



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodologías para la evaluación de
Registros Geofísicos de Pozo en
Formaciones Sedimentarias mediante
métodos Convencionales e Inversión
Petrofísica**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Francisco Javier Loera Bolaños

DIRECTOR(A) DE TESIS

Dr. Enrique Coconi Morales



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022.



Agradecimientos

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, por la diaria enseñanza objetiva con carácter científico, social y humanístico impartido en cada una de sus aulas. A la Facultad de Ingeniería, por cimentar las bases teóricas y prácticas de mi formación profesional, así como brindarme continuas series de experiencias inolvidables.

A mi asesor, el Dr. Enrique Coconi Morales, por todo su tiempo y espacio antes y durante la realización de este trabajo. Por brindarme su apoyo, orientación, clases y sobre todo la confianza brindada de manera profesional y personal.

A cada uno de los miembros del jurado: La Dra. Iza Canales García por su gran compromiso con los estudiantes, orientación y trabajo continuo en la Geofísica; al M.I. Ricardo Castrejón el cual tuve la oportunidad de ser participe en sus clases y aprender de él, el Ing. José Luis Ortiz por ser mi profesor y brindar los conocimientos básicos en el tema y compartir el gusto e importancia del tema del cual trato en este escrito. Al Dr. Ambrosio Aquino López por permitirme conocer su trabajo en el tema, por recibir sus cátedras y orientación.

Al Instituto Mexicano del Petróleo en abrirme sus puertas y en particular al equipo de trabajado encargado en el área de la Petrofísica y Evaluación de Registros por brindarme los datos con los cuales se desarrolla esta tesis, así mismo, el agradecimiento por hacer uso de su software Petrofísica Inversion of Log Data (PILD®) y brindarme los resultados que muestran en los gráficos.

A mis padres y hermanos por su eterno apoyo en este andar académico, profesional y la vida misma el cual, sin su cariño y camaradería, el recorrido de este viaje sería tortuoso y sombrío, pues predicando con su ejemplo citaban sus palabras de Mario Benedetti: “No te rindas que la vida es eso, continuar el viaje, perseguir tus sueños, destrabar el tiempo, correr los escombros y destapar el cielo.”

A mis amigos(as) por compartir momentos inolvidables, experiencias, conocimientos y enseñanzas en el andar por las aulas, los pasillos, espacios recreativos y trabajo de campo, ¡Gracias!



CONTENIDO

RESUMEN	1
ABSTRACT	1
INTRODUCCIÓN	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS.....	4
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO	5
1.1 Petrología de Formaciones Sedimentarias.....	5
1.1.1 Rocas Sedimentarias Clásticas	5
1.1.2 Rocas Sedimentarias No Clásticas	6
1.2 Propiedades físicas y petrofísicas de las Formaciones Sedimentarias.....	9
1.2.1 Propiedades Eléctricas	9
1.2.2 Densidad	11
1.2.3 Propiedades acústicas.....	12
1.2.4 Propiedades radioactivas.....	15
1.2.5 Porosidad	20
1.2.6 Resistividad del Agua de Formación	21
1.2.7 Factor de Formación.....	23
1.2.8 Saturación de Agua.....	24
1.3 Teoría de Inversión de datos como base para el análisis de Registros.....	27
1.4 Registros Geofísicos de Pozo	29
1.4.1 Zonas de invasión de la formación	33
1.4.2 Registro de Rayos Gamma.....	34
1.4.3 Registro de Resistividad	35
1.4.4 Registro de Porosidad.....	36
1.4.5 Registro de Densidad	37
1.4.6 Registro Acústico (Tiempo de Tránsito)	38
1.4.7 Registro Fotoeléctrico	39
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES SEDIMENTARIAS.....	42
2.1 Método para la interpretación Convencional para Formaciones Sedimentarias	42
2.1.1 Etapa 1. Visualización de Registros y análisis cualitativo	43
2.1.2 Etapa 2. Evaluación cuantitativa de Registros	43
2.1.3 Etapa 3. Interpretación e identificación de zonas de interés.....	52
2.2 Método para la interpretación Petrofísica mediante Inversión Conjunta de Registros.....	54



2.2.1 Métodos de Medios Efectivos	55
2.2.2 Inversión conjunta para la determinación de la microestructura de la roca	58
2.2.3 Formaciones Terrígenas	60
2.2.4 Formaciones Carbonatadas	67
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS Y DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.72	
3.1 Pozo Terrígeno-1	72
3.1.1 Base de datos y graficación a profundidad de los datos de registros del pozo Terrígeno-1 .72	
3.1.2 Análisis de histogramas del pozo Terrígeno-1	74
3.1.3 Análisis de gráficas cruzadas del pozo Terrígeno-1	79
3.1.4 Análisis de Registros Geofísicos Normalizados del pozo Terrígeno-1	84
3.1.5 Datos de Núcleos como calibración del pozo terrígeno 1	85
3.2 Pozo Carbonato-1	88
3.2.1 Base de datos y graficación a profundidad de los datos de registros del pozo Carbonato-1 88	
3.2.2 Análisis de Histogramas del pozo Carbonato-1	90
3.2.3 Análisis de gráficas cruzadas del pozo Carbonato-1	97
3.2.4 Análisis de Registros Geofísicos Normalizados del pozo Carbonato-1	103
3.2.5 Datos de núcleo como calibración del pozo Carbonato-1	105
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO .107	
4.1 Procesamiento convencional para el Pozo Terrígeno-1	107
4.2 Procesamiento mediante el método de Inversión Conjunta de Registros Geofísicos del Pozo Terrígeno-1	118
4.3 Procesamiento convencional para el Pozo Carbonato-1	125
4.4 Procesamiento mediante el método de Inversión Conjunta de Registros Geofísicos del Pozo Carbonato-1	136
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	145
REFERENCIAS	146



RESUMEN

Los Registros Geofísicos de Pozo son una representación a profundidad de datos obtenidos de manera indirecta con herramientas específicas que describen propiedades físicas y permiten la obtención de parámetros petrofísicos para la interpretación de una formación geológica dentro del campo petrolero. La generación de modelos petrofísicos de manera jerárquica ayuda a visualizar cada componente de una formación sedimentaria, permitiendo que el análisis de los registros geofísicos de pozos pueda caracterizar de forma adecuada cada parámetro presente e interpretar cada propiedad física presente en el sistema. También, conociendo la posición de cada componente, ayuda a que el flujo de trabajo para la evaluación sea puntual, ordenada y confiable, con el fin de caracterizar el yacimiento y determinar las zonas de interés para la exploración y explotación.

Palabras claves: Registros Geofísicos de Pozo, modelo petrofísico, componente, propiedad física, parámetro petrofísico, formaciones sedimentarias, flujo de trabajo, zona de interés.

ABSTRACT

The Geophysical Well Logging they are a representation in depth function of data obtained indirectly with specific tools that describe physical properties and allow petrophysical parameters to be obtained for the interpretation of a geological formation within the oil field. The generation of petrophysical models in a hierarchical manner helps to visualize each component of a sedimentary formation, allowing the analysis of geophysical well logs to adequately characterize each parameter and interpreting each physical property considered in the system. Also, knowing the position of each component helps the evaluation workflow to be timely, orderly and reliable, in order to characterise the reservoir and determine the zones of interest for exploration and exploitation.

Keywords: Openhole well logs, petrophysical model, component, physical property, petrophysical parameter, sedimentary formations, workflow, zone of interest.



INTRODUCCIÓN

La interpretación de registros geofísicos de pozo es el proceso por el cual se estudian las propiedades físicas y las características petrofísicas de las formaciones geológicas de manera indirecta en función de la profundidad. Dichas propiedades son las eléctricas, mecánicas, nucleares, termales, etcétera; por otro lado, también se estudian parámetros propios de esas formaciones cuya importancia es alta por lo que requiere un estudio a detalle, algunos ejemplos son el volumen de arcilla, la porosidad, la saturación de fluidos y permeabilidad. Todo lo anterior variará dependiendo de la litología de la zona de estudio y cuyo propósito de este escrito se centrará en el análisis de formaciones sedimentarias con metodologías de trabajo distintas a partir de modelos petrofísicos diferentes con el objetivo de dar una interpretación geológica del pozo.

Presente lo anterior, en el capítulo uno se mencionan las bases teóricas con que se sustenta el estudio de los Registros Geofísicos de Pozo y la Petrofísica, las propiedades físicas y de los parámetros petrofísicos, así como su mutua relación. También se muestran de manera gráfica y numérica el comportamiento o respuesta de los registros de las diferente litologías y fluidos que servirán para la evaluación e interpretación.

En el capítulo dos se mencionan dos metodologías con la que se trabaja la evaluación de registros. Tradicionalmente los pozos petroleros se interpretan convencionalmente, la cual, en su desarrollo, dicho proceso presenta algunas limitaciones, es por eso que el Instituto Mexicano del Petróleo en años recientes ha trabajado con el método de Inversión Conjunta de los registros lo que permite un modelado distinto, contemplando toda variable presente en una formación al momento de su interpretación.

En el capítulo tres se presenta el estudio de los datos de cada formación mediante análisis estadístico de las propiedades, así mismo, se revisa información adicional a los registros como son datos de núcleos, geofísica tradicional o estudios de otros pozos, todo esto con el fin de correlacionar información y así determinar el tipo de roca que predominan y sus interacciones.



Finalmente, en el capítulo cuarto, se presentan el análisis y los resultados de las metodologías utilizadas señalando las zonas de interés para dar las respectivas conclusiones y recomendaciones referente a los pozos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El proceso de la evaluación de Registros Geofísicos de Pozo es de suma importancia en la etapa exploratoria dentro del sector de hidrocarburos, sin embargo, el desarrollo de metodologías utilizadas para dicho proceso hoy en día se enfrenta a diversos problemas, dado que las condiciones de las formaciones geológicas son complejas debido a sus contenidos multiminerales y/o tipo de porosidades, la predicción de la permeabilidad, la estimación del aceite remanente y el efecto de elementos arcillosos (clasificación y distribución espacial), son ejemplos que llegan a modificar la respuesta de medición de las propiedades físicas y parámetros petrofísicos.

A través de la historia se han generado flujos de trabajo para el desarrollo de la interpretación de registros mediante modelos diferentes. En particular, una de las formas de evaluación se generaliza en un proceso convencional, el cual hace uso de una interpretación en fases o etapas consecutivas de los registros haciendo uso de modelos para cada propiedad física. Dicho flujo se desarrolla de igual manera para formaciones siliciclásticas y carbonatadas.

Por otra parte, otro flujo de interpretación y evaluación es el desarrollado por el equipo de investigación del Instituto Mexicano del Petróleo, modelo que interpreta de manera simultánea o conjunta los registros de manera jerárquica contemplando cada una de sus componentes, calcularlas y visualizarlas de manera adecuada. El análisis de cada componente se debe considerar desde la parte más pequeña como mineral, hasta un nivel de formación, es decir, que el sentido físico y geológico se visualiza de lo general hasta lo particular y viceversa o, dicho de otra manera, contempla desde la microestructura hasta un nivel ya consolidado como lo es una formación sedimentaria.



OBJETIVOS

Objetivo General:

Desarrollar un flujo de trabajo o metodología para la evaluación de Registros Geofísicos de Pozo de manera Convencional y por Inversión Conjunta de Registros para formaciones sedimentarias.

Objetivos Particulares:

- Describir una metodología convencional para la evaluación e interpretación de Registros Geofísicos de Pozo para formaciones sedimentarias.
- Describir el modelo unificado de formaciones sedimentarias desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo.
- Evaluar e interpretar de forma convencional un pozo con características litológicas terrígenas y otro de formación carbonatada.
- Evaluar e interpretar mediante Inversión Conjunta de registros un pozo basándose en modelos unificados con características litológicas terrígenas y otro de formación carbonatada.
- Analizar ambas metodologías, describir diferencias, mostrar resultados y señalar las aportaciones que brindan cada una en el proceso de evaluación e interpretación de registros.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO

Como toda materia contenida en el espacio, las rocas poseen propiedades físicas las cuales caracterizan de manera particular cada elemento que la conforma haciéndolo único permitiendo así poder medir, interpretar y modelar el medio. Una roca es cuerpo sólido formado de manera natural por uno o varios minerales, vidrio y/o restos orgánicos, integrando en suma, la textura de sus componentes, reflejando el proceso geológico por el que pasó para su formación, es por ello que las rocas se clasifican en tres grupos con base en su origen: ígneas, sedimentarias y metamórficas.

1.1 PETROLOGÍA DE FORMACIONES SEDIMENTARIAS

En el presente apartado se describen de manera breve y, bajo la perspectiva petrolera, las rocas sedimentarias, ya que los yacimientos de este recurso natural se dan en formaciones, en su mayoría, con este tipo de litología. Las rocas sedimentarias se forman a raíz de una serie de procesos que sufren rocas preexistentes, comienza a partir de su desintegración y transporte, le sigue el depósito y precipitación, finalmente viene la diagénesis. Se puede clasificar a las rocas sedimentarias con base en su origen en dos grandes grupos: rocas sedimentarias clásticas y rocas sedimentarias no clásticas o químicas.

1.1.1 ROCAS SEDIMENTARIAS CLÁSTICAS

Este tipo de rocas se forman por la desintegración y acumulación mecánica de rocas preexistentes y se clasifican en función del tamaño de grano. También reciben el nombre de rocas siliciclásticas o terrígenas debido a que cada fragmento de la roca preexistente una vez que se acumula se le denomina “clasto” (del g. clasto, que significa fragmento o pedazo). La suma o el acumulado de estos clastos reciben el nombre de sedimento. Dicho de otra manera, el sedimento se forma por fragmentos dispersos y que por procesos naturales se unirán unos con otros formando así la consolidación de una roca sedimentaria clástica. En la Figura 1.1 se muestra la descripción y clasificación de las rocas sedimentarias clásticas con base en su tamaño en un orden decreciente: conglomerados, brechas, Areniscas, limo y lutita.

1.1.2 ROCAS SEDIMENTARIAS NO CLÁSTICAS

Este grupo lo conforman las rocas que se generan por precipitación directa a partir de una solución sobresaturada. Las rocas más representativas son: calizas, dolomías y evaporitas.

Las calizas son el segundo grupo de rocas sedimentarias en orden de abundancia, sostiene Silva y Mendoza (2011). Son formadas por carbonato de calcio (CaCO_3) depositado en un gran número de ambientes sedimentarios. Muchas calizas están formadas de carbonato de calcio biomineralizado, formado a partir de organismos (biogénico). Los principales minerales de carbonato de calcio presentes en las rocas carbonatadas son la calcita (sistema cristalino trigonal) y el aragonito (sistema cristalino ortorrómbico). En condiciones superficiales, el aragonito no presenta gran estabilidad por lo que con el tiempo recrystaliza en calcita. Aparte del calcio otro ión importante en las rocas carbonatadas es el magnesio, formando el mineral dolomita y la roca denominada dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Otros constituyentes de las calizas son los fragmentos esqueléticos, restos de organismos que presentan minerales de carbonato de calcio como constituyente de sus estructuras.

Para sus variaciones, se han utilizado diferentes clasificaciones para identificar las calizas, pero la más usada en el ámbito petrolero es la clasificación de Dunham (1962) y la de Folk (1962), como se muestra en las Figuras 1.2 y 1.3.

Dunham clasifica con base en la relación de matriz (lodo calcáreo) y partículas carbonatadas: textura depositacional. Folk, por otro lado, clasifica a las calizas según tamaños y tipos de aloquímicos y ortoquímicos. La distinción se basa en si la roca se encuentra soportada por matriz (lodo calcáreo) o soportada por grano.

Tamiz de malla estándar de U.S		Milímetros		Unidades Phi (φ)	Clase de tamaño Wentworth	
GRAVA		4096		-12	Bloque	
		1024		-10		
		256	256	-8		
		64	64	-6	Canto	
		16	16	-4	Guijarro	
		5	4	-2	Gránulo	
		6	3.36	-1.75		
		7	2.83	-1.5		
		8	2.38	-1.25		
	ARENA		10	2	-1.0	Arena muy gruesa
		12		-0.75		
		14		-0.5		
		16		-0.25		
		18	1	0.0		
		20		0.25	Arena gruesa	
		25		0.5		
		30		0.75		
		35	0.50	1.0		
		40	0.42	1.25		
		45	0.35	1.5	Arena media	
		50	0.30	1.75		
		60	0.25	2.0		
		70	0.210	2.25		
		80	0.177	2.5		
		100	0.149	2.75	Arena fina	
		120	0.125	3.0		
		140	0.105	3.25		
		170	0.088	3.50		
		200	0.074	3.75		
LIMO		230	1/16	4.0	Limo grueso	
		270		4.25		
		325		4.5		
				4.75		
			1/32	5.0		
			1/64	6.	Limo medio	
			0.0078	7.	Limo fino	
			0.0039	8.	Limo muy fino	
	ARCILLA		0.0020	1/256	8.	Arcilla
			0.00098		9.	
		0.00049		10.		
		0.00024		11.		
		0.00012		12.		
		0.00006		13.		

Figura 1.1. Escala granulométrica de Wentworth (1922). Recuperada de Silva y Mendoza (2011).

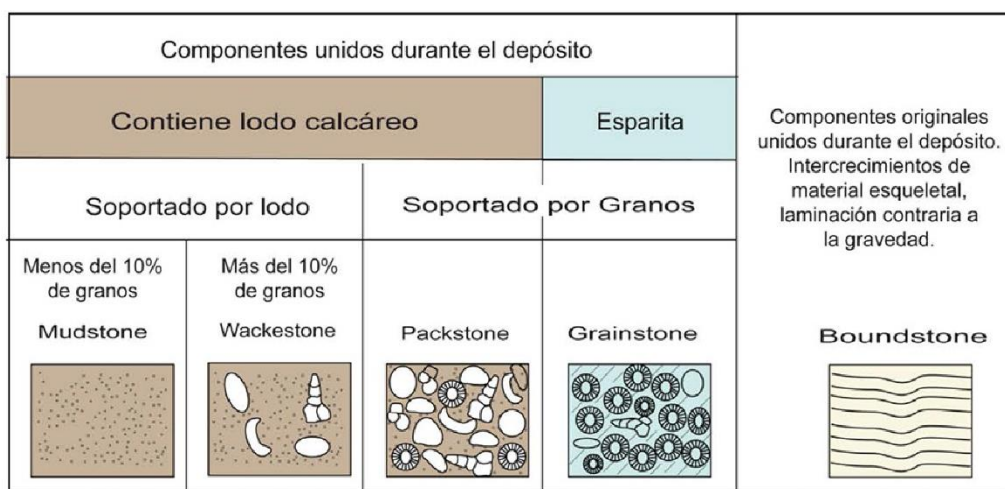


Figura 1.2. Diagrama de clasificación de rocas carbonatadas de acuerdo con su textura depositacional (Dunham, 1962). Recuperada de Silva y Mendoza (2011).

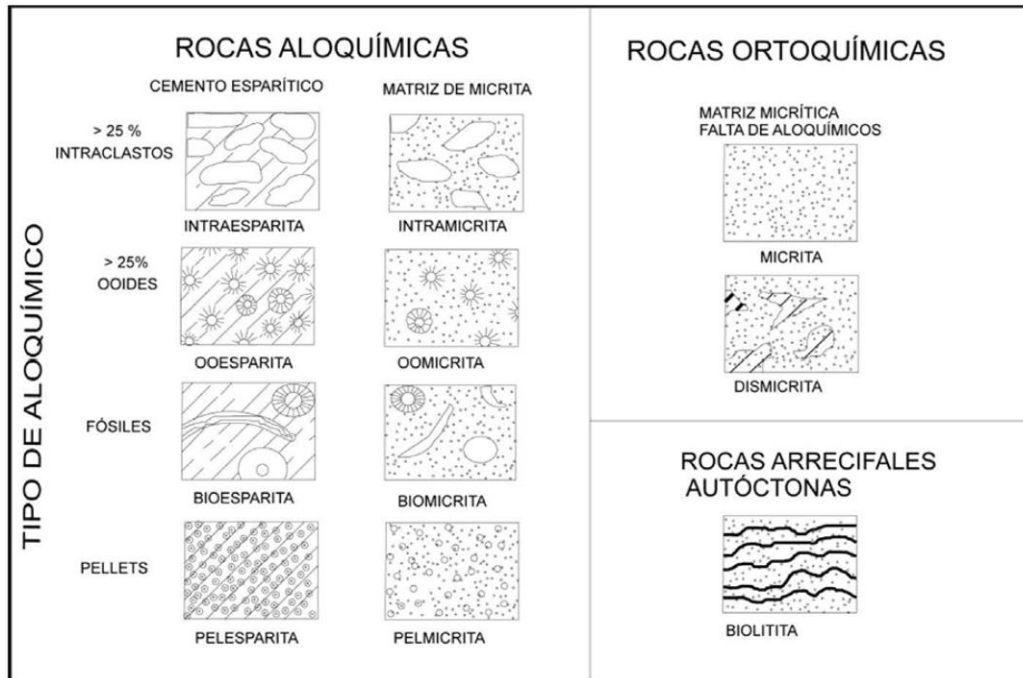


Figura 1.3. Diagrama de clasificación de rocas carbonatadas (Folk, 1962). Recuperada de Silva y Mendoza (2011).

El estudio de la petrología sedimentaria es importante para la descripción de los yacimientos petroleros, sin embargo, es necesario el estudio de las demás ramas de la Geología, como la Estratigrafía, la Geología Estructural, la Tectónica de Placas, etcétera, ya que nos brinda el comportamiento y explica el por qué los hidrocarburos están presentes en determinadas formaciones.

El paso siguiente para el estudio de las formaciones sedimentarias y evaluación del pozo consiste en hacer uso de estudios de manera indirecta, pues se realizan para el reconocimiento de las características litológicas y propiedades físicas que se localizan a miles de metros por debajo de la superficie terrestre. Estos estudios se le denominan Registros Geofísicos de Pozo, cuya metodología es precisa y confiable.

1.2 PROPIEDADES FÍSICAS Y PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES SEDIMENTARIAS

1.2.1 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

1.2.1.1 RESISTIVIDAD ELÉCTRICA.

La resistencia eléctrica de cualquier material es la propiedad de impedir el paso de flujo de corriente eléctrica a través de él. Los Registros Geofísicos de pozos proporcionan la resistividad. La unidad de la resistividad se expresa en Ohm-metro ($\Omega \cdot m$). La resistividad de las formaciones sedimentarias dentro del estudio de la Petrofísica está en el rango de 0.2 a 2000 Ohm-m.

La ley de Ohm establece que la corriente fluye desde un punto *A* a un punto *B* en un conductor *I*, y es proporcional a la diferencia de potencial ΔE entre el punto *A* y el punto *B* (Glover, 2000). La constante de proporcionalidad es llamada conductancia eléctrica *c*. La corriente es medida en Amperes (*A*), la diferencia de potencial en Volts (*V*) y la conductividad en siemens (*S*).

Por lo tanto, se puede escribir:

$$I = c \Delta E \quad (1.1)$$

Se define la resistencia eléctrica *r*, como el inverso de la conductividad:

$$r = \frac{1}{c} \quad (1.2)$$

Por lo que se puede escribir a la Ec. (1.1) como:

$$I = \frac{\Delta E}{r} \quad (1.3)$$

Ahora, si se toma una muestra de roca de forma cilíndrica con dos caras planas *A* y *B*, y se establece una diferencia de potencial $\Delta E = E_A - E_B$ entre sus caras finales, una corriente *I* como un flujo a través de la roca desde la cara *A* a la cara *B* (figura. 1.4). Si se mide la corriente y la diferencia de potencial, se puede calcular la resistencia de la muestra de roca utilizando la ecuación (1.1).

De lo anterior se deduce que, si la resistencia es alta, una diferencia de potencial dada ΔE solo dará una corriente (*I*) pequeña. Caso contrario, si la resistencia es baja, la diferencia de potencial ΔE dará una alta corriente. De esto se deduce que el valor de la

resistencia es una propiedad del material en estudio que describe cuanto resiste dicho cuerpo al paso de una corriente dada cuando se aplica una diferencia de potencial.

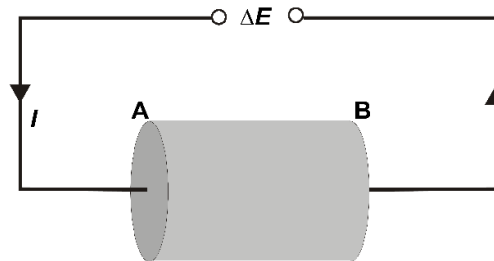


Figura 1.4 Ley de Ohm para una muestra de roca (Glover, 2000).

Si la muestra de roca de la figura 1.4 sufre cambios en su tamaño en su longitud, por ejemplo el doble, se puede ver que la resistencia de la muestra al paso de la corriente también se duplica. Ahora, si el área perpendicular (el área de la cara final en el ejemplo) al flujo de corriente también se duplica, hay dos veces el material por el que pasa la corriente, por lo tanto, la resistencia de la muestra al paso de la corriente debería caer a la mitad de lo que era antes. Finalmente se deduce que la resistencia (y por lo tanto la conductancia) depende del tamaño de la muestra.

Si se toma la resistencia por unidad de longitud y área, se puede eliminar el efecto de las dimensiones de la muestra. El valor obtenido es una función de la propiedad del material y no de sus dimensiones. Por lo tanto, la resistencia por unidad de longitud y área se llama *resistividad*¹ R , y queda expresada como:

$$R = \frac{\Delta E A}{I L} \quad (1.4)$$

donde:

R : Es la resistividad de la muestra [$\Omega \cdot m$]

ΔE : Es la diferencia de potencial a través de la muestra [Volts, V]

I : La corriente que fluye a través de la muestra, [Amperes, A]

A : Área transversal de la muestra perpendicular al flujo de corriente [m^2]

¹ La resistividad eléctrica se denota comúnmente por la letra griega ρ , sin embargo, en el contexto de los Registros Geofísicos de Pozo y Petrofísica en general, la letra R (con diferentes subíndices en algunos casos) se usa para la resistividad eléctrica y ρ se usa para denotar la densidad.

L : Longitud de la muestra [m]

La resistividad eléctrica R es una propiedad general de los materiales, en oposición a la resistencia, que está asociada con la forma geométrica del material.

1.2.2 DENSIDAD

La densidad (ρ) de un elemento pequeño de cualquier material es la masa Δm del elemento dividida entre su volumen ΔV :

$$\rho = \frac{\Delta m}{\Delta V} \quad (1.5)$$

La densidad en un punto es el valor límite de esta razón cuando el elemento de volumen se hace pequeño. La densidad no tiene propiedades direccionales y es un escalar.

Si la densidad de un objeto tiene el mismo valor en todos los puntos, la densidad del objeto es igual a la masa de todo el objeto dividida por su volumen cuyas unidades en el SI es kilogramo sobre metro cúbico (kg/m^3):

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.6)$$

Existen varios tipos de densidad debido a la heterogeneidad de las rocas y donde estas densidades se relacionan con diferentes componentes de la roca (Schön, 2011):

- ρ : Densidad volumétrica. Es la densidad media del volumen de roca considerado (se incluye poros). Como ejemplo, se puede hablar de la densidad de la arenisca.
- ρ_i : Densidad de cualquier componente de roca mineral individual i ; por ejemplo, densidad de cuarzo.
- ρ_{ma} : Densidad de la matriz. Densidad media del material de matriz sólida (mineral o mezcla de minerales), también llamada densidad de grano; por ejemplo, densidad de una matriz de carbonato (sin fluido de poros).
- ρ_{fl} : Densidad media de los fluidos en el poro o fractura (el agua, por ejemplo, se denotaría como ρ_w)

Al final, la densidad volumétrica de una roca con n componentes es:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot V_i \quad (1.7)$$

donde:

ρ_i : Es la densidad de cada componente i de la roca

V_i : Es el volumen de cada componente i de la roca

Para una roca porosa, la fracción de volumen para el espacio poroso está dada por la porosidad total ϕ y la ecuación (1.7), por lo que la densidad volumétrica para este caso queda:

$$\rho = (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} + \phi \cdot \rho_{fl} \quad (1.8)$$

Si en el poro se encuentran diferentes fluidos como agua, petróleo y gas, e implementa la saturación de estos, modificando la densidad de todo el volumen:

$$\rho = (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} + \phi \cdot (S_w \cdot \rho_w + S_o \cdot \rho_o + S_g \cdot \rho_g) \quad (1.9)$$

donde:

ϕ : Porosidad total

ρ_{ma} : Densidad de la matriz de roca

ρ_{fl} : Densidad del fluido en la porosidad total

S_w : Saturación del agua

ρ_w : Densidad del agua

S_o : Saturación del aceite

ρ_o : Densidad del aceite

S_g : Saturación del gas

ρ_g : Densidad del gas

1.2.3 PROPIEDADES ACÚSTICAS

Una señal acústica es la onda sonora resultado de la liberación de energía acústica (Serra, 1984).

En este apartado se sustenta la teoría de la propagación de ondas acústicas o teoría de elasticidad dentro y alrededor del pozo cuyas propiedades medidas en registros son velocidades, atenuación y amplitud de onda (ya sea compresional o cortante). El registro acústico consiste principalmente en la medición de la velocidad acústica. Esta medición, generalmente llamada registro sónico, es un registro del tiempo requerido para que una onda acústica viaje una distancia dada a través de la formación que rodea un

pozo. Este parámetro se conoce como tiempo de transmisión acústica o tiempo de tránsito (Δt), y generalmente se expresa en microsegundos por pie ($\mu s/ft$). La velocidad, v y el tiempo de tránsito, Δt , están relacionados por:

$$\Delta t = 10^6/v \quad (1.10)$$

donde:

Δt : Está en $\mu s/ft$

v : Esta en ft/sec

En la teoría de la elasticidad se relacionan las fuerzas que se aplican a la superficie externa de un cuerpo con los cambios resultantes de tamaño y forma. Las relaciones entre las fuerzas aplicada y las deformaciones se expresan más convenientemente en términos de los conceptos de esfuerzo y deformación. La deformación, que es un cambio de forma o de dimensiones, generalmente es proporcional al esfuerzo (fuerza por área unitaria) que la produce. La constante de proporcionalidad se llama constante o módulo elástico, y los módulos para diferentes tipos de esfuerzo y deformación están interrelacionados (Sheriff & Geldart, 1991).

1.2.3.1 ONDAS SÍSMICAS

1.2.3.1.1 ECUACIONES DE ONDA

a) La *ecuación escalar de onda* se puede escribir en la forma general como:

$$\frac{1}{V^2} \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} = \nabla^2 \psi, \quad (1.11)$$

donde:

V : Es una constante y es la velocidad de propagación de la onda.

ψ : Es una función que denota una perturbación del medio. Es un cambio de volumen cuando $\psi = \Delta$ (llamado dilatación) y una rotación cuando $\psi = \theta_i$ (desplazamiento angular).

$\nabla^2 \psi$: Laplaciano de ψ

b) La *ecuación vectorial de onda* también se representa como:

$$\rho \frac{\partial^2 \zeta}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \nabla \Delta + \mu \nabla^2 \zeta \quad (1.12)$$

donde:

ζ : Es el vector del desplazamiento del punto $P(x, y, z)$;
$$\zeta = u\mathbf{i} + v\mathbf{j} + w\mathbf{k}$$

1.2.3.1.2 ONDA P Y ONDA S

En un medio isotrópico homogéneo existen dos tipos de ondas se propagan a través de él, uno correspondiente a cambios en la dilatación, Δ , y el otro a cambios en uno o más componentes de la rotación θ_i . Usando la ley de Hooke para reemplazar los esfuerzos con deformación y expresando la deformación en términos de un vector de desplazamiento $\mathbf{u} = (u, v, w)$, donde $u = u(x, y, z)$, $v = v(x, y, z)$ y $w = w(x, y, z)$ son los desplazamientos en un sistema cartesiano en tres dimensiones, obtenemos la expresión:

$$\rho \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \nabla \Delta + \mu \nabla^2 \mathbf{u}, \quad (1.13)$$

Tomando la divergencia y el rotacional de la ecuación (1.13) se obtiene la ecuación de la onda P y onda S, respectivamente.

- **Onda P.** Conocido también como onda primaria, longitudinal, compresional, dilatacional o irrotacional; recibe ese nombre debido a que es el primer evento (primaria) en registro de un sismo. La onda P tiene la velocidad α y se expresa como:

$$\rho \frac{\partial^2 \Delta}{\partial t^2} = (\lambda + 2\mu) \nabla^2 \Delta \quad (1.14)$$

O bien,

$$\frac{1}{\alpha^2} \frac{\partial^2 \Delta}{\partial t^2} = \nabla^2 \Delta \quad (1.15)$$

donde:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (1.16)$$

- **Onda S.** También llamada onda transversal, cortante o rotacional; es la onda que aparece como segundo evento (secundario) observado en registros de sismos. La onda S tiene una velocidad β y se expresa como:

$$\rho \frac{\partial^2 \theta_i}{\partial t^2} = \mu \nabla^2 \theta_i \quad (1.17)$$

O bien,

$$\frac{1}{\beta^2} \frac{\partial^2 \theta_i}{\partial t^2} = \nabla^2 \theta_i \quad (1.18)$$

donde:

$$\beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (1.19)$$

Para fluidos, $\mu = 0$ y por tanto $\beta = 0$, es por eso que las ondas S no se propagan dentro de los fluidos.

1.2.4 PROPIEDADES RADIOACTIVAS

Dentro del estudio de propiedades presentes en la naturaleza se ha encontrado que las interacciones de dos tipos de radiación, rayos gamma (γ) y neutrones, pueden usarse para inferir características particulares en el registro (Hearst, Nelson & Paillet, 2000).

1.2.4.1 EL ÁTOMO

Un átomo es la unidad mínima de un elemento químico, conformado por partículas subatómicas como son los neutrones (n), protones (p^+) y electrones (e^-), como se muestra en la figura 1.5. El átomo (Serra, 2008) está compuesto por un núcleo alrededor del cual giran electrones en varias órbitas diferentes. Un núcleo es un paquete de neutrones y protones fuertemente unido. El número de protones, igual al número de electrones en órbita en un átomo eléctricamente neutro, define el elemento y se llama su número atómico Z . El número de masa atómica, A , de un átomo se obtiene sumando el número de neutrones y protones presentes en el núcleo. En la tabla 1.1 se muestran algunas propiedades de estos elementos como la masa y su respectiva carga eléctrica.

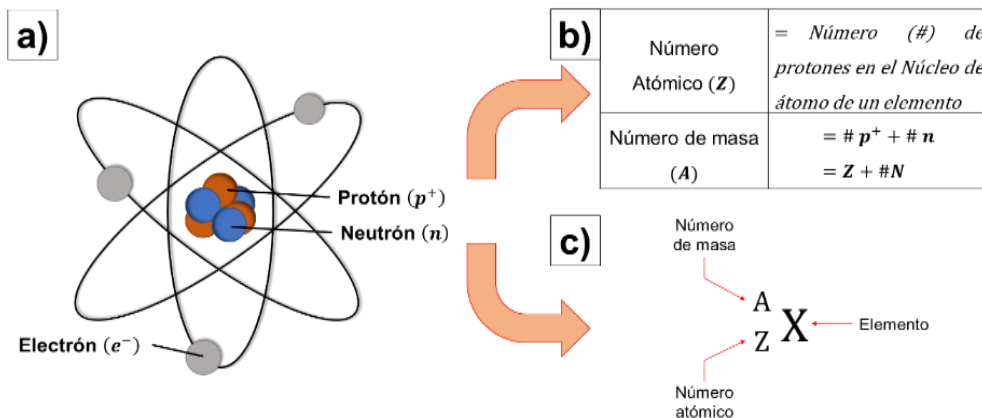


Figura 1.5 a) Modelo atómico con sus componentes: núcleo formado por neutrones y protones donde alrededor de él se encuentran girando electrones; b) Composición del número atómico y del número de masa; c) Representación general de un elemento “X” con sus elementos.

Tabla 1.1 Propiedades Atómicas (Schön, J. H., 2015)

Partícula subatómica	Masa (kg)	Carga eléctrica
Protón (p^+)	1.67×10^{-27}	$+1.602 \times 10^{-19}C$
Neutrón (n)	1.67×10^{-27}	Neutro, ± 0
Electrón (e^-)	9.11×10^{-31}	$-1.602 \times 10^{-19}C$

De lo anterior se deriva que no todos los átomos de un elemento tienen la misma masa. Dentro de la misma naturaleza existen átomos que tienen el mismo número atómico pero diferente número de masa denominados *isótopos* (Chang, 2010, p. 50). De esto se derivan dos tipos de isótopos solo en el caso de elemento Hidrógeno: el primero se denomina *deuterio* indica que tiene un protón y un neutrón; el segundo lo conforma un protón y dos neutrones denominado *tritio*. Para el resto de los elementos los isótopos se identifican por su número de masa, por ejemplo, el isótopo $^{235}_{92}U$ se llama uranio-235 (uranio doscientos treinta y cinco) y el isótopo $^{238}_{92}U$ recibe el nombre de uranio-238 (uranio doscientos treinta y ocho).

1.2.4.2 PROCESO DE DESCOMPOSICIÓN

Los núcleos pueden ser estables o inestables. Si un núcleo es estable, menciona Hearst, Nelson y Paillet (2000), éste puede eventualmente decaer por uno o más de varios procesos posibles (Meyerhof, 1967):

1. *Emisión de partículas Alfa.* Una partícula Alfa (α) es un núcleo de Helio (4U) compuesto por dos protones y dos neutrones. Las partículas Alfa pueden generalmente detenerse con una hoja de papel.
2. *Emisión de partículas Beta.* Una partícula beta es un electrón (β^-) o un positrón (β^+). Una partícula beta de 1 MeV ² se puede detener con 2 mm de aluminio. Después de que se ha emitido un positrón, pronto encuentra un electrón y las dos partículas se aniquilan, dando lugar a dos rayos gamma de 0.511 MeV cada uno.
3. *Emisión de rayos gama.* Un rayo gama (γ) es un cuanto³ de energía radiante, frecuentemente llamado fotón. La emisión de rayos γ ocurre cuando los núcleos absorben uno de los electrones que orbitan el átomo o cuando cambia de nivel de energía desde un estado excitado a un estado excitado bajo o del estado fundamental (nivel de más baja energía o energía preferida naturalmente). Un rayo γ de 1 MeV puede penetrar varios centímetros de plomo. (Un rayo X es además un cuanto de luz, pero se distingue de un rayo γ por ser emitido al ser emitido por el cambio de un electrón en un átomo de un estado a otro en lugar de por un proceso que involucra un núcleo). Los rayos γ (Serra, 2008, p. 246) pueden considerarse partículas o haces de ondas sin masa de alta frecuencia, energía electromagnética que viaja a la velocidad de la luz. Los rayos γ tienen un alto poder de penetración debido a su falta de carga. Son generados naturalmente por elementos radiactivos (por ejemplo, Potasio, Torio, Uranio), o resultan de la interacción de neutrones con núcleos de átomos.

² La energía se mide en *electronvolts* (eV), donde un electronvolt es la energía necesaria que un electrón adquiere al pasar a través de una diferencia de potencial de exactamente un volt. Numéricamente, $1\text{eV} = 1.6 \times 10^{-19}\text{ J}$, o dicho de otra manera $1\text{ J (Joule)} = 6.2 \times 10^{18}\text{ eV}$ (Recuperada de: https://ciencia.nasa.gov/science-at-nasa/2001/comment2_ast15jan_1).

³ Un quantum o cuanto es la menor cantidad de energía que puede transmitirse en cualquier longitud de onda (Recuperada de: <https://www.astromia.com/glosario/quantum.htm>).

4. *Fisión espontánea*. Algunos núcleos se fisionan espontáneamente y, al hacerlo, emite uno o más neutrones y que se dividen en otros dos núcleos llamados *productos de fisión*. Los neutrones pueden penetrar diez centímetros de plomo. Los fragmentos de fisión, debido a su gran masa, pueden viajar solo unos pocos micrómetros en la materia.
5. *Emisión de neutrones*. Si un núcleo está involucrado en una reacción nuclear, se transforma en otro núcleo. Este nuevo núcleo compuesto generalmente se encuentra en un estado de alta energía. A menudo decaerá de vuelta al núcleo original o hasta un tercio, y puede emitir un neutrón en el proceso. También puede decaer a su propio estado fundamental, emitiendo uno o más rayos γ .

1.2.4.3 INTERACCIONES DE RAYOS GAMA (γ)

Como se mencionó con anterioridad, los rayos gama son la fuente más importante dentro de la radiación dentro del estudio de los Registros Geofísicos de Pozo. En su interacción desde su fuente natural dentro de una formación rocosa, existen tres tipos de interacción con el medio:

- a) **Efecto fotoeléctrico**. A baja energía, el efecto fotoeléctrico es la interacción dominante (Hearst, Nelson & Paillet, 2000). Consiste cuando un fotón colisiona con un electrón. El fotón pierde una parte de su energía inicial y la restante la puede transferir al electrón en forma de energía cinética lo cual es expulsado de su átomo y el fotón desaparece y el rayo gama es absorbido. La unidad es *barns/átomo*. Dicho efecto será mayor cuando la energía de los rayos gama es pequeña y el número atómico es alto (Figura 1.6).

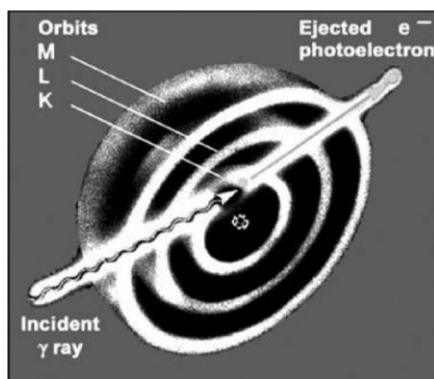


Figura 1.6. Esquema del proceso fotoeléctrico (cortesía de Schlumberger). Recuperado de Serra, O. (2008).

b) **Efecto Compton.** A energía intermedia domina el efecto Compton (Hearst, Nelson & Paillet, 2000) y ocurre cuando un fotón colisiona con un átomo, como consecuencia la energía se dispersa en un electrón en órbita y se transmite solo una parte de ésta. Esta colisión elástica entre el rayo gamma y un electrón individual simplemente permite que el rayo gamma proceda, desviado por su encuentro, pero reducido en energía (figura 1.7), es decir, se producen electrones y rayos gama adicionales. El efecto de dispersión es sensible a la densidad electrónica de la formación (número de electrones por unidad de volumen). Este proceso ocurre principalmente con electrones externos de los átomos (Serra, 2008).

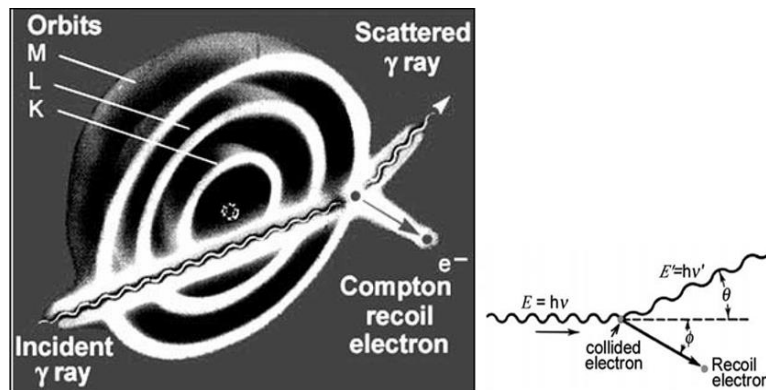


Figura 1.7. Esquema del proceso de Compton y las relaciones geométricas en dicho proceso (cortesía de Schlumberger). Recuperado de Serra, O. (2008).

c) **Producción de pares.** Es el efecto que se presenta a altas energías (3 MeV o más). En este caso, un fotón de alta energía gamma (>1.022 MeV) puede ser convertido en un par electrón-positrón cuando está cerca de un núcleo (Hearst, Nelson & Paillet, 2000). Esto se llama producción de pares (Figura 1.8). Aquí, en esta interacción, el electrón se ralentiza como en el caso de un electrón o fotoelectrón Compton, pero el positrón se encuentra rápidamente con un electrón. El positrón es antimateria, y cuando interactúa con un electrón ordinario, se aniquilan entre sí y producen dos rayos gamma. Esto ocurre esencialmente a velocidad cero, por lo que los rayos gamma viajan en direcciones opuestas y cada uno tiene una energía de 0.51 MeV. Estos rayos gamma de aniquilación luego interactúan por Compton o efecto fotoeléctrico hasta que son absorbidos.

