión petrofísica como se observa en la Figura 7, la cual transforma la dispersión de permitividades y conductividades para cada capa radial (somera y profunda) a parámetros petrofísicos. A partir de la permitividad compleja del agua (ϵ_w^*), el modelo de agua k que relaciona la permitividad compleja con respecto a la conductividad del agua, la presión (P) y temperatura (T°) se obtiene la fracción de volumen de agua (ϕ_w), la conductividad del agua (σ_w) y un parámetro textural de roca generalmente denotado como τ (ejemplo: exponente de cementación de Archie m) [5].

Figura 7.

Inversión Petrofísica.



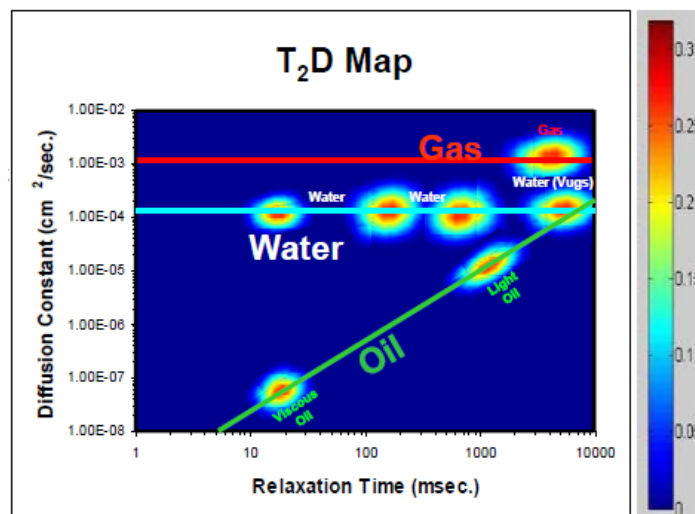
Nota. Esquema de Inversión Petrofísica, a partir de las permitividades y conductividades a diferentes frecuencias (derecha) se obtienen fracción de volumen de agua, la conductividad del agua y parámetro textural (izquierda). Tomado de: *Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., 2009, «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» SPWLA 50th Annual Logging Symposium.*

no todos los núcleos tienen la habilidad de interactuar con campos magnéticos, solo aquellos con un número impar de protones. En términos de análisis petrofísico, los protones de hidrógeno tienen un gran momento magnético el cual permite una fácil aislación del hidrógeno en un experimento RMN. En este experimento se mide la magnetización y desmagnetización de los protones de hidrógeno y a través de un proceso de inversión del tiempo de relajación o transversal, T2, se puede obtener la porosidad de la Formación. El registro T2 contendrá a un paso de tiempo la cantidad de volumen de poros que al sumarse se obtendría la porosidad total, según la litología habrá un tiempo en específico donde se puede separar fluidos libres (hidrocarburo y agua libre) de fluidos no móviles (agua irreducible y agua asociada a las arcillas), en el caso de las areniscas es 33 ms.

Con el desarrollo de la tecnología de RMN las compañías de servicio en la industria petrolera ofrecen un modo de operación de la herramienta que permite realizar mapas de difusión versus T2 *distribution*, donde se puede apreciar la zona de petróleo viscoso con menor difusión y menor T2 de relajación asociado esto a la viscosidad del hidrocarburo y temperatura y presión del yacimiento. Estas herramientas tienen una profundidad de investigación somera por lo que pudiese existir señal del filtrado de lodo en el mapa 2D. En la Figura 9 se muestra la tipificación de los fluidos dentro del poro.

Figura 9.

Clasificación de fluidos usando mapas de difusión vs T2.



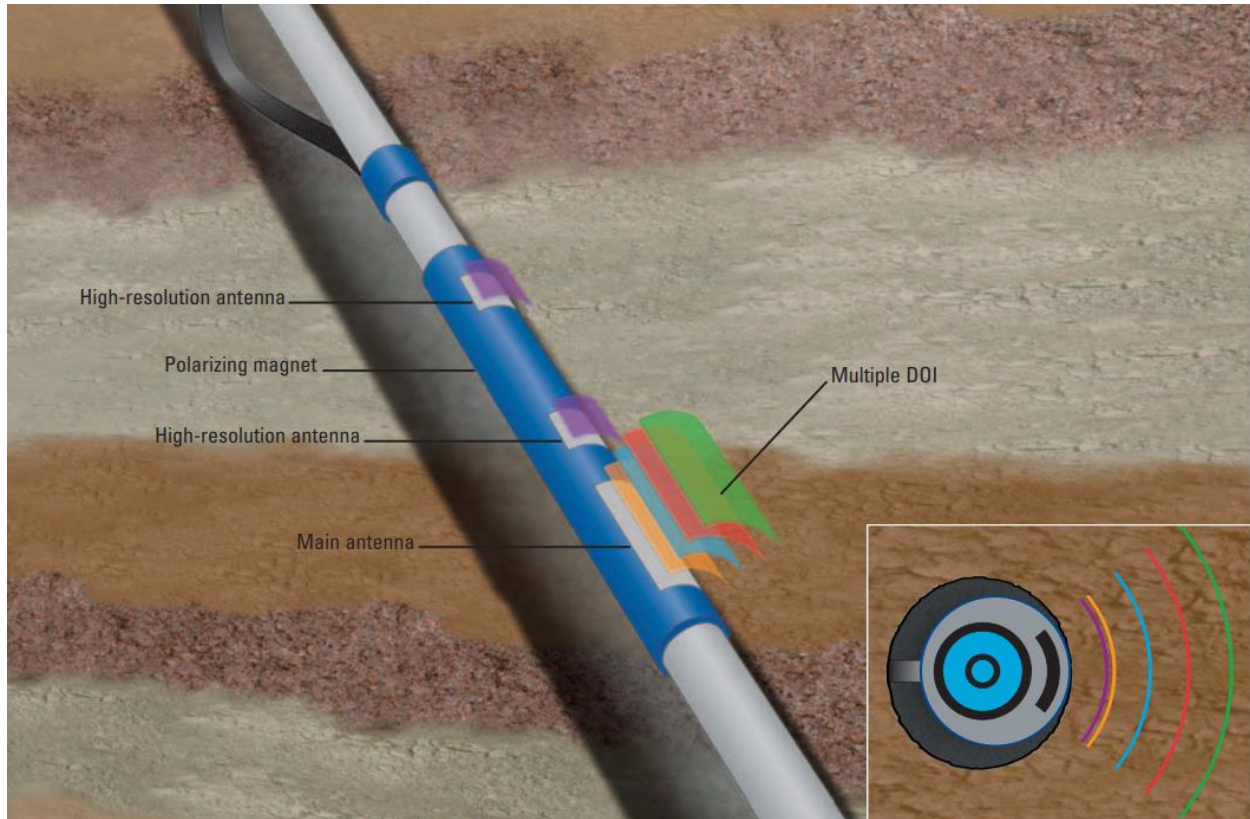
Nota. Mapa de Difusión 2D para la clasificación de fluidos en el espacio poroso. Toma de: A. Franco, MRIL tool, documento privado de Halliburton, Octubre, 2019.

El diseño avanzado de la herramienta *MR Scanner* de Schlumberger posee tres antenas y un secuenciador de pulsos totalmente programable y puede obtener una amplia variedad de mediciones diferentes. Se utilizan dos antenas de 6 pulgadas para la obtención de mediciones de alta resolución de la porosidad total, la porosidad del fluido ligado y la porosidad del fluido libre, derivadas de los registros de Resonancia Magnética Nuclear. Las antenas de alta resolución también se utilizan para detectar gas e hidrocarburos livianos y para proveer estimaciones de la permeabilidad y las distribuciones de los tamaños de los poros. La antena principal posee una longitud de 18 pulgadas y provee una variedad de mediciones de Resonancia Magnética Nuclear obtenidas con frecuencias múltiples para diferentes aplicaciones de evaluación de formaciones. Cada frecuencia corresponde a una profundidad de investigación diferente, que oscila entre 1.25, 1.5, 1.9, 2.3, 2.7 y 4 pulgadas, medida desde la pared del pozo. Las aplicaciones de evaluación de formaciones provistas por la antena principal incluyen todas las aplicaciones provistas por las dos antenas de alta resolución y se utilizan para obtener un perfil radial de los tipos de fluidos, los volúmenes de fluidos y las viscosidades del petróleo.

La antena principal (Figura 10) opera a múltiples frecuencias y es usada principalmente para caracterización de fluidos. Esta tiene tres frecuencias de operación diferentes correspondientes a la medición independiente de volúmenes que forman los arcos concéntricos frente de la antena. Debido al modo descentralizado de la operación y al diseño del sensor, las cinco profundidades de investigación (desde 1.25 hasta 4 pulgadas) son mantenidas sin importar el tamaño de hoyo, el tipo de lodo o la temperatura. Ya que la herramienta *MR Scanner* hace mediciones simultáneas a múltiples profundidades de investigación, provee un perfil de distribución de saturación y daño de formación en una sola pasada [6].

Figura 10.

La herramienta MRScanner tiene antenas que operan a múltiples frecuencias diseñadas para caracterización de fluidos y dos antenas de alta resolución para proporcionar calidad de roca y respuesta de producibilidad.



Nota. Las porosidades y volúmenes de fluidos obtenidos a diferentes profundidades de investigación (DOI, por sus siglas en inglés) se realizan a los diferentes escudos o *Shell* (*Shell1*, *Shell4*, *Shell8*) concéntricos. Tomado de: Schlumberger. (2006). MRScanner. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/mr-scanner-br.ashx>

La profundidad de investigación en zona virgen permite la medición del MR Scanner más allá de la zona de daño de formación. Estas mediciones incluyen:

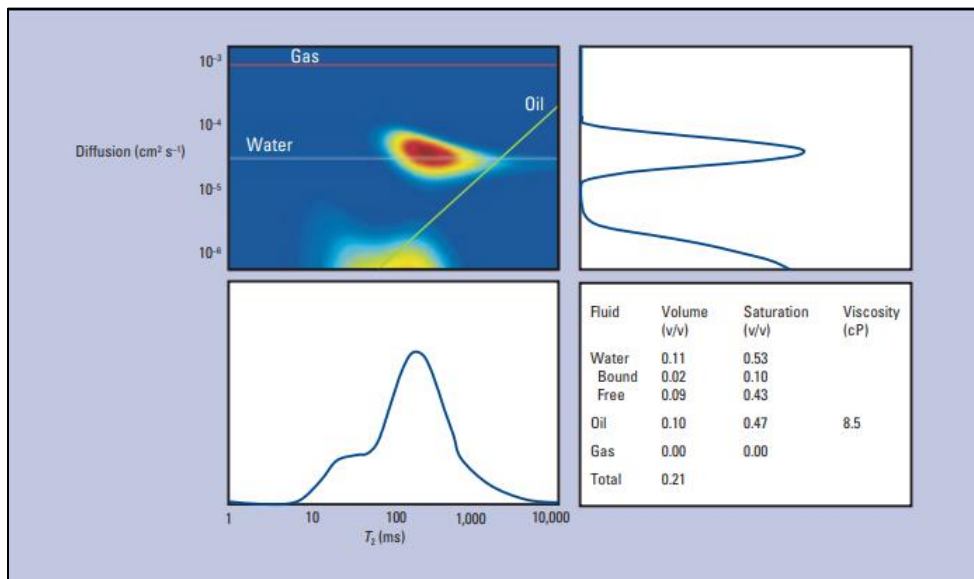
- Porosidad total, independiente de la litología.
- Distribución de tamaño de poro.
- Permeabilidad.
- Volúmenes de fluidos irreducibles y libres.
- T2, T1 y la novedosa distribución de difusión (D).

La profundidad de investigación más profunda maximiza la señal de los hidrocarburos que han sido desplazados por el proceso de invasión.

El análisis de las mediciones de difusión de MR *Scanner* permite la caracterización de hidrocarburos en ambientes donde tradicionalmente el análisis convencional de registros falla, como, por ejemplo, zonas productoras de baja resistividad, secuencias laminadas y formaciones de aguas frescas. La Figura 11 muestra los resultados de un mapa de difusión vs T2.

Figura 11.

Interpretación del mapas de difusión vs T2.



Nota. Resultado de interpretación de mapas de difusión vs T2, donde se aprecia las líneas de los fluidos y los espectros de colores ubicados en el mapa de acuerdo con la difusión. Tomado de: Schlumberger. (2006). MRScanner. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/mr-scanner-br.ashx>

La estimación de permeabilidad con RMN es un cálculo indirecto empleando la ecuación de Timur-Coates.

Ecuación 2.

Cálculo de permeabilidad empleando Timur-Coates.

$$K_{TIM} = a_2 * 10^4 * \left(\frac{\Phi_{FF}}{\Phi_{BF}} \right)^{b2} * \Phi_{CMR}^{c2}$$

Donde: a , b y c son constantes con valores de 2000, 4 y 2 respectivamente, Φ_{FF} porosidad de fluido libre (v/v), Φ_{BF} porosidad de agua ligada-bound fluid (v/v), Φ_{CMR} porosidad total de resonancia magnética (v/v).

Nota. Estimación de permeabilidad empleando Timur-Coates. Tomado de: Schlumberger. (2006). MRScanner. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/mr-scanner-br.ashx>

2.3. Fundamentos de Prueba de Desplazamiento

La prueba de desplazamiento es un método que calcula las permeabilidades relativas individuales al petróleo y al agua, o gas y petróleo desde datos obtenidos de experimentos de inyección de agua o empuje de gas considerando una roca porosa lineal. La teoría propuesta por Johnson-Bossler-Naumann (JBN, por sus iniciales), [7] asume dos condiciones las cuales deben estar antes de aplicar el método experimental. La velocidad del flujo debe ser lo suficientemente alta para alcanzar que el desplazamiento se estabilice y la velocidad de flujo debe ser constante en toda la sección de la roca porosa lineal. En desplazamiento estabilizado el gradiente de presión de flujo es alto comparado con la diferencia de presión capilar de los fluidos. La alta caída de presión asegura que la porción del núcleo en el cual predomina los efectos capilares sea comprimida a una fracción pequeña despreciable del espacio total poroso. La suposición de velocidad de flujo constante en toda la sección requiere que las fases se comporten como fluidos incompresibles inmiscibles. Cuando una de las fases es gas, esencialmente el comportamiento incompresible puede ser obtenido manteniendo un alto nivel de presión y de esta manera la caída de presión a través del sistema sea despreciable.

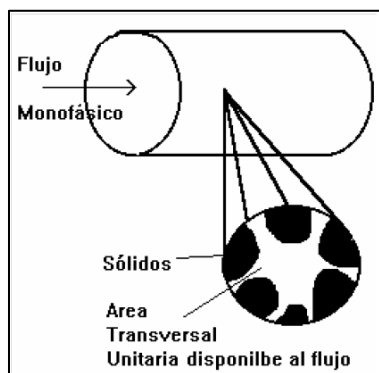
El concepto de permeabilidad absoluta entendido como la capacidad de flujo que tiene un medio poroso cuando se encuentra 100% saturado de un fluido, y asumiendo la ley de Darcy como la teoría que permite su evaluación experimental, se puede pensar que cuando en el medio poroso se

encuentra más de un fluido, la capacidad de flujo de cada una de las fases va a depender de la cantidad en que se encuentre o sature, y de la forma como estén distribuidos estos fluidos en el medio, lo cual depende principalmente de la humectabilidad. Es posible entonces construir una nueva definición que permita explicar la capacidad de flujo de un medio poroso a una fase de fluido cuando existe más de un fluido presente en él, a esta propiedad se le va a llamar permeabilidad efectiva, la cual es importante introducirla, ya que una formación petrolífera se encuentra siempre saturada con petróleo y agua, y en algunas ocasiones también existe o se genera gas.

Desde el punto de vista del trabajo en Ingeniería de Yacimientos es muy importante definir una propiedad que exprese la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de un fluido determinado, cuando se encuentran dos o más fluidos presentes y que sea fácilmente manipulable en diferentes situaciones. Esta es obtenida estableciendo una relación entre la permeabilidad efectiva de dicho fluido y una permeabilidad base, K_b , que puede ser la permeabilidad absoluta, o la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreducible. La propiedad así definida se llama Permeabilidad Relativa [7]. Intuitivamente esta propiedad puede ser planteada si se piensa un medio poroso de área transversal unitaria disponible al flujo, cuando sólo fluye un fluido y toda el área es ocupada por él. (Figura 12)

Figura 12.

Área transversal disponible al fluido en Flujo Monofásico.

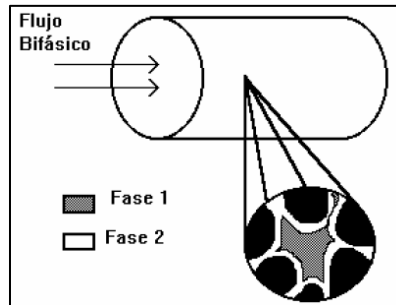


Nota. Área Transversal unitaria disponible al flujo. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Pero si en el medio poroso existe flujo de dos fluidos simultáneamente, el área disponible para el flujo será ocupada por ambos fluidos tal como se muestra en la Figura 13, en la cual el fluido blanco fluye por las paredes, mientras que el oscuro fluye por el centro.

Figura 13.

Área transversal disponible al fluido de cada fase en Flujo Bifásico.



Nota. Área transversal en presencia de dos fluidos. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Análíticamente la permeabilidad relativa puede expresarse de la siguiente forma [7]:

Ecuación 3.

Cálculo de permeabilidad relativa.

$$K_{ri|si} = \frac{K_i|si}{K_b}$$

Donde: $K_{ri|si}$ es permeabilidad relativa de la fase i a condiciones de saturación S_i , $K_i|si$ es permeabilidad efectiva de la fase i a saturación S_i y K_b es permeabilidad base.

Nota. Cálculo de permeabilidad relativa. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Desde el punto de vista del cálculo de las permeabilidades relativas, puede ser más representativo a condiciones reales del yacimiento usar la permeabilidad efectiva del petróleo a condiciones de saturación irreducible, en vez de la permeabilidad absoluta, como permeabilidad base, ya que en un yacimiento de petróleo nunca se tendrá saturación 100% de una sola fase, y la máxima

capacidad al flujo del medio poroso será cuando éste se encuentre a saturación irreducible o residual de agua y sólo el petróleo sea fase móvil en el sistema.

2.4. Daño a la Formación asociados a los fluidos de perforación

Los sólidos del fluido de perforación pueden obstruir la porosidad primaria, porosidad secundaria y fracturas inducidas. El filtrado del fluido de perforación dentro de las zonas productoras cambia la humectabilidad natural de la formación y causa un bloqueo por emulsión o agua. El filtrado también ocasiona que las arcillas se hinchen, dispersen, floculen o emigren hacia los espacios porosos y bloquean la permeabilidad.

En la mayoría de los casos, es difícil identificar cual es la causa real que origino el daño, debido a la falta de información relacionada a las características litológicas propias de la formación, de sus fluidos y de la compatibilidad con los fluidos usados durante la perforación y terminación del pozo. Se considera que, durante la producción primaria de un pozo o campo, se puede extraer de un 10 a un 30 % de hidrocarburos, de un 10 a un 20 % durante la producción secundaria y otro porcentaje parecido en producción terciaria [8].

Si se tiene cuidado de no dañar la formación con sólidos o fluidos no compatibles o simplemente, prever operaciones mecánicas que dañan la formación, se podrán incrementar los porcentajes de producción anteriormente mencionados y disminuir los daños asociados a la disminución de la permeabilidad y a los cambios en humectabilidades y permeabilidades relativas en la zona cercana al pozo, zona donde se produce el daño de formación.

