

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS PETROFÍSICO DE
REGISTROS DE POZOS PERFORADOS ADYACENTES A UN BLOQUE
EXPLORATORIO DE TRAYECTORIA OIL & GAS EN LA CUENCA LLANOS
ORIENTALES

MARÍA DEL PILAR AMAYA GÓMEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2011

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS PETROFÍSICO DE
REGISTROS DE POZOS PERFORADOS ADYACENTES A UN BLOQUE
EXPLORATORIO DE TRAYECTORIA OIL & GAS EN LA CUENCA LLANOS
ORIENTALES

MARÍA DEL PILAR AMAYA GÓMEZ

Trabajo de tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR
EDGAR CHAJID KAIRUZ HERNANDEZ
GEÓLOGO

CODIRECTOR
JORGE ARTURO CAMARGO PUERTO
INGENIERO GEÓLOGO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 06/05/2011

DEDICATORIA

A Dios fuente de sabiduría, a mis padres Roberto Amaya y Alba Cecilia Gómez, fuentes de bondad quienes merecen mi admiración, respeto porque gracias al amor y a los valores infundidos he podido alcanzar cada logro propuesto.

A Abraham Palacios por la paciencia, el amor y la ayuda prestada en todo el proceso que llevó la realización de esta Tesis.

AGRADECIMIENTO

A Dios por permitir que los preciosos dones que él me otorgó fueran reflejados en este trabajo y en mi vida profesional. Y a él quien dejó a mi lado mis padres Roberto Amaya y Alba Cecilia Gómez, tan maravillosos y gentiles que han dejado marcada en mi vida sus enseñanzas y valores.

Alcanzar este logro ha requerido de mucha dedicación por parte de la autora y de sus directores de tesis Edgar Chajid Kairuz y Jorge Arturo Camargo. Quienes aportaron sus conocimientos y cooperación en todo momento.

Agradezco inmensamente a todo el área de Operaciones, especialmente al Ingeniero Cristian Ducuará quien me dio la oportunidad de iniciar mi vida profesional en Trayectoria Oil & Gas, y al área de Exploración; por la colaboración, consejos y amistad incondicional.

En general quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que vivieron conmigo el “DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS PETROFÍSICO DE REGISTROS DE POZOS PERFORADOS ADYACENTES A UN BLOQUE EXPLORATORIO DE TRAYECTORIA OIL & GAS EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES”.

TABLA DE CONTENIDO

1.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS	17
1.1	POROSIDAD	17
1.2	PERMEABILIDAD	17
1.3	SATURACIÓN DE AGUA.....	18
1.4	RESISTIVIDAD	20
2.	LITOESTATIGRAFÍA Y CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	21
3.	PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS	23
3.1	APLICACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.....	23
3.2	CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS	23
3.3	PERFIL DE INDUCCION ELECTROMAGNÉTICA.....	26
3.4	PERFILES DE RESISTIVIDAD	26
3.5	PERFILES ELECTRICOS DE ENFOCAMIENTO.....	27
4.	PERFIL SÓNICO DE POROSIDAD	30
4.1	VELOCIDADES SÓNICAS DE FORMACIÓN	30
4.2	EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD, ECUACION DE WYLLIE	31
5.	PERFIL DE DENSIDAD	33
5.1	DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD.....	33
6.	PERFIL NEUTRÓNICO.....	35
6.1	EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS	35
7.	PERFIL DE POTENCIAL ESPONTANEO	36
7.1	DETERMINACIÓN DE R_w A PARTIR DEL SP	36
8.	PERFIL DE RAYOS GAMMA.....	37
8.1	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE SHALE	37
9.	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	39
9.1	RECOPIACION DE INFORMACIÓN	39
9.2	CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS.....	39
9.3	IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA LITOESTRATIGRAFÍA.	39
9.4	CÁLCULOS PETROFÍSICOS	40
9.5	INTERPRETACIÓN CON BASE EN LOS RESULTADOS DE “PRIZM”	40

10.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE POZO EN EL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR	42
10.1	LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	42
10.2	ESTRUCTURA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	43
10.3	INFORMACIÓN SÍSMICA DEL BLOQUE JOROPO.....	43
10.4	INFORMACIÓN DE SÍSMICA ADQUIRIDA EN EL BLOQUE JAGUAR	49
11.	PRUEBAS Y ESTUDIOS REALIZADOS A LOS POZOS DEL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR.....	50
12.	IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA LITOESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA.....	53
12.1	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS BLOQUES JOROPO Y JAGUAR.....	53
12.2	PALEOZOICO.....	54
12.3	CRETACICO.....	54
12.4	PALEÓGENO Y NEÓGENO	56
12.5	CUATERNARIO.....	59
13.	LITOESTRATIGRAFÍA DE LAS FORMACIONES GENERADORAS.....	60
13.1	IDENTIFICACIÓN DE TOPES Y BASES DE LOS RESERVORIOS.....	60
13.2	CÁLCULO DE ESPESORES DE LOS POZOS DEL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR.....	69
13.3	CORRELACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA.....	72
14.	CÁLCULOS PETROFÍSICOS	73
14.1	CÁLCULO DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO	73
14.2	TEMPERATURA DE FORMACIÓN.....	73
14.3	CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL LODO Y DEL FILTRADO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA	74
14.4	CÁLCULO DE LA POROSIDAD DE DENSIDAD, PHID	75
14.5	CÁLCULO DE LA POROSIDAD PROMEDIO, PHIA	75
14.6	CÁLCULO DE LA POROSIDAD SÓNICA, PHIS.....	76
14.7	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE SHALE, V_{SH}	76
14.8	CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA, PHIE	78
14.9	DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN, R_w	78
14.10	CÁLCULO DEL FACTOR DE FORMACIÓN EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD MEDIANTE ARCHIE.....	85

14.11 DETERMINACIÓN DEL RW A PARTIR DE LA CURVA DEL SP.	86
14.12 DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA A TRAVES DE LA ECUACIÓN DE ARCHIE	90
14.13 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA, BVW.....	91
14.14 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A TRAVÉS DE LA ECUACIÓN EMPÍRICA DE TIXIER.....	91
14.15 DETERMINACIÓN DEL SOR Y EL SOM.....	92
14.16 INTERPRETACIÓN CON BASE EN LOS RESULTADOS DE “PRIZM”	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grupo de herramientas con electrodos de enfocamiento.	28
Tabla 2. Profundidad de investigación y resolución vertical de las herramientas microresistivas	29
Tabla 3. Velocidades sónicas y tiempos de transito para diferentes matrices (schlumberger, 1972).....	31
Tabla 4. Densidad de matriz de las principales litologías	33
Tabla 5. Pruebas y estudios realizados a los pozos del bloque joropo y jaguar.....	50
Tabla 6. Topes y bases de las formaciones del pozo Ojo de Tigre 2ST.....	61
Tabla 7. Rango de valores de GR.....	61
Tabla 8. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 2ST	69
Tabla 9. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 3	69
Tabla 10. Topes y bases en el pozo Joropo 1.....	70
Tabla 11. Topes y bases en el pozo Camungo-1	70
Tabla 12. Topes y bases en el pozo Agualinda.....	71
Tabla 13. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 1	71
Tabla 14. Radiactividad de las arenas limpias y shale del pozo Ojo de Tigre 2ST..	78
Tabla 15. Resultados de R_w para los pozos del Bloque Joropo y Jaguar.	82
Tabla 16. Resultados para el pozo Ojo de Tigre 2ST del método de Dresser Atlas mediante código en Visual Basic.	89

LISTA DE FIGURA

Figura 1. Unidades litoestratigráficas.....	22
Figura 2. Usos de las herramientas de registro en hueco abierto	24
Figura 3. Principios físicos de algunas herramientas de registros de hueco abierto	25
Figura 4. Modelo de Wyllie de los dos medios.....	31
Figura 5. Organigrama de la metodología de interpretación	41
Figura 6. Localización de los pozos de los Bloques Joropo y Jaguar.....	42
Figura 7. Mapa estructural del campo Ojo de Tigre	44
Figura 8. Mapa estructural de los pozos Ojo de Tigre 1 y Joropo 1.	45
Figura 9. Estructura sísmica de Joropo y Ojo de Tigre 1.....	46
Figura 10. Mapa estructural de Ojo de Tigre 2ST.	47
Figura 11. Líneas sísmicas disparadas en la estructura de Ojo de Tigre 2ST.....	47
Figura 12. Mapa estructural de Ojo de Tigre 3.....	48
Figura 13. Mapa estructural del pozo Agualinda 1	49
Figura 14. Columna generalizada del los Llanos Orientales	53
Figura 15. Presentación de las curvas utilizadas para identificar topes y bases de las formaciones.	62
Figura 16. Identificación y base de Carbonera 1	63
Figura 17. Identificación y base de Carbonera 5.....	64
Figura 18. Identificación de tope y base de Carbonera 7.	65
Figura 19. Identificación de tope y base de Mirador	66
Figura 20. Identificación de tope y base de Cuervos.....	67
Figura 21. Identificación de tope y base de Guadalupe	68
Figura 22. Identificación de GR mínimo y máximo	77
Figura 23. Perfil Rwa indicando presencia de Hidrocarburo en la zona A de la Formacion Mirador- Pozo Ojo de Tigre 2ST.....	80
Figura 24. Aplicación del método de Pickett para determinar m y Rw en el pozo Ojo de Tigre 2ST.....	85
Figura 25. Lectura del SP máximo, Línea base shale y Ri.....	87

GLOSARIO

BLOQUE: se refiere a un área de tierra en el cuál se puede realizar trabajos de exploración y explotación. Estos son otorgados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a una operadora mediante la celebración de contratos.

CORAZÓN DE PARED: es una muestra de la formación tomadas de la pared del pozo.

CROSSPLOT: es un grafico de interrelación que puede ser expresado en dos dimensiones (X, Y) o tres (X, Y, Z)

CROSS-SECTION: es un gráfico que integra los registros de diferentes pozos, para lograr una visualización estructural o estratigráfica.

DRILL STEAM TEST (DST): es una prueba que se corre con la sarta de perforación para determinar si se han encontrado cantidades comerciales de aceite y/o gas en el pozo. Esta prueba también permite recolectar fluidos de la formación.

FILTRADO: es la porción líquida del lodo que atraviesa el medio poroso (arenas o calizas).

LODO: es un fluido de perforación a base de agua o aceite cuyas propiedades han sido alteradas, por sólidos comerciales y/o nativos disueltos y/o suspendidos.

METODOLOGÍA: es una de las etapas específicas de un proyecto que nace a partir de una posición teórica y conlleva a una selección de técnicas concretas de cómo se va a realizar la investigación.

PARAMETROS PETROFISICOS: son las propiedades que definen las características de la roca y del fluido que contenga en ella.

PICKETT PLOT: es un método grafico propuesto en 1972 por Pickett el cual se desarrolla en escala Log-Log, relacionando las variables porosidad en X y resistividad de agua de formación en Y.

RESUMEN

El objeto de este estudio es el diseño de una metodología para evaluar los parámetros petrofísicos de los pozos Joropo-1, Ojo de Tigre 1, Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 3 y Camungo-1 localizados en el bloque Joropo, y el pozo Agualinda ubicados en el bloque adyacente Jaguar. Esta metodología busca la aplicación de métodos confiables para la evaluación de formaciones apoyándose en el uso de la plataforma Geographix Discovery de Halliburton.

Los parámetros del conjunto roca – fluido que se evalúan son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y resistividad de agua de formación. La resistividad del agua de formación es un parámetro que afecta considerablemente la estimación de la saturación de agua, S_w , que es el objetivo principal de la evaluación. Dada la importancia de este parámetro, se utilizaron tres métodos diferentes para determinar su valor y establecer un criterio de comparación y selección.

ABSTRACT

The object of this study is to design of a methodology that allows evaluation the petrophysical parameters for Joropo-1, Ojo de Tigre 1, Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 3 y Camungo-1 Wells, which are located at Joropo Block, and Agualinda Well, located into Jaguar Block. This methodology promotes the application of reliable methods to evaluate formations, leaning on the use of Halliburton's Geographix Discovery platform and the available data that was supplied to it.

The parameters of the rock-fluid set that this study is going to evaluate are: porosity, permeability, fluids saturation and water formation resistivity. Water formation resistivity is a parameter that affects significantly the estimation of water saturation, S_w , this is the main objective of the evaluation. Due to the importance of these parameters, three methods were used to fulfill this purpose to determine its value and to establish comparison-selection criteria.

INTRODUCCIÓN

La interpretación de perfiles eléctricos de pozos continúa siendo una poderosa herramienta para afrontar el gran reto de la industria petrolera del siglo XXI que consiste en aumentar las reservas de hidrocarburos descubiertas hasta hoy.

Con el fin de afrontar este reto la compañía Trayectoria Oil & Gas propuso el trabajo de grado “Desarrollo de una metodología para análisis petrofísico de registros de pozos perforados en dos bloques exploratorios en la cuenca Llanos Orientales”. Otro objetivo para realizar este trabajo radicó en el interés de analizar la litoestratigrafía de los pozos, determinar las zonas potencialmente almacenadoras mediante el análisis y cálculo de parámetros petrofísicos usando los registros de pozo. La herramienta para aplicar la metodología desarrollada será GeoGraphix Discovery de Halliburton una plataforma especializada en la interpretación geológica, el cual cuenta con Prizm, una aplicación petrofísica diseñada para asistir al petrofísico en la interpretación de los registros. Prizm importa información digital en diferentes formatos y le permite al intérprete realizar una evaluación integrada. Usando Prizm se puede ver, editar, y analizar la información de registros de pozo en tres diferentes formatos: despliegue de registro (log View), Grafico de interrelación (Crossplot View) y listado de resultados (Report View).

Además se usó “XSection” que es la aplicación GESXplorer para crear, editar, visualizar e imprimir secciones estratigráficas transversales (Cross Sections). En “XSection” se pueden definir “Cross-Section” de tipo estratigráfico y estructural usando datos de las herramientas de la plataforma “Wellbase” y “Prizm”.

Estas herramientas ayudaron al desarrollo de este trabajo de grado el cual logró los alcances fijados desde el comienzo como es el hecho de adquirir y refinar los conocimientos vistos en la academia y el perfeccionamiento en el manejo de este software.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Durante el proceso de exploración las compañías de exploración y producción de hidrocarburos hacen uso de varias técnicas y herramientas para el análisis de la prospectividad de sus áreas de interés. Los registros eléctricos de pozos y la sísmica de reflexión son las principales fuentes de información existentes para la evaluación de áreas potencialmente productoras de hidrocarburos. Actualmente la compañía Trayectoria Oil & Gas no cuenta con una metodología específica para el análisis integral de la información.

De otro lado, Trayectoria Oil & Gas tiene diferentes proyectos exploratorios de hidrocarburos en la cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena, Caguán, Putumayo y Llanos Orientales de Colombia, a los cuales en un futuro se les aplicará la metodología. Para efectos de este estudio se ha escogido un bloque de la cuenca Llanos Orientales debido a la poca información analizada que existe.

Igualmente, para el desarrollo de este proyecto de exploración la compañía no cuenta con suficiente personal en el área de exploración para dedicarle el tiempo necesario para un análisis detallado de la cuenca Llanos Orientales, por lo cual requiere del apoyo técnico de un estudiante de ingeniería de petróleos para desarrollar el proyecto denominado “Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozos Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales”.

JUSTIFICACIÓN

La evaluación de bloques en cuencas conocidas por su alta productividad de hidrocarburos justifica la utilización de nuevas herramientas con tecnologías muy sofisticadas del mismo modo las técnicas de interpretación de perfilaje han ido evolucionando; lo cual ha permitido identificar con mayor facilidad las reservas adicionales entrampadas en capas delgadas y en capas de bajo contraste de resistividad tanto en campos que ya se encuentran en producción como campos que se hallan en las etapas de exploración, al momento de determinar las mejores zonas a probar en pozos exploratorios.

Estas labores de búsqueda han crecido en Colombia, generando importantes proyectos en el área de exploración. Es por esta razón que la compañía Trayectoria Oil & Gas dio la oportunidad a un estudiante de ingeniería de petróleos para que desarrollará este proyecto junto con la colaboración de un director de tesis experto en el área de petrofísica.

Por tal motivo la compañía desea posibilitar que el estudiante complemente junto con su equipo científico la experiencia en el “Desarrollo de una metodología para análisis petrofísico de registros de pozos perforados adyacentes a un bloque exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la cuenca llanos orientales”.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseño de una metodología para análisis petrofísico de registros de pozos perforados adyacentes a un bloque exploratorio de trayectoria oil & gas en la cuenca Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar el análisis estratigráfico de dos Bloques exploratorios ubicados en los Llanos Orientales, con base en la información de los pozos e información de superficie.
- Determinar las zonas potencialmente almacenadoras mediante el análisis de los registros eléctricos, utilizando la plataforma de Geographix Discovery.
- Evaluación de los parámetros petrofísicos mediante el modulo PRIZM de Geographix Discovery.

1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

Para comprender e interpretar los registros geofísicos de pozo, es importante que primero se definan algunos conceptos básicos relacionados con las propiedades petrofísicas de las rocas que afectan la medición de los registros, estos son:

1.1 POROSIDAD

La porosidad, ϕ , es la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca. En formaciones consolidadas la porosidad depende tanto del tamaño del grano como de la distribución. Esta sería alta, en el rango de 15% – 20% cuando todos los granos tienen el mismo tamaño.

Los poros de la roca pueden estar o no intercomunicados entre sí; existen dos tipos de porosidad, porosidad efectiva y porosidad absoluta

- Porosidad efectiva: es la relación del volumen total de poros comunicados entre el volumen total de la roca.
- Porosidad absoluta: es la relación del volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de la roca.

La práctica mundial ha demostrado que para que un reservorio arenoso tenga producción comercial, su porosidad primaria debe ser mayor o igual al 9%. No obstante, existen areniscas con producción comercial, por debajo de este límite debido a que están fracturadas, es decir que poseen porosidad secundaria adicional a la porosidad primaria.

1.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad, K , es una propiedad del medio poroso y a su vez es una medida, tanto de la capacidad de la roca o formación para permitir la transmisión de fluidos; la permeabilidad es controlada por la distribución espacial y el tamaño de los poros.

La unidad de la permeabilidad es el darcy (D) que es igual a 1000 milidarcies (mD). La permeabilidad de las rocas varía en amplio rango, desde unos cuantos milidarcies hasta unos 3-4 darcies.

En contraste con la porosidad, la permeabilidad depende absolutamente del tamaño del grano de la roca. Grandes sedimentos con granos finos y poros

grandes tienen alta permeabilidad mientras que rocas de grano fino con poros pequeños y líneas de flujo más tortuosas tienen baja permeabilidad. Se distinguen tres tipos de permeabilidad: permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.

- Permeabilidad absoluta: se denomina así cuando los poros de la roca contienen un solo fluido.
- Permeabilidad efectiva: ocurre cuando los poros de la roca presentan en su interior más de un fluido.
- Permeabilidad relativa: es la relación entre la K efectiva de un fluido y la K absoluta.

1.3 SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de agua, S_w , se define como el porcentaje del volumen poral ocupado por agua. Esto permite estimar las reservas de hidrocarburo en la roca reservorio. Un caso especial de saturación de agua es la saturación irreducible, S_{wirr} , que no es otra cosa que el agua absorbida por la superficie de los granos o mantenida fija en las gargantas capilares, por efecto de la tensión superficial y presión capilar respectivamente.

La saturación de agua también es usada para determinar el volumen total de agua (bulk volumen of water, BVW), el cual se define como el producto de la saturación de agua y la porosidad efectiva de la roca.

El método de Archie es la piedra angular para evaluar formaciones limpias, con porosidad homogénea e intergranular y todos los métodos de interpretación que involucran variables de resistividad se derivan de esta ecuación:

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

F = factor de formación

R_w = resistividad del agua de formación

R_t = resistividad de la formación

n = exponente de saturación de agua

La saturación de agua de la zona lavada, S_{xo} , se calcula mediante la siguiente fórmula

$$S_{xo} = \left(\frac{F Rmf}{R_{xo}} \right)^{1/n} \text{ Ec. 2}$$

Rmf = resistividad del filtrado de lodo corregido por temperatura

R_{xo} = resistividad de la zona lavada

En las dos ecuaciones anteriores, el exponente de saturación de agua, n, generalmente es igual a 2. Aquí es pertinente recordar que para reservorios limpios, el factor de formación, F, está relacionado con la porosidad mediante la primera ecuación de Archie:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \text{ Ec. 3}$$

Dónde:

a = factor de tortuosidad

m = exponente de cementación

ϕ = porosidad en fracción

La saturación de hidrocarburos es usualmente determinada por la diferencia entre la unidad y la saturación de agua:

$$S_h = 1 - S_w \text{ Ec. 4}$$

“En los primeros pasos o cuando se realiza una interpretación a nivel de reconocimiento, o cuando no hay conocimiento de los parámetros locales, a, m y n, los siguientes valores pueden ser usados para lograr una estimación inicial de la saturación de agua¹”.

$$a = 1; m = n = 2$$

Otras ecuaciones importantes a evaluar son:

Saturación de aceite residual, ROS

$$SOR = 1 - S_{xo} \text{ Ec. 5}$$

Saturación de aceite móvil, MOS

$$SOM = S_{xo} - S_w \text{ Ec. 6}$$

Otra importante utilidad de la S_w es la estimación de las reservas recuperables de petróleo original en sitio a través del método volumétrico mediante la siguiente ecuación:

¹ (Asquith & Krygowski, 2004, pág. 4)

$$N_p = \frac{7758 * A * h * \phi * S_h * F_R}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 7}$$

Dónde:

N_p = Reservas recuperable de petroleo Original en sitio STB

A = area de drene en acres

h = espesor del reservorio en ft

ϕ = porosidad efectiva, en fraccion

S_h = saturacion de hidrocarburo

F_R = factor de recobro

B_{oi} = factor volumetrico de aceite rb/STB

1.4 RESISTIVIDAD

Resistividad es una propiedad inherente de todos los materiales, independiente de su forma y tamaño, para resistir el flujo de una corriente eléctrica.

La resistividad es una medida básica para determinar la saturación de fluidos en el reservorio y es función de la porosidad, tipo de fluido (hidrocarburos, agua salada, o agua dulce), la cantidad de fluido, y el tipo de roca. Porque ambos roca e hidrocarburos actúan como aislantes, pero el agua salada es conductiva

La resistividad de las rocas reservorio es la propiedad física más importante, en la interpretación de perfiles, debido a que:

- Las herramientas que miden la resistividad, tiene suficiente profundidad de investigación, para medir la resistividad más allá de la zona afectada por la invasión del filtrado del lodo en los reservorios. Las herramientas sónicas y nucleares, por el contrario, tienen una profundidad de investigación muy somera, no mayor a un pie.
- La alta resistividad de los hidrocarburos hace que las sondas eléctricas sean muy sensibles a su presencia, incluso ante baja saturación de hidrocarburo.

Los experimentos de Archie mostraron que la resistividad de una formación llena de agua (R_o) podría estar relacionada con la resistividad de agua de formación (R_w) que llena la formación a través de una constante llamada factor de formación de resistividad (F):

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ Ec. 8}$$

El factor de formación es una constante para una roca dada, no importa cuál sea la resistividad del fluido que satura la roca, es decir, que no depende de R_w . Este hecho también permite calcular el factor F conociendo la resistividad de la zona lavada y la resistividad del filtrado de lodo:

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}} \text{ Ec. 9}$$

Dónde:

R_{xo} = resistividad de la zona lavada

R_{mf} = resistividad del filtrado del lodo

2. LITOESTATIGRAFÍA Y CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

En la interpretación de registros de pozos, el termino litología y mineralogía son usadas con alguna ambigüedad. La litología se usa frecuentemente para describir la porción sólida de la roca.

Las unidades litoestratigráficas se definen como un conjunto de estratos que constituyen una unidad, compuesta predominantemente de cierto tipo litológico o de una combinación de tipos litológicos, o características litológicas importantes en común. Esta combinación puede estar formada por rocas sedimentarias ígneas o metamórficas, o por una asociación de ellas.

Los tipos de unidades litoestratigráficas mostrados en la Figura 1 se dividen en los siguientes ítems:

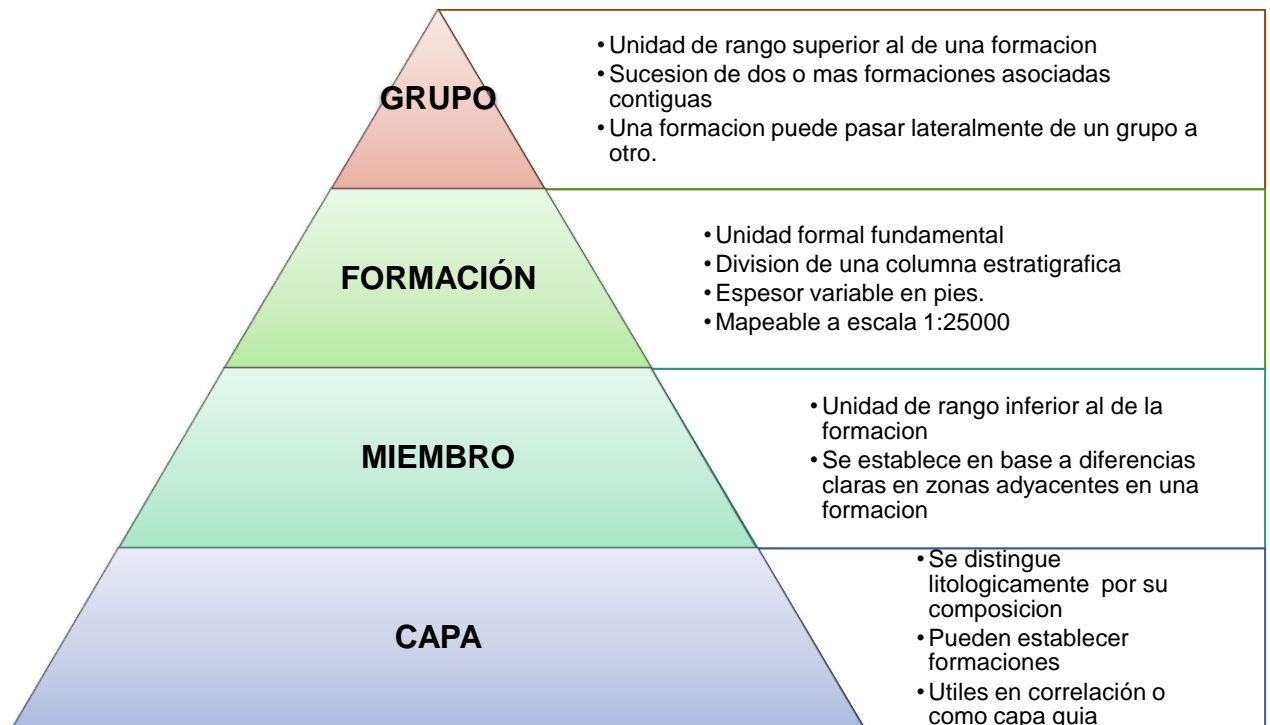


Figura 1. Unidades litoestratigráficas.

La correlación estratigráfica establece:

- La relación entre dos o más columnas estratigráficas de zonas distantes
- Edades relativas y/o absolutas.
- Las reconstrucciones paleogeográficas.
- Tipos de correlación: Litocorrelación, biocorrelación, cronocorrelación.
- Una unidad litoestratigráfica sólo debe extenderse más allá de la localidad tipo hasta donde se reconozca con certeza la presencia de los rasgos litológicos característicos de la unidad.

Para identificar unidades se usan pruebas indirectas cuando los afloramientos son escasos o inexistentes, como por ejemplo los registros eléctricos, reflexiones sísmicas, vegetación característica, expresión geomorfológica. Para facilitar la identificación se emplean las capas guías, las cuales deben tener un espesor reducido, gran extensión areal y ser fácilmente reconocibles como por ejemplo; una capa de conglomerado en una secuencia de areniscas o una capa de carbón, etc.

3. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos constituyen información básica que se puede obtener durante la perforación de un pozo, pues permite determinar las propiedades petrofísicas de las rocas, como la litología, porosidad, resistividad del agua de formación, saturación de fluidos y cualitativamente la permeabilidad, así como permite también correlacionar topes y bases de estratos.

3.1 APLICACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

- Correlación entre pozos.
- Identificación de litología.
- Determinación de porosidad.
- Delineación de zonas porosas y permeables.
- Identificación del tipo de fluido en el espacio poroso.
- Identificación de fracturas naturales e inducidas.
- Medida del movimiento de fluidos dentro y cerca del hueco.
- Determinación del ángulo y azimut del pozo y de la formación
- Temperatura del hueco
- Geometría del hueco
- Estimación de la presión del poro y gradiente de fractura
- Evaluación de la calidad del cemento y del revestimiento
- Monitoreo de los yacimientos.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS

Para hacer uso de los registros geofísicos tenemos que conocer su principio de aplicación en función de las diferentes propiedades de las rocas.

En la Figura 2 se presenta en forma resumida los usos de algunos de los registros de hueco abierto y en la Figura 3 se presentan los principios físicos utilizados en algunas herramientas.

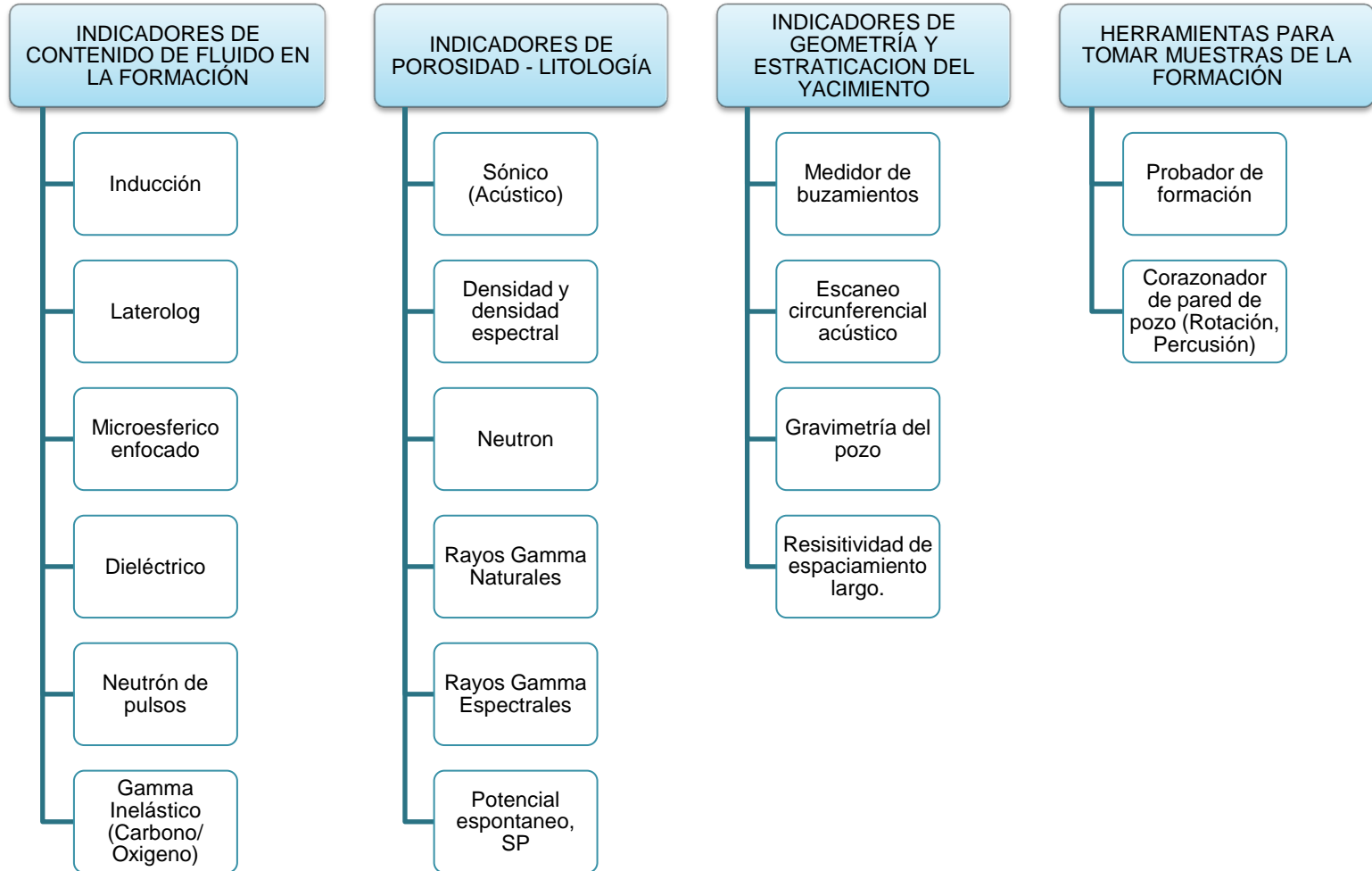


Figura 2. Usos de las herramientas de registro en hueco abierto²

² (Merchand, 2010, págs. 8-9)

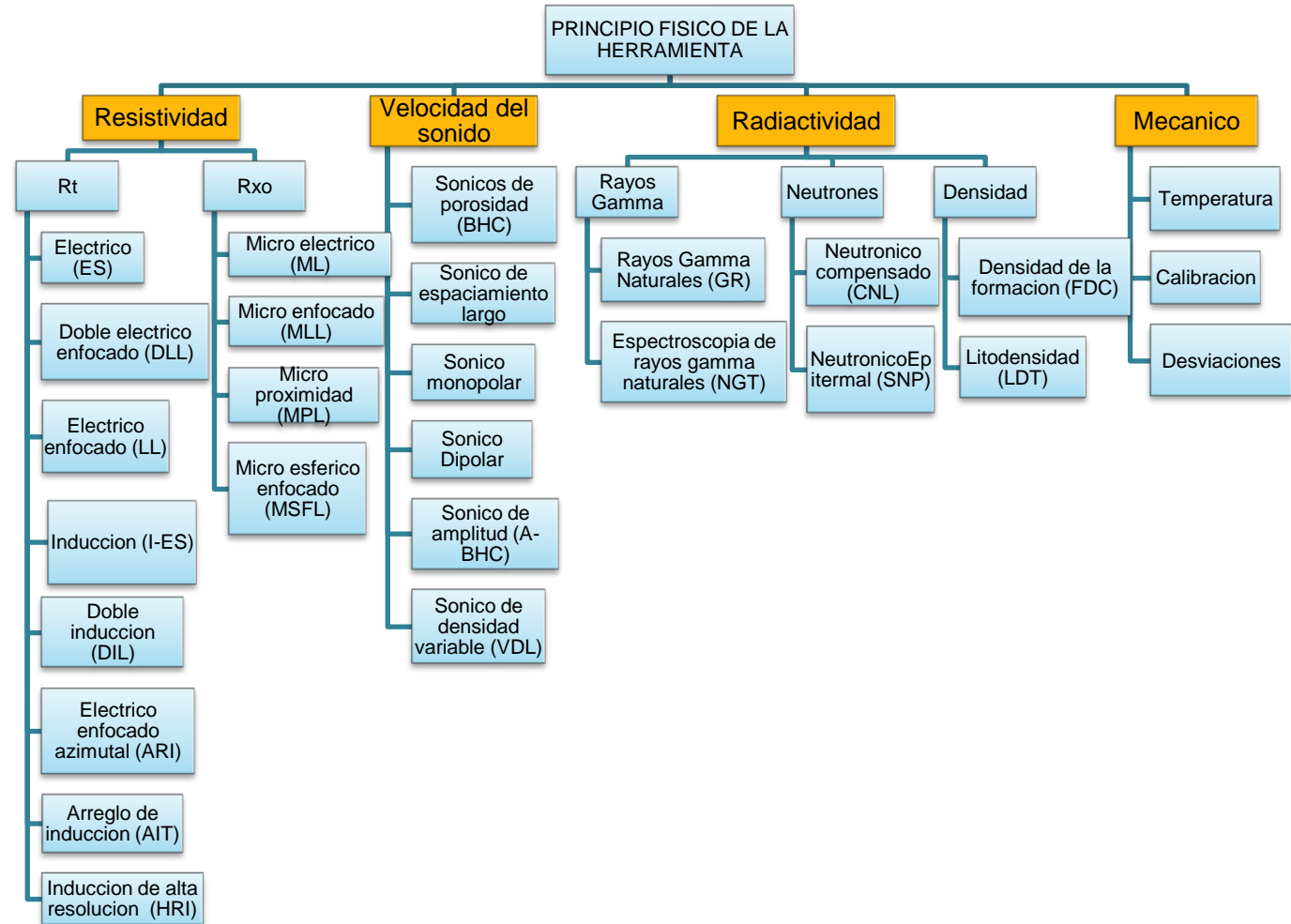


Figura 3. Principios físicos de algunas herramientas de registros de hueco abierto³

³ (Merchand, 2010, pág. 9)

A continuación se describirá el principio de funcionamiento de las herramientas más usadas en hueco abierto.

3.3 PERFIL DE INDUCCION ELECTROMAGNÉTICA

La herramienta de inducción pertenece a la familia de herramienta de resistividad y sirve para medir la resistividad verdadera de la formación, R_t . estas herramientas trabajan como detectores de metal por corrientes inducidas en la formación.

Las herramientas de inducción generan mediante el uso de bobinas un campo electromagnético y miden a diferentes profundidades de investigación el efecto de este campo sobre la formación. Las distintas profundidades de investigación se obtienen modificando la distancia entre las bobinas transmisora y receptora.

Schlumberger dispone de cuatro tipos de herramientas de inducción:

- Herramienta IES 6FF40: Consiste de un sistema de 3 pares de bobinas enfocadas, que miden IL_d a una profundidad de investigación superior a 15 pies. El perfil IL_d va acompañado del perfil normal 16" y del perfil SP o del perfil GR.
- Herramienta IES 6FF28: se trata de una versión de diámetro reducido de la anterior, para pozos de diámetro pequeño. El perfil IL_d también va acompañado de los perfiles normal 16" y del SP o GR
- Herramienta DIL – LL8: esta herramienta mide un perfil de investigación profunda IL_d , similar al IES 6FF40 y un perfil de investigación mediana IL_m . además mide el perfil LL8 o el perfil SFL. Este dispositivo es superior a las herramientas del grupo anterior en la determinación de R_t y R_{xo} , en casos de invasión muy profunda.
- Herramienta ISF/Sónico: consiste de una sonda de inducción que mide un perfil de investigación profunda IL_d . similar al IES 6FF40 y va acompañado del SFL, del SP o GR, y de un perfil sónico.

Estos se pueden correr simultáneamente con otras herramientas como el SP, GR, caliper y porosidad.

3.4 PERFILES DE RESISTIVIDAD

El perfil convencional de resistividad, el lateroperfil, el perfil de microresistividad y el perfil de imágenes de microresistividad, pertenecen al grupo de herramientas eléctricas, las cuales mediante electrodos inyectan corriente eléctrica y miden la resistividad de la formación. La escala para presentar el perfil de resistividad es de 0.2 a 2000 OHMM.

3.4.1 USOS DE LOS PERFILES DE RESISTIVIDAD

Los perfiles de resistividad se usan de manera exclusiva en pozos llenos con lodos conductivos, para los siguientes propósitos:

- Diferenciar zonas acuíferas de zonas con hidrocarburos
- Identificar zonas permeables
- Determinar porosidad
- Medir resistividades R_t y R_{xo}

3.4.2 PERFILES CONVENCIONALES DE RESISTIVIDAD

Las diferencias en el arreglo y en el espaciado de los electrodos de las herramientas convencionales de resistividad, ES, dieron origen a la sonda normal y a la sonda lateral inversa.

La sonda eléctrica convencional mide las siguientes curvas de resistividad

- Curva normal corta, SN (espaciado de 16")
- Curva normal larga, LN (espaciado de 64")
- Curva lateral o inversa (espaciado de 18' 8")

Limitaciones de los perfiles eléctricos convencionales

La interpretación de las curvas convencionales se complica demasiado en frente de capas delgadas de alta resistividad, porque las curvas normales se vuelven asimétricas y las curvas laterales dan una respuesta asimétrica compleja. La asimetría es mayor en frente de capas resistivas delgadas (de menor espesor que el espaciamiento de la sonda) cuando están intercaladas con shale.

3.5 PERFILES ELECTRICOS DE ENFOCAMIENTO

En frente de capas resistivas, cuando la resistividad del lodo y la resistividad de las capas adyacentes es baja, las sondas eléctricas convencionales miden la resistividad R_t con muy poca precisión, porque la corriente tiende a fluir por el medio menos resistivo, en este caso por las capas adyacentes y por la columna de lodo lo que evita penetrar la capa resistiva de interés. En respuesta a la anterior limitación, se desarrollaron las herramientas con electrodos de enfocamiento, a fin de obtener mediciones más precisas de las resistividades R_t y R_{xo} . El uso de estas herramientas es indispensable en condiciones de alto contraste entre R_m y R_t y en condiciones de alto contraste de resistividad con las capas adyacentes.

En el grupo de herramientas con sistema de electrodos de enfocamiento existen herramientas con profundidad de investigación somera, mediana y muy profunda. La tabla 1 presenta la lista de las herramientas de este grupo y define el parámetro

objetivo de la medición de acuerdo a la profundidad de investigación de cada una de ellas.

Nombre	Abreviatura	Objetivo	Resolución vertical	Profundidad de investigación
Lateroperfil 7*	LL7	Ri	32"	10'
Lateroperfil 3*	LL3	Rt	12"	15'
Perfil LLd de doble lateroperfil*	LLd		24"	28'
Perfil LLs de doble lateroperfil	LLs	Ri	24"	0.5- 1.5 ft
Perfil esférico enfocado	SFL	Rxo	12"	24"

Tabla 1. Grupo de herramientas con electrodos de enfocamiento.⁴

PERFILES DE MICRORESISTIVIDAD

Las mediciones realizadas con las herramientas de microresistividad tienen diferentes aplicaciones:

- Determinar resistividad de la zona lavada R_{xo}
- Determinar la saturación de la zona lavada S_{xo}
- Detectar zonas permeables mediante la presencia de torta
- Evaluar movilidad de hidrocarburo
- Determinar diámetro de invasión, di
- Corregir, R_t , por efecto de invasión
- Hacer correlaciones pozo a pozo

La determinación de R_{xo} es importante porque permite corregir el valor de R_t por efecto de invasión y una vez corregido, utilizarlo para calcular de forma más exacta la saturación de agua, S_w . De otra parte, el cociente R_{xo}/R_t constituye un método rápido de identificación de hidrocarburo.

La tabla 2 muestra las características de las herramientas microresistivas

Nombre	Abreviatura	Profundidad de investigación	Resolución vertical
Micropérfil	ML	1"	2"
Microlateroperfil	MLL	4"	6"
Microesférico enfocado	MSFL	4 1/2"	8"
Pérfil de proximidad	PL	10"	9"

⁴ (Camargo Puerto, 2008)

Perfil esférico enfocado	SFL	24"	12"
Lateroperfil 8	LL8	49"	18"
Perfil Normal corto 16"	SN	70"	24"

Tabla 2. Profundidad de investigación y resolución vertical de las herramientas microresistivas⁵

⁵ (Camargo Puerto, 2008)

4. PERFIL SÓNICO DE POROSIDAD

El perfil sónico es un registro de la profundidad contra Δt , que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación, conocido también como tiempo de tránsito; este tiempo de tránsito Δt es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido que dependerá de la litología y la porosidad.

La herramienta sónica puede ser corrida con el GR, SP y caliper, o combinado con una herramienta de inducción. La herramienta sónica es la más versátil de todas las herramientas usadas en la evaluación de formaciones. Además de su uso primordial como indicador de porosidad, tiene otras muchas aplicaciones.

- Identificar litologías y zonas de gas
- Determinar propiedades mecánicas de la roca: velocidades V_c y V_s , módulos elásticos, presión de poro, gradiente de fractura y anisotropía
- Construir sismogramas sintéticos en combinación con el registro de densidad
- Analizar variaciones de amplitud versus separación, mediante la técnica AVO
- Calibrar la sísmica de superficie con el perfil sónico del pozo
- Adquirir imágenes de la pared del pozo por ultrasonido
- Detectar fracturas y estimar permeabilidad mediante las ondas Stoneley

4.1 VELOCIDADES SÓNICAS DE FORMACIÓN

Tratándose de formaciones de rocas sedimentarias, la velocidad del sonido se verá afectada por tres factores: el material de la roca de la matriz, la porosidad y el fluido poral.

En la tabla 3 se presentan los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de diferentes rocas y para el revestimiento.

Matriz	Velocidad de matriz V_{ma} (ft/sec)	Δt de la matriz Δt_{ma} ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)	Δt_{ma} ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) más usada
Arenisca	18000-19500	55.5-51	55.5- 51
Caliza	21000-23000	47.6- 43.5	47.6
Dolomita	23000-26000	43.5- 38.5	43.5
Anhidrita	20000	50	50
Sal	15000	66.7	67

Casing (hierro)	17500	57	57
Shale	6000-16000	167- 62.5	-
Aceite	4300	232	232

Tabla 3. Velocidades sónicas y tiempos de transito para diferentes matrices (schlumberger, 1972)⁶

4.2 EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD, ECUACION DE WYLLIE

Luego de numerosos experimentos en laboratorio M. R. J Wyllie, llegó a la conclusión por medio del siguiente desarrollo matemático que también se presenta gráficamente en la figura 4 a partir de un cubo, que en las formaciones limpias y consolidadas con un contenido de poros pequeños pero distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.

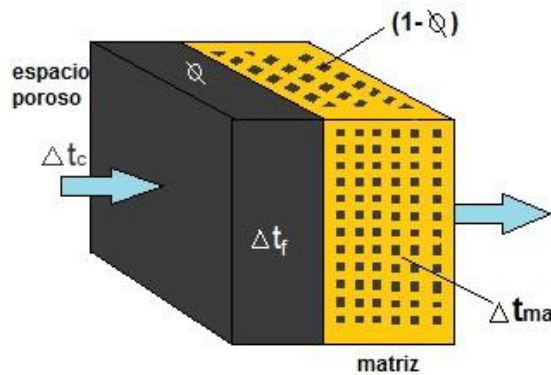


Figura 4. Modelo de Wyllie de los dos medios

Del modelo anterior se obtiene el tiempo total de viaje:

$$\begin{aligned}\Delta t_c &= \Delta t_{ma}(1 - \phi) + \Delta t_f(\phi) \\ \Delta t_c &= \Delta t_{ma} - \Delta t_{ma}(\phi) + \Delta t_f(\phi) \\ \Delta t_c &= \Delta t_{ma} + \phi(\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad \text{Ec. 10}\end{aligned}$$

Se despeja la porosidad de la ecuación 10

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_c - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

$\phi_s = \text{porosidad sónica}$

⁶ (Camargo Puerto, 2008)

Δt_c = tiempo de viaje de onda compresional en frente de la zona de interés

Δt_{ma} = tiempo de viaje de onda compresional a través de la matriz

Δt_f = tiempo de viaje de onda compresional a través del lodo

Las litologías permeables que se encontraron en este estudio según análisis de los rípos de perforación son areniscas, por lo cual las ecuaciones presentadas serán las que se ajusten a esta litología.

Para areniscas consolidadas y compactas M.R.J. Wyllie propuso la siguiente ecuación para determinar la porosidad:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \text{ Ec. 12}$$

Dónde:

Δt_{matriz} = tiempo de tránsito en la roca matriz

Δt_{log} = lectura del perfil sónico

Δt_{fluido} = se toma un valor de 189 $\mu s/ft$

5. PERFIL DE DENSIDAD

El perfil de densidad de formación es primordialmente un indicador de porosidad y constituye una de las herramientas más valiosas en la evaluación de formaciones. La herramienta de densidad de formación además de estimar la porosidad, tiene las siguientes aplicaciones:

- Determinar la litología
- Determinar el tipo de fluidos porales
- Evaluar areniscas arcillosas y litologías complejas.

5.1 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

La densidad total, ρ_b , de una formación limpia es la suma ponderada de las contribuciones de la densidad de la matriz y de la densidad del filtrado de lodo:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad \text{Ec. 13}$$

Despejando la porosidad de densidad

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 14}$$

Dónde:

ρ_{ma} = densidad de la matriz, constante para cada tipo de roca ($\frac{g}{cm^3}$)

ρ_f = densidad del filtrado de lodo ($\frac{g}{cm^3}$)

ρ_b = densidad total, ($\frac{g}{cm^3}$)

En la tabla 4 se muestran las densidades para diferentes matrices.

Matriz (ρ_{ma})	Densidad (g/cm^3)
Areniscas, arenas, cuarzo	2.65
Areniscas calcáreas	2.68
Calizas	2.71
Dolomitas	2.87
Lignito	1.4-1.9

Tabla 4. Densidad de matriz de las principales litologías⁷

⁷ (Camargo Puerto, 2008)

El promedio entre la porosidad densidad, ϕ_D , y la porosidad neutrónica, ϕ_N , se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_A = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \text{ Ec. 15}$$

El cálculo anterior sirve para determinar la porosidad efectiva mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_e = \phi_A (1 - Vsh) \text{ Ec. 16}$$

6. PERFIL NEUTRÓNICO

Los perfiles neutrónicos son utilizados principalmente para determinar la porosidad en las formaciones permeables; este tipo de registro responde inicialmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación; por lo tanto en formaciones limpias, desprovistas de shale, cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleo, este perfil neutrónico da el valor aproximado del espacio poral o bien el volumen de poros llenos de fluidos.

6.1 EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS

El índice de hidrogeno de un gas es muy bajo con relación al del agua, por tanto la presencia de gas residual en la zona lavada, produce una porosidad neutrónica muy baja.

En zonas gasíferas, la porosidad neutrónica se puede determinar de forma aproximada, si además del perfil neutrónico se dispone del perfil de densidad, aplicando la siguiente fórmula:

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad Ec. 17$$

Dónde:

ϕ_N = porosidad neutronica

ϕ_D = porosidad de densidad

Cuando las escalas de porosidad del perfil neutrónico y del perfil densidad son compatibles, para areniscas la escala es 45% a -15%, las zonas con gas se identifican visualmente por el llamado efecto de gas, que consiste en el cruce de estos dos perfiles de porosidad; el perfil neutrónico muestra valores muy bajos y el perfil de densidad valores de porosidad un poco altos.

7. PERFIL DE POTENCIAL ESPONTANEO

El perfil de potencial espontaneo, SP, mide los potenciales eléctricos naturales que se producen dentro de un pozo, por interacción entre el lodo de perforación, el agua de formación y las capas de shale. En la practica la medición del SP se obtiene mediante un electrodo que va colocado en la misma sonda de resistividad, se mide la diferencia de potencial entre este electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie.

La curva del SP nos permite:

- Determinar las rocas porosas permeables
- Determinar topes y bases de las rocas porosas permeables
- Determinar valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones (R_w)
- Estimar el contenido de arcillosidad, V_{sh} , de las rocas reservorio.
- Correlacionar estratos.

El perfil SP de una formación es como su huella digital, que permite correlaciones de litología con alto grado de precisión, incluso en pozos muy distantes entre sí.

El desarrollo del SP se da por el resultado de diferencia de salinidad dentro del pozo entre el fluido de perforación y el agua de formación contenida en las rocas porosas permeables, y cuando pasa el electrodo en frente del contacto estratigráfico arenisca-shale, este registra un cambio abrupto en el SP y la pendiente de la curva es máxima porque justamente allí la intensidad de corriente es máxima. En frente de capas potentes de shales, la curva del SP forma una línea recta llamada línea base de shale y en frente de areniscas el perfil SP deflecha de la línea base shale bien a la izquierda (deflexión normal o negativa, $R_{mf} > R_w$) o bien a la derecha (deflexión inversa o positiva, $R_{mf} < R_w$) dependiendo del valor de la resistividad del lodo R_{mf} , con respecto a la resistividad del agua de formación, R_w .

7.1 DETERMINACIÓN DE R_w A PARTIR DEL SP

Existen varios métodos analíticos y gráficos que utilizan diferentes algoritmos para determinar R_w a partir del SSP, mediante el uso de relaciones empíricas y cartas de conversión. Los métodos gráficos tienen la ventaja de que son muy rápidos y proporcionan resultados muy precisos comparables a los obtenidos con los métodos analíticos, pero a diferencia de estos, los métodos gráficos no dejan ver con claridad la relación entre las diferentes variables. El método analítico de Dresser Atlas se usará para determinar la resistividad de agua, el procedimiento se muestra en el numeral 14.11

8. PERFIL DE RAYOS GAMMA

El registro de rayos gamma mide la radiactividad natural en la formación y puede ser usada para identificar litologías y para correlacionar zonas. Las arenas libres de shale y carbonatos tienen baja concentración de material radiactivo y la lectura de rayos gamma es baja. Ya que el contenido de shale incrementa esta lectura debido a la concentración de material radiactivo.

El perfil de rayos gamma, GR, también tiene otras aplicaciones, como:

- Determinar topes de formaciones y hacer correlaciones litológicas entre pozos
- Estimar el contenido de shale en los reservorios y delimitar la calidad de la roca reservorio en los yacimientos
- Definir cambios de facies en los ambientes sedimentarios a partir de la tendencia y forma del perfil.
- Ubicar a profundidad, con exactitud, las herramientas de muestreo y cañoneo en pozos revestidos, cuando se corre con el detector de cuellos CCL.
- Prospeccionar depósitos de minerales radiactivos de potasio y uranio
- Prospeccionar minerales que se caracterizan por presentar muy baja radiactividad como carbón, anhidrita y sal gema.

8.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE SHALE

Debido a que el shale es más radiactivo que las arenas y los carbonatos, por esto los registros de rayos gamma pueden ser usados para calcular el volumen de shale en los poros de los reservorios. El volumen de shale se expresa como un porcentaje el cual es llamado V_{sh} . Este valor puede ser aplicado a las arenas arcillosas.

El cálculo del índice de rayos gamma es el primer paso necesario para determinar el volumen de shale del registro de rayos gamma:

$$I_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad Ec. 18$$

Dónde:

I_{GR} = índice de rayos gamma

GR_{Log} = lectura de rayos gamma en la formación

GR_{min} = rayos gamma mínimo (arenas limpias o carbonatos)

GR_{max} = rayos gamma máximo (shale)

En una primera estimación del V_{sh} , cuando no se conoce aun la relación entre el índice de rayos gamma y el volumen de shale es recomendable usar una relación lineal de la radiactividad, es decir, que el índice de rayos gamma se iguala al volumen de shale:

$$I_{GR} = V_{sh} \quad Ec.19$$

9. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Siguiendo fielmente el principio de la evaluación integrada de formaciones propuesta por Halliburton en su publicación “Openhole Log Analysis and Formation Evaluation” de la compañía de servicios Halliburton, que afirma: “El primer objetivo para evaluar formaciones consiste en reunir suficientes datos antes, durante y después de la perforación de pozos, solo así todas las formaciones pueden ser totalmente evaluadas”⁸.

Se propone llevar a cabo el presente trabajo bajo la siguiente metodología:

9.1 RECOPIACION DE INFORMACIÓN

- 9.1.1 Localización del área de estudio
- 9.1.2 Información sísmica del área de estudio
- 9.1.3 Estructura del área de estudio
- 9.1.4 Estudio de los pruebas DST realizadas en los pozos.
- 9.1.5 Información de las pruebas realizadas a las muestras de corazones recobrados.
- 9.1.6 Información litológica de ripios y manifestaciones de aceite y gas.
- 9.1.7 Datos de producción de los pozos.
- 9.1.8 Perfiles de pozo abierto

9.2 CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS

- 9.2.1 Selección de los registros de pozo a cargar
- 9.2.2 Cargue de información
- 9.2.3 Ajuste de las escalas de las curvas cargadas.
- 9.2.4 Control de profundidad de las curvas
- 9.2.5 Verificación de la sección repetida de los registros

9.3 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA LITOESTRATIGRAFÍA.

