

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

Development of a Methodology for Well Drilled Logs Petrophysical Analysis in a Trajectories' Oil & Gas Block Exploration Adjacent to the Llanos Orientales Basin

Edgar Chajid Kairuz¹ Jorge Arturo Camargo Puerto² y Maria del Pilar Amaya Gómez³

Resumen

En este artículo se presenta 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 ubicado en el bloque adyacente Jaguar, pertenecientes a los Llanos Orientales de Colombia. 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 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 usaron los métodos de Pickett, perfil Rway Dresser Atlas para determinar su valor y establecer un criterio de comparación y selección.

Palabras clave: parámetros petrofísicos, evaluación de formaciones.

Abstract

This article presents the develop of a methodology to evaluate the petrophysical parameters for Joropo-1, Ojo de Tigre 1, Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 3 y Camungo-1 Wells, located at the Joropo Block, and Agualinda Well, located the Jaguar Block, both blocks are located in the Llanos Orientales basin . This methodology promotes the application of reliable methods to evaluate formations, leaning on the use of Halliburton's Geographix Discovery platform.

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 this parameters, were used the methods of Pickett, profile Rwa and Dresser to fulfill this purpose to determine its value and to establish comparison-selection criteria.

Key words: petrophysical parameter, formations evaluate.

¹ Geólogo, Gerente de Exploración, Trayectoria Oil&Gas-Bogotá. Calle 113N°7-21. echajid@trayectoriaoilgas.com
² Ingeniero Geólogo, Docente Universidad Surcolombiana Neiva. Avenida Pastrana-Carrera 1a. jomargo@usco.edu.co
³ Ingeniero de Petróleos, Universidad Surcolombiana-Neiva. Avenida Pastrana -Carrera 1a. operaciones@trayectoriaoilgas.com

1. 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.

En este artículo se presenta el desarrollo de una metodología que tiene como objetivos; describir la identificación de las zonas potencialmente almacenadoras mediante el análisis y calcular los parámetros petrofísicos usando los registros de pozo. Para determinar la resistividad del agua de formación, variable dependiente para calcular la saturación de agua, se utilizaron métodos muy reconocidos en la interpretación de perfiles como son: *Pickett*, perfil *Rwa* y *Dresser Atlas* (Asquith, George. 2004).

La herramienta para aplicar la metodología desarrollada será *GeoGraphix* 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. Además permite 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*). Otra herramienta usada de esta plataforma fue "*XSection*", la cual permite al intérprete crear, editar, visualizar e imprimir secciones estratigráficas transversales (*Cross Sections*). En "*Xsection*" se pueden definir "*Cross Section*" de tipo estratigráfico y estructural usando la base de datos de los pozos creada con las herramientas "*Wellbase*" y "*Prizm*"

2. 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" (Bateman, 1991) se propone llevar las siguientes etapas para el desarrollo de la metodología:

2.1 Recopilación de Información: 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. Así que los primeros pasos de esta metodología corresponden a la selección estudio de la información generada por las diferentes disciplinas involucradas en la perforación de los pozos adyacentes al bloque exploratorio de Trayectoria Oil & Gas. Es necesario alimentar la herramienta "*Wellbase*" con esta información para obtener resultados óptimos y acertados en la interpretación. A continuación se hace un recuento de la información básica necesaria para llevar a cabo la evaluación:

- Localización del área de estudio
- Información sísmica del área de estudio
- Estructura del área de estudio
- Estudio de los pruebas de depresión, *DST*, realizadas en los pozos.
- Información de las pruebas realizadas a las muestras de corazones recobrados. Información litológica de ripios y manifestaciones de aceite y gas.
- Datos de producción de los pozos.
- Perfiles de pozo abierto

2.2 Control de Calidad de los Registros: antes de iniciar la interpretación de la información obtenida a través de los registros se debe efectuar un control de calidad para asegurar que los datos sean correctos. Este control de calidad consiste en la inspección visual del registro, especialmente de la sección donde se hará la interpretación. Mediante los siguientes pasos se debe iniciar el control calidad:

- Selección de los registros de pozo a cargar
- Carga de información

Ajuste de las escalas de las curvas cargadas.
 Control de profundidad de las curvas
 Verificación de la sección repetida de los registros

2.3 Identificación y Descripción de la Litoestratigrafía: algunas herramientas de registros responden de manera diferentes a las diversas litologías tales como la herramienta de rayos gamma, GR, y el potencial espontáneo, SP. Una baja lectura en la curva de GR y del SP indica presencia de arenas; mientras que uno alto indica contenido de arcillas (Nanz y Wilson, 1956). Usando estas curvas se puede obtener la siguiente información:

Descripción de la litoestratigrafía del área
 Identificación de toques y bases de las formaciones encontradas en los pozos perforados
 Integración de los pozos mediante una correlación, usando la herramienta "Xsection"

2.4 Cálculos Petrofísicos: usando la herramienta "Prizm" de la plataforma de Geographix, se seleccionaron las ecuaciones necesarias para realizar los cálculos petrofísicos del conjunto roca-fluido. El orden en el cual se hacen los cálculos son los siguientes:

Cálculo del gradiente geotérmico, ∇G : la siguiente ecuación (Camargo, 2008) ayuda a observar la variación de la temperatura a medida que se va profundizando el pozo. Este es usado en el cálculo de la resistividad del lodo y del filtrado en función de la variación de la temperatura.

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

Dónde:

BHT = temperatura del fondo de pozo, 168°F

Ts = temperatura de superficie, 80°F

TD = profundidad total del pozo, 8400 ft

Cálculo de la temperatura de formación, T_{fm} : Conociendo el gradiente geotérmico se puede calcular la temperatura de formación a cualquier profundidad de interés en un pozo, mediante la siguiente ecuación (Camargo, 2008):

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

Cálculo de la resistividad del lodo y del filtrado: el valor de la resistividad de lodo y del filtrado es tomada de los registros, sin embargo es necesario determinarla en función de la temperatura de formación. A continuación se muestran las ecuaciones necesarias para realizar los cálculos respectivos (Camargo, 2008):

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

Rm2 = resistividad del lodo a temperatura de formación, Ohmm

Rm1 = resistividad del lodo a temperatura de laboratorio, Ohmm

T1 = temperatura de laboratorio, °F

T2 = temperatura de formación, °F

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

Rmf2 = resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación, Ohmm

Rmf1 = resistividad del filtrado de lodo a temperatura de laboratorio, Ohmm

Cálculo de la porosidad de densidad, PIHD: Como la matriz principal son las arenas se usa la densidad de estas para realizar los cálculos. Para calcular la porosidad de densidad se utiliza la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Dónde:

$$\rho_{ma} = 2.68 \text{ g/cm}^3$$

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

$$\rho_b = \text{densidad total, lectura del registro, g/cm}^3$$

Cálculo de la porosidad promedio, PHIA: Está definida como el promedio entre la porosidad densidad y la porosidad neutrónica; la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008) se determina, con el fin de calcular la porosidad efectiva de la formación.

$$\phi_A = \frac{[(\phi)]_D + \phi_N}{2}$$

Dónde:

$$\phi_N = \text{Lectura de la curva porosidad neutron}$$

Cálculo de la porosidad sónica, PHIS: La porosidad sónica puede ser calculada a través de la siguiente ecuación (Geographix - Prizm, 2008), una expresión empírica desarrollada por M.R.J. Wyllie para areniscas consolidadas y compactas especial para determinar la porosidad:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}}$$

$$\Delta t_{matriz} = \text{tiempo de transito en areniscas, } 53 \frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}}$$

$$\Delta t_{log} = \text{lectura del perfil sónico, } 86 \frac{433 \mu\text{seg}}{\text{ft}}$$

$$\Delta t_{fluido} = \text{se toma un valor de } 189 \frac{\mu\text{s}}{\text{ft}}$$

Cálculo del volumen de shale, Vsh, a través de la curva GR: 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 (Crain, 1986). Para los cálculos se usara la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

$$Vsh = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dónde:

Vsh = índice de rayos gamma

GRLOG = 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

Cálculo de la porosidad efectiva de la formación, PHIE: Para calcular la porosidad efectiva de la formación de interés se usa el cálculo del volumen de shale anteriormente hallado y la siguiente ecuación (Geographix- Prizm, 2008):

$$\phi_e = \phi_A (1 - Vsh)$$

Aplicación del Método del perfil Rwa: se determina Rwa en los tramos analizados (Sw=100%) mediante la ecuación que se describe a continuación (Geographix-Prizm, 2008). Las zonas con menor Rwa podrá ser tomado como Rw del agua de formación.

$$Rwa = \frac{Rt (\phi_e^m)}{a}$$

Rt = lectura de la resistividad profunda o real de la formación

m = exponente de cementación

a = factor de tortuosidad

Determinación de la resistividad del agua de formación, Rw, 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, Rt, es función de la porosidad, ϕ , de la saturación de agua, Sw, y del factor de cementación, m. En zonas acuíferas Sw= 100% se tiene la siguiente ecuación (Camargo, 2008):

$$\text{Log}(Rt) = -m \log(\phi) + \log(aRw)$$

La ecuación es graficada como una expresión de tendencia lineal en la cual su pendiente indica el exponente de cementación "m" y el corte con el eje Y es la Rw.

Cálculo del factor de formación: para este cálculo se usan los valores correspondientes a cada formación, como, porosidad efectiva, exponente de cementación. Con la siguiente ecuación se determinó el factor de formación de las arenas identificadas en los pozos (Geographix-Prizm, 2008). :

$$F = \left(\frac{a}{\phi m} \right)$$

Determinación de Rw a través de la curva SP (Asquith, 2004): también conocido como método de Dresser Atlas, el procedimiento se describe a continuación:

Determinar temperatura de formación

Determinar factor de corrección, FCSP, para el SP si es

necesario. Corregir SP a SSP con el FCSP

Determinar resistividad de agua equivalente,

Rwe Determinar Rw.

Cálculo de la saturación de agua en la zona virgen y lavada, mediante la ecuación de Archie: Esta ecuación puede ser usada para determinar si la producción de hidrocarburo es probable, y para calcular el volumen de aceite el cual determina el tamaño del reservorio. Todos los métodos de interpretación que involucran variables de resistividad se derivan de esta ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

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

F = factor de formación

R_w = resistividad del agua de formación

R_t = resistividad de la formación

n = exponente de saturación de agua

Para la zona lavada la anterior ecuación se transforma en (Geographix-Prizm, 2008):

$$S_{XO} = \left(\frac{F R_{mf}}{R_{XO}} \right)^{1/n}$$

Determinación de la permeabilidad a través de la ecuación empírica de Tixier: Para determinar la permeabilidad se usara la siguiente ecuación empíricas de Tixier (Geographix-Prizm, 2008).

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

Dónde:

K = permeabilidad, md

S_{wirr} = saturación de agua irreducible

Φ_e = porosidad efectiva

Cálculo del volumen total de agua, BVW: este volumen se expresa como el producto de la saturación de agua y la porosidad, con la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

$$BVW = \phi_e * S_w$$

El Cálculo del volumen total de agua en la zona lavada, BVW_{xo}, se deriva de la anterior ecuación, en la siguiente (Geographix-Prizm, 2008):

$$BVW_{XO} = \phi_e * S_{XO}$$

Saturación de aceite en la zona de interés: La saturación de hidrocarburos es usualmente determinada por la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

$$S_h = 1 - S_w$$

Cálculo de la saturación residual de aceite, SOR: determinando este valor se sabe la saturación de aceite que quedó en el yacimiento, especialmente en la zona barrida, después del proceso de desplazamiento. La ecuación necesaria para determinarla es la siguiente (Geographix-Prizm, 2008):

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

Cálculo de la saturación de aceite movable, SOM: la diferencia entre la saturación de la zona virgen y la saturación de la zona lavada define la saturación movable de hidrocarburo. Es expresada mediante la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

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

Petróleo original en sitio, N: el volumen original de petróleo existente en la formación se puede calcular con la siguiente ecuación (Geographix-Prizm, 2008):

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

Dónde:

N=PetróleoOriginal en sitio BY

A=área de drene en acres

h= espesor del reservorio en ft

ϕ =porosidad efectiva, en fracción

Sh=saturación de hidrocarburo

FR= factor de recobro

Boi= factor volumétrico de aceite BY/BN

Interpretación con Base en los resultados de ¹¹Prizm¹¹: cargando los registros en “Prizm” y aplicando los anteriores pasos de cálculo en el editor de ecuaciones de esta plataforma fue posible obtener la resistividad de agua de formación, R_w , la porosidad efectiva, así como el factor de cementación y de formación para evaluar la saturación de agua, S_w , por medio de la fórmula de Archie. Finalmente conociendo la S_w es posible determinar la saturación de hidrocarburos, S_h . En el numeral 3 se pueden observar las tablas de resultados de todos los pozos analizados.

3. Resultados

Los resultados mostraron que en las arenas superiores de la formación Mirador del pozo Ojo de Tigre 2ST existe un gran potencial de hidrocarburos. Las características del sistema roca-fluido encontradas fueron las siguientes:

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 33ft

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 móviles de 51%.

Calculo del petróleo original en sitio, N. usando la ecuación que se describe en el numeral 2.4.10, se calculan las reservas probadas de hidrocarburo en el yacimiento.

Datos:

$$A = 105 \text{ acres}$$

$$h = 33 \text{ ft}$$

$$\phi = 28\%$$

$$Sh = 68\%$$

$$FR = 20\%$$

$$Boi = 1,03 \frac{\text{rbbl}}{\text{bbl}}$$

$$N = (7758 (105 \text{ acres} * 33\text{ft} * 0.28 * 0.68 * 0.2) / (1.03 \text{ rbbllbbl}) = 993.83 \text{ Mbbls}$$

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

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 Ano muestran ninguna saturación importante de hidrocarburos por lo cual no se procedió a realizar los anteriores cálculos.

3.1 Resultados de Rw mediante los 3 métodos usados.

A continuación se presentan en las tablas 1 y 2 los resultados obtenidos mediante los tres métodos descritos anteriormente para la determinación de la Resistividad de agua de formación, Rwa. El criterio de selección y comparación se realizó junto con los resultados de Rw de los fluidos tomados desde la formación mediante las pruebas de presión ejecutadas a los pozos Ojo de Tigre 2STy Joropo-1.

Los resultados más acertados fueron los del método de Pickett, no solo por el criterio de comparación con las pruebas DST sino también porque este método permite determinar el factor de cementación de la roca.

Tabla 1 Valores de Rw obtenidos mediante la aplicación de los 3 métodos, para los pozos Ojo de Tigre 2ST, Ojo de Tigre 3 y Ojo de Tigre 1.

FORMACIÓN	OJO DE TIGRE 2ST			OJO DE TIGRE 3			OJO DE TIGRE 1		
	Método Rwa	Rw del SP	Método de Pickett	Método Rwa	Rw del SP	Método de Pickett	Método Rwa	Rw del SP	Metodo de Pickett
C1	1.36	Anomalía	1,387	1.22	Anomalía	1,324	1.26	Anomalía	1,016
C5	0.737	0,496	0,785	0.83	Anomalía	0,856	0.787	Anomalía	0,776
C7	0.383	0,27	0,559	0.375	0,459	0,593	0.49	0,412	0,357
Mirador	0.327	0,214	0,36	0.348	0,324	0,502	0.353	0,394	0,334
Cuervos	0.411	0,191	0,356	0.455	0,341	0,323	0.422	0,335	0,334
Guadalupe	0.345	0,171	0,286	0.475	0,31	0,329	0.312	0,365	0,356
Gacheta	-	-	-	-	-	-	0.416	-	0,333

Tabla 2. Valores de Rw obtenidos mediante la aplicación de los 3 métodos, para los pozos Joropo-1, Camungo-1 y Agualinda.