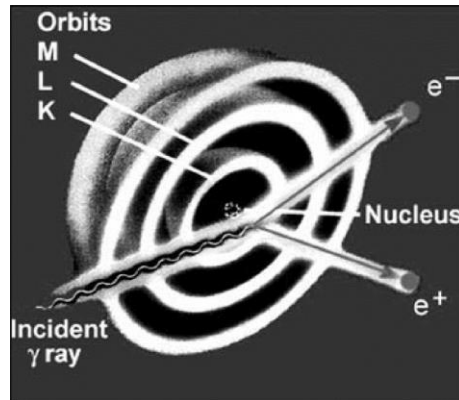


Figura 1.8. Esquema de la producción de pares en un núcleo (cortesía de Schlumberger).

Recuperado de Serra, O. (2008).

1.2.5 POROSIDAD

La porosidad (ϕ) como parámetro petrofísico se define como la fracción volumétrica del volumen de todos los poros entre el volumen total de toda la roca (Schön, 2015), es decir, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite como consecuencia el almacenamiento de los fluidos (Figura 1.9):

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros } (V_p)}{\text{Volumen total } (V_t)} = 1 - \frac{\text{volumen de minerales sólidos}}{\text{volumen total}}; \quad (1.20)$$

$$0 \leq \phi \leq 1 \quad \text{ó} \quad 0\% \leq \phi \leq 100\%$$

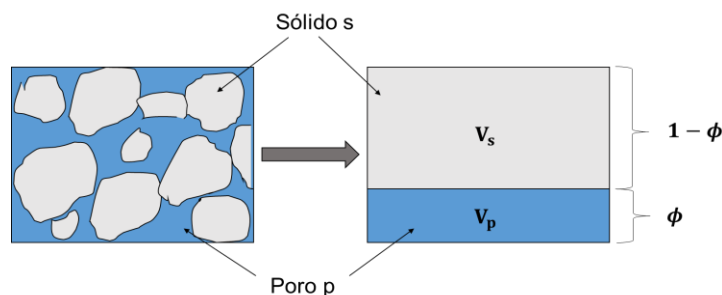


Figura 1.9. Definición de la porosidad. Retomado y modificado de Schön (2015).

La porosidad dentro del estudio de una formación se puede clasificar de dos maneras: con base a su origen y la comunicación entre los poros.

Porosidad respecto al origen:

- **Porosidad Primaria:** Conocida también como porosidad original, se forma al momento en que los clastos se fueron depositando hasta formar los sedimentos, es decir, esta porosidad son los espacios vacíos entre los granos de roca y/o minerales después de acumularse formando las rocas sedimentarias.
- **Porosidad Secundaria:** se forma una vez consolidada la roca sedimentaria debido a las fuerzas tectónicas que forman fracturas en la matriz de la roca después de su depósito o incluso por los fluidos como el agua subterránea que disuelve parte de la roca formando cavidades y vóculos, o también estos procesos incluso pueden modificar la geometría de los poros preexistentes.

Porosidad con base en su conectividad de poros:

- **Porosidad efectiva.** Hace referencia a los poros que están interconectados donde los fluidos presentes pueden viajar a través de ellos para después puedan ser extraídos de la formación.
- **Porosidad no efectiva.** Indica a los poros que no están interconectados y los fluidos no encuentran camino donde puedan fluir lo que dificulta e incluso no se permite la extracción de éstos.

1.2.6 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El cálculo de la resistividad del agua de formación también llamada agua congénita, R_w , es necesario para el cálculo de la Saturación del agua, S_w . Esta agua es la que se encuentra en la zona alejada del pozo, la no contaminada por el filtrado de lodo de perforación. La obtención de su valor se puede realizar de diferentes maneras, desde catálogos ya establecidos como a partir de cálculos y gráficamente.

El diagrama de Pickett es el método que se puede aplicar independientemente del tipo de lodo de perforación, siempre que se tenga ubicado un intervalo o zona de arena limpia que contenga agua. El método Pickett hace uso de la ecuación de Archie en términos de resistividad con una formación libre de arcilla y una $S_w = 100\%$.

$$R_t = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot S_w^n} \quad (1.21)$$

donde:

- a : Factor de cementación
- m : Exponente de cementación
- n : Exponente de saturación
- R_t : Dato de la herramienta de investigación de resistividad profunda
- ϕ : Porosidad previamente calculada.

De la ecuación 1.21 se puede escribir una versión logarítmica:

$$\log(R_t) = \log(a \cdot R_w) - m \cdot \log(\phi) - n \cdot \log(S_w) \quad (1.22)$$

Si la zona es saturada de agua, $S_w = 1$, $\log(S_w) = 0$, y la ecuación se reduce a:

$$\log(R_t) = \log(a \cdot R_w) - m \cdot \log(\phi) \quad (1.23)$$

La expresión 1.23 es similar a la ecuación de una recta en su forma con pendiente y ordenada al origen ($y = b + mx$). Esta función indica que al trazar R_t en el eje de las abscisas (en una escala logarítmica) contra la porosidad (ϕ) en el eje de las ordenadas (en escala logarítmica, de igual forma) se puede determinar el producto ($a \cdot R_w$) desde la intersección de la línea (b), y el exponente de cementación, m , desde la pendiente (m) de la línea (figura 1.10). Por convención la ecuación 1.23 se convierte en:

$$\log(\phi) = \log(a \cdot R_w) - \frac{1}{m} \cdot \log(R_t) - n \cdot \log(S_w) \quad (1.24)$$

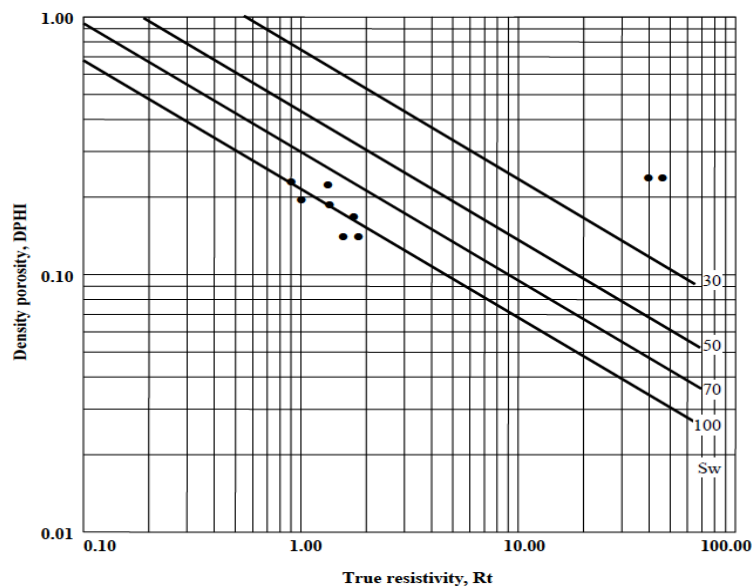


Figura 1.10. Diagrama Pickett para establecer el valor de la resistividad del agua de formación, R_w , y su relación con los parámetros de Archie a , m y n . Recuperado de Schlumberger, 1989.

1.2.7 FACTOR DE FORMACIÓN

El factor de formación (F) es la relación entre la resistividad de una roca rellena con agua (R_o) y la resistividad de esa agua (R_w). Dicho de otra manera, la resistividad de una formación que no contenga hidrocarburos ni una cantidad apreciable de arcilla sino agua al 100%, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. Matemáticamente se escribe:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.25)$$

donde:

F : Factor de resistividad de formación

R_o : Resistividad de una roca no arcillosa

R_w : Resistividad del agua de la formación

En una porosidad determinada, la proporción R_o/R_w permanece casi constante para todos los valores de R_w , por debajo de aproximadamente 1 [ohm*m]. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de F puede disminuir a medida que aumenta la R_w . Este fenómeno se atribuye a una mayor influencia proporcional de la conductividad superficial de la roca. En el caso de agua de una salinidad dada, mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación R_o . El factor de formación F , está inversamente relacionado a la porosidad y también es una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros (Ramos, Zinat & Ramírez, 2008).

Es importante mencionar que dicho factor de formación es un valor meramente experimental con base al modelo de Archie y propuso una relación entre la porosidad, ϕ , y el factor de formación; la relación es:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (1.26)$$

donde:

m : exponente de cementación.

a : Factor de formación

Por convenio al pasar los años de investigación, se han asignado valores para la relación factor-porosidad de las formaciones, la cual dependerá de la litología o la estructura de los poros:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}; \text{ para arenas} \quad (1.26)$$

$$F = \frac{1}{\phi^2}; \text{ para formaciones compactadas} \quad (1.27)$$

Los nombres que reciben las ecuaciones 1.26 y 1.27 es la fórmula de Humble y relación de factor de formación de Archie, respetivamente. En caso de la ecuación de Humble se ha encontrado y simplificado de tal manera de eliminar el valor de m de forma fraccionario a la forma:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (1.28)$$

A pesar la fórmula de Humble arroja buenos resultados para rocas granulares, se obtienen mejores resultados utilizando la relación de Archie (ec. 1.27) para el caso de formaciones carbonatadas.

1.2.8 SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de una formación, sostienen Ramos, Zinat & Ramírez (2008), es la fracción del volumen de ésta que es ocupada por un fluido ya sea por agua (S_w), petróleo (S_o) o hidrocarburos en general (S_h). Dicho eso, la saturación del agua, S_w , se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \frac{(m^3 \text{ de agua})}{(m^3 \text{ de poros})} \quad (1.29)$$

Cuando sólo existe agua en los poros, la formación tiene una saturación de agua del 100%. Cuando la saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que los contiene. Por lo tanto, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca deber ser igual al 100%:

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{(m^3 \text{ de hidrocarburos})}{(m^3 \text{ de poros})} \quad (1.30)$$

Para la localización de zonas con contenido de fluido, ya sea para agua o hidrocarburo, es con la propiedad de la resistividad eléctrica pues el petróleo o gas no son conductores de corriente eléctrica, son considerados aisladores, por lo tanto, cuando

en la formación haya valores de resistividad bajo se puede inferir con presencia de hidrocarburo.

Archie, de manera experimental, determinó un modelo donde indica que la saturación del agua de una formación libre de arcilla se puede explicar en términos de la resistividad real de la formación:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (1.31)$$

donde:

S_w : Saturación del agua de formación

n : Exponente de saturación

R_t : Resistividad real de la formación

El exponente de saturación en la mayoría de las formaciones tiene un valor de 2 ($n = 2$), a menos que se cuente con el valor obtenido de pruebas de laboratorio. En este caso, si $n = 2$, la ecuación 1.31 es igual a:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \quad (1.32)$$

O bien:

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (1.33)$$

y recibe el nombre de ecuación de saturación de Archie.

De la ecuación 1.25, $R_o = FR_w$, que es cuando la resistividad de la formación está saturada 100% de agua (de resistividad R_w), por lo tanto, se puede reescribir la ecuación 1.33 como:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad (1.34)$$

Esta expresión es aplicada cuando se considera una roca de yacimiento espeso, con una porosidad constante con agua en su base y petróleo en su parte superior, es decir, un modelo convencional sencillo. La proporción R_t/R_o se conoce como índice de resistividad e indica que si $R_t/R_o = 1$, supone una saturación de agua de 100%, si $R_t/R_o = 4$ corresponde a una saturación de agua del 50%; un índice de 10 representa

una saturación de agua del 31.6%; un índice de 100, significa una saturación del 10%, etcétera.

La saturación del filtrado de lodo S_{xo} de la zona lavada, puede expresarse también por medio de la fórmula de Archie como:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \quad (1.35)$$

donde:

R_{mf} : Resistividad del filtrado de lodo, correspondiente a la resistividad de la zona lavada.

De esto se tiene:

$$S_{xo} = (1 - S_{hr}) \quad (1.36)$$

donde:

S_{hr} : Saturación residual de hidrocarburos en la zona lavada. Dependerá en cierto grado de la viscosidad de los hidrocarburos.

Al comparar las diferentes saturaciones obtenidas en la zona lavada y en la zona no invadida, indicará la fracción del petróleo en el volumen total desplazado por el proceso de invasión, ya que $S_h = (1 - S_w)$ y $S_{hr} = (1 - S_{xo})$, el volumen total del petróleo desplazado es función de $(S_{xo} - S_w)$ y la capacidad del filtrado de lodo para desplazar petróleo durante el proceso de invasión, indican que la formación muestra permeabilidad relativa del petróleo.

De esto, si se realiza el cociente de S_w y S_{xo} se obtiene:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \sqrt{\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}} \quad (1.37)$$

Observaciones empíricas sugieren que $S_{xo} \approx S_w^{1/5}$. Al sustituir esta relación en la ecuación 1.37, se obtiene:

$$S_w = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{5/8} \quad (1.38)$$

Este método para calcular la saturación de agua, algunas veces se conoce como método de relación. No se necesita conocer el factor de formación ni la porosidad, sin embargo, implica definir estos parámetros. Dichas ecuaciones son buenas aproximaciones para formaciones limpias, con una distribución moderadamente regular de porosidad (intergranular o cristalina). En caso de formaciones que sufran fracturas o cavidades, todavía se aplican las ecuaciones, pero la exactitud quizá ya no sea tan buena (IMP, 2009).

La ecuación de Archie se restringe a un cierto modelo de formación, para arenas limpias saturada de agua. Es un buen método inicial para tener una perspectiva del comportamiento de S_w y, por ende, de S_h . Sin embargo, existen otros métodos de Saturación de agua, cuyo modelo dependen si la formación está compuesta por arenas limpias o bien son arenas arcillosas que se mencionarán a continuación.

1.3 TEORÍA DE INVERSIÓN DE DATOS COMO BASE PARA EL ANÁLISIS DE REGISTROS

Los modelos petrofísicos sirven para visualizar las componentes presentes en un pozo para su descripción, análisis e interpretación con base en el uso de principios fisicomatemáticos que permiten representar el comportamiento del cuerpo geológico en estudio. Los resultados obtenidos con los diversos cálculos deben caracterizar a cualquier formación sin perder el sentido geológico, físico, ingenieril, etcétera. El presente subcapítulo sienta las bases teóricas del modelo de inversión aplicado a problemas dentro del campo de las Ciencias de la Tierra, en este caso a problemas del campo de la Petrofísica. Este tema sustenta el eje que seguirá los modelos propuestos por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), tanto para formaciones clásticas como para carbonatadas que se describirán el capítulo dos de manera más particular.

La etapa exploratoria de algún recurso natural es un proceso donde se hace uso de diferentes metodologías teóricas y prácticas dependiendo del objetivo. En caso particular del campo petrolero, además de pruebas directas, se utilizan métodos geofísicos indirectos como. Como ramificación dentro de esta ciencia, los Registros Geofísicos de Pozos buscan medir, evaluar e interpretar la naturaleza del subsuelo con diferentes métodos y sus respectivas herramientas recopilando información (datos) de los contrastes que marcan las diferentes propiedades físicas de los materiales que

conforman el medio para que después, a través de un conjunto de técnicas, los datos sean procesados e interpretados con el fin de obtener un modelo representativo de la formación.

De lo anterior, se puede generalizar que el problema inverso es una descripción de los datos, denominados como parámetros, dichos parámetros describen un modelo y, todo eso, inicia a partir de datos observados. El eje principal de la teoría es la búsqueda de dicho modelo que describa el comportamiento de algún proceso de un fenómeno físico para ello, se realizan N mediciones en un experimento particular, por ejemplo, uno podría considerar estos números como los elementos de un vector \mathbf{d} de longitud N . Los parámetros del modelo se eligen para que tengan sentido; es decir, se eligen para capturar el carácter esencial de los procesos que se están estudiando. Los parámetros del modelo se pueden representar como los elementos de un vector \mathbf{m} , que tiene una longitud M (Menke, 1989):

$$\text{Datos: } \mathbf{d} = [d_1, d_2, d_3, d_4 \dots, d_N]^T \quad (1.39)$$

$$\text{Parámetros del modelo: } \mathbf{m} = [m_1, m_2, m_3, m_4 \dots, m_M]^T \quad (1.40)$$

Teniendo presente lo anterior, el procedimiento para el estudio de un sistema físico a través de la teoría de inversión y en particular, bajo el trabajo desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) aplicado a los registros geofísicos de pozo, contempla un procedimiento que a continuación se menciona:

El procedimiento en la inversión de datos experimentales consiste en definir un vector de datos observados de los registros:

$$\mathbf{d}_{\text{obs}} = [d_1, d_2, \dots, d_k]^T \quad (1.41)$$

Paso siguiente es definir el problema del estudio, es decir, definir los parámetros del modelo que satisfaga valores a los reales sin perder de vista el sentido físico y/o geológico:

$$\mathbf{m} = [m_1, m_2, \dots, m_n]^T \quad (1.42)$$

Teniendo esto, se considera una función que relacionará los datos observados con los parámetros del modelo establecido:

$$\mathbf{d}_{\text{obs}} = \mathbf{A}\mathbf{m} \quad (1.43)$$

Por lo tanto, el problema de inversión consiste en encontrar una función (matriz A) de la ecuación 1.43, por lo tanto, la obtención de la matriz inversa, A^{-1} , permite invertir los datos observado en parámetros de modelo:

$$A^{-1} \mathbf{d}_{\text{obs}} = \mathbf{m} \quad (1.44)$$

Aplicando el modelo propuesto a los datos observados, arrojará los datos calculados o u vector de salida:

$$\mathbf{d}(\mathbf{m}) = [d(\mathbf{m})_1, d(\mathbf{m})_2, \dots, d(\mathbf{m})_k]^T \quad (1.45)$$

Al final, se busca que la diferencia entre datos calculados por el proceso de inversión y los datos observados sea de una minimización de la función de costo sea cero o cercana a cero. Si el resultado se considera que satisface esta función sin perder de vista las características de la formación y existe coherencia con su sentido físico, se concluye que el modelo propuesto arroja parámetros petrofísicos adecuados que caracterizarán a cualquier sistema con esas componentes. Caso contrario, si los valores tienen un rango de error grande (estadísticamente hablando), se replanteará el modelo cuantas veces sean necesarias.

1.4 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

La evaluación de una formación sedimentaria de interés petrolero se lleva a cabo mediante diferentes especialistas del área de Geofísica, Geología y Petrolera. Cada campo de estudio hace uso de metodologías propias cuya información es vital para el objetivo de la interpretación final describiendo un yacimiento a detalle para fines de exploración y/o explotación. Pese a diferencias y dentro del proceso exploratorio del subsuelo, estas áreas de investigación se conjugan al momento de la toma de decisiones después de la evaluación e interpretación de datos de registros geofísicos de pozo.

La interpretación de registros geofísicos de pozo es el proceso por el cual se estudian las propiedades físicas del subsuelo y las características petrofísicas de formaciones sedimentarias de manera indirecta. Dichas propiedades son las eléctricas, mecánicas, nucleares, termales, hidráulicas, etcétera; por otro lado, también se estudia parámetros petrofísicos propios como el volumen de arcilla, la porosidad, la saturación de fluidos y permeabilidad. La obtención de estas características se lleva a cabo mediante herramientas específicas, pues las configuraciones de los equipos son

diseñadas dependiendo la variable física a describir. En la figura 1.11 se muestran las profundidades de investigación dependiendo de la herramienta utilizada para adquirir los registros, cada una con sus características permitirá describir la formación en estudio dependiendo las diferentes zonas de invasión, que más adelante se darán a conocer. En la tabla 1.2 se sintetiza los registros geofísicos o curvas esenciales para la descripción de una formación sedimentaria mostrando las diferentes propiedades físicas y parámetros petrofísicos, así como la herramienta utilizada para tales fines, algunos nombres conocidos dentro de la industria, así como la profundidad de investigación con la que trabajan.



Figura 1.11. Diagrama comparativo de las diferentes herramientas en la toma de registros mostrando las diferentes propiedades físicas, su resolución vertical y la profundidad de investigación con la que trabajan (IMP,2019).

Tabla 1.2. Resumen de propiedades físicas en un pozo, su efecto y la herramienta que se utiliza para su medición, su resolución, unidades y obtención de los parámetros petrofísicos requeridos, así como los registros que se presentan al modelar los diferentes datos con algunos mnemónicos.

Propiedad Física	Parámetro Petrofísico obtenido	Medición Física	Curva	Tipo de Herramienta: Mnemónico	Objetivos de la Interpretación	Escala del Registro		Unidad	Profundidad de Investigación	Resolución Vertical
						Mínimo	Máximo			
Eléctrica	Rt, Sw	Resistividad (R)	Resistividad (Inducción Doble) Inducción Eléctrica	Inducción Profunda: ILD, RILD	* Resistividad de la formación verdadera * Saturación de fluidos (A través de la ecuación de Archie) * Diámetro del pozo * Litología (Correlacionando con otros registros) * Fluidos (Correlacionando con otros registros)	Escala Logarítmica	2000	ohm*m	1.5 m	< 3 m
				Inducción Media: ILM, RILM					75 cm	< 2 m
				Inducción Somera: LL3, SGRD, SFL					40 cm	< 1 m
				Resistividad por Inducción: IL, RIL, ILD, RILDD					40 cm - 1.8 m	60 cm - 1 m
				Resistividad Normal Corta: RSN, SN, R16					40 cm	60 cm
				Laterolog Profunda: DLL, LLD, RLDD					1.5 m - 2 m	60 cm
				Laterolog Somera: SLL, LLS, RLSS					60 cm - 90 cm	60 cm
				Zona lavada: Rxo					2.5 cm - 10 cm	5 cm - 10 cm
				Resistividad Micronormal: MNOR					3.81 cm	2.54 cm
				Resistividad Microinversa: MINV					10 cm	3.81 cm
Eléctrica	Rxo, Sxo	Resistividad (R)	Microresistividad (Micrologs)	Microresistividad Enfocado: MSFL	* Resistividad de la formación de la zona lavada * Saturación de agua de la zona lavada por ecuación de Archie * Indicador de Permeabilidad * Identificación de fractura				2.5 cm - 10 cm	5 cm - 10 cm
			Microresistividad (Mediciones de Rxo)	Micro Laterolog: MLL					2.5 cm - 10 cm	5 cm - 10 cm
Radioactiva	Volumen de Arcilla (Vcl), Componente U, Th y K	Radioactividad Natural	Potencial Espontáneo	SP	* Litología * Correlación de formaciones de pozo a pozo * Estimación del contenido de lutita (arcilla) * Indicador cualitativo de permeabilidad * Identificación de ambientes de depósito	-10	10	mV	-	2-3 m
			Rayos Gamma	GR	* Correlación de formaciones * Litología * Estimación del contenido de lutita (arcilla)	0	150	API	30 cm	60 cm
			Rayos Gamma Espectral	SGR	* Descripción de lutita * Identificación de fracturas * Identificación de la roca madre				40 cm	100 cm

Tabla 1.2. Resumen de propiedades físicas en un pozo, su efecto y la herramienta que se utiliza para su medición, su resolución, unidades y obtención de los parámetros petrofísicos requeridos, así como los registros que se presentan al modelar los diferentes datos con algunos mnemónicos (continuación).

Propiedad Física	Parámetro Petrofísico obtenido	Medición Física	Curva	Tipo de Herramienta: Mnemónico	Objetivos de la Interpretación	Escala del Registro		Unidad	Profundidad de Investigación	Resolución Vertical
						Mínimo	Máximo			
Longitud	Diámetro del pozo, Estabilidad o inestabilidad del pozo	Diámetro (ϕ)	Caliper	CAL, CALI	* Indicación del diámetro del agujero * Entrada para correcciones para otras mediciones. * Indicador cualitativo de permeabilidad * Correlación * Control de calidad	6	16	in	-	-
Acústicas	V_p y V_s , porosidad (ϕ) y densidad de la matriz	Velocidad de onda (V_p y V_s)	Tiempo de tránsito, Sónico, tiempo de viaje (onda P, S y/o superficiales)	DTP, DTS, Δt_p , Δt_s	* Identificación de Litología * Sísmogramas Sintético * Propiedades mecánicas de la Formación * Tamaño de pozo * Identificación de permeabilidad	40	140	μ s/ft	15-30 cm	60 cm - 1.5 m
Densidad	Densidad (ρ), Porosidad, Litología	Densidad (ρ)	Densidad	Densidad Volumétrica: RHOB, ρ_b , DEN, ZDEN, DENS	* Porosidad (Desde la densidad Volumétrica)	1.95	2.95	g/cm^3 , kg/m^3	20 cm	45 cm
				Porosidad Densidad: DPHI, PHID, DPOR	* Indicador de fluidos (Con Neutrón) * Propiedades mecánicas de la Formación (con la curva de Sónico)	1.95	2.95	%, v/v (decimal)	20 cm	45 cm
				Densidad Corregida: DRHO	* Contenido de arcilla (con el Neutrón)	1.95	2.95	g/cm^3 , kg/m^3	20 cm	45 cm
Radioactividad	Densidad, Porosidad total	Rayos Gamma	Efecto Fotoeléctrico	PE, Pe, PEF	* Densidad * Litología de la formación * Porosidad (Con ayuda de otros registros como Neutrón y Densidad) * Tipo de fluido (Con registro de Densidad)	0	10	barns/electron (b/e)	5 cm	60 cm
		Porosidad	Neutrón	NPHI, PHIN, NPOR	* Porosidad * Identificación de Litología (Con registro de Sónico y/o Densidad) * Indicador de fluidos (Junto con registro de Densidad) * Contenido de arcilla	-0.15	0.45	%, v/v (decimal)	25 cm	60 cm

Fuentes de Consulta:

- * Cannon, S. (2016). Petrophysics: A Practical Guide. First edition. United Kingdom: Wiley Blackwell.
- * Instituto Mexicano del Petróleo. (2019). Diplomado en Evaluación Petrofísica de Formaciones. Ciudad de México.
- * Krygowski, D. A. (2003). Guide to Petrophysical Interpretation. Austin Texas, USA.
- * Schön, J. H. (2011). Physical Properties of Rocks: A Workbook. Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- * Schön, J. H. (2015). Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics. Second edition. Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- * Serra, O. (2008). Well Logging Handbook. Paris, France: Editions Technip.

1.4.1 ZONAS DE INVASIÓN DE LA FORMACIÓN

Las zonas de estudio dentro de la toma de registros de pozo se miden de manera perpendicular a la línea del pozo, son diversas y varían en función de la profundidad de investigación (figura 1.12). Durante la perforación convencional de un pozo, por el efecto de las características de los fluidos (comúnmente llamados lodos) de perforación que se utilizan, y la presión que se ejerce sobre la formación, hay un efecto de invasión. La presión hidrostática que el lodo de perforación debe ejercer en todo momento en el fondo del pozo, debe ser superior o igual a la posible presión de las formaciones que el pozo vaya atravesando. Lo anterior trae como consecuencia que en formaciones porosas y permeables se produce una filtración de la fase líquida que compone el lodo, hacia adentro de la formación, constituyendo lo que se denomina como filtrado de lodo. Como resultado de esa filtración, las partículas sólidas de lodo se adhieren a la pared del pozo, formando lo que se conoce como película de lodo, enjarre o revoque (IMP, 2008).

Ahora, si se toma una sección transversal del pozo y se visualiza de la pared hacia dentro de la formación de manera perpendicular al pozo mismo, se tiene la primera zona que tiene el filtrado del lodo de perforación cuya resistividad se le llama R_m , enseguida está el llamado enjarre de lodo con R_{mc} como resistividad. Enseguida sigue la llamada zona lavada, donde el filtrado del lodo empuja o desplaza gran parte del agua de la formación y, hasta cierto punto, parte de hidrocarburos con una resistividad R_{xo} . Esta zona dependerá de que tanta porosidad y permeabilidad haya, pues si hay total desplazamiento, significa que solo habrá el filtrado del lodo; caso contrario, si hay ligero filtrado y al inicio hay presencia de hidrocarburos, el fluido que queda se denominará hidrocarburo residual.

La siguiente sección, con nombre de zona de transición o zona invadida es la interacción de la saturación del filtrado del lodo con la saturación del agua de la formación. Esta región dependerá de las características de la formación como es la porosidad, permeabilidad, presión, el tiempo desde que se perforó, la litología, etcétera. Finalmente, se encuentra la zona no invadida o zona virgen, denominada así porque no hay contaminación por parte del filtrado del lodo de perforación, la resistividad es la verdadera de la formación denominada R_t .

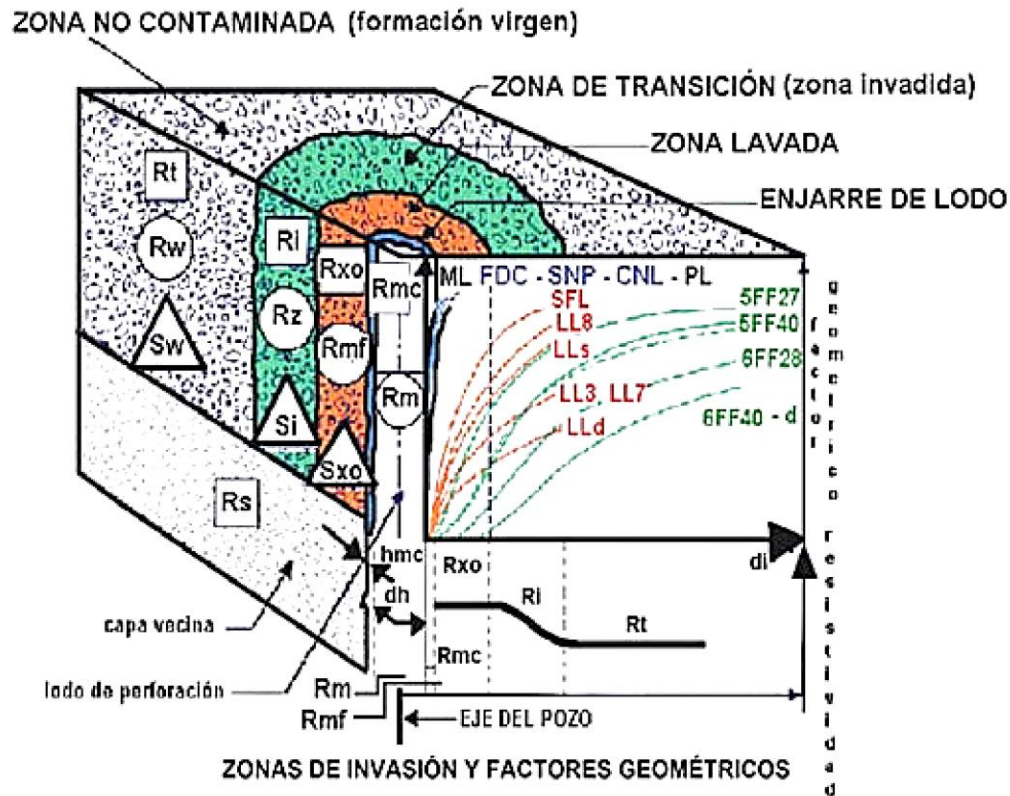
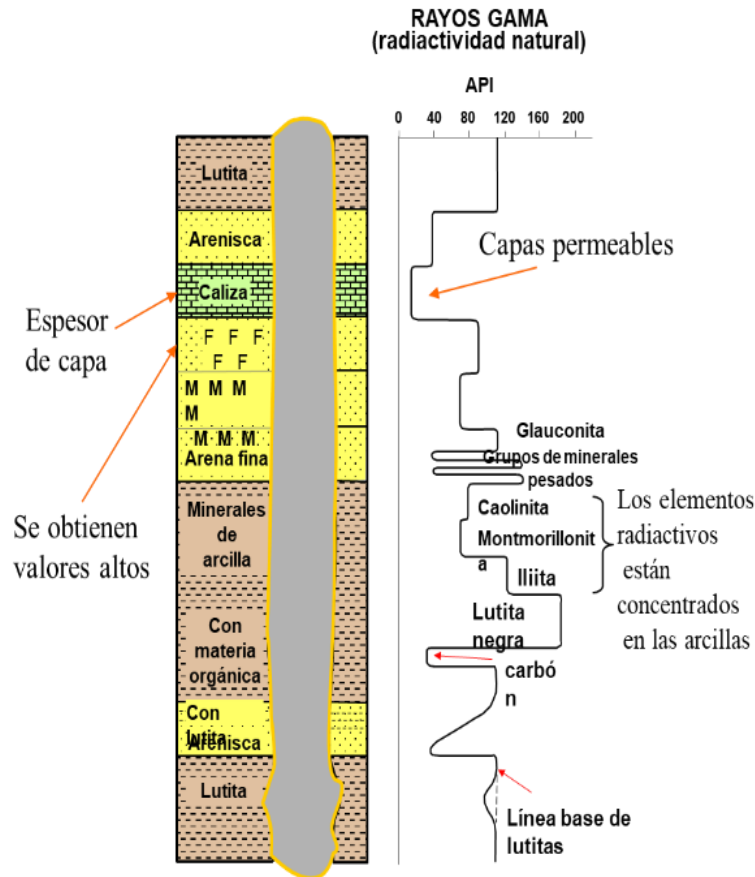


Figura 1.12. Sección de las zonas de estudio de un pozo. Recuperada de: Ramos, Zinat & Ramírez (2008).

1.4.2 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

El registro de rayos gamma nos permite visualizar permeabilidad de distintas zonas. Para formaciones terrígenas, se hace la distinción entre zona arcillosa y de arenisca, con tendencia hacia la derecha e izquierda del registro, respectivamente (figura 1.13). En caso de presencia de arcillosidad, cuando arroja valores altos, es debido a la presencia de los minerales con alto contenido de Potasio, Uranio y Torio, sin embargo, su cálculo particular conlleva un proceso en específico. Caso contrario, en las rocas limpias de arcilla como es la arenisca, presentará bajo contenido de radioactividad. Por lo tanto, el registro de rayos gamma identifica la radioactividad natural. La variabilidad en valor de máximo y mínimo dependerá del análisis estadístico, datos externos proporcionados como la geología, datos sísmicos, etcétera al igual que el criterio del intérprete.



(Coconi, 2016 y Rider M., 1992)

Figura 1.13. Esquema general del comportamiento del registro de rayos gamma (IMP, 2019).

1.4.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD

El registro de resistividad eléctrica como el inverso de la conductividad presenta efectos para su interpretación variable. Cuando hay presencia de arcilla la resistividad disminuirá en los registros, debido al fenómeno del agua ligada a las arcillas. Si el registro presenta arena y ésta, tiene agua salada, de igual manera presentará resistividad baja. Caso contrario, si el registro refleja valores altos de resistividad se puede asociar con una roca con contenido de aceite y/o gas al igual que una roca muy compacta (figura 1.14).

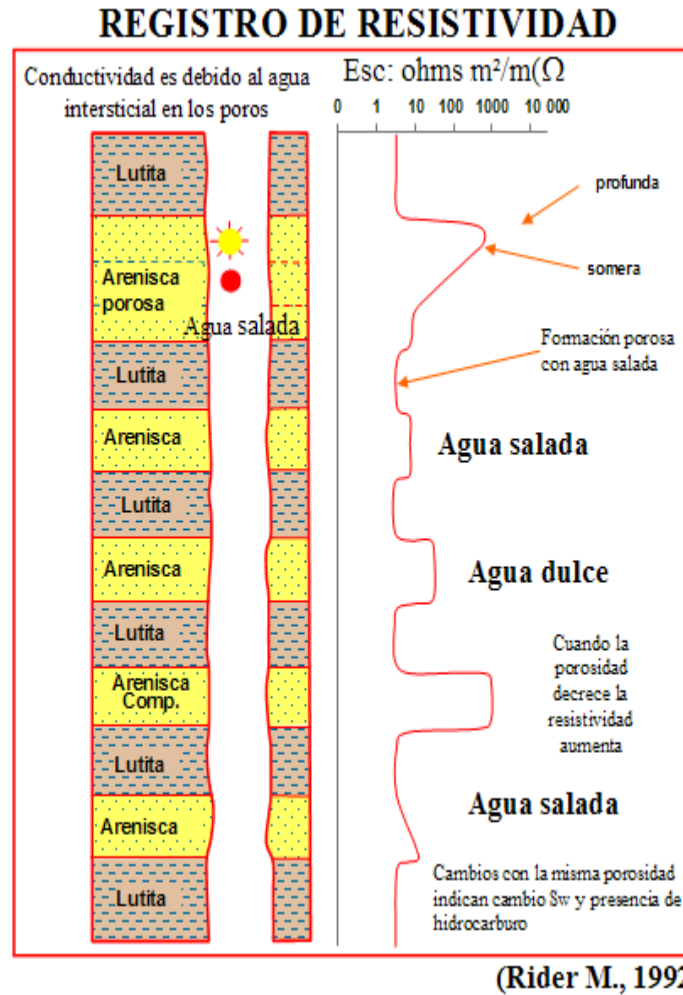


Figura 1.14. Visualización general del comportamiento del registro de resistividad (IMP, 2019)

1.4.4 REGISTRO DE POROSIDAD

El registro de porosidad-Neutrón es una curva de principio radioactivo, que permite conocer la porosidad de la formación respecto a la variación del contenido de hidrógeno presente en la formación para visualizar las zonas con gas, aceite y agua, y como consecuencia, distingue litología (figura 1.15). Cuando se tiene una porosidad alta, hace referencia a una arenisca y si ésta contiene fluidos como gas, aceite o agua, el cambio será de muy bajo a alto, respectivamente, ya que el agua tiene más contenido de hidrógeno que el gas.

REGISTRO DE NEUTRÓN

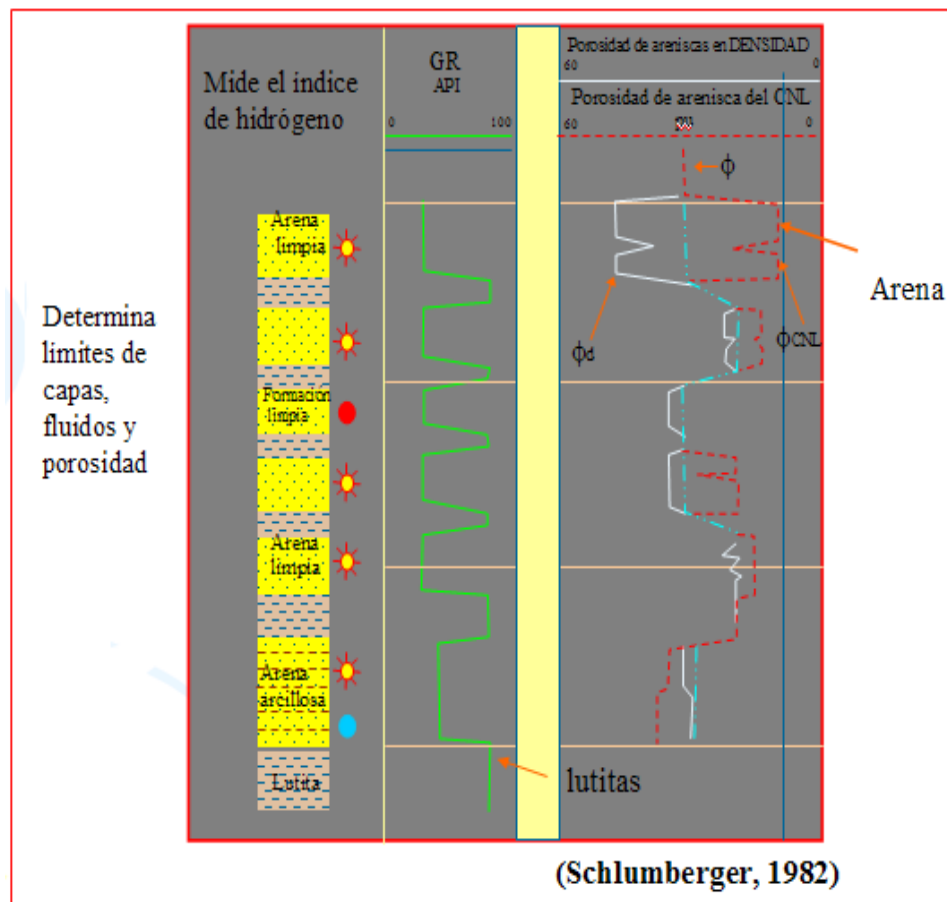
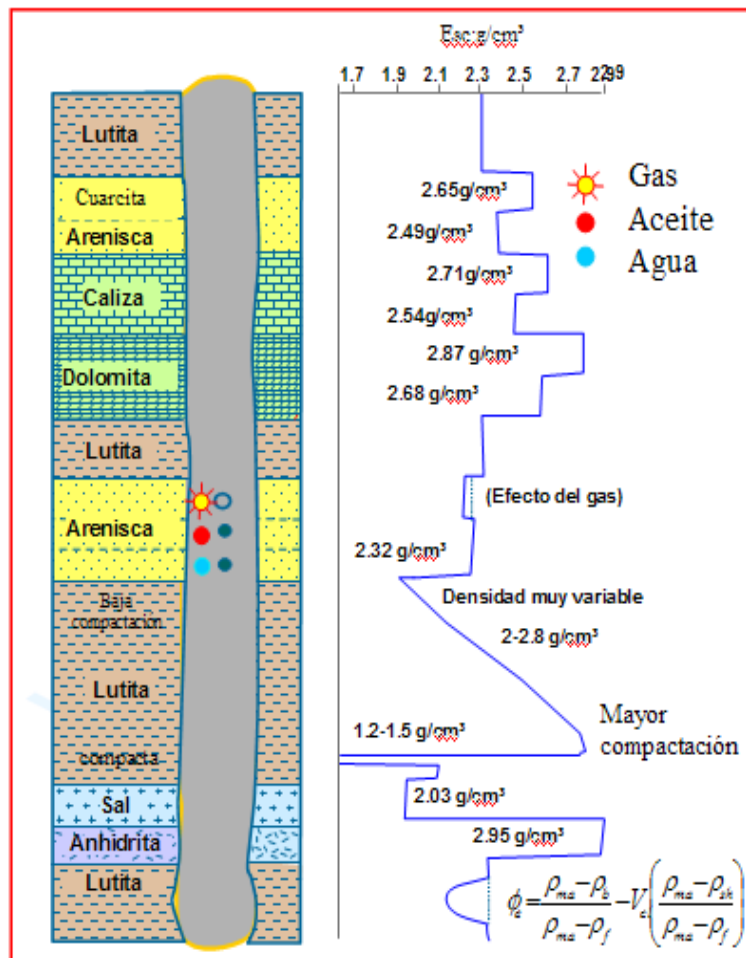


Figura 1.15. Visualización general del registro de porosidad (IMP, 2019).

1.4.5 REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de densidad es considerado también un registro radioactivo. Su objetivo es obtener la propiedad de densidad de la formación. Con este registro también es posible obtener la porosidad, pues es función de la densidad, es por ello que el registro de densidad brinda información (apoyado en otros registros) para identificar zonas con fluidos de interés y litología. La variación de densidades en los componentes de la formación es mínima debido al valor de su escala, sin embargo, nos brinda información certera en el cálculo de la porosidad efectiva para formaciones siliciclásticas, es decir nos puede brindar también el contenido de lutita (figura 1.16).

REGISTRO DE DENSIDAD



(Rider M., 1992)

Figura 1.16. Visualización general del registro de Densidad (IMP, 2019).

1.4.6 REGISTRO ACÚSTICO (TIEMPO DE TRÁNSITO)

Esta curva viene del registro acústico la cual consiste en la transmisión y recepción de ondas elásticas. Lo que mide es el tiempo que tarda una onda sonora en atravesar una unidad de distancia de la formación. El tiempo de tránsito es el inverso de la velocidad y, por lo tanto, esta propiedad depende de la litología y porosidad presentes, por lo tanto, es posible calcular la porosidad de la formación a partir de este registro (Figura 1.17). Este registro nos ayuda también para trabajar en la interpretación de registros sísmicos por los principios que manejan estos dos campos de estudio. Cuando el registro de tiempo de tránsito tiende a valores mínimos cuando se refiere a cuerpos

sólidos, rocas, y su variación dependerá de las características litológicas. Mientras más compacta la roca sea, menor será su valor de tiempo de tránsito. Cuando el valor del registro aumenta nos indica que la porosidad aumenta y en esa porosidad puede tener o no fluidos; por lo tanto, a una temprana visualización, podemos distinguir o asociar a los fluidos de interés con valores altos de tiempo de tránsito.