- 9.3.1 Descripción de la litoestratigrafía del área
- 9.3.2 Identificación de topes y bases de las formaciones encontradas en los pozos perforados
- 9.3.3 Integración de los pozos mediante una correlación, usando la herramienta “Xsection”.

⁸ (Halliburton, 1991, pág. 30)

9.4 CÁLCULOS PETROFÍSICOS

- 9.4.1 Cálculo del gradiente geotérmico, GG.
- 9.4.2 Cálculo de la temperatura de formación, T_{fm}.
- 9.4.3 Cálculo de la resistividad del lodo y del filtrado, en función de la temperatura de formación.
- 9.4.4 Cálculo de la porosidad de densidad, PHID.
- 9.4.5 Cálculo de la porosidad promedio, PHIA.
- 9.4.6 Cálculo de la porosidad sónica, PHIS.
- 9.4.7 Cálculo del volumen de shale, V_{sh}, a través de la curva GR.
 - Identificación de valores límites de GR.
- 9.4.8 Cálculo de la porosidad efectiva de la formación, PHIE.
- 9.4.9 Determinación de la resistividad de agua de formación, R_w, mediante las siguientes aplicaciones de “Prizm”.
 - Método del perfil R_{wa}.
 - Determinación de la resistividad del agua de formación, R_w, y del parámetro “m”, para las formaciones arenosas de los pozos pertenecientes a los bloques Joropo y Jaguar mediante Picket Plot
- 9.4.10 Cálculo del factor de formación
- 9.4.11 Determinación de la resistividad de agua, R_w, a partir del SP.
 - Diseño del programa para aplicar en una Macro de Excel.
- 9.4.12 Cálculo de la saturación de agua en la zona virgen y lavada, mediante la ecuación de Archie.
- 9.4.13 Determinación de la permeabilidad a través de la ecuación empírica de Tixier.
- 9.4.14 Cálculo del volumen total de agua, BVW.
- 9.4.15 Cálculo del volumen total de agua en la zona lavada, BVW_{xo}.
- 9.4.16 Cálculo de la saturación residual de aceite, SOR.
- 9.4.17 Cálculo de la saturación de aceite movable, SOM.

9.5 INTERPRETACIÓN CON BASE EN LOS RESULTADOS DE “PRIZM”

- 9.5.1 Selección de las zonas potencialmente almacenadoras de crudo, según los siguientes parámetros:
 - Espesor de la zona de interés
 - Porosidad efectiva en la zona de interés.
 - Saturación de aceite en la zona de interés.
 - Saturación de agua en la zona de interés.
 - Saturación residual de aceite, SOR.
 - Saturación de aceite movable, SOM.
 - Reservas recuperables N_p.

- Permeabilidad, K.
- Gravedad API tomada de los resultados de las pruebas DST.

Integrando el uso de las curvas para realizar estos cálculos, se diseñó la figura 5, en la cual se resumen los cálculos petrofísicos que se determinarán a través de la metodología.

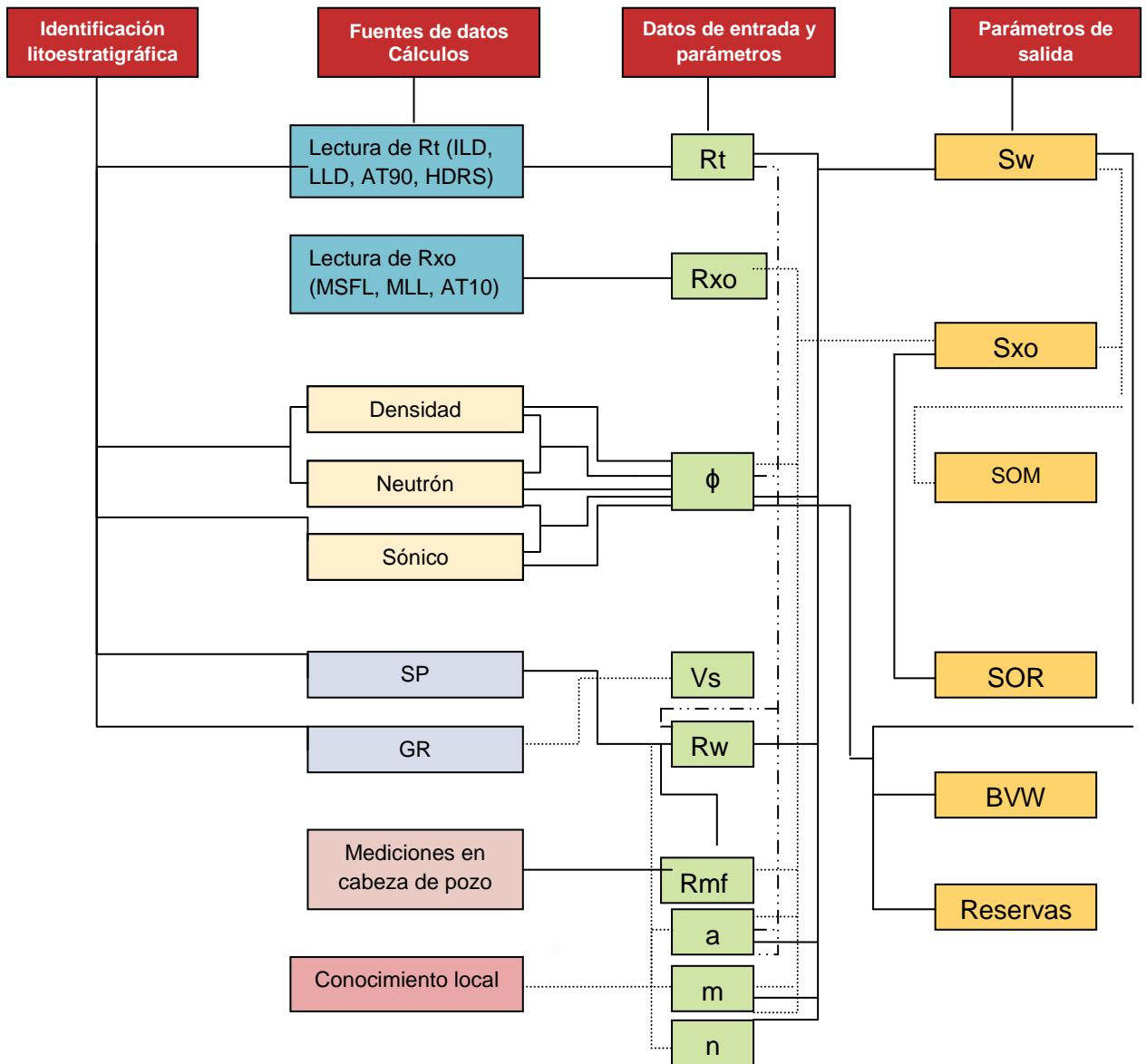


Figura 5. Organigrama de la metodología de interpretación⁹

⁹ (Asquith & Krygowski, 2004, pág. 129)

10. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE POZO EN EL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR

10.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

10.1.1 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE JOROPO

El bloque Joropo pertenece a la cuenca de los Llanos Orientales y se encuentra ubicado en el departamento de Casanare entre los municipios de Paz de Ariporo y Hato Corozal. Cuenta con un área de 29241 Has en la cual se describió el campo Ojo de Tigre; en este campo se perforaron los pozos Ojo de Tigre 3, Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 1 y Joropo1. Sin embargo exploraciones iniciales dieron como resultado la perforación en el sur del bloque del pozo Camungo-1. La figura 6 muestra la localización de los pozos perforados en los bloques Joropo y Jaguar.

10.1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE JAGUAR

El Bloque Jaguar está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales y abarca los municipios de Puerto Rondón en el Departamento de Arauca y Hato Corozal en el Departamento del Casanare. La localización del bloque y el pozo Agualinda, perforado en este bloque se ilustran en la Figura-6.

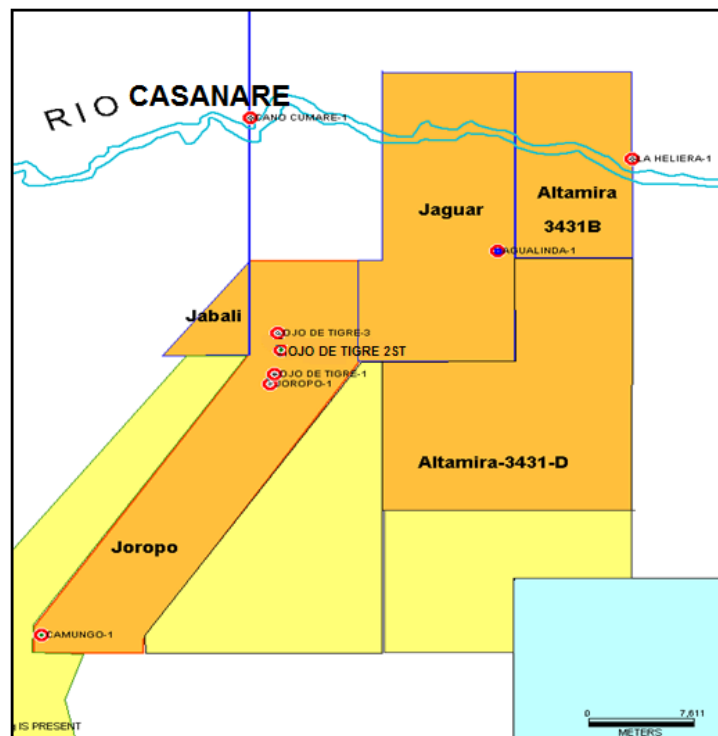


Figura 6. Localización de los pozos de los Bloques Joropo y Jaguar.

10.2 ESTRUCTURA DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca de Los Llanos Orientales es la más grande de las cuencas sedimentarias de Colombia. Corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste, limitada al occidente por la Cordillera Oriental, al este por el Escudo Guayanés, al noreste por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur por la Serranía de la Macarena y el Alto de Vaupés que lo separan de la Cuenca del Putumayo- Caguán.

En términos generales, la cuenca presenta un basculamiento hacia el oeste, dirección en la cual la columna estratigráfica se hace más potente. Su buzamiento regional es hacia el oeste y presenta una inclinación entre 3 y 5 grados. Las estructuras están asociadas a fallas normales antitéticas con fuertes componentes de rumbo, que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N 10°-30° E, en los cuales se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N 40° que generan estructuras prospectivas de interés

Regionalmente se conoce que el área del Sector de Casanare hace parte de un gran monoclinal inclinado hacia el oeste, presenta un mayor espesor de los sedimentos hacia el piedemonte que hacia la frontera con Venezuela y las formaciones existentes aunque se ven afectadas por fallas que desplazan sus horizontes, presentan continuidad lateral con algunas variaciones de espesor.

10.3 INFORMACIÓN SÍSMICA DEL BLOQUE JOROPO

En el campo Ojo de Tigre se adquirieron 18 Km² de sísmica 3D, procesados e interpretados. En la figura 7, se muestra el mapa estructural del campo Ojo de Tigre, caracterizados por una estructura con una falla antitética normal con cierre (Línea azul).

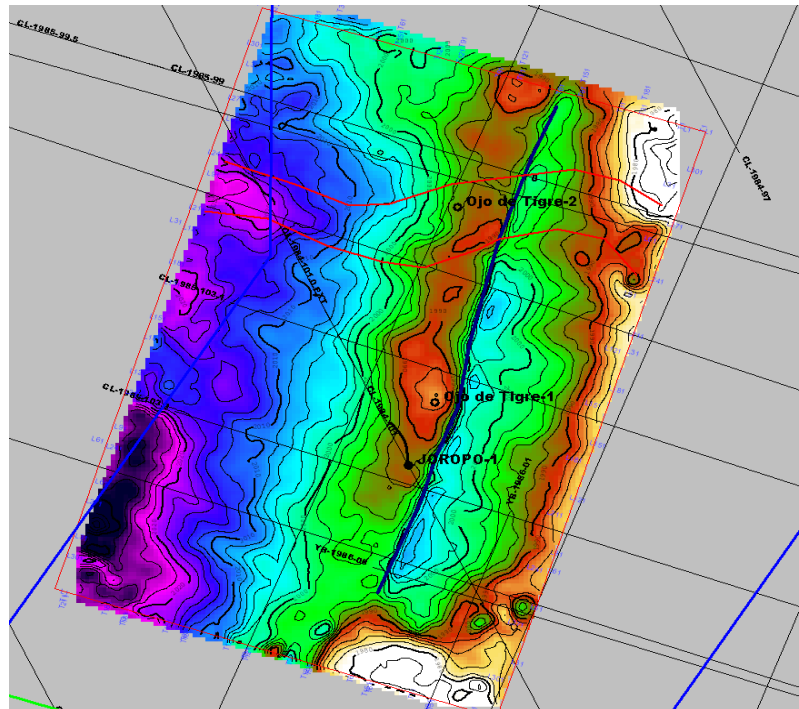


Figura 7. Mapa estructural del campo Ojo de Tigre

10.3.1 MAPA ESTRUCTURAL DE OJO DE TIGRE 1

El mapa estructural donde se perforó el pozo Ojo de Tigre 1, muestra una anomalía estructural de 5 MS en tiempo al nivel de C7/Mirador. A este nivel, como se puede observar en la figura 8, la estructura es plana y casi no presenta relieve estructural entre el pozo Joropo 1 y Ojo de Tigre 1.

En la sección sísmica de la figura 9 se muestra la estructura de Ojo de Tigre 1, en la cual se identifican claramente las formaciones arenosas como el C1, C5, C7, Mirador, Cuervos, Guadalupe y Gacheta. Otras levemente visibles, por su alto contenido de shale se trazaron también como son las formaciones León y C6.

10.3.2 MAPA ESTRUCTURAL DE JOROPO 1

El pozo exploratorio Joropo-1 se propuso para probar una combinación de “play” estratigráfico- estructural definido por estudios estratigráficos. El objetivo era probar el cierre estructural en la falla La Piraña, identificada en la figura 8 con una línea azul oscura.

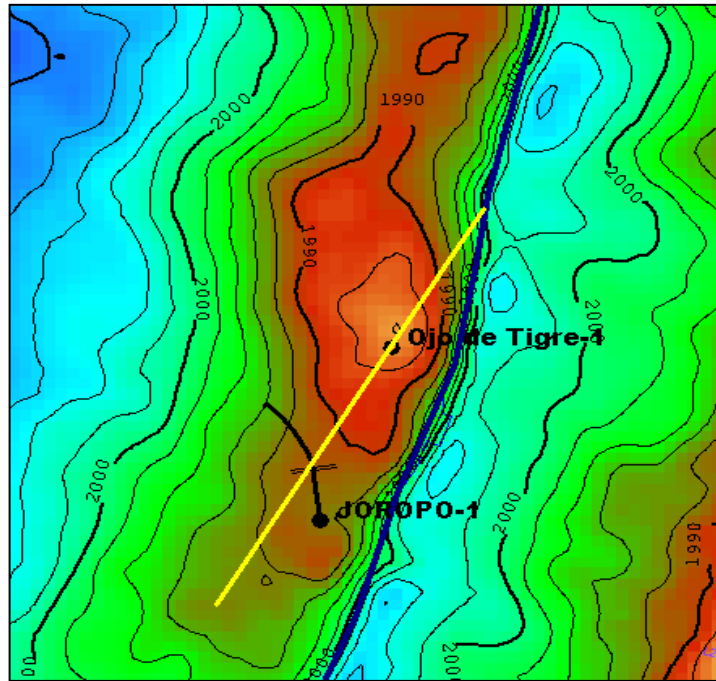


Figura 8. Mapa estructural de los pozos Ojo de Tigre 1 y Joropo 1.

En la perforación del pozo Joropo 1 y Ojo de Tigre 1 se identificaron las formaciones León, Carbonera, Mirador, Cuervos, Guadalupe y Gacheta (Ver figura 9)

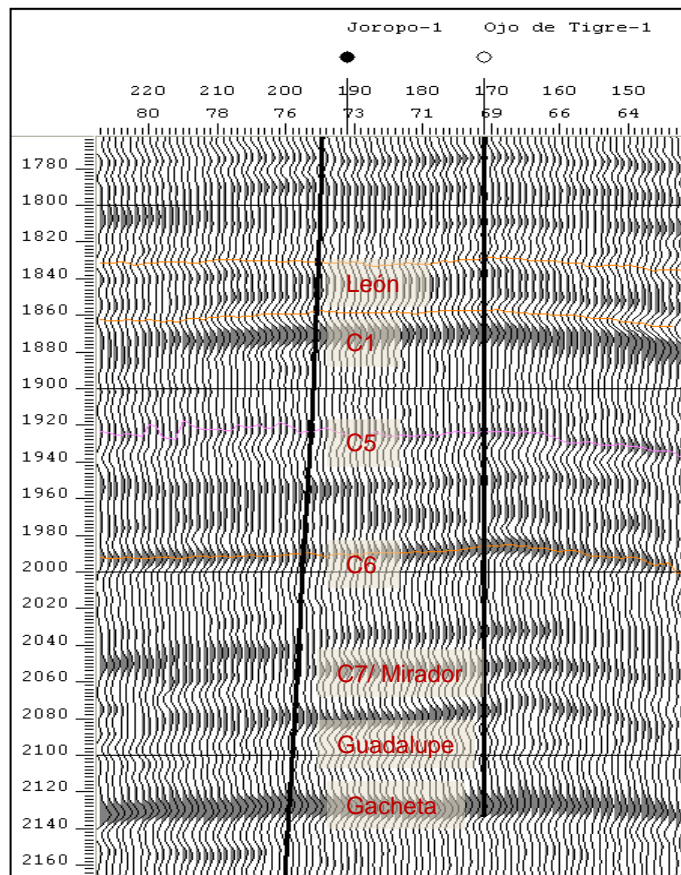


Figura 9. Estructura sísmica de Joropo y Ojo de Tigre 1.

10.3.3 MAPA ESTRUCTURAL DE OJO DE TIGRE 2ST

La estructura donde se ubicó el pozo Ojo de Tigre 2ST corresponde a un anticlinal fallado con cierre estructural determinado por la falla normal antitética que pasa por la formación Mirador; el pozo fue ubicado sobre una línea sísmica perpendicular a la falla al mismo nivel (en tiempo) de la formación carbonera C7, como se muestra en las figuras 10 y 11.

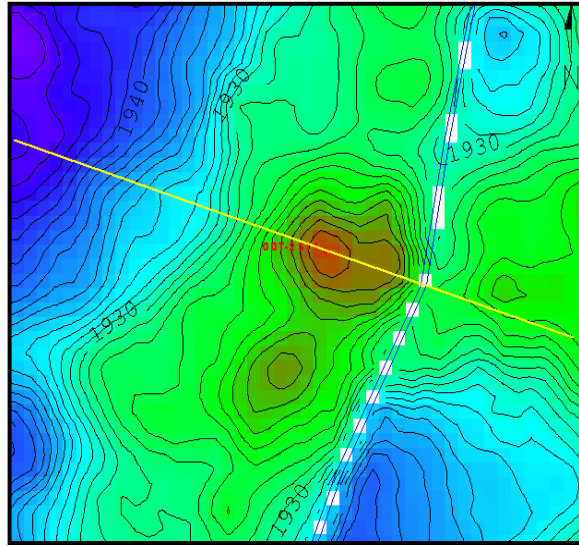


Figura 10. Mapa estructural de Ojo de Tigre 2ST.

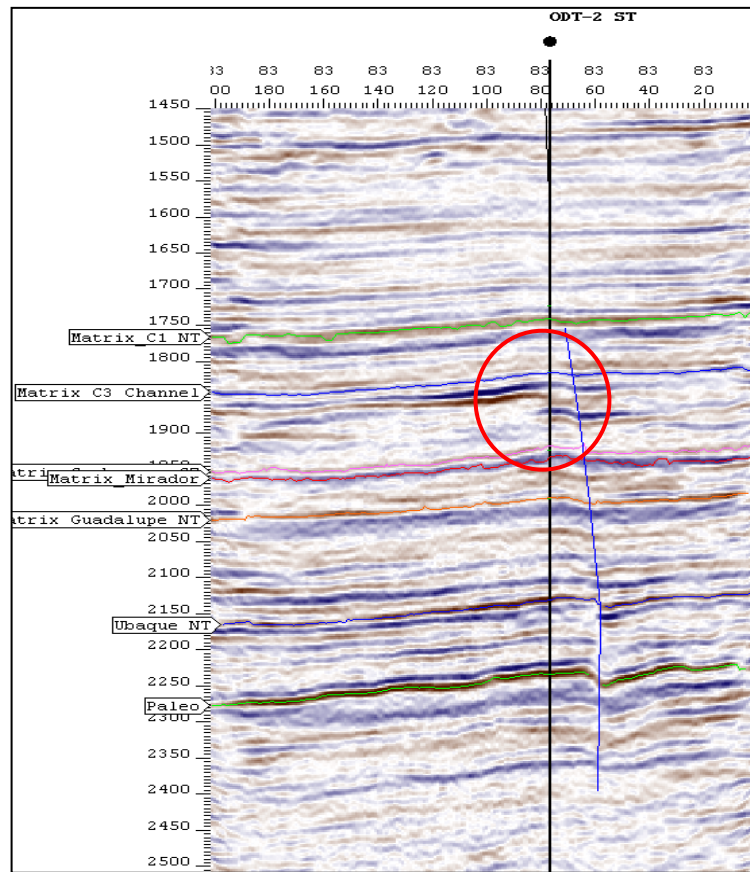


Figura 11. Líneas sísmicas disparadas en la estructura de Ojo de Tigre 2ST

Se identificaron en las líneas sísmicas los miembros de la formación Carbonera, C1, C3, C7, así como las formaciones Mirador, Guadalupe, Ubaque y Paleozoico. La anomalía estructural de Ojo de Tire 2ST al nivel de la formación C7/Mirador es de 7ms al cierre. La falla se reduce en el basamento y termina en cercanías al tope de Carbonera.

10.3.4 MAPA ESTRUCTURAL DE OJO DE TIGRE 3

El pozo Ojo de Tigre 3 fue ubicado sobre una anomalía estructural de 8 ms en tiempo al nivel de las formaciones C7/Mirador. (Figura 12)

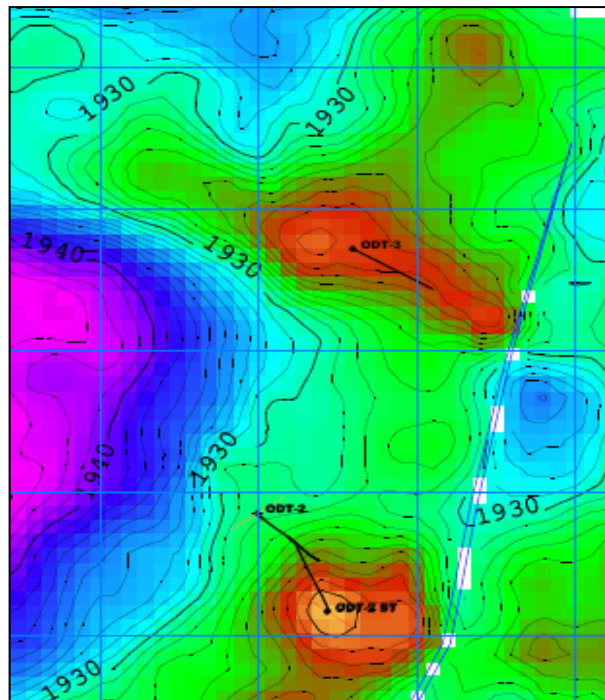


Figura 12. Mapa estructural de Ojo de Tigre 3

10.3.5 ESTRUCTURA DEL POZO CAMUNGO 1

La estructura del pozo Camungo está situada sobre un tren regional de dirección NNE- SSW, limitada al oeste por dos diferentes sistemas de fallas de igual dirección. A nivel de los objetivos la estructura corresponde a un anticlinal fallado, con cierres estructurales determinados por fallas al Oeste y por basamento al Norte, sur y este. Según la interpretación existente.

10.4 INFORMACIÓN DE SÍSMICA ADQUIRIDA EN EL BLOQUE JAGUAR

El prospecto Agualinda (ver figura 13) fue localizado a lo largo de un bloque hundido hacia la parte profunda de la cuenca, asociada con fallas antitéticas normales. El prospecto mostró sísmicamente que la estructura no tiene cierre estructural y la ausencia de hidrocarburo en la formación Mirador y rocas del cretáceo se debe a que las fallas asociadas a la estructura no se comportaron como sello efectivo para acumular hidrocarburo y actúan más como rutas de migración.