- ***Disminución de la permeabilidad en la cara de la formación:***

Sucedde cuando los fluidos de la formación circulan en forma radial. Incrementa la velocidad a medida que se acercan al pozo, tratando de fluir a través de las perforaciones.

Cuando el diámetro del poro es reducido, se crea un flujo turbulento; de esta forma se propicia el desprendimiento, transporte y depositación de las partículas finas de la formación.

En el caso de que los poros sean más pequeños que las partículas de los finos, es eminente que se dañe la formación. Para evitar esta situación, se recomienda que la producción inicial sea menor

que lo estimado en las pruebas de producción y que las caídas de presión asociadas al flujo de fluidos sean moderadas.

Otros factores y agentes que reducen la permeabilidad:

- Densificantes: algunos pueden ser solubles en ácido.
 - Invasión de sólidos acarreados por fluidos de control o salmueras ligeras o pesadas que no han sido filtradas apropiadamente.
 - El asfalto cuando se agrega a los fluidos de perforación causa obstrucciones por emulsión.
 - El uso de surfactantes puede afectar o cambiar la humectabilidad natural de la formación, además ocasionar obstrucciones por reacciones de emulsiones.
-
- ***Reducción de la permeabilidad relativa:***

La formación de emulsiones causa un incremento en la viscosidad de los fluidos de la formación. Cuando se incrementa la viscosidad, también aumenta la capacidad de transporte. Las emulsiones de agua en aceite tienen una viscosidad más alta que las emulsiones de aceite en agua. Tratar de remediar este daño es complicado y difícil, ya que requiere seleccionar un surfactante apropiado que remedie y no agrave el daño.

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado de este durante las operaciones de perforación.

- ***Migración de Finos:***

Este es un fenómeno que se presenta en el medio poroso cuando partículas son arrastradas por la corriente de fluido que pasa a través del medio poroso. Estas partículas pueden tener diferentes orígenes entre las cuales se tiene las siguientes [8]:

- Finos *in-situ* (FIS): arcillas y otros minerales que se hallan adheridos a los poros por fuerzas de superficie.
- Finos generados (FG): Fluidos de operación reaccionan con los fluidos de formación o con los minerales de la roca generando precipitados. Variación en pH.
- Finos externamente introducidos (FEI): finos, bacterias, emulsiones.

- Combinaciones

2.4.1. Perforación Sobre Balance (Overbalance)

En la perforación convencional la presión hidrostática del lodo es mayor que la presión de los poros con el fin de controlar la presión del yacimiento esta perforación recibe el nombre de perforación sobrebalance (Ver Figura 14) por la cual existe una fuerza motriz que promueve la formación de un revoque sobre la cara del pozo y la penetración del lodo hacia la formación; ésta ocurre en dos fases: cuando la formación se expone por primera vez al lodo y se da una pérdida instantánea (alta) hasta que se forma el revoque y después de esto se puede dar en dos tipos:

- **Filtración estática:** Cuando el fluido no está circulando y el revoque se vuelve cada vez más compacto y menos permeable por lo que las pérdidas en esta etapa son bajas.
- **Filtración dinámica:** Cuando el fluido de perforación está circulando y el revoque es constantemente erosionado y renovado generándose así una rata constante de filtración que se afecta por los esfuerzos de corte sobre el revoque y por el diferencial de presión entre el fondo del pozo y la formación.

En condiciones de sobre balance el daño a la formación está ligado principalmente a dos factores:

- ***Daño Por Filtrado De Lodo.***

Durante el proceso de la formación del revoque sobre la cara del pozo, el lodo se filtra invadiendo la formación, proceso en el cual los fluidos invasores reemplazan los fluidos nativos, produciendo la zona comúnmente llamada la zona invadida o lavada, la profundidad de esta depende de la permeabilidad del revoque y la porosidad de la roca. El daño ocasionado está asociado principalmente a la compatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.

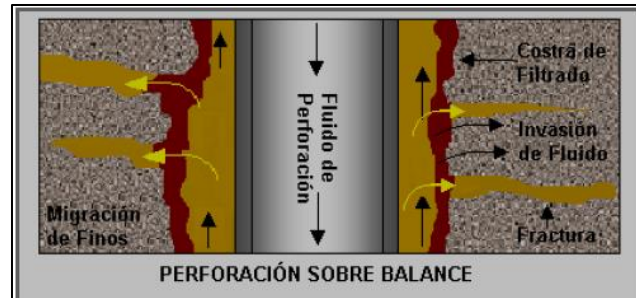
- ***Daño por invasión de sólidos.***

Las partículas coloidales del fluido de perforación pueden migrar y bloquear los canales de flujo, entre estas partículas se encuentran: las arcillas, los cortes, agentes densificantes y de pérdidas de circulación, polímeros, materiales insolubles, bacterias y emulsiones.

El taponamiento ocasionado por dichos sólidos puede reducir la permeabilidad de la zona cercana a la cara del pozo de una manera drástica pero debido a la rápida formación del revoque la profundidad de la zona invadida es muy pequeña, generalmente menor de 2 pulgadas.

Figura 14.

Perforación sobre balance.



Nota. Perforación convencional sobre balance. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

3. METODOLOGÍA

Se propone una nueva metodología para la caracterización del daño a la Formación mediante registros dieléctricos en formaciones que contienen crudos pesados y extrapesados, la cual consiste en varias fases. La Fase I es recopilación de datos y selección de pozos claves. La Fase II es un análisis petrofísico para el entendimiento del volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Las propiedades petrofísicas fueron calibradas con datos de laboratorio realizando un ajuste núcleo-perfil y sus correcciones correspondientes.

En la Fase III se reprocesó el registro dieléctrico en la zona de interés de las áreas de estudio. Se realizó el procesamiento de la herramienta, el procesamiento radial y la inversión de las propiedades de permitividades y conductividades a parámetros petrofísicos. Este procesamiento se realizó con el fin de obtener la porosidad y saturación de agua a una profundidad de investigación de 1 y 4 pulgadas (zona invadida y virgen).

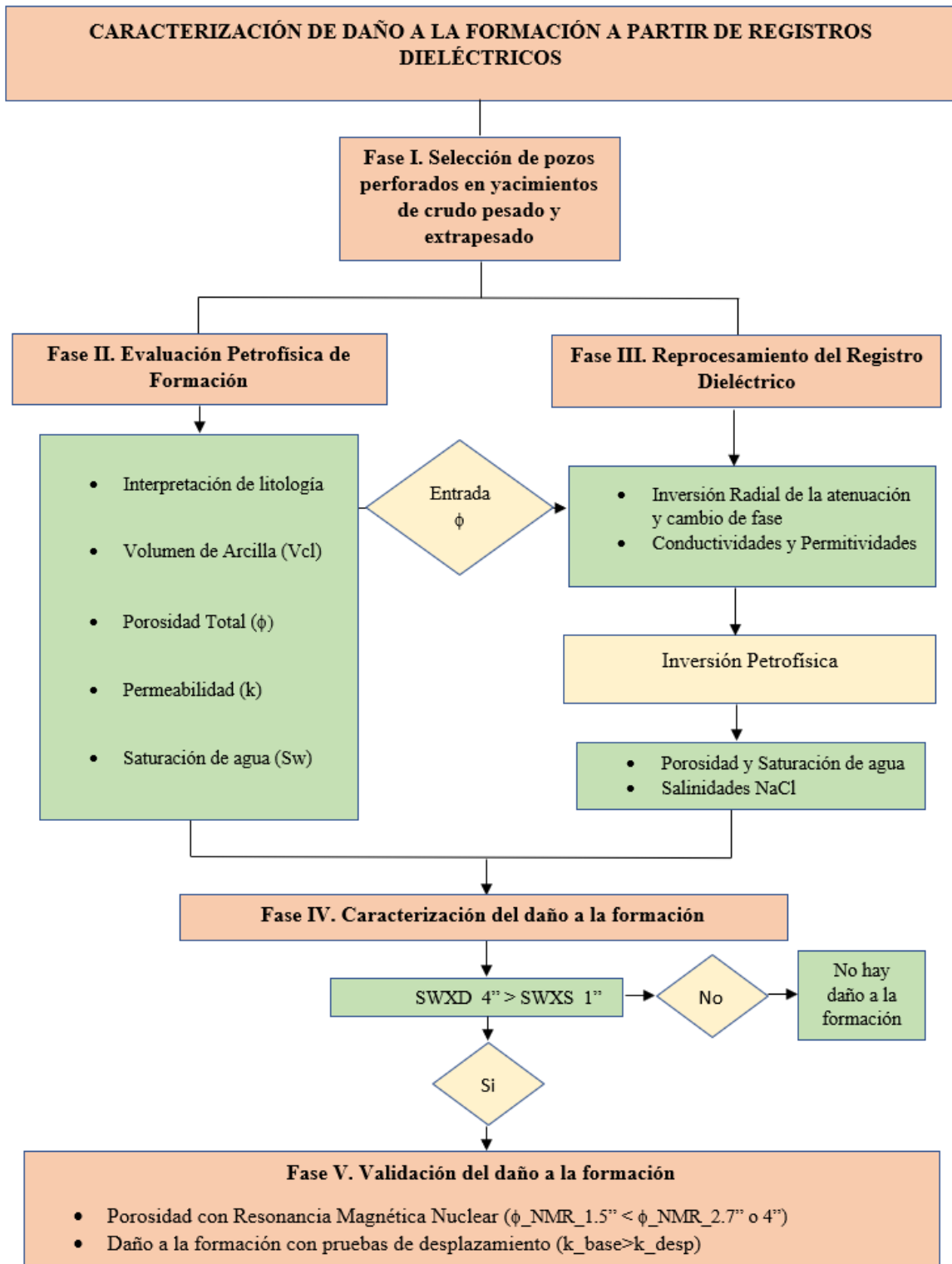
En la Fase IV se caracteriza el daño a la formación empleando las curvas de porosidad de agua somera y profunda del registro dieléctrico y se proponen ecuaciones para la estimación del porcentaje del daño, porcentaje de reducción de porosidad y permeabilidad de la zona somera.

Finalmente, en la Fase V se valida el daño a la Formación a través de dos métodos, empleando el registro de resonancia magnética nuclear (RMN) y las pruebas de desplazamiento de laboratorio.

El esquema de la metodología propuesta se muestra en la Figura 15 descrita a continuación:

Figura 15.

Metodología Propuesta.



Nota. Metodología de caracterización de Daño a la Formación a partir del Registro Dieléctrico.

3.1. Fase I. Selección de pozos

Se evaluaron 5 pozos verticales de la Faja Petrolífera del Orinoco cuyo datos fueron del año 2012 y 10 pozos verticales de los Llanos Orientales en Colombia cuyo datos fueron del año 2016, los cuales disponen de registros básicos, difracción de rayos-X (DRX) y datos petrofísicos básicos de laboratorio para la construcción del modelo petrofísico y registros dieléctricos. Dos pozos fueron tomados de referencia pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco, Pozo A y Pozo B, por disponer del registro dieléctrico y registros de Resonancia Magnética Nuclear y un pozo del Bloque de Río Ariari, Pozo C, para la validación del daño a la formación con pruebas de desplazamiento.

3.2. Fase II. Evaluación Petrofísica de Formación

La evaluación petrofísica para efecto de la metodología propuesta es de interés debido a que en la inversión petrofísica del procesamiento del registro dieléctrico la porosidad total es un dato de entrada.

La litología en las dos áreas de estudio consiste en areniscas con buen espesor, lutitas y carbones sin presencia de litologías complejas.

El tipo de arcillas presentes en la formación Mirador es variado y con proporciones importantes de cada mineral dependiendo de la Unidad Estratigráfica, caracterizadas con datos de difracción de rayos-X y registro de rayos gamma espectral.

Debido a la alta presencia de sales de Uranio, y al considerar el efecto que pueden tener sobre el registro de rayos gamma total, al enmascarar la verdadera radioactividad natural de la formación, se decidió usar el registro de rayos gamma corregido por Uranio para el computo de la arcillosidad.

Los datos de difracción de rayos-X reportados en fracción peso a peso (% w/w) se convirtieron a fracción en volumen (% Vol./Vol.) conociendo la densidad del mineral, la densidad de grano y la porosidad.

El cálculo de volumen de arcilla se determinó a partir de la ecuación de Clavier, siendo este el método que mejor se ajustó con los datos de difracción de rayos-X. En las ecuaciones 4 y 5 se puede apreciar la estimación del volumen de arcilla.

Ecuación 4.

Índice de Arcillosidad.

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde: IGR es índice de arcillosidad (v/v), GR_{log} registro gamma-ray (API), GR_{min} gamma-ray zona limpia (API), GR_{max} gamma-ray zona arcillosa (API)

Nota. Ecuación para estimación de Índice de Arcillosidad

Ecuación 5.

Ecuación de Volumen de Arcilla usando Clavier.

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

Nota. Ecuación para estimación de Volumen de Arcilla aplicando el método de Clavier.

La determinación de porosidad se realizó por el método de densidad-neutrón el cual consiste en determinar porosidad individual y posteriormente determinar la porosidad promedio de los dos métodos para zonas de petróleo, el método fue validado a partir de mediciones de análisis básicos de núcleo realizadas a la roca. En las ecuaciones 6, 7, 8 y 9 se observa el cálculo de porosidad total y porosidad efectiva.

Ecuaciones 6, 7, 8 y 9.

Ecuaciones consecutivas para estimación de porosidad total y efectiva.

$$\phi_{TDens} = \frac{\rho_b - \rho_m}{\rho_f - \rho_m} \quad (6)$$

$$\phi_{TNeu} = \phi_{log_Neu} \quad (7)$$

$$\phi_T = \frac{(\phi_{TDens} + \phi_{TNeu})}{2} \quad (8)$$

$$\phi_E = \phi_T * (1 - Vcl) \quad (9)$$

Donde: ϕ_{TDens} es porosidad total empleando método de densidad (v/v), ρ_b registro de densidad (gr/cc), ρ_m densidad de la matriz (gr/cc), ρ_f densidad del fluido (gr/cc), ϕ_{TNeu} porosidad total

empleando método de Neutrón, se debe aplicar matriz caliza (v/v), Φ_T porosidad total (v/v), Φ_E porosidad efectiva (v/v), V_{cl} volumen de arcilla (v/v).

Nota. Cálculo de porosidad total con registro de densidad, neutrón, promedio de porosidad entre ambos métodos y corrección de porosidad por arcillosidad.

Para el cálculo de permeabilidad se tomó en cuenta la formulación genérica dada a continuación, para intentar emular la permeabilidad K-lambda en estos pozos:

Ecuación 10.

Cálculo de permeabilidad empleando correlación K Lambda [7].

$$K = a \times \frac{\Phi^{b}}{S_{wi}^c}$$

Donde: *a es 11000, b es 5, c es 2, Phi es Porosidad (v/v) y Swi es Saturación de agua irreducible (v/v).*

Nota. Estimación de permeabilidad. Tomado de: *M.M. Herron et al., A robust permeability estimator for siliciclastics, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, 1998.*

Para la estimación de la saturación de agua irreducible, se tomaron las curvas de resonancia magnética nuclear de los pozos, en donde se computo las lecturas de BFV y PHIT.

Ecuación 11.

Cálculo de saturación de agua irreducible.

$$S_{wirr} = \frac{BFV}{PHIT@NMR}$$

Donde: *BFV es volumen de fluido ligado o no movable (v/v) y PHIT es porosidad total de RMN (v/v)*

Nota. Cálculo de saturación de agua irreducible a partir de resonancia magnética nuclear.

La estimación de resistividad de agua de Formación (R_w) necesaria para el cálculo de saturación de agua (S_w) se realizó empleando el método de registro SP, diagramas de Pickett Plot para definir

rangos de salinidad del agua connata, posteriormente se realizó la validación con análisis de agua, registros dieléctricos y datos de saturación Dean Stark.

El método seleccionado de estimación de saturación de agua fue Archie para areniscas limpias (ver ecuación 12).

Ecuación 12.

Ecuación de Archie para Saturación de Agua.

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right)^{1/n}$$

Donde: S_w es saturación de agua (v/v), a factor de tortuosidad, m exponente de cementación, n exponente de saturación, R_w resistividad de agua de Formación (ohmm) y R_t resistividad verdadera de Formación (ohmm).

Nota. Ecuación de saturación de agua empleando método de Archie.

3.3. Fase III. Reprocesamiento del Registro Dieléctrico

Los registros dieléctricos disponibles fueron el *Dielectric Scanner*® de la compañía Schlumberger, y para el reprocesamiento se utilizó el módulo *Dielectric Pro*® de un paquete comercial de petrofísica. El flujo del reprocesamiento del dieléctrico consistió en realizar un análisis multimineral para determinación de minerales, porosidad y permitividad de la matriz de la formación los cuales son necesarios para llevar cabo el procesamiento del dieléctrico dentro del software, la porosidad obtenida del análisis petrofísico previo fue utilizada dentro del flujo de trabajo. Posteriormente, se realizaron tres principales pasos. El primer paso es llamado Procesamiento de la Herramienta, *tool processing*, en el cual las mediciones crudas son convertidas para arreglos y frecuencias a permitividades y conductividades aparentes asumiendo un modelo de Formación Homogénea, en este paso también se realizan correcciones por tamaño de hueco y control de calidad de registros de adquisición (LQC, por sus siglas en ingles). El segundo paso es el procesamiento radial, *radial processing*, en el cual se utilizan modelos radiales ya establecidos, se consideran los efectos radiales y se calculan las permitividades y conductividades de la formación. Y el último paso es el procesamiento de la interpretación el cual utiliza el modelo

petrofísico para convertir la dispersión de la permitividad y conductividad de la formación a propiedades petrofísicas como volumen de agua, salinidad del agua y tortuosidad de la fase de agua. El pozo de referencia para el flujo de reprocesamiento del dieléctrico fue el Pozo A.

Figura 16.

Reprocesamiento del Registro Dieléctrico.



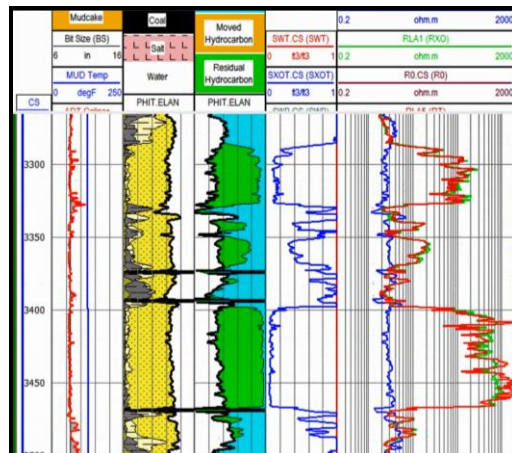
Nota. Flujo de trabajo para el procesamiento del registro dieléctrico.

El flujo de trabajo del procesamiento del dieléctrico se explica a continuación:

- Se realizó el análisis mineralógico a través de los registros rayos gamma, densidad, neutrón, factor fotoeléctrico y sónico compresional y se calculó saturación de agua convencional con el método de Archie. En este paso se realizó nuevamente la petrofísica convencional dentro del módulo *Dielectric Pro*® [8] y la porosidad se pudo ingresar como una curva de entrada.

Figura 17.

Modelo Mineralógico y de Saturación de Agua.