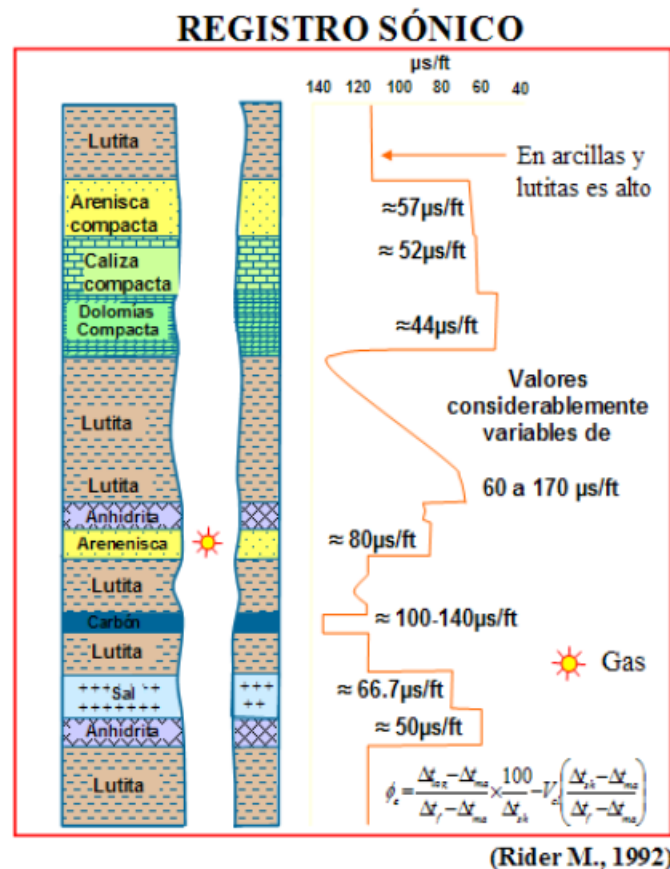
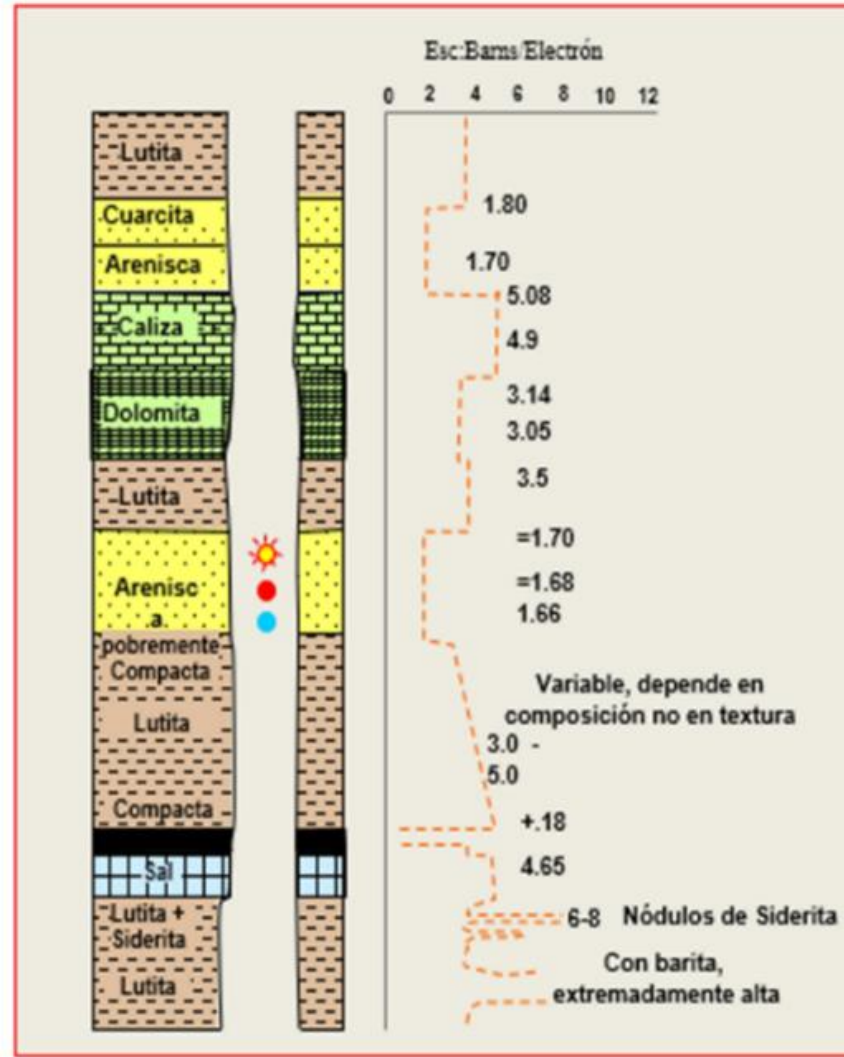


Figura 1.17. Visualización general del registro acústico (IMP, 2019).

1.4.7 REGISTRO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico (Pe o PEF), cuyo principio físico es considerado un registro radioactivo, puede determinarse fácilmente para cualquier litología. Esta medición responde a la matriz de la roca y como efecto secundario a la porosidad y al o los fluidos presentes en ésta. Por lo tanto, el registro nos permite separar arenas con las demás litologías (1.18).

Registros Radioactivos (fotoeléctrico o PEF)



Coconi (2016) y Rider M. (1992)

Figura 1.18. Visualización general del registro Fotoeléctrico (IMP, 2019).

Finalmente, los valores de cada registro de las diferentes componentes, ya sea litologías o fluidos, se presentan en la Tabla 1.3, manejando un valor en específico o bien un rango, debido a que las rocas pueden variar dependiendo de su consolidación o bien, puede ser por los cambios o transición de una formación a otra. También la nulidad o falta de valor en esta tabla, es debido a que algunas propiedades no registran alguna componente como por ejemplo el tiempo de tránsito de la onda S no está registrado, ya que no hay un viaje de esta onda en fluidos. En el caso del tiempo de tránsito de la onda

P en lutita es un rango muy amplio, por eso no se asigna, y la determinación en la evaluación del registro, se correlacionará con otros para la determinación de dicha litología. Otro ejemplo es valor nulo de rayos gamma en fluidos; este registro nos permite visualizar solo litología y reconocerla cualitativamente a primera vista, por lo que no distingue fluidos.

Tabla 1.3 Valores generales de litologías y fluidos para los diferentes Registros Geofísicos de Pozo en Formaciones Sedimentarias.

Componente / Curva	Rayos Gamma, GR [API]	Resistividad, Rt [Ohm*m]	Porosidad, ϕ_N [v/v]	Densidad, ρ_b [g/cm ³]	Tiempo de tránsito, Δt_p [μ s/ft]	Tiempo de tránsito, Δt_s [μ s/ft]	Efecto Fotoeléctrico, Pe [b/e]
Arenisca	10 - 160	20-1000	-0.01	2.65	51 - 100	74-170	1.8
Lutita	80 - 1000	10-100	0.2 - 0.6	2.06-2.88	60-170	328	1-6.3
Caliza	5 -100	50-5000	0.001	2.71	45.5-53	88.4-143	5.1
Dolomita	10 - 100	50-5000	0.01 - 0.06	2.87	38-45	72-133	3.1-3.2
Agua	-	-	1	1-1.5	180 - 210	-	0.36-0.81
Aceite	-	10-10 ¹⁶ 2-1000 ¹	0.85	0.6-1	220 - 305	-	0.12-0.13
Gas	-	-	15°C, 0.1 Mpa, 0.0017 93°C, 48 Mpa, 0.54	0.000886	500-1500	-	-

¹ R_t de Arenisca con aceite y/o gas maneja un rango de 2-1000 Ohm*m

Fuentes de consulta:

- Ellis, D. V. & Singer, J. M. (2007). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition. The Netherlands: Springer Science+Business Media B.V.
- Hearst, J. R., Nelson, P.H. & Paillet, F.L. (2000). Well Logging for Physical Properties. A Handbook for Geophysicists, Geologists, and Engineers. Second edition. England: John Wiley & Sons, Ltd.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2019). Diplomado en Evaluación Petrofísica de Formaciones. Ciudad de México.
- Krygowski, D. A. (2003). Guide to Petrophysical Interpretation. Austin Texas, USA.
- Liu, H. (2017). Principles and Applications of Well Logging. Second Edition. Beijing, China: Springer.
- Schön, J. H. (2011). Physical Properties of Rocks: A Workbook. Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- Serra, O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. First Edition. New York, USA: Elsevier Science Publishers B.V.
- Tittman, J. (1986). Geophysical Well Logging. First Edition. USA: Academic Press, Inc.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN FORMACIONES SEDIMENTARIAS

El proceso para evaluar e interpretar un pozo en la etapa exploratoria es mediante una serie de procedimientos puntuales conformados por cálculos matemáticos, físicos, computacionales e incluso de logística, con el fin de describir y darle sentido a las propiedades físicas y parámetros petrofísicos de la formación en estudio para los objetivos trazados en la industria del petróleo. Este flujo de trabajo se enfrenta con una diversidad de variables que deben contemplar sus relaciones constitutivas para la obtención de resultados confiables.

En el presente capítulo se describen dos metodologías distintas, con manejo de la información diferente, pero con el mismo objetivo: la evaluación e interpretación de pozos de la manera más detallada posible con un grado de incertidumbre en el desarrollo de cálculos casi nulo y en la obtención de las variables petrofísicas. La primera metodología de manera convencional se lleva a cabo mediante ecuaciones usadas normalmente, con principios físicomatemáticos con carácter histórico y en algunos casos, con fundamento empírico. El segundo método de evaluación e interpretación es el propuesto en los últimos años por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el cual hace uso a partir del planteamiento de su propio modelo y que, mediante la inversión conjunta de datos, es posible la obtención de los respectivos parámetros de salida para proceder a darle la respectiva interpretación geocientífica.

2.1 MÉTODO PARA LA INTERPRETACIÓN CONVENCIONAL PARA FORMACIONES SEDIMENTARIAS

Este método, se generaliza en tres fases o etapas compuesta cada una por una serie de cálculos y su dependencia entre ellos. Como se mencionó con anterioridad, en la etapa exploratoria del pozo, se realizan las respectivas mediciones indirectas obteniendo la variedad de registros mayormente posibles. Paso siguiente empieza una trayectoria de procedimientos cualitativos y cuantitativos en gabinete para la evaluación e interpretación del pozo en estudio a cargo del petrofísico (Figura 2.1).

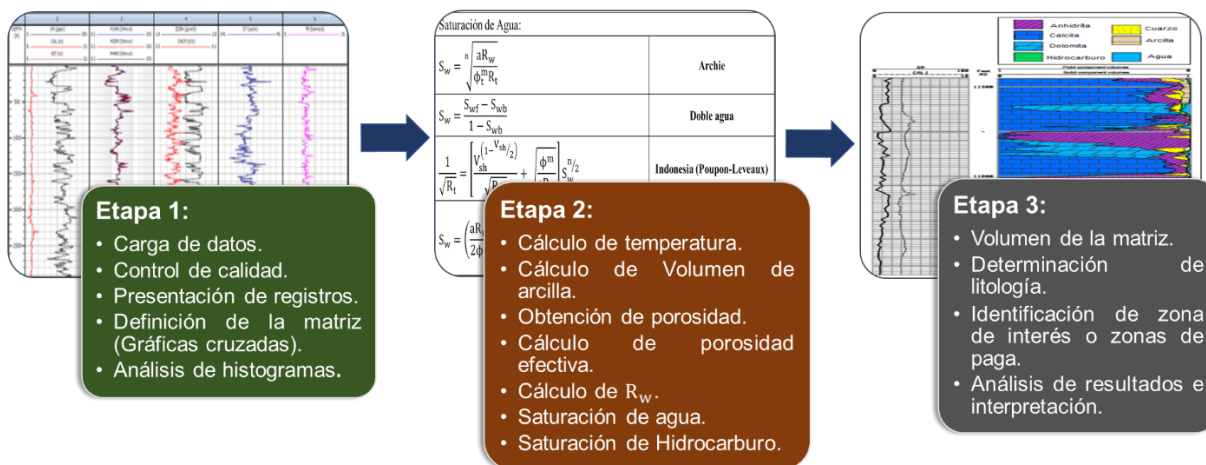


Figura 2.1. Flujo de trabajo para la evaluación convencional de un pozo.

2.1.1 ETAPA 1. VISUALIZACIÓN DE REGISTROS Y ANÁLISIS CUALITATIVO

La etapa uno consiste en cargar los datos proporcionados una vez concluido las mediciones en el pozo, cuyo formato se encuentran con diferentes extensiones (*.las, *.lis, *.ascii, etcétera); se verifica la calidad de los propios datos así como observaciones que puedan traer en la que se tenga que enfatizar algún detalle; concluido esos pasos se cargan en software especializado, se grafican, se editan a los intervalos estandarizados y se presentan para visualizarlos y empezar a detectar comportamientos conocidos de manera cualitativa. Una vez realizado el control de calidad y su visualización general, se procede a un análisis para la determinación de la matriz y la distribución de elementos presentes en la formación mediante la distribución en histogramas de cada registro o el análisis de gráficas cruzadas que consiste en la comparación de mínimo dos registros.

2.1.2 ETAPA 2. EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE REGISTROS

La etapa dos consiste en la evaluación y análisis de las propiedades obtenidas para encontrar los parámetros petrofísicos requeridos. Teniendo los previos análisis de gráficas cruzadas e histogramas, se busca el volumen de arcilla (el método a ocupar es decisión del petrofísico considerando las características de la formación o con información adicional como núcleos, geofísica o del estudio geológico de la zona). Se obtiene la porosidad total, y a ésta se le quita el efecto de arcilla obteniendo así la porosidad efectiva. Una vez obtenidos los parámetros se obtiene la saturación de fluidos.

Un método tradicional para calcular la saturación de agua y como indicador es el método de Archie, sin embargo, solo es aplicable para formaciones terrígenas limpias, porosa, sin arcilla, como lo fundamenta su teoría. Al final, el método ocupado tendrá sus propias variables a utilizar, la correcta dependerá de cuál se fundamente física, numérica y geológicamente de manera correcta.

La obtención de saturación de hidrocarburos se obtiene a partir de la obtención de saturación de agua, es decir, se considera que de un 100% se resta el valor obtenido por cualquier método y la diferencia será el porcentaje de hidrocarburo. El tipo de hidrocarburo dependerá de previo análisis de registros, debido a sus propiedades físicas particulares.

En la interpretación cuantitativa se siguen una serie de pasos para obtener un producto final cuantificable y sin perder de vista el objetivo que es encontrar las zonas de interés en el ámbito petrolero. El proceso indicado en la figura 2.1 es un diagrama general para el desarrollo del flujo de trabajo para la evaluación de una formación convencional, sin embargo, se mencionarán a continuación de manera puntual, los pasos para la obtención de los parámetros petrofísicos en la fase dos con base los registros, el análisis de gráficas cruzadas, el trazado de histogramas y datos de núcleos.

2.1.2.1 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN

El cálculo de la temperatura se realiza con base al principio del gradiente de temperatura en función de la profundidad. Este cambio es de 1°C por cada 33 m de profundidad. La expresión es una ecuación de forma lineal:

$$T_f = \left[\left(\frac{T_{max} - T_s}{Prof_{max}} \right) \cdot Prof_f \right] + T_s \quad (2.1)$$

donde:

T_f : Temperatura de formación

T_s : Temperatura de superficie o mínima

T_{max} : Temperatura máxima (Dato proporcionado en la toma de registros)

$Prof_{max}$: Profundidad máxima (Dato proporcionado en la toma de registros)

$Prof_f$: Profundidad de formación, profundidad de investigación.

2.1.2.2 VOLUMEN DE ARCILLA

El cálculo de volumen de arcilla se obtiene a partir del registro de rayos gamma. El resultado de esta operación sirve para definir y determinar las zonas limpias (o libre de arcillas) a las que contienen dicho material. Así mismo, este resultado sirve al momento de corregir el efecto que genera la arcilla en la porosidad. Matemáticamente, hay diferentes formas para obtener el volumen, el uso de cualquier ecuación depende de las características geológicas de la formación, de los registros con que se cuentan, etcétera. Cuando se considera únicamente una relación entre formaciones limpias como arenisca y de lutita sin considerar otras componentes, se considera una relación de volumen de arcilla lineal, es decir, $V_{arcilla} = I_{GR}$, donde I_{GR} se le denomina Índice de Rayos Gamma (I_{GR}) y se calcula de la siguiente manera:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad (2.2)$$

donde:

I_{GR} : describe una respuesta lineal al contenido de arcilla

GR_{log} : Lectura de registros en la profundidad de interés

$GR_{mín}$: Valor de rayos gamma en una zona limpia. Llamada también como GR_{clean}

$GR_{máx}$: Valor de rayos gamma alto, correspondiente a la lutita. También llamado como GR_{shale}

Cuando la relación no es lineal, el volumen de arcilla (V_{shale}), a partir del resultado de I_{GR} , se puede obtener por diferentes métodos que a continuación se enuncian y su representación gráfica se observa en la figura 2.2:

- Stieber:

$$V_{shale} = \frac{I_{GR}}{3.0 - 2.0 \cdot I_{GR}} \quad (2.3)$$

- Clavier:

$$V_{shale} = 1.7 \cdot [3.38 \cdot (I_{GR} + 0.7)^2]^{0.5} \quad (2.4)$$

- Larionov para rocas terciarias:

$$V_{shale} = 0.083 \cdot (2^{3.7 \cdot I_{GR}} - 1.0) \quad (2.5)$$

- Larionov para otras rocas:

$$V_{shale} = 0.33 \cdot (2^{2 \cdot I_{GR}} - 1.0) \quad (2.6)$$

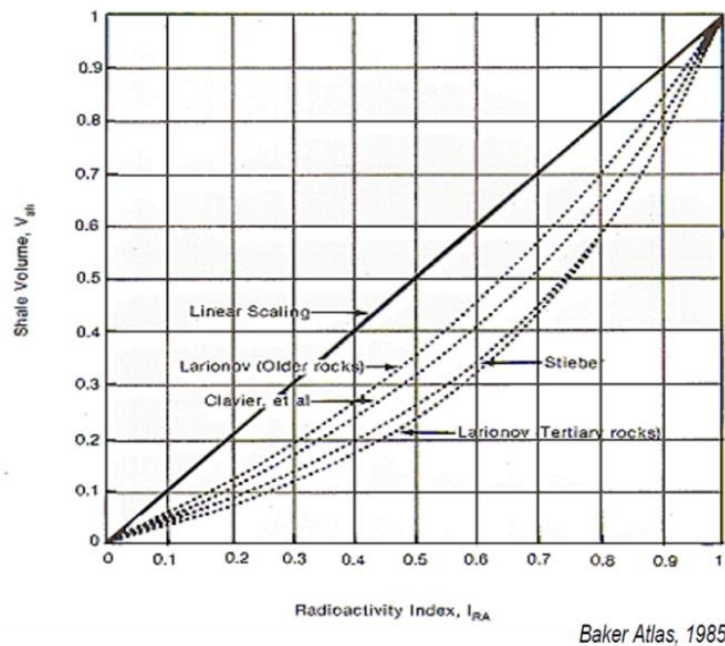


Figura 2.2. Representación gráfica de las diferentes ecuaciones para el cálculo de Volumen de arcilla (Krygowski, 2003).

2.1.2.3 POROSIDAD TOTAL

Se define a la porosidad total como el volumen de los poros sobre el volumen total de la roca:

$$\phi_T = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.7)$$

2.1.2.3.1 POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO NEUTRÓN

Esta porosidad es obtenida al momento de la adquisición del registro y por lo tanto se puede ver en el carril correspondiente. Esta porosidad está referenciada a una litología en específica en la calibración de la herramienta al momento de adquirir los datos, usualmente caliza. Las correcciones de la porosidad son a través de cartas o algoritmos específicos.

2.1.2.3.2 POROSIDAD A PARTIR DE COMBINACIÓN DE REGISTROS (NEUTRÓN-DENSIDAD)

Esta porosidad combina el registro de neutrón con densidad para determinar un método de visualización inmediata. Si la litología y el fluido de formación son desconocidos:

$$\phi = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (2.8)$$

Si se conoce la litología y el líquido de formulación es gas:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} = \frac{2}{3}\phi_D + \frac{1}{3}\phi_N \quad (2.9)$$

2.1.2.3.3 POROSIDAD EFECTIVA

Cuando a la porosidad total se le quita el efecto que causa la arcilla es denominado porosidad efectiva, es decir, es cantidad de porosidad que está interconectada que permite la transmisión de fluido libremente. De manera general, para cualquier tipo de porosidad considerada como total, se calcula:

$$\phi_e = \phi - (\phi_{sh} \cdot V_{sh}) \quad (2.10)$$

donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva

ϕ : Porosidad calculada a partir de las mediciones (neutrón, densidad o sónico)

ϕ_{sh} : Valor de la medición de porosidad en una lutita (shale), valor máximo.

V_{sh} : Volumen de arcilla calculado en el intervalo de estudio.

2.1.2.3.3.1 POROSIDAD EFECTIVA DEL REGISTRO NEUTRÓN

$$\phi_{N-corr} = \phi_{Ne} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \cdot V_{sh}) \quad (2.11)$$

donde:

ϕ_{Ne} : Porosidad efectiva a partir del registro neutrón (porosidad corregida)

ϕ_N : Porosidad Neutrón (se toma del registro directamente)

ϕ_{Nsh} : Valor máximo en el registro de porosidad neutrón correspondiente a lutita (shale).

V_{sh} : Volumen de arcilla calculado en el intervalo de estudio.

2.1.2.3.3.2 POROSIDAD EFECTIVA DEL REGISTRO DENSIDAD

$$\phi_{D-corr} = \phi_{De} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \cdot V_{sh}) \quad (2.12)$$

donde:

ϕ_{De} : Porosidad efectiva a partir del registro densidad (porosidad corregida)

ϕ_D : Porosidad calculada a partir del registro de densidad

ϕ_{Dsh} : Valor del registro de porosidad densidad correspondiente a lutita (shale).

V_{sh} : Volumen de arcilla calculado en el intervalo de estudio.

2.1.2.3.3.3 POROSIDAD EFECTIVA PARA ACEITE Y GAS

Para aceite:

$$\phi_{e-oil} = \frac{(\phi_{N-corr} + \phi_{D-corr})}{2} \quad (2.13)$$

Para gas:

$$\phi_{e-gas} = \sqrt{\frac{\phi_{N-corr}^2 + \phi_{D-corr}^2}{2}} \quad (2.14)$$

donde:

ϕ_{e-oil} : Porosidad efectiva para aceite

ϕ_{e-gas} : Porosidad efectiva para gas

ϕ_{N-corr} : Porosidad Neutrón corregida previamente

ϕ_{D-corr} : Porosidad de densidad corregida previamente

2.1.2.4 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El cálculo de la resistividad del agua de formación es necesario para el cálculo de la Saturación del agua, S_w . Esta agua es la que se encuentra en la zona alejada del pozo (zona virgen), la no contaminada por el lodo de perforación. La obtención de su valor se puede realizar de diferentes maneras, desde catálogos ya establecidos hasta el uso de cálculos y gráficamente.

El diagrama de *Pickett* es el método más utilizado y se puede aplicar independientemente del tipo de lodo de perforación, siempre que se tenga ubicado un intervalo o zona de arena limpia que contenga agua. El método *Pickett* hace uso de la

ecuación de Archie en términos de resistividad con una formación libre de arcilla y una $S_w = 100\%$.

2.1.2.5 SATURACIÓN DE AGUA

2.1.2.5.1 MÉTODO DE ARCHIE

La saturación de agua de las arenas limpias se puede determinar utilizando la ecuación combinada de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{R_t \phi^m} \right)^{1/n} \quad (2.15)$$

Donde:

a : Factor de cementación

m : Exponente de cementación

n : Exponente de saturación

R_w : Resistividad del agua de formación

R_t : Es la respuesta de la herramienta de investigación de resistividad profunda

Φ : Es la porosidad final previamente calculada.

2.1.2.5.2 MÉTODO DE ARCILLAS DISPERSAS

Este método, desde su nacimiento, sostiene que la densidad respondía a la porosidad llena de líquido, mientras que el registro sónico se veía afectado por las arcillas, con una diferencia denominada q , que es la fracción del espacio entre granos llenos de arcilla:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{0.8 \cdot R_w}{\phi_S^2 \cdot R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2}}{1 - q} \quad (2.16)$$
$$q = \frac{\phi_S - \phi_D}{\phi_S}$$

2.1.2.5.3 MÉTODO DE FERTL

El método de Fertl en los años 70's parten de la ecuación de Archie, pero con aplicación en formaciones areno-arcillosas por lo que se busca corregir dicho efecto que causan los elementos arcillosos cuando se busca la saturación de agua. Su expresión es:

$$S_{we} = \frac{1}{\phi_D} \left[\sqrt{\frac{R_w}{R_t} + \left(\frac{a \times V_{sh}}{2}\right)^2} - \frac{a \times V_{sh}}{2} \right] \quad (2.17)$$

$$a = 0.25 \text{ Costa del golfo}$$

$$a = 0.35 \text{ Rocas de montaña}$$

2.1.2.5.4 MÉTODO DE SIMANDOUX

El método con base a este modelo se planteó en 1963 y es de gran utilidad para cuando hay presencia de arcilla laminar. Se realizó con base en mezcla homogéneas de arena y montmorillonita e, inicialmente se considera la conductividad debido a la presencia de lutita (Avendaño, 2015). Conforme pasaba el tiempo e investigación, se llegó a la siguiente ecuación donde se expresa en función de resistividades, volumen y porosidad efectiva.

$$S_{we} = \left(\frac{C \cdot R_w}{\phi_e^2}\right) \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{5\phi_e^2}{R_t R_w}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (2.18)$$

$$C = 0.40 \text{ para areniscas}$$

$$C = 0.45 \text{ para carbonatos}$$

2.1.2.5.5 MÉTODO DE POUPON Y LEVAUX

Este método, también llamado como método de “Indonesia” considera una roca limpia, con un $V_{cl} = 0$, y tiene una buena respuesta para registros resistivos. La saturación de agua se calcula mediante este método como:

$$S_w = \left[\left(\frac{a}{\phi_t^2}\right) \cdot \left(\frac{R_w}{R_t}\right) \right]^{1/n} \quad (2.19)$$

Donde:

a : Constante; $a = 0.81$ para arenas

n : Exponente de saturación de Archie; $n = 2$

R_w : Resistividad del agua de formación

R_t : Es la respuesta de la herramienta de investigación de resistividad profunda

ϕ_t : Porosidad total

2.1.2.5.6 MÉTODO DE DOBLE AGUA

Este método abarca tanto el agua libre de la formación y la ligada de a las arcillas y la obtención es una serie de pasos con variables a considerar:

1. Cálculo del volumen de arcilla (V_{cl}). Su obtención queda a decisión del intérprete usando cualquier método expuestos en el apartado 2.1.2.2.
2. Corrección de la porosidad por arcilla obtenida del Neutrón y Densidad (ver apartados 2.1.2.3.3.1 y 2.1.2.3.3.2)
3. Calcular la porosidad efectiva (Neutrón-Densidad) como se menciona en la sección 2.1.2.3.2.
4. Cálculo de la porosidad total de la lutita adyacente:

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{ash} + (1 - \delta) \phi_{nsh} \quad ; \quad \delta = 0.5 \text{ a } 1.0 \quad (2.20)$$

5. Obtención de porosidad total y saturación del agua ligada.

$$\phi_t = \phi_e + V_{cl} \cdot \phi_{tsh} \quad (2.21)$$

$$S_b = \frac{V_{cl} \cdot \phi_{tsh}}{\phi_t} \quad (2.22)$$

6. Cálculo de la resistividad del agua ligada a las arcillas:

$$R_b = R_{sh} \cdot \phi_{tsh}^2 \quad (2.23)$$

7. Cálculo de la resistividad del agua aparente en arenas arcillosas:

$$R_{wa} = R_t \cdot \phi_t^2 \quad (2.24)$$

8. Cálculo de Saturación de agua total corregida por arcilla:

$$b = \frac{\left[S_b \cdot \left(1 - \frac{R_w}{R_b} \right) \right]}{2} \quad (2.25)$$

$$S_{wt} = b + \sqrt{b^2 + \left(\frac{R_w}{R_{wa}}\right)} \quad (2.26)$$

9. Cálculo de la Saturación de agua efectiva:

$$S_{we} = \frac{(S_{wt} - S_b)}{(1 - S_b)} \quad (2.27)$$

2.1.2.6 SATURACIÓN DE HIDROCARBURO

Se define como Saturación de hidrocarburo (S_h , S_{hr} o S_o) como:

$$S_h = (1 - S_w) \quad (2.28)$$

2.1.3 ETAPA 3. INTERPRETACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE INTERÉS

Dando seguimiento al diagrama (Figura 2.1), en la tercera etapa los resultados obtenidos en la evaluación se interpretan y, a partir de esto, se identifican las zonas de interés. Determinar los parámetros para considerar una zona de interés, dependerá de las propias características del medio y de las necesidades que se requiera.

2.1.3.1 COMPONENTES DE LA FORMACIÓN

Tomando en cuenta lo anterior, se procede a trabajar en el cálculo de litologías en función de su volumen. Una manera de realizar este procedimiento es mediante la aplicación de un sistema de ecuaciones lineales denominado mineralogía compleja donde dicho sistema lo conforman las asociaciones de minerales, fluidos, porosidad, etcétera, representado en un sistema general de m ecuaciones con n incógnitas. El sistema general $m \times n$ de m ecuaciones con n incógnitas (Grossman, 2008) está dado por:

$$\begin{array}{cccccc} a_{11}x_1 + & a_{12}x_2 + & a_{13}x_3 + & \cdots + & a_{1n}x_n & = b_1 \\ a_{21}x_1 + & a_{22}x_2 + & a_{23}x_3 + & \cdots + & a_{2n}x_n & = b_2 \\ a_{31}x_1 + & a_{32}x_2 + & a_{33}x_3 + & \cdots + & a_{3n}x_n & = b_3 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1}x_1 + & a_{m2}x_2 + & a_{m3}x_3 + & \cdots + & a_{mn}x_n & = b_m \end{array} \quad (2.29)$$

donde:

m y n : Son los números de filas y columnas, respectivamente. La matriz debe ser cuadrada, por lo que n es el número de registros que se estudian en el sistema y, por lo tanto, el número de componentes m deben ser iguales.

a y b : Son número reales. Representan los valores de tablas estándar de los registros o valores obtenidos de los registros en estudio; a representa la respuesta del registro en la i –ésima componente; b es la respuesta del registro en la zona de estudio.

$(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$: Son las variables o registros a utilizar representativos para todo el estudio de los registros.

De lo anterior, la expresión 2.46 se puede escribir en forma matricial (Kolman & Hill, 2006) como:

$$AX = B \quad (2.30)$$

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}, \quad X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones y obtener la matriz X de (2.31), se realiza la siguiente ecuación:

$$X = A^{-1}B \quad (2.32)$$

El resultado será la fracción de volumen de cada componente petrofísica indicando su distribución a lo largo de la formación en estudio.

2.1.3.2 ZONA DE PAGA

Para la determinación de zonas de paga se toman en cuenta condiciones en la cual una zona es considerada de interés geocientífico y económico con base en las respuestas de los análisis tanto cuantitativos y cualitativos de las etapas previas. Es importante hacer mención que las componentes petrofísicas a tomar en cuenta son en función de la decisión del analista de registros que, a su vez, respalda su criterio con todos los elementos a considerar como otros estudios geofísicos, geológicos e incluso

de pozos aledaños. Como ejemplo para ilustrar este apartado se considera un caso ideal para una formación siliciclástica o terrígena, donde la zona de paga es adecuada cuando cumple con los siguientes valores:

$$V_{sh} \leq 50\% \quad (2.33)$$

$$\phi_{sandstone} \geq 10\% \quad (2.34)$$

$$S_{water} \leq 50\% \quad (2.35)$$

2.1.3.3 VOLUMEN DE HIDROCARBURO

El Cálculo del Volumen de Hidrocarburo en la zona de interés se define como:

$$HCIP = A \cdot h \cdot (N/G) \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \quad (2.36)$$

Donde:

HCIP: Volumen de hidrocarburo en la zona de interés.

A: Área de la reserva, determinada por geofísicos y geólogos, principalmente sobre la base de la sísmica de superficie.

h: Espesor de la capa de la reserva, determinado por geólogos y petrofísicos a partir de registros y núcleos.

N/G: relación neta-bruta (es decir, fracción del reservorio que consiste en roca porosa, por ejemplo, arena o carbonato, excluyendo la lutita), determinada por geólogos y petrofísicos a partir de registros y núcleos.

ϕ : Porosidad presente en el reservorio, determinado por el petrofísico desde registros y núcleos

S_w: Saturación de agua, determinado por el petrofísico desde registros.

2.2 MÉTODO PARA LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE INVERSIÓN CONJUNTA DE REGISTROS

El proceso para el análisis e interpretación de registros geofísicos mediante el uso de Inversión Conjunta se hace mediante los modelos unificados, tanto de formaciones terrígenas como de formaciones calcáreas, propuestos por el grupo de investigación en el campo de la Petrofísica y análisis de Registros Geofísicos del Instituto Mexicano del

Petróleo. A partir de estos modelos, se desarrollan métodos físico-matemáticos para el cálculo de propiedades efectivas mediante los métodos de medios efectivos.

2.2.1 MÉTODOS DE MEDIOS EFECTIVOS

El análisis y aplicación de los métodos para el estudio micromecánicos en la búsqueda de las propiedades efectivas de rocas, y en particular en este escrito, se hace a través del método de aproximación de medio efectivo (EMA) y de medios efectivos diferenciales (DEM). Aquino (2015) afirma que estos métodos consideran la forma, concentración y las propiedades de cada una de las componentes que integran el modelo, el cual es un medio compuesto y heterogéneo con dos o más elementos y, en el desarrollo de cálculos, las propiedades efectivas dependen de las propiedades físicas, formas y tamaños.

El método DEM y campo efectivo consideran un medio anfitrión al cual se le adicionan elementos de otra componente. Esto impide simular al mismo tiempo velocidad de onda de corte y conductividad eléctrica. El método EMA no requiere que una componente sea considerada matriz en la cual pueden ser adicionadas diferentes componentes y por esta razón pueden ser simuladas diferentes propiedades a la vez (IMP, 2019).

2.2.1.1 APROXIMACIÓN DEL MEDIO EFECTIVO (EMA)

Se aplica el método EMA (Aquino, Kazatchenko, Mousatov y Markov; 2016) para calcular las propiedades físicas efectivas en los primeros dos niveles de homogeneización. El procedimiento para determinar las formas se describe en Aquino *et al.* (2011) para areniscas limpias y en Aquino *et al.* (2015) para arenas poco profundas. Las formaciones en capas (tercer nivel de homogeneización) son medios isotrópicos transversales y los módulos elásticos y la resistividad eléctrica son tensores. El método permite la simulación de las propiedades físicas como la resistividad eléctrica, las velocidades acústicas, la densidad y la radioactividad gamma.

El método EMA asume que el medio está compuesto de N elementos, que se tratan por igual. Ecuaciones para propiedades elásticas y conductividad son (Norris *et al.* 1985):

$$\sum_{i=1}^N C_i (\mathbf{L}^{(i)} - \mathbf{L}^{(*)}) \mathbf{T}^{(i)} = 0 \quad (2.37)$$

$$\sum_{i=1}^N C_i (\sigma^{(i)} - \sigma^{(*)}) \mathbf{R}^{(i)} = 0 \quad (2.38)$$

Donde:

- $\mathbf{L}^{(*)}$: Tensor elástico del medio efectivo.
- $\mathbf{L}^{(i)}$: Tensor elástico de la i -ésima componente.
- $\sigma^{(*)}$: Tensor de conductividad del medio efectivo.
- $\sigma^{(i)}$: Tensor de conductividad de la i -ésima componente.

Para inclusiones isotrópicas las componentes del tensor $\mathbf{L}^{(i)}$ son definidas como:

$$L_{ijklm} = K_i \delta_{jk} \delta_{lm} + \mu_i \left(\delta_{jl} \delta_{km} + \delta_{jm} \delta_{kl} - \frac{2}{3} \delta_{jk} \delta_{lm} \right) \quad (2.39)$$

Donde:

- K_i : Módulo de volumen de la i -ésima componente.
- μ_i : Módulo de corte de la i -ésima componente.
- δ_{ij} : Es la delta de Kronecker

Al considerar un medio compuesto por elipsoides isotrópicos arbitrarios orientados y distribuidos, el sistema (2.37) se puede escribir como:

$$\sum_{i=1}^N C_i (\mathbf{K}^{(i)} - \mathbf{K}^{(*)}) \mathbf{P}^{(i)} = 0 \quad (2.40)$$

$$\sum_{i=1}^N C_i (\mu^{(i)} - \mu^{(*)}) \mathbf{Q}^{(i)} = 0$$

Donde:

- \mathbf{K}^* : Módulo de volumen del medio efectivo.
- μ^* : Módulo de corte del medio efectivo.

$$P_i = \frac{1}{3} T_{jju}^{(i)}$$

$$Q_i = \frac{1}{5} (T_{jll}^{(i)} - P_i)$$

Para una inclusión elipsoidal el tensor $\mathbf{T}^{(i)}$ que relaciona el tensor de deformación que incide un elemento individual de la i -ésima componente ε_i al campo uniforme de esfuerzo ε_0 lejos de él, $\varepsilon_i = \mathbf{T}^{(i)} \varepsilon_0$ (Wu 1966, Eshelby 1957), es:

$$\mathbf{T}^{(i)} = [\mathbf{I} + \mathbf{S}^{(i)} \mathbf{L}^{-1} (\mathbf{L}^{(i)} - \mathbf{L}^{(*)})]^{-1} \quad (2.41)$$

Donde:

\mathbf{I} : Es el tensor de identidad isotrópico de cuarto orden.

$\mathbf{S}^{(i)}$: Es el tensor de Eshelby

Para el caso de la conductividad eléctrica (2.38), $\mathbf{R}^{(i)} = \mathbf{D}_{kk}^i / 3$. El tensor $\mathbf{D}^{(i)}$ es un análogo del tensor de Wu para el campo electromagnético.

$$\mathbf{D}^{(i)} = [\mathbf{I} + n^{(i)} \sigma^{-1} (\sigma^{(i)} - \sigma^{(i)*})]^{-1} \quad (2.42)$$

Donde $n^{(i)}$ es el factor depolarización de la i -ésima componente. El factor de depolarización tiene solamente tres componentes no nulos, $n_{kk}^{(i)}$. Usando el apropiado sistema coordinado elipsoidal, esta componente puede ser determinado como (Landau y Lifshitz 1960):

$$n_{kk} = \frac{a_1 a_2 a_3}{2} \int_0^\infty \frac{ds}{(s + a_k^2) \sqrt{(s + a_1^2)(s + a_2^2)(s + a_3^2)}} \quad (2.43)$$

Y calculando mediante las integrales elípticas $F(\theta, k)$ y $E(\theta, k)$ se tiene:

$$\begin{aligned} n_{11} &= \frac{a_1 a_2 a_3}{(a_1^2 - a_2^2) \sqrt{a_1^2 - a_3^2}} \{F(\theta, k) - E(\theta, k)\}, \\ n_{22} &= \frac{a_1 a_2 a_3}{(a_2^2 - a_3^2) \sqrt{a_1^2 - a_3^2}} \left\{ \frac{a_2 \sqrt{a_1^2 - a_3^2}}{a_1 a_3} - E(\theta, k) \right\}, \\ n_{11} + n_{22} + n_{33} &= 1 \end{aligned} \quad (2.44)$$

Donde:

a_1, a_2, a_3 : Semiejes del elipsoide

$F(\theta, k)$: Integral elíptica de primer tipo (Korn and Korn 1968).

$E(\theta, k)$: Integral elíptica de segundo tipo (Korn and Korn 1968).

2.2.2 INVERSIÓN CONJUNTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MICROESTRUCTURA DE LA ROCA

Una vez presente el modelo planteado, sus respectivos niveles de homogenización con sus componentes, se realiza el proceso de inversión de datos, el cual consiste en un método no lineal compuesto de datos de registros de pozos. Un conjunto de datos experimentales incluye mediciones de diferentes propiedades físicas de formaciones geológicas (porosidad total, densidad, velocidades P y S, conductividad eléctrica y radiactividad natural) realizadas a lo largo de un pozo con alta densidad de observaciones (Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A. y Pervago E., 2011).

El proceso de la inversión de los registros consiste en minimizar una función de costo, donde ésta última está compuesta por la suma de diferencias cuadradas ponderadas entre los datos medidos de registros geofísicos de pozo y registros teóricos calculados mediante el modelo unificado y el método EMA. A las diferencias cuadradas, se les añade una función de regularización que consiste en parámetros iniciales del modelo y/o rango de sus variaciones, esto con el fin de que se tome en cuenta que los datos experimentales o medidos pueden contener ruido debido a condiciones ambientales, precisión, calibración, etcétera. Como resultado del proceso de inversión podemos obtener las concentraciones de minerales, porosidad de la matriz, porosidad secundaria y tipo de porosidad secundaria en el caso de formaciones carbonatadas. Es de mencionar que las propiedades físicas de las componentes mineralógicas y fluidos se asumen como conocidas y son ajustables en un análisis posterior de las distribuciones de errores de cada registro.

En la determinación de los parámetros de la microestructura de los poros, el grupo de investigación del Instituto Mexicano del Petróleo en ámbito de la Petrofísica y Registros Geofísicos de Pozos, ha formulado el procedimiento de la inversión conjunta de los datos de registros de pozos para resolver un problema de optimización donde la función de costo cuadrática se minimiza para cada punto de medición, es decir:

$$F(Z_i) = \|\mathbf{W}_d(\mathbf{d}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{obs})\|^2 + \lambda\|\mathbf{W}_m(\mathbf{m} - \mathbf{m}_0)\|^2 \quad (2.45)$$

Donde \mathbf{d}_{obs} y $\mathbf{d}(\mathbf{m})$ son los datos de registro de pozo medidos y calculados teóricamente, respectivamente. Estos vectores se pueden presentar en la forma:

$$\mathbf{d}_{obs} = [\log t_p, \log t_s, \log R_{MSFL}, \log R_{LLD}, \log \phi, \log \rho, \log \gamma, \log PEF]^T, \quad (2.46)$$

$$\mathbf{d}(\mathbf{m}) = [\log t_p(\mathbf{m}), \log t_s(\mathbf{m}), \log R_{MSFL}(\mathbf{m}), \log R_{LLD}(\mathbf{m}), \log \phi(\mathbf{m}), \log \rho(\mathbf{m}), \log \gamma(\mathbf{m}), \log PEF(\mathbf{m})]^T \quad (2.47)$$

Donde:

t_p : Registro de tiempo de tránsito de la onda P.

t_s : Registro de tiempo de tránsito de la onda S.

R_{MSFL} : Resistividad medida por la herramienta MSFL (resistividad somera).

R_{LLD} : Resistividad medida por la herramienta LLDL (resistividad profunda).

ϕ : Registro de porosidad Neutrón.

ρ : Registro de densidad.

γ : Registro de Rayos Gama.

PEF : Registro de efecto fotoeléctrico.

La variable \mathbf{m} es el vector de parámetros desconocidos de la microestructura de los poros que deben ser encontrados minimizando la función de costo $F(Z_i)$.

$$\mathbf{m} = [\log \phi_m, \log \phi_{s1}, \log \phi_{s2}, \log \alpha_{s1}, \log \alpha_{s2}, \log \phi V_{sh}, \log V_d,] \quad (2.48)$$

Donde:

ϕ_m : Es la porosidad de la matriz

ϕ_{s1} : Es la porosidad secundaria de primer tipo (microfracturas).

ϕ_{s2} : Es la porosidad secundaria de segundo tipo (vúgulos y canales).

α_{s1} : Es el aspecto de radio de los esferoides (forma de poro) del primer tipo de porosidad secundaria (microfracturas).

α_{s2} : Es el aspecto de radio de los esferoides (forma de poro) del segundo tipo de porosidad secundaria (vúgulos y canales).

V_{sh} : Volumen de lutita.