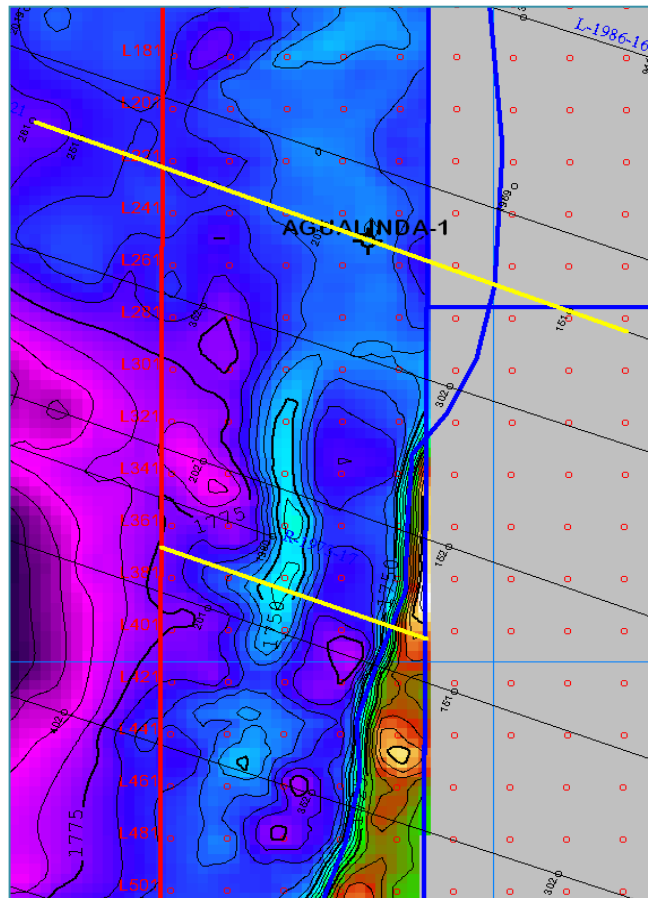


Figura 13. Mapa estructural del pozo Agualinda 1

11. PRUEBAS Y ESTUDIOS REALIZADOS A LOS POZOS DEL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR

Tabla 5. Pruebas y estudios realizados a los pozos del bloque joropo y jaguar

POZO	PRUEBAS DE PRESION "DST"	PRUEBAS DE POZO	MANIFESTACIONES DE GAS Y ACEITE	MUESTRAS DE PARED DE POZO
CAMUNGO 1	No hay registro	De las pruebas selectivas de formación (SFL), se recuperó agua de formación: 8144 ft – 0.52 Ohmm @ 80°F (0.28Ohmm @ 154°F). 9085 ft – 0.34 Ohmm @ 78°F (0.179 Ohmm @ 162.6°F)	Indicios de gas fueron detectados a 7015-7020 ft y a 7240 – 7290 ft. Indicios de aceite fueron detectados a 8141- 8220 ft.	Análisis de Corazones: Capacidad de almacenamiento= 161.6 ϕ -ft ϕ promedio = 18% ϕ mínima= 6.8% ϕ máxima= 27.1% ϕ media= 15.6 % Se tomaron 24 muestras de pared (SWC) entre las profundidades 8205- 9950 ft sin indicios de aceite.
JOROPO 1	Recañoneo en la zona 7935- 7962 ft y la prueba resulto con 100% de agua con las siguientes propiedades: Rw = 0.4 Ω m a TF	El intervalo 7935 – 7943 en la formación Mirador en el cual se recuperó 64% de agua y 17 % de aceite con un °API = 33.9°/60°F, sin embargo esta prueba no fue muy concluyente por problemas de arenamiento. La presión del yacimiento registrada fue de 3240 psi	Los "shows" de aceite y gas, se identificaron en la formación Mirador muestras pobres de gas en el intervalo 8010- 8070 ft. Las rocas almacén son areniscas de color blanco hialino, pobremente seleccionado. La roca sello son los shale de color gris verdeceos.	Se recobraron en la 2° corrida 19 muestras, índices de aceite en los intervalos (7916-7920) (7922-24) (7926 – 7928) (7934 – 7940) En la 3° corrida se recobraron 19 muestras, índice de aceite en los intervalos (7912 – 7918)

OJO DE TIGRE 1	No hay registro	No hay registro	Se realizó una evaluación petrofísica en el año 2006	Se tomaron corazones de pared de pozo y ft en las unidades arenosas de la formación Carbonera y Mirador, de acuerdo con los análisis realizados con las manifestaciones de gas y aceite durante la perforación y análisis de registros
OJO DE TIGRE 2ST	No hay registro	<p>El pozo inicio producción con 1584 BFPD con un BS&W= 91% $^{\circ}$API= 29.1 IP=0.27 Bbl/psi De una prueba de presión realizada se determinó: K= 46 md S= 15-20 Py= 3134 psi Se realizó un análisis fisicoquímico de los fluidos recobrados.</p>	<p>Manifestaciones de aceite de corazones recobrados desde el intervalo 7855- 7880 ft</p> <p>Manifestaciones de gas en los intervalos 6241 ft FM C1 7092- 7106 ft 7114-7321 ft 7390 -7401 ft</p> <p>Las rocas almacén son cuarzosa, hialina, blanco translúcida, grano muy fino. La roca sello son los shale Gris verdoso claro a gris verdoso medio, gris medio, gris claro, laminar a físil, moderadamente firme a muy localmente con inclusiones carbonosas, no calcárea</p>	<p>De dos corazones recobrados se determinó: ϕ= 0.23% K= 88- 105 md</p>

OJO DE TIGRE 3	No se probó	Se realizó prueba de Well testing y el BS&W durante los 4 días fue de 100%, por lo que se dio terminada la prueba.	Ninguna manifestación de aceite ni de gas.	De los corazones se realizó una prueba de granulometría la cual concluyó las siguientes características de las arenas: Tamaño de grano: muy fino Selección: buena
AGUALINDA	No se probó	No se probó	En el reporte final de geología se concluyó que fueron encontradas muestras significativas de hidrocarburos. Solamente fue detectada la presencia de gas (Metano) y lechos de carbón, en algunos intervalos.	Se realizó un análisis convencional a los corazones recobrados determinando los siguientes parámetros: En el intervalo 7006- 7007 ft K= 284 md a 3500 psi Porosidad = 21.2 % Sw= 74.9 % So= 0% En los demás intervalos (7007-7021 ft) no se encontraron muestras de hidrocarburo.

12. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA LITOESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA.

12.1 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS BLOQUES JOROPO Y JAGUAR

La secuencia presente en el área descansa sobre rocas del Escudo Guayanés y está compuesta por metasedimentos del Paleozoico, sobre los cuales se encuentra discordante la serie clástica arcillosa del Cretáceo, la cual se va adelgazando hacia el este y se acuña contra el Paleozoico. Por encima se encuentra la secuencia Terciaria constituida por una alternancia de areniscas, arcillas y lutitas.

En la Figura-14 se muestra la columna estratigráfica del área.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL AREA						
	EDAD	Nomenclatura		Espesor (Pé)	Litología	
		Descripción	Formación			
NEOGENO	PLEISTOCENO	Esta compuesta por arcillas varicoloreadas, areniscas arcillosas de grano fino y conglomerados poco consolidados.	NECESIDAD	1500	Shale	
	PLIOCENO				Shaly Sand	
MIOCENO	inferior	Intercalacion de areniscas y shale	GUAYABO	3500	Sandstone	
		Constituida por una secuencia homogénea de shale	LEON	150-180		
PALEOGENO	OLIGOCENO	Predominan las arenas	CARBONERA	C1	100-140	
		Predominan los shales		C2	30-105	
		Predominan los shales		C3	100-180	
		Predominan los shales		C4	150-170	
	inferior	Constituida por intercalaciones de shale, areniscas y areniscas arcillosas		C5	270-360	
		Predominan los shales		C6	130-200	
		Intercalacion de areniscas y shale		C7	110-130	
EOCENO	Constituida por una secuencia homogénea de areniscas	MIRADOR	170-335			
PALEOCENO	Intercalacion de areniscas y shale	CUERVOS	60-150			
CRETACEO	MAASTRICHTIENSE	Son arenas con pequeñas intercalaciones de shale	GUADALUPE	120-330		
	CAMPANIANO	Intercalaciones de shale, arenisca y arenisca arcillosa	GACHETA	500-520		
	ALBIENSE	Constituida por una secuencia de areniscas y shale	UBAQUE	611 -640		
PALEO	ORDOVICICO	Predominan los shales	ORDOVICICO	> 629		

Figura 14. Columna generalizada de los Llanos Orientales

A continuación se hace una descripción de las unidades existentes en el área, en orden de más antiguo a reciente:

12.2 PALEOZOICO

Compuesto por areniscas grises, verdes claras y blancas, impermeables, con cemento silíceo, lutitas de color gris oscuro a negra, laminar, subfísil y microcarbonosa. Las limolitas son grises claras a blancas, firmes y ligeramente calcáreas

12.3 CRETACICO

Las rocas del Cretáceo se encuentran en la parte central y occidental de la cuenca y su espesor disminuye hacia el oriente. Estas rocas están cubiertas transgresivamente por las rocas del Terciario. A la secuencia del Cretáceo pertenecen las formaciones Ubaque, Gachetá y Guadalupe, las cuales se describen a continuación.

12.3.1 Formación Ubaque

Esta formación presenta cambios faciales laterales siendo más arcillosa en el área de Villavicencio; hacia el norte está constituida predominantemente por ortocuarcitas consolidadas con estratificación masiva, con tamaño de grano que varía de fino hasta conglomerático, compactas, generalmente con cemento silíceo y matriz caolinítica. En esta formación es característica la presencia de estratificación cruzada y de canales de relleno. En algunas áreas se reporta la presencia de lignitos y lutitas carbonosas.

Espesor y Contactos: En el área de interés, el espesor de la formación puede alcanzar los 640 pies y se encuentra en contacto discordante hacia la base con el Grupo Quetame de edad Cambro-Ordovícico, mientras que hacia el techo está en contacto neto con la Formación Gachetá.

Edad y Correlación: Se considera que la formación puede tener una edad Albiano-Santoniano y posiblemente se puede correlacionar en algunas partes con la Formación Une.

Ambiente de sedimentación: La Formación Ubaque fue depositada en un ambiente marino.

12.3.2 Formación Gachetá

Compuesta por lutitas grises oscuras a negras, carbonosas y limolíticas con algunas capas de ortocuarcitas. Es frecuente encontrar acumulación de materia orgánica al tope de las capas. Las lutitas negras se encuentran intercaladas con

limolitas y areniscas de grano muy fino con evidencias de ambientes de baja energía.

Espesor: El mayor espesor encontrado en los pozos perforados en el área fue de 520 pies en el pozo Joropo 1.

Contactos: Los límites estratigráficos de la formación son la Formación Ubaque hacia la base y la Formación Guadalupe hacia el tope.

Edad y correlación: La edad asignada a la formación corresponde a Cenomaniano-Santoniano y es correlacionable con la parte inferior de la Unidad K1 en el sector del Meta y con la Formación Chipaque en el área de Arauca, aunque se encuentran diferencias litológicas en el área de Apiay-Ariari por cambios en el ambiente de sedimentación.

Ambiente de sedimentación: El ambiente de sedimentación de la Formación Gachetá es completamente marino.

12.3.3 Formación Guadalupe

Principalmente son areniscas blancas de ambientes marinos someros con intercalaciones menores de lutitas y algunas capas de limolitas, con presencia de trazas de calcita, glauconita y caolinita.

Las arenas son claras translúcidas a blancas lechosas con tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesos, sub-angulares a sub-redondeados, pobre a regularmente sorteados.

Espesor y contactos: El espesor de la Formación Guadalupe es de aproximadamente 330 pies en el sector de los Llanos Orientales. El contacto inferior de la formación lo constituye la Formación Gachetá y el contacto superior se encuentra discordante con las formaciones Barco - Los Cuervos y algunas veces con el Mirador.

Edad: La edad asignada a la formación se encuentra entre el Campaniano – Maastrichtiano.

Correlación: La formación puede correlacionarse con el nivel K1 de la formación que lleva el mismo nombre en el área del Meta.

Ambiente de sedimentación: Predomina un ambiente de plataforma marina somera hacia el sector occidental, mientras que hacia el Valle del Magdalena los depósitos clásticos gruesos son indicadores de un ambiente sublitoral interno y externo.

12.4 PALEÓGENO Y NEÓGENO

Hacia la base del paleógeno se desarrolla una secuencia clástica la cual es asincrónica, siendo más joven a medida que se avanza hacia el borde oriental de la cuenca. Las formaciones del paleógeno presentes en el área de Jaguar y Joropo son Los Cuervos, Mirador, Carbonera, y las formaciones del Neógeno son León, Guayabo y Necesidad cuyas características son:

12.4.1 Formaciones Los Cuervos

Hacia la base de las formaciones se encuentran capas de areniscas duras de color blanco lechoso de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesas, sub-angulares a subredondeadas, de regular selección. En la Formación Los Cuervos encontramos arcillolitas pardas con lutitas grises y grises oscuras e intercalaciones de areniscas pardo amarillentas, mal seleccionadas.

Espesor y contactos: El máximo espesor encontrado de estas formaciones en el área es de 250 pies aproximadamente. Los contactos de estas formaciones son la Formación Guadalupe en la parte inferior y en la parte superior la Formación Mirador. Los contactos hacia la base y tope son generalmente discordantes.

Edad: Se estima que la edad para la formación Los Cuervos es Paleoceno Superior.

Ambiente de sedimentación: Se considera que en gran parte de la cuenca prevalecía un ambiente fluvial, mientras que hacia el Occidente prevalecía un ambiente litoral restringido.

12.4.2 Formación Mirador

Constituida principalmente por arenas depositadas en un ambiente fluvio-deltaico, de depósitos que varían entre depósitos de delta marginal a distributarios y canales fluviales. Las arenas presentan tonalidades blancas a crema, de grano medio a grueso, sub-angulares a subredondeadas, regularmente sorteadas; ocasionalmente se encuentran limolitas y arcillas de rellenos de estuario.

Espesor y contactos: Presenta una variación de espesor entre 170 y 335 pies. La Formación Mirador se encuentra limitada basalmente por una inconformidad (que a su vez determina el hiato y activa la erosión del Eoceno Temprano-Eoceno medio) y hacia la parte superior está en contacto neto con la Formación Carbonera, aunque en algunas partes es discordante.

Edad: La edad de la Formación Mirador puede corresponder a Eoceno Inferior, aunque algunos autores consideran a la Formación Mirador como un miembro basal de la Formación Carbonera.

Ambiente de sedimentación: La Formación Mirador se depositó en un ambiente marino somero.

12.4.3 Formación Carbonera

La formación está subdividida operacionalmente en siete unidades litológicas, las cuales fueron depositadas en un ambiente continental a marino somero., las unidades C1, C3, C5, C7 son predominantemente arenosas y C2, C4 y C6 son predominantemente arcillosas y lutíticas.

La unidad C-1 es un marcador regional fácilmente identificable en la Cuenca de los Llanos la cual posee dos capas guía de arena.

Los conjuntos de lutitas y arcillas están intercalados con arenas y limolitas. Las lutitas varían de color con tonos grises a grises verdosos y grises oscuros, con delgadas capas de carbón y presencia de micas, moderadamente firmes. Las arcillolitas son grises claras a blancas, moderadamente firmes, no calcáreas a ligeramente calcáreas, con trazas de pirita.

Las arenas son blancas a crema, de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas.

Espesor: Esta formación tiene un espesor alrededor de 1100 pies en los pozos analizados.

Contactos: Hacia la base, la Formación Carbonera se pone en contacto neto con la Formación Mirador y hacia el tope, en contacto neto con la Formación León.

Edad y Correlación: La Formación Carbonera puede clasificarse como Eoceno Superior-Mioceno Inferior; además puede correlacionarse con la Formación Carbonera presente en el sector del Meta.

Ambiente de sedimentación: El ambiente de depositación de la Formación Carbonera es transicional marino.

12.4.4 Formación León

Constituida por una secuencia homogénea de lutitas grises, grises azulosas y grises verdosas claras laminares, subfísiles, micro fosilíferas, micro-micáceas y ocasionales intercalaciones delgadas de carbón, localizadas predominantemente

hacia la parte media de la formación. La Formación León es un excelente marcador

Espesor y contactos: El máximo espesor que se tiene es de 2500 pies en el sector del pozo Chaparral-1, mientras que hacia el sector de Arauca es de 1979 pies y hacia el este de la cuenca disminuye. En el sector de Jaguar se calcula un espesor de 1000 pies. La estratigrafía determinada en la formación León solo abarca 180 ft que corresponde a León Inferior.

La Formación León se presenta en contacto neto hacia la base con la Formación Carbonera y en contacto discordante con la Formación Guayabo.

Edad: La edad de la formación es Oligoceno Superior- Mioceno Inferior.

Ambiente de sedimentación: Puede considerarse que la Formación León se depositó en un ambiente marino a transicional.

12.4.5 Formación Guayabo

La litología está compuesta por una intercalación de areniscas en la parte superior de la formación y de arcillolitas con algunas intercalaciones de limolitas. Las areniscas son pardas amarillentas, grises claras y pardas rojizas, con granos de cuarzo tamaño grueso a conglomerático, sub-angulares a sub-redondeados con pobre a regular selección y abundante matriz arcillosa.

Las arcillas son pardas, rojizas, grises claras, pardas amarillentas, blandas, solubles, localmente limosas, con inclusiones de granos finos de cuarzo. Las limolitas son pardas rojizas, pardas amarillas, blocosas, firmes, no calcáreas.

Espesor y contactos: Hacia el área de Hato Corozal presenta un espesor de 12.720 pies, en el sector de Jaguar puede alcanzar los 6000 pies. La Formación Guayabo se encuentra en contacto discordante con la Formación León hacia la base y en contacto neto con la Formación Necesidad hacia el tope.

Edad: La formación puede tener una edad Mioceno Superior a Plioceno.

Ambiente de sedimentación: El ambiente de depósito se considera marino hacia la base y fluvio- marino a continental hacia el tope.

12.4.6 Formación Necesidad

La Formación Necesidad está compuesta por arcillas varicoloreadas y areniscas arcillosas de grano fino a conglomerático, poco consolidadas.

Espesor y contactos: Esta formación tiene un espesor que alcanza hasta 6500 pies hacia la parte del piedemonte de la cuenca. La formación se pone en contacto hacia la base con la Formación Guayabo y hacia el tope se encuentra erosionado con rocas aluviales del Cuaternario.

Edad: La edad asignada a esta formación corresponde a Plioceno-Pleistoceno.

Ambiente de sedimentación: La Formación Necesidad presenta un ambiente de sedimentación continental fluvial.

12.5 CUATERNARIO

El Cuaternario en el área de estudio está compuesto por aluviones y terrazas recientes depositadas en amplias llanuras aluviales por los ríos de la vertiente del río Orinoco del drenaje presente en el área y los cuales cubren la superficie actual de la Cuenca de los Llanos.

13. LITOESTRATIGRAFÍA DE LAS FORMACIONES GENERADORAS

En cuanto al origen del hidrocarburo encontrado en la Cuenca de los Llanos, se conocen como rocas generadoras principalmente la Formación Gachetá, en algunos sectores la Formación Los Cuervos y la Formación Carbonera (C2/C4/C6/C7), las cuales cumplen los requisitos básicos como contenido de materia orgánica, el tipo y la madurez necesaria para ser generadoras de hidrocarburos.

Estas formaciones fueron depositadas en ambientes que varían de marino, continental a marinocontinental, y comenzaron su depositación en el Cretáceo Inferior, pero la generación del hidrocarburo debió ocurrir en el Cretáceo Superior y su posterior migración sucedió antes de la Orogenia Andina, es decir entre el Eoceno y el Oligoceno.

Respecto al sistema de migración, es posible que el hidrocarburo que se tiene hoy en los Llanos Orientales de Colombia haya migrado de otros lugares y se haya depositado en las Formaciones Mirador, los niveles arenosos de la Formación Carbonera (C1/C5/C7), la Formación Guadalupe y la Formación Ubaque.

Teniendo en cuenta que las rocas almacenadoras tienen buena porosidad y permeabilidad, la explicación más acertada que se tiene es que el hidrocarburo migró desde la cordillera Oriental para depositarse en el área de los Llanos (en dirección W-E) especialmente en donde encontró rocas almacenadoras y trampas estratigráficas y estructurales además de las fallas predominantes. No se descarta generación a partir de las formaciones Paleozoicas, lo que en gran parte explicaría los volúmenes generados para la cuenca.

Dentro de las formaciones productoras se encuentran la Formación Ubaque, la Formación Gachetá, la Formación Cuervos, algunos niveles arenosos de la Formación Carbonera (C5 y C7) y la Formación Mirador, siendo esta última uno de los reservorios más importantes de la Cuenca de los Llanos Orientales. Es por esta razón que se decide aplicar esta metodología a estas formaciones reconocidas por su interés productor.

13.1 IDENTIFICACIÓN DE TOPES Y BASES DE LOS RESERVORIOS

La identificación de topes y bases de los reservorios se apoya en la curva de Rayos Gamma, en la curva del potencial espontáneo y las curvas de resistividad. La roca reservorio se describirá en forma detallada solamente para el pozo Ojo de Tigre 2ST. En la tabla 6 resume los topes y bases de las formaciones identificadas en el pozo Ojo de Tigre 2ST.

Tabla 6. Topes y bases de las formaciones del pozo Ojo de Tigre 2ST.

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	6663	6663	6835	-6153	171
CARBONERA C1	6835	6835	6945	-6325	110
CARBONERA C2	6945	6945	7044	-6435	99
CARBONERA C3	7044	7044	7145	-6534	101
CARBONERA C4	7145	7145	7307	-6635	162
CARBONERA C5	7307	7307	7618	-6797	311
CARBONERA C6	7618	7618	7756	-7108	138
CARBONERA C7	7756	7756	7869	-7246	113
MIRADOR	7869	7869	8137	-7359	267
CUERVOS	8137	8137	8260	-7627	123
GUADALUPE	8260	8260	8448	-7750	> 188

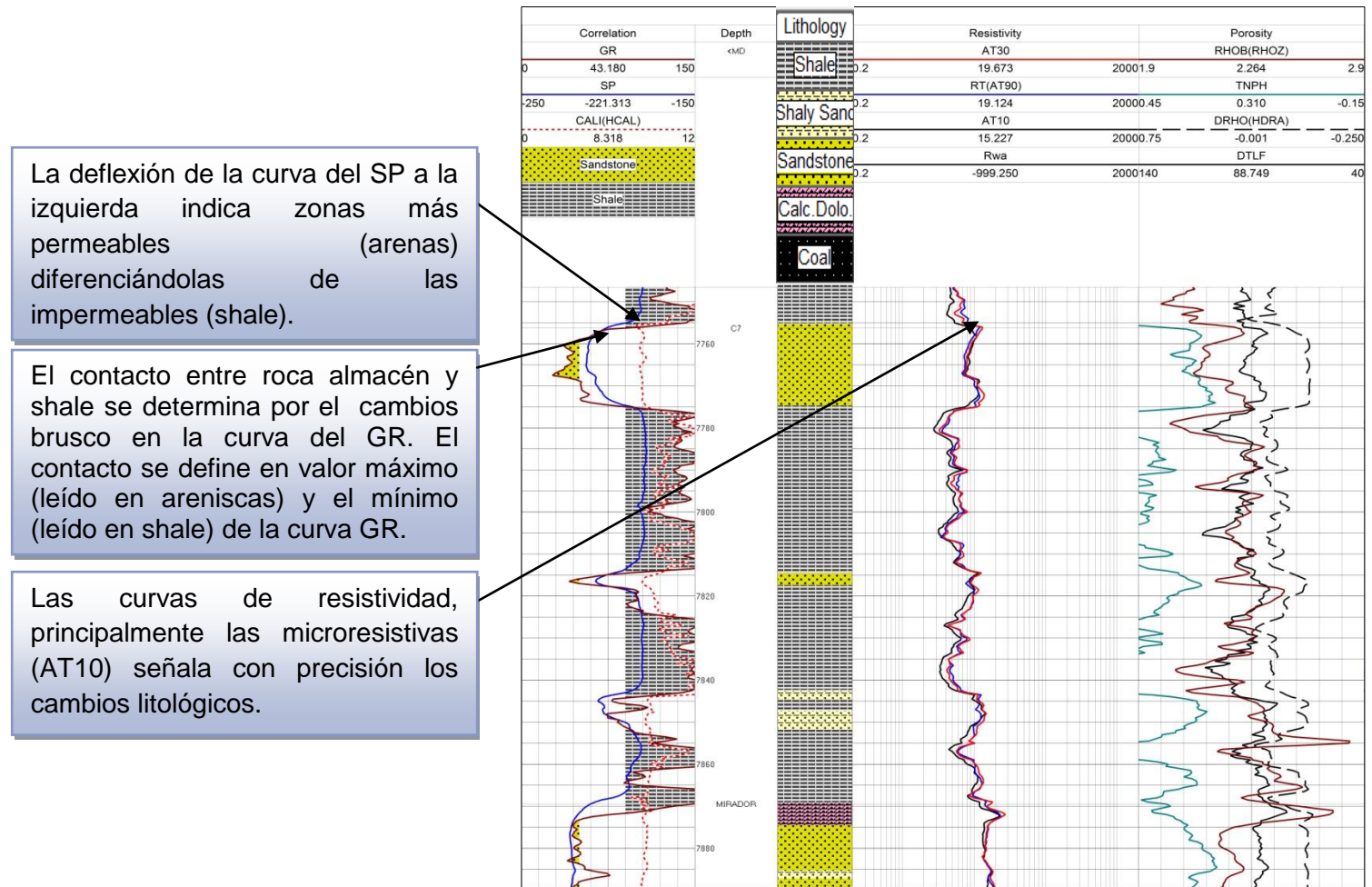
Para diferenciar en los registros las arenas de los shale se adoptó el siguiente rango de valores de la curva de rayos gamma, en unidades API, que es ampliamente aceptado para las rocas del Terciario en la cuenca de los Llanos Orientales (Tabla 7).

Tabla 7. Rango de valores de GR

LITOLÓGÍA	LECTURA GR
Arenas limpias “sandstone”	0 – 50 API
Arenas arcillosas “shaly sand”	50- 90 API
Arcillas “shale”	> 90 API

En la figura 15 se presentan las curvas utilizadas (GR, SP, Microresistividad), para identificar topes y bases de las formaciones.

Figura 15. Presentación de las curvas utilizadas para identificar topes y bases de las formaciones.



A continuación se describen la identificación de topes y bases de los reservorios en orden de más reciente a más antiguo.

13.1.1 LITOLOGIA DEL MIEMBRO CARBONERA C1

Formación: Carbonera C1

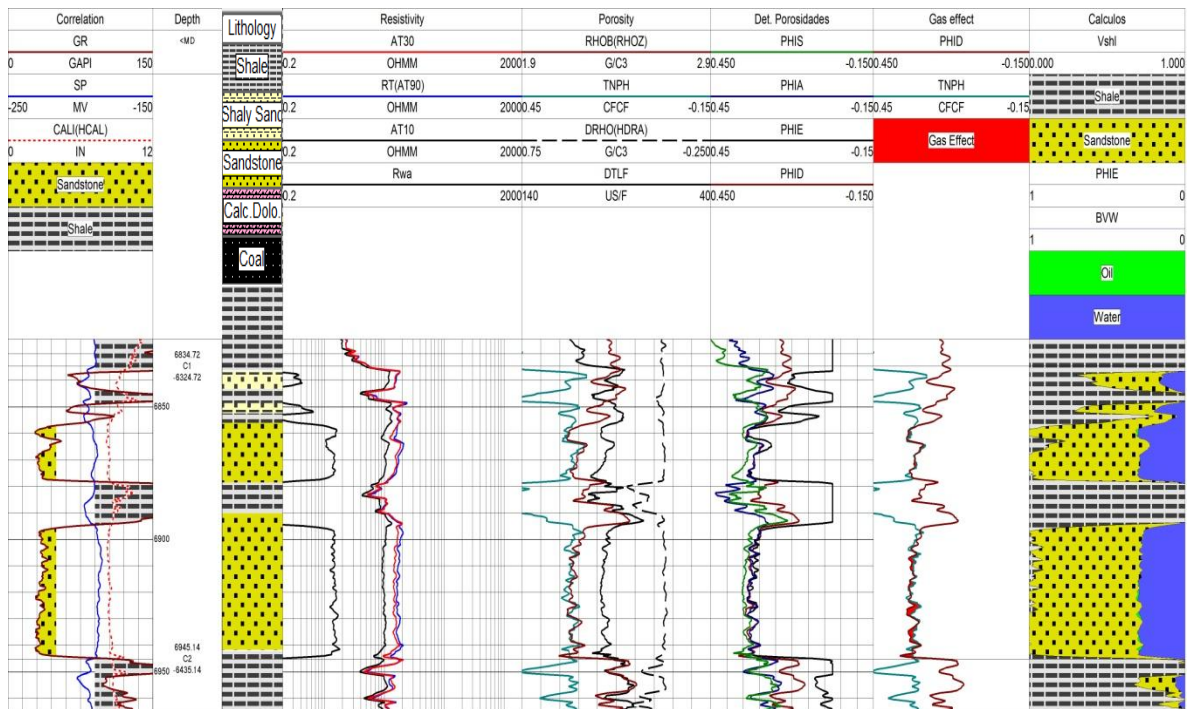
Edad: esta formación pertenece al Oligoceno superior de la era paleógeno

Intervalo: 6835 – 6945 ft

Espesor: 110 ft

Descripción: el tope del miembro Carbonera 1 está compuesto por arenas del paleógeno, fácilmente identificables en los registros y tomadas como capas guías de la correlación. Cada capa guía de arenas en la parte superior e inferior está acompañada por shales y algunas intercalaciones de arenas arcillosas. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de laminas de carbón ($\rho = 1.7- 1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 16 muestra la interpretación litológica que de esta formación hace la aplicación Prizm.