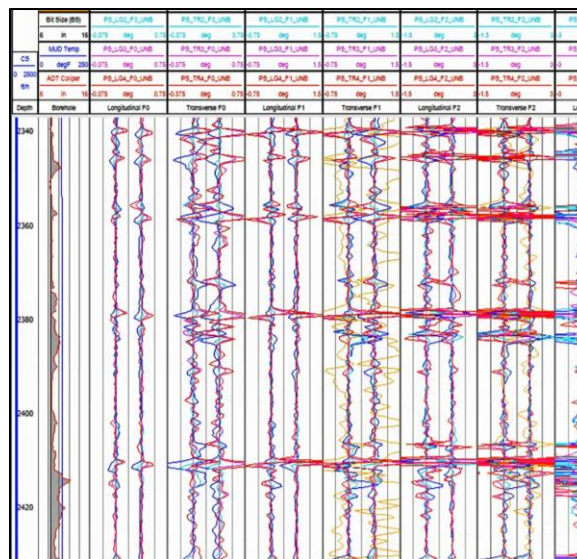
Nota. Se observa areniscas limpias y algunos intervalos delgados de carbón. Tomado de *Dielectric Pro*®.

- El procesamiento de la herramienta se realizó considerando un modelo homogéneo, basado en patines, el tipo de lodo empleado en el pozo modelo fue lodo base agua (WBM, por sus siglas en ingles), se ingresaron las tablas correspondientes al tamaño del hueco (8 ½”) las cuales contienen las conductividades y permitividades a múltiples frecuencias del lodo de perforación. La selección adecuada de estas tablas o plantillas se realizó observando el *Log Down* de las curvas del lodo. Adicionalmente, se debe agregar la herramienta del dieléctrico, en este caso la herramienta fue ADT 725. Como datos de entrada se ingresaron las amplitudes y fases a cada frecuencia transversal y longitudinal.

El nombre *Unbalance* proviene de la relación entre la ganancia electrónica y los dos transmisores y representa un valor complejo. Las curvas *unbalances* son generadas para cada frecuencia, espaciamiento y polarización. La importancia de estas curvas *unbalances* con respecto a la data cruda es que representan un excelente control de calidad ya que las diferencias entre estas curvas normalmente son cero tanto para atenuación como desplazamiento de fase, debido a que las ganancias de un transmisor *unbalance* no depende del espaciamiento del arreglo para un transmisor polarizado a una frecuencia dada.

Figura 18.

Procesamiento de la herramienta Dieléctrica Unbalances.

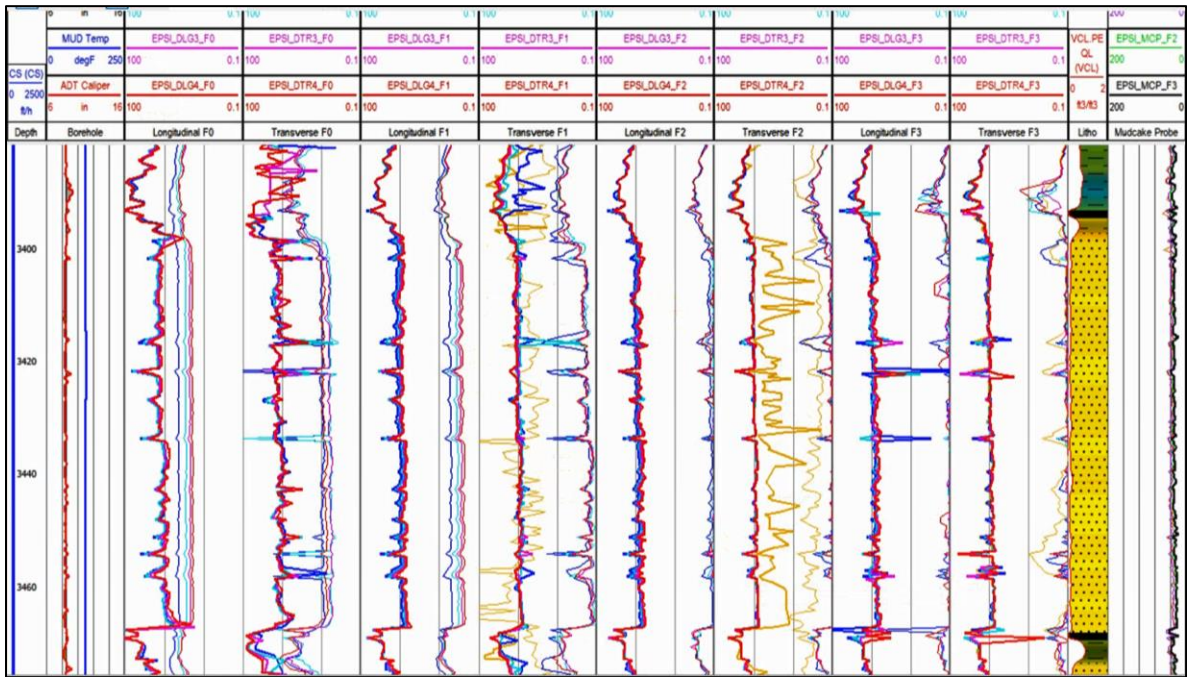


Nota. Se observan las 36 mediciones de atenuación y desplazamiento de fase (*phase-shift*) para los diferentes espaciamientos. Zonas con derrumbes se desvían del cero o tendencia lineal. Tomado de *Dielectric Pro*®.

Obtenidas las 36 mediciones de atenuaciones y desplazamiento de desfase estas son convertidas a mediciones de permitividades y conductividades, las cuales son más fáciles de interpretar y dependen de las propiedades de la formación volumétrica (permitividades y conductividades), tamaño del hueco y propiedades del hueco (permitividades y conductividades). Las mediciones de permitividades y conductividades aparentes están a diferentes volúmenes de investigación por lo que están afectadas si la formación es heterogénea dentro del volumen total de investigación de la herramienta y si la formación es anisotrópica como en el caso de las lutitas.

Figura 19.

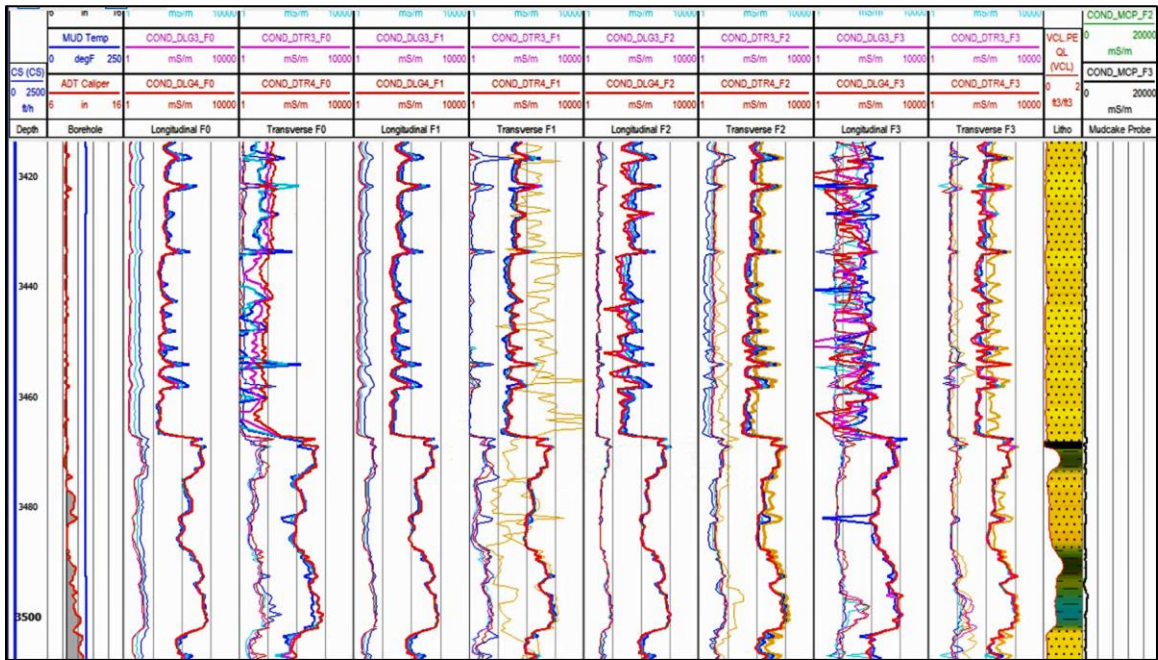
Permitividades Aparentes.



Nota. Permitividades aparentes. Tomado de *Dielectric Pro*®.

Figura 20.

Conductividades Aparentes.

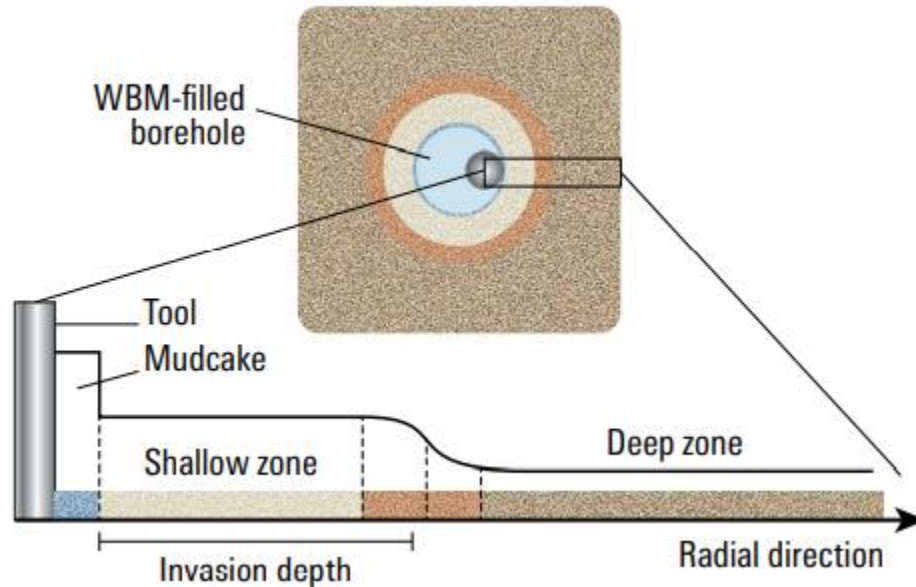


Nota. Conductividades aparentes. Tomado de *Dielectric Pro*®.

- El procesamiento radial consiste en convertir las permitividades aparentes a permitividades de formación, ya que el volumen de investigación de las mediciones realmente se mide en formaciones heterogéneas en vez de homogéneas (suposición del procesamiento previo), por lo tanto, estas mediciones aparentes deben ser corregidas por los diferentes efectos radiales para obtener la dispersión actual en la formación. El proceso de inversión es un proceso iterativo que minimiza la función *cost* tomando en cuenta las 36 mediciones descritas anteriormente. El análisis se realiza desde la herramienta hasta la zona profunda o invadida de la formación. Existen dos opciones de inversión para lodo base agua, *Mudcake Branch* e *Invasion Branch*, siendo esta ultima la empleada para el pozo modelo.

Figura 21.

Modelo Invasion Branch para lodo base agua (WBM).

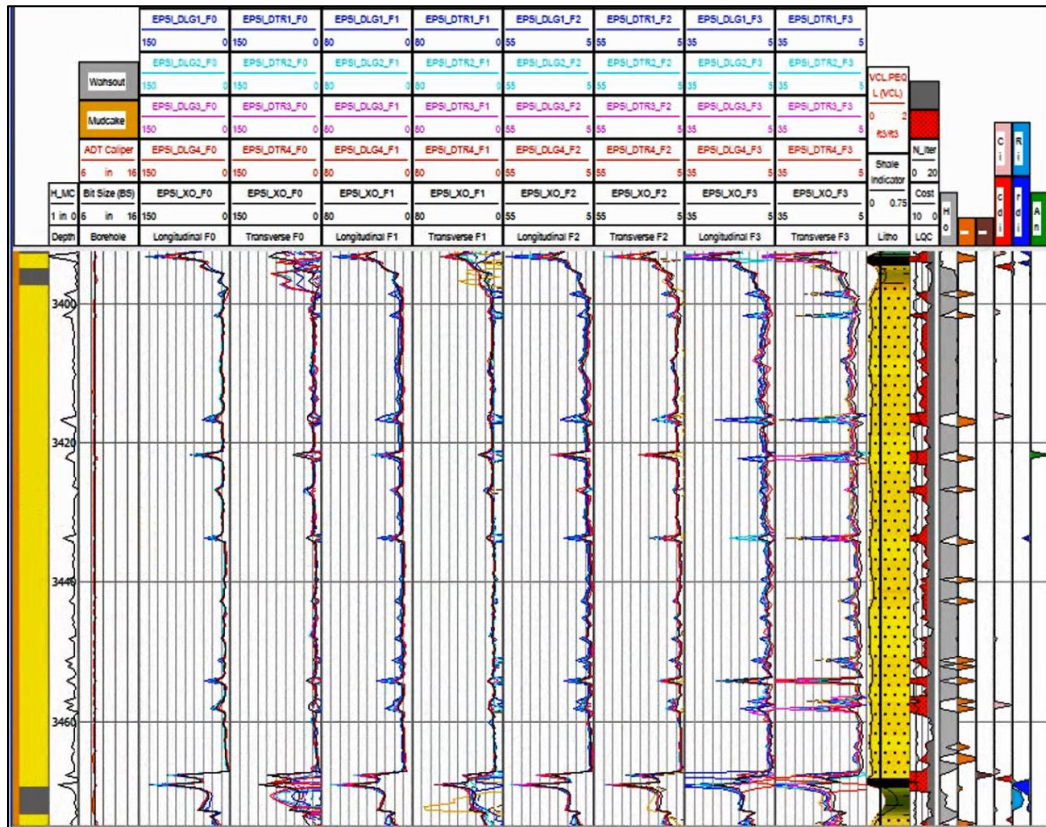


Nota. El modelo de invasión para lodo base agua se caracteriza por considerar una zona de suavizado o de transición entre la zona invadida y la zona no-invadida. Tomado de: Donadille, Faivre y Leech, "Radial Processing" en *Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging*, Schlumberger, Houston, Texas, 2016, pag.47.

El modelo de procesamiento utilizado fue el de *aprox* basado en la suposición de que los efectos del hueco no afectan los efectos radiales, simplificando el modelo radial y disminuyendo tiempo de cómputo.

Figura 22.

Permitividades obtenidas del procesamiento radial.



Nota. Permitividades procesadas a cada frecuencia y en zonas someras y profundas de la Formación (1 pulgada y 4 pulgadas respectivamente). Tomado de *Dielectric Pro*®.

- El procesamiento de la interpretación petrofísica utiliza un modelo de dispersión dieléctrica para derivar porosidad llena de agua (*water filled porosity*), salinidad de agua e información textural de la tortuosidad de la fase de agua. La ley general que predice la permitividad compleja de la formación se aprecia en la siguiente ecuación:

Ecuación 13.

Permitividad Compleja de la Formación.

$$\epsilon_{form}^*(\omega) = f_{mix}(\phi_w, C_w, \tau; \phi_T, \epsilon_{mtx}, \epsilon_{oil}, T, p)$$

En este paso se requiere hallar la porosidad de agua (ϕ_w), salinidad de agua (C_w) e información textural (τ), las cuales dependen de mediciones obtenidas con la herramienta del dieléctrico o son conocidas por fuentes externas como son la frecuencia angular (ω), porosidad total (ϕ_T), la permitividad de la matriz y la permitividad del petróleo ($\epsilon_{mtx}, \epsilon_{oil}$), temperatura (T) y presión (p). Por esta razón para cuantificar estas propiedades del agua, se aplica un proceso de inversión de la permitividad de formación compleja de las múltiples frecuencias (ver ecuación 14).

Ecuación 14.

Función para hallar porosidad de agua, salinidad de agua e información textural.

$$(\phi_w, C_w, \tau) = f_{mix}^{-1}[\epsilon_{form}^*(\omega_{tool}); \phi_T, \epsilon_{mtx}, \epsilon_{oil}, T, p]$$

El épsilon de matriz o permitividad de matriz (ϵ_{mtx}) se obtiene del promedio de los volúmenes de los minerales de la formación que constituyen la roca y el épsilon de cada mineral. Cada épsilon del mineral y del petróleo ($\epsilon_{mineral}, \epsilon_{oil}$) están tabulados en la Tabla 1.

Tabla 1.

Permitividades comunes en Rocas, Minerales y Fluidos.

Roca, Minerales y Fluidos	Permitividad
Areniscas	4.65
Dolomitas	6.8
Calizas	7.5-9.2
Anhidrita	6.3
Lutita Seca	5.5
Petróleo	2.2
Gas	1.0
Agua	50-80

Nota. Tabla de permitividades de rocas, minerales y fluidos. Tomado de: Donadille, Faivre y Leech, *Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging, Schlumberger, Houston, Texas, 2016, pag.4.*

La ley mixta para modelar el agua y los elementos aislantes de corrientes (matriz y petróleo) en el pozo modelo fue el modelo de Venezuela, el cual es el mismo modelo CRIM (*Complex refractive index model*) pero modificado ya que considera el parámetro textural y permite reproducir la dispersión fuerte que comúnmente se presentan en las mediciones dieléctricas en formaciones de arenas arcillosas con baja salinidad. El modelo de Venezuela separadamente calcula la parte real e imaginaria de la permitividad compleja de la formación volumétrica.

Ecuación 15.

Permitividad Compleja de la Formación usando el modelo de Venezuela.

$$\epsilon_{form}^* = \epsilon_{r1} + i \frac{\sigma_2}{\omega \epsilon_0}$$

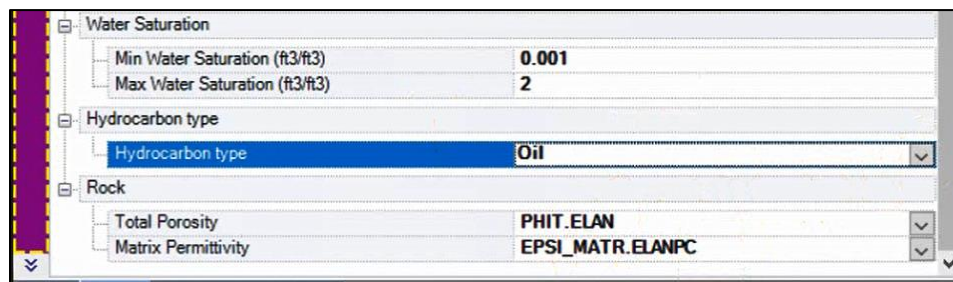
Donde: ϵ_{form}^* es épsilon de la formación, ϵ_{r1} es permitividad relativa, σ_2 conductividad del medio, $\omega \epsilon_0$ es frecuencia angular.

Nota. Modelo de permitividad para agua, matriz y petróleo. Tomado de: *Donadille, Faivre y Leech, Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging, Schlumberger, Houston, Texas, 2016, pag.63.*

Seleccionado el modelo de Venezuela e ingresada las curvas de salida del procesamiento radial, los rangos de salinidad del agua de formación, mineralogía, porosidad total y permitividad de la matriz se halló la porosidad de agua en zona invadida y profunda, saturación de agua en zona invadida y profunda y la salinidad de agua de formación.

Figura 23.

Datos ingresados para la corrida del modelo Venezuela.