V_d : Volumen de dolomita.

El vector \mathbf{m}_0 representa un modelo de referencia que se puede dar utilizando información a priori:

$$\mathbf{m}_0 = [\log \phi_m^0, \log \phi_{s1}^0, \log \phi_{s2}^0, \log \alpha_{s1}^0, \log \alpha_{s2}^0, \log V_{sh}^0, \log V_d^0,] \quad (2.49)$$

W_d es la matriz diagonal de los coeficientes ponderados o de peso que dependen de la sensibilidad de registros a los parámetros del modelo \mathbf{m} , distribución y escala de sus errores. Para cada registro, el registro ponderado se asigna automáticamente con base en dispersión y calidad del registro (IMP, 2019).

W_m es una matriz diagonal que asigna los pesos a los parámetros del modelo basado en la información a priori (IMP, 2019).

λ es un factor escalar denominado parámetro de regularización. Este factor, sostiene Kazatchenko, Markov, Mousatov y Pervago (2011), introduce un peso relativo entre el término de desajuste (primer término) y el estabilizador de Tikhonov (segundo término) de la función de costos (Tokhoonov y Arsenin, 1977). El valor óptimo de este parámetro tiene que proporcionar la desviación mínima del modelo de referencia \mathbf{m}_0 (influencia máxima de una información a priori) y mantiene el desajuste entre los registros calculados y medidos dentro de valores de error prescritos (Zhdanov, 2002).

2.2.3 FORMACIONES TERRÍGENAS

Estas formaciones contienen lutitas, que son de suma importancia por el impacto que causan dadas sus características geológicas y mineralógicas, y se puede hacer presente en tres formas diferentes. La lutita se define como aquella roca sedimentaria clásticas conformada por granos finos de limo y arcilla. Estos minerales se definen por su tamaño, pues los limos son minerales silíceos con tamaño entre $4 \mu\text{m}$ y $63 \mu\text{m}$, mientras que las arcillas son de tamaño de grano menor a los $4 \mu\text{m}$. Bajo el ojo de la petrofísica, en algunas ocasiones, suele denominarse de igual manera un cuerpo arcilloso o una roca lutita, sin embargo, se conocen las diferencias en sus términos, características y definiciones. Se usan como sinónimos para la descripción de acuerdo con sus propiedades físicas, cómo se encuentra distribuida y la interacción con otros elementos minerales o de roca en toda la formación.

Tomando en cuenta lo anterior, en las formaciones terrígenas o clásticas hay dos tipos de rocas predominantes: las areniscas y lutitas. La arenisca es la roca formada por cuarzo, feldespatos y elementos más finos como lutita estructural; su estructura permite que tenga porosidad o espacios intergranulares, que pueden contener ciertos fluidos o mezclas de hidrocarburos, agua y lutita dispersa. Por otra parte, la lutita, además de las

diferentes formas de presentarse como se mencionó dentro de la arenisca, puede presenciarse como capa, denominada como lutita laminar.

La complejidad de las formaciones siliciclásticas, se debe entre otros aspectos a que las lutitas representan diversos problemas al momento de una evaluación e interpretación dada su distribución espacial, pues llegan a modificar los resultados de la obtención de los parámetros petrofísicos. Por lo tanto, se puede reconocer la distribución de los elementos arcillosos de tres maneras diferentes: como arcilla dispersa, estructural y laminar (figura 2.4).

La arcilla dispersa (figura 2.4c) se ubica en el espacio de poro, los efectos que causa es una disminución de la porosidad total y de la porosidad efectiva; también afecta al “atrapar” a los fluidos dentro del poro, pues las arcillas son consideradas impermeables. La arcilla estructural (Figura 2.4b) es cuando los granos de cuarzo son sustituidos por elementos de arcilla y la porosidad de la arena se ve afectada ligeramente. Cuando el volumen de arcilla rebasa al volumen de arena formando una capa propia de arcilla en forma de láminas se le llama lutita laminar (Figura 2.4a), ésta última, al aumentar, hace decrecer el medio poroso y el espesor de la roca almacenadora (yacimiento convencional). Las tres formas de arcillas presentes en una formación siliciclástica se describen de manera separada en el modelo a mencionar, ya que los efectos al momento de la toma de datos y sus análisis son diferentes y se pueden ordenar y situar espacialmente de manera distinta.

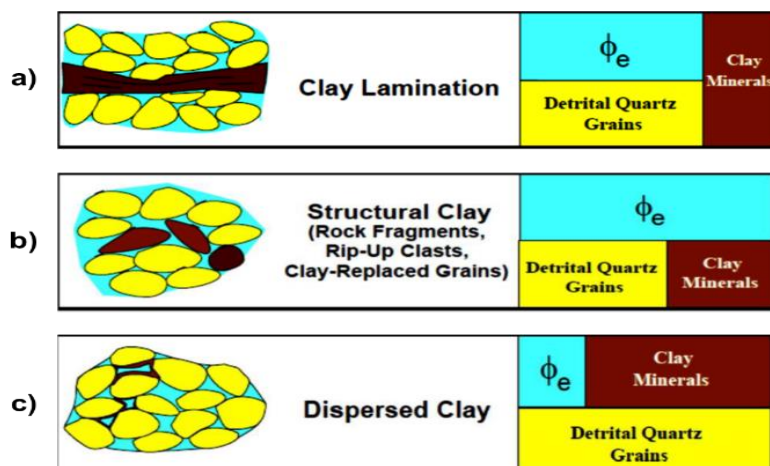


Figura 2.4. Tipos de arcilla presente en una formación clástica: a) Arcilla laminar, b) arcilla estructural y c) arcilla dispersa (IMP, 2019).

El modelo se esquematiza en tres niveles jerárquicos de homogenización de todos los elementos presentes en una formación terrígena, desde el nivel micro hasta nivel de macroestructura (Figura 2.5). Su comportamiento y visualización cualitativa puede realizarse de lo general a lo particular y viceversa. Para fines cuantitativos, de procesamiento e inversión conjunta de registros, se analiza describiendo la parte de microestructura como primera etapa e ir ascendiendo de nivel de tal manera que se pueda ir sustituyendo componentes conforme se avanza y se requiera.

En el primer nivel del modelo se considera un nivel de poro o porosidad total. Este nivel lo conforma fluidos como el agua libre, aceite y gas, así como lutita dispersa. En este nivel, la arcilla dispersa (la cual se distribuye en todo el poro que rodea los granos de arena) hace que la porosidad total y efectiva disminuyan si y solo si la concentración de arcilla es menor a la de la arenisca.

El segundo nivel, denominado nivel de arenisca como matriz, lo conforma la suma de granos de arenisca, lutita estructural y la porosidad total, siendo mayor la cantidad de arena que lutita. En esta etapa los granos de cuarzo son sustituidos por lutita estructural y, por ende, no afecta al sistema poroso que rodea a los granos de arena y ahora de arcilla, sin embargo, existe un incremento de la porosidad total. Como es notable, la porosidad de la roca la conforma el primer nivel analizados previamente, por lo tanto, en este nivel se ve reflejando un comportamiento macro, en comparación al primero sin perder de vista las características propias de cada componente.

El último nivel, tercer nivel, se le llama nivel de formación. Esta etapa ya es considerada un nivel macroscópico como tal, idóneo para plantear un modelo de capas conformado por arenisca y lutita laminar. La parte de la capa de arena lo integran los elementos de los dos niveles anteriores. La nueva componente denominada lutita laminar se forma cuando una fracción entera de cuarzo fue sustituida completamente por minerales arcillosos, creando una capa total de lutita.

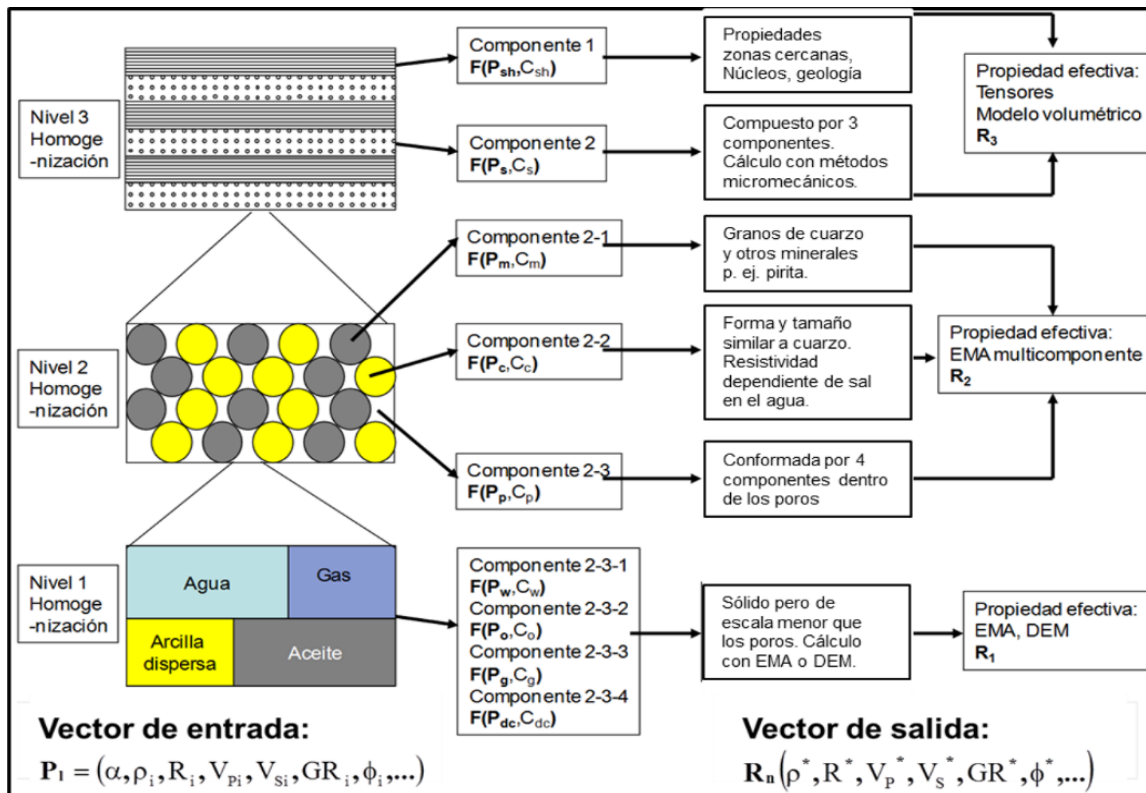


Figura 2.5. Modelo petrofísico para formaciones siliciclásticas formado por tres niveles de homogenización (IMP, 2019).

Aquino *et al.* (2011) sostiene que la característica principal del modelo es que la diferencia en la geometría de los poros implica una diferencia en las propiedades elásticas. Los métodos micromecánicos ampliamente utilizados, como es el de aproximación de medio efectivo (EMA) y el medio efectivo diferencial (DEM) (conocidos como métodos autoconsistentes (SC, por sus siglas en inglés)) se han aplicado para la simulación de propiedades físicas en petrofísica. Norris *et al* (1985) analizaron ambas teorías para los medios dieléctricos de dos fases, concluyendo que ambas son teorías alcanzables en la predicción de propiedades físicas.

Por lo tanto, el equipo de investigación en Petrofísica y análisis de Registros Geofísicos de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo toma como base las propiedades de velocidades elásticas (ondas de compresión y de corte) y la conductividad eléctrica de un modelo unificado en formaciones de arenisca limpia (Aquino, 2011).

El primer nivel, Nivel 1 de homogenización o nivel de poro está compuesto por agua, aceite, gas y arcilla dispersa denominadas como 2-3-1, 2-3-2, 2-3-3 y 2-3-4, respectivamente (Tabla 2.1). Es importante mencionar que cada componente es una función de un vector de entrada conformado por los parámetros petrofísicos a buscar (P_i) y de su concentración (C_i).

Tabla 2.1. Nivel 1 de Homogenización	
Componente	Vector de entrada
Agua (2-3-1)	$F(P_w, C_w)$
	$P_w = (\alpha, \rho_w, R_w, V_{Pw}, V_{Sw}, GR_w, \phi_w, \dots)$
Aceite (2-3-2)	$F(P_o, C_o)$
	$P_o = (\alpha, \rho_o, R_o, V_{Po}, V_{So}, GR_o, \phi_o, \dots)$
Gas (2-3-3)	$F(P_g, C_g)$
	$P_g = (\alpha, \rho_g, R_g, V_{Pg}, V_{Sg}, GR_g, \phi_g, \dots)$
Arcilla Dispersa (2-3-4)	$F(P_{dc}, C_{dc})$
	$P_{dc} = (\alpha, \rho_{dc}, R_{dc}, V_{Pdc}, V_{Sdc}, GR_{dc}, \phi_{dc} \dots)$

donde:

α : Forma espacial de cada componente

P_i : Parámetro de la componente presente en este nivel (densidad, resistividad, velocidad de la onda P y S, Rayos Gama, Porosidad (Neutrón), etcétera.

C_{wi} : Concentración de la componente en nivel de estudio.

El segundo nivel, Nivel 2 de homogenización o nivel de roca arenisca compuesta por granos y porosidad está formada por las componentes de la matriz (arenisca), arcilla estructural y el poro con nombres 2-1, 2-2 y 2-3, respectivamente (Tabla 2.2). Al igual que el primer nivel cada componente es una función de un vector de entrada conformado por los parámetros petrofísicos a buscar (P_i) y de su respectiva concentración (C_i).

Tabla 2.2. Nivel 2 de Homogenización

Componente	Vector de entrada
Matriz, Arenisca (2-1)	$F(\mathbf{P}_m, C_m)$
	$\mathbf{P}_m = (\alpha, \rho_m, R_m, V_{Pm}, V_{Sm}, GR_m, \phi_m, \dots)$
Arcilla Estructural (2-2)	$F(\mathbf{P}_{sc}, C_{sc})$
	$\mathbf{P}_{sc} = (\alpha, \rho_{sc}, R_{sc}, V_{Psc}, V_{Ssc}, GR_{sc}, \phi_{sc}, \dots)$
Poros (2-3)	$F(\mathbf{P}_p, C_p)$
	$\mathbf{P}_p = (\alpha, \rho_p, R_p, V_{Pp}, V_{Sp}, GR_p, \phi_p, \dots)$

En el primer y segundo nivel se utiliza el método EMA y DEM para la obtención de las propiedades efectivas, mientras en el siguiente nivel (nivel 3) se realiza la búsqueda de tensores de modelo volumétrico para la obtención de las propiedades efectivas para el medio transversalmente isotrópico.

El tercer nivel, nivel 3 de homogenización o nivel de formación, volumétrico o de capas, está formado por arenisca y arcilla laminar con nombres 2 y 1, respectivamente (Tabla 2.3). Como se mencionó con anterioridad, la arenisca está formada por los dos niveles anteriores y sus respectivos vectores de entrada.

Tabla 2.3. Nivel 3 de Homogenización

Componente	Vector de entrada
Arcilla Laminar (1)	$F(\mathbf{P}_{sh}, C_{sh})$
	$\mathbf{P}_{sh} = (\alpha, \rho_{sh}, R_{sh}, V_{Psh}, V_{Ssh}, GR_{sh}, \phi_{sh}, \dots)$
	$C_{sh} = 1$
Arenisca (2)	$F(\mathbf{P}_s, C_s)$
	$\mathbf{P}_s = (\alpha, \rho_s, R_s, V_{Ps}, V_{Ss}, GR_s, \phi_s, \dots)$
	$C_s = 1 - C_{sh}$

El análisis del modelo mediante los métodos de medio efectivo para formaciones siliciclásticas dice Aquino *et al.* (2016) empieza el estudio en el primer nivel de homogeneización, los componentes del fluido saturante (agua, hidrocarburos) se toman

como esfera. Con base en cálculos teóricos, se demostró que la forma de la lutita dispersa y lutita estructural afectaban débilmente las propiedades elásticas y eléctricas en el rango de interés de la porosidad en las rocas clásticas (Aquino *et al.*, 2015). En el segundo nivel de homogeneización, utilizamos la forma de poros y granos de cuarzo obtenidos por Aquino *et al.* (2011). En el tercer nivel de homogeneización, consideramos un medio isotrópico transversal compuesto por capas de lutita y arena. El eje de la anisotropía macroscópica es perpendicular a la estratificación en este caso.

2.2.3.1 DETERMINACIÓN DE LUTITA DISPERSA Y ESTRUCTURAL

Como se mencionó como anterioridad, el modelo por parte de las formaciones terrígenas nos permite visualizar y determinar características de dichas formaciones tales como volúmenes de lutita dispersa y estructural, de la arena como matriz así como porosidades. Para ello, es importante realizar el proceso de la inversión conjunta de las propiedades físicas medidas incluidas al menos las velocidades de las ondas elásticas, la porosidad total y el volumen total de lutitas. El procedimiento de inversión consiste en resolver una minimización no lineal para la función de costo que es la suma de las diferencias cuadradas ponderadas entre las propiedades físicas medidas y simuladas: velocidades de onda P y S, contenido total de arcilla y porosidad total (Aquino, Mousatov, Markov y Kazatchenko, 2015):

$$F(\mathbf{m}) = W_{vp} \left(V_p(\mathbf{m}) - V_p^*(\mathbf{m}) \right)^2 + W_{vs} \left(V_s(\mathbf{m}) - V_s^*(\mathbf{m}) \right)^2 + W_{\phi_t} \left(\phi_t(\mathbf{m}) - \phi_t^*(\mathbf{m}) \right)^2 + W_{csh} \left(C_{sht}(\mathbf{m}) - C_{sht}^*(\mathbf{m}) \right)^2 \quad (2.50)$$

Donde:

V_p, V_p^* : Son las velocidades de onda P simulada y medida, respectivamente.

V_s, V_s^* : Son las velocidades de onda S simulada y medida, respectivamente.

$\phi_t(\mathbf{m}), \phi_t^*(\mathbf{m})$: Es la porosidad total predicha y medida.

$C_{sht}(\mathbf{m}), C_{sht}^*(\mathbf{m})$: Es el contenido total de lutita prevista y medida.

$W_{vp}, W_{vs}, W_{\phi_t}, W_{csh}$: Son los coeficientes de peso para las correspondientes propiedades.

La variable \mathbf{m} es el vector de características petrofísicas desconocidas que se obtienen al minimizar la función de costo $F(\mathbf{m})$:

$$\mathbf{m} = [C_{dis}, C_{str}, \phi_s, \phi_{sh}]^T \quad (2.51)$$

Donde:

C_{dis}, C_{str} : Son el contenido total de arcilla de las lutitas dispersa y estructural, respectivamente.

ϕ_s, ϕ_{sh} : Son las porosidades de la arena y lutitas, respectivamente

2.2.4 FORMACIONES CARBONATADAS

Las formaciones carbonatadas presentan gran incertidumbre al momento de ser evaluadas e interpretadas, pues desde sus inicios, los modelos son simples y que a su vez para cada propiedad física se aplica su propio modelo. También se debe tomar en cuenta que la mayoría de los modelos para la evaluación de yacimientos convencionales se basan en formaciones terrígenas, donde las características geológicas y geofísicas difieren de las formaciones carbonatadas. Estas diferencias se ven reflejadas en el momento de realizar la evaluación convencional de pozo ya que se hace uso de diferentes registros de manera independiente y secuencial, sin tomar en cuenta los errores presentes, como consecuencia existe incongruencias e incertidumbres al paso final, la interpretación. El modelo para carbonato sigue el mismo principio que el de terrígenos en cuanto al análisis jerárquico de nivel mínimo tamaño poro (microestructura) a un nivel máximo como lo es una formación (macroestructura), por lo tanto, el modelo cuenta con cuatro niveles: poro, matriz, carbonato y formación (Figura 2.6).

De la misma manera, cuantitativamente se comienza modelando el primer nivel que consiste en porosidad primaria, constituida por agua libre de la formación (Componente 1), hidrocarburos (Componente 2) y el filtrado del lodo (Componente 3). La descripción de estos fluidos es necesaria, porque nos permite inferir y describir la presencia de porosidad secundaria que se comentará más adelante, ya que una de las características es que los carbonatos son compactos y con porosidad muy baja, pero los efectos de esfuerzos, temperatura, presión, etcétera, presentes a las profundidades pueden llegar a presentar fracturamiento y espacios de vóculos.

El nivel dos es el nivel de Matriz. La matriz conformada entre los granos de carbonato (caliza o dolomita) y la porosidad primaria, siendo ésta analizada en el nivel anterior. En este nivel ya está consolidada la roca.

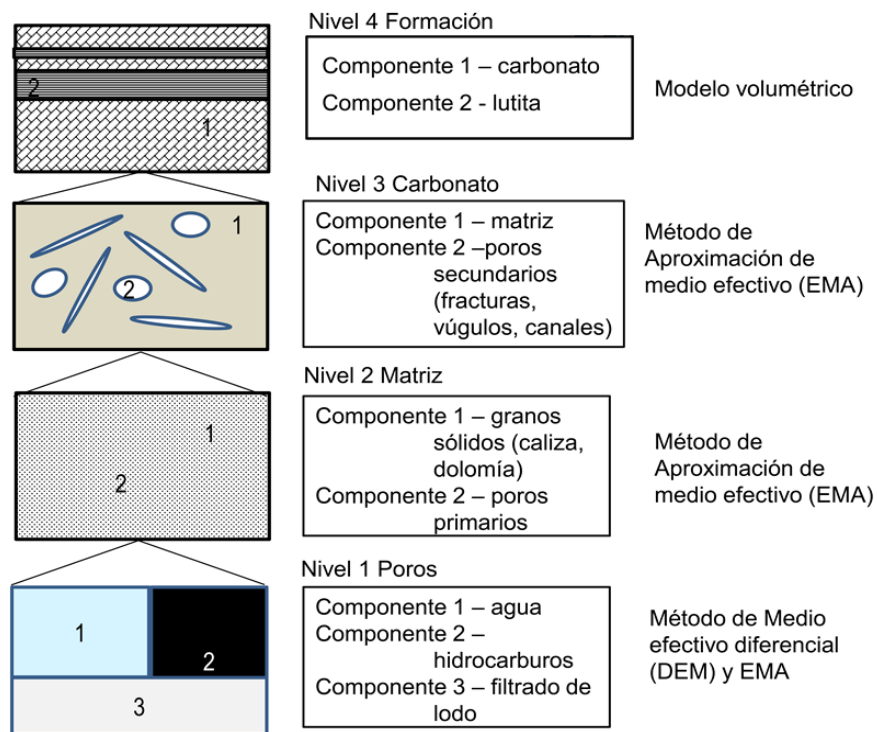


Figura 2.6. Modelo petrofísico del IMP para formaciones carbonatadas formado por cuatro niveles de homogenización (IMP, 2019).

El nivel tres denominado Carbonato es el nivel constituido por matriz y porosidad secundaria. La porosidad secundaria ya sea fracturas, vórgulos y/o canales, son de gran importancia para la evaluación de este tipo de yacimientos ya que su geometría, conectividad entre ellos y cantidad, determinarán si es posible extraer o no el fluido de interés y planear el cómo hacerlo además de otros fines geocientíficos.

El último nivel, cuarto nivel, es una representación a escala de Formación, de ahí su nombre. La conforman el carbonato previamente caracterizado junto a la presencia de lutita. En esa etapa ya se considera un modelo volumétrico. A pesar de que la cantidad de lutita es menor, su presencia es vital, ya que el tamaño de arcilla influye en su disposición como capa o dentro de la porosidad, especialmente la secundaria, pues podría obstruir el flujo del hidrocarburo que transita en los canales o fracturas. El volumen

de lutitas en la formación carbonatada generalmente no es alto y no llega a complicar la detección de zonas potenciales o de interés utilizando los datos de registro, pero es importante hacer notar su presencia.

La formación carbonatada con presencia de capas de lutitas es considerada por el grupo del IMP como un medio transversalmente isotrópico, es decir, que las propiedades efectivas estudiadas no variarán de manera transversal y se representan mediante tensores. Para el pozo vertical y las capas horizontales, los tensores de los parámetros efectivos tienen solo dos componentes principales que denominaremos componentes verticales y son perpendiculares a las capas, los horizontales son paralelos a las capas (Kazatchenko, Markov, Mousatov y Pervago, 2007). Para ello es importante tomar en cuenta que en los registros acústicos se miden las velocidades verticales de la onda elástica y así, se podrá aplicar la ecuación de tiempo promedio para los tiempos de viaje de las ondas P y S:

$$t_V^P = t_C^P(1 - V_{Sh}) + t_{Sh}^P V_{Sh} \quad (2.52)$$

$$t_V^S = t_C^S(1 - V_{Sh}) + t_{Sh}^S V_{Sh} \quad (2.53)$$

donde:

t_V^P : Tiempo de viaje de la componente de velocidad efectiva vertical para onda P.

t_V^S : Tiempo de viaje de la componente de velocidad efectiva vertical para onda S.

t_C^P : Tiempo de viaje en carbonatos para onda P.

t_C^S : Tiempo de viaje en carbonatos para onda S.

t_{Sh}^P : Tiempo de viaje en lutita para onda P.

t_{Sh}^S : Tiempo de viaje en lutita para onda S.

V_{Sh} : Volumen de lutita.

Los registros de resistividad en capas gruesas, debido a la paradoja de la anisotropía, mide el componente horizontal del tensor de conductividad:

$$r_h^{-1} = r_C^{-1}(1 - V_{Sh}) + r_{Sh}^{-1} V_{Sh} \quad (2.54)$$

donde:

r_h : Tensor de resistividad efectiva de la componente horizontal.

- r_c : Tensor de resistividad efectiva del carbonato.
 r_{sh} : Tensor de resistividad efectiva de la lutita.

En el caso de la densidad ρ_v y porosidad total ϕ_v en este modelo se escribe como:

$$\rho_v = \rho_c(1 - V_{sh}) + \rho_{sh}V_{sh} \quad (2.55)$$

$$\phi_v = \phi_c(1 - V_{sh}) + \phi_{sh}V_{sh} \quad (2.56)$$

donde:

- ρ_c : Densidad de los carbonatos.
 ρ_{sh} : Densidad de las lutitas.
 ϕ_c : Porosidad total de los carbonatos.
 ϕ_{sh} : Porosidad total de las lutitas.

Kazatchenko, Markov, Mousatov y Pervago (2007) observaron que la relación entre el registro de rayos gamma y el volumen de lutita se aproximó mediante una ecuación lineal de uso común (Bassiouni, 1994):

$$\gamma_v = (\gamma_{sh} - \gamma_c)V_{sh} + \gamma_c \quad (2.57)$$

donde:

- γ_v : Valor de gama efectivo.
 γ_{sh} : Valor de gama de lutitas.
 γ_c : Valor de gama de carbonatos limpios.

Los módulos elásticos efectivos (velocidades de las ondas P y S) y la resistividad eléctrica para el componente de carbonato puro se pueden encontrar utilizando el enfoque de modelado propuesto por Kazatchenko *et al.* (2005a) para la simulación de propiedades físicas a partir del modelo de espacio poroso unificado de medio de doble porosidad. Consideramos que los carbonatos de doble porosidad constan de una matriz isotrópica homogénea (esqueleto sólido y sistema de poros de matriz) y los poros secundarios (colocados en esta matriz) de diferentes formas saturados de fluido. Los poros secundarios aproximados por esferoides con las proporciones dadas tienen una orientación arbitraria y una distribución espacial aleatoria. Al seleccionar las relaciones



de aspecto de los esferoides, podemos cambiar la forma de los poros y representar diferentes tipos de porosidad secundaria: cavidades (formas cercanas a la esfera), canales (esferoides prolados) y microfracturas (esferoides aplanados). Se supone que todos los poros (matriz y secundarios) están completamente saturados de agua (Kazatchenko, Markov, Mousatov y Pervago, 2007).

Teniendo en cuenta todas estas características se procede al cálculo de las propiedades efectivas mediante el método de aproximación del medio efectivo (EMA) desarrollado en el capítulo 2.2.1.1; este método, como en el caso de las formaciones terrígenas, se hace uso en los primeros tres niveles de homogenización. Ahora bien, para determinar los parámetros de la microestructura de los poros, se realiza el procedimiento de inversión conjunta de los datos de registro de pozos para resolver un problema de optimización con uso de la función de costo cuadrático se minimiza para cada punto de medición (capítulo 2.2.2).

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS Y DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

3.1 POZO TERRÍGENO-1

Las formaciones terrígenas presentan características debido a la desintegración y acumulación mecánica de rocas preexistentes y se clasifican en función del tamaño de grano, sin embargo, bajo la perspectiva de una formación geológica, tiene las siguientes particularidades (IMP, 2019) como son:

- Están compuestas por mineralogía variada o multimineral,
- Diferente comportamiento de arcilla en diversidad de niveles de parametrización, desde nivel micro hasta nivel de formación.
- Volumen de arcilla variable.
- Diversidad de porosidad: de arenisca, porosidad de arcilla y porosidad libre del efecto de arcilla.

3.1.1 BASE DE DATOS Y GRAFICACIÓN A PROFUNDIDAD DE LOS DATOS DE REGISTROS DEL POZO TERRÍGENO-1

En este apartado se muestra la base de datos de los diferentes registros geofísicos del pozo Terrígeno-1 (Figura 3.1). Así mismo, en la tabla 3.1 se presentan las características de cada registro, como sus valores máximos y mínimos, sus respectivas unidades y el nombre de cada curva con su correspondiente registro obtenido de la tabla 1.2. El conocer los valores extremos de cada registro nos permite inferir, localizar y marcar las zonas de interés petrolero como los cambios de litologías, la presencia de los distintos tipos de fluidos y su distribución.

El registro de Rayos Gamma presenta múltiples cambios, sin embargo, se marcan los valores de mínima y máxima radioactividad, correspondiente a valores de arenisca y lutita, respectivamente. También se tiene intervalos con combinación de estas dos componentes, sin embargo, es notable la alta presencia de minerales arcillosos debido a valores altos en el registro (haciendo referencia a los valores teóricos). Correlacionando con estos valores, se ingresaron tres registros de resistividad variando su profundidad de investigación (1, 6 y 9 pulgadas) con el mismo espesor (2 pulgadas). Esto para

conocer las variaciones con base a la profundidad desde la zona somera hasta la zona virgen, libre del filtrado de lodo de perforación.

Tabla 3.1. Datos de los Registros Geofísicos del pozo Terrígeno-1

Curva	Valor mínimo	Valor máximo	Unidad	Registro Geofísico	Profundidad de Investigación [m]
DEPTH	1	2924	m	Profundidad del pozo	-
CAL	8.1921	9.1615	in	Calliper	1-2924
BIT	8..5	8.5	in	Diámetro de barrenación	1-2924
GR	46.985	122.6	API	Rayos Gamma	1-2924
M1R1	0.6287	51.412	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M1R2	0.5292	15.756	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M1R3	0.4941	13.932	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M1R6	0.4806	13.3	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M1R9	0.4774	13.412	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M2R1	0.6555	53.616	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M2R2	0.548	13.976	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M2R3	0.5105	12.596	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M2R6	0.4961	12.572	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M2R9	0.4927	12.674	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M4R1	0.7049	14.162	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M4R2	0.5882	9.2369	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M4R3	0.5462	8.6401	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M4R6	0.5293	8.7308	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
M4R9	0.5254	8.7819	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica	1-2924
ZDEN	2.1673	2.6658	g/cm^3	Densidad	1-2924
CNCF	0.1345	0.4206	V/V	Porosidad Neutrón	1-2924
DT	54.065	123.7	$\mu s/ft$	Tiempo de tránsito (Onda P)	1-2924
PE	2.3311	5.5421	barns/e	Efecto Fotoeléctrico	1-2924

El registro de neutrón presenta los valores de 0.1345 y 0.4206 como valor mínimo y máximo, respectivamente. El valor de la porosidad indica que es una formación arenociliosa y su variación llega a depender del fluido que contenga empezando por gas y el valor va aumentado con el aceite terminando en agua. El fluido exacto se determinará cuando la formación se evalué de forma cuantitativa considerando los parámetros de todos los registros. La densidad va de 2.1673 a 2.6658 g/cm^3 y su curva o registro está junto a la de porosidad y nos sirven a una interpretación inmediata de zonas de interés para identificar fluidos y litologías de una manera cualitativa

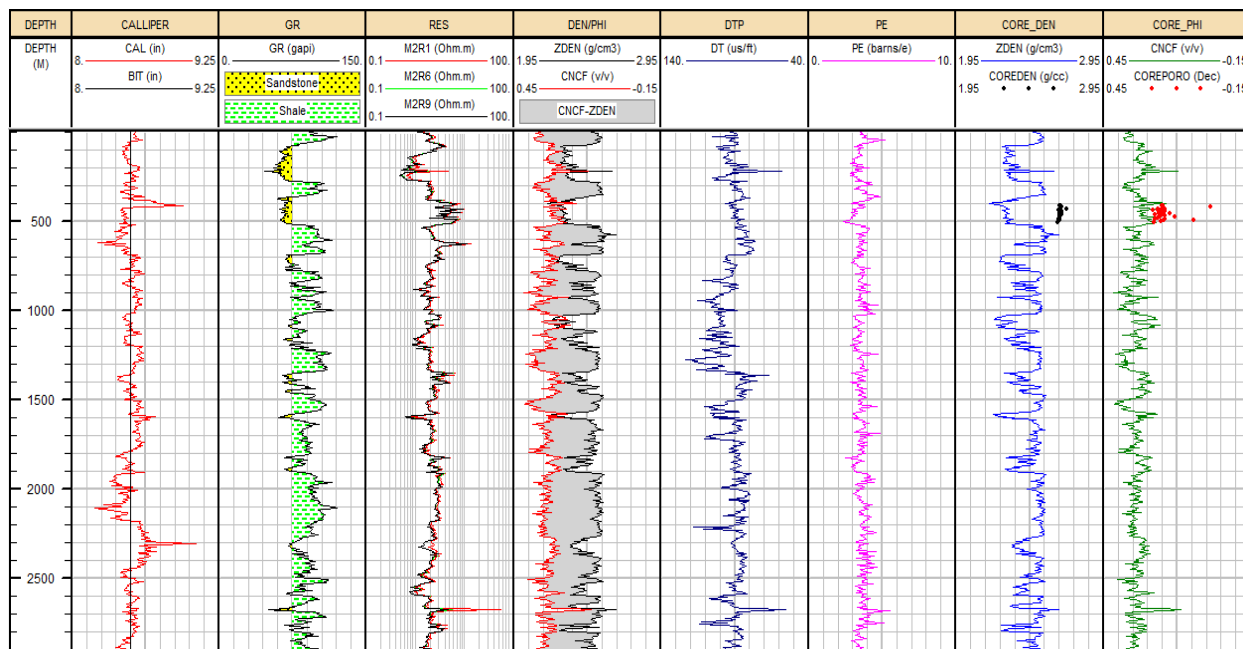


Figura 3.1. Registros Geofísicos del pozo Terrigeno-1

Por otro lado, el registro de tiempo de tránsito, su comportamiento tiende a valores mínimos se refiere a cuerpos sólidos, rocas, y su variación dependerá de las características litológicas. Mientras más compacta la roca sea, menor será su valor de tiempo de tránsito. Cando el valor del registro aumenta nos indica que la porosidad aumenta y en esa porosidad puede tener o no fluidos; por lo tanto, a una temprana visualización, podemos distinguir o asociar a los fluidos de interés con valores altos de tiempo de tránsito. La formación en estudio registra con valores máximo y mínimo 124 y 54 $\mu\text{s}/\text{ft}$ como límites superior e inferior, respectivamente y su variación se interpretará al momento de realizar los cálculos correspondientes y la correlación con los demás registros, dando sentido físico, matemático y geológico a la formación. El registro Fotoeléctrico es un buen indicador de litología, pese a su rango de escala baja. Tiene como variaciones de 2.33 a 5.54 barns/e como valores extremos infiriendo que se trata de valores de arenas y arcilla, respectivamente.

3.1.2 ANÁLISIS DE HISTOGRAMAS DEL POZO TERRÍGENO-1

Como parte de un análisis estadístico, los histogramas es una herramienta que nos permite visualizar un conjunto de datos de una manera ordenada con base en valores de una variable y su frecuencia. Lo que nos indica la frecuencia es qué tanto se repite

dicha variable y se agrupa de acuerdo el orden que se le indique. En la tabla 3.2 se muestran parámetros estadísticos de cada registro, como información adicional y de utilidad cuando se lo requiera, así como para relacionar el comportamiento de los gráficos con su interpretación geocientífica que más adelante se menciona.

Tabla 3.2. Parámetros estadísticos de los Registros Geofísicos del Pozo Terrígeno-1

Curva	Valor Mínimo	Valor Máximo	Desviación Estándar (σ)	Media (μ)	Moda (\hat{x})
DEPTH	-	-	-	-	-
CAL	8.1921	9.1615	0.08384	8.5101	8.5
BIT	8.5	8.5	-	8.5	8.5
GR	46.985	122.6	14.402	87.204	94.5
M1R1	0.6287	51.412	2.1658	2.5604	3.097
M1R2	0.5292	15.756	1.3431	2.3611	3
M1R3	0.4941	13.932	1.2347	2.2849	3
M1R6	0.4806	13.3	1.2312	2.2628	1
M1R9	0.4774	13.412	1.2214	2.2467	1.099
M2R1	0.6555	53.616	2.1035	2.5223	3.097
M2R2	0.548	13.976	1.2342	2.3284	3
M2R3	0.5105	12.596	1.1389	2.2561	3
M2R6	0.4961	12.572	1.1415	2.2355	1
M2R9	0.4927	12.674	1.1343	2.2202	1.099
M4R1	0.7049	14.162	1.0807	2.3879	3.097
M4R2	0.5882	9.2369	0.95129	2.255	1.099
M4R3	0.5462	8.6401	0.91699	2.1941	1.099
M4R6	0.5293	8.7308	0.92426	2.1752	1.099
M4R9	0.5254	8.7819	0.92123	2.1616	1.099
ZDEN	2.1673	2.6658	0.09771	2.4458	2.53
CNCF	0.1345	0.4206	0.037562	0.31269	0.305
DT	54.065	123.7	8.4687	91.328	85
PE	2.3311	5.5421	0.39912	3.5853	3.5

El histograma de rayos gamma (Figura 3.2) presenta un comportamiento bimodal, lo que indica que existen dos clases con altos números de puntos o de frecuencia, correspondientes a los valores de arenas y lutitas; tiene una moda de 94.5 API y sus valores son altos, lo que indica presencia alta de arcilla, incluso combinada en las arenas.

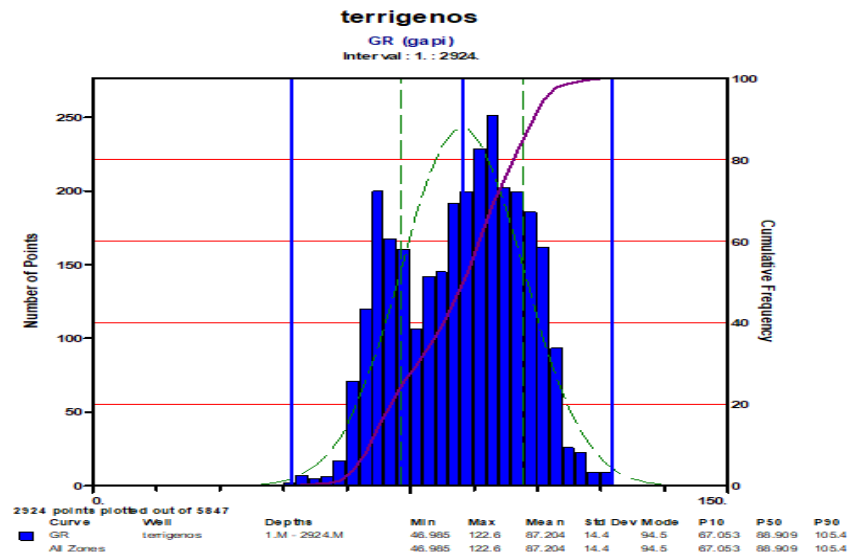


Figura 3.2. Histograma del registro de Rayos Gamma del pozo Terrígeno-1.

Los histogramas de resistividad de investigación profunda (Figura 3.3) posee una distribución con sesgo a la derecha o asimétrica positiva, con un intervalo de 0.4 a 13 Ohm*m. En los primeros 300 m, el registro arroja valores bajos, lo que se puede inferir de una roca porosa y/o permeable con agua. El valor más alto que arroja los registros puede inferirse como una roca compacta o roca con contenido de hidrocarburo.

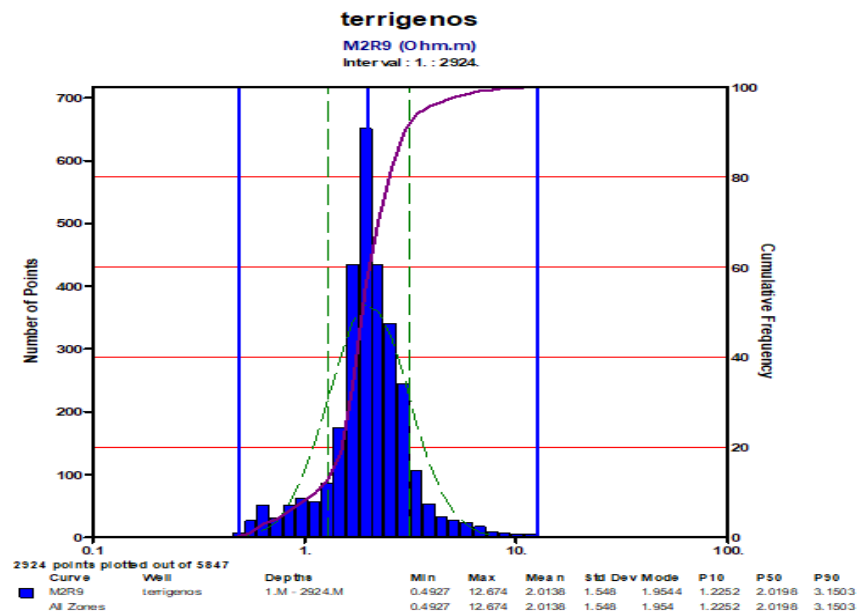


Figura 3.3. Histograma del registro de Resistividad profunda del pozo Terrígeno-1.

El registro de neutrón (Figura 3.4) se coloca junto al de densidad, debido al comportamiento de las curvas la cual nos permite una mejor visualización para la interpretación. En el caso de estudio se presentan los valores de 0.13 y 0.42 como valor mínimo y máximo, respectivamente con una distribución normal. La porosidad mínima nos indica, a grandes rasgos, que se trata de una arenisca y su variación depende del fluido que contenga empezando por gas y el valor va aumentando con el aceite terminando en agua. El fluido exacto se determinará cuando la formación se evalúe de forma cuantitativa considerando los parámetros de todos los registros. El valor máximo de la porosidad-neutrón se interpreta como lutita, por sus características litológicas e incluso mineralógicas.

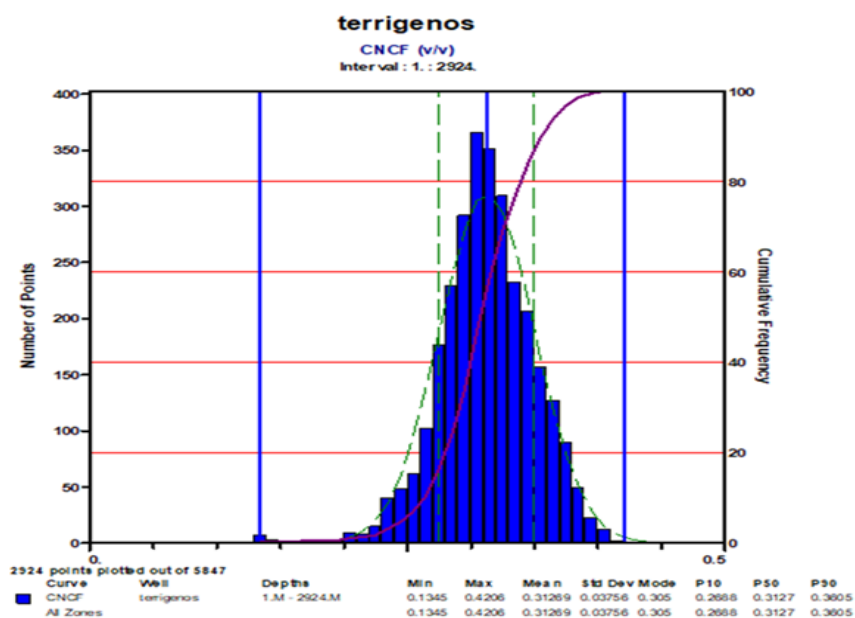


Figura 3.4. Histograma del registro de porosidad (Neutrón) del pozo Terrígeno-1.