Figura 16. Identificación y base de Carbonera 1



13.1.2 LITOLOGÍA DEL MIEMBRO CARBONERA C5

Formación: Carbonera C5

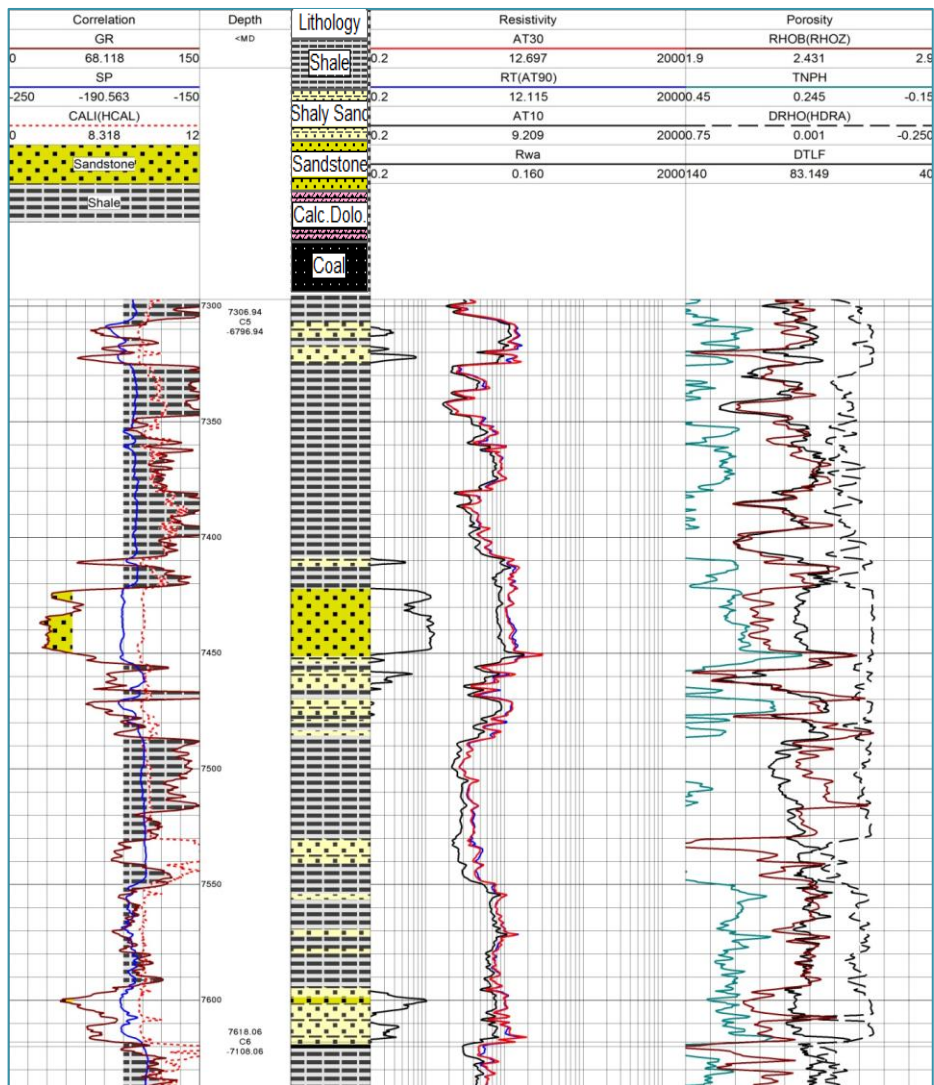
Edad: esta formación pertenece al Oligoceno inferior del periodo paleógeno

Intervalo: 7307 – 7618 ft

Espesor: 311 ft

Descripción: el tope y la base del miembro Carbonera C5 está compuesta por arenas arcillosas; en el intervalo 7423 hasta 7451 ft se interpreta la presencia de una arena desprovista de arcilla que se extiende por el resto de la formación. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de láminas de carbón ($\rho = 1.7- 1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 17 muestra la interpretación litológica de esta formación mediante Prizm.

Figura 17. Identificación y base de Carbonera 5



13.1.3 LITOLOGÍA DEL MIEMBRO CARBONERA 7

Formación: Carbonera 7

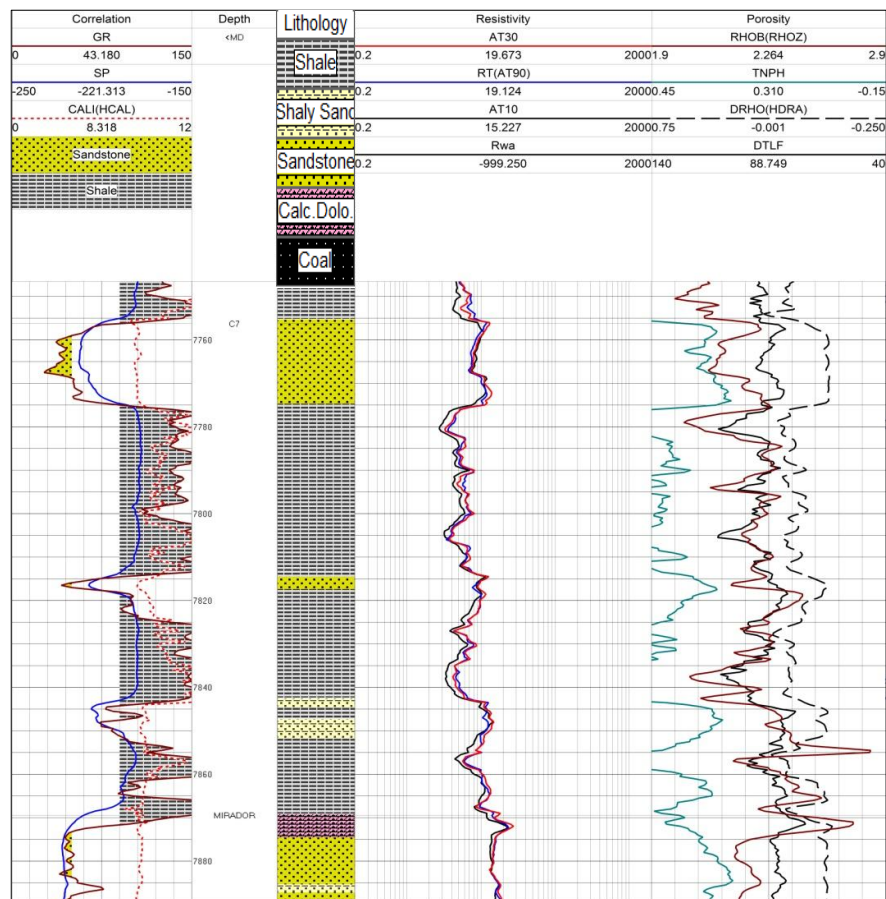
Edad: esta formación pertenece al Oligoceno inferior de la era paleógeno

Intervalo: 7756 – 7869 ft

Espesor: 113 ft

Descripción: generalmente esta es interpretada junto con la formación Mirador debido a la erosión del miembro Carbonera 8 en esta área. Las arenas de Carbonera 7 son reconocidas por almacenar hidrocarburo. El tope está formado por arenas con escasas intercalaciones de arenas arcillosas entre el shale que forma el resto de la formación. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de láminas de carbón ($\rho = 1.7\text{-}1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 18 muestra la interpretación litológica de este miembro mediante Prizm.

Figura 18. Identificación de tope y base de Carbonera 7.



13.1.4 LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN MIRADOR

Formación: Mirador

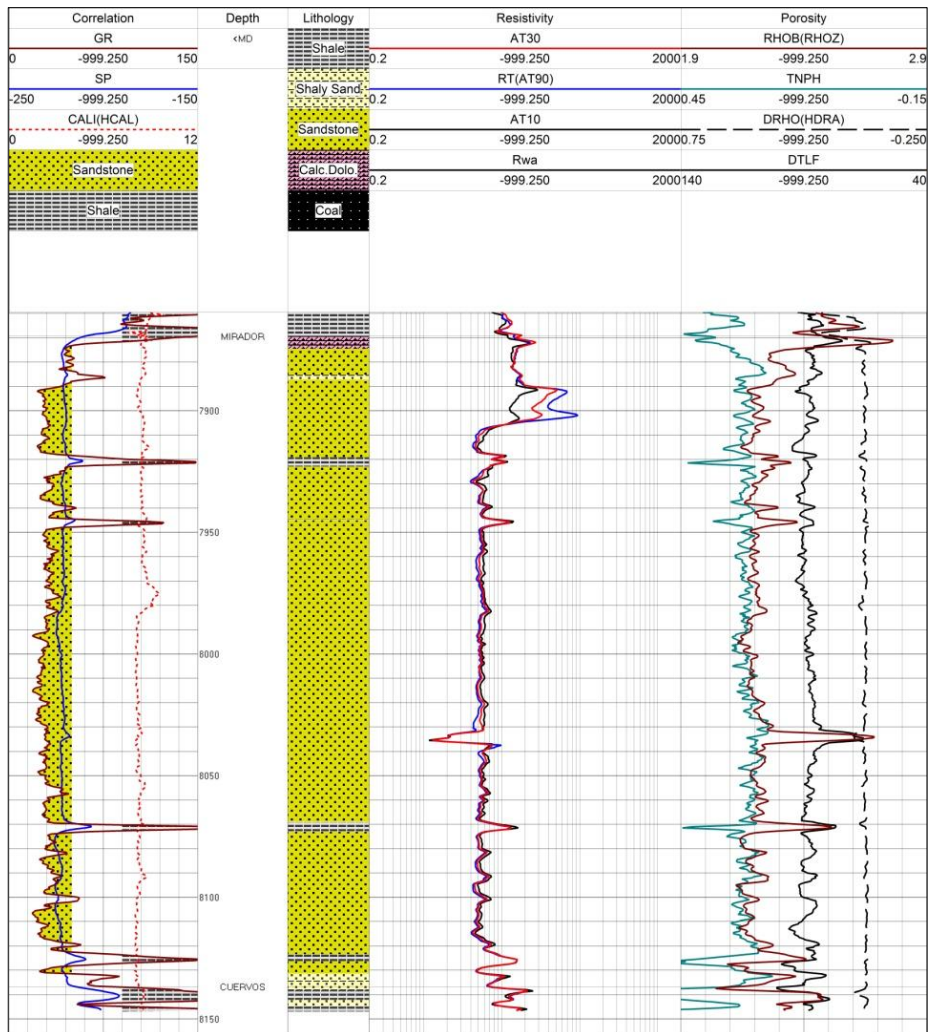
Edad: esta formación pertenece al eoceno de la era paleógeno

Intervalo: 8137 – 8260 ft

Espesor: 123 ft

Descripción: esta formación está constituida principalmente por arenas, sin embargo presenta algunas capas de shale y arenas arcillosas. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de capas de carbón ($\rho = 1.7\text{-} 1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 19 muestra la interpretación litológica de esta formación mediante la aplicación Prizm.

Figura 19. Identificación de tope y base de Mirador



13.1.5 LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN CUERVOS

Formación: Cuervos

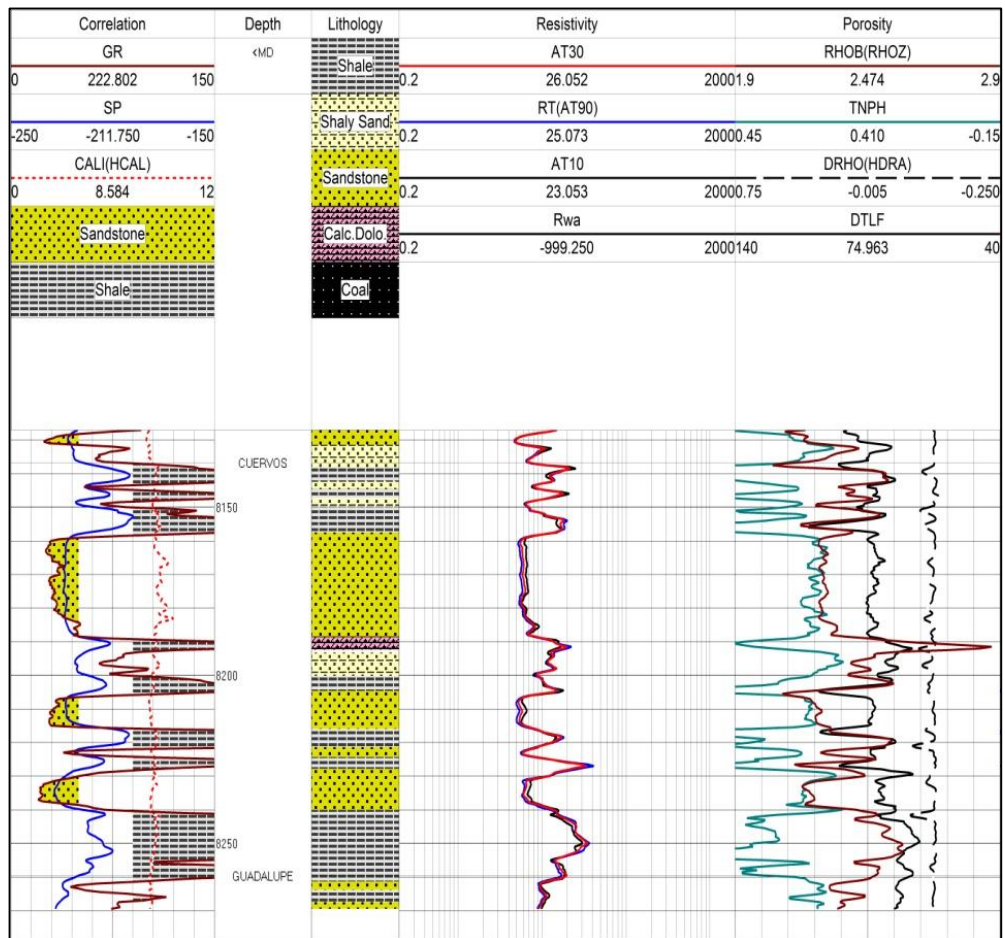
Edad: esta formación pertenece al paleoceno del periodo paleógeno

Intervalo: 7869 – 8137 ft

Espesor: 267 ft

Descripción: la formación Cuervos está constituida en su tope y base por shale. En la parte media, existen grandes cuerpos de arenas limpias intercaladas con capas de poco espesor de arenas arcillosas, que se manifiestan con mucha claridad en el comportamiento de las curvas de GR y SP. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de capas de carbón ($\rho = 1.7\text{-}1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 20 muestra la interpretación litológica de esta formación realizada con la aplicación de Prizm.

Figura 20. Identificación de tope y base de Cuervos



13.1.6 LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN GUADALUPE

Formación: Guadalupe

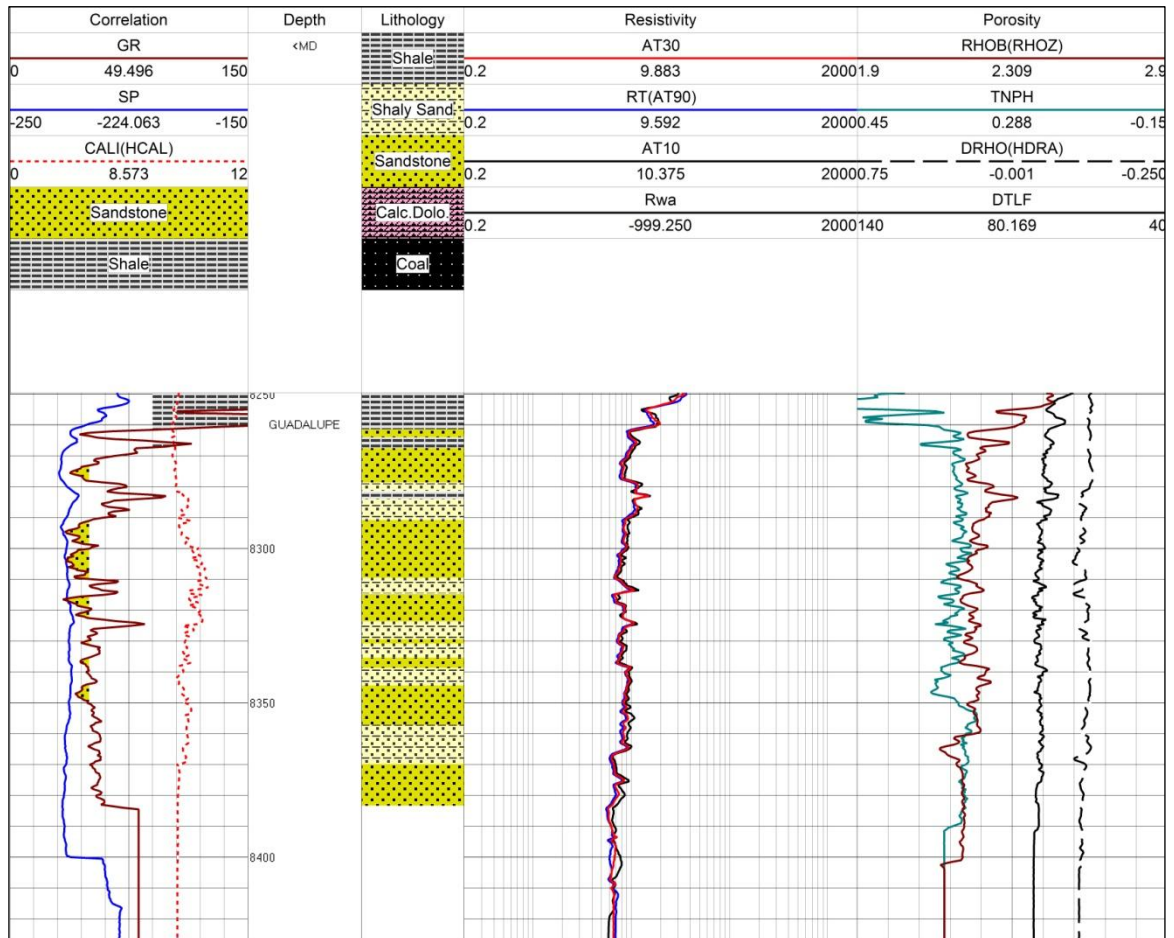
Edad: esta formación pertenece al Maastrichtiense del periodo Cretáceo.

Intervalo: 8260 – 8448 ft

Espesor: > 188 ft

Descripción: la formación Guadalupe hacia su tope inicia con la aparición de una capa delgada de arcillas depositada sobre una secuencia potente de arenas limpias del cretáceo. Hasta esta formación fue perforado el pozo Ojo de Tigre 2ST. Observando los valores de la curva de densidad no se identificó la presencia de capas de carbón ($\rho = 1.7\text{-}1.9 \text{ g/cm}^3$). La figura 21 muestra la interpretación litológica de esta formación mediante Prizm.

Figura 21. Identificación de tope y base de Guadalupe



13.2 CÁLCULO DE ESPEORES DE LOS POZOS DEL BLOQUE JOROPO Y JAGUAR

Tabla 8. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 2ST

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	6479	6479	6639	-5974	161
C1	6639	6639	6746	-6134	107
C2	6746	6746	6828	-6241	82
C3	6828	6828	6946	-6323	118
C4	6946	6946	7098	-6441	152
C5	7098	7098	7374	-6593	276
C6	7374	7374	7564	-6869	189
C7	7564	7564	7676	-7059	112
MIRADOR	7676	7676	7981	-7171	305
CUERVOS	7981	7981	8045	-7476	64
GUADALUPE	8045	8045	8360	-7540	315
GACHETA	8360	8360	8585	-7855	> 225

* MD: profundidad medida

Tabla 9. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 3

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	6544	6544	6719	-6039	175
C1	6719	6719	6844	-6213	125
C2	6844	6844	6956	-6339	112
C3	6956	6956	7052	-6450	97
C4	7052	7052	7206	-6547	154
C5	7206	7206	7528	-6701	323
C6	7528	7528	7664	-7023	135
C7	7664	7664	7792	-7158	128
MIRADOR	7792	7792	8069	-7287	277
CUERVOS	8069	8069	8193	-7564	124
GUADALUPE	8193	8193	8324	-7688	131

Tabla 10. Topes y bases en el pozo Joropo 1.

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	6645	6645	6797	-6144	152
C1	6797	6797	6932	-6296	135
C2	6932	6932	7033	-6431	101
C3	7033	7033	7126	-6532	93
C4	7126	7126	7292	-6625	166
C5	7292	7292	7594	-6791	301
C6	7594	7594	7788	-7093	194
C7	7788	7788	7909	-7287	121
MIRADOR	7909	7909	8242	-7408	332
CUERVOS	8242	8242	8312	-7741	70
GUADALUPE	8312	8312	8640	-7811	328
GACHETA	8640	8640	9160	-8139	520
UBAQUE	9160	9160	9758	-8659	598
ORDOVICICO	9758	9758	10400	-9257	> 642

Tabla 11. Topes y bases en el pozo Camungo-1

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON	6787	6787	6973	-6247	186
C1	6973	6973	7113	-6432	141
C2	7113	7113	7204	-6573	90
C3	7204	7204	7328	-6663	125
C4	7328	7328	7497	-6788	168
C5	7497	7497	7823	-6956	327
C6	7823	7823	8139	-7283	316
C7	8139	8139	8270	-7599	131
MIRADOR	8270	8270	8400	-7730	130
CUERVOS	8400	8400	8463	-7860	63
GUADALUPE	8463	8463	8842	-7923	380
GACHETA	8842	8842	9344	-8302	501
UBAQUE	9344	9344	9873	-8803	530
ORDOVIVICO	9873	9873	9978	-9333	> 105

Tabla 12. Topes y bases en el pozo Agualinda

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	5810	5810	5980	-5330	171
C1	5980	5980	6097	-5501	117
C2	6097	6097	6196	-5618	99
C3	6196	6196	6290	-5717	94
C4	6290	6290	6443	-5811	152
C5	6443	6443	6726	-5963	284
C6	6726	6726	6859	-6247	133
C7	6859	6859	6993	-6380	133
MIRADOR	6993	6993	7270	-6514	277
CUERVOS	7270	7270	7422	-6790	153
GUADALUPE	7422	7422	7579	-6943	156
GACHETA	7579	7579	8078	-7099	500
UBAQUE	8078	8078	8715	-7599	637
ORDOVICICO	8715	8715	9118	-8236	> 403

Tabla 13. Topes y bases en el pozo Ojo de Tigre 1

FORMACION	MD (ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	Top subsea (Ft)	Espesor (Ft)
LEON INFERIOR	6479	6479	6639	-5974	161
C1	6639	6639	6746	-6134	107
C2	6746	6746	6828	-6241	82
C3	6828	6828	6946	-6323	118
C4	6946	6946	7098	-6441	152
C5	7098	7098	7374	-6593	276
C6	7374	7374	7564	-6869	189
C7	7564	7564	7676	-7059	112
MIRADOR	7676	7676	7981	-7171	305
CUERVOS	7981	7981	8045	-7476	64
GUADALUPE	8045	8045	8360	-7540	315
GACHETA	8360	8360	8585	-7855	> 225

13.3 CORRELACIÓN LITOESTATIGRÁFICA

Conociendo la litoestratigrafía, los topes y bases de las formaciones identificadas en los pozos perforados los bloque Joropo y Jaguar fue posible construir la correlación estratigráfica de los pozos mediante la herramienta de Geographix “Xsection”.

Los resultados obtenidos mostraron excelente identificación de las formaciones en el área de estudio pues las capas guías de arenas del C1 y las capas de carbón del cretáceo se constituyen en la huella a seguir para localizar la profundidad de cada formación. En el anexo A, la figura F se presenta la correlación estratigráfica incluyendo el pozo Agualinda-1 del Bloque adyacente Jaguar.

14. CÁLCULOS PETROFÍSICOS

Para realizar los cálculos de las propiedades petrofísicas del conjunto roca - fluido se seleccionó un conjunto de ecuaciones que Prizm aplicó a todos los pozos localizados en el bloque Jaguar y Joropo. Para una mejor comprensión del procedimiento, a continuación se incluye la muestra de cálculos aplicados al pozo Ojo de Tigre 2ST en el intervalo 7897 ft, que corresponde a la formación Mirador. Sin embargo algunos cálculos exigían la aplicación en zonas con saturación de agua igual al 100%.

14.1 CÁLCULO DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO

Es importante evaluar el efecto de la temperatura sobre la resistividad del lodo, pues varía de acuerdo con la localización geográfica y la conductividad termal de las rocas. En el encabezado de los perfiles, además de la información sobre el lodo, se indican los siguientes parámetros:

BHT = Temperatura del fondo de pozo, 168°F

Ts = temperatura de superficie, 80°F

TD = Profundidad total del pozo, 8400 ft

$$\nabla G \left(\frac{^{\circ}F}{100'} \right) = \frac{BHT - Ts}{TD}$$

$$\nabla G \left(\frac{^{\circ}F}{100'} \right) = \frac{168^{\circ}F - 80^{\circ}F}{8400 \text{ ft}}$$

$$\nabla G \left(\frac{^{\circ}F}{100'} \right) = 0.010 \text{ } ^{\circ}F/FT$$

14.2 TEMPERATURA DE FORMACIÓN

Conociendo el gradiente geotérmico se puede calcular la temperatura de formación a cualquier profundidad de interés en un pozo, mediante la siguiente ecuación:

Profundidad = a la cual se desea hacer el calculo, 7897 ft

$$T_f(^{\circ}F) = Ts + \frac{BHT - Ts}{TD} (\text{Profundidad})$$

$$T_f(^{\circ}F) = 80^{\circ}F + \frac{168^{\circ}F - 80^{\circ}F}{8400 \text{ ft}} (7897 \text{ ft})$$

$$T_f(^{\circ}F) = 162.73^{\circ}F$$

14.3 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL LODO Y DEL FILTRADO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

La resistividad del lodo y de su filtrado puede corregir su valor a temperatura de laboratorio a la temperatura de formación mediante la fórmula empírica de Arps:

14.3.1 Corrección de la Resistividad de lodo

$Rm2$ = resistividad del lodo a temperatura de formación

$Rm1$ = resistividad del lodo a temperatura de laboratorio, 1.76 Ohmm a 85°F

$T1$ = temperatura de laboratorio, 85°F

$T2$ = temperatura de formación, 162.73°F

$$Rm2 = Rm1 \left(\frac{T1 + 6.77}{T2 + 6.77} \right)$$

$$Rm2 = 1.76 \text{ Ohmm} \left(\frac{85^{\circ}F + 6.77}{162.73^{\circ}F + 6.77} \right)$$

$$Rm2 = 0.952 \text{ Ohmm a } 162.73^{\circ}F$$

14.3.2 Corrección de la Resistividad del filtrado de lodo

$Rmf2$ = resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación

$Rmf1$ = resistividad del filtrado de lodo a temperatura de laboratorio,
1.25 Ohmm a 85°F

$T1$ = temperatura de laboratorio, 85°F

$T2$ = temperatura de formación, 162.73°F

$$Rmf2 = Rmf1 \left(\frac{T1 + 6.77}{T2 + 6.77} \right)$$

$$Rmf2 = 1.25 \text{ Ohmm} \left(\frac{85^{\circ}F + 6.77}{162.73^{\circ}F + 6.77} \right)$$

$$Rmf2 = 0.676 \text{ Ohmm a } 162.73^{\circ}F$$

14.4 CÁLCULO DE LA POROSIDAD DE DENSIDAD, PHID

Para calcular la porosidad de densidad se utiliza la ecuación 14. Como la matriz principal son las arenas se usa la densidad de estas para realizar los cálculos.

Dónde:

$$\rho_{ma} = 2.68 \left(\frac{g}{cm^3} \right)$$

$$\rho_f = \text{densidad del filtrado de lodo dulce, } 1 \frac{g}{cm^3}$$

$$\rho_b = \text{densidad total, de la formacion, RHOB, } 2.20 \frac{g}{cm^3} \text{ a } 7897 \text{ ft}$$

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \text{ Ec. 14}$$

$$\Phi_D = \frac{2.68 \frac{g}{cm^3} - 2.20 \frac{g}{cm^3}}{2.68 \frac{g}{cm^3} - 1 \frac{g}{cm^3}} \text{ Ec. 14}$$

$$\Phi_D = 0.285 \text{ o } 28.5\%$$

14.5 CÁLCULO DE LA POROSIDAD PROMEDIO, PHIA

Está definida como el promedio entre la porosidad densidad y la porosidad neutrónica; con la ecuación 15 se determina, con el fin de calcular la porosidad efectiva de la formación.