FORMACIÓN	JOROPO-1			CAMUNGO-1			AGUALINDA-1		
	Método Rwa	Rw del SP	Método de Pickett	Método Rwa	Rw del SP	Método de Pickett	Método Rwa	Rw del SP	Metodo de Pickett
C1	1.065	Anomalía	1,038	1.246	Anomalía	1,252	1.285	Anomalía	1,231
C5	0.62	Anomalía	0,595	0.79	Anomalía	0,526	0.602	Anomalía	0,793
C7	0.384	0,454	0,442	0.362	0,271	0,271	0.767	0,537	0,682
Mirador	0.406	0,238	0,402	0.372	0,255	0,336	0.653	0,284	0,66
Cuervos	0.454	0,316	0,337	0.437	0,214	0,243	0.582	0,276	0,589
Guadalupe	0.475	0,211	0,305	0.348	0,244	0,281	0.565	0,305	0,587
Gacheta	0.463	0,168	0,411	0.343	0,228	0,275	0.586	0,282	0,464
Ubaque	0.435		0,301	0.339	0,168	0,281	0.466	0,3	0,472

3.2 Resultados del exponente de cementación determinado mediante el método gráfico de Pickett

La evaluación del exponente de cementación "m" se ajustó al propuesto en los estudios de Archie (Gómez Rivero, 1976) para areniscas consolidadas el cual se considera igual a 2.15. En la Tabla 3 se pueden observar los resultados obtenidos mediante el método Grafico de Pickett Plot.

Tabla 3. Resultados del exponente de cementación para los pozos de los bloques Joropo y Jaguar

FORMACIÓN	Factor de tortuosidad	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>m</i>	<i>m</i>	<i>m</i>	<i>m</i>	<i>m</i>
C1	1	1,898	1,772	2,059	1,82	1,904	1,878
C5	1	1,97	1,846	2,02	1,998	1,967	1,942
C7	1	2,065	1,93	2,133	2,043	2,04	2,076
Mirador	1	1,977	1,975	2,058	2,072	2,081	2,129
Cuervos	1	2,022	2,081	2,005	1,831	2,171	2,141
Guadalupe	1	2,123	2,096	2,098	2,074	2,198	2,126
Gacheta				2,102	2,114	2,175	2,183
Ubaque					2,101	2,161	2,11

La figura 1. Es una típica representación del método gráfico de Pickett, usando los valores de la resistividad profunda (AT 90) en el eje "X", la porosidad efectiva (PHIE) de la roca en el eje "Y" y los valores de la curva de GR en el eje "Z" (los puntos se colorean según el rango de valores del GR). Los puntos que se encuentran por debajo de la línea azul indican que la roca está 100% saturada de agua; las líneas rojas representan saturación de agua igual a 75%, 50% y 25% respectivamente. Por lo tanto la última línea que incluye los puntos más noroccidentales indica que en la roca se tiene una saturación del 75% de hidrocarburo o un 25% agua.