La escala del registro de densidad (figura 3.5) va de 1.95 a 2.95 g/cm³ y los valores mínimo y máximo que se tiene en la formación son de 2.16 y 2.67 g/cm³. Este registro está junto al registro de porosidad y nos sirven para una interpretación inmediata de zonas de interés identificando fluidos y litologías de una manera cualitativa. El histograma del registro de densidad presenta un comportamiento bimodal, lo que indica que existen dos clases con altos números de puntos o de frecuencia, correspondiente a los valores de densidad predominante en la formación, que es litología de lutita y arenisca.

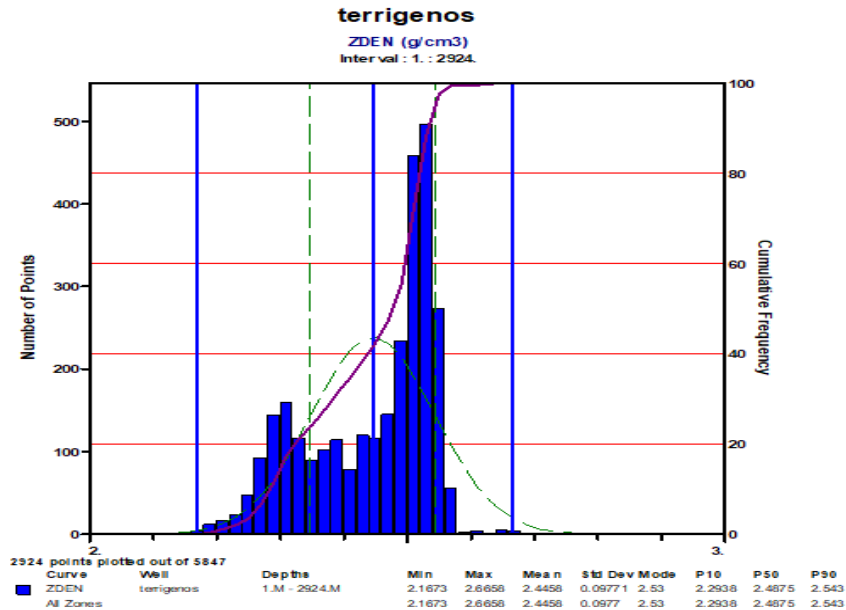


Figura 3.5. Histograma del registro de densidad del pozo Terrígeno-1.

El histograma de tiempo de tránsito (Figura 3.6) se considera asimétrico o sesgado a la derecha con valores máximo y mínimo 124 y 54 $\mu\text{s}/\text{ft}$ como límites superior e inferior, respectivamente. La forma de sesgo a la derecha, es decir, que la dirección de esta asimetría está en el lado de la cola más larga, corresponde a tiempos de tránsito debajo del promedio por lo que no hay mucha compactación, sino una alta porosidad en la formación.

Finalmente, el histograma del factor Fotoeléctrico (Figura 3.7) es un buen indicador de litología correlacionado con otros registros como lo es la densidad o Neutrón, pese a su rango de escala baja. Tiene como variaciones de 2.3 a 5.54 barns/e como valores extremos infiriendo que se trata de valores de arenas y arcilla, respectivamente. Considerado un histograma con ligero sesgo a la derecha, y por los valores parecidos de su media y moda, indica que la porosidad es alta, señalando una arenisca con alto contenido de arcilla.

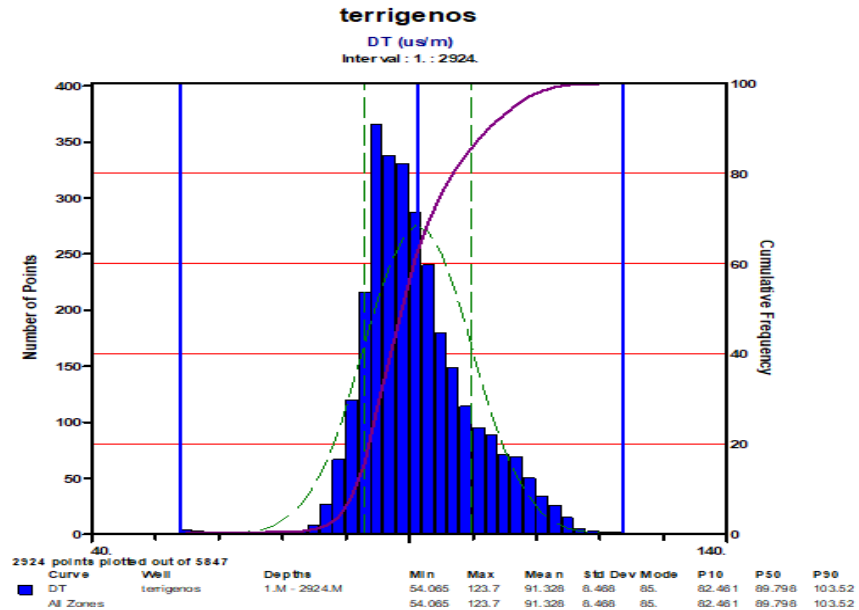


Figura 3.6. Histograma del registro de tiempo de tránsito (onda P) del pozo Terrígeno-1.

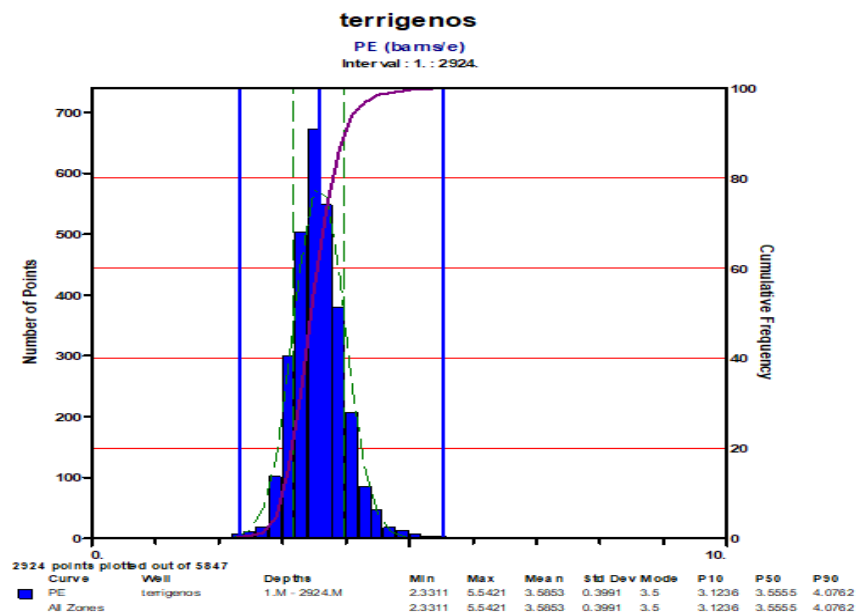


Figura 3.7. Histograma del registro de factor Fotoeléctrico del pozo Terrígeno-1.

3.1.3 ANÁLISIS DE GRÁFICAS CRUZADAS DEL POZO TERRÍGENO-1

Otra manera de visualizar y analizar los valores de las curvas de los registros geofísicos de pozo se hace mediante el uso de gráficas cruzadas o *crossplot*, donde se proyectan dos o tres registros en un solo gráfico y el comportamiento nos indica las

características de la formación. Se sabe que todo cuerpo presenta propiedades físicas propias, y es por eso que el uso de esta metodología sirve para correlacionar las distintas propiedades presentes en la formación y conocer la tendencia litológica y/o de fluidos dentro del yacimiento. Es necesario realizar todas las combinaciones posibles, ya que con más información la incertidumbre disminuye y se pueden obtener resultados más confiables.

La gráfica Neutrón-Densidad nos ayuda a determinar la litología y porosidad y si agregamos el registro de rayos gamma, es posible visualizar los altos y bajos valores de radioactividad (Figura 3.8), por lo que, en el caso de la formación en estudio, podemos distinguir la parte de las arenas compactas (Zona A), arcillas (Zona B) y presencia de hidrocarburos (zona C). En el *crossplot* es visible el efecto de la arcilla, debido a que la carga de puntos tiende a desplazarse por debajo de la línea de la Dolomita, hacia valores altos de porosidad, con una densidad intermedia y con valores de rayos gamma altos. Si se le quita el efecto de arcilla, la nube de puntos corresponderá en una matriz de arenisca. Se sabe que hay presencia de arenisca compacta dadas las características de baja porosidad y densidad alta. También, la presencia de hidrocarburos se muestra en el gráfico arrojando un valor de densidad bajo en una porosidad considerada alta, presente en la esquina superior izquierda del gráfico (Zona C).

El gráfico Rayos Gamma-Resistividad (de investigación profunda) arroja tres zonas de interés (figura 3.9). Las zonas A y C nos muestra la zona de arenisca dada su baja radioactividad, sin embargo, la diferencia radica en las resistividades. La primera nos indica posiblemente presencia de agua de la formación, mientras que la segunda zona es un indicador de una zona de arenisca con hidrocarburo o un área compactada, dado los valores de resistividad alto. La zona B corresponde a zona de arcilla por un valor mayor en la radiactividad y de resistividad baja, infiriendo el agua ligada a los minerales arcillosos.

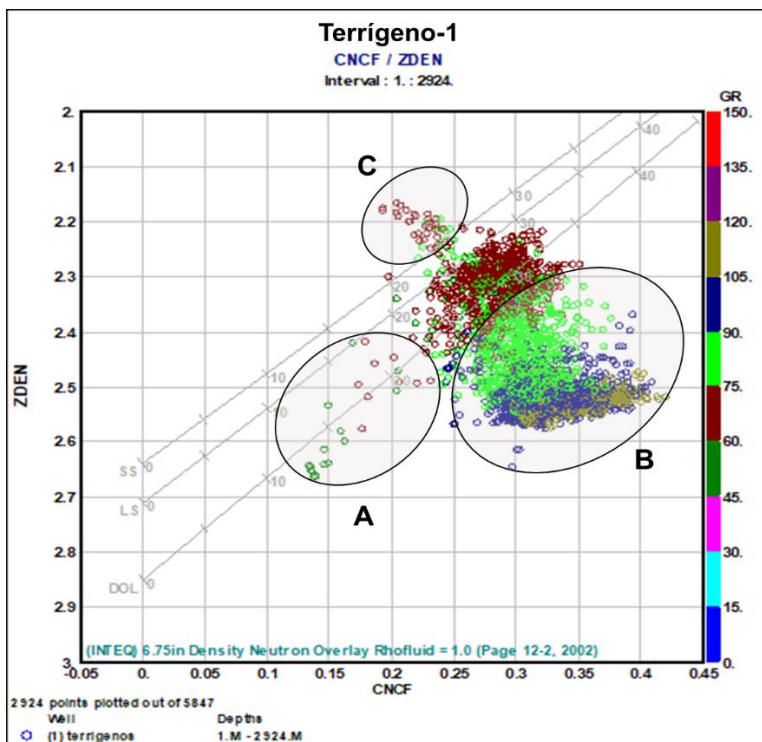


Figura 3.8. Gráfica cruzada Porosidad-Densidad-Rayos Gamma del pozo Terrígeno-1.

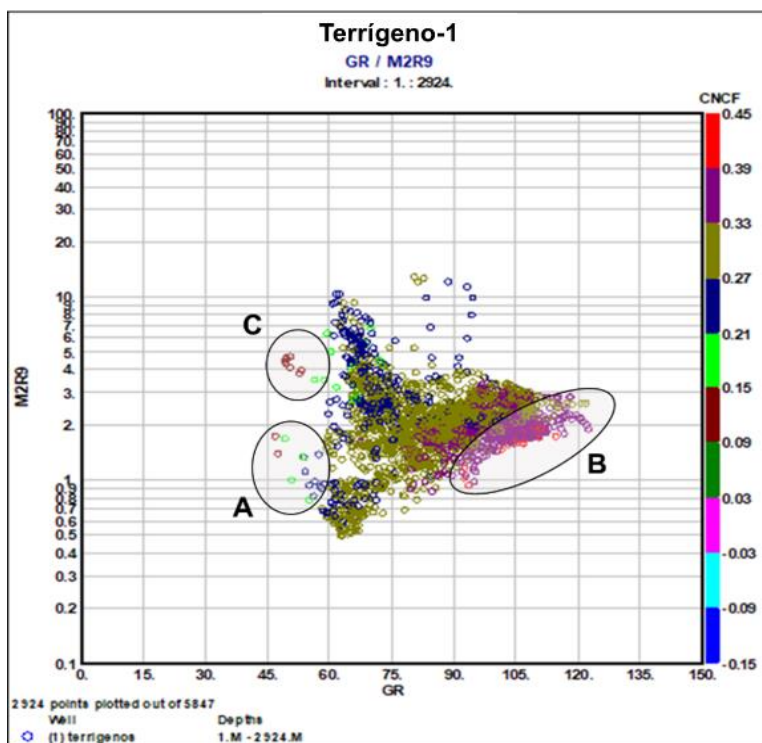


Figura 3.9. Gráfica cruzada Rayos Gamma-Resistividad profunda-Porosidad del pozo Terrígeno-1.

Las zonas de interacción de Rayos gamma contra Densidad (figura 3.10) nos indica un cambio abrupto dadas las diferencias de escalas de los dos registros, dando una forma de cambio “exponencial”, es por lo que es posible distinguir entre litologías y si éstas contienen algún tipo de fluido. La zona A indica la arena propia, por su densidad alta y su baja radioactividad, así como su baja porosidad. La zona B caracteriza a minerales arcillosos mientras que la zona C muestra una parte de la formación con radioactividad intermedia, bajas densidad y porosidad, indicado la presencia de hidrocarburos.

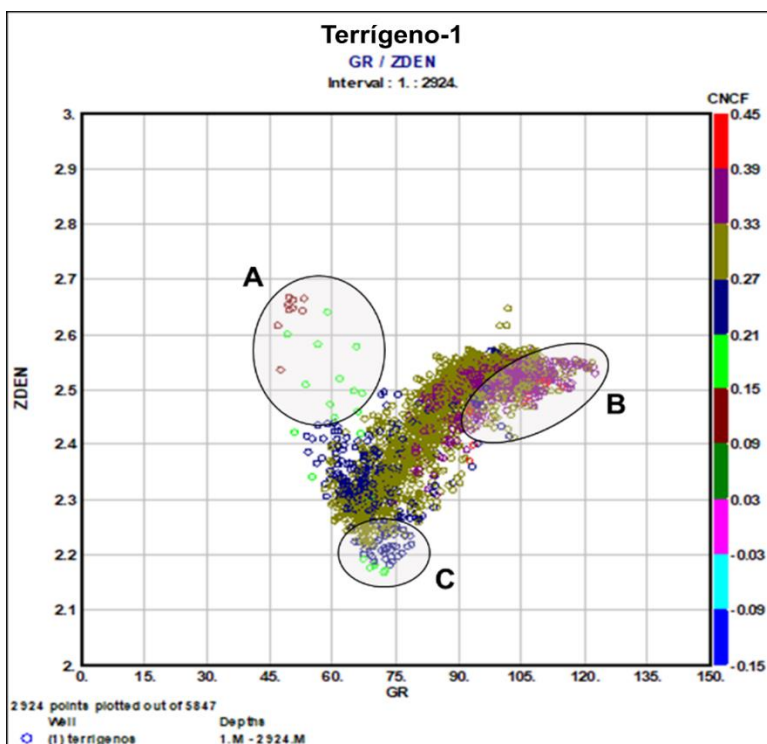


Figura 3.10. Gráfica cruzada Rayos Gamma-Densidad-Porosidad del pozo Terrígeno-1.

Las gráficas Rayos Gamma-Porosidad (figura 3.11), Rayos Gamma-Tiempo de tránsito de la onda P (Figura 3.12) y Rayos Gamma-factor Fotoeléctrico (Figura 3.13), visualizan dos zonas. La zona A corresponde a la zona de arenisca dado sus valores bajos en: radioactividad, porosidad, tiempo de tránsito y factor fotoeléctrico mientras que la zona B representa las arcillas debido a sus valores altos en radioactividad, porosidad, tiempo de tránsito y factor fotoeléctrico.

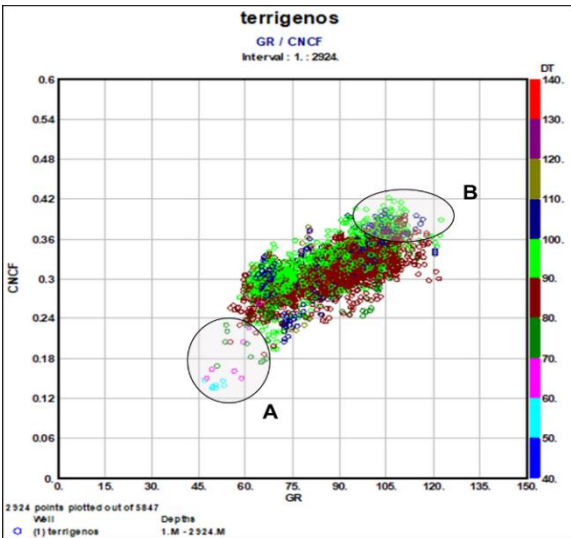


Figura 3.11. Gráfica cruzada Rayos Gamma-Porosidad-Tiempo de tránsito (Onda P) del pozo Terrígeno-1.

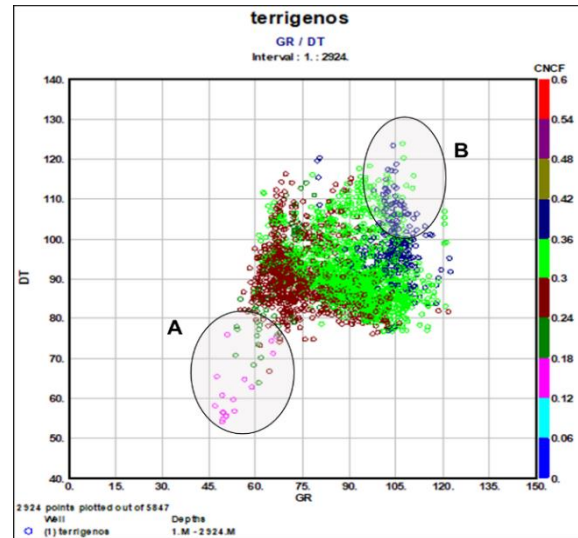


Figura 3.12. Gráfica cruzada Rayos Gamma- Tiempo de tránsito (Onda P)- Porosidad del pozo Terrígeno-1.

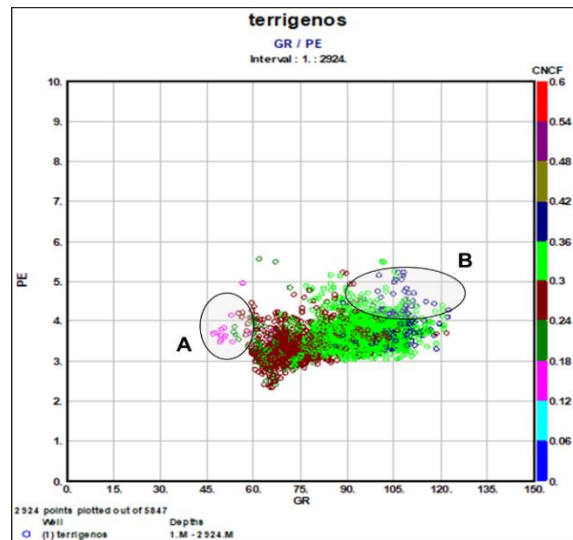


Figura 3.13. Gráfica cruzada Rayos Gamma-factor Fotoeléctrico-Porosidad del pozo Terrígeno-1.

3.1.4 ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS NORMALIZADOS DEL POZO TERRÍGENO-1

Se define la variable normal tipificada o estándar X_{norm} a partir de una transformación lineal de la variable original X (registro geofísico del pozo) de la forma:

$$X_{norm} = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (3.1)$$

donde:

- X_{norm} : Es la normal estándar
- X : Registro original de la formación
- μ : Media o promedio de los datos del registro
- σ : Desviación estándar del conjunto de datos de cada registro

En la Figura 3.14 se muestra los datos de registros normalizados y en la tabla 3.3 sus correspondientes valores estadísticos, donde se ponen a una misma escala debido a su normalización, cuyo principio de la ecuación 3.1 es hacer el valor de la media valor de cero y la desviación estándar 1, por lo tanto, se observa que tan alejado se encuentra el valor normalizado de la media muestral.

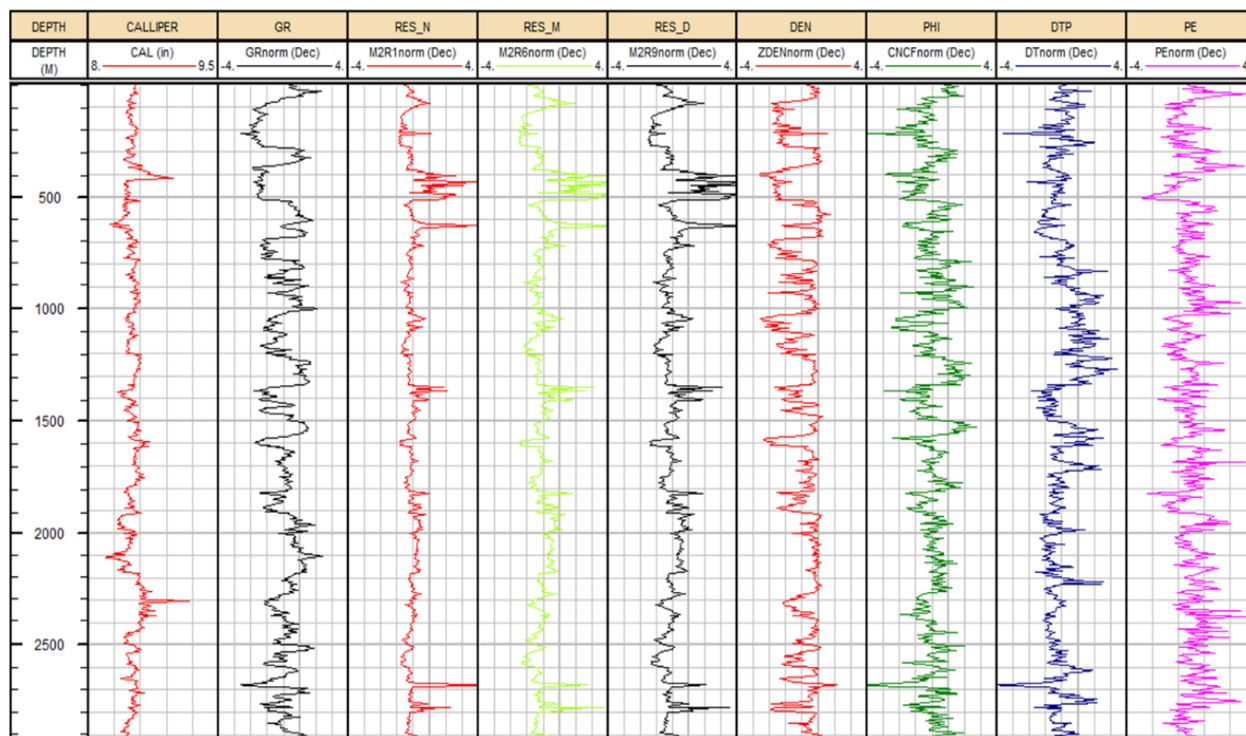


Figura 3.14. Registros Geofísicos normalizados del pozo Terrígeno-1.

Tabla 3.3. Parámetros estadísticos de los Registros Geofísicos Normalizados del Pozo Terrígeno-1

Curva	Valor Mínimo	Valor Máximo	Desviación Estándar (σ)	Media (μ)	Moda (\hat{x})
GRnorm	-2.7925	2.4581	1	2.6929E-05	0.5
M2R1norm	-0.88747	4.8711	0.56343	-0.046363	-0.3
M2R6norm	-1.5237	4.8906	0.83754	-0.043733	-0.3
M2R9norm	-1.5229	4.9959	0.83914	-0.042369	-0.3
ZDENnorm	-2.8502	2.2515	1	0.00025272	0.7
CNCFnorm	-4.7438	2.8728	1	0.00019456	-0.1
DTnorm	-4.4	3.8234	1	-2.2574E-06	-0.7
PEnorm	-3.1424	4.9027	1	6.7949E-05	-0.1

3.1.5 DATOS DE NÚCLEOS COMO CALIBRACIÓN DEL POZO TERRÍGENO 1

Los registros de geofísicos de pozo tienen como principio la obtención de datos de manera indirecta que nos permite caracterizar el subsuelo para fines de yacimientos petroleros con fines de exploración y futuramente de explotación. Sin embargo, a pesar de realizar estas mediciones con los cálculos adecuados y atendiendo todas las variables con sumo cuidado, los resultados tendrán cierto valor de incertidumbre, aunque sea mínimo, y es por ello que el uso de mayor de información del pozo en estudio, los valores serán confiables y con error mínimo. Parte de esta información son los núcleos obtenidos de la formación al perforar el pozo; estos datos, al ser analizados en laboratorios especializados, y al ser considerados como mediciones directas, los resultados con información geológica y de producción de las diferentes pruebas, se consideran como valores reales y, por lo tanto, los registros deben considerar estos parámetros al interpretar el pozo.

Referente al pozo Terrígeno-1 se cuenta con datos de muestras de Petrofísica Básica, datos de porosidad, densidad de grano y permeabilidad en las profundidades de los 412 a 504 m (Tabla 3.4), así como resultados de estudios de difracción de rayos X (Tabla 3.5) donde se clasifica la componente de cuarzo, feldespatos (feldespatos y plagioclasa) y líticas en las profundidades de los 412 a los 445 metros de profundidad los cuales se proyectan con su respectivo diagrama ternario para su clasificación y visualización (Figura 3.15).

Tabla 3.4. Datos de Petrofísica Básica del pozo Terrígeno-1.

Muestra (No)	Volumen de Poro (cm ³)	Porosidad a Helio (%)	Permeabilidad al Aire (mD)	Saturación de Fluidos (%VP)		Densidad de grano (gr/cm ³)
				Aceite	Agua	
412	3.027	20.77	84.548	33.6	26.4	2.656
416	5.697	21.26	173.457	42.0	43.9	2.661
420	0.400	1.38	1.824	0	0	2.667
423	4.755	20.61	445.680	30.5	14.7	2.660
429	5.330	19.83	576.231	30.6	15.0	2.658
432	14.765	22.78	388.730	28.3	13.5	2.700
435	14.721	21.12	80.125	31.5	36.7	2.661
437	17.547	24.58	683.700	21.4	12.5	2.655
440	15.639	22.90	450.467	24.7	14.1	2.651
445	13.944	20.03	80.105	30.6	28.0	2.668
447	14.558	21.16	53.584	28.4	32.3	2.667
450	13.978	20.23	85.630	30.5	24.3	2.659
454	16.664	22.35	93.178	23.4	27.6	2.665
457	13.816	20.48	292.466	26.0	22.4	2.657
459	12.015	17.66	1.981	34.5	54.1	2.666
462	15.998	23.78	369.719	25.8	15.0	2.665
463	14.215	21.22	623.383	29.6	15.5	2.655
466	9.649	21.78	259.965	24.6	14.5	2.655
469	14.150	21.41	111.128	27.3	23.3	2.655
472	13.936	19.69	43.512	25.2	32.3	2.654
473	15.300	21.90	81.638	29.7	26.8	2.656
476	10.998	16.00	138.413	29.6	20.0	2.652
485	12.178	22.62	449.440	26.8	13.1	2.658
486	13.745	19.96	251.527	31.1	21.8	2.647
490	9.925	23.90	617.399	25.9	15.1	2.651
492	5.858	8.25	6.761	46.3	46.1	2.655
493	13.351	20.38	427.495	29.1	20.2	2.648
496	13.598	20.37	401.077	27.0	17.6	2.646
499	14.962	21.57	502.220	28.1	16.0	2.645
504	15.801	24.16	505.520	25.7	19.6	2.644

Tabla 3.5. Resultados de Difracción de rayos X para el pozo Terrígeno-1

Profundidad (m)	Cuarzo (%)	Feldespatos (%)	Líticos (%)	Total (%)
412.00	44.00	45.00	11.00	100.00
416.00	40.00	42.00	18.00	100.00
420.00	40.00	36.00	24.00	100.00
423.00	47.00	42.00	11.00	100.00
429.00	47.00	42.00	11.00	100.00
432.00	49.00	42.00	9.00	100.00
435.00	43.00	44.00	13.00	100.00
437.00	46.00	45.00	9.00	100.00
440.00	45.00	47.00	8.00	100.00
445.00	43.00	42.00	15.00	100.00

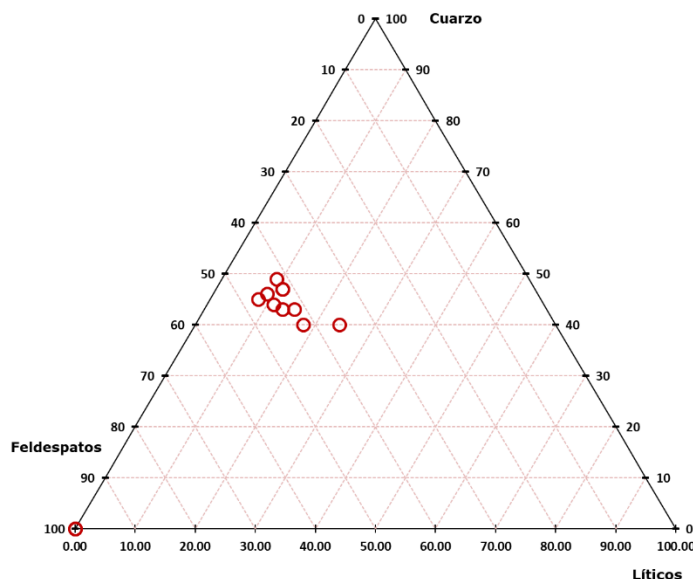


Figura 3.5. Diagrama ternario del estudio de Difracción de rayos X del pozo Terrígeno-1.

El procesamiento de los datos, los cálculos realizados, la visualización de gráficos, los histogramas, etcétera, se llevaron a cabo utilizando el software IP® Interactive Petrophysics de GeoEnergy Versión 3.5, el cual nos brinda como herramienta procesos ya establecidos con base a la teoría y principio de los Registros Geofísicos de Pozo de manera convencional. También nos permite ingresar las ecuaciones requeridas de manera libre permitiendo interactuar con el software y dejando al intérprete ocupar sus propios mnemónicos.

3.2 POZO CARBONATO-1

Como se dijo, pese a que una formación carbonatada es considerada un yacimiento convencional, no presentan las mismas características que las formaciones siliciclásticas. Sus características propias son (IMP, 2019):

- Triple porosidad: matriz, fracturas y vóculos.
- Geometría de porosidad secundaria,
- Conectividad de los poros,
- Bajo volumen de arcilla,
- Mineralogía simple: Dolomita y Calcita.

Al igual que la formación terrígena, en esta etapa se evalúan sus valores máximos y mínimos, estadísticos y de núcleos, así como el comportamiento de sus histogramas y gráficas cruzadas para correlacionar los diferentes registros previos a la cuantificación de los parámetros petrofísicos.

3.2.1 BASE DE DATOS Y GRAFICACIÓN A PROFUNDIDAD DE LOS DATOS DE REGISTROS DEL POZO CARBONATO-1

En este apartado se muestra la base de datos de los diferentes registros geofísicos del pozo Carbonato-1 (Figura 3.6). Así mismo, en la tabla 3.6 se presentan las características de cada registro, como sus valores máximos y mínimos, sus respectivas unidades y el nombre de cada curva con su correspondiente registro. El conocer los valores extremos de cada registro nos permite inferir, localizar y marcar las zonas de interés petrolero como los cambios de litologías, la presencia de los distintos tipos de fluidos y su distribución.

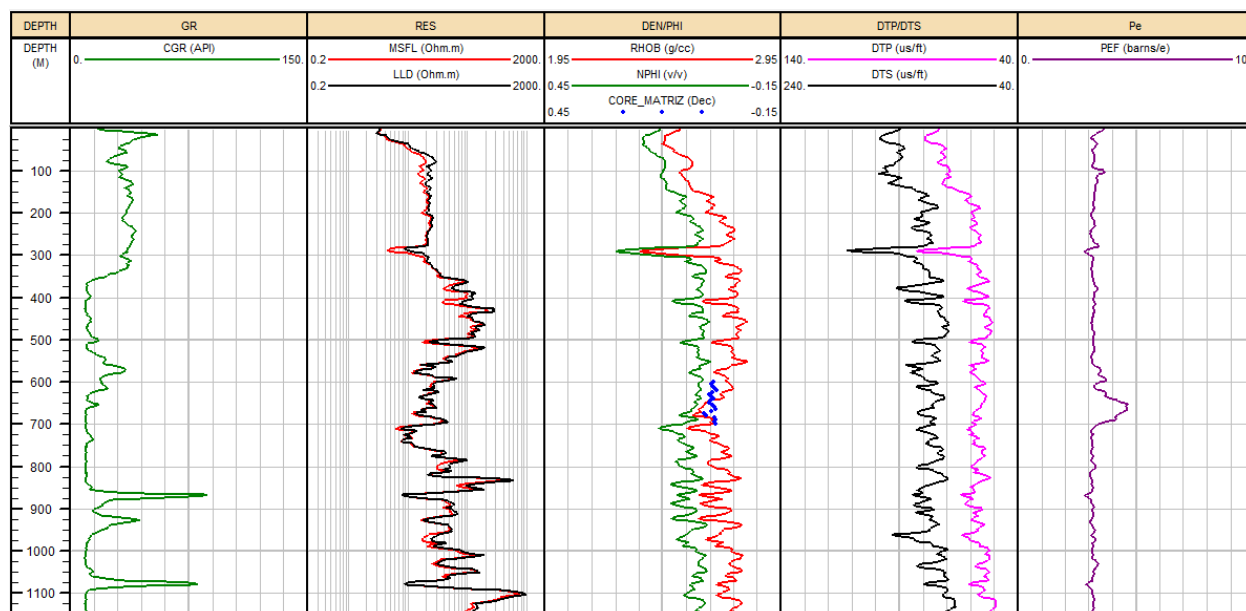


Figura 3.6. Registros Geofísicos del pozo Carboanto-1.

Tabla 3.6. Datos de los Registros Geofísicos del pozo Carbonato-1				
Curva	Valor mínimo	Valor máximo	Unidad	Registro Geofísico
DEPTH	1	1159	m	Profundidad del pozo
CGR	9.4687	86.284	API	Rayos Gamma
LLD	2.928	962.06	$\Omega \cdot m$	Laterolog
MSFL	3.1792	753.14	$\Omega \cdot m$	Resistividad Eléctrica
NPFI	0.028179	0.26765	V/V	Porosidad Neutrón
RHOB	2.3557	2.8081	g/cm^3	Densidad
DTP	49.179	83.335	$\mu s/ft$	Tiempo de tránsito (Onda P)
DTS	92.35	184.13	$\mu s/ft$	Tiempo de tránsito (Onda S)
PEF	2.8314	4.6567	barns/e	Factor Fotoeléctrico

El registro de Rayos Gamma Corregido (CGR) presenta cambios marcando mínima y máxima radioactividad, correspondiente a valores de carbonatos y presencia de lutita, respectivamente. También se tiene intervalos con combinación de estas dos componentes, sin embargo, es notable la alta presencia de minerales arcillosos debido a valores altos en el registro (haciendo referencia a los valores teóricos). Correlacionando con estos valores, se tiene dos registros de resistividad variando su profundidad de investigación: el registro de investigación profunda (LLD) y el registro de investigación somera (MSFL). Esto para conocer las variaciones con base a la profundidad desde la zona somera hasta la zona virgen, libre del lodo de perforación.

El registro de neutrón (NPHI) se coloca junto al de densidad (RHOB), debido al comportamiento de las curvas la cual nos permite una mejor visualización para la interpretación. En el caso de estudio se presentan los valores de 0.0254 y 0.2732 como valor mínimo y máximo, respectivamente. La porosidad mínima nos indica, a grandes rasgos, que se trata de una roca compacta, característica de las rocas carbonatadas y su variación depende del fluido que pueda contener empezando por gas y el valor va aumentado con el aceite terminando en agua. El fluido exacto se determinará cuando la formación se evalúe de forma cuantitativa considerando los parámetros de todos los registros. El valor máximo de la porosidad-neutrón se interpreta como lutita, por sus características litológicas e incluso mineralógicas. La densidad es de 2.2049 y 2.9714 g/cm³. Este registro está junto al registro de porosidad y nos sirven a una interpretación inmediata de zonas de interés para identificar fluidos y litologías de una manera cualitativa.

Por otro lado, hablando del registro de tiempo de tránsito correspondiente a la onda P y onda S (DTP y DTS, respectivamente), tiende a valores mínimos se refiere a cuerpos sólidos, rocas compactas, y su variación dependerá de las características litológicas. Mientras más compacta sea la roca, menor será su valor de tiempo de tránsito. Cuando el valor del registro aumenta nos indica que la porosidad aumenta y en esa porosidad puede tener o no fluidos. La formación en estudio registra con valores máximo y mínimo 84.806 y 46.785 $\mu\text{s}/\text{ft}$ como límites superior e inferior, respectivamente de la onda P; para la onda S registra un tiempo máximo de 189.48 y uno mínimo de 85.181 $\mu\text{s}/\text{ft}$ y su variación se interpretará al momento de realizar los cálculos correspondientes y la correlación con los demás registros, dando sentido físico, matemático y geológico a la formación. El registro Fotoeléctrico es un buen indicador de litología, pese a su rango de escala baja. Tiene como variaciones de 2.6984 a 4.7098 barns/e como valores extremos infiriendo que se trata de valores propios de rocas carbonatas.

3.2.2 ANÁLISIS DE HISTOGRAMAS DEL POZO CARBONATO-1

Como parte de un análisis estadístico, los histogramas son una herramienta que nos permite visualizar un conjunto de datos de una manera ordenada con base en valores de una variable y su frecuencia. Lo que nos indica la frecuencia es qué tanto se repite

dicha variable y se agrupa de acuerdo el orden que se le indique. En la tabla 3.7 se muestran parámetros estadísticos de cada registro, como información adicional y de utilidad cuando se requiera, así como para relacionar el comportamiento de los gráficos con su interpretación geocientífica.

Tabla 3.7. Parámetros estadísticos de los Registros Geofísicos del Pozo Carbonato-1					
Curva	Valor Mínimo	Valor Máximo	Desviación Estándar (σ)	Media (μ)	Moda (\hat{x})
DEPTH	1	1159	-	-	-
CGR	9.4687	86.284	13.498	22.014	11
LLD	2.928	962.06	2.7456	38.408	22.629
MSFL	3.1792	753.14	2.6679	32.715	19.437
NPHI	0.028179	0.26765	0.042434	0.087278	0.06
RHOB	2.3557	2.8081	0.086593	2.6812	2.75
DTP	49.179	83.335	6.4577	58.683	59
DTS	92.35	184.13	15.165	117.9	112.8
PEF	2.8314	4.6567	0.27905	3.2743	3.1

El histograma de Rayos Gamma Corregido (Figura 3.7) presenta un comportamiento bimodal, lo que indica que existen dos clases con altos números de puntos o de frecuencia, correspondiente a los valores de carbonato y elementos arcilloso; tiene una moda de 10.5 API correspondiente a rocas carbonatadas, sin embargo, también presenta valores altos, lo que indica que hay arcilla y la combinación de ambas.

Los histogramas de resistividad de investigación profunda (Figura 3.8) poseen una distribución con sesgo a la derecha o asimétrica positiva, con un intervalo de 2 a 1109 ohm*m, lo que puede inferirse tres casos: primero como una roca compacta; segundo, como una roca con contenido de hidrocarburo; tercero roca compacta combinada con un mínimo contenido de arcilla. El registro de investigación somera de resistividad (Figura 3.9) maneja un rango de 2 a 857 Ohm*mm, indicando diversas interpretaciones: la primera indicación arroja valores propios de la caliza, la segunda puede indicar a grandes rasgos la presencia de hidrocarburo y la tercera, dados los valores bajos, indica la presencia de arcilla o, al ser somera, el comportamiento que dice es el filtrado de lodo de perforación.

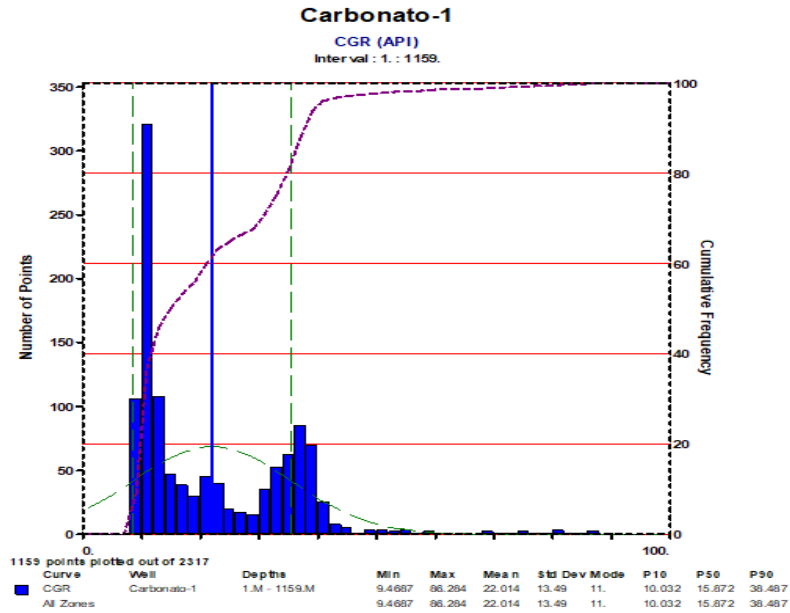


Figura 3.7. Histograma del registro de Rayos Gamma Corregido del pozo Carboanto-1.

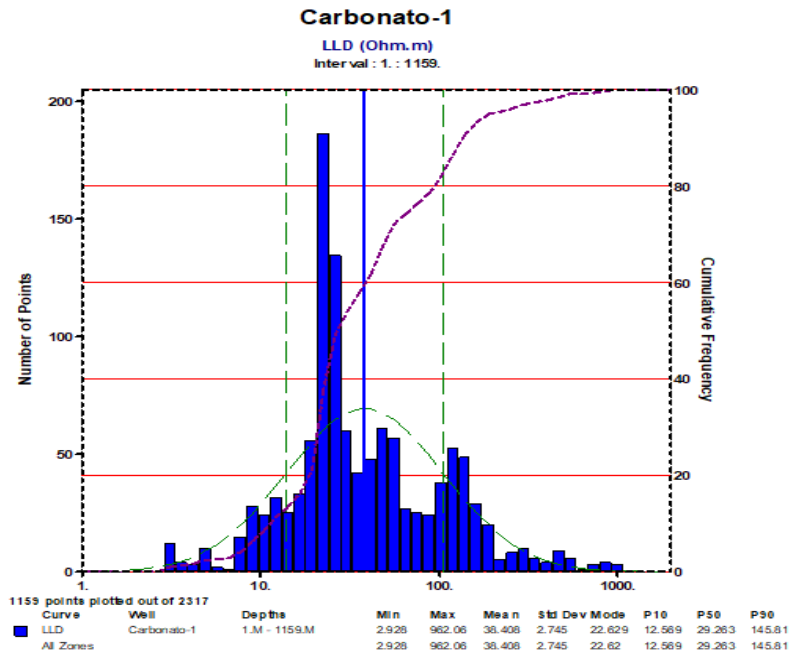


Figura 3.8. Histograma del registro de Resistividad profunda del pozo Carboanto-1.