Dónde:

$$\Phi_N = \text{Lectura de la curva de la porosidad neutron, } 0.303 \text{ Ohm} - m \text{ a } 7897 \text{ ft}$$

$$\Phi_A = \frac{(\Phi_D + \Phi_N)}{2} \text{ Ec. 15}$$

$$\Phi_A = \frac{(0.285 + 0.303) \text{ Ohm} - m}{2}$$

$$\Phi_A = 0.294 \text{ Ohm} - m$$

14.6 CÁLCULO DE LA POROSIDAD SÓNICA, PHIS

La porosidad sónica puede ser calculada a través de la ecuación 12, una expresión empírica desarrollada por M.R.J. Wyllie para areniscas consolidadas y compactas especial para determinar la porosidad:

Dónde:

Δt_{matriz} = tiempo de transito en areniscas, $53 \mu\text{seg}/\text{ft}$

Δt_{log} = lectura del perfil sónico, $86.433 \mu\text{seg}/\text{ft}$

Δt_{fluido} = se toma un valor de $189 \mu\text{s}/\text{ft}$

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \text{ Ec. 12}$$

$$\phi_s = \frac{86.433 \frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}} - \frac{53 \mu\text{seg}}{\text{ft}}}{189 \frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}} - \frac{53 \mu\text{seg}}{\text{ft}}}$$

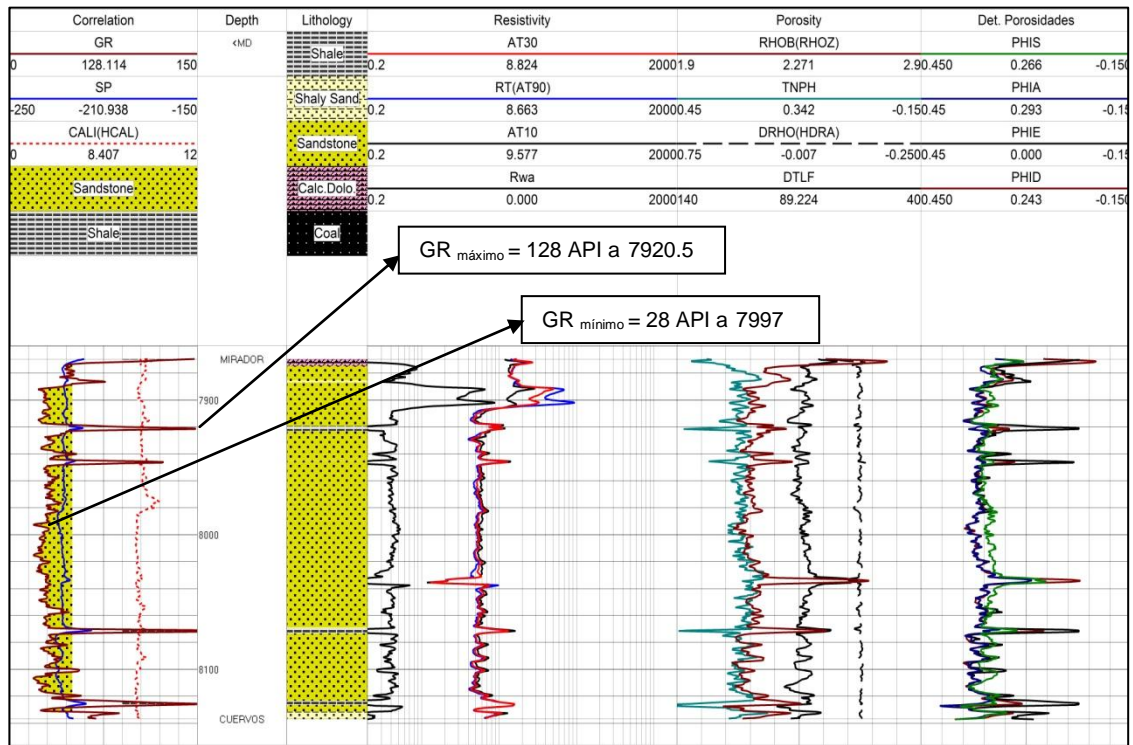
$$\phi_s = 0.245 \text{ o } 24.5\%$$

14.7 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE SHALE, V_{SH}

La cantidad de volumen de shale es una característica que ayuda a definir la cantidad de porosidad efectiva de la roca. Con el cálculo de este parámetro se puede corregir las porosidades aparentes de la roca reservorio obtenidas con las herramientas sónica, neutrónica y de densidad y convertirlas en porosidades efectivas.

El volumen de shale se calcula comparando en el perfil de rayos gamma la radiactividad de la roca reservorio de interés con la de un shale y con la respuesta de una arenisca limpia, cercana a la zona de interés (Figura 22) para la muestra de cálculo usaremos la formación Mirador, y la ecuación 18 .

Figura 22. Identificación de GR mínimo y máximo



Dónde:

V_{Sh} = índice de rayos gamma

GR_{Log} = lectura de rayos gamma en la formación 28.65 API a 7897 ft

GR_{min} = rayos gamma mínimo (GR clean) en arenas, 28 API

GR_{max} = rayos gamma máximo (GR shale) en shale, 128 API

$$V_{sh} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec. 18}$$

$$V_{sh} = \frac{28.65 \text{ API} - 28 \text{ API}}{128 \text{ API} - 28 \text{ API}}$$

$$V_{sh} = 0.0065$$

Tabla 14. Radiactividad de las arenas limpias y shale del pozo Ojo de Tigre 2ST.

FORMACIÓN	GR clean (arenas)	GR shale (shale)
C1	33.000	130.000
C5	31.000	120.000
C7	33.000	130.000
MIRADOR	28.000	128.000
CUERVOS	30.000	130.000
GUADALUPE	33.000	100.000

14.8 CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA, PHIE

Para calcular la porosidad efectiva de la formación de interés se usa el cálculo del volumen de shale anteriormente hallado y la ecuación 16:

$$\begin{aligned}\phi_e &= \phi_A (1 - Vsh) \text{ Ec. 16} \\ \phi_e &= 0.294 (1 - 0.0065) \\ \phi_e &= 0.292\%\end{aligned}$$

En la tabla B del anexo A se muestra los valores promedio de la porosidad efectiva para las formaciones arenosas de los pozos de los bloques Joropo y Jaguar

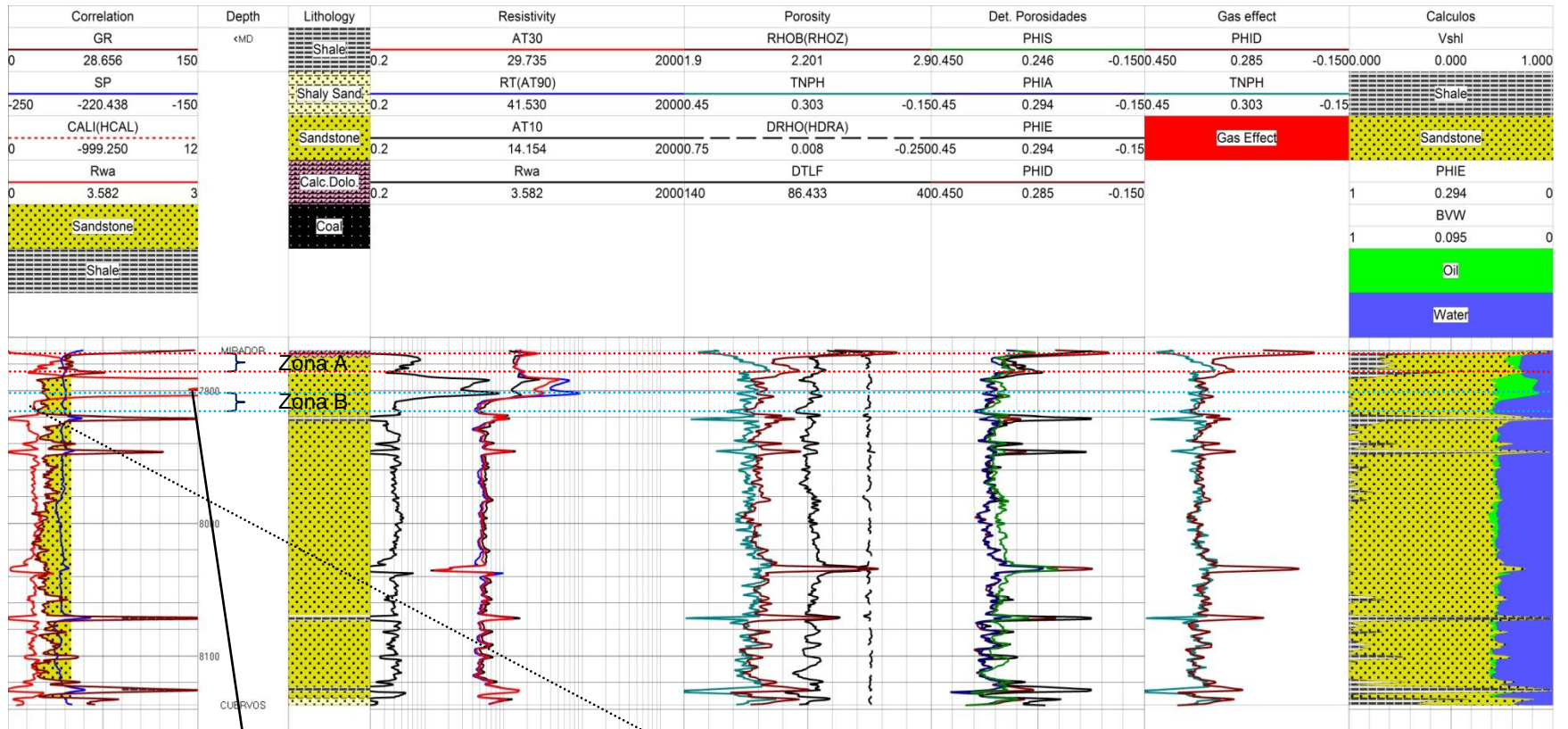
14.9 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN, R_w

14.9.1 Método del Perfil R_{wa}

El método de la resistividad aparente del agua de formación, R_{wa} , es el más utilizado en la industria como método rápido de análisis y es aplicable a cualquier litología. Las unidades de registro computarizadas pueden calcularla en superficie a partir del R_t y la ϕ sin corregir, por este motivo se les denomina método de resistividad aparente del agua de formación. El perfil R_{wa} aparece registrado junto al perfil del SP. Aquí las zonas potencialmente productoras se distinguen visualmente porque presentan altos valores en el perfil R_{wa} y por el contrario, las zonas acuíferas se distinguen porque presentan el menor valor del perfil R_{wa} .

En la figura 23 se identificaron las zonas que contienen hidrocarburo (Zona A), la zona acuífera (Zona B) y el contacto agua- aceite (WOC).

Figura 23. Perfil Rwa indicando presencia de Hidrocarburo en la zona A de la Formacion Mirador- Pozo Ojo de Tigre 2ST



En la zona A de la formación Mirador se identifico un valor alto de Rwa= 3.589 Ohm-m a 7890-7905 ft indicando una zona con hidrocarburo.

En la zona B de la formación Mirador se identifico un bajo valor de Rwa= 0.327 en el intervalo 7920-7935 ft Ohm-m indicando una zona acuífera

FUNDAMENTO DEL MÉTODO Rwa

Despejando de la ecuación de Archie la resistividad del agua de formación R_w , se tiene.

$$R_w = \frac{S_w^2 R_t}{F} \quad \text{Ec. 20}$$

En zonas acuíferas, por definición $S_w = 1$ y por lo tanto la expresión anterior se convierte en:

$$R_{wa} = \frac{R_t(\phi_e^m)}{a}$$

Dónde:

R_t = lectura de la resistividad profunda de la formación, 41.53 Ohmm a 7897 ft

$m = 2$

$a = 1$

$$R_{wa} = \frac{41.53 \text{ Ohmm}(0.294^2)}{1}$$

$$R_{wa} = 3.589 \text{ Ohm} - m$$

Este alto valor de R_{wa} indica la presencia de hidrocarburo en la zona de Mirador, el cual se explica por aumento en el valor de R_t , por cuanto F es una constante, independientemente del fluido saturante.

Entonces para los tramos analizados en estos pozos, se calcula (ecuación 20) el R_{wa} para todas las zonas y se Figura en la pista 1 y las zonas acuíferas serán aquellas que presenten el menor R_{wa} , el cual podrá ser tomado como el R_w del agua de formación para el tramo de areniscas analizadas.

$$R_w = \text{menor } R_{wa}$$

Tabla 15. Resultados de Rw para los pozos del Bloque Joropo y Jaguar.

METODO Rwa						
FORMACIÓN	CAMUNGO	JOROPO	OJO DE TIGRE 1	OJO DE TIGRE 2ST	OJO DE TIGRE 3	AGUALINDA
	Rw (Ohmm)					
C1	1.246	1.065	1.26	1.36	1.22	1.285
C5	0.79	0.62	0.787	0.737	0.83	0.602
C7	0.362	0.384	0.49	0.383	0.375	0.767
MIRADOR	0.372	0.406	0.353	0.327	0.348	0.653
CUERVOS	0.437	0.454	0.422	0.411	0.455	0.582
GUADALUPE	0.348	0.475	0.312	0.345	0.475	0.565
GACHETA	0.343	0.463	0.416			0.586
UBAQUE	0.339	0.435				0.466

14.9.2 Determinación de la resistividad del agua de formación, R_w , y del parámetro “m”, para las formaciones arenosas de los pozos pertenecientes a los bloques Joropo y Jaguar mediante Picket Plot

El método de Pickett está basado en el hecho que la resistividad, R_t , es función de la porosidad, ϕ , de la saturación de agua, S_w , y del factor de cementación, m .

En este método se gráfica en papel Log-Log la porosidad en el eje de las abscisas y la resistividad en el eje de las ordenadas. Las zonas acuíferas que posean R_w y m constantes, se alinean a lo largo de una línea recta que representa la línea de $S_w= 100\%$ o línea R_o . La pendiente de la línea R_o es igual al factor de cementación $-m$. las zonas que caen por encima de la línea R_o corresponden a zonas con saturaciones de agua menores a 100%. En la Figura 24 se observará la aplicación del método.

Fundamento matemático

Reemplazando la ecuación 3 en la ecuación 1 de Archie

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad Ec. 1$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad Ec. 3$$

Se obtiene la siguiente expresión:

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

Despejando la resistividad de la formación R_t , y tomando logaritmo a ambos lados de la ecuación tenemos:

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

$$\text{Log} (R_t) = -m \log(\phi) + \log(aR_w) - n \log(S_w)$$

En zonas acuíferas $S_w= 1$ y en consecuencia la ecuación anterior se reduce a:

$$\text{Log} (R_t) = -m \log(\phi) + \log(aR_w)$$

En papel Log-Log la Figura de la anterior ecuación es una línea recta de la forma:

$$y = mX + b$$

Dónde:

$y = \log(Rt)$ *variable dependiente*

$x = \log(\phi)$ *variable independiente*

$m =$ *pendiente de la recta*

$b =$ *constante de tortuosidad de la roca, a*

En la ilustración, la intersección de la línea recta y pendiente “m”, con la línea de porosidad $\phi=1$ corresponde al valor del producto $a \cdot R_w$. Como generalmente se desconoce el valor de la constante “a” normalmente se asuma $a=1$ y en consecuencia cuando la $\phi=1$ la resistividad del conjunto roca- fluido es igual a la resistividad del fluido.

Procedimiento para la construcción del gráfico de Pickett

En el desarrollo del procedimiento se usa la información de los curvas de R_t y ϕ de los pozos Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 3, Joropo 1, Camungo 1, Agualinda 1, tomadas frente a las zonas de interés, C1, C5, C7, Mirador, Cuervos y Guadalupe. El pozo Ojo de Tigre 3 resultó ser productor de agua sin embargo esta característica sirvió para mostrar el comportamiento en zonas netamente acuíferas.

- En un crossplot de Prizm, se grafica en Log-Log, los datos de las curvas (se selecciona intervalos con $S_w= 100\%$) de R_t vs ϕ_{efectiva} .
- Directamente de las herramientas de Prizm se selecciona la opción Pickett plot, e inmediatamente aparecen las líneas de saturación de 100%, 75%, 50% y 25%. Sobre la línea de $S_w= 100\%$ se buscan los puntos más suroccidentales del gráfico.
- Seleccionando los datos acuíferos desde el registro y desplazando la línea (azul en el gráfico) de saturación 100% agua hasta la selección se puede leer el valor de la pendiente (factor de cementación) calculado directamente por el software.
- Conociendo el valor de la pendiente e interceptándola con la línea de porosidad igual a 1 representa el valor aR_w .

A continuación en la figura 24 se muestra la aplicación del método en el pozo Ojo de Tigre 2ST en la formación Mirador. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 1A y las Figuras 1A, 2A, 3A y 4A del anexo A para los pozos Joropo y Agualinda correspondiente a las arenas del Carbonera 7 y Mirador.

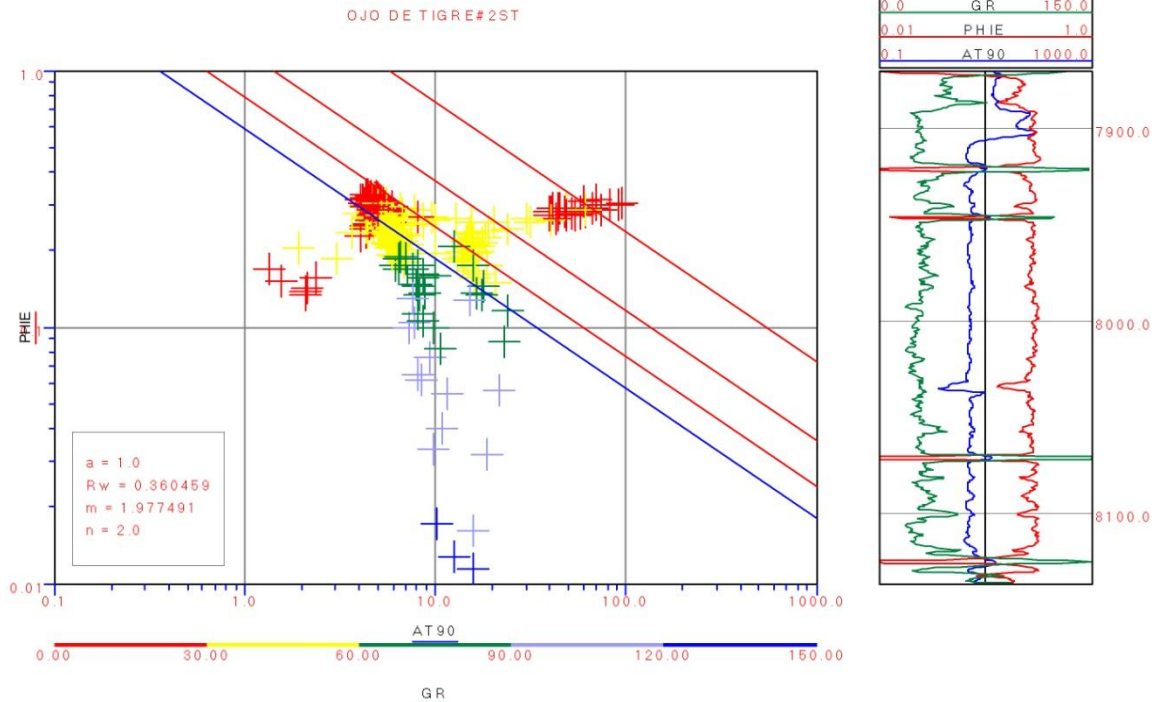


Figura 24. Aplicación del método de Pickett para determinar m y R_w en el pozo Ojo de Tigre 2ST.

14.10 CÁLCULO DEL FACTOR DE FORMACIÓN EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD MEDIANTE ARCHIE

El factor de formación es una constante de proporcionalidad que relaciona la resistividad de la salmuera que contiene. Es una función tanto de la porosidad como de la estructura y distribución de los poros. Archie relaciono el factor de formación con la porosidad y propuso la ecuación 3.

Según los resultados de la Figura 24 tenemos los siguientes valores para determinar el factor de formación en función de la porosidad

$$a = 1$$

$$m = 1.977$$

$$\phi_e = 0.294 \text{ a } 7897 \text{ ft}$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \text{ Ec. 3}$$

$$F = \frac{1}{0.294^{1.977}}$$

$$F = 11.248$$

Usando esta ecuación se determinó el factor de formación para cada una de las formaciones de interés. (Ver Tabla 2A del Anexo A)

14.11 DETERMINACIÓN DEL RW A PARTIR DE LA CURVA DEL SP.

Para hacer más fácil el desarrollo de este método se diseñó el procedimiento en macros de Visual Basic. Sin embargo a continuación se describirá el procedimiento y la muestra de cálculos a la profundidad de 7897 ft que se ha escogido para esto.

Determina la temperatura de formación, T_f : con el procedimiento del numeral 5.2

$$T_f(^{\circ}F) = 163.47^{\circ}F$$

Corregir R_{mf} a temperatura de formación, T_f : con el procedimiento del numeral 5.3

$$R_{mf2} = 0.673 \text{ Ohmm a } 163.47^{\circ}F$$

Se leyó a 7968 ft el valor del SSP en el perfil. En frente de zonas con espesor menor de 50 ft, se debió leer el SP y corregir por espesor de capa, para convertir el SP en SSP. Las capas de arenas de la formación mirador son de gran espesor lo cual mitiga la posibilidad de encontrar capas menores a 50 ft. Sin embargo se debe tener en cuenta la relación entre resistividades medidas por herramientas de investigación mediana, R_i , en la zona de transición y la resistividad del lodo, R_m , pues si esta es mayor a 5 se debe hacer corrección del SP. De esta forma se puede obtener valores confiables de las lecturas del SP.

Entonces cuando se cumplen las siguientes condiciones, $\frac{R_i}{R_m} > 5$ y $3 < h < 50$ (h esta dado en ft), se determina el factor de corrección, mediante la siguiente ecuación.

$$FCSP = \frac{\left\{ 4 \left(\frac{R_i}{R_m} + 2 \right) \right\}^{\frac{1}{3.65}} - 1.5}{h - \left\{ \frac{\left(\frac{R_i}{R_m} + 11 \right)}{0.65} \right\}^{\frac{1}{6.05}} - 0.1}$$

En el pozo Ojo de Tigre 2ST la herramienta de investigación de resistividad en la zona de transición a 7968 ft midió una $R_i = 5.258$ Ohm-m. y la resistividad del lodo

Rm = 0.948 Ohm-m corregida a temperatura de formación como se explicó en el numeral 5.3.1, es ahora importante para aplicar a esta condición.

$$\frac{5.258 \text{ Ohmm}}{0.948 \text{ Ohmm}} = 5.546$$

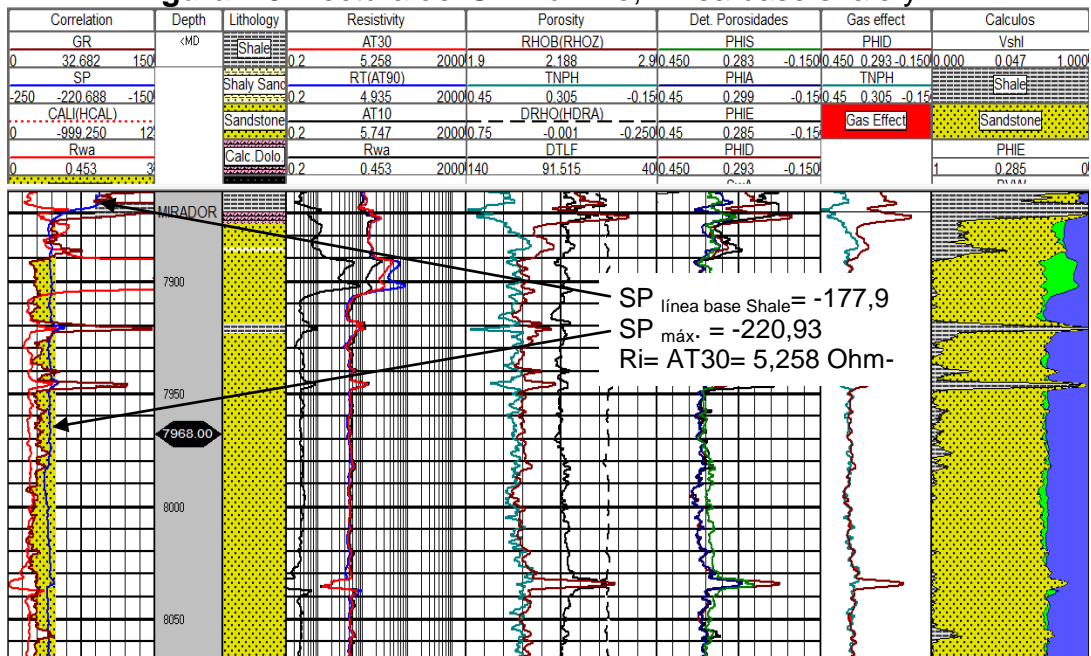
Por lo tanto la relación es mayor a 5 y se debe hacer corrección del SP, el espesor de capa comprende un espesor de 123 ft (7947 a 8070 ft, ver Figura 25). El procedimiento matemático se muestra a continuación:

$$FCSP = \frac{\{4(5.546 + 2)\}^{\frac{1}{3.65}} - 1.5}{123 \text{ ft} - \left\{\frac{(5.546+11)}{0.65}\right\}^{\frac{1}{6.05}} - 0.1} + 0.95$$

$$FCSP = 0.958$$

1. Corregir el SP máximo restándole el valor de la línea base shale (ver Figura 25) y luego convertir SP corregido en SSP, multiplicándolo por el factor de corrección.

Figura 25. Lectura del SP máximo, Línea base shale y Ri



$$SP_{corr} = SP_{max} - SP_{linea\ base}$$

$$SP_{corr} = -220.93 - (-177.9)$$

$$SP_{corr} = -43.03$$

$$SSP = SP_{corr} * FCSP$$

$$SSP = -43.03 * 0.958$$

$$SSP = -41.24$$

2. Determinar R_{we} mediante la siguiente ecuación empírica:

$$R_{we} = R_{mf} * 10^{\frac{SSP}{K}}$$

Dónde:

$R_{mfe} = R_{mf}$ a la temperatura de formación.

$K = (60 + 0.133 Tf)$, coeficiente para lodos a base NaCl

Cuando el agua de formación y el lodo contienen únicamente NaCl y además el lodo es dulce, es decir que contiene pocos iones ($R_{mf} > 0.1$ Ohmm) se asume R_{mfe} es igual a R_{mf} . La resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación fue determinada de la misma manera que en el numeral 5.3.2. El procedimiento matemático a seguir es el siguiente:

$$R_{we} = 0.673 \text{ Ohmm} * 10^{\frac{-41.03}{(60+0.133(163.47^{\circ}F))}}$$

$$R_{we} = 0.211 \text{ Ohmm} @ 163.47^{\circ}F$$

3. Determinar R_w a temperatura de formación mediante la siguiente ecuación:

$$R_w = \frac{R_{we} + 0.131 * 10^{\left(\frac{1}{\log \frac{Tf}{19.9}}\right)^{-2}}}{-0.5R_{we} + 10^{\left(\frac{0.0426}{\log \frac{Tf}{50.8}}\right)}}$$

$$R_w = \frac{0.211 \text{ Ohmm} + 0.131 * 10^{\left(\frac{1}{\log \frac{163.47^{\circ}F}{19.9}}\right)^{-2}}}{-0.5(0.211 \text{ Ohmm}) + 10^{\left(\frac{0.0426}{\log \frac{163.47^{\circ}F}{50.8}}\right)}}$$

$$R_w = 0.214 \text{ Ohmm} a 163.47^{\circ}F$$

El algoritmo del método analítico de Dresser Atlas, necesita la aplicación de largas ecuaciones lo cual lleva mucho tiempo resolverlo para las diferentes formaciones de los seis pozos. Para hacer más ágil la aplicación de este método se llevó el algoritmo a un código en macros de Visual Basic. En la figura 25 se observan los resultados mediante el código de la macro.