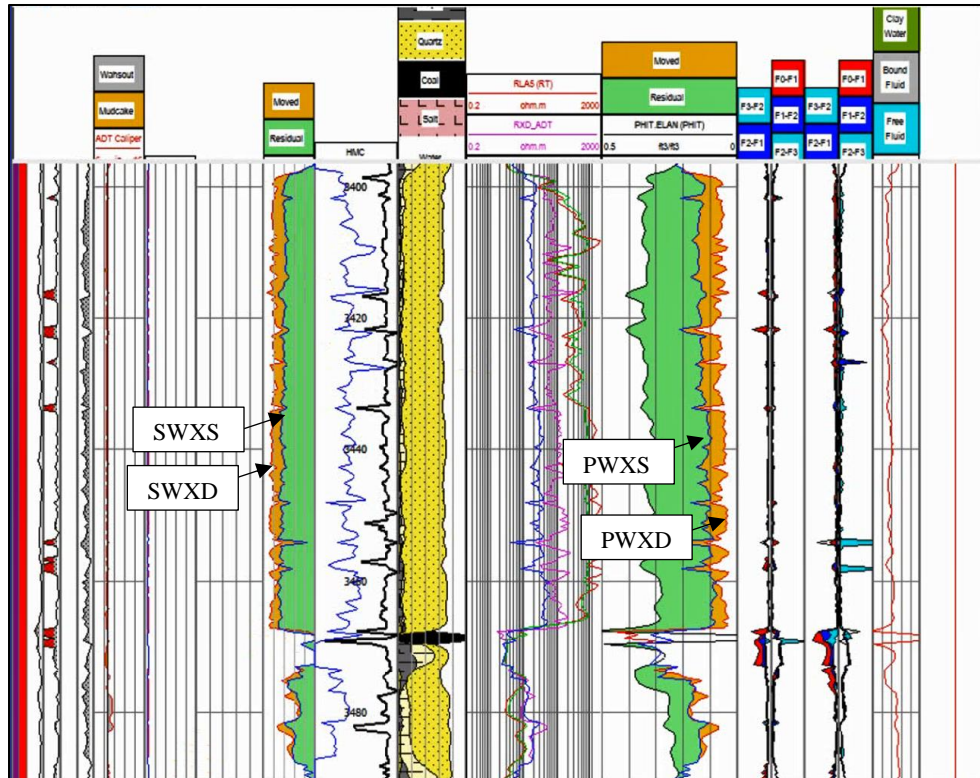


Nota. Se selecciona el modelo de Venezuela, permitividad de la matriz y porosidad total. Tomado de *Dielectric Pro®*.

Al correr el módulo de procesamiento de interpretación se visualizaron en un *template* de salida las curvas generadas.

Figura 24.

Template donde se visualizan las curvas generadas del procesamiento del Dieléctrico.



Nota. Se observan curvas de salidas referentes a porosidad de agua somera y profunda (PWXS, PWXD), saturación de agua somera y profunda (SWXS, SWXD), resistividad y salinidad de agua. Tomado de *Dielectric Pro*®.

3.4. Fase IV. Caracterización de Daño a la Formación durante la perforación mediante el registro dieléctrico

Para la caracterización de daño a la formación durante la perforación mediante el registro dieléctrico se analizaron dos casos:

- **Caso I. Sin daño a la formación:** proceso convencional de invasión del lodo de perforación, el cual representa un buen perfil de movilidad (SWXS-SWXD>0) y se cumple que la saturación de agua de la zona invadida (profundidad de investigación 1 pulgada) es mayor que la saturación de agua de la zona virgen (profundidad de

investigación 4 pulgadas). La ecuación 16 representa la condición de este caso I, empleándose las curvas generadas del procesamiento del dieléctrico.

Ecuación 16.

Condición típica que se cumple en un proceso de invasión de lodo para la saturación de agua (Caso I).

$$SWXS_{1'} > SWXD_{4'}$$

Donde: $SWXS_{1'}$ representa la saturación de agua en la zona somera y $SWXD_{4'}$ representa la saturación de agua en la zona profunda del registro dieléctrico.

Nota. Esta ecuación de condición para saturación de agua se propone como solución del caso I.

Análoga a esta ecuación se empleó la porosidad de agua del dieléctrico (*water filled porosity*).

Ecuación 17.

Condición típica que se cumple en un proceso de invasión de lodo para la porosidad de agua (Caso I).

$$PWXS_{1'} > PWXD_{4'}$$

Donde: $PWXS_{1'}$ representa la porosidad de agua en la zona somera y $PWXD_{4'}$ representa la porosidad de agua en la zona profunda del registro dieléctrico.

Nota. Esta ecuación de condición para porosidad de agua se propone como solución del caso I.

- **Caso II. Con daño a la formación:** el proceso convencional de invasión de lodo en formaciones porosas y permeables ocurren igualmente que en el caso I, pero esta vez se observa una saturación de agua de la zona profunda mayor que la saturación de agua de la zona somera y este fenómeno se categoriza como daño a la formación. Cuando el filtrado de lodo penetra la formación ocurre una separación entre el estado sólido y acuoso del lodo quedando remanente los sólidos del filtrado del lodo en la zona somera, disminuyendo el espacio poroso, el radio de garganta de poro y a su vez disminuyendo la saturación de agua en esta zona. La condición de este caso II está representada por la ecuación 18.

Ecuación 18.

Condición típica que se cumple en un proceso de invasión de lodo con daño a la Formación para la saturación de agua (Caso II).

$$SWXD_{4'} > SWXS_{1'}$$

Donde: $SWXS_{1'}$ representa la saturación de agua en la zona somera y $SWXD_{4'}$ representa la saturación de agua en la zona profunda del registro dieléctrico.

Nota. Esta ecuación de condición para saturación de agua se propone como solución del caso II.

Análoga a esta ecuación se empleó la porosidad de agua del dieléctrico (*water filled porosity*).

Ecuación 19.

Condición típica que se cumple en un proceso de invasión de lodo con daño a la Formación para la porosidad de agua (Caso II).

$$PWXD_{4'} > PWXS_{1'}$$

Donde: $PWXS_{1'}$ representa la porosidad de agua en la zona somera y $PWXD_{4'}$ representa la porosidad de agua en la zona profunda del registro dieléctrico.

Nota. Esta ecuación de condición para porosidad de agua se propone como solución del caso II.

En la Figura 25 se representan de manera esquemática los casos I y II.

Figura 25.

Caso I. Proceso de invasión del filtrado del lodo sin daño a la formación.



Figura 25. Continuación.

Caso II. Proceso de invasión del filtrado del lodo con daño a la formación.



Nota. Representación esquemática del proceso de invasión de filtrado de lodo sin daño y con daño a la Formación durante la perforación. Elaboración propia.

La cuantificación del daño a la formación durante la perforación para el registro dieléctrico se propuso de la siguiente manera:

Ecuación 20.

Cuantificación del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico.

$$S = \frac{(PWXD - PWXS)}{PWXD} * 100$$

Donde: PWXS representa la porosidad de agua en la zona somera y PWXD representa la porosidad de agua en la zona profunda del registro dieléctrico.

Nota. Estimación de daño a la Formación para el caso II. Si $S > 0$ significa que hay daño a la formación.

La reducción de la porosidad debido al daño de Formación se calculó con la ecuación 21.

Ecuación 21.

Cálculo de reducción de porosidad debido al daño de Formación.

$$\Phi_c = PHIT - S * PHIT$$

Donde: Φ_c es porosidad corregida por daño (v/v), PHIT es porosidad total (v/v) y S es daño a la Formación (adimensional).

Nota. Propuesta de cálculo de corrección de porosidad en zonas con daño a la Formación durante la perforación.

El porcentaje de reducción de permeabilidad debido al daño de Formación se calculó con la ecuación 22.

Ecuación 22.

Cálculo de porcentaje de reducción de permeabilidad debido al daño de Formación.

$$\%k_{red} = 100 * \left(1 - \frac{k_{con\ da\~{n}o}}{k_{sin\ da\~{n}o}}\right)$$

Donde: $\%k_{red}$ es porcentaje de permeabilidad reducida por daño (%), $k_{con\ da\~{n}o}$ es permeabilidad estimada en zona con daño (mD) y $k_{sin\ da\~{n}o}$ es permeabilidad estimada en zona sin daño (mD).

Nota. Propuesta de porcentaje de reducción de permeabilidad empleando para el cálculo de permeabilidades las porosidades leídas en zonas con daño y sin daño a la formación.

3.5. Fase V. Validación del Daño a la Formación

3.5.1. Validación a través de Resonancia Magnética Nuclear

En estos yacimientos de crudo pesado la interpretación del daño a la formación con el registro dieléctrico se integró con el registro de resonancia magnética nuclear para la caracterización del perfil de movilidad y caracterización de fluidos móviles y no móviles.

La validación del daño a la formación empleando RMN se realizó identificando un aumento de porosidad total en la zona profunda o virgen con respecto a la zona somera o invadida debido a la depositación de finos suspendidos en el filtrado de lodo, los cuales obstruyen la garganta de poro disminuyendo el volumen poroso en la zona somera.

El tipo de herramienta disponible en los pozos analizados fue MRX de Schlumberger, la cual dispone de tres escudos o *Shell* (*Shell 1*, *Shell 4* y *Shell 8*) cuyas profundidades de investigación son 1.5 pulgadas, 2.7 pulgadas y 4 pulgadas respectivamente.

3.5.2. Validación a través de Pruebas de Desplazamiento

La validación del daño a la formación a través de pruebas de desplazamiento se basa en la generación de curvas de permeabilidad al flujo y permeabilidades relativas base, antes y después

del desplazamiento del fluido. A continuación, se muestran en la Tabla 2 los protocolos para la generación de estas curvas de permeabilidades.

Tabla 2.

Protocolos para generación de curvas de permeabilidad en pruebas de desplazamiento.



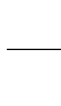

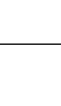


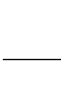




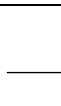

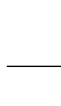

Etapa	Procedimiento	Justificación
1	Inyección de Nitrógeno y saturación con agua de formación.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas. Klinkenberg y Porosidad.
2	Inyección de salmuera de formación. Q= 0.1 cc/min.	Determinar permeabilidad absoluta al agua.
3	Inyección de aceite. Q= 0.1 cc/min.	Obtención de permeabilidad efectiva al aceite a saturación residual de agua, $K_{o@Swr}$.
4	Inyección de salmuera de formación. Q= 0.1 cc/min.	Construcción de curvas de permeabilidad relativa y permeabilidad efectiva al agua, $K_{w@Sor}$.
5	Inyección de salmuera de formación. Q= 0.5 cc/min.	Determinar permeabilidad efectiva al agua.
6	Inyección de aceite. Q= 0.5 cc/min.	Obtención de permeabilidad efectiva al aceite a saturación residual de agua, $K_{o@Swr}$.
7	Inyección de salmuera de formación. Q= 0.5 cc/min.	Construcción de curvas de permeabilidad relativa y permeabilidad efectiva al agua, $K_{w@Sor}$.
8	Inyección de salmuera de formación. Q= 2.5 cc/min.	Determinar permeabilidad efectiva al agua.
9	Inyección de aceite. Q= 2.5 cc/min.	Obtención de permeabilidad efectiva al aceite a saturación residual de agua, $K_{o@Swr}$.
10	Inyección de salmuera de formación. Q= 2.5 cc/min.	Construcción de curvas de permeabilidad relativa y permeabilidad efectiva al agua, $K_{w@Sor}$.

Nota. Protocolos estándar para generación de curvas de permeabilidad en pruebas de desplazamiento. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Con base al protocolo anterior y considerando la naturaleza de la roca y fluido para este tipo de yacimientos, se propuso por parte del laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación de la Universidad Nacional de Colombia [8] un ajuste de protocolo original mostrado en la Tabla 3.

Tabla 3.

Protocolo modificado para prueba de desplazamiento en yacimientos de crudo pesado.

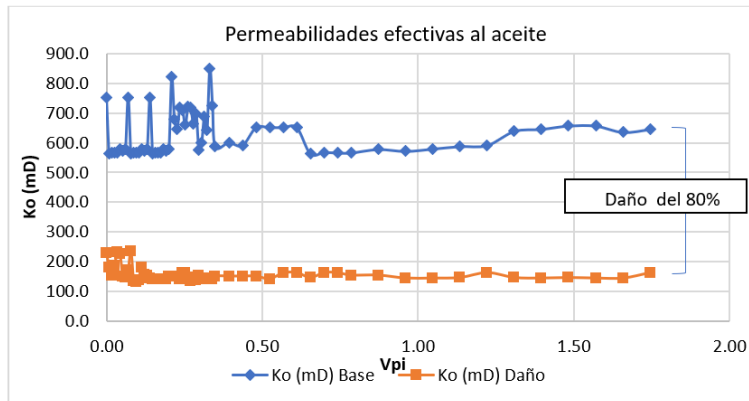
Cara Inyección			Cara Producción		Estado
Inyección de aceite. Medición de $K_o Swr$.					Ejecutado bajo el protocolo original.
Inyección de salmuera de formación. Medición $K_{r_{base}} - Kw Sor$.					Ejecutado bajo el protocolo original.
Inyección de aceite. Saturación del medio.					Ejecutado bajo el protocolo original.
			Cara del Daño ↑	Flujo de lodo de perforación en la cara de la muestra. Filtración dinámica y formación del cake.	Ejecutado bajo el protocolo original.
Inyección de salmuera de formación. Medición de $Kw Sor$.			No se observó flujo. Se procede a la modificación del protocolo.		
			←	Inyección de 0.7 volúmenes porosos de aceite. Apertura de canales.	En proceso bajo la modificación
Inyección de salmuera de formación. Medición $K_{r_{daño}} - Kw_{daño} Sor$.					
Inyección de aceite. Medición $K_{O_{retorno}} Swr$.					
Inyección de salmuera de formación. Medición $K_{r_{daño}}$.					

Nota. Protocolos modificado para pruebas de desplazamiento. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Con base en los resultados obtenido de permeabilidad se compara y se estima el daño a la formación con las curvas bases y curvas generadas después del daño, como se observan en las Figuras 26 y 27.

Figura 26.

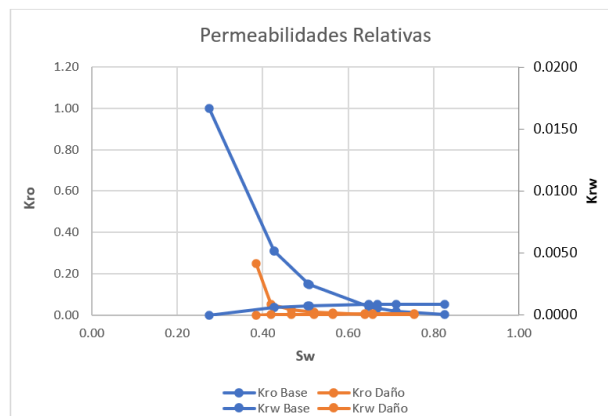
Permeabilidad efectiva al aceite promedio antes y después del lodo.



Nota. Ejemplo Gráfico de Ko vs Vpi, donde se observa permeabilidad efectiva al aceite antes de la inyección del lodo (línea azul) y permeabilidad efectiva al aceite después de la inyección del lodo (línea naranja). Se aprecia un daño a la formación del 80%. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

Figura 27.

Curvas de permeabilidades relativas antes de después del daño.



Nota. Ejemplo Gráfico de Kro vs Sw, donde se observan las curvas de permeabilidad relativa del agua y petróleo antes del daño (líneas en azul) y después del daño (líneas en naranja). El daño a la formación de este ejemplo fue del 80%. Tomado de: *Informe interno Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías. Universidad Nacional de Colombia. 2014.*

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1. Evaluación Petrofísica

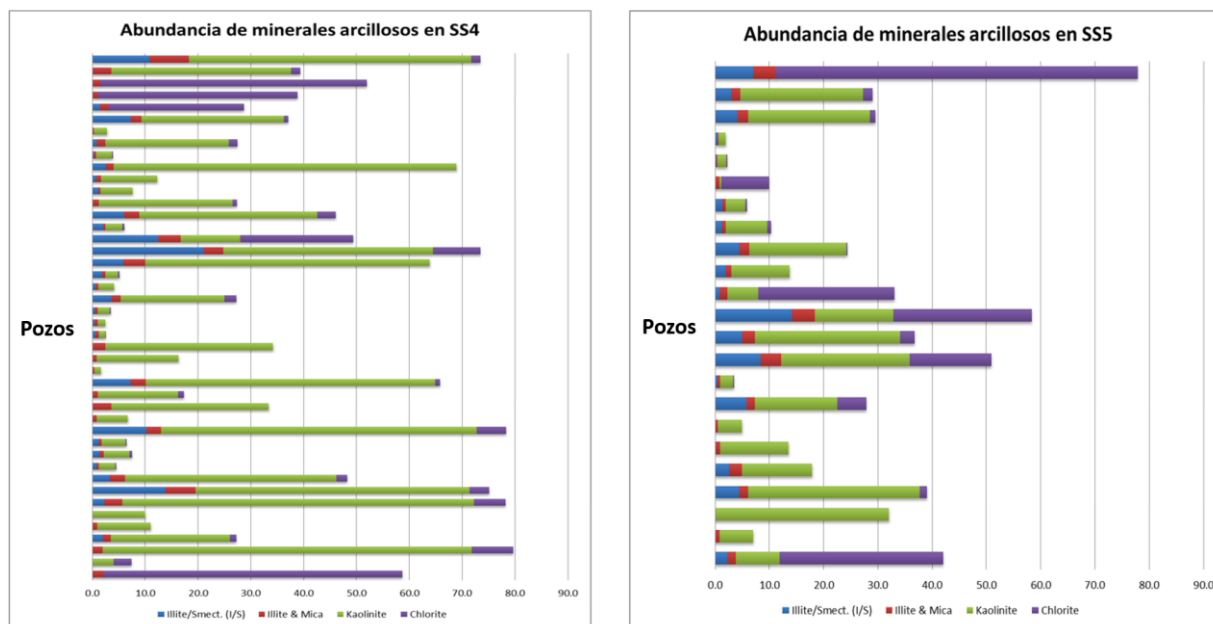
La evaluación petrofísica se realizó en los pozos del bloque de Río Ariari en Colombia para efectos de la metodología y la misma es aplicable para los pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, teniendo en cuenta propiedades de roca y fluidos similares ya que corresponde a un yacimiento clástico, poco consolidado, con acumulaciones de hidrocarburos pesados, extrapesados y agua de baja salinidad.

En general, las unidades Operacionales denominadas Mirador Superior, SS5 y SS4, presentan minerales del grupo de las Caolinitas, Esméctitas y Cloritas, siendo la Caolinita particularmente abundante en los intervalos de areniscas y zonas arcillosas.

En la Figura 28 se observa dentro de la distribución de los minerales de arcilla obtenidos del DRX la Caolinita como mineral predominante dentro del rango de 50% al 90% con respecto al volumen de arcilla total.

Figura 28.

Abundancia de minerales arcillosos en el Bloque Río Ariari.