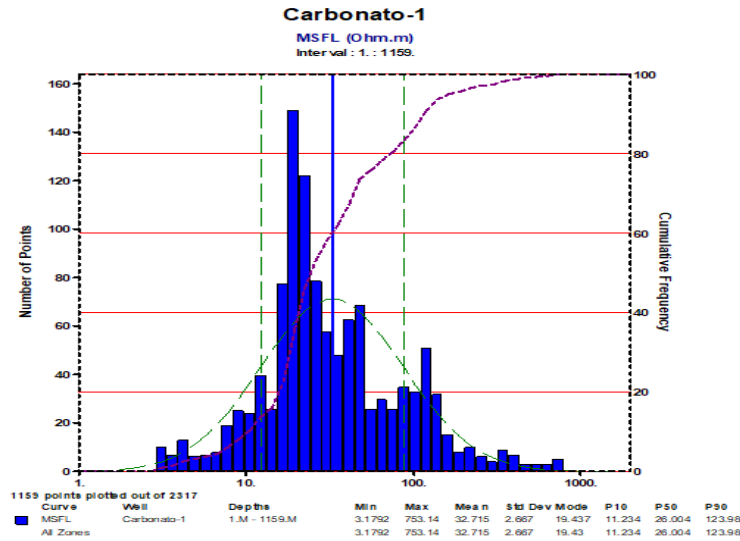


Figura 3.9. Histograma del registro de Resistividad somera del pozo Carboanto-1.

El registro de neutrón (figura 3.10) se coloca junto al de densidad, debido al comportamiento de las curvas la cual nos permite una mejor visualización para la interpretación. En el caso de estudio se presentan los valores de 0.0254 y 0.2732 como valor mínimo y máximo, respectivamente con una distribución sesgada a la derecha o de asimetría positiva. La porosidad mínima nos indica, a grandes rasgos, que se trata de una roca carbonatada compacta, mientras que el máximo puede inferirse como una roca con presencia de arcilla o bien roca carbonatada con porosidad secundaria como vórgulos y/o fracturas e incluso una combinación de estas componentes.

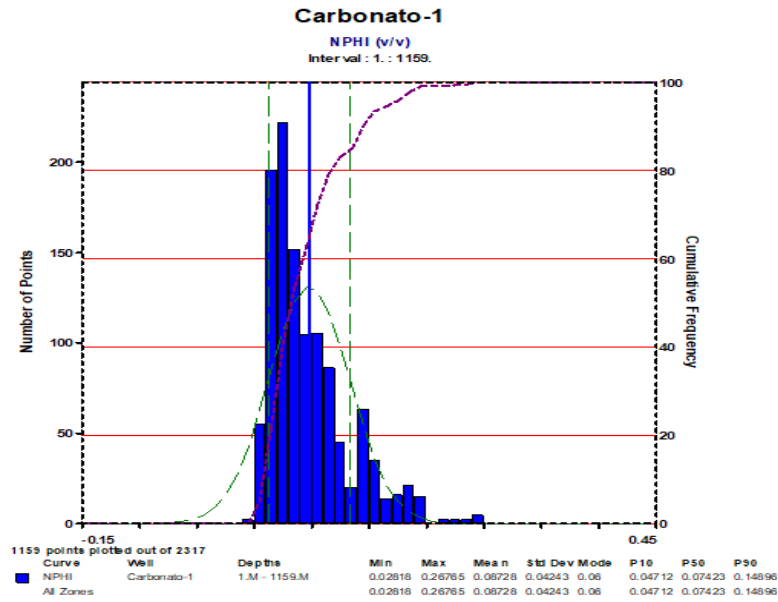


Figura 3.10. Histograma del registro Neutrón del pozo Carboanto-1.

El registro de densidad (Figura 3.11) va del valor mínimo al máximo de 2.2049 y 2.9714 g/cm³, respectivamente. Este registro está junto al registro de porosidad y juntos nos sirven a una interpretación inmediata de zonas de interés para identificar fluidos y litologías de una manera cualitativa. El histograma del registro de densidad presenta un comportamiento con sesgo a la izquierda o de simetría negativa, lo que indica que predomina valores altos, correspondientes a rocas calcáreas.

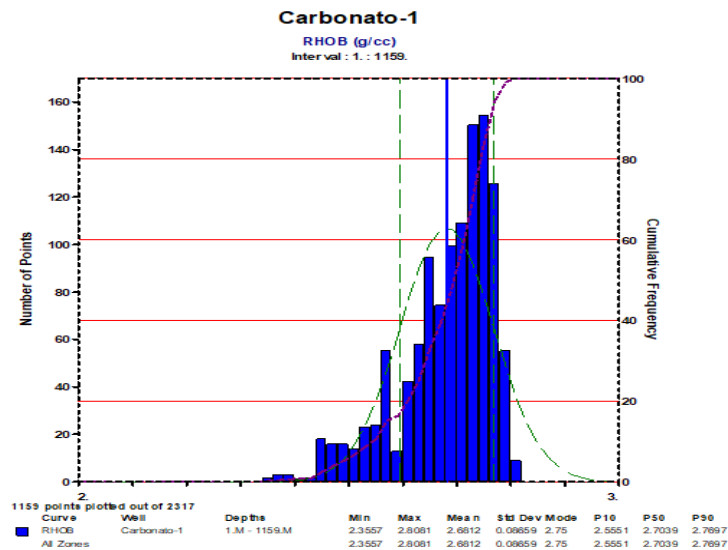


Figura 3.11. Histograma del registro Densidad del pozo Carboanto-1.

El histograma de tiempo de tránsito de la onda P (Figura 3.12) se considera asimétrico negativo o sesgado a la izquierda con valores mínimo y máximo de 46.785 y 84.806 $\mu\text{s}/\text{ft}$. La forma de este sesgo sostiene que predomina valores de compactación, por lo que físicamente hace que la onda P viaje más rápido en este medio, caso contrario, valores arriba del promedio, se interpreta que la roca tiene un alto valor de porosidad por lo que velocidad disminuye o dicho de otra manera el tiempo de tránsito aumenta. Para el caso de la onda S (Figura 3.13) o secundaria, el tiempo de tránsito aumenta dado el comportamiento físico en el que velocidad de esa onda llega después de la P. DTS presenta una asimetría negativa con valores mínimo y máximo de 85.181 y 189.48 $\mu\text{s}/\text{ft}$, respectivamente.

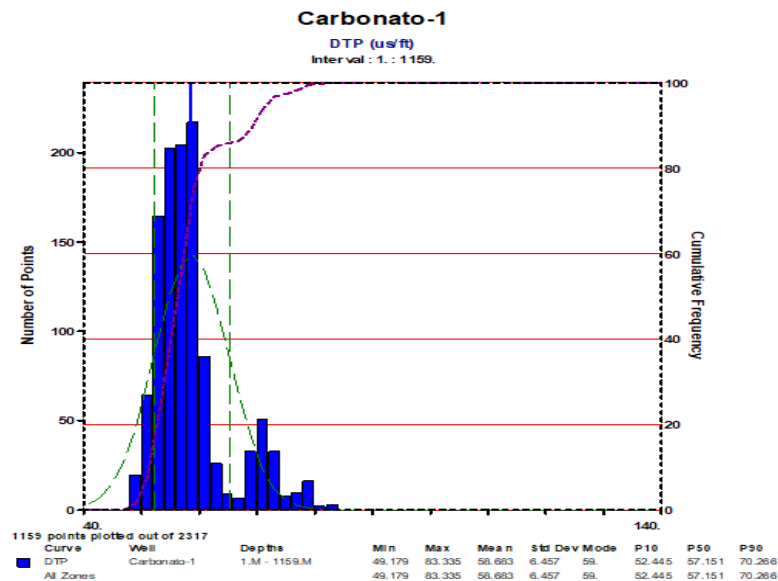


Figura 3.12. Histograma del registro de tiempo de tránsito de onda P del pozo Carboanto-1.

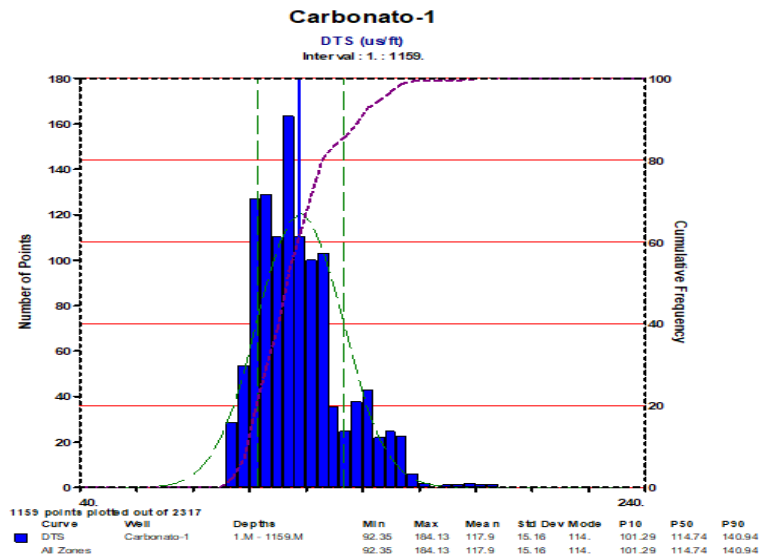


Figura 3.13. Histograma del registro de tiempo de tránsito de onda S del pozo Carboanto-1.

El histograma del factor Fotoeléctrico (Figura 3.14) es un buen indicador de litología, pese a su rango de escala baja. Tiene como variaciones de 2.6984 a 4.7098 barns/e como valores extremos infiriendo que se trata de valores de rocas calcáreas y la posible presencia de arcilla. Considerado un histograma con ligero sesgo a la derecha, y por sus valores parecidos de su media y moda con base a valores teóricos, se infiere que cae dentro de valores de carbonatos, por lo que indica baja presencia de arcilla.

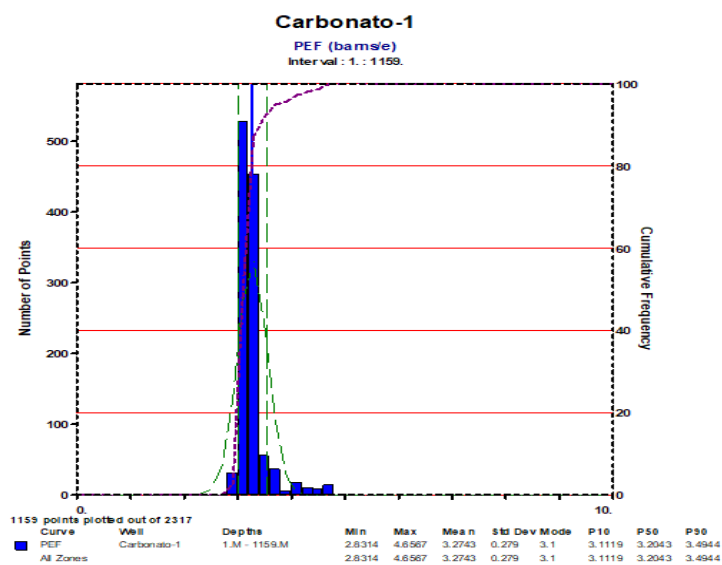


Figura 3.14. Histograma del registro del efecto fotoeléctrico del pozo Carboanto-1.

3.2.3 ANÁLISIS DE GRÁFICAS CRUZADAS DEL POZO CARBONATO-1

Otra manera de visualizar y analizar los valores de las curvas de los registros geofísicos de pozo se hace mediante el uso de gráficas cruzadas o *crossplot*, donde se proyectan dos o tres registros en un solo gráfico y el comportamiento nos indica las características de la formación. Se sabe que todo cuerpo presenta propiedades físicas propias, y por eso que el uso de esta metodología para correlacionar las distintas propiedades presentes en la formación y conocer la tendencia litológica y/o de fluidos dentro del yacimiento es efectiva. Es necesario realizar todas las combinaciones posibles, ya que a mayor información la incertidumbre disminuye y se puede obtener resultados más confiables.

La gráfica Neutrón-Densidad (figura 3.15) nos ayuda a determinar la litología y porosidad y si agregamos el registro de rayos gamma, es posible visualizar valores los altos y bajos de radioactividad, por lo que, en el caso de la formación en estudio, podemos distinguir la parte carbonatada (Zona “A”) con la de elementos calcáreos con arcilla (Zona “B”). La zona A presenta baja radioactividad, densidad alta y porosidad baja mientras que la zona B tiene alta radioactividad, con densidad baja y porosidad de media a alta.

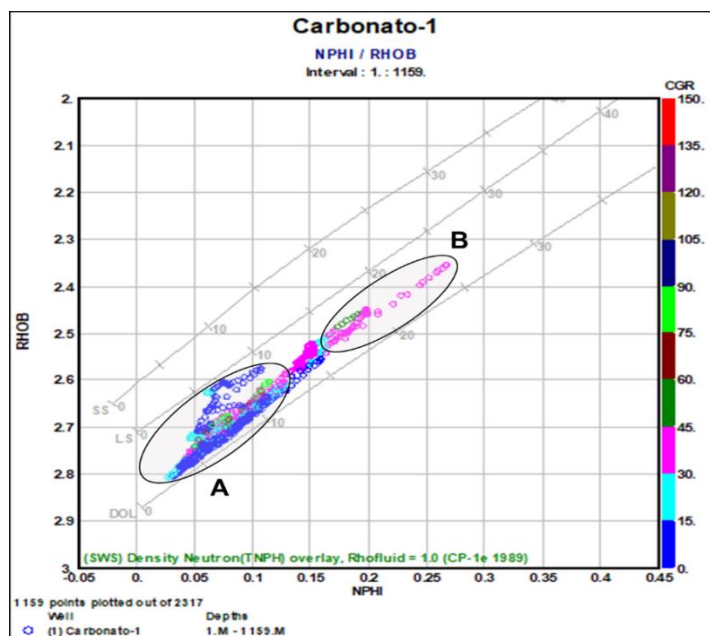


Figura 3.15. Gráficas cruzadas en combinación de registros Neutrón-Densidad-Rayos Gamma del pozo Carboanto-1.

El ploteo de los puntos de Rayos Gamma contra Resistividad profunda y adicionando registro de porosidad es visible distinguir cuatro zonas o nubes de puntos de interés (figura 3.16). La zona “A” corresponde a componentes carbonatadas, con radioactividad muy baja, de alta resistividad y baja porosidad, interpretando una roca calcárea con fluido como agua. La zona “B” presenta valores de resistividad de alta a muy alta, con radioactividad baja, infiriendo una roca calcárea con contenido de hidrocarburo. La zona “C” representa la combinación de carbonato con arcilla (predominando la segunda) debido a la radiactividad intermedia al igual que la porosidad y la resistividad muy baja indica el agua ligada a las arcillas. La zona “D” representa a las componentes arcillosas, dado si alta radioactividad y baja resistividad. El gráfico Rayos Gamma-Resistividad somera (figura 3.17), de igual manera se identifican cuatro zonas con valores característicos. La zona “A” representa a una roca carbonatada dada su baja radioactividad con alta resistividad y baja porosidad. La zona “B” es una posible nube con contenido de hidrocarburos dada su alta resistividad y la baja radioactividad. La zona de puntos “C” corresponde a la combinación de elementos calcáreos con arcillosos, sin embargo, predomina la arcillosidad pues hay valores intermedios en la radioactividad, incremento en la porosidad y baja resistividad, infiriendo la presencia de agua ligada a las arcillas. Finalmente, la zona “D”, refleja la presencia de elementos arcillosos en la formación dada las características generales de alta radioactividad y baja resistividad.

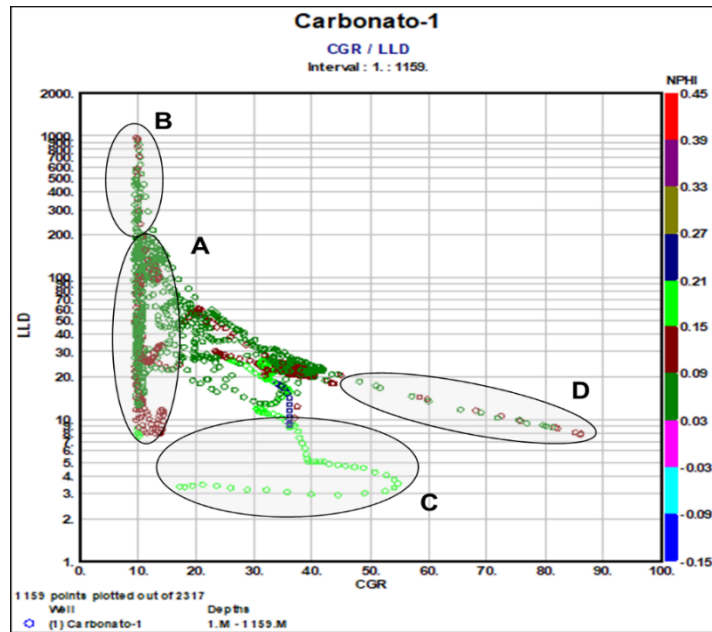


Figura 3.16. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Resistividad profunda-Neutrón del pozo Carboanto-1.

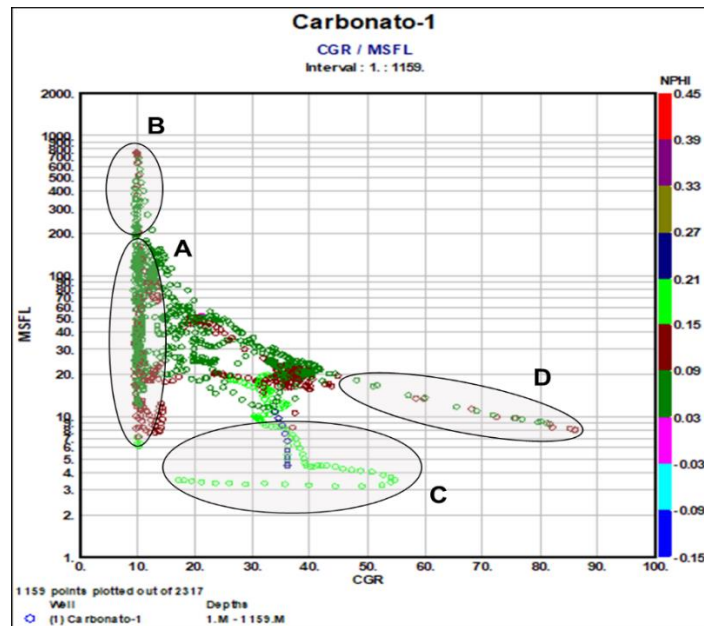


Figura 3.17. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Resistividad somera-Neutrón del pozo Carboanto-1.

El crossplot Rayos Gamma-Neutrón junto con densidad (figura 3.18) identifica de manera general tres zonas. La zona “A” corresponde a componentes calcáreos, dado el

valor bajo de radioactividad, porosidad baja o alta compactación (sin considerar en este punto la presencia de porosidad secundaria) y de alta densidad. La zona “B”, al ser de radiactividad intermedia, presenta un incremento de porosidad y densidad baja, se infiere la interacción de carbonatos con arcillas, predominando más la segunda que la primera. La zona “C” al ser un valor alto de radiactividad y el valor bajo de densidad, se deduce en elementos arcillosos, sin embargo, la baja porosidad se puede deducir en que hay alta presencia de elementos carbonatados y estos son considerados matriz.

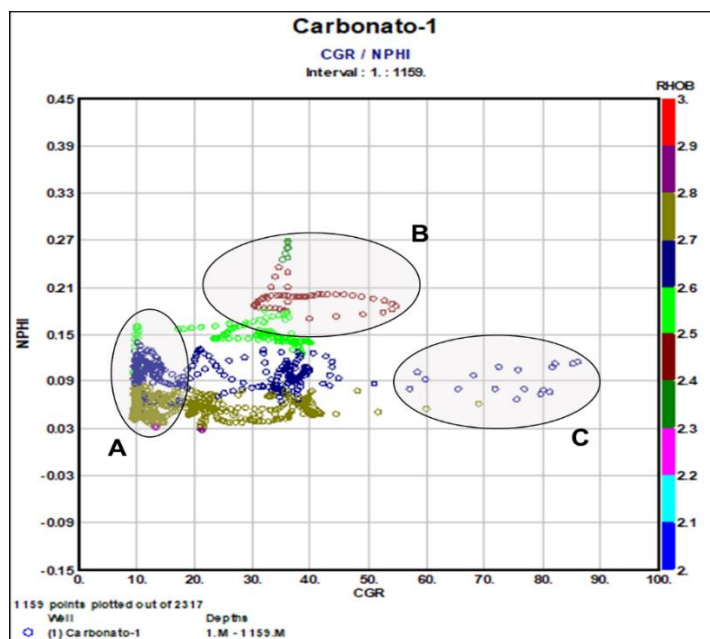


Figura 3.18. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Neutrón-Densidad del pozo Carboanto-1.

El crossplot Rayos Gamma-Densidad identifica tres zonas (figura 3.19). La zona “A” corresponde a componentes calcáreos, dado el valor bajo de radioactividad, y alta densidad. La zona “B”, al ser de radiactividad intermedia y densidad baja, se infiere la interacción de carbonatos con arcillas, predominando los elementos clásticos. La zona “C” al ser un valor alto de radiactividad de densidad de alta a baja, se deduce que se trata de elementos arcillosos, sin embargo, la baja porosidad se puede deducir en que hay alta presencia de elementos carbonatados y estos son considerados la matriz.

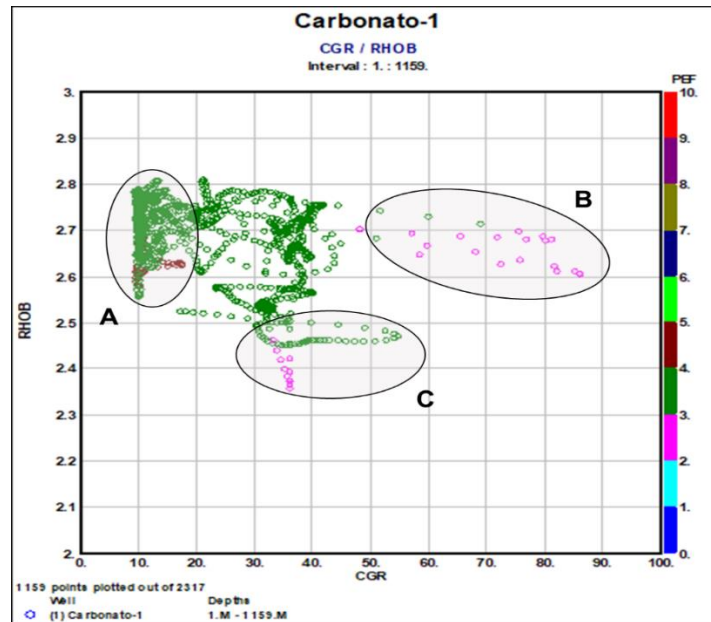


Figura 3.19. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Densidad-Fotoeléctrico del pozo Carboanto-1.

El crossplot de Rayos Gamma-Tiempo de Tránsito de la onda P y Neutrón identifica tres zonas (figura 3.20). La zona “A” de radiactividad baja con tiempo de tránsito bajo corresponde a carbonatos además de una baja porosidad. La zona “B”, representa a elementos arcillosos en matriz calcárea, dada la alta radioactividad, pero con un tiempo de tránsito y una porosidad intermedios. La zona “C” representan igual una interacción de las dos litologías predominantes, sin embargo, predomina las arcillas dado el no tan alto tiempo de tránsito, pero con intermedia radioactividad y una alta porosidad. Las mismas características tiene el gráfico de Rayos Gamma con Tiempo de tránsito de onda S (figura 3.21), sin embargo, las variaciones en escala se deben a las propiedades físicas propias de los dos tipos de onda (onda P y onda S), de sus módulos y comportamientos en los medios geológicos y en particular, en las formaciones sedimentarias.

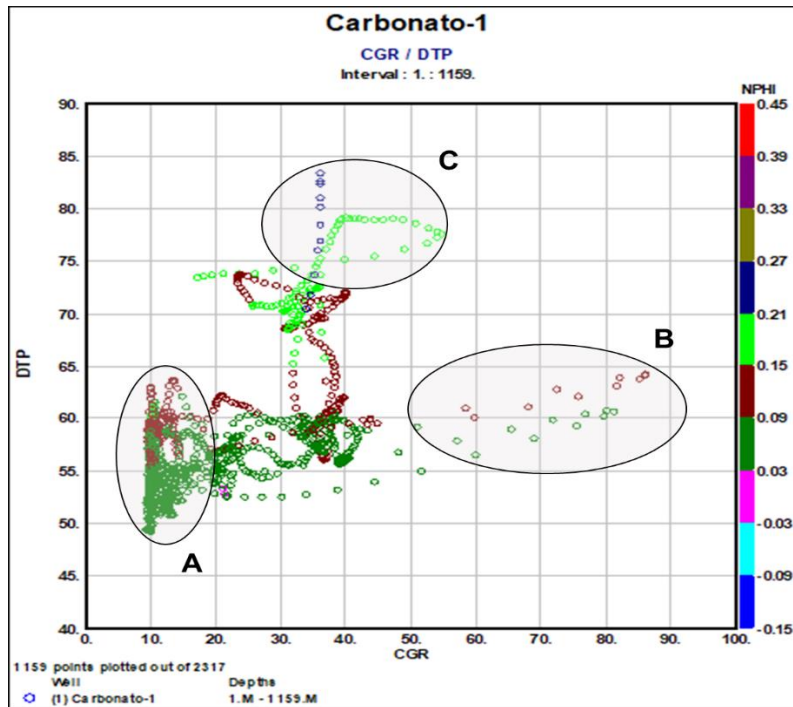


Figura 3.20. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Tiempo de tránsito (Onda P)-Neutrón del pozo Carboanto-1.

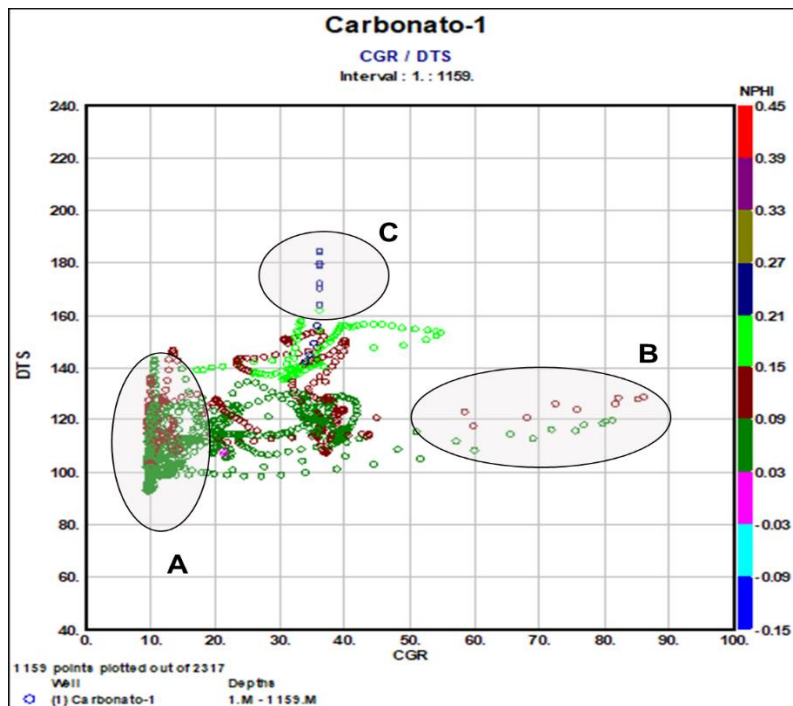


Figura 3.21. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Tiempo de tránsito (Onda S)-Neutrón del pozo Carboanto-1.

El crossplot de Rayos Gamma contra Factor Fotoeléctrico (figura 3.22) identifica las dos rocas sedimentarias predominantes. Por una parte, en la zona “A” se marca los carbonatos dada su baja radioactividad (haciendo alusión al registro CGR), el rango del Factor fotoeléctrico y la alta densidad. La zona “B” se distingue las arcillas o elementos clásticos de alta radioactividad, densidad baja y valor de PEF considerada pobre compactación.

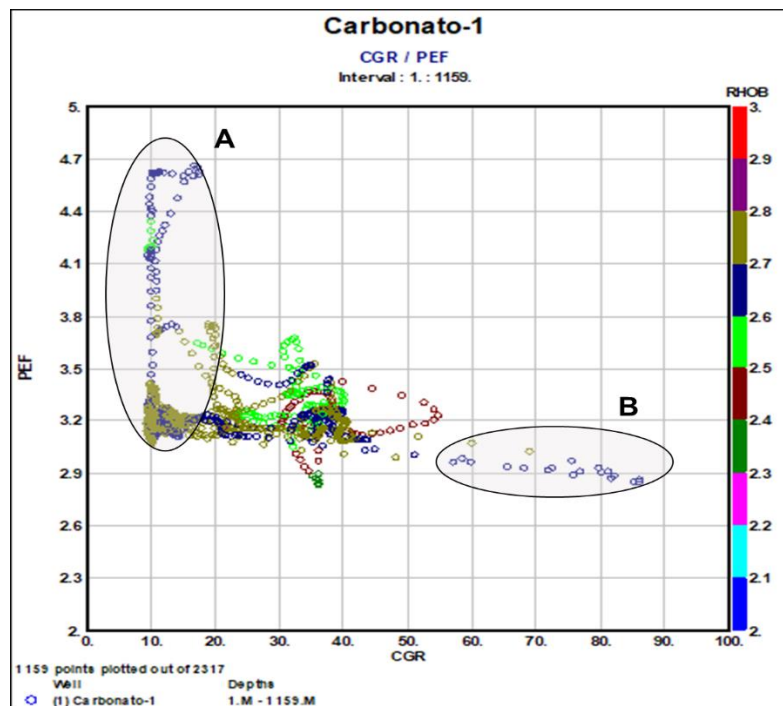


Figura 3.22. Gráficas cruzadas en combianción de registros Rayos Gamma-Efecto fotoeléctrico-Densidad del pozo Carboanto-1.

3.2.4 ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS NORMALIZADOS DEL POZO CARBONATO-1

Se define la variable normal tipificada o estándar X_{norm} a partir de una transformación lineal de la variable original X (registro geofísico del pozo) de la forma:

$$X_{norm} = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (2.2)$$

donde:

- X_{norm} : Es la normal estándar
- X : Valor del registro original de la muestra
- μ : Media o promedio de los datos del registro

σ : Desviación estándar del conjunto de datos de cada registro

En la figura 3.23 se muestran los datos de registros normalizados y en la tabla 3.3 sus correspondientes valores estadísticos, donde se ponen a una misma escala debido a su normalización, el principio de la ecuación 2.2 es hacer el valor de la media igual a cero y la desviación estándar igual a 1, por lo tanto, se observa que tan alejado se encuentra el valor normalizado de la media muestral.

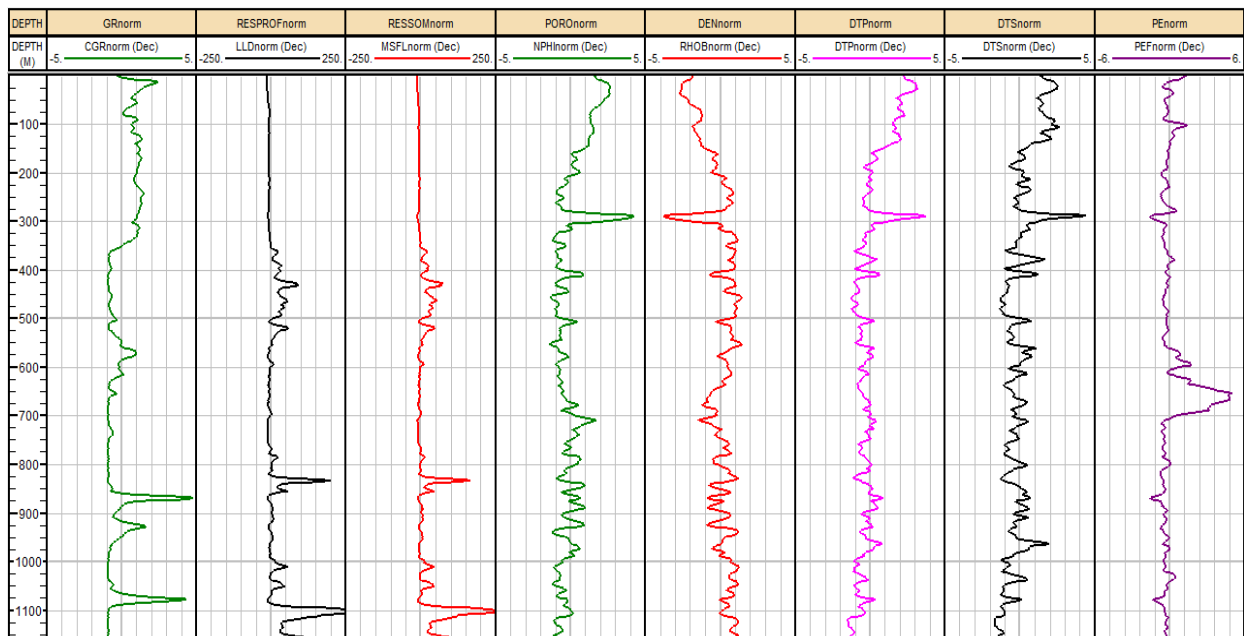


Figura 3.23. Registros Geofísicos normalizados del pozo Carbonato-1.

Tabla 3.3. Parámetros estadísticos de los Registros Geofísicos Normalizados del Pozo Carbonato-1					
Curva	Valor Mínimo	Valor Máximo	Desviación Estándar (σ)	Media (μ)	Moda (\hat{x})
CGRnorm	-0.92941	4.7615	1	1.9331E-06	-0.9
LLDnorm	-12.922	243.56	31.128	9.1399	-5
MSFLnorm	3.1792	245.31	42.468	43.853	25
NPHInorm	-1.3927	4.2508	1	2.0267E-05	-0.7
RHOBnorm	-3.7578	1.466	1	0.00031506	0.7
DTPnorm	-1.4717	3.8175	1	8.9687E-06	-0.1
DTSnorm	-1.6847	4.3676	1	0.00057679	-0.3
PEFnorm	-1.5871	4.954	1	8.0584E-05	-0.36

3.2.5 DATOS DE NÚCLEO COMO CALIBRACIÓN DEL POZO CARBONATO-1

Los registros geofísicos del pozo tienen como principio la obtención de datos de manera indirecta que nos permite caracterizar el subsuelo para fines de yacimientos petroleros con fines de exploración y futuramente de explotación. Sin embargo, a pesar de realizar estas mediciones con los cálculos adecuados y atendiendo todas las variables con sumo cuidado, los resultados tendrán cierto valor de incertidumbre, aunque sea mínimo, y es por lo que el uso de más de información del pozo en estudio, hará que los valores sean confiables y con error mínimo. Parte de esta información son los núcleos obtenidos de la formación al perforar el pozo; estos datos, al ser analizados en laboratorios especializados, y al ser considerados como mediciones directas, los resultados de las diferentes pruebas se consideran los valores reales y, por lo tanto, los registros deben tomar estos parámetros al interpretar el pozo.

Referente al pozo Carbonato-1 se cuenta con datos de muestras en un intervalo que va de los 600 m a los 700m. En este rango de 100 m se cuenta con Porosidad de la matriz, volumen de Dolomía, volumen de arcilla y la concentración de porosidad secundaria como son los vórgulos y fracturas. Todo lo anterior se encuentra en la Tabla 3.4 con sus respectivos valores por cada muestra adquirida.

Tabla 3.4. Datos de Petrofísica Básica del pozo Carbonato-1.					
Muestra	Porosidad de Matriz	Volumen de Dolomía	Concentración de Vórgulos	Concentración de Fracturas	Volumen de arcilla
600	0.021603	0.72955	0.024064	0.0072445	0.025295
605	0.026074	0.85573	0.024234	0.0063139	0.025136
610	0.022909	0.91076	0.02244	0.010203	0.031154
615	0.017978	0.87267	0.021025	0.011019	0.035071
620	0.011849	0.8084	0.031935	0.0083977	0.025374
625	0.023387	0.64262	0.029412	0.0069578	0.011619
630	0.032538	0.65147	0.028618	0.005666	0.0040006
635	0.025408	0.66656	0.029072	0.0040726	0.00208
640	0.019973	0.53519	0.031171	0.003727	0.0014218
645	0.027495	0.37637	0.0335	0.0047964	0.0030104
650	0.03226	0.23884	0.029033	0.0054858	0.0097049
655	0.023788	0.15406	0.031772	0.0052481	0.019382
660	0.016965	0.16012	0.047217	0.0045944	0.0060268
665	0.016582	0.17108	0.054077	0.0057882	0.00057814



670	0.027261	0.24116	0.043715	0.0087105	4.29E-05
675	0.045341	0.29456	0.042362	0.0082458	5.03E-06
680	0.039206	0.36165	0.062089	0.0067431	8.55E-07
685	0.018934	0.42455	0.056476	0.0054323	2.98E-07
690	0.015638	0.43678	0.042284	0.0053652	1.33E-07
695	0.016761	0.61121	0.064255	0.0055046	2.29E-07
700	0.016345	0.79632	0.074512	0.0049514	1.51E-06

CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

4.1 PROCESAMIENTO CONVENCIONAL PARA EL POZO TERRÍGENO-1

Bajo la metodología convencional mencionada en el capítulo 2, con fundamentos teóricos en el comportamiento de las curvas en este tipo de formaciones mostradas en el capítulo 1 y con los análisis previos de elementos estadísticos como los histogramas junto con análisis de gráficas cruzadas, los registros geofísicos del Pozo Terrígeno-1 muestran 24 cambios (figura 4.1).

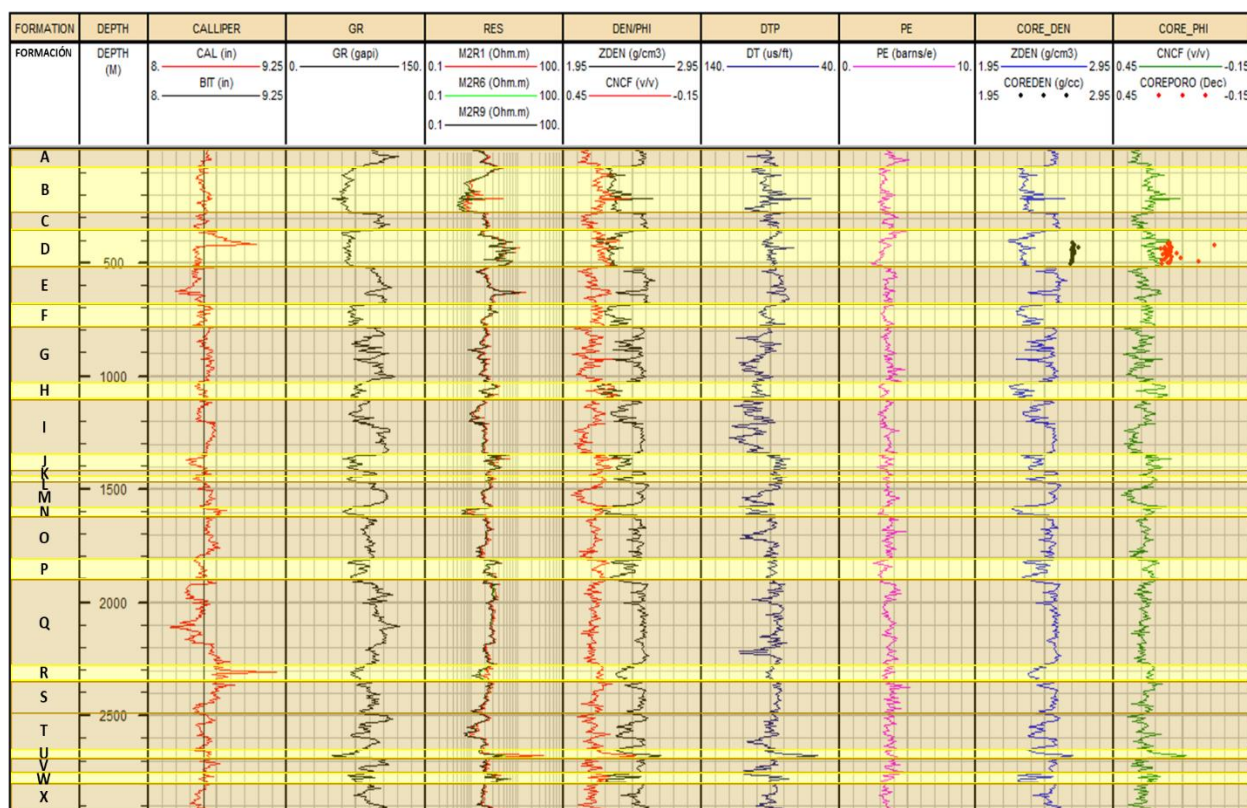


Figura 4.1. Registros Geofísicos del pozo Terrígeno-1 mostrando los cambios con base en la profundidad.

Una vez graficados los registros y estableciendo las respectivas variaciones se calculó la temperatura de formación (carril TEMP) con base en el principio del gradiente de temperatura en función de la profundidad donde el cambio es de 1°C por cada 33 m de profundidad y se consideró una temperatura de superficie de 25°C. El cálculo de

volumen de arcilla se obtuvo mediante la ecuación de Larionov para rocas terciarias ubicado en el carril "Vcl", ya que se considera una formación areno-arcillosa.

Para el cálculo de la porosidad total se consideraron la combinación de los registros neutrón y densidad para obtener un promedio de ambas porosidades (carril PHIt). Después se corrigieron las respectivas mediciones por la presencia de arcilla (tomando en cuenta el valor de Volumen de arcilla) y a partir de ésta se determinó la porosidad corregida (carril PHlcorr). Presente esto, se calculó la porosidad efectiva para aceite y gas (PHle).

Previo al cálculo de la Saturación de agua libre de la formación, se calculó la resistividad del agua de formación (R_w), coeficiente de porosidad (a), exponente de saturación (n) y exponente de cementación (m) mediante el uso de *Pickett Plot*, arrojando valores de $R_w = 0.0652$, $a = 1$, $n = 2$ y $m = 2.21$ (Figura 4.2).

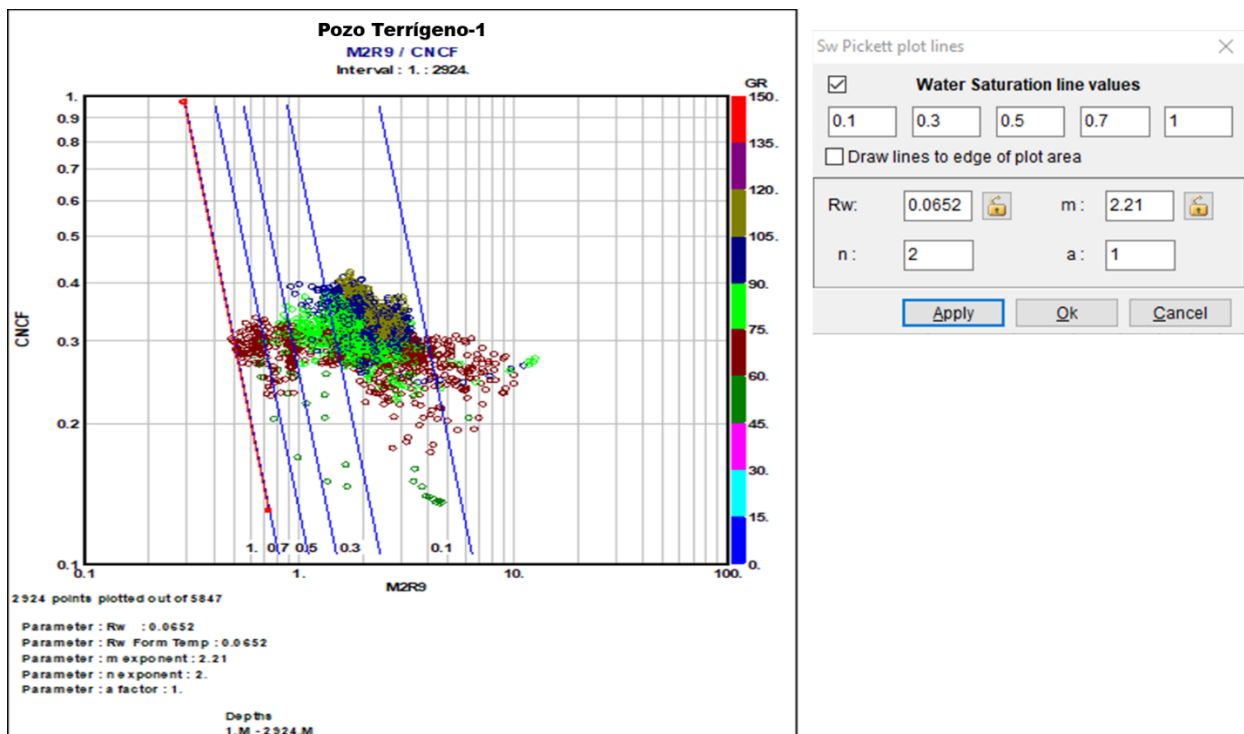


Figura 4.2. Gráfica de *Pickett Plot* del pozo Terrígeno-1.