Tabla 16. Resultados para el pozo Ojo de Tigre 2ST del método de Dresser Atlas mediante código en Visual Basic.

OJO DE TIGRE 2ST					
VARIABLES	C5	C7	MIRADO R	CUERVO S	GUADALUP E
BHT °F	168	168	168	168	168
Ts °F	80	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	8400	8400	8400	8400	8400
∇G	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105
Prof. Leída- Ft	7446	7760	7968	8182	8275
Rm a BHT- Ohmm	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924
T (Rm)-°F	168	168	168	168	168
T (prof)-°F	158	161,29	163,47	165,71	166,69
Rm a T (prof), Ohmm	0,98	0,96	0,948	0,936	0,931
Rmf, Ohmm	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
T (Rmf) °F	85	85	85	85	85
Rmf (T prof), Ohmm	0,696	0,682	0,673	0,665	0,661
SP máx.	-191,43	-211,125	-220,93	-223,43	-229,25
Ri, Ohmm	13,19	13,19	5,258	6,26	8,206
h, ft	33	33	123	31	315
Ri/Rm	13,45	13,72	5,543	6,686	8,8144
SP base línea	-179,3	-177,9	-177,9	-177,9	-177,9
FCSP	1,0012	1,0017	0,958	0,989	0,9542
SP	-12,13	-33,22	-43,03	-45,53	-51,35
SSP	-12,14	-33,28	-41,24	-45,03	-48,99
K	81,01	81,45	81,74	82,04	82,16
Rw eq, Ohmm	0,493	0,266	0,2108	0,187	0,167
Rw , Ohmm	0,496	0,27	0,214	0,191	0,171

Los resultados para los demás pozos se puede observar en las tablas C, D, E, F y G

14.12 DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA A TRAVÉS DE LA ECUACIÓN DE ARCHIE

Mediante la ecuación 1 se puede determinar la saturación de agua en la roca, a continuación se describirá el procedimiento a seguir:

1. Se calcula el factor de formación, (ver procedimiento en el numeral 6.10)
2. Con el factor de formación, el valor determinado de la resistividad de agua mediante el método de Pickett Plot, la resistividad de la roca (lectura de la resistividad profunda) y el exponente de saturación el cual para rocas humectadas por agua usualmente es igual a 2.

Datos para la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST a 7897 ft:

$$F = 11.248$$

$$R_w = 0.36$$

$$R_t = 41.53 \text{ Ohmm a } 162.73^\circ\text{F} - 7897 \text{ ft}$$

$$n = 2$$

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \text{ Ec. 1}$$

$$S_w = \left(\frac{11.248 * 0.36}{41.53} \right)^{1/2}$$

$$S_w = 0.312 \text{ o } 31.2\%$$

La saturación de hidrocarburos es usualmente determinada por la ecuación 4:

$$S_h = 1 - S_w \text{ Ec. 4}$$

$$S_h = 1 - 0.312$$

$$S_h = 0.687$$

La saturación de agua en la zona lavada, S_{xo} , se calcula mediante la ecuación 2:

$$S_{xo} = \left(\frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} \text{ Ec. 2}$$

Datos para la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST a 7897 ft:

$$R_{mf} = 0.676 \text{ Ohmm a } 162.73^\circ\text{F} - 7897 \text{ ft}$$

$$R_{xo} = 14.154 \text{ Ohmm a } 162.73 \text{ }^{\circ}\text{F} - 7897 \text{ ft}$$

$$S_{xo} = \left(\frac{11.248 * 0.676 \text{ Ohmm}}{14.154 \text{ Ohmm}} \right)^{1/2}$$

$$S_{xo} = 0.537 \text{ o } 53.7\%$$

14.13 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA, BVW

Otro parámetro importante que se debe determinar en una evaluación petrofísica es el volumen total de agua o BVW (Bulk Volumen Water), el cual se determina mediante la siguiente ecuación:

$$BVW = \phi * S_w$$

Datos:

$$\phi = 0.292$$

$$S_w = 0.312$$

$$BVW = 0.292 * 0.312$$

$$BVW = 0.091$$

Determinando el BVW y graficando estos valores en una pista se puede leer a cualquier profundidad el volumen de agua total. Esto con el fin de determinar si un reservorio se encuentra a saturación irreducible. Si los valores de graficados de BVW, correspondientes a lecturas por encima de la zona de transición del contacto agua- aceite son constantes o más o menos constantes indica que el reservorio contiene agua a saturación irreducible.

En las Tablas H, I, J, K, L, M y N se muestran los resultados de S_w , S_{xo} , BVW, S_{wirr} , K, SOR, MOS de los pozos evaluados.

14.14 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A TRAVÉS DE LA ECUACIÓN EMPÍRICA DE TIXIER

La información obtenida con perfiles de pozo abierto permite mediante fórmulas empíricas estimar la permeabilidad de los reservorios, a condición de que estos se encuentren a saturación irreducible, S_{wirr} . El método más sencillo fue descrito por Tixier en la siguiente ecuación:

$$K = \left(\frac{250 \phi^3}{S_{wirr}} \right)^2$$

Procedimiento a seguir:

1. Se selecciona en el registro la zona que se encuentra a saturación irreducible y la porosidad efectiva. Con los cuales se determina la permeabilidad de la formación.
2. El procedimiento matemático se muestra a continuación:

Datos de la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST (7900 ft)

$$\begin{aligned}\phi_e &= 0,286 \\ S_{wirr} &= 0,313\end{aligned}$$

$$K = \left(\frac{250 (0,286)^3}{(0,313)} \right)^2$$

$$K = 387,6 \text{ md}$$

14.15 DETERMINACIÓN DEL SOR Y EL SOM

14.15.1 Saturación de aceite residual, SOR

$$SOR = 1 - S_{xo}$$

Datos

$$\begin{aligned}S_{xo} &= 0.537 \text{ o } 53.7\% \\ SOR &= 1 - 0.537 \\ SOR &= 0.463\end{aligned}$$

14.15.2 Saturación de aceite móvil, SOM

$$SOM = S_{xo} - S_w$$

Datos

$$\begin{aligned}S_{xo} &= 0.537 \text{ o } 53.7\% \\ S_w &= 0.312 \text{ o } 31,2\%\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}SOM &= 0.537 - 0.312 \\ SOR &= 0.225\end{aligned}$$

14.16 INTERPRETACIÓN CON BASE EN LOS RESULTADOS DE “PRIZM”

Los resultados mostraron que en las arenas superiores de la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST existe un gran potencial de hidrocarburos. Los parámetros encontrados son:

Espesor de la zona de interés: el intervalo de interés encontrado en la formación Mirador está entre 7870 y 7903 ft. El espesor neto de la arena almacenadora es de 33 ft

Porosidad efectiva en la zona de interés: la porosidad efectiva promedio de esta formación es de 28%.

Saturación de aceite en la zona de interés: la saturación de aceite en este intervalo es de 68%.

Saturación de agua en la zona de interés: la saturación de agua es del 32%.

Calculo del SOR: la saturación de aceite residual es de 17%.

Calculo del SOM: la saturación del aceite móvil es de 51%.

Calculo de las reservas recuperables del petróleo original en sitio, N_p .

$$N_p = \frac{7758 * A * h * \phi * Sh * FR}{Boi}$$

Datos:

$A = 105$ acres

$h = 33$ ft

$\phi = 28\%$

$Sh = 68\%$

$FR = 20\%$

$Boi = 1,03$ rbbl/STB

$$N_p = \frac{7758(105 \text{ acres} * 33 \text{ ft} * 0.28 * 0.68 * 0.2)}{1.03 \text{ rbbl/STB}}$$

$$N = 993.83 \text{ MSTB}$$

Determinación de la permeabilidad: la permeabilidad evaluada mediante la ecuación de Tixier en la formación Mirador es de 349.13 mD.

Gravedad API tomada de los resultados de las pruebas DST: el API del crudo es de 29.1°API

Las tablas I, J, K, L y M del Anexo A no muestran ninguna saturación importante de hidrocarburos por lo cual no se procedió a realizar los anteriores cálculos.

CONCLUSIONES

- A partir de la información de los pozos perforados en el área se definió una metodología práctica la cual consiste en la determinación de los parámetros roca- fluido como son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y resistividad de agua formación.
- Se realizó una correlación entre los pozos de los bloques contiguos Joropo y Jaguar, identificando mediante esta las arenas potencialmente almacenadoras. En la formación Carbonera se destacan los miembros de Carbonera 1, Carbonera 5 y Carbonera 7, las formaciones Mirador, Cuervos, Guadalupe, Gacheta y Ubaque. En la cuenca de los Llanos Orientales se reconoce el Miembro Carbonera 3 como arenas de gran potencial almacenador, sin embargo en esta zona no se depositaron paquetes arenosos limpios.
- En términos generales los valores determinados para la resistividad del agua de formación varía entre 1.4 y 0.2, encontrándose los valores más altos en las arenas superiores del Terciario y los más bajos en las arenas inferiores del cretáceo. Esta variación en la resistividad posiblemente se debe al influjo de aguas meteóricas que afectan las arenas del Terciario; para las arenas del Cretáceo existe una preservación del influjo de aguas meteóricas las cuales no lograron cambiar la concentración de sales.
- En términos generales los valores determinados para la resistividad del agua de formación varía entre 1.4 y 0.2, encontrándose los valores más altos en las arenas superiores del Terciario y los más bajos en las arenas inferiores del cretáceo. Esta variación en la resistividad posiblemente se debe al influjo de aguas meteóricas que afectan las arenas del Terciario; para las arenas del Cretáceo existe una preservación del influjo de aguas meteóricas las cuales no lograron disminuir la concentración de sales.
- En la aplicación de los diferentes métodos para determinar la resistividad de agua de formación, R_w , se seleccionaron los valores obtenidos mediante Pickett Plot pues estos se acercaron a los valores obtenidos de R_w mediante una prueba DST realizada a los pozos Joropo-1 y Ojo de Tigre 2ST.

- Es importante contar con información confiable, que únicamente es dada por las pruebas especiales realizadas a corazones para conocer los parámetros petrofísicos como son m , n , a , Φ , K , y R_w . Por esto recomienda en futuras perforaciones en esta área tomar corazones para hacer análisis y conocer las propiedades petrofísicas de las formaciones.
- Se determinó el exponente de cementación o parámetro “ m ” mediante el método de Pickett Plot, obteniendo valores similares a los recomendados por Archie en los estudios para arenas consolidadas. El exponente de cementación obtenido varía entre 1.8 y 2.2 dependiendo de las características de cada formación.
- Mediante los registros de pozo se determinó que el pozo Ojo de Tigre 2ST posee potencial de almacenamiento de hidrocarburos en las arenas superiores de la Formación Mirador en el intervalo 7870 - 7903 ft con un espesor neto de 33 ft, porosidad de 28%, saturación de hidrocarburo de 68% y una saturación de agua del 32%.
- El contacto agua aceite de la Formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST se encontró mediante la interpretación de los registros eléctricos a 7903 ft, por una notable caída en los valores de resistividad.
- Usando los parámetros petrofísicos de la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST se determinó las reservas recuperables, N_p , obteniendo 993.83 Mbbs, un valor muy similar indicado por la certificación de cálculo de reservas¹⁰ (1038 Mbbls).
- Para determinar la permeabilidad de las unidades arenosas se usó la ecuación de Tixier; el valor obtenido de 349 mD se comparó con la permeabilidad determinada a un corazón del pozo Ojo de tigre 2ST en esta zona la cual está en el rango de 105 mD y 310 mD.
- El objetivo principal del pozo Agualinda-1 fue alcanzar las arenas de la formación Mirador y como objetivos secundarios la Formación Carbonera y el Paleozoico, en las cuales no se presentaron importantes manifestaciones de hidrocarburos, solo se observó la presencia de metano en pequeñas

¹⁰ (Petrominerales, 2010, pág. 15)

cantidades, proveniente de los niveles de carbón. Estos resultados fueron confirmados identificando zonas de gas por el “efecto de gas” en los registros eléctricos.

- En esta área de los Llanos Orientales las estructuras a prospectar son de bajo relieve asociadas a fallas con saltos pequeños; la información sísmica 2D no permite definir con claridad la localización óptima para perforar un pozo exploratorio. Por esta razón se recomienda definir la perforación de los pozos con sísmica 3D. La sísmica 3D adquirida posteriormente a la perforación de Agualinda-1 muestra que su ubicación fue en una posición baja, por fuera de la estructura y se observó que existe un cierre estructural al sur del pozo Agualinda-1 con potencial de almacenar hidrocarburo.

BIBLIOGRAFIA

ASQUITH George, KRYGOWSKI Daniel. Basic Well Analysis. Tulsa- Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2004. p. 1-6, 22, 41-44.

BERNAL, Claudia Dohly y LOZANO, Leonardo. Determinación de la saturación de agua con base en la evaluación del exponente de cementación “m”, tortuosidad “a” y R_w en los nuevos descubrimientos de la cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Santa Fe de Bogotá. : Fundación Universidad América. Facultad de Ingeniería de petróleos, 1992. 161 p.

B.W WILSON, NANZ R.H. Sand Conditions as Indicated by The Self Potential Log. Houston- Texas, 1959. p. 5-13

CAMARGO PUERTO Jorge Arturo, Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Neiva-Huila, 2008. p. 48-54, 58-59, 97-98.

DEWAN John T. Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation. Tulsa- Oklahoma: PennWell Book Publishing Company, 1983. p 17-19, 49.

CRAIN E.R, The Log Analysis Handbook. Tulsa- Oklahoma: PennWell Publishing, 1986. p. 11,15-16, 229-232, 330.

GOMEZ RIVERO, Orlando. A practical method for determining cementation exponents and some other parameters as an aid in well log analysis. En: ONEPETRO, SPWLA. México D.F. Septiembre de 1976. 23 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION- NTC 1486, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización. Bogotá: 2008. 41 p.

MERCHAND, Guillermo. Manual básico para la interpretación de registros geofísicos de pozo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.169 p.

ANONIMO, Registros eléctricos. Internet:
(www.scribd.com/doc/20921479/registros-electricos)

ANONIMO, Registros Geofísicos. Internet: www.cedip.edu.mx/tomos/tomo06.pdf

ANEXO A

TABLAS Y FIGURAS

TABLAS DEL ANEXO A

Tabla. A Valores del parámetro "m" para formaciones arenosas.....	103
Tabla. B Valores de porosidad efectiva y factor de formación para las arenas de los pozos del Bloque Joropo y Jaguar	107
Tabla. C. Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Ojo de Tigre 3.....	109
Tabla. D Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Ojo de Tigre 1	110
Tabla. E Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Joropo-1.....	111
Tabla. F Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Camungo-1	112
Tabla. G Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Agualinda 1	113
Tabla. H Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 2ST.....	114
Tabla. I Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 3.....	114
Tabla. J Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 1.....	115
Tabla. K Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Joropo-1.....	115
Tabla. L Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Camungo 1	116
Tabla. M Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Agualinda 1	116

FIGURAS DEL ANEXO A

Figura. B Método grafico de Pickett Plot para el miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Agualinda.....	104
Figura. A. Método grafico de Pickett Plot para la formación Mirador del pozo Agualinda.....	104
Figura. D. Método grafico de Pickett Plot para la formación Mirador del pozo Joropo.....	105
Figura. C. Método grafico de Pickett Plot para el Miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Joropo	105
Figura. E Método grafico de Pickett Plot para el Miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Ojo de Tigre 2ST	106
Figura. F. CORRELACION ESTRATIGRAFICA	108

Tabla. A Valores del parámetro "m" para formaciones arenosas

FORMACIÓN	POZOS	OJO DE TIGRE 2ST		OJO DE TIGRE 3		OJO DE TIGRE 1		JOROPO-1		CAMUNGO 1		AGUALINDA 1	
		<i>a</i>	<i>m</i>	<i>Rw</i>	<i>m</i>	<i>Rw</i>	<i>m</i>	<i>Rw</i>	<i>m</i>	<i>Rw</i>	<i>m</i>	<i>Rw</i>	<i>m</i>
C1	1	1,898	1,387	1,772	1,324	2,059	1,016	1,82	1,038	1,904	1,252	1,878	1,231
C5	1	1,970	0,785	1,846	0,856	2,02	0,776	1,998	0,595	1,967	0,526	1,942	0,793
C7	1	2,065	0,559	1,93	0,593	2,133	0,357	2,043	0,442	2,04	0,271	2,076	0,682
Mirador	1	1,977	0,360	1,975	0,502	2,058	0,334	2,072	0,402	2,081	0,336	2,129	0,66
Cuervos	1	2,022	0,356	2,081	0,323	2,005	0,334	1,831	0,337	2,171	0,243	2,141	0,589
Guadalupe	1	2,123	0,286	2,096	0,329	2,098	0,356	2,074	0,305	2,198	0,281	2,126	0,587
Gacheta						2,102	0,333	2,114	0,411	2,175	0,275	2,183	0,464
Ubaque								2,101	0,301	2,161	0,281	2,11	0,472

POZO AGUALINDA

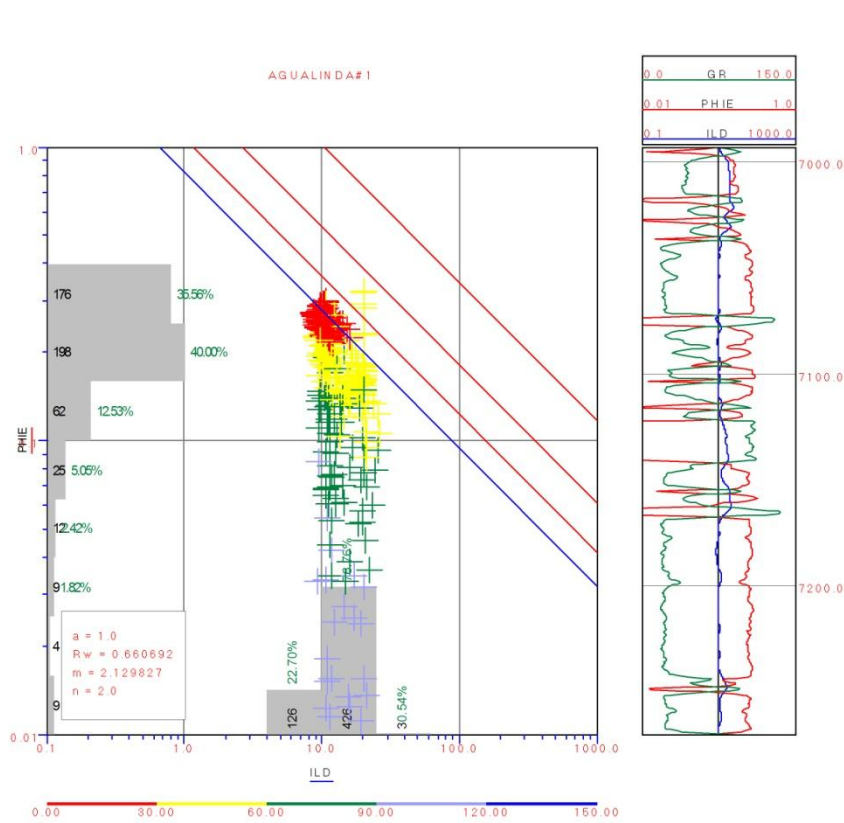


Figura. A. Método gráfico de Pickett Plot para la formación Mirador del pozo Agualinda

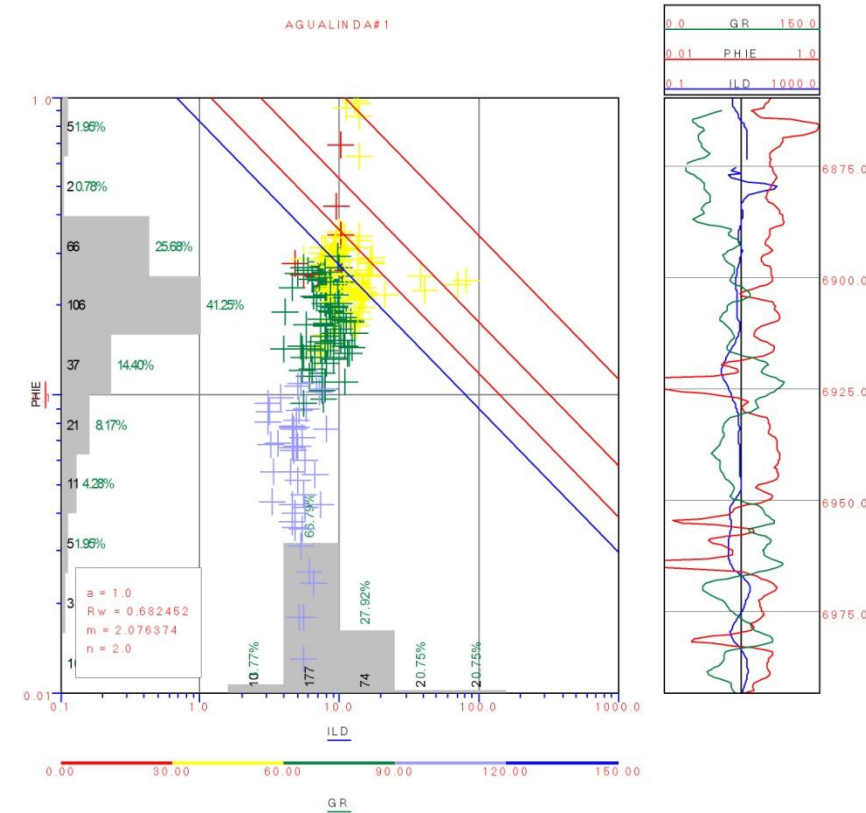


Figura. B Método gráfico de Pickett Plot para el miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Agualinda.

POZO JOROPO-1

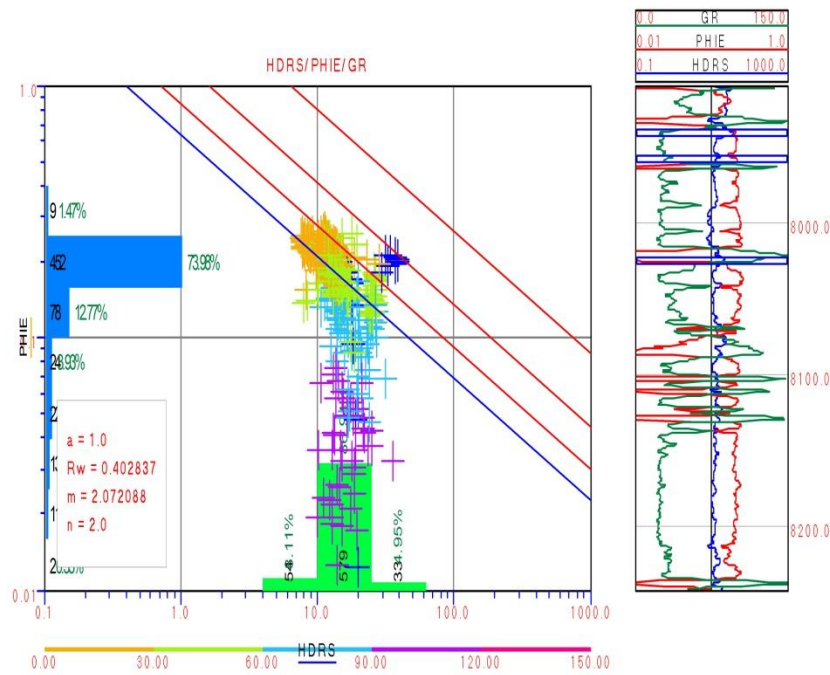


Figura. D. Método grafico de Pickett Plot para la formación Mirador del pozo Joropo

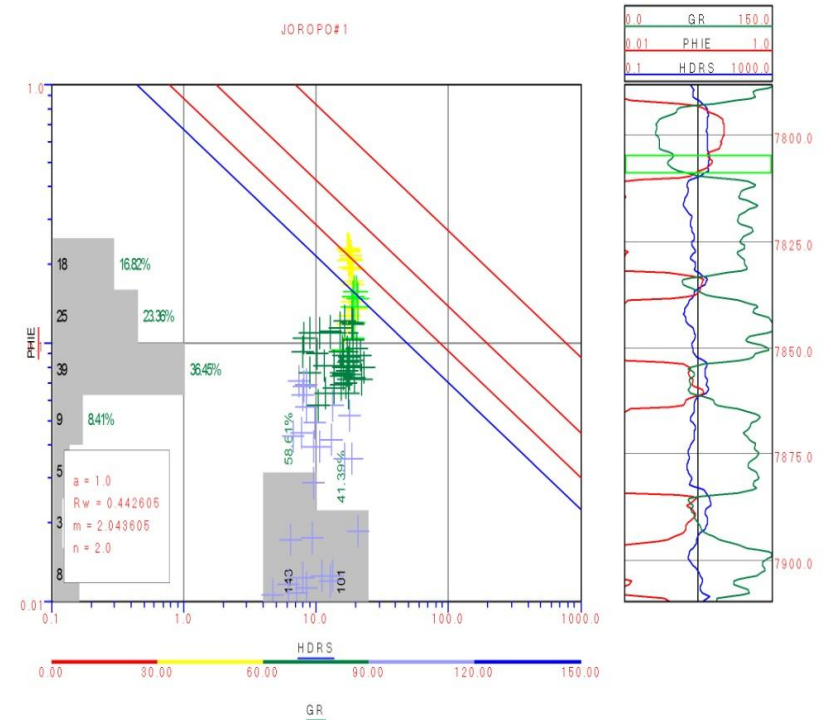


Figura. C. Método grafico de Pickett Plot para el Miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Joropo

POZO OJO DE TIGRE 2ST

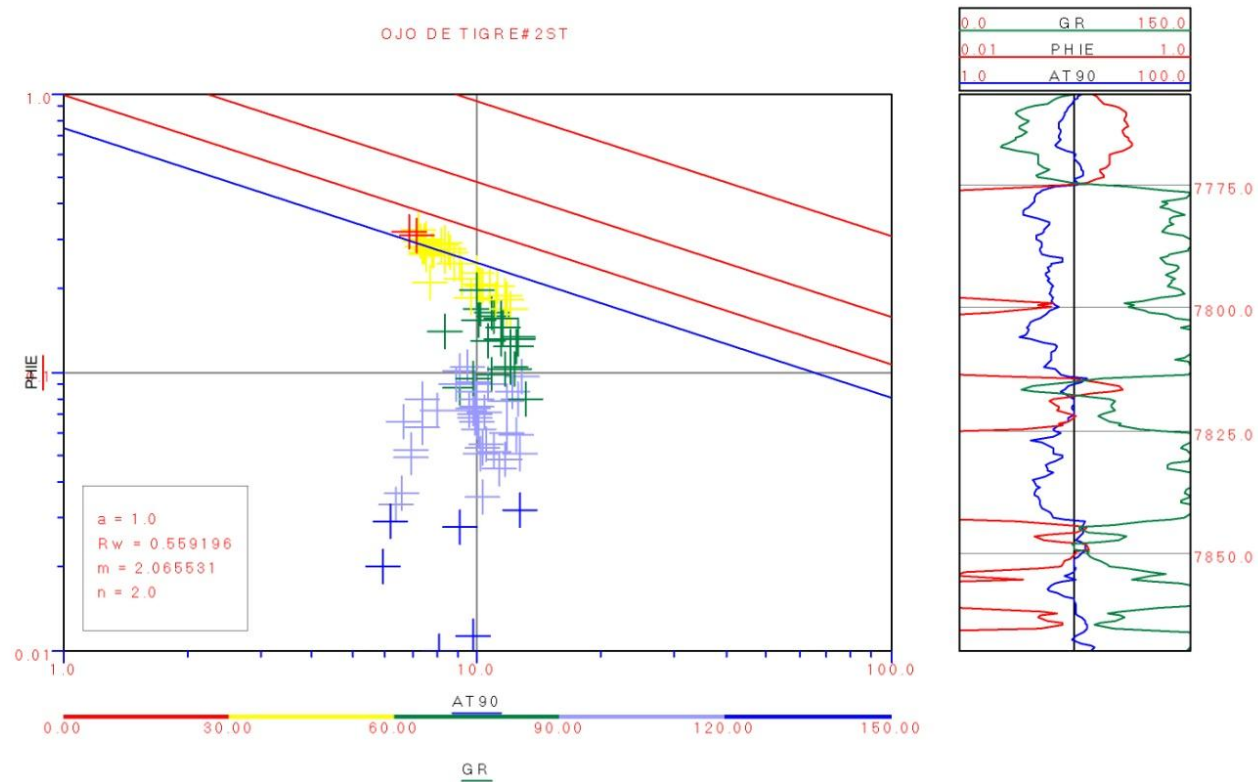


Figura. E Método gráfico de Pickett Plot para el Miembro C7 de la formación Carbonera del pozo Ojo de Tigre 2ST