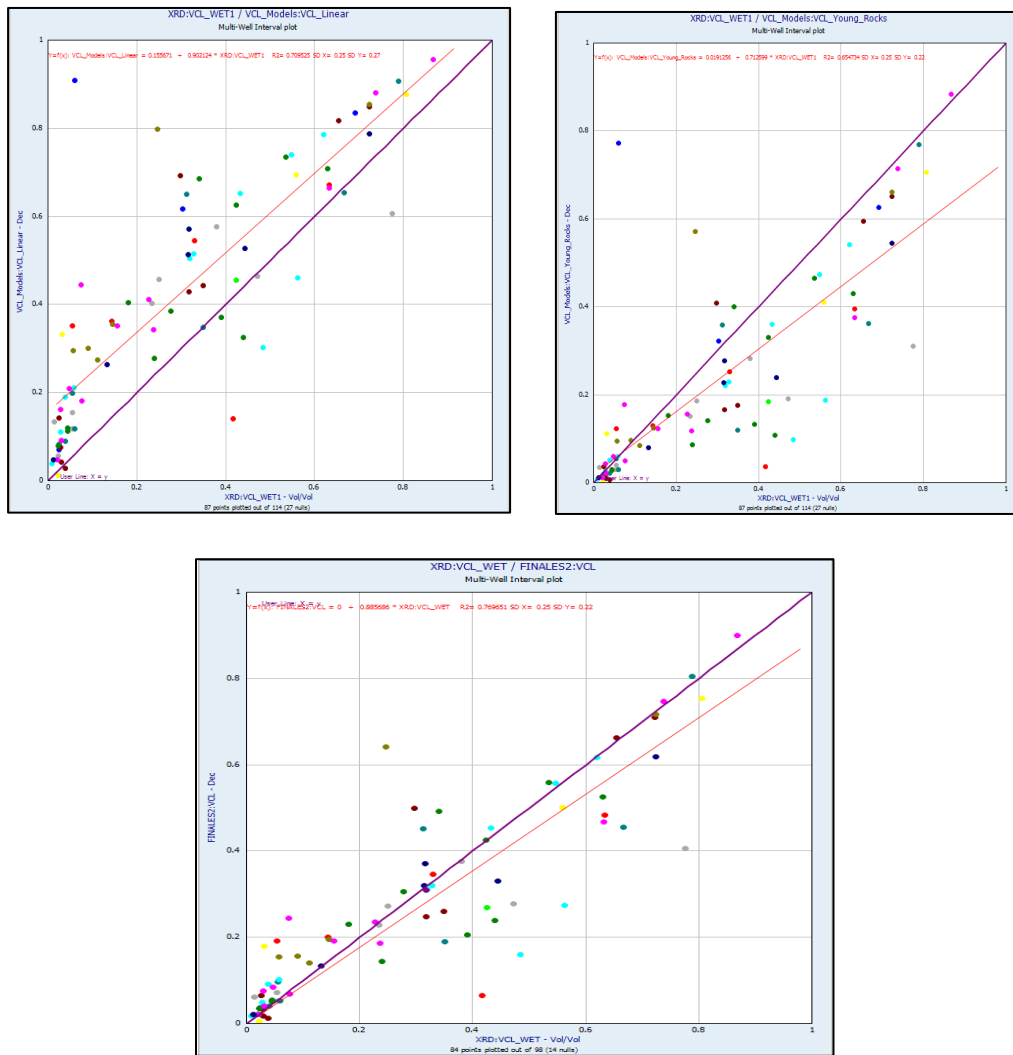


Nota. Distribución de tipos de arcilla, observándose en zonas de areniscas y arcillas mayor contenido de Caolinita.

Se aplicaron varios métodos para la estimación de volumen de arcilla como lineal, Young Rocks y Clavier. Se obtuvo el mejor ajuste con el método de Clavier al compararlo con el volumen de arcilla obtenido de la difracción de rayos X. En la Figura 29 se muestran los gráficos uno a uno del volumen de arcilla obtenidos de los diferentes métodos versus el volumen de arcilla del DRX. El mejor ajuste a la pendiente de 45 grados fue obtenido con el método de Clavier. La Figura 30 representa en profundidad el ajuste del volumen de arcilla derivado del método de Clavier versus el volumen de arcilla de DRX.

Figura 29.

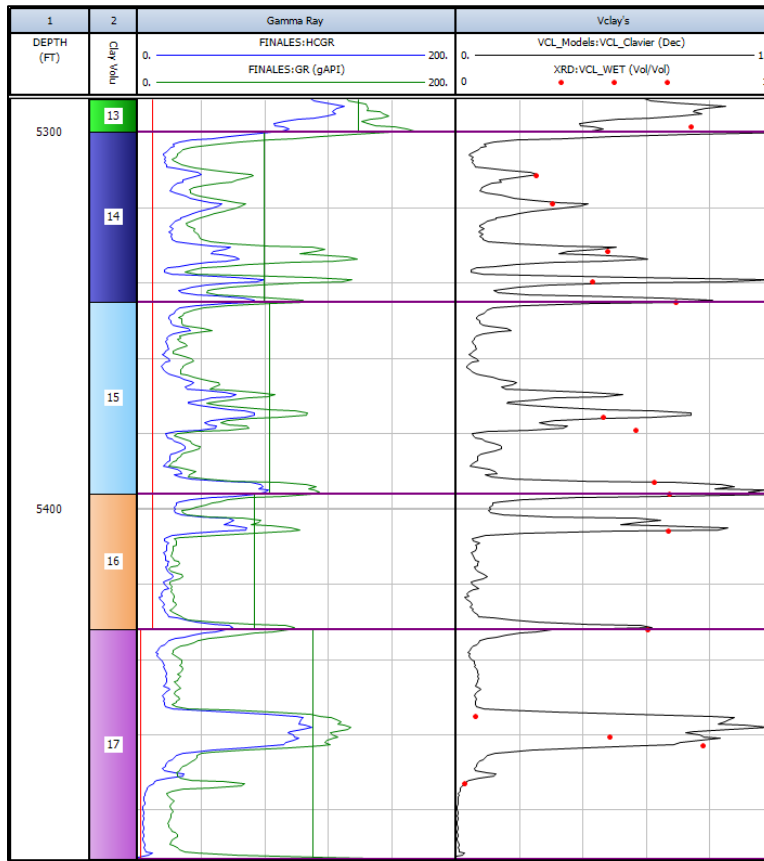
Ajuste del Volumen de Arcilla con diferentes métodos.



Nota. Ajuste de Volumen de Arcilla con DRX empleando diferentes métodos, en donde el método de Clavier mostro el mejor ajuste, línea roja acercándose a línea morada.

Figura 30.

Ajuste del método de Volumen de Arcilla usando Clavier con respecto a DRX.



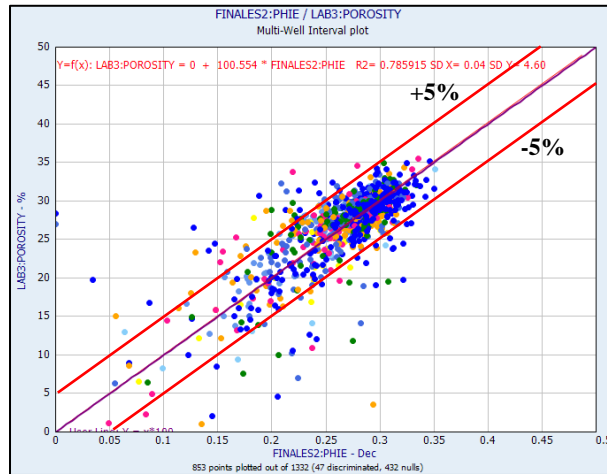
Nota. Ajuste del método de Volumen de Arcilla empleando Clavier con puntos de difracción de rayos -X.

La densidad de matriz para el cálculo de porosidad fue de 2.65 gr/cc correspondiente a areniscas y se validó con los análisis básicos de núcleo, oscilando entre 2.63-2.65 gr/cc en los intervalos clasificados como cuarzo-arenitas. Para los intervalos arcillosos y con calcita “aparente” se determinaron otros valores entre 2.68-2.71 gr/cc. En la Figura 31 se presenta un gráfico cruzado multipozo de la porosidad efectiva calculada a partir de los registros densidad y neutrón versus la porosidad efectiva medida en los núcleos a presión de confinamiento del intervalo evaluado, con una incertidumbre mínima y máxima representativa del 5%. En la Figura 31 también se observa un buen ajuste entre el dato calculado y el dato de núcleo manteniéndose una buena correlación entre las curvas con una tendencia cercana a 45 grados (pendiente igual a 1). Adicionalmente, se

observa una dispersión en los datos por debajo del 20% de porosidad, las cuales están relacionadas por zonas afectadas por calidad del hueco.

Figura 31.

Gráfico cruzado multipozo entre porosidad estimada a partir de densidad y neutrón vs porosidad de núcleo.

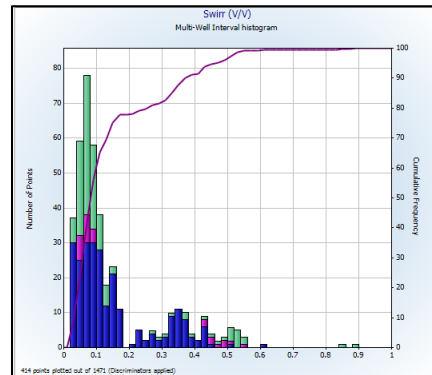


Nota. Gráfico cruzado multipozo entre porosidad estimada a partir de densidad y neutrón Vs la porosidad de núcleo a NCS (*Net Confining Stress*), líneas rojas indican la incertidumbre asociada a la estimación (aprox. +/- 5%).

Para el cálculo de permeabilidad se estimó la saturación de agua irreducible a partir de resonancia magnética nuclear presentándose rangos predominantes entre 0.04-0.15 v/v para los mejores tipos de roca. Otros tipos de roca varían entre 0.25-0.5 v/v para rocas intermedias y 0.8-0.95 v/v para roca de mala calidad y sellos (ver Figura 32).

Figura 32.

Histograma de saturación de agua irreducible obtenida de RMN.

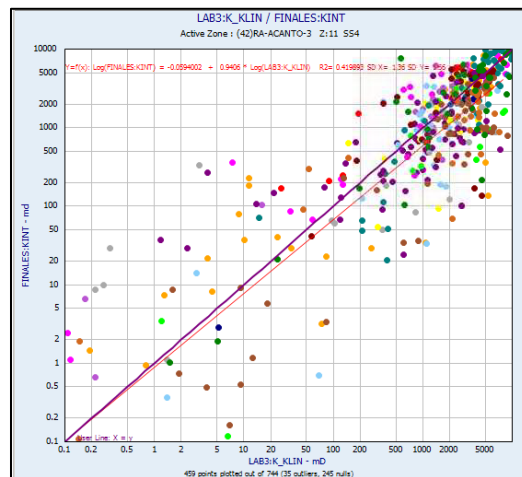


Nota. Rangos de saturación de agua irreducible derivada de RMN.

La permeabilidad estimada empleando la ecuación de K-Lambda en los pozos corazonados fue aceptable de acuerdo con el gráfico uno a uno observado en la Figura 33, donde se aprecia mejor ajuste en los rangos de permeabilidad entre 50 a 10000 mD y mayor dispersión en permeabilidades por debajo de los 50 mD. Esta dispersión podría estar asociada a la incertidumbre en la precisión de los equipos de medición de permeabilidad en el laboratorio o por la manipulación de las muestras a nivel de laboratorio durante el corte.

Figura 33.

Permeabilidad estimada vs permeabilidad de núcleo a NCS (Net confining stress).



Nota. Gráfico cruzado de permeabilidad estimada vs permeabilidad de núcleo.

Para el modelo de saturación de agua se utilizó el método de Archie, siendo las propiedades eléctricas $a=1$, $m=1.75$ y $n=1.79$, las cuales fueron obtenidas de los ensayos de laboratorio. La salinidad del agua empleada se determinó para cada Unidad Operacional teniendo en cuenta la información de los registros SP y análisis fisicoquímicos de las muestras de agua obtenidas en fondo. En la Tabla 4 se muestra un resumen de las salinidades por unidad.

Tabla 4.

Rangos de salinidad ppm NaCl y propiedades eléctricas usadas para el Bloque Río Ariari.

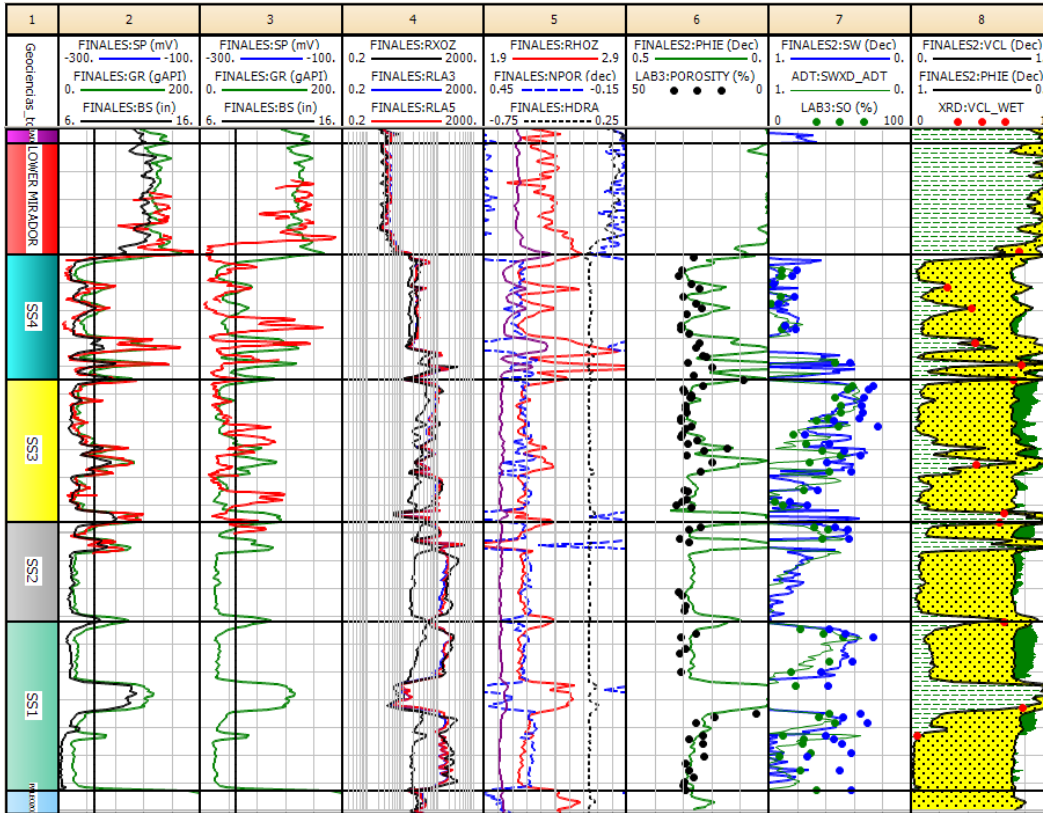
Bloque/Unidad		Salinidad agua de Formación (ppm NaCl)	Propiedades Eléctricas
Río Ariari	U. Mirador	2550	$a=1$ $m=1.75$ $n=1.79$
	SS5	1060	
	SS4	818	
	SS3	470	
	SS2	470	
	SS1	370	

Nota. Se observó variación de salinidad de agua de formación en las diferentes unidades operacionales de la Formación Mirador.

La Figura 34 muestra una comparación de la curva de saturación de agua de Archie (línea azul) con la curva de saturación de agua derivada del registro dieléctrico (línea verde) y los valores de saturación de agua obtenidos del laboratorio por el método de Dean Stark (puntos azules). Se observa muy buena correlación y ajuste del modelo de saturación de agua de Archie con los valores de Dean Stark, determinando la consistencia de los parámetros de Archie ya establecidos.

Figura 34.

Resultado de Saturación de Agua empleando método de Archie en el Pozo C, comparados con saturacion de fluidos del Dean Stark y saturacion de agua derivada del registro dielectrico.



Nota. Gráfico de integración del modelo de saturación de agua de Archie del pozo C, comparado con saturación de agua del dieléctrico y datos de núcleo Dean Stark.

Se determinaron promedios de propiedades petrofísicas a partir de valores de cortes establecidos, siendo el corte de volumen de arcilla $\leq 25\%$, porosidad $\geq 20\%$ y saturación de agua $\leq 60\%$. La Tabla 5 y 6 muestran el promedio de las propiedades petrofísicas por unidades operacionales para el Bloque Río Ariari. El promedio de las propiedades petrofísicas para la Formación Mirador en el neto petrolífero en cuanto a volumen de arcilla fue del 5%, porosidad efectiva del 29% y saturación de agua del 43%. Los sumarios petrofísicos por pozo se muestran en los Anexos.

Tabla 5.

Sumario Petrofísico del Neto Reservorio por unidad operacional/Bloque Río Ariari.

Cutoffs: $\Phi \geq 0.2$ v/v & $V_{cl} \leq 0.25$ v/v									
Zone Name	Type	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K_ari	Av K_geo
Units		ft	ft		v/v	v/v	v/v	mD	mD
SS5	MD/TVD	40.58	18.44	0.45	0.25	0.75	0.08	560.35	259.20
SS4	MD/TVD	50.33	36.46	0.72	0.28	0.56	0.06	2862.13	1616.20
SS3	MD/TVD	69.45	57.40	0.83	0.29	0.69	0.06	3259.82	2101.77
SS2	MD/TVD	37.80	33.48	0.89	0.29	0.80	0.04	3469.78	2491.38
SS1	MD/TVD	48.75	32.82	0.67	0.29	0.79	0.04	3100.07	2299.73
All Zones	MD/TVD	49.38	35.72	0.71	0.28	0.72	0.06	2650.43	1753.66

Nota. Promedio de las propiedades petrofísicas del neto reservorio por zonas y total de la Formación Mirador, considerando todos los pozos analizados.

Tabla 6.

Sumario Petrofísico del Neto Petrolífero por unidad operacional/Bloque Río Ariari.

Cutoffs: $\Phi \geq 0.2$ v/v, $V_{cl} \leq 0.25$ v/v & $Sw \leq 0.6$ v/v									
Zone Name	Type	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K_ari	Av K_geo
Units		ft	ft		v/v	v/v	v/v	mD	mD
SS5	MD/TVD	40.58	3.40	0.08	0.29	0.45	0.08	1840.72	1030.38
SS4	MD/TVD	50.33	21.73	0.43	0.29	0.39	0.04	3818.29	2855.58
SS3	MD/TVD	69.45	17.88	0.26	0.30	0.31	0.05	4066.17	3420.99
SS2	MD/TVD	37.80	5.88	0.16	0.29	0.50	0.05	3389.81	2553.61
SS1	MD/TVD	48.75	5.43	0.11	0.28	0.49	0.05	2434.26	1997.98
All Zones	MD/TVD	49.38	10.86	0.21	0.29	0.43	0.05	3109.85	2371.71

Nota. Promedio de las propiedades petrofísicas del neto petrolífero por zonas y total de la Formación Mirador, considerando todos los pozos analizados.