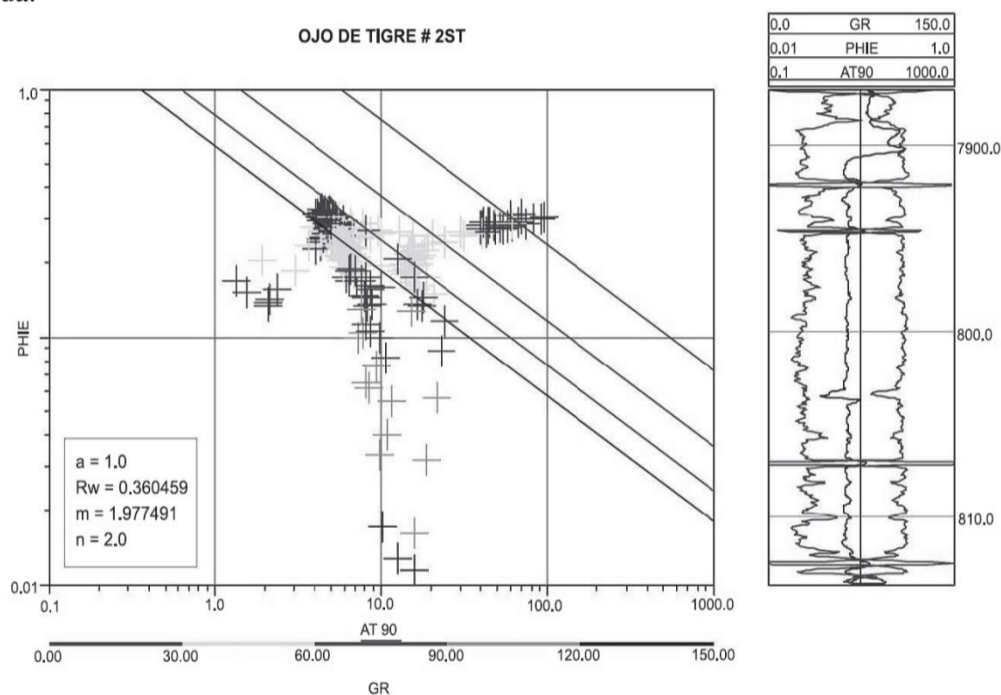


Figura. 1 Aplicación del método gráfico de Pickett para determinar R_w y m

3.3 Resultados de la porosidad efectiva y el factor de formación para los pozos de los bloques Joropo y Jaguar.

La porosidad efectiva se calculó para las formaciones arenosas identificadas en los pozos del Bloque Joropo y Jaguar, mediante la ecuación 1. Obteniendo los valores de la tabla 4.

Tabla 4. Valores determinados para la porosidad efectiva y factor de formación

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

3.2 Resultados de la saturación de fluidos, volumen de agua y permeabilidad para el pozo Ojo de Tigre 2ST.

Estos resultados son los más importantes en la interpretación pues revelan la presencia de hidrocarburo en la roca, mediante la saturación (Sw, So), así como la propiedad que tiene la roca para dejar que los fluidos fluyan fácilmente a través de sus poros lo que se conoce como permeabilidad, K.

En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos en la interpretación para el pozo Ojo de Tigre 2ST, con estos resultados se identificó la formación Mirador como almacenadora de hidrocarburo, pues la saturación de este fluido en esta zona es de 68.7%, un valor que claramente muestra que puede producir hidrocarburo en forma comercial. Igualmente los valores de permeabilidad en esta formación fueron los más altos de los intervalos arenosos analizados, lo cual permitiría una mejor producción.

Tabla 5. Valores de Sw, Sh, Sxo, BVW, K, SOR, MOS

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

4. 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 determinó el exponente de cementación o parámetro "m" mediante el método de Pickett Plot. El exponente de cementación varía entre 1.8y 2.2 dependiendo de las características de cada formación.

Mediante los registros eléctricos 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 y 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 a 7903 ft, por un notable cambio en los valores de resistividad.

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.

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 105mDy 310mD.

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 , $e^{>}$, 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.

En esta área de los llanos la estructura a prospectar son debajo relieve asociadas a fallas con pocos altos; 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 aún existe un cierre estructural a sur del pozo Agualinda-1 con potencial de almacenar hidrocarburo.

5. Referencias Bibliográficas

1. Asquith G., Krygowski O., 2004. Basic Well Analysis. Series, N°.16. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa- Oklahoma p. 1-6, 22,41-44.
2. Bateman R.M. 1991. Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation. Vol.1, Halliburton Logging Services, Houston- Texas. Capítulo 24 p. 7-24, Capítulo 25 p. 1- 13, Capítulo 31 p. 1-6.
3. Camargo J.A., 2008 Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Vol.1, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila. p.48-54, 58-59,97-98.
4. Crain E.R., 1986.The Log Analysis Handbook. Vol.1, Penn Well Publishing, Tulsa- Oklahoma. p. 11, 15- 16,229-232, 330.
5. Dewan J.T. 1983.Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation. Vol.1, Penn Well Book Publishing Company, Tulsa- Oklahoma.p.17-19, 49.
6. Gómez, O. 1976.Apractical method for determining cementation exponents and some other parameters as an aid in well log analysis. ONEPETRO, SPWLA. México D.F.p.
7. Geographix-Prizm, 2008. Halliburton, Landmark Geographix Discovery Handbook, Houston- Texas. p. 20-150.
8. Nanz R.H., Wilson B.W.1959. Sand Conditions as Indicated by The Self Potential Log. Shell Development Company, Houston- Texas. p.5-13