En la obtención de la Saturación de agua efectiva (S_w) se realizó por método de Doble Agua; una vez teniendo la saturación de agua se pudo obtener la saturación de hidrocarburo (S_o) restando el 100% menos la S_w obtenida (Carril SweDW). En el método

de doble agua, se consideró la porosidad efectiva para aceite, el respectivo V_{sh} previamente mencionado, el registro M2R9 (R_t o resistividad profunda) y la R_w obtenido en el Pickett Plot; todo lo anterior sustituyendo el correspondiente valor en la ecuación que lo requiera; finalmente se obtiene la Saturación del agua efectiva y Saturación de Hidrocarburo.

Se obtuvo el volumen de la matriz (VMA) restando del 100% el volumen de arcilla (V_{cl}) y la porosidad total. Para obtener el volumen de agua libre se multiplicó la porosidad efectiva por la saturación de agua efectiva; el agua ligada a la arcilla es mediante el producto de la saturación de agua ligada a la arcilla por la porosidad total; mismo caso, el volumen de hidrocarburo se calculó realizando el producto de la porosidad efectiva por la saturación de hidrocarburo. Las gráficas resultantes se encuentran en el carril con nombre de VOLUME. Finalmente, para las zonas de paga, se usó el módulo “Cutoff and Sumation” de IP® Interactive Petrophysics de GeoEnergy Versión 3.5 (carril NETPAY) considerando $\phi_e \geq 10\%$, $V_{sh} \leq 50\%$ y $S_w \leq 50\%$.

Se realizó el análisis de Mineralogía Compleja mediante el uso de sistema de ecuaciones lineales como método para conocer la composición y distribución de las componentes presentes en la formación tomando en cuenta los resultados del análisis cualitativo y los resultados previos en la búsqueda de los parámetros petrofísicos. En este caso, se consideraron dos componentes sólidas (Arenisca y Arcilla) y la porosidad que se tiene en la formación (la cual la conforma el agua libre y el hidrocarburo).

Los análisis cuantitativos o valores numéricos se consideraron en el valor promedio de cada intervalo y a partir de esto se relacionó con los valores teóricos expuestos en los capítulos anteriores. Para los datos cualitativos se realizó una escala por cada registro y se utilizaron las gráficas del capítulo 1.4 como se menciona en la Tabla 4.1.

Finalmente, la sábana de registros finales se presenta en la figura 4.3, donde en cada carril se presenta los resultados del procesamiento convencional del Pozo Terrígeno-1.

Tabla 4.1. Escalas asignadas para análisis cualitativo de Registros Geofísicos de Pozos para Formaciones Sedimentarias¹

Símbolo	Intervalo		Valor cualitativo	Símbolo	Intervalo		Valor cualitativo	
Rayos Gamma [API]				Densidad [g/cm³]				
GR ^{↓↓↓}	[0,25]		Muy bajo	$\rho^{\downarrow\downarrow\downarrow}$	[0.0008, 1.95]		Muy bajo	
GR ^{↓↓}	(25,50]		Bajo	$\rho^{\downarrow\downarrow}$	(1.95, 2.05]		Bajo	
GR [↓]	(50,75]		Ligeramente bajo	ρ^{\downarrow}	(2.05, 2.45]		Ligeramente bajo	
GR [↑]	(75,100]		Ligeramente alto	ρ^{\uparrow}	(2.45, 2.65]		Ligeramente alto	
GR ^{↑↑}	(100,125]		Alto	$\rho^{\uparrow\uparrow}$	(2.65, 2.75]		Alto	
GR ^{↑↑↑}	(125,150]		Muy alto	$\rho^{\uparrow\uparrow\uparrow}$	(2.75, 2.95]		Muy alto	
Resistividad [$\Omega \cdot m$]				Porosidad (Neutrón) [v/v]				
R ^{↓↓↓}	[0.1,1]		Muy bajo	$\phi_N^{\uparrow\uparrow\uparrow}$	(∞ , 0.45]		Muy alto	
R ^{↓↓}	(1,10]		Bajo	$\phi_N^{\uparrow\uparrow}$	(0.45, 0.21]		Alto	
R [↓]	(10,50]		Ligeramente bajo	ϕ_N^{\uparrow}	(0.21, 0.09]		Ligeramente alto	
R [↑]	(50,100]		Ligeramente alto	ϕ_N^{\downarrow}	(0.09, 0.03]		Ligeramente bajo	
R ^{↑↑}	(100,1000]		Alto	$\phi_N^{\downarrow\downarrow}$	(0.03, 0.001]		Bajo	
R ^{↑↑↑}	(1000,10000]		Muy alto	$\phi_N^{\downarrow\downarrow\downarrow}$	(0.001, -0.03]		Muy bajo	
Tiempo de tránsito, Δt_p Δt_s [$\mu s/ft$]				PEF [Barns/electron]				
$\Delta t_p^{\uparrow\uparrow\uparrow}$	$\Delta t_s^{\uparrow\uparrow\uparrow}$	(∞ , 180]	[600,510]	Muy alto	PEF ^{↓↓↓}	[0, 2]		Muy bajo
$\Delta t_p^{\uparrow\uparrow}$	$\Delta t_s^{\uparrow\uparrow}$	(180,140]	(510,420]	Alto	PEF ^{↓↓}	(2, 4]		Bajo
Δt_p^{\uparrow}	Δt_s^{\uparrow}	(140,90]	(420,330]	Ligeramente alto	PEF [↓]	(4, 5]		Ligeramente bajo
Δt_p^{\downarrow}	Δt_s^{\downarrow}	(90,80]	(330,240]	Ligeramente bajo	PEF [↑]	(5, 6]		Ligeramente alto
$\Delta t_p^{\downarrow\downarrow}$	$\Delta t_s^{\downarrow\downarrow}$	(80,60]	(240,150]	Bajo	PEF ^{↑↑}	(6, 8]		Alto
$\Delta t_p^{\downarrow\downarrow\downarrow}$	$\Delta t_s^{\downarrow\downarrow\downarrow}$	(60,40]	(150, 60]	Muy bajo	PEF ^{↑↑↑}	(6, ∞)		Muy alto

¹ Se asignó un valor cualitativo por cada registro para fines comparativos con base en la información cuantitativa de Rider (2002), Coconi (2016), Ellis & Singer (2007), expresadas en el capítulo 1.4.

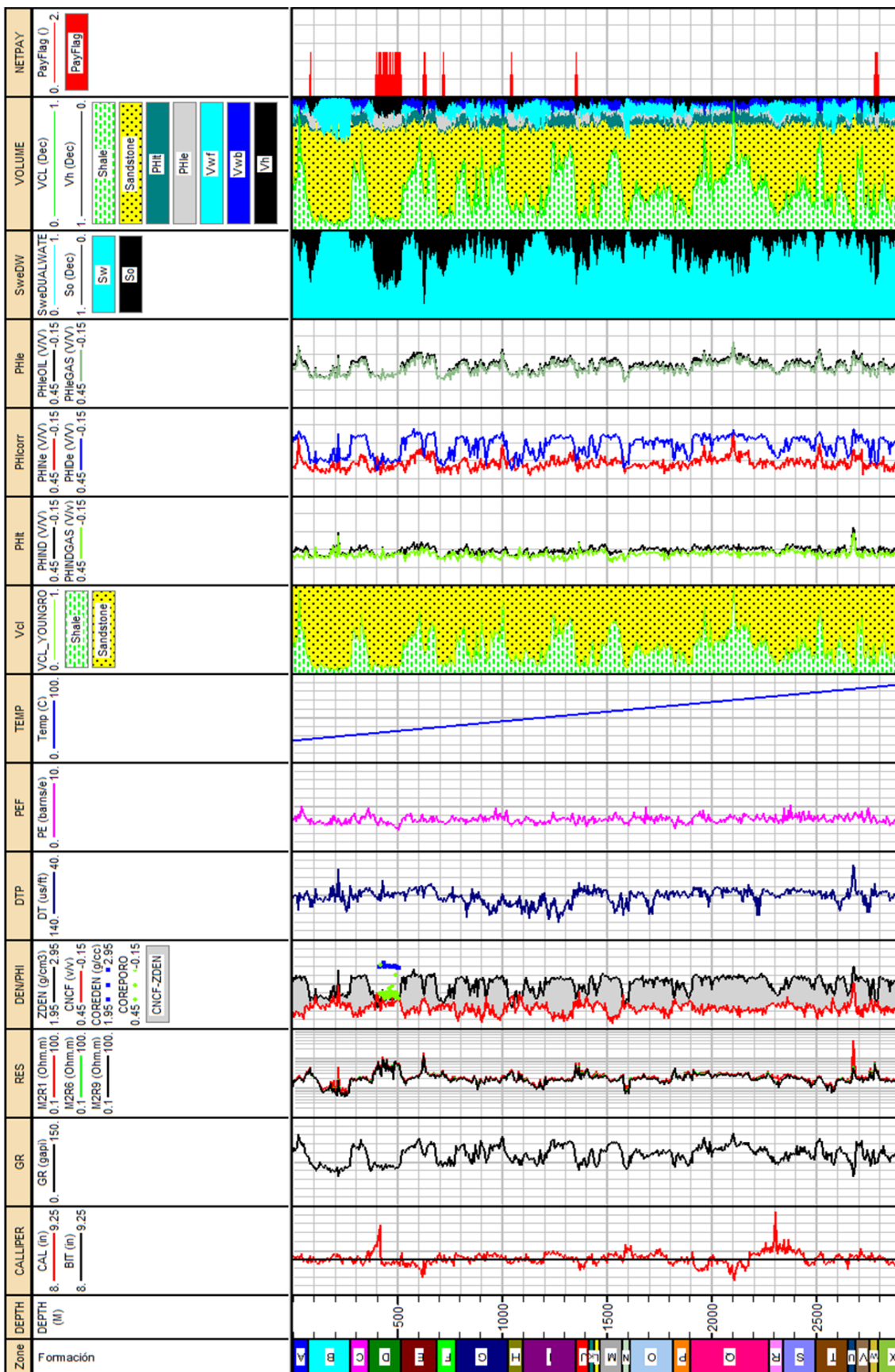


Figura 4.3. Resultados de la Evaluación Convencional del pozo Terrígeno-1.

Con base en los resultados de la sábana de registros que se presentan en la figura 4.3, las formaciones de interés son la B (80-276 m), D (365-516 m), E (517-685 m), F (686-777 m), J (1351-1416 m), P (1816-1900) y W (2757-2997). El resultado del análisis convencional de estas zonas se presenta en las figuras siguientes y sus respectivos análisis cualitativo y cuantitativo se presentan en la Tabla 4.2.

Las zonas C, D, E y F, cuyo intervalo de interés va de los 277 m a los 777 metros de profundidad (figura 4.4), presentan diferentes zonas de interés donde predomina la arenisca en comparación de la lutita. También se presenta una *crossplot* para determinar las diferencias en litología junto a los datos cualitativos y cuantitativos de la correspondiente zona.

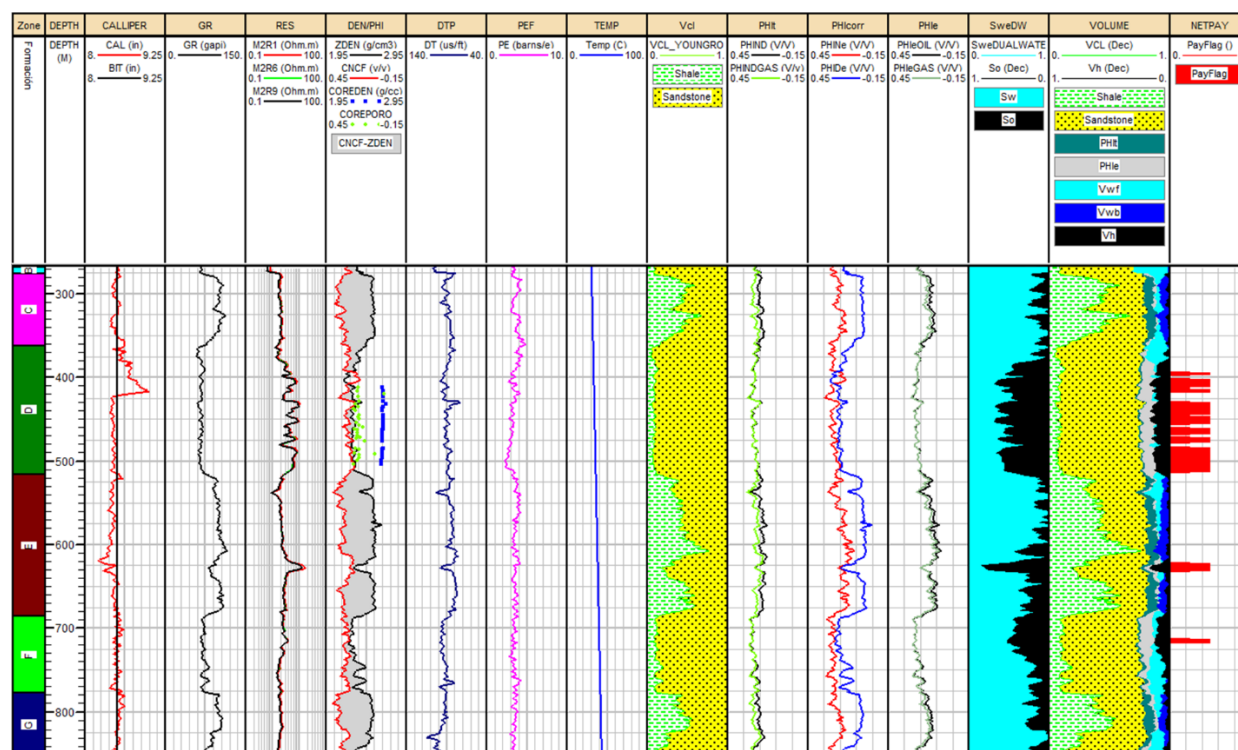


Figura 4.4. Resultado de las zonas C, D, E y F.

Como se mencionó gráfica Neutrón-Densidad nos ayuda a determinar la litología y porosidad (figura 4.5). Es notoria la diferencia de la porosidad de las lutitas y las areniscas que va de baja a alta, respectivamente. En el caso de las formaciones en estudio, se puede distinguir la parte de las arenas porosas con densidad baja (zona A)

donde es posible encontrar fluidos como hidrocarburos, arena porosa con densidad media (zona B) y arenisca con elementos arcillosos o arcilla en su totalidad dada su densidad media con alta porosidad (zona C). Se puede comparar las nubes de puntos con los resultados cuantitativos y cualitativos de la tabla 4. 2.a.

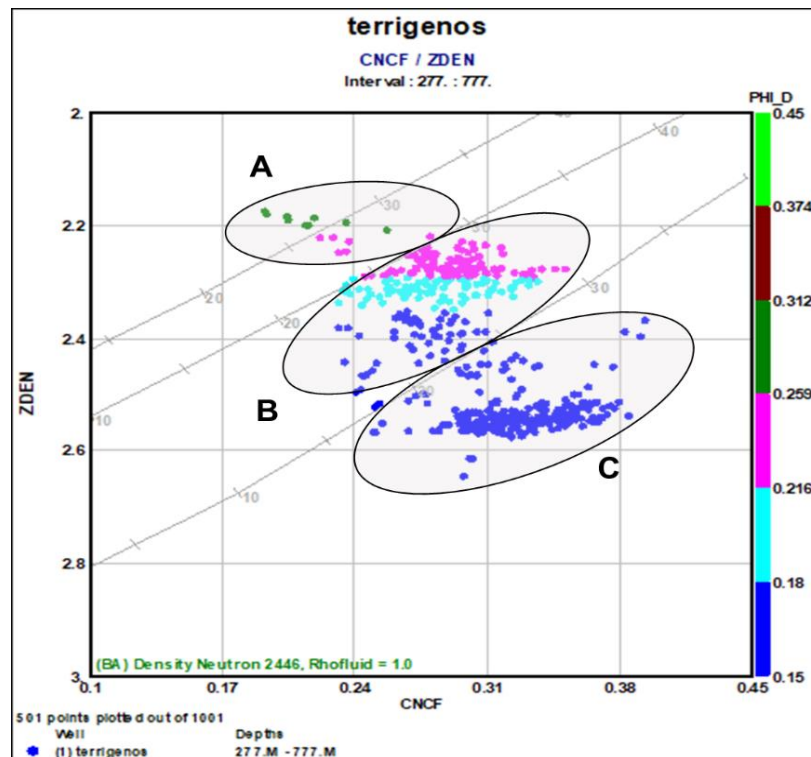


Figura 4.5. Gráfica cruzada para determinar litología entre registros Porosidad Neutrón, Densidad y Porosidad densidad de las formaciones C, D, E y F.

Tabla 4.2.a. Evaluación e Interpretación de Registros Geofísicos del Pozo Terrigeno-1

Formación	C	D	E	F
Profundidad [m]	276-362	362-516	516-685	685-777
Bit Size (BIT) [in]	8.5	8.5	8.5	8.5
Caliper (CAL) [in]	8.490	8.541	8.429	8.499
Rayos Gamma (GR) [GAPI]	97.342 GR ⁺	Indica un derrumbe, una caverna o roca muy porosa	Valor mayor a Bit Size. Puede indicar que el pozo de centró	Valor cercano a la marca de Bit Size. Calidad buena
Resistividad [Ohm.m]	2.161 R ⁺⁺	Valor correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada	Rayo Gamma ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con contenido de arena.	Valor ligeramente bajo, correspondiente a una arena arcillosa
	2.007 R ⁺⁺	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada	Valor bajo, correspondiente a Luita y/o arena porosa con agua salada	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada
Densidad (ZDEN) [g/cm ³]	2.000 R ⁺⁺	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada	Valor bajo, correspondiente a Luita y/o arena porosa con agua salada	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada
	2.000 R ⁺⁺	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada	Valor bajo, correspondiente a Luita y/o arena porosa con agua salada	Valor bajo, correspondiente a una arena porosa con presencia de fluidos, posiblemente agua salada
Porosidad (CNCF) [W/V]	0.335 ϕ_{N1}	Porosidad alta asociada a valores de Luita o una arena arcillosa	Porosidad alta asociada a valores de Luita o una arena arcillosa	Porosidad alta asociada a valores de Arena arcillosa y/o no compactada
Tiempo de Tránsito (DTP) [us/ft]	88.825 Δt_p	Valor ligeramente bajo asociado a arenisca con algún fluido, posiblemente hidrocarburo	Valor ligeramente bajo asociado a Luita de compactación alta o una arena con fluido como agua	Valor ligeramente alto asociado a una arena arcillosa
Fotométrico (PEF) [bars/e]	3.614 PEF ⁺	Valor que indica una luita sobremente compacta, dejando posiblemente una arena sobremente arcillosa	Valor ligeramente bajo corresponde a valor de luita de compactación media	Valor ligeramente bajo lo que indica el efecto de la arcilla en combinación con la arenisca
Volumen de arcilla (Vcl) [Dec]	0.3932 Vcl ⁺	Volumen de arcilla ligeramente bajo	Volumen de arcilla ligeramente bajo	Volumen muy bajo de la arcilla
Porosidad Total (PHIT) [W/V]	0.2047 ϕ_{T1}	Porosidad ligeramente alta asociada a valores de Luita o una arena medianamente porosa	Porosidad ligeramente alta asociada a valores de Luita o una arena medianamente porosa	Porosidad alta asociada a valores de arena arcillosa y/o arena no compactada
Porosidad Efectiva (PHIE) [W/V]	0.1337 ϕ_{e1}	Valor ligeramente alto. Indica que hay presencia de Luita afecta la zona de estudio	Valor alto. Indica que la porosidad de la matriz de arena es porosa	Porosidad alta. Indica que la porosidad de la matriz de arena es porosa con elementos arcillosos de baja compactación
Saturación de Agua (Sw) y Saturación de Hidrocarburo (So) [Dec]	0.8916 0.1084 Sw ⁺⁺ y So ⁺⁺	La zona está saturada con valor muy alto de agua con un 89.16% y valor muy bajo de hidrocarburo (So) con un 10.84%.	La zona está saturada con valor alto de agua con un 80.80% y valor bajo de hidrocarburo (So) con un 19.20%.	La zona está saturada con valor alto de agua con un 67.98% y valor bajo de hidrocarburo (So) con un 32.02%.
Vsh [Dec]	0.4021	Vsh ≤ 50% → Cumple	0.4082	0.1140
Vsd [Dec]	0.1185	$\phi_{sd} \geq 10\% \rightarrow$ Cumple	0.3958	0.6345
Vwf [Dec]	0.0711	Sw ≤ 50% → No cumple	0.0969	0.1547
Vwb [Dec]	0.0151		0.0738	0.0206
Vh [Dec]			0.0253	0.0762
Zona de Agua (NETPAY)		Vsh ≤ 50% → Cumple $\phi_{sd} \geq 10\% \rightarrow$ Cumple Sw ≤ 50% → No cumple	Vsh ≤ 50% → Cumple $\phi_{sd} \geq 10\% \rightarrow$ No cumple Sw ≤ 50% → No cumple	Vsh ≤ 50% → Cumple $\phi_{sd} \geq 10\% \rightarrow$ Cumple Sw ≤ 50% → No cumple
Observaciones	Con base en los registros, la zona corresponde a luita medianamente compactada saturada de agua con contenido bajo de arena. No es considerada zona de interés económico y se puede considerar roca sello.	La zona corresponde a una arena con presencia de agua e hidrocarburo con elementos arcillosos. El efecto de luita es bajo y llega a afectar a los registros propios, sin embargo es una zona de interés dados los resultados	Con base en los registros, la zona corresponde a luita saturada de agua. A pesar de presentar resultados que arrojan una zona de interés no económico como tal, los registros presenta un espesor de aproximadamente 15 metros de hidrocarburo	La zona corresponde a una arena arcillosa con presencia de agua en su mayoría e hidrocarburo (de espesor de 10 m aproximadamente). El efecto de luita llega a afectar a los registros propios de una arena limpia tanto compacta como porosa.

Otras zonas de interés económico son la H y J (figura 4.6), donde muestran contenido de hidrocarburo, aunque es importante mencionar las zonas antecesoras y sucesoras de las ya mencionadas, ya que pueden indicar zonas como roca sello, que hacen que los fluidos queden atrapados o no, dependiendo del tipo de arcillosidad.

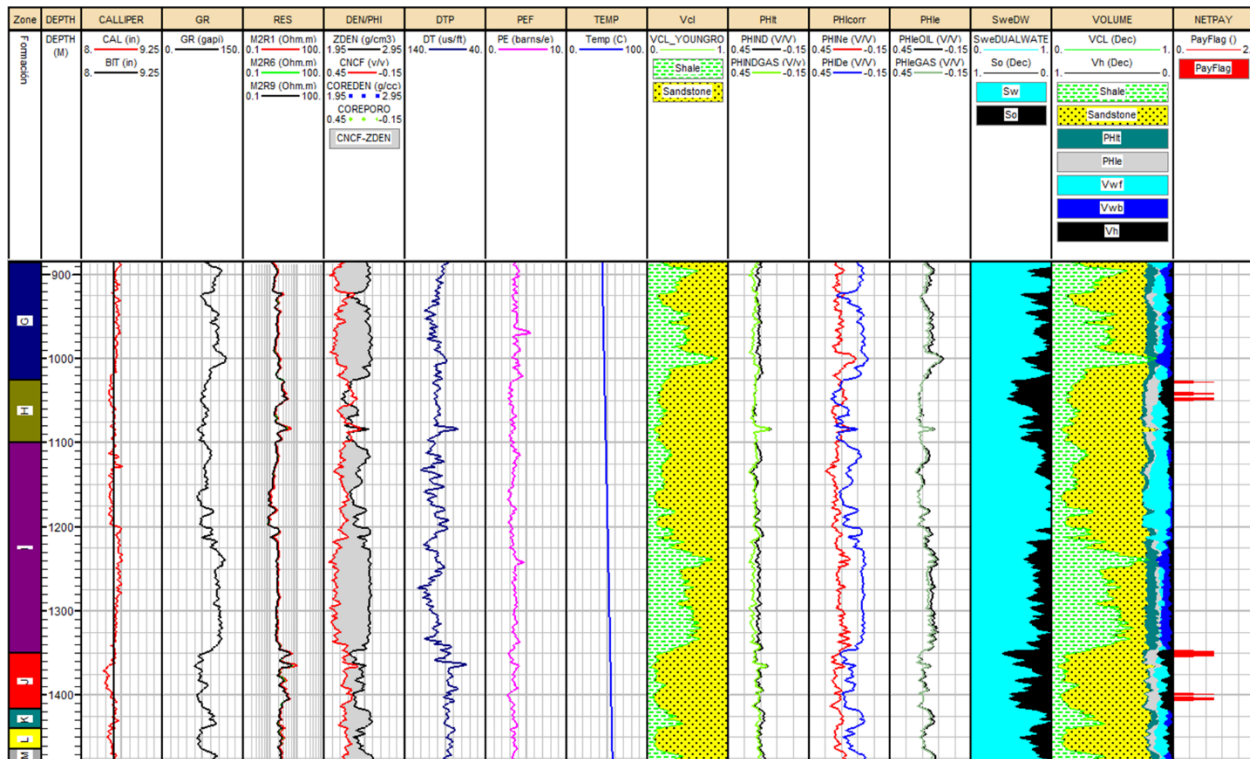


Figura 4.6. Resultado de las zonas G, H, I, J, K y L.

De igual manera, se plantea un análisis de nubes de puntos (figura 4.7) donde se puede distinguir la parte de las arenas porosas con densidad baja (zona A) donde es posible encontrar fluidos como hidrocarburos, arena porosa con densidad media (zona B) y arenisca con elementos arcillosos o arcilla en su totalidad dada su densidad media con alta porosidad (zona C). Se puede comparar las nubes de puntos con los resultados cuantitativos y cualitativos de la tabla 4. 2.b.

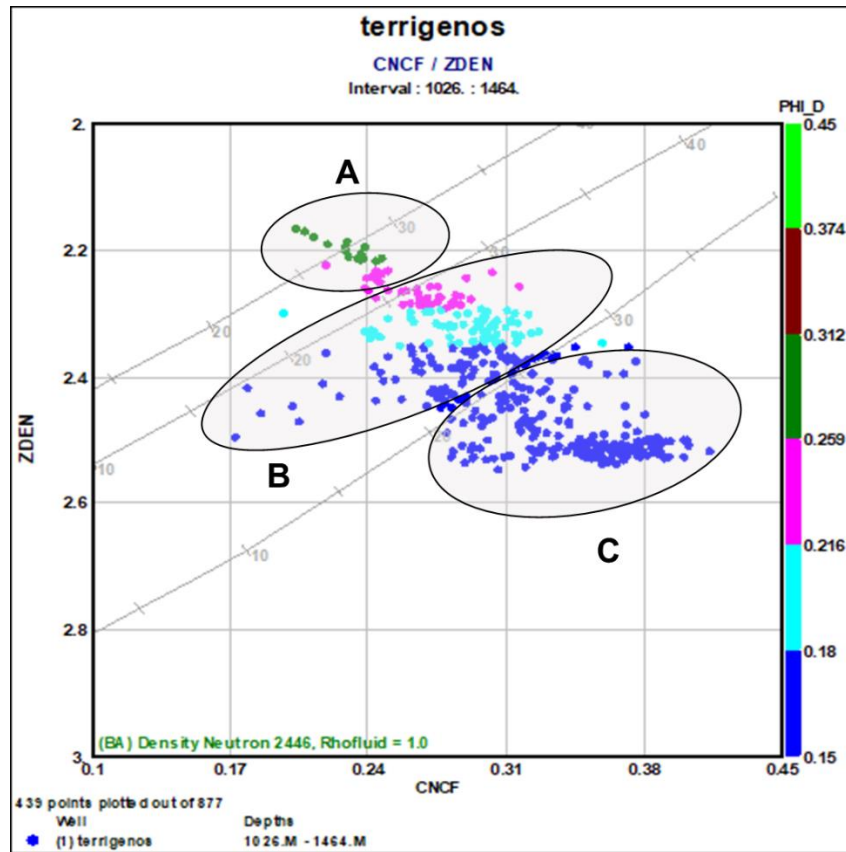


Figura 4.7. Gráfica cruzada para determinar litología entre registros Porosidad Neutrón, Densidad y Porosidad densidad de las formaciones H, I, J, K y L.

Tabla 4.2.b. Evaluación e Interpretación de Registros Geofísicos del Pozo Terrigeno-1.

Formación	H	I	J	K	L
Profundidad [m]	1025-1100	1100-1350	1350-1416	1416-1439	1439-1464
BIT Size [BIT] [m]	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
Calliper (CAL) [m]	8.483	8.528	8.451	8.509	8.453
Rayos Gamma (GR) [GAPI]	76.992	92.966	71.652	90.769	70.021
Resistividad [Ohm.m]	M2R1	2.738 R !! R !!	3.718 R !! R !!	2.519 R !! R !!	2.814 R !! R !!
	M2R6	2.508 R !! R !!	3.281 R !! R !!	2.281 R !! R !!	2.451 R !! R !!
	M2R9	2.505 R !! R !!	3.249 R !! R !!	2.266 R !! R !!	2.414 R !! R !!
Densidad (ZDEN) [g/cm ³]	2.281 R !! R !!	2.452 R !! R !!	2.373 R !! R !!	2.508 R !! R !!	2.387 R !! R !!
	0.265 R !! R !!	0.337 R !! R !!	0.280 R !! R !!	0.302 R !! R !!	0.276 R !! R !!
Porosidad (CNC/P) [Vv]	99.233 R !! R !!	103.010 R !! R !!	84.910 R !! R !!	87.326 R !! R !!	83.223 R !! R !!
Tiempo de Tránsito (DTP) [μs/m]	3.261 R !! R !!	3.511 R !! R !!	3.393 R !! R !!	3.594 R !! R !!	3.497 R !! R !!
Fotoeléctrico (PEF) [bars/6]	0.1498 R !! R !!	0.3511 R !! R !!	0.1122 R !! R !!	0.2909 R !! R !!	0.0989 R !! R !!
Volumen de arcilla (Vol) [Dec]	0.2446 R !! R !!	0.2982 R !! R !!	0.2241 R !! R !!	0.1938 R !! R !!	0.2176 R !! R !!
Porosidad Total (PHt) [Vv]	0.2175 R !! R !!	0.1648 R !! R !!	0.2039 R !! R !!	0.1432 R !! R !!	0.1997 R !! R !!
Porosidad Efectiva (PHe) [Vv]	0.6650 R !! R !!	0.8762 R !! R !!	0.6402 R !! R !!	0.8052 R !! R !!	0.7144 R !! R !!
Saturación de Agua (Sw) [Vv]	0.3350 R !! R !!	0.1238 R !! R !!	0.3598 R !! R !!	0.1148 R !! R !!	0.2486 R !! R !!
Saturación de Hidrocarburo (Sh) [Vv]	0.0271 R !! R !!	0.0635 R !! R !!	0.0203 R !! R !!	0.0526 R !! R !!	0.0179 R !! R !!
Volumen de Compuestos (Vc) [Vv]	0.0738 R !! R !!	0.0177 R !! R !!	0.0749 R !! R !!	0.0175 R !! R !!	0.0503 R !! R !!
Observaciones	La profundidad de estudio corresponde a una arena arcillosa. La presencia de minerales arcillosos es muy bajo y llega a afectar al medio, sin embargo, con base a la distribución de volúmenes y registros, la zona se considera de interés económico.	El intervalo de investigación indica Luitia con arena (en menor proporción) saturada de agua, con un mínimo (casí nulo) contenido de Hidrocarburo en volumen, dejando la zona como de interés no económico. La Luitia predomina en la parte profunda de la zona, mientras que el volumen de arena es mayor en la parte somera.	La zona está saturada con valor alto de agua con un 87.62% y valor muy bajo de Hidrocarburo (Sh) con un 12.38%. La zona contiene agua y es considerada de interés no económico.	La zona está saturada con valor alto de agua con un 88.52% y valor muy bajo de Hidrocarburo (Sh) con un 11.48%. La zona contiene agua y es considerada de interés no económico.	La zona está saturada con valor alto de agua con un 75.14% y valor bajo de Hidrocarburo (Sh) con un 24.86%. La profundidad de estudio corresponde a una arena arcillosa. La presencia de minerales arcillosos es muy bajo y llega a afectar al medio. La presencia de volúmenes indica que se considera de interés económico.



4.2 PROCESAMIENTO MEDIANTE EL MÉTODO DE INVERSIÓN CONJUNTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO TERRÍGENO-1

Para la búsqueda de los parámetros petrofísicos en la formación siliciclástica, se aplicó la metodología de la Inversión Conjunta de Registros de pozo desarrollada por el grupo del área de petrofísica del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) con base al modelo de formación del capítulo 2.2.3, representados por la sábana de registros (figura 4.8) y los histogramas (figura 4.9), donde ésta última representa los errores de ajuste normalizado de los datos. Ambos gráficos se llevaron a cabo con el uso del software **PILD®** v. 2.1., también desarrollado por el propio IMP, sin embargo, los gráficos se proyectaron en Interactive Petrophysics™ V3.5 de Senergy Ltd.

Del carril dos al carril seis corresponden a los datos obtenidos o medidos en campo (GR_o, M1R6_o, DT_o, dtS, ZDEN_o, CNCF_o y PEF) y los registros obtenidos sintéticamente (GR_i, M1R6_i, DT_i, ZDEN_i y CNCF_i). El carril "COST" representa la función de costo, el carril "ERROR" como se mencionó, es la normalización de datos; el carril denominado "Rock" representa la distribución a nivel de formación (nivel 3 con base en el modelo terrígeno considerada para formaciones terrígenas) formada por la concentración de arcilla laminar y arenisca. El carril "Sandstone" representa el nivel de arena, formado por la porosidad, los granos de arena y la concentración de arcilla estructural, representando el nivel dos de homogenización del modelo propuesto. El carril "Pores" indica el nivel de poro (nivel 1 del modelo) que lo forma el agua libre de la formación, el gas, aceite y la concentración de arcilla dispersa. El carril "Porosity" indica con la curva "PT" la porosidad total de la roca (corregida por el efecto de gas). Representando a volúmenes de cuarzo, los tres tipos de arcillas y fluidos (agua, aceite y gas), los encontramos en los carriles de "Quartz", "Shale" y "Fluids", respectivamente.

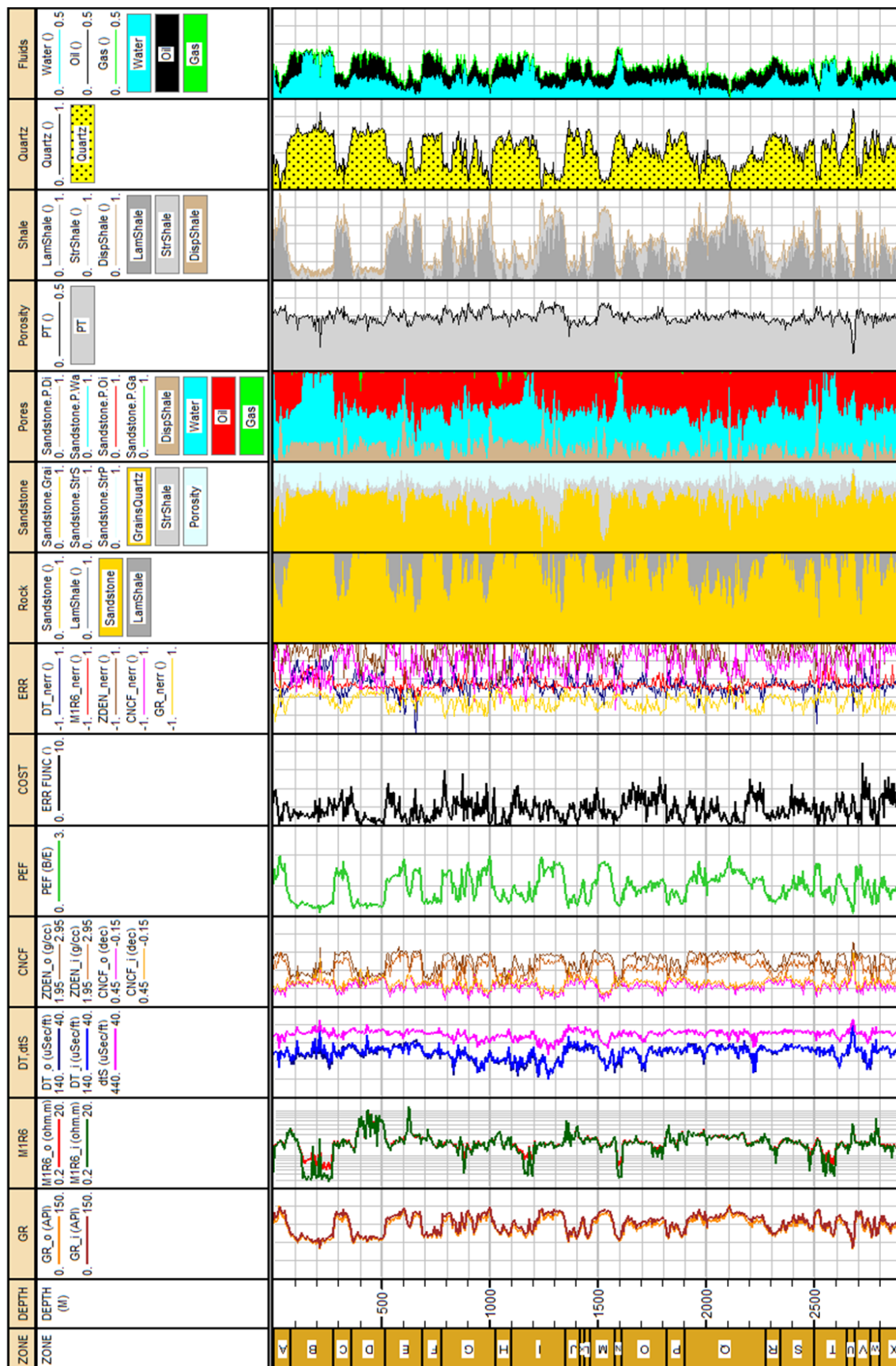


Figura 4.8. Resultados de la Inversión Conjunta de Registros Geofísicos del pozo Terrigeno-1.

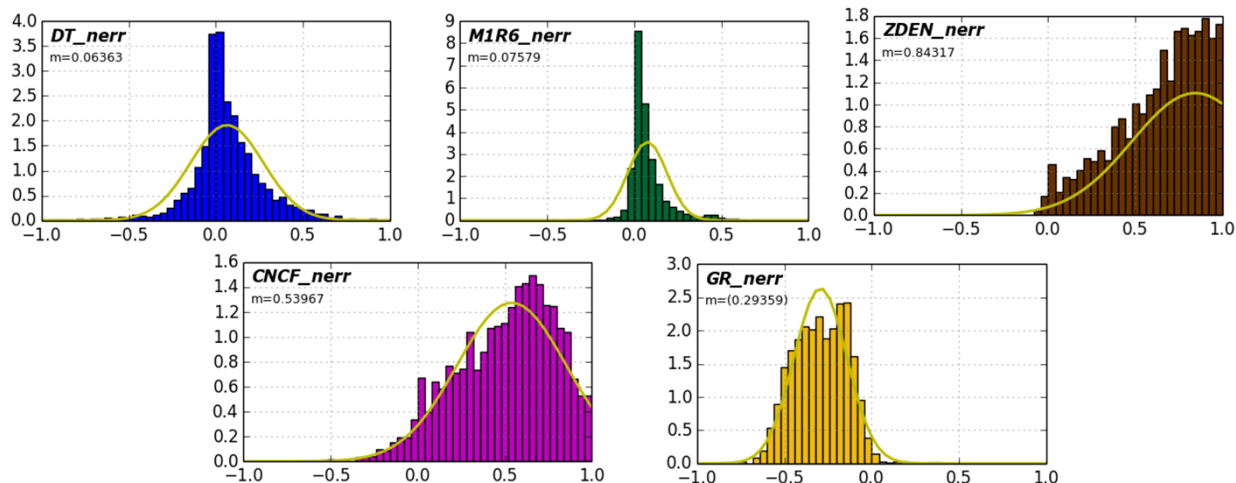


Figura 4.9. Resultados del proceso de Normalización de los datos en la Inversión Conjunta de Registros del pozo Terrígeno-1 (IMP, 2019).

La sábana de registros arroja diversos resultados a resaltar desde diferentes perspectivas las cuales se complementan para el mismo fin: detectar zonas de interés económico. Al igual que el procesamiento de manera convencional se consideró la división en zonas con base en la profundidad. Marcando diferencias, se tienen las zonas desde una parte de la B, atravesando por C, D, E, F, G, H y parte de la zona I para su evaluación (figura 4.10) que va de los 180 a los 1220 metros de profundidad.

Al igual que parte del análisis para conocer la zona de interés, se plantea un análisis de nubes de puntos (figura 4.11) para diferenciar litologías y fluidos, a través de gráficas cruzadas. En la nube de puntos A se trata de una zona de arenisca con hidrocarburo dada la baja densidad y porosidad; en la zona B podemos encontrar arenisca medianamente porosa y con posible contenido de agua. En la nube de puntos C podemos encontrar elementos de arenisca con elementos arcillosos, como una posible zona de transición. Por su parte, en la zona D podemos inferir la presencia de lutita estructural, dada la cercanía con la nube de puntos de la arena arcillosa. En la zona E se encuentra la lutita en su forma laminar, o arcilla laminar, dada una alta porosidad y el remplazamiento total de la arena. Finalmente, en la zona F se encuentra la arcilla dispersa, dado el efecto en la disminución de la arena. De igual manera se puede comparar las nubes de puntos con los resultados cuantitativos y cualitativos de la tabla 4. 3.a.

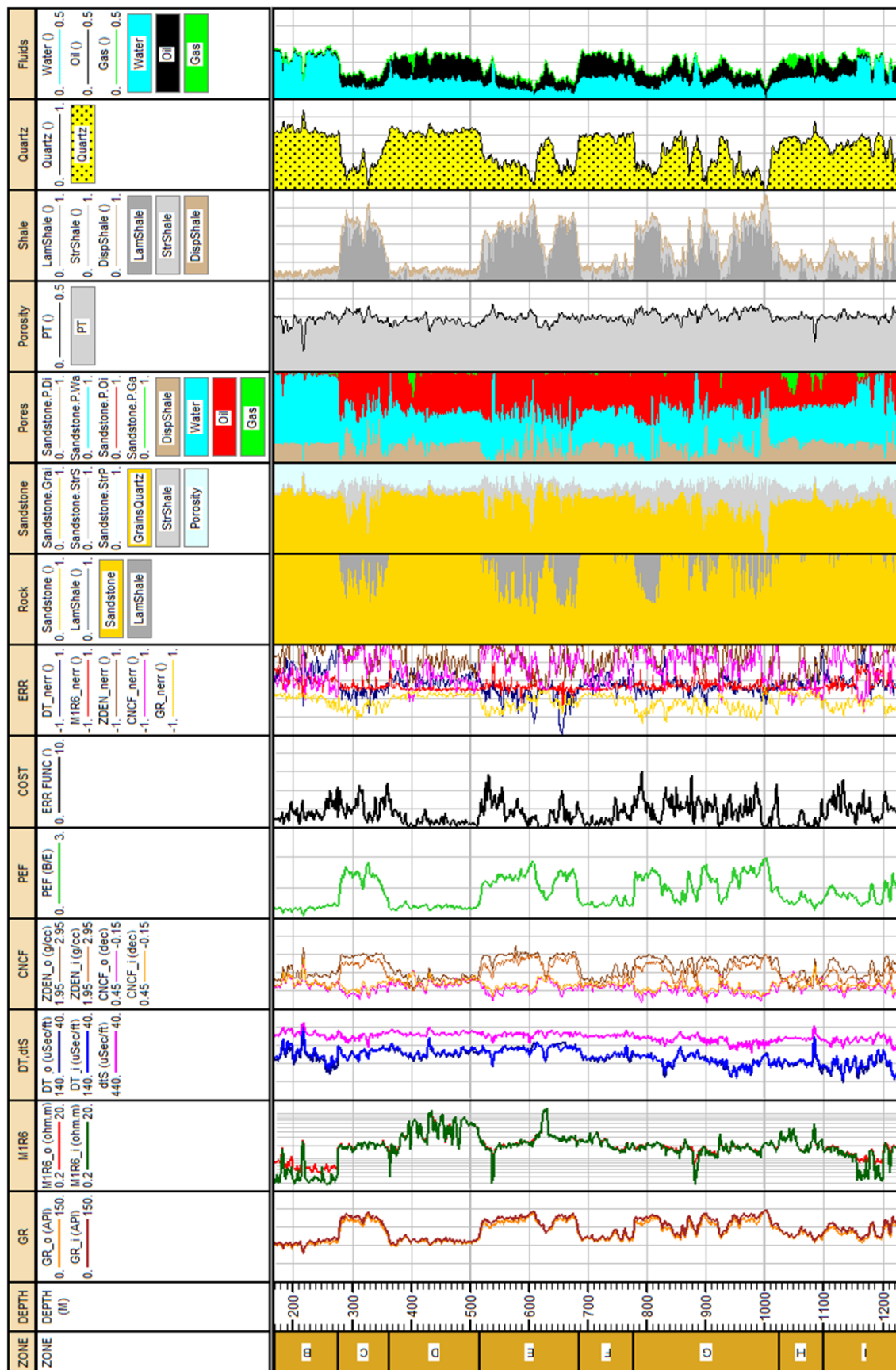


Figura 4.10. Resultado de las zonas C, D, E, F, G, H e I como zona de interés para evaluación.