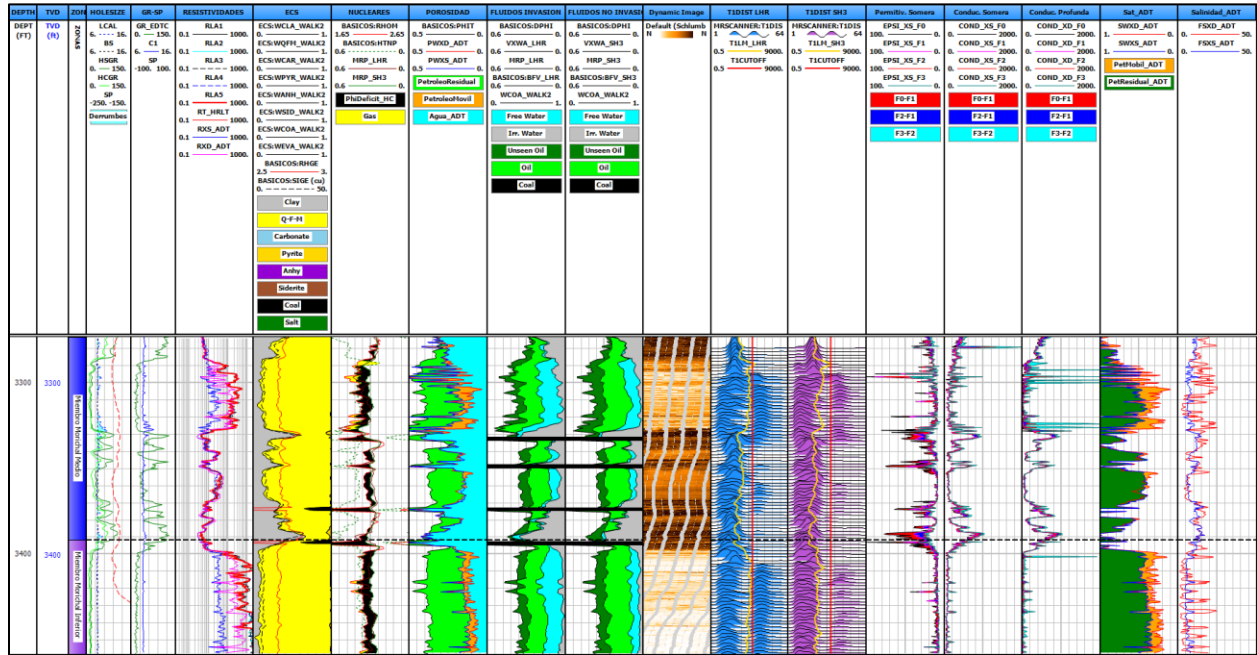
4.2. Análisis del Registro Dieléctrico en zonas con perfil de invasión (Caso I)

El reprocesamiento del registro dieléctrico permitió la obtención de porosidad de agua (*water filled porosity*) a 1 y 4 pulgadas, saturación de agua somera y profunda y salinidad de agua de formación. En yacimientos de crudos pesados y extrapesados el registro dieléctrico juega un papel importante ya que ha permitido obtener un perfil de movilidad de hidrocarburos a partir de la diferencia de saturación de agua de zona somera y profunda, contribuyendo en la identificación de zonas de hidrocarburos móvil y no móvil. De esta forma, se reduce la incertidumbre en la identificación de

zonas con altos cortes de agua fresca donde el hidrocarburo es de alta viscosidad y baja movilidad. En la Figura 35 se observa el resultado del reprocesamiento del registro dieléctrico con muy buena movilidad de fluidos demarcada por la zona en naranja.

Figura 35.

Resultados del reprocesamiento del registro dieléctrico en una zona con buena movilidad de fluido, Pozo A.



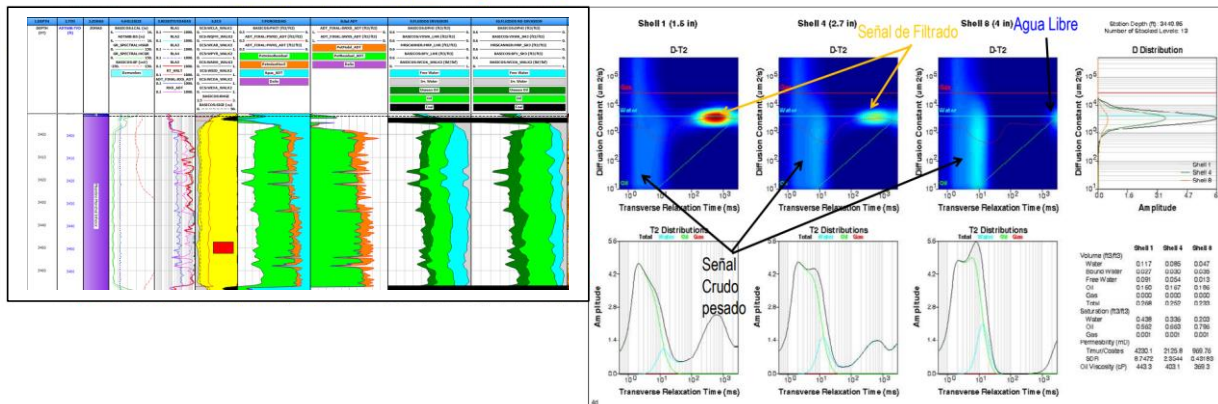
Nota. Se observa en el track de Porosidad las porosidades de agua en zona somera y profunda del registro dieléctrico donde se aprecia zona de movilidad en las arenisca con sombreado en naranja (PWXS_ADT>PWXD_ADT), esta interpretación es análoga al realizarla con las curvas de saturación de agua somera y profunda observada en el track de Sat_ADT donde la zona de movilidad está representada por SWXS_ADT>SWXD_ADT. Este Pozo A contiene agua fresca de formación lo que dificulta analizar el perfil de movilidad con las curvas de resistividades convencionales, sin embargo, en el track de Resistividades se observan las resistividades obtenidas del registro dieléctrico, la cuales muestran un buen perfil de movilidad.

Integrando la información de resonancia magnética nuclear a partir del mapa de difusión versus T2 (cuadro rojo de la Figura 36) se observó una mayor porosidad a una profundidad de investigación de 1.5 pulgadas (Shell 1) siendo este valor de 0.268v/v. A una profundidad de investigación de 4 pulgadas (Shell 8) la porosidad disminuyó a 0.233v/v. En el caso de la saturación de agua se identificó una reducción de 0.438v/v a 0.203v/v y un incremento de la saturación de

petróleo de 0.562v/v a 0.796v/v. Estos comportamientos de lectura de mayor porosidad y saturación de agua en la zona somera con respecto a la zona profunda representan el patrón típico de una zona con buena movilidad, los cuales indican que el perfil de invasión está desapareciendo con la profundidad de investigación, donde el hidrocarburo fue el fluido desplazado incrementado su saturación hacia la zona virgen (no invadida). De igual forma, en la zona invadida o más somera los protones de hidrógenos de los fluidos se polarizan más comparado con la zona virgen, lo cual genera un valor de porosidad sobrestimado (mayor cantidad de protones de hidrogeno). La porosidad correcta del intervalo fue determinada en la zona de mayor profundidad de investigación, lo cual es consistente y similar con la porosidad obtenida del registro de densidad-neutrón. En la Figura 36 se analizan los mapas de difusión versus T2 para zonas de buena movilidad de fluidos (Caso I).

Figura 36.

Análisis de mapa de difusión versus T2 en zonas con buena movilidad (Caso I), Pozo A.



Nota. Se observa el mapa de difusión versus T2 ubicado a 3450 pies, los valores de volúmenes y saturaciones de fluidos para el *Shell 1*, *Shell 4* y *Shell 8*, los cuales son claves para analizar el efecto de movilidad de fluidos al estar estos ubicados a diferentes profundidades de investigación desde la somera a la profunda. En esta profundidad se observa porosidad total en la zona somera (0.268v/v) mayor a la zona profunda (0.233v/v), comportamiento esperado para una zona con buena movilidad y sin daño a la formación. A 1.5 pulgadas (*Shell 1*) se observa una señal de crudo pesado (flechas negras) debido a tiempos cortos de relajación (hidrocarburo de alta viscosidad) y señal de filtrado (flechas amarillas), las cuales a 2.7 pulgadas (*Shell 4*) se aprecian en menor intensidad. A una profundidad de investigación de 4 pulgadas (*Shell 8*), el mapa de difusión muestra una señal de crudo pesado y una nueva señal en la línea de difusión del agua (agua de formación), lo cual indica que el filtrado a desaparecido y la lectura de la herramienta se encuentra en la zona virgen de la formación.

Con base a los análisis del registro dieléctrico y mapas de difusión de RMN es posible determinar la movilidad del hidrocarburo a partir de la reducción de la porosidad y saturación de agua entre la zona invadida y la zona virgen, estableciendo el proceso de invasión entre 1 y 4 pulgadas para este tipo de yacimientos de alta porosidad saturados con hidrocarburo pesado.

4.3. Análisis del Registro Dieléctrico en zonas con daño a la formación (Caso II) y validación con RMN

- *Análisis del daño a la formación a partir del registro dieléctrico en el Pozo A.*

El Pozo A contiene una arenisca con varias zonas que presentan daño a la Formación caracterizado con el registro dieléctrico (Figura 37, *tracks* 18 y 19). Para el cálculo de daño a la formación se consideró una profundidad específica dentro del intervalo de arenisca con el fin de validar el resultado con RMN. A una profundidad de 3358 pies se observó en el registro dieléctrico una menor porosidad de agua a una profundidad de investigación de 1 pulgada (zona invadida), en comparación a una profundidad de investigación de 4 pulgadas (zona virgen), correspondiente a un valor de 0.16v/v y 0.15v/v respectivamente. Bajo la premisa de que el daño a la Formación existe cuando la porosidad de agua en zona profunda es mayor a la porosidad de agua en zona somera ($PWXD > PWXS$) y es posible cuantificarlo, se realizaron los cálculos correspondientes (ver ecuaciones 2, 20, 21 y 22) y se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7.

Resultados del daño a la Formación derivados del registro dieléctrico, Pozo A.

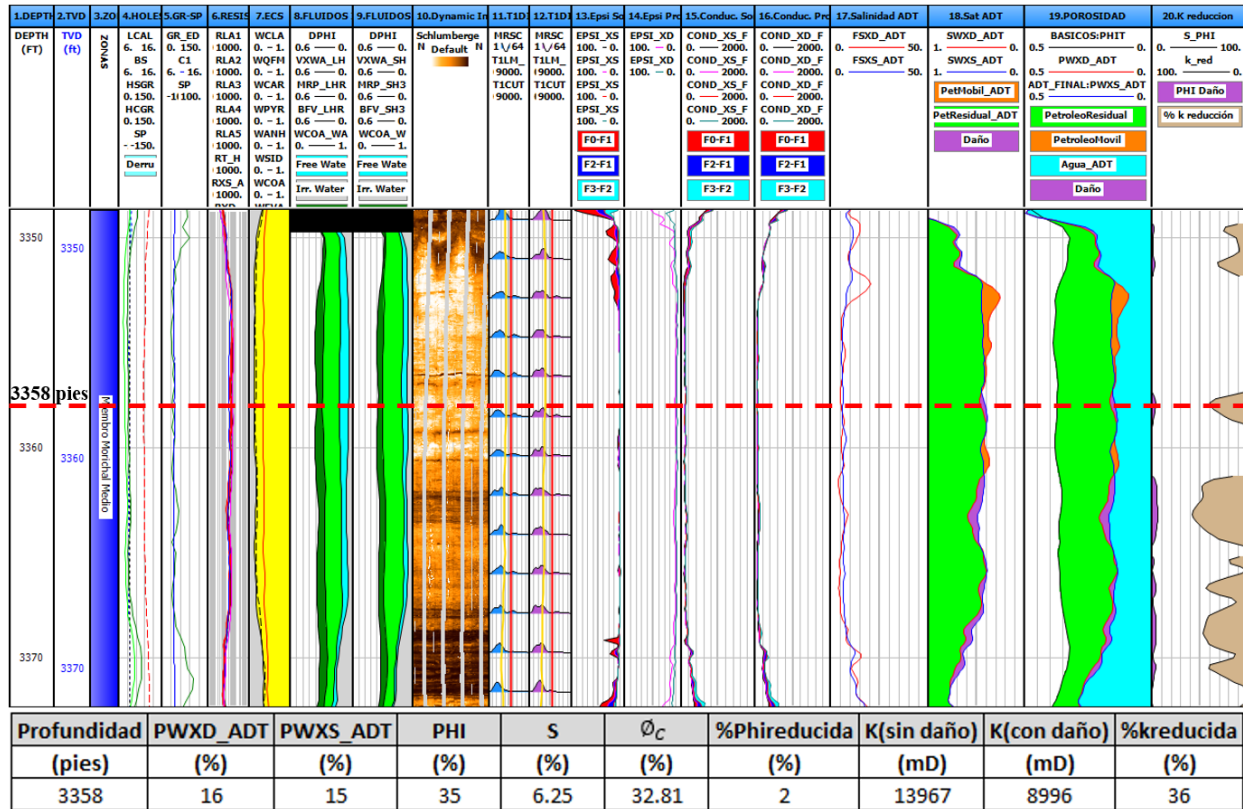
Profundidad (pies)	PWXD_ADT (%)	PWXS_ADT (%)	PHI (%)	S (%)	ϕ_c (%)	%Phireducida (%)	K(sin daño) (mD)	K(con daño) (mD)	%kreducida (%)
3358	16	15	35	6.25	32.81	2	13967	8996	36

Nota. Resultados de la cuantificación del daño a la formación, la cual involucra el porcentaje de reducción de la porosidad y permeabilidad.

Como resultado se obtuvo una reducción de la porosidad del 2% lo cual representa un daño a la formación del 6.25% generados por la depositación de finos en la zona invadida. El porcentaje de reducción de permeabilidad fue del 36% por bloqueo de los radios de garganta de poro. En la Figura 37 se observa la profundidad de análisis para el Pozo A.

Figura 37.

Caracterización del daño a la Formación a través de porosidad de agua somera y profunda del registro dieléctrico en el Pozo A.



Nota. En los *tracks* 18 y 19 se observa a 3358 pies el daño a la formación donde la porosidad de agua profunda (PWXD_ADT) es mayor que la porosidad de agua somera (PWXS_ADT) y se resalta en color morado las zonas con daño. En el *track* 20 se aprecia el porcentaje de reducción de la porosidad y permeabilidad en zonas con daño.

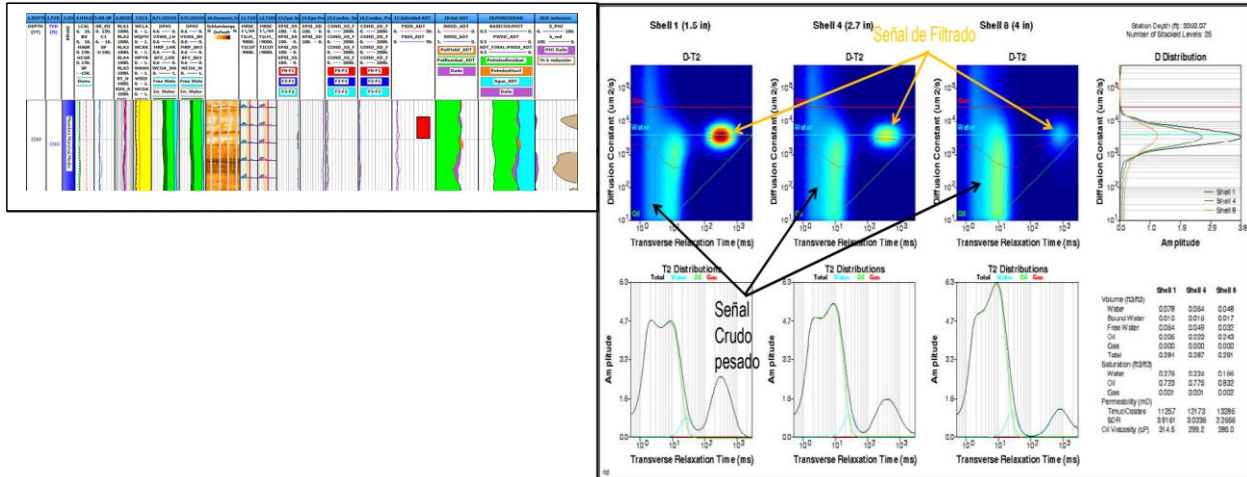
- **Validación del daño con RMN en el rango de 3358-3360 pies en el Pozo A.**

El análisis de daño a la Formación usando el registro dieléctrico a la profundidad de 3358 pies se logró validar con los mapas de difusión versus T2 de resonancia magnética nuclear adquiridos en una ventana de profundidad desde 3358 pies a 3360 pies. En el análisis de RMN se observó una porosidad total en la zona somera de 0.284v/v, la cual es menor que la porosidad total en la zona profunda 0.293v/v, reduciéndose la porosidad por presencia de daño en un 0.7%. Este fenómeno se explica porque en la zona somera hay presencia de sólidos o finos del filtrado del lodo reduciendo el volumen poroso y polarizándose menor cantidad de protones de hidrógeno. La

validación del daño a la Formación en este intervalo también se pudo apreciar con la disminución de la permeabilidad de Timur Coates en la zona somera con respecto a la zona profunda, variando su valor desde 11257 mD (zona invadida) a 13286 mD (zona virgen). En la Figura 38 se analizaron los mapas de difusión versus T2 para zona con daño a la formación.

Figura 38.

Validación del daño a la Formación con RMN en el Pozo A.



	1.5 pulg.		4 pulg.			
Profundidad (pies)	PHI NMR (%)	K Timur-Coates mD	PHI NMR (%)	K Timur-Coates mD	%Phireducida (%)	%kreducida (%)
3358-3360	28.4	11257	29.1	13286	0.7	15

Nota. La validación del daño en esta zona se ve reflejada al disminuir la porosidad total de la zona somera (0.284v/v) con respecto a la porosidad de la zona virgen (0.291v/v) representando una reducción de la porosidad y permeabilidad de la zona somera del 0.7 % y 15 % respectivamente. En la ventana de profundidad de 3358-3360 pies se analizaron los mapas de difusión vs tiempo de relajación transversal T2 observándose en el *Shell 1* (más somero) una señal de filtrado de lodo más pronunciada y en el *Shell 8* (más profundo) la misma señal se ve atenuada, también se puede observar la señal de petróleo pesado con bajos valores de T2. En este mapa también se observa dos señales, una señal de crudo pesado constante y una señal de filtrado de lodo que disminuye ligeramente en profundidad de investigación.

- **Análisis del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico en el Pozo B.**

El cálculo del daño a la Formación a partir de las lecturas del registro dieléctrico para el pozo B se muestran en la Tabla 8:

Tabla 8.

Resultados del daño a la Formación derivados del registro dieléctrico, Pozo B.

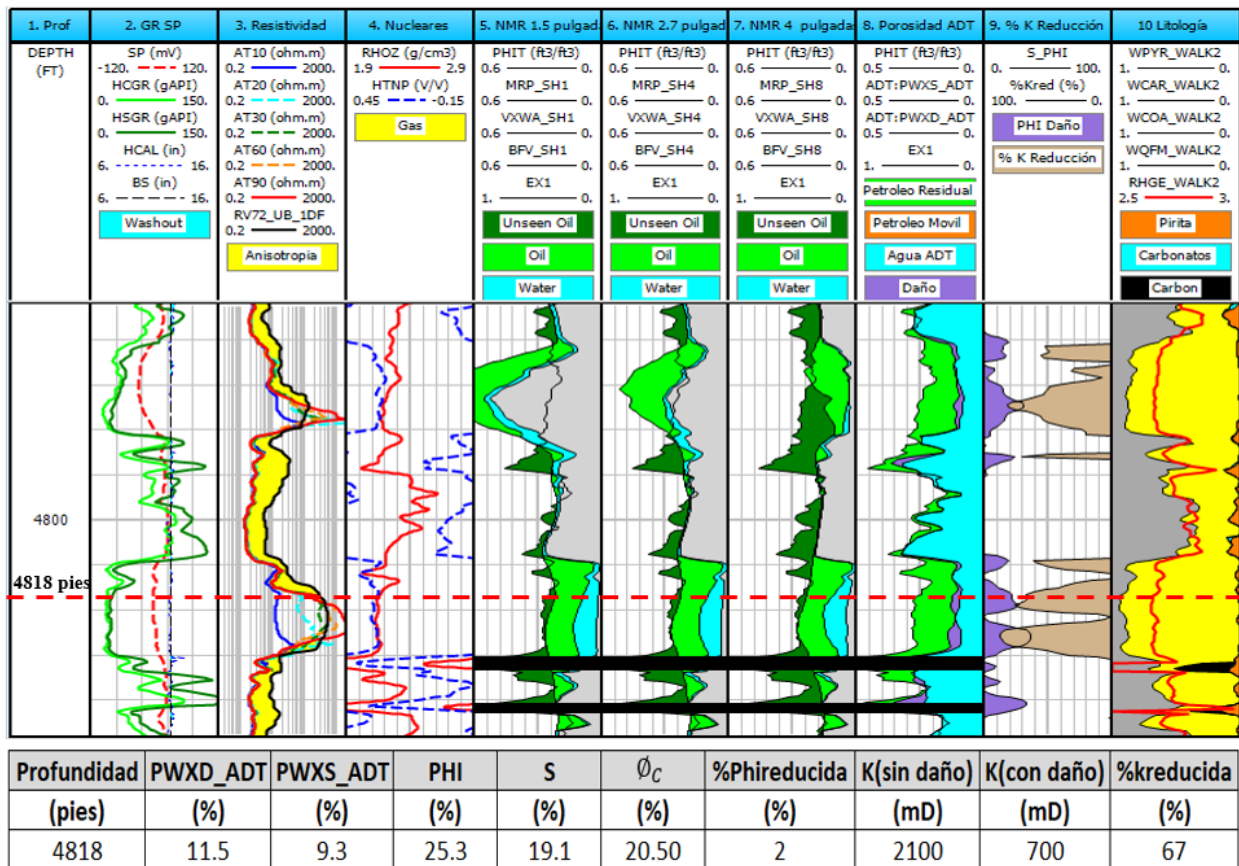
Profundidad	PWXD_ADT	PWXS_ADT	PHI	S	ϕ_c	%Phireducida	K(sin daño)	K(con daño)	%kreducida
(pies)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(mD)	(mD)	(%)
4818	11.5	9.3	25.3	19.1	20.50	2	2100	700	67

Nota. Resultados de la cuantificación del daño a la formación, la cual involucra el porcentaje de reducción de la porosidad y permeabilidad.