Tabla. B Valores de porosidad efectiva y factor de formación para las arenas de los pozos del Bloque Joropo y Jaguar

Formación	OJO DE TIGRE 2ST		OJO DE TIGRE 3		OJO DE TIGRE 1		JOROPO-1		CAMUNGO 1		AGUALINDA 1	
	PHIE	F	PHIE	F	PHIE	F	PHIE	F	PHIE	F	PHIE	F
C1	0,283	10,978	0,268	10,312	0,281	13,649	0,229	14,625	0,285	10,914	0,261	12,461
C5	0,285	11,856	0,274	10,912	0,282	12,897	0,262	14,529	0,258	14,366	0,232	17,070
C7	0,274	14,489	0,268	12,697	0,273	15,946	0,225	21,062	0,261	15,490	0,249	17,926
Mirador	0,286	11,879	0,284	12,014	0,286	13,146	0,246	18,280	0,272	15,020	0,274	15,741
Cuervos	0,271	14,013	0,264	15,982	0,278	13,022	0,234	14,288	0,269	17,298	0,263	17,453
Guadalupe	0,234	21,835	0,234	20,995	0,271	15,475	0,232	20,700	0,274	17,212	0,252	18,734
Gacheta					0,283	14,202	0,274	15,438	0,289	14,878	0,282	15,853
Ubaque							0,201	29,106	0,262	18,074	0,263	16,745

Figura. F. CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA

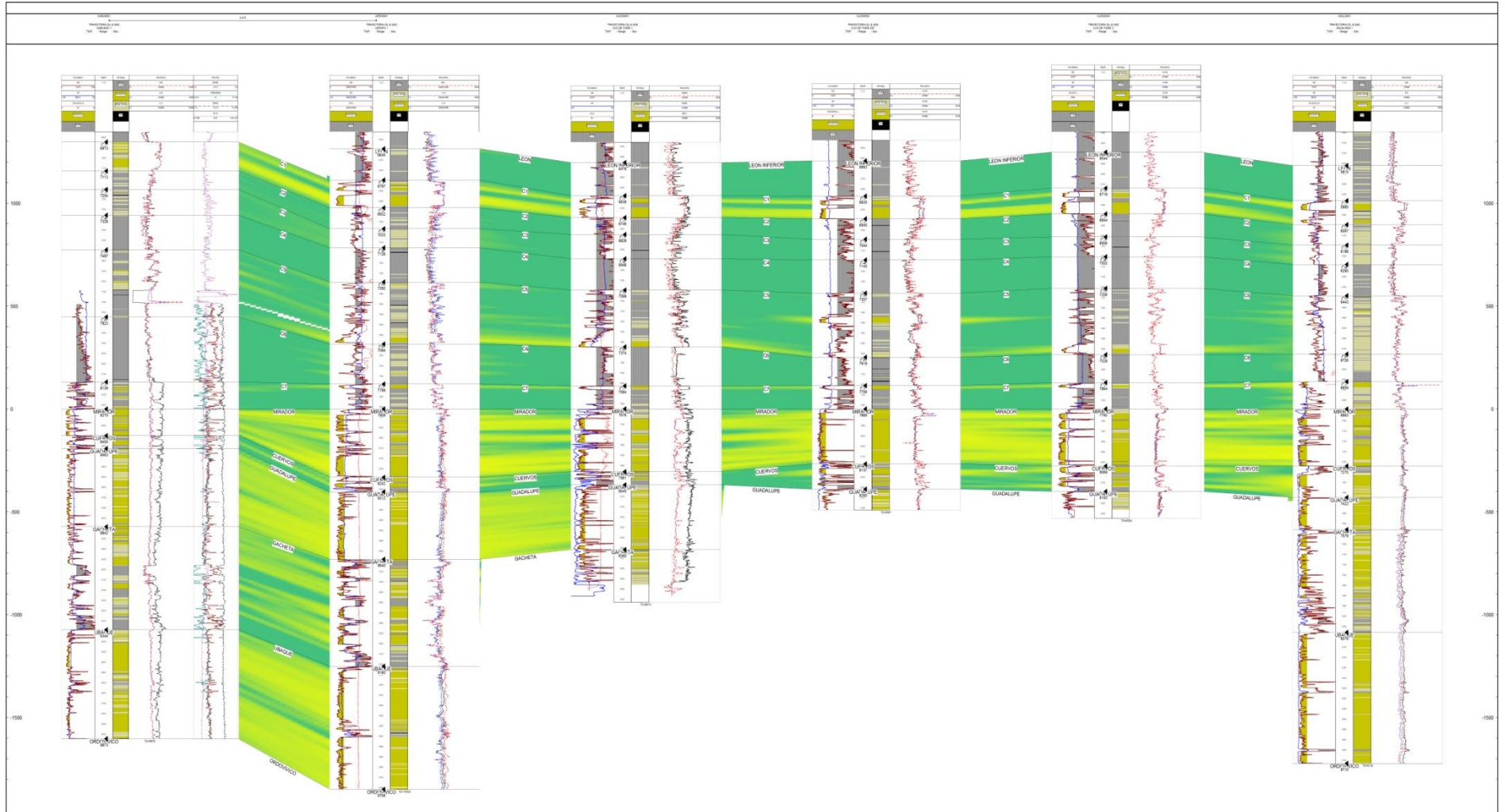


Tabla. C. Resultados de R_w a través del método de Dresser Atlas para el pozo Ojo de Tigre 3

OJO DE TIGRE 3				
VARIABLES	C7	MIRADOR	CUERVOS	GUADALUPE
BHT °F	170	170	170	170
Ts °F	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	8324	8324	8324	8324
∇G	0.0108	0,0108	0,0108	0,0108
Prof. Leída- Ft	7684	7830	8081	8221
Rm a BHT- Ohmm	1.94	1.94	1.94	1.94
T (Rm)-°F	90	90	90	90
T (prof)-°F	163,08	164,658	167,372	168,88
Rm a T (prof), Ohmm	1,105	1,095	1,078	1,068
Rmf, Ohmm	2,24	2,24	2,24	2,24
T (Rmf) °F	90	90	90	90
Rmf (T prof), Ohmm	1,276	1,264	1,244	1,234
SP máx.	-21,313	-33,563	-31,375	-30,938
Ri, Ohmm	8,507	6,41	5,548	10,541
h, ft	21	26,00	25	13
Ri/Rm	7,696	5,85	5,146	9,864
SP base línea	14,8	15,56	15,56	15,56
FCSP	1,013	0,99	0,9933	1,073
SP	-36,063	-49,13	-46,93	-46,498
SSP	-36,559	-48,84	-46,62	-49,909
K	81,689	81,90	82,26	82,461
Rw eq, Ohmm	0,455	0,320	0,337	0,306
Rw , Ohmm	0,459	0,324	0,341	0,31

Tabla. D Resultados de R_w a través del método de Dresser Atlas para el pozo Ojo de Tigre 1

OJO DE TIGRE 1				
VARIABLES	C7	MIRADOR	CUERVOS	GUADALUPE
BHT °F	170	170	170	170
Ts °F	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	8561	8561	8561	8561
∇G	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105
Prof. Leída- Ft	7577	7924	8013	8260
Rm a BHT- Ohmm	3,61	3,61	3,61	3,61
T (Rm)-°F	82	82	82	82
T (prof)-°F	159,655	163,303	164,23	166,835
Rm a T (prof), Ohmm	1,925	1,884	1,873	1,845
Rmf, Ohmm	4,54	4,54	4,54	4,54
T (Rmf) °F	80	80	80	80
Rmf (T prof), Ohmm	2,367	2,316	2,303	2,269
SP máx.	-60,547	-68,000	-70,8	-70,394
Ri, Ohmm	10,771	5,79	5,695	6,539
h, ft	17	65,00	10	64
Ri/Rm	5,594	5,59	3,039	3,039
SP base línea	0,263	-4,85	-4,85	-4,85
FCSP	1,018	1,00	1,044	1
SP	-60,81	-63,15	-65,95	-65,544
SSP	-61,95	-63,15	-68,85	-65,544
K	81,234	81,72	81,843	82,189
Rw eq, Ohmm	0,408	0,390	0,332	0,361
Rw , Ohmm	0,412	0,394	0,335	0,365

Tabla. E Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Joropo-1

JOROPO-1					
VARIABLES	C7	MIRADOR	CUERVOS	GUADALUPE	GACHETA
BHT °F	162	162	162	162	162
Ts °F	80	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	10400	10400	10400	10400	10400
∇G	0,0079	0,0079	0,0079	0,0079	0,0079
Prof. Leída- Ft	7803	8193	8288	8562	9032
Rm a BHT- Ohmm	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
T (Rm)-°F	83	83	83	83	83
T (prof)-°F	141,52	144,598	145,347	147,508	151,21
Rm a T (prof), Ohmm	1,573	1,541	1,534	1,512	1,477
Rmf, Ohmm	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
T (Rmf) °F	83	83	83	83	83
Rmf (T prof), Ohmm	1,694	1,66	1,652	1,629	1,591
SP máx.	37	10,000	25,4	5,356	-0,8
Ri, Ohmm	18,239	13,27	21,33	15,602	8,61
h, ft	16	102,00	18	328	42
Ri/Rm	11,588	8,61	13,902	10,313	5,828
SP base línea	80	80,00	80	80	80
FCSP	1,055	0,96	1,05	0,954	0,976
SP	-43	-70,00	-54,6	-74,644	-80,8
SSP	-45,369	-67,40	-57,35	-71,234	-78,9
K	78,822	79,23	79,331	79,618	80,111
Rw eq, Ohmm	0,45	0,234	0,312	0,207	0,164
Rw , Ohmm	0,454	0,238	0,316	0,211	0,168

Tabla. F Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Camungo-1

CAMUNGO-1						
VARIABLES	C7	MIRADOR	CUERVOS	GUADALUPE	GACHETA	UBAQUE
BHT °F	193	193	193	193	193	193
Ts °F	80	80	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	9978	9978	9978	9978	9978	9978
∇G	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113
Prof. Leída- Ft	8182	8287	8437	8714	9008	9483
Rm a BHT- Ohmm	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
T (Rm)-°F	83	83	83	83	83	83
T (prof)-°F	172,66	173,849	175,54	178,685	182,01	187,39
Rm a T (prof), Ohmm	1,4	1,391	1,37	1,355	1,331	1,294
Rmf, Ohmm	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
T (Rmf) °F	83	83	83	83	83	83
Rmf (T prof), Ohmm	1,651	1,64	1,624	1,597	1,569	1,525
SP máx.	-23,88	-33,270	-38,68	-32,16	-39,767	-49,051
Ri, Ohmm	4,121	4,77	4,32	4,3	3,809	4,943
h, ft	7	32,00	22	111	30	137
Ri/Rm	2,942	3,43	3,153	3,039	2,861	2,861
SP base línea	36	36,00	36	36	33	33
FCSP	1,095	0,98	0,988	1	0,976	1
SP	-59,883	-69,27	-74,68	-68,77	-72,76	-82,05
SSP	-65,595	-67,69	-73,85	-68,77	-71,07	-82,05
K	82,963	83,12	83,34	83,765	84,208	84,92
Rw eq, Ohmm	0,267	0,251	0,211	0,241	0,224	0,164
Rw , Ohmm	0,271	0,255	0,214	0,244	0,228	0,168

Tabla. G Resultados de Rw a través del método de Dresser Atlas para el pozo Agualinda 1

AGUALINDA- 1						
VARIABLES	C7	MIRADOR	CUERVOS	GUADALUPE	GACHETA	UBAQUE
BHT °F	176	176	176	176	176	176
Ts °F	80	80	80	80	80	80
Prof. Final - Ft	9100	9100	9100	9100	9100	9100
∇G	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105
Prof. Leída- Ft	6972	7047	7323	7488	7709	8136
Rm a BHT- Ohmm	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
T (Rm)-°F	176	176	176	176	176	176
T (prof)-°F	153,55	154,34	157,25	158,99	161,325	165,86
Rm a T (prof), Ohmm	1,28	1,281	1,259	1,245	1,228	1,196
Rmf, Ohmm	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
T (Rmf) °F	80	80	80	80	80	80
Rmf (T prof), Ohmm	1,488	1,481	1,454	1,439	1,419	1,382
SP máx.	-48,95	-75,650	-78,23	-74,46	-77,224	-74,075
Ri, Ohmm	13,29	11,55	10,202	10,534	12,584	11,353
h, ft	10	33,00	115	155	199	126
Ri/Rm	10,319	9,01	8,102	8,455	10,242	9,49
SP base línea	-17	-17,00	-17	-17	-17	-17
FCSP	1,122	0,99	0,9611	0,958	0,9571	0,96
SP	-31,95	-58,65	-63,231	-57,469	-60,224	-57,075
SSP	-35,86	-58,20	-58,848	-55,076	-57,641	-54,843
K	80,422	80,52	80,91	81,14	81,456	82,05
Rw eq, Ohmm	0,533	0,280	0,272	0,301	0,278	0,296
Rw , Ohmm	0,537	0,284	0,276	0,305	0,282	0,3

Tabla. H Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 2ST

OJO DE TIGRE 2ST									
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	Swirr	K md	SOR	MOS
C1	0,939	0,061	0,984	0,266	0,283	0,939	36,414	0,016	0,045
C5	0,771	0,229	0,886	0,220	0,285	0,771	56,343	0,114	0,115
C7	1,000	0,000	1,000	0,274	0,274	*	*	0,000	0,000
Mirador	0,313	0,687	0,829	0,090	0,286	0,313	349,130	0,171	0,516
Cuervos	0,818	0,182	1,000	0,222	0,271	0,818	36,999	0,000	0,182
Guadalupe	1,000	0,000	1,000	0,234	0,234	*	*	0,000	0,000

Tabla. I Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 3

OJO DE TIGRE 3							
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	SOR	MOS
C1	1	0	1	0,268	0,268	0	0
C5	1	0	1	0,274	0,274	0	0
C7	1	0	1	0,268	0,268	0	0
Mirador	1	0	1	0,284	0,284	0	0
Cuervos	1	0	1	0,264	0,264	0	0
Guadalupe	1	0	1	0,234	0,234	0	0

Tabla. J Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Ojo de Tigre 1

OJO DE TIGRE 1									
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	Swirr	K md	SOR	SOM
C1	0,798	0,202	0,938	0,224	0,281	0,798	48,318	0,062	0,140
C5	0,690	0,310	0,813	0,195	0,282	0,690	66,020	0,187	0,123
C7	0,751	0,249	0,898	0,205	0,273	0,751	45,875	0,102	0,147
Mirador	0,817	0,183	0,968	0,234	0,286	0,817	51,243	0,032	0,151
Cuervos	0,882	0,118	0,978	0,245	0,278	0,882	37,086	0,022	0,096
Guadalupe	1,000	0,000	1,000	0,271	0,271	*	*	0,000	0,000
Gacheta	1,000	0,000	1,000	0,283	0,283	*	*	0,000	0,000

Tabla. K Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Joropo-1

JOROPO-1									
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	Swirr	K md	SOR	SOM
C1	0,841	0,159	1,000	0,193	0,229	0,841	12,744	0,000	0,159
C5	0,717	0,283	1,000	0,188	0,262	0,717	39,323	0,000	0,283
C7	0,829	0,171	1,000	0,187	0,225	0,829	11,800	0,000	0,171
Mirador	0,892	0,108	1,000	0,219	0,246	0,892	17,408	0,000	0,108
Cuervos	0,809	0,191	1,000	0,189	0,234	0,809	15,678	0,000	0,191
Guadalupe	1,000	0,000	1,000	0,232	0,232	*	*	0,000	0,000
Gacheta	1,000	0,000	1,000	0,274	0,274	*	*	0,000	0,000
Ubaque	0,795	0,205	1,000	0,160	0,201	0,795	6,521	0,000	0,205

Tabla. L Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Camungo 1

CAMUNGO 1									
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	Swirr	K md	SOR	SOM
C1	0,825	0,175	1,000	0,235	0,285	0,825	49,209	0,000	0,175
C5	0,976	0,024	1,000	0,252	0,258	0,976	19,351	0,000	0,024
C7	1,000	0,000	1,000	0,261	0,261	*	*	0,000	0,000
Mirador	1,000	0,000	1,000	0,272	0,272	*	*	0,000	0,000
Cuervos	1,000	0,000	1,000	0,269	0,269	*	*	0,000	0,000
Guadalupe	1,000	0,000	1,000	0,274	0,274	*	*	0,000	0,000
Gacheta	1,000	0,000	1,000	0,289	0,289	*	*	0,000	0,000
Ubaque	1,000	0,000	1,000	0,262	0,262	*	*	0,000	0,000

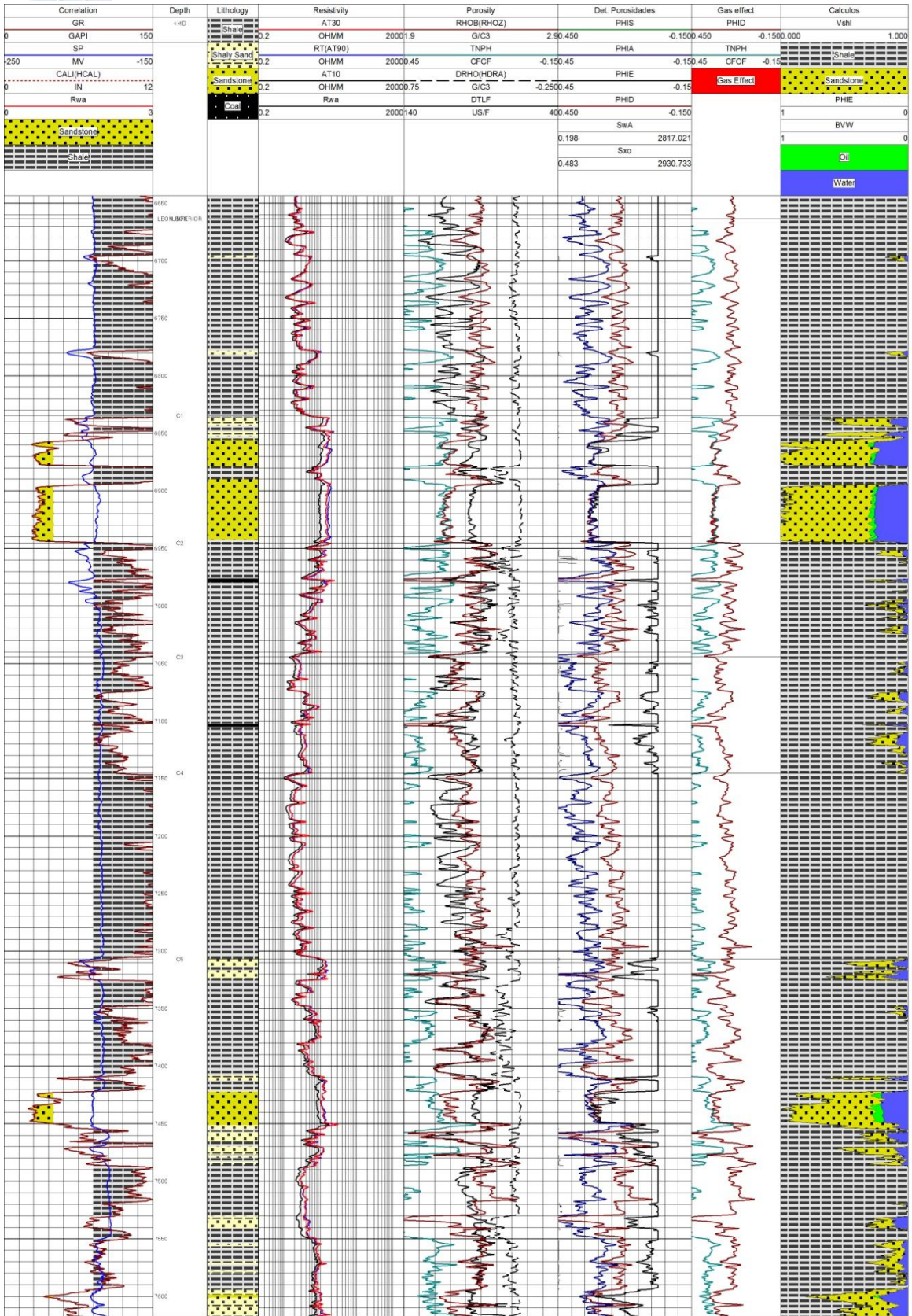
Tabla. M Determinación de la Sw, Sxo, BVW, Swirr, K, SOR, MOS para el pozo Agualinda 1

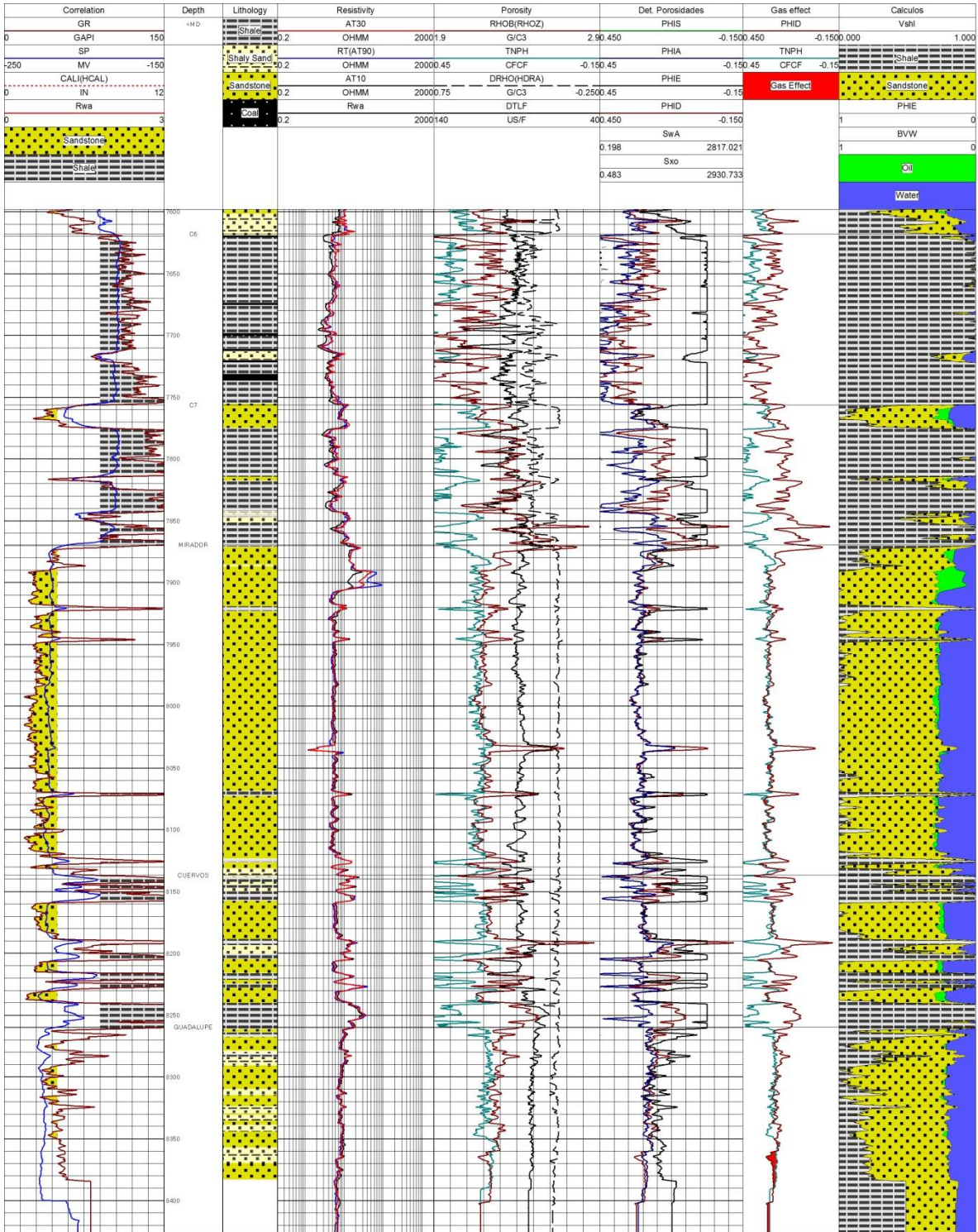
AGUALINDA 1									
Formación	Sw v/v decimal	Sh	Sxo	BVW	PHIE	Swirr	K md	SOR	SOM
C1	0,889	0,111	1,000	0,232	0,261	0,889	24,999	0,000	0,111
C5	0,777	0,223	1,000	0,180	0,232	0,777	16,142	0,000	0,223
C7	0,754	0,246	1,000	0,188	0,249	0,754	26,202	0,000	0,246
Mirador	0,949	0,051	1,000	0,260	0,274	0,949	29,366	0,000	0,051
Cuervos	1,000	0,000	1,000	0,263	0,263	*	*	0,000	0,000
Guadalupe	1,000	0,000	1,000	0,252	0,252	*	*	0,000	0,000
Gacheta	1,000	0,000	1,000	0,282	0,282	*	*	0,000	0,000
Ubaque	1,000	0,000	1,000	0,263	0,263	*	*	0,000	0,000

ANEXO B

REGISTRO ELECTRICO DEL POZO OJO DE TIGRE 2ST

OJO DE TIGRE 2ST





ANEXO C

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS UTILIZADOS EN LA METODOLOGÍA

Δt_c	Tiempo de viaje de onda compresional
Δt_f	Tiempo de viaje del fluido
Δt_{ma}	Tiempo de viaje de la matriz
Φ	Porosidad
Φ_e	Porosidad efectiva
Φ_D	Porosidad de densidad
Φ_s	Porosidad sónica
Φ_N	Porosidad neutrónica
∇G	Gradiente geotérmico
a	Constante de tortuosidad
BHT	Temperatura de fondo
BVW	Volumen total de agua
F	Factor de formación
GR	Perfil de rayos gamma
GR _{min}	Lectura de rayos gamma en frente de areniscas limpias
GR _{máx}	Lectura de rayos gamma en frente a shale
h	espesor de la capa o formación
IL _d	Inducción profunda
IL _m	Inducción mediana
K	Permeabilidad
LL	Lateroperfil
LL _d	Lateroperfil profundo
LL _s	Lateroperfil somero
m	Exponente de cementación
MOS	Saturación de aceite móvil (S_{xo-Sw})
n	exponente de saturación de agua
R	Resistividad
R _m	Resistividad del lodo
R _{mf}	Resistividad del filtrado de lodo
R _{mfe}	Resistividad equivalente del filtrado
R _o	Resistividad de la roca 100% saturada con agua



Rt	Resistividad verdadera
Rw	Resistividad del agua de formación
Rwa	Resistividad aparente del agua de formación
Rwe	Resistividad equivalente del agua de formación
Rxo	Resistividad de la zona lavada
SSP	Potencial espontaneo estático
SOR	Saturación residual de aceite (1- Sxo)
Sw	Saturación de agua
Sh	Saturación de hidrocarburo
Swirr	Saturación irreducible de agua
T _f	Temperatura de formación
Ts	Temperatura de superficie
Vsh	Volumen de shale