Como resultado se obtuvo una reducción de porosidad del 2% (19.1% de daño) de la zona somera debido a la presencia de finos generados por el filtrado de lodo. El porcentaje de reducción de la permeabilidad fue del 67%. En la Figura 39 se observa la profundidad de análisis para el Pozo B.

Figura 39.

Caracterización del daño a la Formación a través de porosidad de agua somera y profunda del registro dieléctrico en el Pozo B.



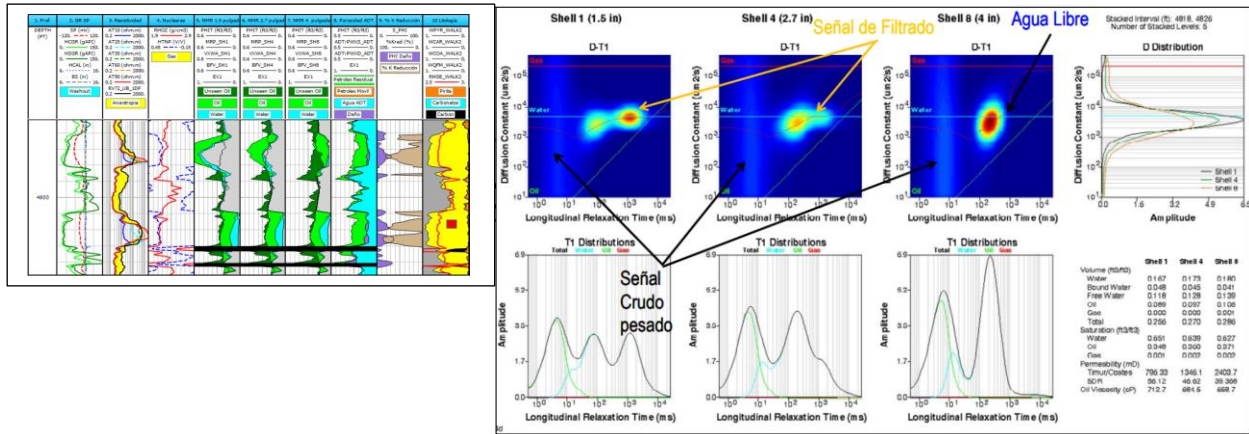
Nota. En el track 8 se observa a 4818 pies el daño a la formación donde la porosidad de agua profunda (PWXD_ADT) es mayor que la porosidad de agua somera (PWXS_ADT) y se resalta en color morado las zonas con daño. En el track 9 se aprecia el porcentaje de reducción de la porosidad y permeabilidad en zonas con daño.

- **Validación del daño con RMN en el rango de 4818-4826 pies, Pozo B.**

El daño a la Formación se logró validar empleando RMN en el pozo B como se muestra en la Figura 40, donde se aprecia la interpretación de los mapas de difusión versus T2 y las lecturas de la porosidad total y permeabilidad en la zona somera y profunda.

Figura 40.

Validación del daño a la Formación con RMN en el Pozo B.



	1.5 pulg.		4 pulg.			
Profundidad (pies)	PHI NMR (%)	K Timur-Coates mD	PHI NMR (%)	K Timur-Coates mD	%Phireducida (%)	%kreducida (%)
4818.5-4826	25.6	796.33	28.6	2403.7	3	67

Nota. Las curvas de porosidad de agua somera y profunda adquiridas con el dieléctrico muestran el efecto del daño a 4818.5- 4826 pies (PWXD_ADT>PWXS_ADT) y adicionalmente se validó con los mapas de difusión vs T2 de RMN, donde se observó una disminución de porosidad y permeabilidad en la zona somera con respecto a la zona profunda, analizándose esta zona con presencia de daño a la Formación. Adicionalmente, en el mapa de difusión se observa a 1.5 pulgadas señal de crudo pesado (flechas negras) a cortos tiempos de relajación debido a su alta viscosidad y señal de filtrado (flechas amarillas), mientras que para el mapa generado a 2.7 pulgadas se observa señal de crudo, señal de filtrado y una tenue señal de agua de formación, por último para el mapa a 4 pulgadas únicamente se observa señal de crudo pesado y señal de agua libre, indicando que la lectura de la herramienta se encuentra en la zona virgen de la formación.

A partir de las evidencias que se analizaron con el registro dieléctrico y RMN para la caracterización del daño a la formación durante la perforación, se analizó que el tipo de daño es un taponamiento físico de los poros por sólidos en el lodo o revoque ineficiente que puede también

permitir el paso de algunos sólidos presentes en el lodo hacia la zona invadida obstruyendo el medio poroso, por esta razón la selección adecuada del tipo de lodo de perforación y análisis de sus propiedades reológicas es de gran importancia para no causar daño y afectar la producción de los pozos [8]. Algunos estudios también han demostrado que la inclinación del pozo tiene un efecto considerable en el daño de la Formación [12]. En los pozos analizados el tipo de lodo que se empleo fue polimérico (base agua) y podría ser el causante del daño de Formación, sin embargo, el análisis de las propiedades del lodo y las causas del daño a la Formación va más allá del alcance de este trabajo de investigación.

4.4. Validación del daño a la formación con Pruebas de Desplazamiento

El Pozo C contiene dos núcleos (Núcleos 70 y 81) con pruebas de desplazamiento realizadas por el laboratorio de la Universidad Nacional de Colombia y fueron utilizados para la validación del daño a la formación a partir del registro dieléctrico. En la Figura 41 se muestra la caracterización del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico en el rango de profundidad 5348-5351.5 pies.

Figura 41.

Identificación de daño a la Formación a partir del registro dieléctrico en el Pozo C, profundidad 5348 pies (núcleo 70) y profundidad 5351.5 pies (núcleo 81).

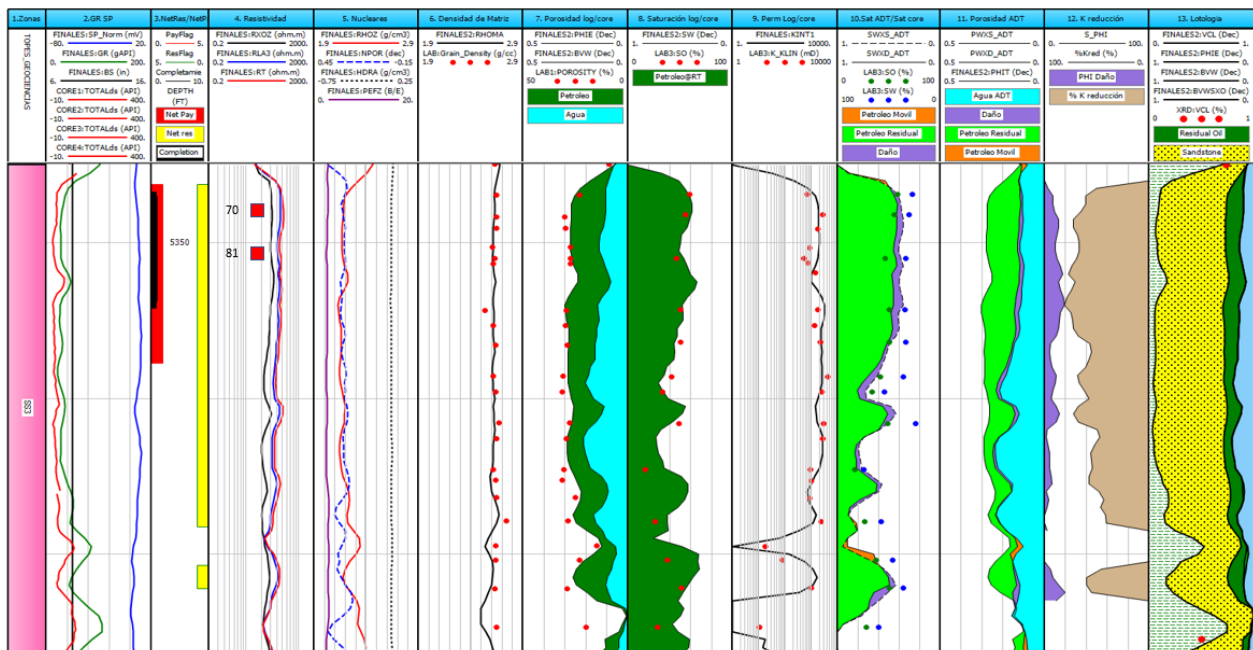


Figura 41. Continuación.

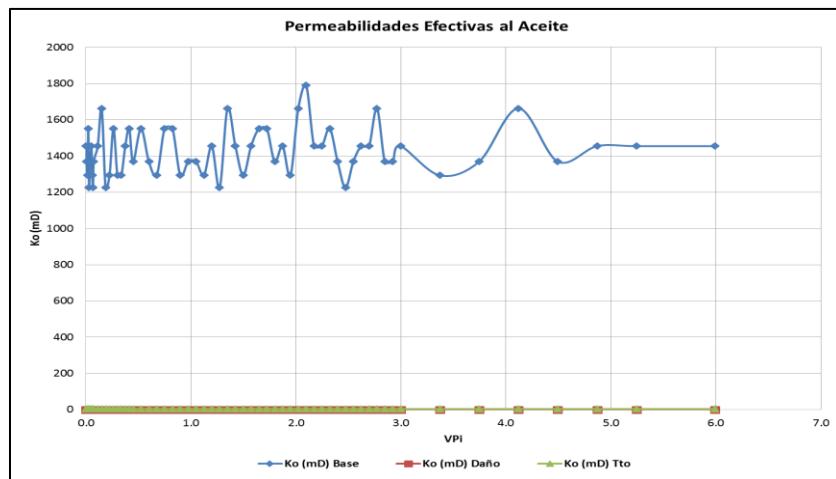
Profundidad (pies)	# Núcleo	PWXD_ADT (%)	PWXS_ADT (%)	PHI (%)	S (%)	ϕ_c (%)	%Phireducida (%)	K(sin daño) (mD)	K(con daño) (mD)	%kreducida (%)
5348	70	11.99	10.82	26.9	9.76	24.30	3	1849.7	641.3	65
5351.5	81	11.62	9.88	25.6	14.97	21.70	4	1437.8	373.2	74

Nota. Las curvas de porosidad somera y profunda adquiridas con el dieléctrico muestran el efecto del daño desde 5346- 4366 pies (PWXD_ADT>PWXS_ADT; área morada, *Track 11*). Tomado en cuenta las profundidades de los núcleos 70 y 81, se determinó el porcentaje de reducción de permeabilidad de 65.33% y 74.04% respectivamente.

El resultado del ensayo de la prueba de desplazamiento en el núcleo 70 fue una permeabilidad efectiva al aceite base a condiciones de saturación residual de agua (K_o base) de 1455 mD, posterior al daño por fluido de perforación no se obtuvo flujo alguno ni para el agua ni para el aceite, es decir, hubo un daño del 100%. Adicionalmente, para lograr la medición de la permeabilidad efectiva se inyectaron tres volúmenes porosos (3VP) de tratamiento, la permeabilidad al aceite alcanzó un valor de 3 mD. Esto indica un aumento del 0.03% sobre la permeabilidad efectiva al aceite (Figura 42).

Figura 42.

Resultados de permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 70).

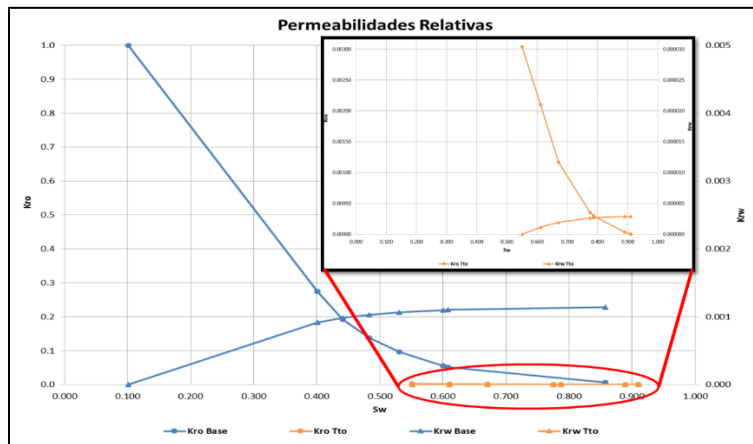


Nota. Se observa permeabilidad efectiva al aceite sin daño (línea azul), permeabilidad efectiva al aceite después del daño (línea roja) y permeabilidad efectiva al aceite aplicando tratamiento para mejorar la zona obstruida por el daño de lodo (línea en verde).

En cuanto al cambio de las permeabilidades relativas (Figura 43) se observa una caída de ambas permeabilidades tanto la K_{ro} como la K_{rw} , en su totalidad debido al daño del 100%. Al aplicar el tratamiento correctivo, las curvas pueden ser graficadas, aunque no son comparables en magnitud con la línea base. Además, se aprecia en las curvas de permeabilidad relativa un cambio en la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) desde 0.1 v/v, antes del daño, a 0.55 v/v, después del daño, indicando un aumento del S_{wirr} del 45%. La saturación de petróleo residual (S_{or}) no presentó cambios significativos después de la prueba de desplazamiento.

Figura 43.

Permeabilidades Relativas antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 70).



Nota. Gráfico de permeabilidad relativa. Permeabilidad base (líneas en azul) y permeabilidad después del daño y con tratamiento (líneas en naranja).

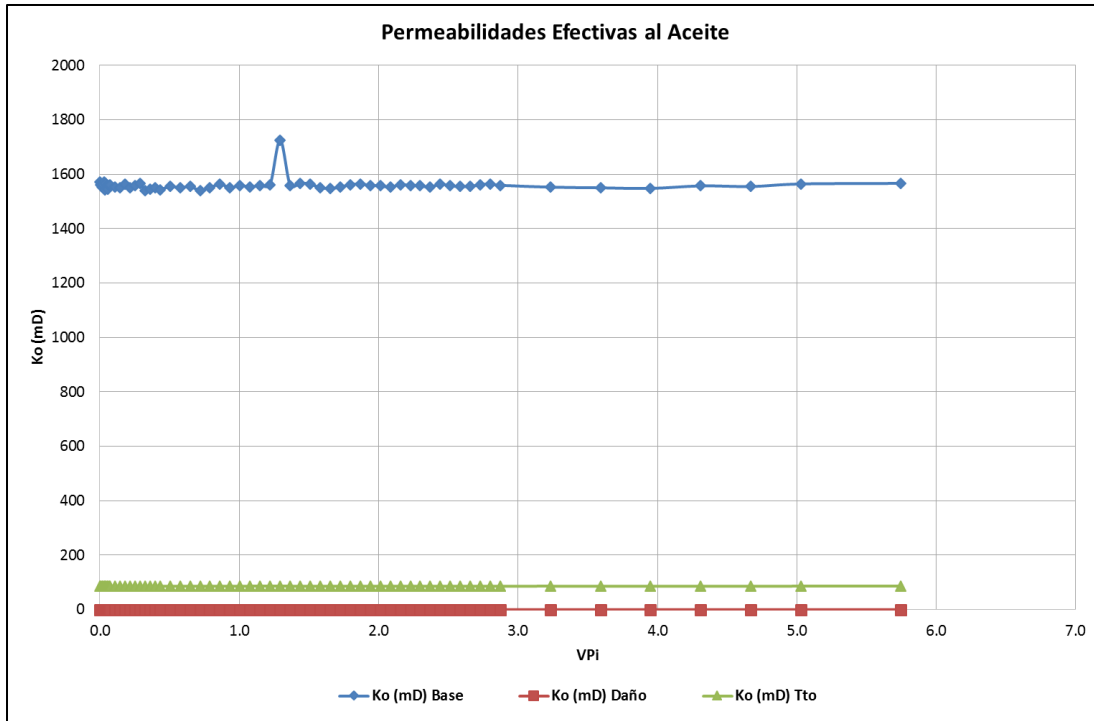
Cabe aclarar que, aunque estas curvas muestran valores cuantitativos, la construcción de ellas se hace con una finalidad cualitativa, debido a que estos recobros son bastante elevados ya que son producto de pruebas de desplazamiento en sistemas finitos con volúmenes definidos utilizados por la teoría de pruebas de desplazamiento.

El resultado del ensayo de la prueba de desplazamiento en el núcleo 81 fue una permeabilidad efectiva al aceite base, a condiciones de saturación residual de agua (K_o base) de 1564 mD, posterior al daño por fluido de perforación no se obtuvo flujo alguno ni para el agua ni para el aceite, es decir, hubo un daño del 100%. Inyectados los 3 VP de tratamiento, la permeabilidad al

aceite alcanza un valor de 86 mD, lo que indica un aumento del 5% sobre la permeabilidad efectiva al aceite luego de la inyección (Figura 44).

Figura 44.

Resultados de permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 81).

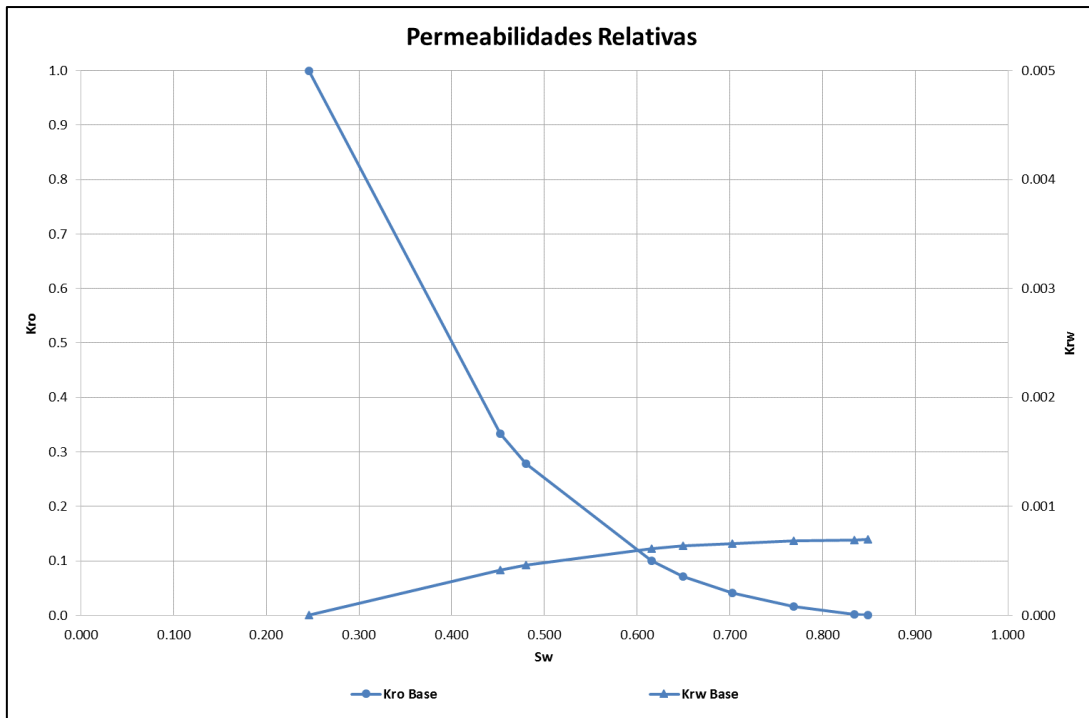


Nota. Se observa permeabilidad efectiva al aceite sin daño (línea azul), permeabilidad efectiva al aceite después del daño (línea roja) y permeabilidad efectiva al aceite aplicando tratamiento para mejorar la zona obstruida por el daño del lodo de perforación (línea en verde).

En cuanto al cambio de las permeabilidades relativas (Figura 45) se observa una caída de ambas permeabilidades tanto la K_{ro} como la K_{rw} , en su totalidad debido al daño del 100%, al igual que en la inyección de tratamiento. Durante la inyección de agua el sistema perdió su capacidad de flujo a una saturación de agua del 40%, esto no permitió finalizar el desplazamiento de aceite y poder construir la curva de permeabilidad relativa.

Figura 45.

Permeabilidades Relativas antes y después del daño (Pozo C, Núcleo 81).



Nota. Gráfico de permeabilidad relativa. Permeabilidad base (líneas en azul) y la permeabilidad después del daño no se logró construir.

5. CONCLUSIONES

La Evaluación Petrofísica de la Formación Mirador en la cuenca Llanos Orientales no presentó complejidad litológica, la litología predominante está compuesta por areniscas y arcillas tipo Caolinita.

El mejor método de ajuste en relación con los datos de difracción de rayos X para la estimación de volumen de arcilla fue el de Clavier que, depende del índice de arcillosidad. Los rangos de volumen de arcilla en las areniscas fueron bajos por la presencia de cuarzo-arenitas, que dio como resultado un volumen de arcilla promedio de 5%.

El método para la estimación de porosidad fue densidad-neutrón, el cual mostró el mejor ajuste con los datos de porosidad de núcleo. Los rangos de porosidad oscilaron entre 20 % a 35%. La diferencia entre porosidad total y efectiva fue muy poca, debido al bajo contenido de arcillas. El promedio de porosidad en zonas prospectivas fue de 29%.

La estimación de la permeabilidad se realizó empleando la ecuación de K-Lambda. Este modelo está en función de la saturación de agua irreducible (estimada del registro de resonancia magnética), la porosidad y constantes empíricas. El rango de permeabilidad para la Formación Mirador fue de 500 a 10000 mD cuyo promedio de permeabilidad en zonas prospectivas fue de 3109.85 mD.

La saturación de agua fue estimada con la ecuación de Archie con una variación de salinidad de agua de formación entre 370 a 2550 ppm de NaCl y se tuvieron en cuenta las diferentes unidades operacionales definidas. Se obtuvo un buen ajuste del modelo de saturación de agua, comparado con la saturación de agua obtenida del registro dieléctrico y los datos de núcleos a partir de los análisis de Dean Stark. El promedio de saturación de agua en zonas prospectivas fue de 43%.

La metodología de análisis petrofísico empleada para el Bloque de Río Ariari en Colombia es aplicable para la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, por ser ambos yacimientos clásicos de crudos pesados con salinidades bajas del agua de formación, que oscilan entre 370 a 2550 ppm NaCl.

El reprocesamiento del registro dieléctrico permitió la obtención de saturación y porosidad de agua somera y profunda, resistividades del dieléctrico y salinidades del agua de formación, se consideró

la porosidad y saturación de agua a las diferentes profundidades de investigación, 1 y 4 pulgadas, para la caracterización del daño a la Formación.

En la caracterización del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico se analizaron dos casos: el Caso I, se caracterizó en aquellos intervalos donde existe buen perfil de movilidad, con saturación de agua en zona invadida mayor a saturación de agua en zona virgen, se determinó sin presencia de daño. El Caso II, se caracterizó en zonas donde no se observó perfil de movilidad o éste es muy bajo, se analizaron curvas de saturación y porosidad de agua del dieléctrico de manera inversa al Caso I, saturación de agua en zona invadida menor que la saturación de agua en zona virgen, se identificó este fenómeno como daño a la formación por migración de finos o sólidos.

El daño a la formación ocasionado por el filtrado del lodo durante la perforación analizado con el registro dieléctrico en los pozos A, B y C originó en los intervalos más críticos (Caso II) una reducción de la porosidad y permeabilidad del medio debido al reemplazamiento de los fluidos presentes en la zona invadida por los sólidos provenientes del filtrado del lodo, lo que reduce el canal preferencial que tiene la roca para permitir la trasmisibilidad de los fluidos. Como resultado del análisis tomando en consideración varios intervalos con daño, se obtuvo un rango de porcentaje de reducción de la porosidad de agua del 2% al 4%, mientras el porcentaje de reducción de la permeabilidad fue del 36% al 74%, por lo tanto, el daño a la formación presentó mayor impacto en la reducción de la permeabilidad que en la porosidad debido a la obstrucción de las gargantas porales.

La caracterización del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico fue validado a través del registro de resonancia magnética nuclear que cumple la condición de que la porosidad total y permeabilidad en la zona somera es menor que la porosidad total y permeabilidad de la zona virgen.

La caracterización del daño a la Formación a partir del registro dieléctrico fue validado también a través de pruebas de desplazamiento, las cuales permitieron analizar cómo el filtrado de lodo puede obstruir todo el sistema poroso y permeable, dando como resultado un daño sobre la cara de los núcleos del 100 % y evidenciando en las gráficas de permeabilidades relativas antes y después del daño en uno de los núcleos analizados un aumento de la saturación de agua irreducible del 45%.

La caracterización de daño a la formación durante la perforación empleando registros dieléctricos y validación con resonancia magnética nuclear es ideal para este tipo de yacimientos de crudos pesados y extrapesados ya que por la alta viscosidad del crudo el proceso de invasión del filtrado de lodo se puede analizar a 1 y 4 pulgadas.

Esta nueva metodología de caracterización del daño a partir del registro dieléctrico es de carácter preventivo, ya que la evaluación del fenómeno del daño se realiza en un tiempo finito y no es posible determinar si es tiempo-dependiente o se mantiene después de las operaciones de terminación y completamiento del intervalo de interés. Adicionalmente, busca identificar de manera temprana el daño que pueda ocasionar el fluido de perforación a efectos de que sea considerado y analizado con mayor detalle para el diseño del completamiento y su efecto en la productividad del intervalo completado.

Aun cuando no es alcance de este trabajo, como parte del desarrollo de las pruebas de desplazamiento y permeabilidad de retorno realizadas en muestras de núcleo del pozo C, se evaluaron diferentes tratamientos con el objetivo de corregir el daño por fluido de perforación. Estos tratamientos formulados por las compañías QMAX (Q'SURF & GOS) y NOB (NOB) representaron un incremento máximo de permeabilidad efectiva al aceite del 5% con base en las permeabilidades efectivas determinadas antes de hacer el desplazamiento del fluido de perforación. De igual forma, es importante resaltar que se identificó una recuperación de las permeabilidades absolutas entre el 50% y 60% después de aplicar el protocolo de limpieza con los solventes Tolueno y Varsol. Con base en estas observaciones, se recomendó a las diferentes compañías diseñar a futuro tratamiento cuya formulación considerará estos solventes en una proporción que no generara riesgos ambientales y que económicamente fueran viables dentro del presupuesto destinado para actividades de remediación de los distintos proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada, «Heavy Oil,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/science-engineering-research/search.html?q=heavy+oil#wb-land>. [Último acceso: 26 Agosto 2021].
- [2] Y. Cambas, «Saber UCV,» Febrero 2016. [En línea]. Available: <http://hdl.handle.net/10872/13416>.
- [3] ANH, «Agencia Nacional de Hidrocarburos,» [En línea]. Available: <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.
- [4] Donadille J. Faivre O., Leech R., «Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging,» Houston-Texas, Schlumberger, 2016, pp. 22-53.
- [5] Mosse L., Carmona R., Decoster E., Faivre O. y Hizem M., «Dielectric dispersion logging in heavy oil: a case study from the Orinoco Belt,» *SPWLA 50th Annual Logging Symposium*, 2009.
- [6] Schlumberger Marketing Communications, «MR Scanner,» Agosto 2006. [En línea]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/mr-scanner-br.ashx>.
- [7] E.F. Johnson, D.P. Bossler y V.O. Naumann, «Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments,» *Jersey Production Research CO. Tulsa, Okla.*, 1956.
- [8] Lopera, S., Vargas, J. y Restrepo, «Evaluación Del Daño Por Fluidos De Perforación Y Evaluación De Tratamientos Correctivos Propuestos Por Diferentes Compañías,» Medellín, 2014.
- [9] M.M. Herron, D.L. Johnson, L.M. Schwartz, «A robust permeability estimator for siliciclastics,» *SPE*, 1998.
- [10] Schlumberger, *Dielectric Pro Help*.
- [11] Halliburton-Landmark, *DSPetrophysics Fundamentals*, 2018.
- [12] F. A., «Universidad Nacional de Colombia,» 2017. [En línea]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/63457/573955.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Último acceso: Junio 2022].
- [13] Sedaghatzadeh et al., «"The Impact of Nanoparticles Geometry and Particle Size on Formation Damage Induce by Drilling Nano-Fluid During Dynamic Filtration",» *Revista Nano Research en Suiza*, 2016.

- [14] H. Kumar, «On the application of Simandoux and Indonesian Shaly Sand Resistivity Interpretation Models in low and high R_w regimes,» *8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, pp. p-71, 2010.
- [15] «Servicio Geológico Colombiano,» Diciembre 2014. [En línea]. Available: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>.
- [16] Aguilar, C. y Barboza, J., «"Integración de información de núcleo y registros para evaluar la migración de finos en la Formación Misoa. Bloque VIII y Bloque X del Lago de Maracaibo",» *3er Congreso Suramericano de Gas y Petróleo en Venezuela*, 2015.

ANEXOS

RECOMENDACIONES

Para la ejecución de la metodología propuesta, es fundamental tener experticia en el procesamiento del registro dieléctrico para la obtención de las propiedades petrofísicas del agua. Los métodos del procesamiento radial y los parámetros ingresados durante el reprocesamiento del dieléctrico pueden cambiar significativamente el resultado del análisis del registro.

El fenómeno del daño a la Formación en este trabajo se está analizando en la etapa de perforación, se recomienda dar continuidad de este análisis en la etapa de terminación y completamiento, teniendo en cuenta que el daño identificado puede evolucionar en el tiempo y maximizar su efecto si es compatible con el fluido de completamiento.

A nivel de laboratorio se recomienda realizar pruebas de compatibilidad entre el fluido de completamiento y muestras de núcleos con y sin daño a fin de determinar el grado de afectación en la muestra y aplicar posibles tratamientos que permitan establecer el escenario que presente mayor posibilidad de remediación y determinar si la evolución del daño es producto de la interacción con el fluido de completamiento.

**SUMARIO PETROFÍSICO DEL NETO PETROLÍFERO POR
POZO EN LA FORMACIÓN MIRADOR**

Tabla 8. *Sumario Petrofísico del Bloque Rio Ariari.*

Well	Zone Name	Type	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K	Av K
										Ari	Ari	Geo
Units			ft	ft	ft	ft		v/v	v/v	v/v	mD	mD
POZO D	SS5	MD/TVD	5015.00	5050.00	35.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO D	SS4	MD/TVD	5050.00	5094.00	44.00	17.50	0.40	0.31	0.33	0.02	9100.31	7878.61
POZO D	SS3	MD/TVD	5094.00	5160.00	66.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO D	SS2	MD/TVD	5160.00	5199.00	39.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO D	SS1	MD/TVD	5199.00	5230.00	31.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO D	All Zones	MD/TVD	5015.00	5230.00	43.00	3.50	0.08	0.31	0.33	0.02	9100.31	7878.61
POZO E	SS5	MD/TVD	5182.00	5236.00	54.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO E	SS4	MD/TVD	5236.00	5290.00	54.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO E	SS3	MD/TVD	5290.00	5352.00	62.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO E	SS2	MD/TVD	5352.00	5408.00	56.00	18.50	0.33	0.30	0.55	0.04	4267.11	2906.53
POZO E	All Zones	MD/TVD	5182.00	5408.00	56.50	4.63	0.08	0.30	0.55	0.04	4267.11	2906.53
POZO F	SS5	MD/TVD	5207.00	5260.00	53.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO F	SS4	MD/TVD	5260.00	5325.00	65.00	21.50	0.33	0.28	0.36	0.03	2453.43	1984.76
POZO F	SS3	MD/TVD	5325.00	5421.00	96.00	27.50	0.29	0.29	0.30	0.04	2975.24	2381.85
POZO F	SS2	MD/TVD	5421.00	5456.00	35.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO F	SS1	MD/TVD	5456.00	5504.00	48.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO F	All Zones	MD/TVD	5207.00	5504.00	59.40	9.80	0.12	0.28	0.33	0.04	2714.34	2183.31
POZO G	SS5	MD/TVD	5295.00	5327.00	32.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO G	SS4	MD/TVD	5327.00	5373.00	46.00	28.00	0.61	0.25	0.45	0.07	622.98	282.20
POZO G	SS3	MD/TVD	5373.00	5443.00	70.00	64.50	0.92	0.31	0.27	0.04	4428.40	3781.64
POZO G	SS2	MD/TVD	5443.00	5464.00	21.00	10.00	0.48	0.31	0.39	0.04	3497.03	3105.95
POZO G	All Zones	MD/TVD	5295.00	5464.00	42.25	25.63	0.50	0.29	0.37	0.05	2849.47	2389.93
POZO H	SS5	MD/TVD	4923.00	4951.00	28.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO H	SS4	MD/TVD	4951.00	4996.00	45.00	26.00	0.58	0.29	0.38	0.05	2856.85	1807.51
POZO H	All Zones	MD/TVD	4923.00	4996.00	36.50	13.00	0.29	0.29	0.38	0.05	2856.85	1807.51

Well	Zone Name	Type	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K	Av K
										Ari	Ari	Geo
Units			ft	ft	ft	ft		v/v	v/v	v/v	mD	mD
POZO I	SS5	MD/TVD	4966.00	4990.00	24.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO I	SS4	MD/TVD	4990.00	5032.00	42.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO I	SS3	MD/TVD	5032.00	5050.00	18.00	15.75	0.88	0.30	0.44	0.05	2798.39	2211.72
POZO I	All Zones	MD/TVD	4966.00	5050.00	28.00	5.25	0.29	0.30	0.44	0.05	2798.39	2211.72
POZO J	SS5	MD/TVD	5162.00	5187.00	25.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO J	SS4	MD/TVD	5187.00	5232.00	45.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO J	SS3	MD/TVD	5232.00	5280.00	48.00	38.63	0.81	0.30	0.32	0.04	4841.44	4083.00
POZO J	SS2	MD/TVD	5280.00	5305.00	25.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO J	SS1	MD/TVD	5305.00	5365.00	60.00	16.50	0.28	0.29	0.50	0.03	2494.92	2321.97
POZO J	All Zones	MD/TVD	5162.00	5365.00	40.60	11.03	0.22	0.29	0.41	0.03	3668.18	3202.48
POZO K	SS5	MD/TVD	4655.00	4702.00	47.00	13.00	0.28	0.25	0.51	0.17	324.20	205.68
POZO K	SS4	MD/TVD	4702.00	4778.00	76.00	63.00	0.83	0.28	0.18	0.07	2554.11	1699.50
POZO K	SS3	MD/TVD	4778.00	4856.00	78.00	38.75	0.50	0.25	0.44	0.24	336.37	282.39
POZO K	SS2	MD/TVD	4856.00	4881.00	25.00	22.25	0.89	0.25	0.39	0.24	---	---
POZO K	SS1	MD/TVD	4881.00	4923.00	29.25	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO K	All Zones	MD/TVD	4655.00	4923.00	51.05	27.40	0.50	0.26	0.38	0.18	1071.56	729.19
POZO L	SS5	MD/TVD	4263.00	4309.00	46.00	27.75	0.60	0.29	0.45	0.08	1851.41	1036.19
POZO L	SS4	MD/TVD	4309.00	4370.00	61.00	50.25	0.82	0.31	0.40	0.05	5492.60	3816.56
POZO L	SS3	MD/TVD	4370.00	4471.00	101.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO L	SS2	MD/TVD	4471.00	4503.00	32.00	4.00	0.13	0.28	0.56	0.03	1415.28	1379.13
POZO L	All Zones	MD/TVD	4263.00	4503.00	60.00	20.50	0.39	0.29	0.47	0.05	2919.76	2077.29
POZO M	SS5	MD/TVD	5707.00	5759.00	52.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO M	SS4	MD/TVD	5759.00	5810.00	51.00	39.00	0.77	0.30	0.39	0.04	2101.20	1587.92
POZO M	SS3	MD/TVD	5810.00	5901.00	91.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO M	SS2	MD/TVD	5901.00	5969.00	68.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO M	SS1	MD/TVD	5969.00	6005.00	36.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---

POZO M	All Zones	MD/TVD	5707.00	6005.00	59.60	7.80	0.15	0.30	0.39	0.04	2101.20	1587.92
Well	Zone Name	Type	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av K	Av K
										Ari	Ari	Geo
Units			ft	ft	ft	ft		v/v	v/v	v/v	mD	mD
POZO N	SS5	MD/TVD	5596.00	5647.00	51.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO N	SS4	MD/TVD	5647.00	5677.00	30.00	15.50	0.52	0.29	0.45	0.03	4728.66	3991.77
POZO N	SS3	MD/TVD	5710.00	5793.00	83.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO N	SS2	MD/TVD	5793.00	5834.00	41.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO N	SS1	MD/TVD	5834.00	5910.00	76.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO N	All Zones	MD/TVD	5596.00	5910.00	56.20	3.10	0.10	0.29	0.45	0.03	4728.66	3991.77
POZO C	SS5	MD/TVD	5260.00	5300.00	40.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO C	SS4	MD/TVD	5300.00	5345.00	45.00	0.00	0.00	---	---	---	---	---
POZO C	SS3	MD/TVD	5345.00	5396.00	51.00	11.50	0.23	0.27	0.46	0.09	2045.88	1654.91
POZO C	SS2	MD/TVD	5396.00	5432.00	36.00	4.00	0.11	0.26	0.49	0.12	1648.07	1057.35
POZO C	SS1	MD/TVD	5432.00	5493.00	61.00	21.50	0.35	0.27	0.48	0.07	2389.59	1759.45
POZO C	All Zones	MD/TVD	5260.00	5493.00	46.60	7.40	0.14	0.27	0.48	0.09	2027.85	1490.57