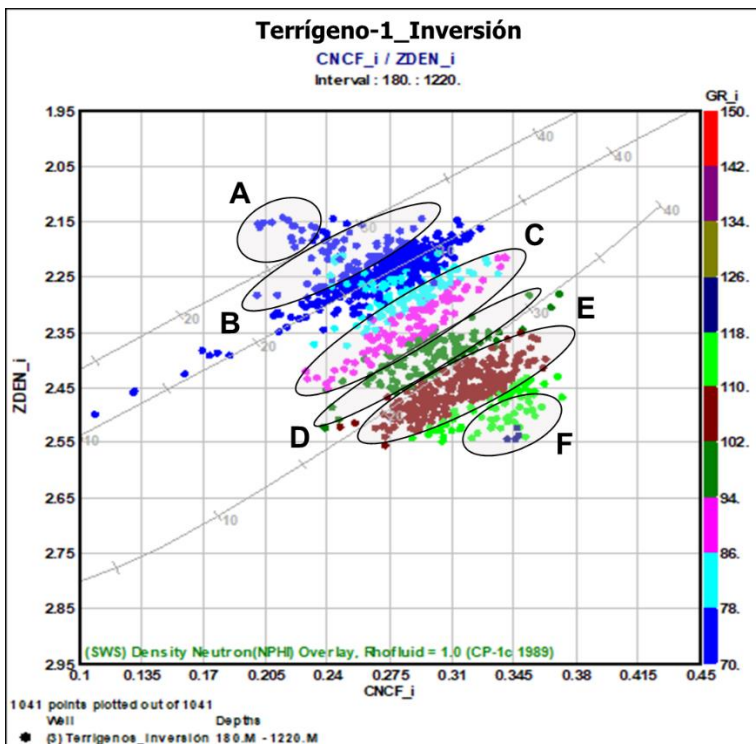


Figura 4.11. Gráfica cruzada para determinar litología entre registros sintéticos de Porosidad Neutrón, Densidad y Rayos Gamma de la roca de la zona C, D, E, F, G, H e I.

Tabla 4.3.a. Evaluación e interpretación del Modelo Petrofísico Unificado de Formaciones mediante Inversión Conjunta de Registros del Pozo Terrigeno-1.				
Formación	B	C	D	E
Profundidad [m]	79-276	276-362	362-516	516-685
Registros Geofísicos de Pozo (Medidos (o) Sintéticos (i))	GR_o 64.385 GR ^{††} Valor de Lutita o minerales arcillosos	97.342 GR [†] Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena	66.763 GR [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a una arena con elementos arcillosos	98.475 GR [†] Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena
	GR_i 67.012 GR ^{††} Valor de Lutita o minerales arcillosos	103.079 GR ^{††} Valor de Lutita o minerales arcillosos	68.540 GR [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a una arena con elementos arcillosos	102.926 GR ^{††} Valor de Lutita o minerales arcillosos
	M1R6_o 1.228 R ^{††} Valor correspondiente a arena porosa con agua	2.012 R ^{††} Valor correspondiente a Lutita	4.722 R ^{††} Valor correspondiente a una arena porosa	2.939 R ^{††} Valor correspondiente a Lutita o una arena arcillosa porosa con agua
	M1R6_i 0.973 R ^{††} Valor correspondiente a una zona porosa con agua	1.938 R ^{††} Valor correspondiente a Lutita	4.693 R ^{††} Valor correspondiente a una arena porosa	2.882 R ^{††} Valor correspondiente a Lutita o una arena arcillosa porosa con agua
	DT_o 93.788 Δt_p [†] Valor ligeramente alto asociado a valores de lutita	87.640 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a valores de minerales arcillosos con arena y fluido posiblemente agua	88.825 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a una arena con fluidos como agua y/o hidrocarburos	83.181 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a una arena arcillosa con fluidos como agua y/o hidrocarburos
	DT_i 90.585 Δt_p [†] Valor ligeramente alto asociado a valores de lutita	88.228 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a valores de minerales arcillosos con arena y fluido posiblemente agua	86.952 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a una arena con fluidos como agua y/o hidrocarburos	84.429 Δt_p [†] Valor ligeramente bajo asociado a una arena arcillosa con fluidos como agua y/o hidrocarburos
	dtS 151.512 Δt_s ^{††} Valor bajo asociado a una arena porosa o no consolidada con elementos de arcilla	160.571 Δt_s ^{††} Valor bajo asociado a una arena porosa o no consolidada con elementos de arcilla	145.755 Δt_s ^{††} Valor muy bajo asociado a una arena porosa	151.342 Δt_s ^{††} Valor bajo asociado a una arena porosa o no consolidada con altos elementos de arcilla
	ZDEN_o 2.321 ρ_b [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a arena con efecto de gas, aceite y/o agua	2.527 ρ_b [†] Valor ligeramente alto correspondiente a una lutita	2.298 ρ_b [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a arenisca con efecto de agua y/o hidrocarburo	2.523 ρ_b [†] Valor ligeramente alto correspondiente a una lutita con elementos de arena
	ZDEN_i 2.232 ρ_b [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a arena con efecto de gas, aceite y/o agua	2.438 ρ_b [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a una lutita medianamente compacta	2.235 ρ_b [†] Valor ligeramente bajo correspondiente a arenisca con efecto de agua y/o hidrocarburo	2.457 ρ_b [†] Valor ligeramente alto correspondiente a una lutita con elementos de arena
	CNCF_o 0.288 ϕ_N ^{††} Porosidad alta asociada a valores de Lutita compacta o de una arena arcillosa	0.335 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de arcillosidad con arena	0.275 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de una arena arcillosa no compacta	0.315 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de arcillosidad con arena
	CNCF_i 0.279 ϕ_N ^{††} Porosidad alta asociada a valores de Lutita compacta o de una arena arcillosa	0.307 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de arcillosidad con arena	0.265 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de una arena arcillosa no compacta	0.292 ϕ_N ^{††} Valor alto asociada a valores de arcillosidad con arena
	PEF	0.366 PEF ^{†††} Valor muy bajo correspondiente a una arena arcillosa pobremente compacta con agua	1.288 PEF ^{†††} Valor muy bajo correspondiente a elementos arcillosos con arena y posiblemente agua	0.373 PEF ^{†††} Valor muy bajo correspondiente a elementos arcillosos con arena y posiblemente agua
Tercer Nivel de Homogeneización (Formación)	Lutita Laminar 0.007 LamShale ^{†††} Concentración muy baja de lutita laminar en la formación	0.395 LamShale [†] Concentración ligeramente baja de lutita laminar en la formación, sin embargo es alto su efecto	0.011 LamShale ^{†††} Concentración muy baja de lutita laminar en la formación	0.420 LamShale ^{††} Concentración ligeramente baja de lutita laminar en la formación, sin embargo es alto su efecto en la lectura de los registros
	Arenisca 0.993 Sandstone ^{†††} Valor muy alto, predomina arenisca en la formación	0.605 Sandstone [†] Concentración ligeramente alta, predomina arenisca en la formación	0.989 Sandstone ^{†††} Concentración ligeramente alta, predomina arenisca en la formación	0.580 Sandstone [†] Concentración ligeramente alta, predomina arenisca en la formación
Segundo Nivel de Homogeneización (Matriz)	Granos de Cuarzo 0.638 Quartz [†] Valor ligeramente alto de la mitad pero indicando alta presencia en la matriz de roca	0.488 Quartz [†] Concentración ligeramente baja, sin embargo, los granos de cuarzo predominan en la matriz	0.645 Quartz [†] Concentración ligeramente alta, más de la mitad lo que indica que la matriz es de cuarzo	0.554 Quartz [†] Concentración ligeramente alta, más de la mitad lo que indica que la matriz es de cuarzo
	Lutita Estructural 0.049 StrShale ^{†††} Valor muy bajo lo que indica que la roca es una arenisca	0.238 StrShale ^{††} Valor bajo en la matriz de cuarzo, lo que indica que casi la mitad de esos granos de cuarzo fueron sustituidos por lutita estructural	0.061 StrShale ^{†††} Valor muy bajo de lutita estructural en la matriz de cuarzo	0.192 StrShale ^{††} Valor bajo en la matriz de cuarzo, sin embargo el efecto es alto y afecta a la matriz
	Poros 0.313 Poros ^{††} Porosidad baja, lo que indica que la matriz de arena tiene cierto grado de compactación	0.274 Poros ^{††} Porosidad baja en la matriz, sin embargo es mayor que la lutita, lo que se le asocia a la arenisca	0.294 Poros ^{††} Porosidad baja en la matriz, sin embargo es alta en comparación a la lutita estructural	0.254 Poros ^{††} Porosidad baja en la matriz, sin embargo es alta el cual puede afectar al medio
Primer Nivel de Homogeneización (Poro)	Lutita Dispersa 0.193 DispShale ^{††} Concentración baja	0.120 DispShale ^{†††} Concentración muy baja en el nivel poroso	0.183 DispShale ^{††} Concentración baja en el nivel poroso, influye en los poros de la matriz	0.100 DispShale ^{†††} Concentración muy baja en el nivel poroso, sin embargo influye en los poros de la matriz
	Agua 0.654 Agua [†] Concentración ligeramente alta pero predominante en el poro	0.399 Agua [†] Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo	0.362 Agua [†] Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo	0.368 Agua [†] Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo
	Aceite 0.128 Aceite ^{†††} Concentración muy baja en el poro	0.475 Aceite [†] Concentración ligeramente baja en el poro pero mayor que otros fluidos	0.418 Aceite [†] Concentración ligeramente baja en el poro pero mayor que otros fluidos	0.519 Aceite [†] Concentración ligeramente alta en el poro pero mayor que otros fluidos, lo que lleva a un interés
	Gas 0.024 Gas ^{†††} Valor muy bajo de contenido de gas en el poro de la roca arenisca	0.006 Gas ^{†††} Valor muy bajo de contenido de gas en el poro	0.037 Gas ^{†††} Valor muy bajo de contenido de gas en el poro	0.012 Gas ^{†††} Valor muy bajo de contenido de gas en el poro
Volumenes	Cuarzo 0.6334	0.2956	0.6379	0.3153
	Lutita Laminar 0.0071	0.3954	0.0113	0.4199
	Lutita Estructural 0.0487	0.1508	0.0598	0.1241
	Lutita Dispersa 0.0609	0.0203	0.0542	0.0155
	Agua 0.2032	0.0632	0.1048	0.0530
	Aceite 0.0390	0.0738	0.1204	0.0706
Gas 0.0078	0.0009	0.0115	0.0017	
Observaciones	La zona corresponde a una arena porosa con agua. La presencia de lutita es muy baja ya sea laminar, estructural o dispersa; los hidrocarburos son muy bajo por lo que la zona es de interés no económico.	La zona la conforma elementos arcillosos (de forma laminar y estructural) y arena porosa cuyos fluidos predominantes son aceite y agua. Sin embargo la zona es considerada de interés no económico	La zona corresponde a una arenisca con bajo contenido de elementos arcillosos, porosa y con contenido alto de aceite y agua. La zona es considerada de interés económico	La zona es una arena arcillosa predominando la presencia de lutita laminar y contenido bajo de lutita estructural. Hay presencia baja de aceite y agua, sin embargo, es una zona de interés no económico.

Tabla 4.3.a. Evaluación e interpretación del Modelo Petrofísico Unificado de Formaciones mediante Inversión Conjunta de Registros del Pozo Terrigeno-1.				
Formación	F	G	H	I
Profundidad [m]	685-777	777-1025	1025-1100	1100-1350
Registros Geofísicos de Pozo (Medidos (o) Sintéticos (o))	GR_o 72.164 GR ¹ Valor ligeramente bajo correspondiente a una arena con elementos arcillosos	94.385 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena	76.992 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a una arena con elementos arcillosos	92.966 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena
	GR_i 74.520 GR ¹ Valor ligeramente bajo correspondiente a una arena con elementos arcillosos	99.789 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena	78.854 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a una arena con elementos arcillosos	97.890 GR ¹ Valor ligeramente alto correspondiente a minerales arcillosos con arena
	M1R6_o 2.296 R ¹¹ Valor correspondiente a una arena porosa con agua	1.828 R ¹¹¹ Valor muy bajo, correspondiente a una zona con agua salada	2.580 R ¹¹ Valor correspondiente a lutita o una arena porosa con agua	1.689 R ¹¹¹ Valor muy bajo, correspondiente a lutita
	M1R6_i 2.251 R ¹¹ Valor correspondiente a una arena porosa con agua	1.724 R ¹¹¹ Valor muy bajo, correspondiente a una zona con agua salada	2.557 R ¹¹ Valor correspondiente a lutita o una arena porosa con agua	1.552 R ¹¹¹ Valor muy bajo, correspondiente a lutita
	DT_o 92.752 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a arenisca con presencia de fluidos, posiblemente agua	97.542 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de medianamente compacta	99.233 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de medianamente compacta	103.010 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de medianamente compacta
	DT_i 91.335 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a arenisca con presencia de fluidos, posiblemente agua	97.152 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de baja compactación	97.549 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de medianamente compacta	102.098 Δt_p^1 Valor ligeramente alto asociado a lutita de medianamente compacta
	dtS 155.567 Δt_s^{11} Valor bajo asociado a una arena porosa o no consolidada con elementos arcillosos	178.322 Δt_s^{11} Valor bajo asociado a lutita con elementos de arena	165.955 Δt_s^{11} Valor bajo asociado a lutita con elementos de arena no consolidada	188.206 Δt_s^{11} Valor bajo asociado a lutita con elementos de arena no consolidada
	ZDEN_o 2.314 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a arenisca con efecto de agua y/o hidrocarburo	2.477 ρ_b^1 Valor ligeramente alto correspondiente a una lutita con elementos de arena	2.281 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a arena con elementos arcillosos y presencia de algún fluido	2.452 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a lutita de compactación media
	ZDEN_i 2.240 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a arenisca con efecto de agua y/o hidrocarburo	2.390 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a arena arcillosa con efecto de fluidos como hidrocarburos y/o agua	2.239 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a lutita con elementos arcillosos y presencia de algún fluido	2.371 ρ_b^1 Valor ligeramente bajo correspondiente a lutita de compactación media
	CNCF_o 0.299 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de una arena arcillosa no compactada	0.338 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita o una arena arcillosa no compactada	0.265 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita y/o una arena arcillosa no compactada	0.337 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita
	CNCF_i 0.286 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de una arena arcillosa no compactada	0.315 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita o una arena arcillosa no compactada	0.263 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita y/o una arena arcillosa no compactada	0.319 ϕ_N^{11} Valor alto asociada a valores de lutita
	PEF 0.485 PEF ¹¹¹ Valor muy bajo asociado a valores de agua	1.200 PEF ¹¹¹ Valor muy bajo asociado a valores de lutita nada compactada o de arena con efecto de agua	0.564 PEF ¹¹¹ Valor muy bajo asociado a valores de lutita nada compactada o de agua	1.166 PEF ¹¹¹ Valor muy bajo asociado a valores de lutita
	Tercer Nivel de Homogeneización (Formación)	Lutita Laminar 0.031 LamShale ¹¹¹ Concentración muy baja, lo que indica que la zona es de arenisca	0.275 LamShale ¹¹ Concentración baja, sin embargo su presencia afecta en la distribución de los fluidos	0.024 LamShale ¹¹¹ Concentración muy baja casi nula
Arenisca 0.969 Sandstone ¹¹¹ Concentración muy alta de arenisca		0.725 Sandstone ¹¹ Concentración alta de arenisca	0.976 Sandstone ¹¹¹ Concentración muy alta de arenisca	0.757 Sandstone ¹¹ Concentración alta de arenisca, predominante en la formación
Segundo Nivel de Homogeneización (Matriz)	Granos de Cuarzo 0.610 Quartz ¹ Concentración ligeramente alta, más de la mitad lo que indica que la matriz es de cuarzo	0.434 Quartz ¹ Concentración ligeramente baja, sin embargo, los granos de cuarzo predominan en la matriz	0.577 Quartz ¹ Concentración ligeramente alta, más de la mitad lo que indica que la matriz es de cuarzo	0.418 Quartz ¹ Concentración ligeramente baja, sin embargo, los granos de cuarzo predominan en la matriz
	Lutita Estructural 0.094 StrShale ¹¹¹ Concentración muy baja de lutita estructural, lo que no llega a afectar a la matriz	0.290 StrShale ¹¹ Valor bajo en la matriz de cuarzo, sin embargo el efecto es alto y afecta a la matriz	0.126 StrShale ¹¹¹ Concentración muy baja de lutita estructural, lo que no llega a afectar a la matriz	0.286 StrShale ¹¹ Valor bajo en la matriz de cuarzo, sin embargo el efecto es alto y afecta a la matriz
	Poros 0.296 Poros ¹¹ Porosidad baja en la matriz, sin embargo su valor indica que la arena no es compacta y permite el tránsito de fluidos	0.276 Poros ¹¹ Porosidad baja en la matriz, sin embargo su valor indica que la arena no es compacta y permite el tránsito de fluidos	0.297 Poros ¹¹ Porosidad baja en la matriz, sin embargo su valor indica que la arena no es compacta y permite el tránsito de fluidos	0.296 Poros ¹¹ Porosidad baja en la matriz, sin embargo su valor indica que la arena no es compacta y permite el tránsito de fluidos
Primer Nivel de Homogeneización (Poro)	Lutita Dispersa 0.165 DispShale ¹¹¹ Concentración muy baja en el nivel poroso	0.133 DispShale ¹¹¹ Concentración muy baja en el nivel poroso	0.207 DispShale ¹¹ Concentración baja en el nivel poroso, sin embargo la presencia influye en los poros de la matriz	0.172 DispShale ¹¹ Concentración baja en el nivel poroso, sin embargo la presencia influye en los poros de la matriz
	Agua 0.397 Agua ¹ Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo	0.410 Agua ¹ Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo	0.380 Agua ¹ Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo	0.433 Agua ¹ Concentración ligeramente baja pero afecta al poro mismo
	Aceite 0.420 Aceite ¹ Concentración ligeramente baja en el poro pero mayor que otros fluidos	0.444 Aceite ¹ Concentración ligeramente baja en el poro pero mayor que otros fluidos	0.301 Aceite ¹¹ Concentración baja en el poro	0.380 Aceite ¹ Concentración ligeramente baja pero es un valor considerable, casi similar su presencia en el poro
	Gas 0.018 Gas ¹¹¹ Valor muy bajo de contenido de gas en el poro	0.013 Gas ¹¹¹ Valor muy bajo de contenido de gas en el poro	0.111 Gas ¹¹¹ Valor muy bajo de contenido de gas en el poro	0.015 Gas ¹¹¹ Valor muy bajo de contenido de gas en el poro
Volumenes	Cuarzo 0.5904	0.3216	0.5628	0.3290
	Lutita Laminar 0.0311	0.2751	0.0244	0.2433
	Lutita Estructural 0.0910	0.2126	0.1231	0.2150
	Lutita Dispersa 0.0489	0.0281	0.0616	0.0394
	Agua 0.1132	0.0789	0.1093	0.0969
	Aceite 0.1199	0.0809	0.0844	0.0723
Gas 0.0054	0.0028	0.0344	0.0042	
Observaciones	La zona corresponde a una arena porosa, cuya arcillosidad es muy baja, casi nula. Hay presencia de agua y aceite de manera similar en volúmenes por lo que es considerada zona de interés económico	La zona está compuesta por minerales arcillosos con contenido de arena, con bajo volumen de hidrocarburo (fluido predominante) y agua. Es considerada de interés no económico.	La zona es una arena arcillosa, porosa con influencia de lutita estructural y agua predominante (en comparación de otros fluidos). Se considera de interés no económico.	La zona está compuesta por una arena arcillosa; los elementos arcillosos en su suma superan al valor de la arenisca. La presencia de fluidos es baja pero predomina el agua. La zona es considerada de interés no económico

4.3 PROCESAMIENTO CONVENCIONAL PARA EL POZO CARBONATO-1

En el presente capítulo, al igual que el capítulo 4.1 y 4.2, se hace mención del análisis de registros a partir sus histogramas, graficas cruzadas y la correlación a profundidad de las diferentes curvas. Así mismo, se presentan parámetros petrofísicos para obtener un producto final cuantificable. De manera similar, se hace uso de la metodología para llevar a cabo la evaluación de dos formas, uno es de la de la forma convencional y el otro desde la perspectiva de inversión conjunta de datos geofísicos de pozo propuesto por el IMP.

Bajo la metodología convencional mencionada en el capítulo 2, con fundamentos teóricos en el comportamiento de las curvas en este tipo de formaciones mostradas en el capítulo 1 y con los análisis previos de elementos estadísticos como los histogramas junto con análisis de gráficas cruzadas, los registros geofísicos del Pozo Carbonato-1 muestran 23 cambios (figura 4.12).

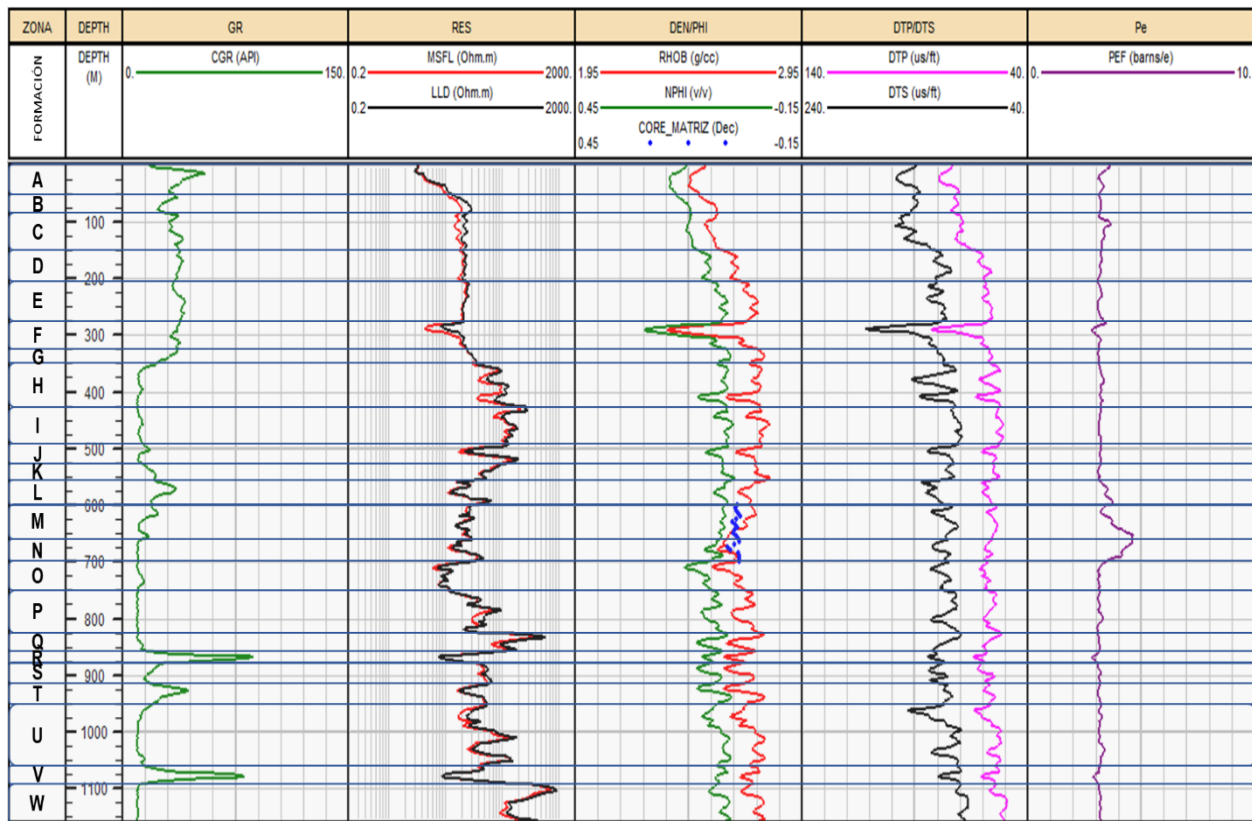


Figura 4.12. Registros Geofísicos del pozo Carbonato-1 mostrando los cambios con base en la profundidad.

Una vez identificados los cambios mediante la correlación de registros, se procede a llevar a cabo la evaluación convencional. Se calculó la temperatura de formación (carril Temp) con base en el principio del gradiente de temperatura en función de la profundidad donde el cambio es de 1°C por cada 33 m de profundidad y se consideró una temperatura de superficie de 25°C. El cálculo de volumen de arcilla se obtuvo mediante la ecuación de Larionov para rocas terciarias ubicado en el carril “Vsh”, ya que se considera una formación carbonatada con elementos terrígenos no consolidados.

Para el cálculo de la porosidad total se consideraron la combinación de los registros neutrón y densidad para obtener un promedio de ambas porosidades (carril PHIt). Después se corrigieron las respectivas mediciones por la presencia de arcilla (tomando en cuenta el valor de Volumen de arcilla) y a partir de ésta se determinó la porosidad efectiva considerado para aceite y gas (carril PHle).

Previo al cálculo de la saturación de agua libre de la formación, se calculó la resistividad del agua de formación (R_w), factor de cementación (a), exponente de saturación (n) y exponente de cementación (m) mediante el uso de *Pickett Plot*, arrojando valores de $R_w = 0.747$, $a = 1$, $n = 2$ y $m = 1.29$.

En la obtención de la Saturación de agua se realizó por el método de Doble Agua. Teniendo la saturación de agua se pudo obtener la saturación de hidrocarburo (S_h) restando el 100% menos la S_w obtenida. En el método de doble agua, se consideró la porosidad efectiva para aceite (PHle), el respectivo V_{sh} del carril Vsh, el registro LLD (R_t o resistividad profunda) y la R_w obtenido en el *Pickett Plot*; todo lo anterior sustituyendo el correspondiente valor en la ecuación que lo requiera; finalmente se obtiene la Saturación del agua efectiva. Enseguida, al 100% se le resta dicha saturación de agua para obtener el valor de Saturación de hidrocarburo (S_w/S_h).

Se obtuvo el volumen de la matriz (VMA) restando del 100% el volumen de arcilla (V_{sh}) y la porosidad total. Para obtener el volumen de agua ligada a las arcillas se multiplicó la saturación de agua ligada a las arcillas por la porosidad total; el volumen de agua libre se realizó mediante el producto de la saturación de agua efectiva y la porosidad efectiva. Mismo caso, el volumen de hidrocarburo se calculó realizando el producto de la porosidad efectiva por la saturación de hidrocarburo. Las gráficas resultantes se encuentran en el carril “Volumen”. Para las zonas de paga, se usó el módulo “Cutoff and



Sumation” de IP® Interactive Petrophysics de GeoEnergy Versión 3.5 (carril NetPay) considerando $\phi_e \geq 3\%$, $V_{sh} \leq 35\%$ y $S_w \leq 80\%$.

Se realizó el análisis de Mineralogía Compleja mediante el uso del módulo llamado “Mineral Solver” IP® Interactive Petrophysics de GeoEnergy Versión 3.5, el cual se utiliza y está diseñado para resolver mineralogía, porosidad y saturaciones de fluidos en un pozo. Para ello se debe ingresar un modelo 'Mineral' o 'Roca' de las formaciones penetradas, es decir, las respectivas litologías que interactúan en el pozo el cual formará el sistema de ecuaciones; se ingresan las respectivas constantes de diversos parámetros, así como los registros obtenidos que se utilizarán para la evaluación, así como los valores teóricos correspondientes a las litologías y/o fluidos a evaluar; finalmente su distribución se encuentra en el carril “MinSol”.

Los análisis cuantitativos o valores numéricos se consideraron en el valor promedio de cada intervalo y a partir de ello se relacionó con los valores teóricos expuestos en los capítulos anteriores. Para los datos cualitativos se realizó una escala por cada registro y de igual manera con base en las gráficas del capítulo 1.4 y la cual se divide en partes como se menciona en la Tabla 4.1.

Finalmente, la sábana de registros finales se presenta en la figura 4.13, donde en cada carril se presenta los resultados del procesamiento convencional del Pozo Carbonato-1.

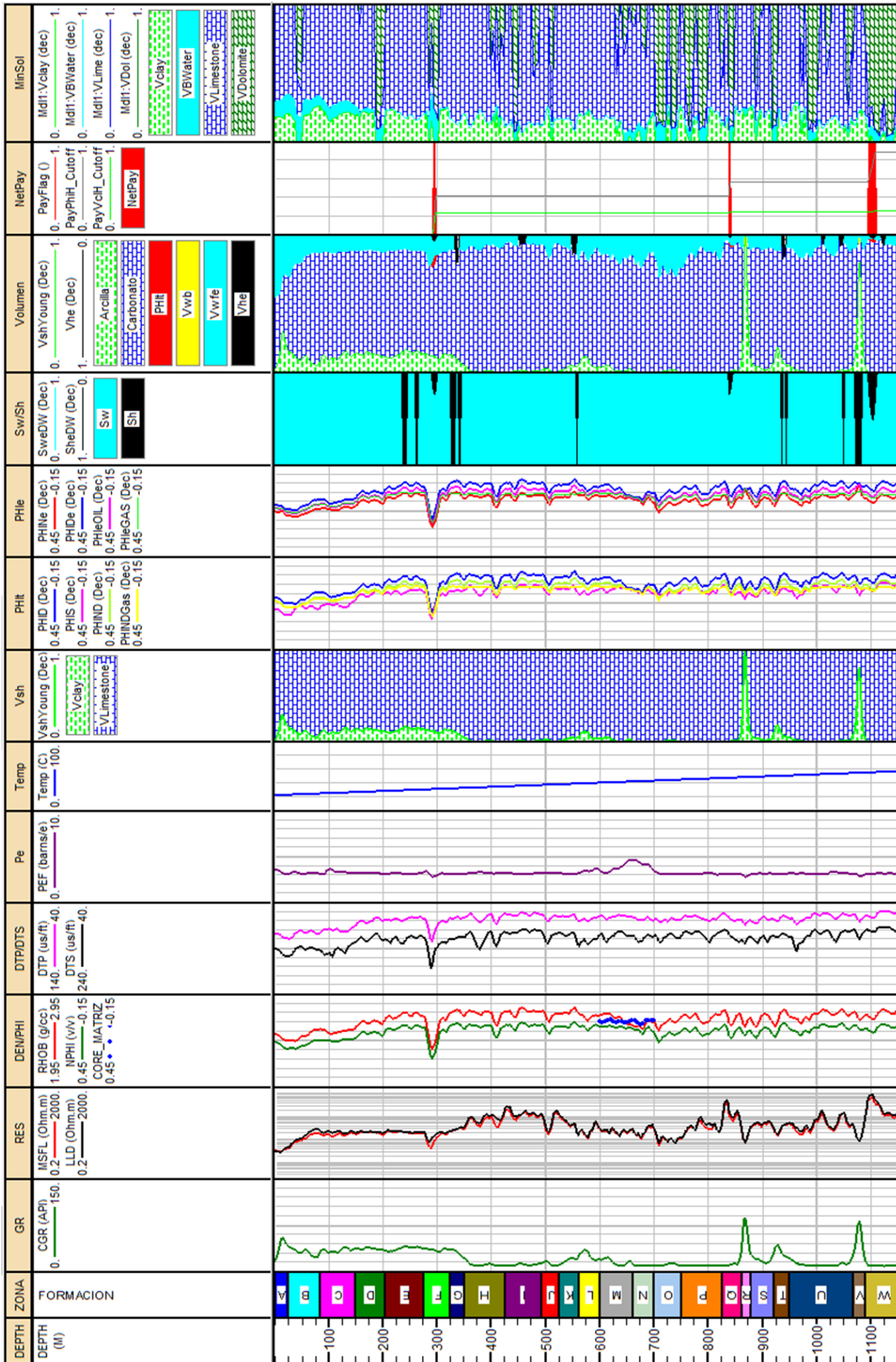


Figura 4.13. Resultados de la Evaluación Convencional del pozo Carbonato-1.

Con base en los resultados de la sábana de registros que se presentan en la figura 4.13, las formaciones de interés son la F (276-325 m), G (326-350 m), Q (826-862 m) y W (1091-1159 m). El resultado del análisis convencional de estas zonas se presenta en las figuras siguientes y sus respectivos análisis cualitativo y cuantitativo se presentan en la Tabla 4.4.

La información de las formaciones de la F (276-325 m) a la K (526-562 m) como se muestran en la figura 4.14, presentan zonas de interés donde predomina roca carbonatada en comparación de la lutita. También se presenta una *crossplot* para determinar las diferencias en litología junto a los datos cualitativos y cuantitativos de la correspondiente zona (Tabla 4.4.a).

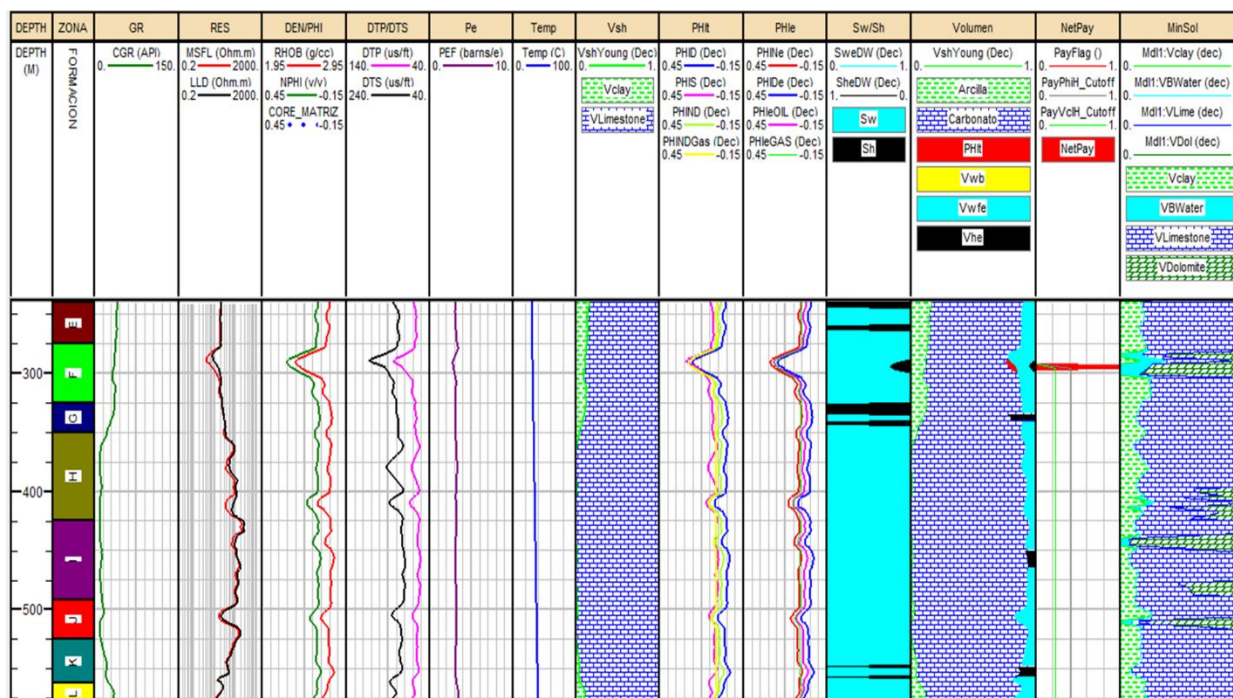


Figura 4.14. Resultados de las zonas F, G, H, I, J y K.

Como se mencionó la gráfica Neutrón-Densidad nos ayuda a determinar la litología, porosidad e inclusive la presencia de fluidos (figura 4.15). La gráfica muestra una relación cuasi lineal con una nube de puntos dispersos de baja porosidad, alta densidad, y baja radioactividad (zona A) ubicada en la parte inferior izquierda y dentro de la línea de Caliza y Dolomita; por el contrario, con alta porosidad, baja densidad y

aumento a una radioactividad media (Nube de puntos B), se tiene una litología más arcillosa, ubicada en el extremo superior derecha.

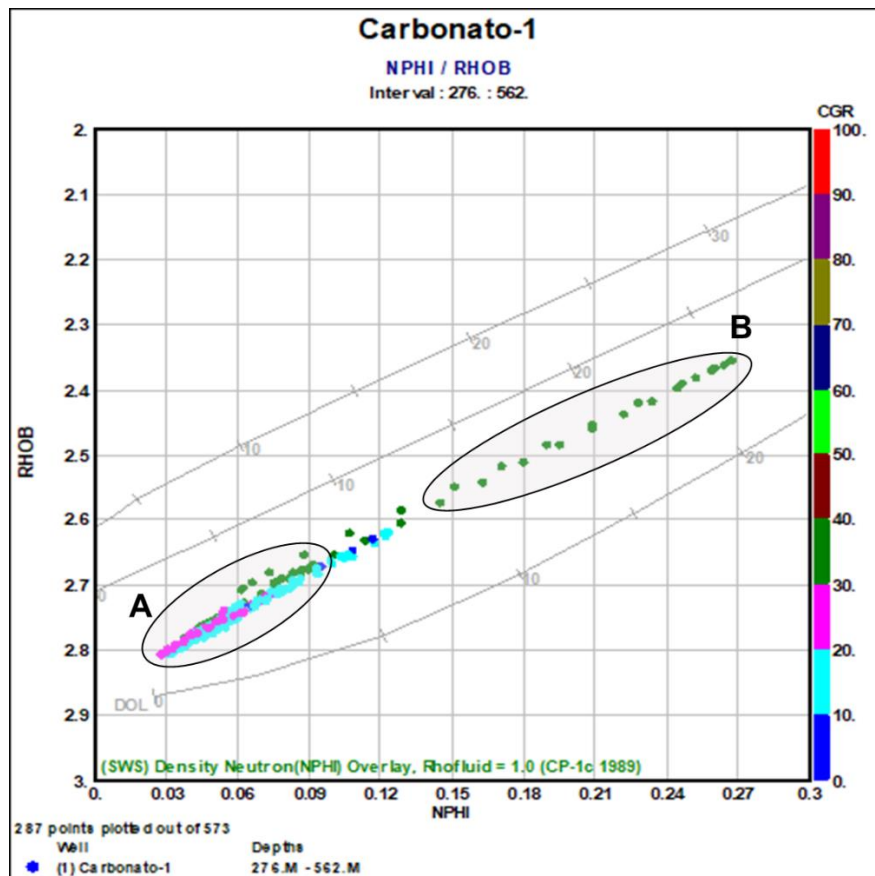


Figura 4.15. Gráfica cruzada para determinar litología con base en los registros Neutrón, Densidad y Rayos Gamma de las formaciones F, G, H, I, J y K.

Tabla 4.4.a. Evaluación e Interpretación Convencional de Registros Geofísicos del Pozo Carbonato-1.

Formación		F	G	H
Profundidad [m]		276-325 35.870	326-350 30.803	351-425 12.031
Rayos Gamma (CGR) [API]		CGR ¹¹	CGR ¹¹	CGR ¹¹
LLD	Valor bajo, correspondiente a una roca posiblemente carbonatada con bajos elementos siliciclásticos	Valor bajo, correspondiente a una roca posiblemente carbonatada con bajos elementos siliciclásticos	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada
Resistividad [Ohm·m]	Valor ligeramente bajo, posible contenido de agua salada o ligeramente porosa	Valor ligeramente bajo, posible contenido de agua salada o ligeramente porosa	Rt ¹	Rt ¹
MSFL	Valor ligeramente bajo, agua salada más que la de formación	Valor ligeramente bajo, agua salada más que la de formación	Rxo ¹	Rxo ¹
Densidad (RHOB) [g/cm ³]	2.587	2.587	2.733	2.733
Porosidad (NPHI) [V/V]	Valor ligeramente alto, característicos de presencia de elementos siliciclásticos de compactación media	Valor ligeramente alto, característicos de presencia de elementos siliciclásticos de compactación media	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente caliza	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente caliza
Onda P (DTP)	Valor ligeramente alto, indicativo de porosidad debido a elementos siliciclásticos y/o porosidad secundaria	Valor ligeramente alto, indicativo de porosidad debido a elementos siliciclásticos y/o porosidad secundaria	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada
Onda S (DTS)	Valor bajo, capa carbonatada con elementos arcillosos compactados	Valor bajo, capa carbonatada con elementos arcillosos compactados	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada
Factor Fotoeléctrico (PEF) [bars/e]	Valor ligeramente bajo pero asociado a intervalos de elementos arcillosos.	Valor ligeramente bajo pero asociado a intervalos de elementos arcillosos.	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos
Porosidad Total (PHit) [V/V]	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación
Porosidad Efectiva (PHfe) [V/V]	Valor ligeramente alto indicativo de porosidad secundaria y/o presencia de elementos arcillosos	Valor ligeramente alto indicativo de porosidad secundaria y/o presencia de elementos arcillosos	Valor bajo correspondiente a roca carbonatada compacta	Valor bajo correspondiente a roca carbonatada compacta
Sw Sh	Valor ligeramente bajo. Los poros ligeramente se conectan entre ellos	Valor ligeramente bajo. Los poros ligeramente se conectan entre ellos	Valor bajo. Roca compacta sin conexión entre los elementos porosos	Valor bajo. Roca compacta sin conexión entre los elementos porosos
Vsh	Sw ¹¹¹ Sh ¹¹¹	Sw ¹¹¹ Sh ¹¹¹	Sw ¹¹¹ Sh ¹¹¹	Sw ¹¹¹ Sh ¹¹¹
Vm	0.1178	0.1178	0.0882	0.0078
Vwb	0.7778	0.7778	0.9034	0.9663
Vwf	0.10103	0.10103	0.0077	0.0007
Vh	0.1504	0.1504	0.0323	0.0908
Observaciones	-0.0563	-0.0563	-0.0316	-0.0657
<p>El intervalo tiene baja radioactividad lo que indica carbonato con presencia de elementos siliciclásticos, posiblemente arcilla; hay una baja resistividad debido a la presencia de agua salada y/o porosidad. La densidad es ligeramente alta debido a la interacción de elementos carbonatados con terrigenos lo que indica también una porosidad neutra ligeramente alta. Esto se refleja en un tiempo de tránsito y Factor Fotoeléctrico bajo debido a un incremento en la compactación y la interacción de los elementos mencionados (carbonato y lutita pobremente compacta). Las porosidades total es ligeramente alta y la porosidad efectiva es ligeramente baja, lo que indica porosidad posiblemente secundaria y baja conectividad ante la misma. Hay muy alta saturación de agua y nula de hidrocarburo. Los volúmenes indican que la zona es en su mayoría roca carbonatada, con baja presencia de agua libre al igual que el contenido de lutita, bajo volumen de agua ligada a las arcillas y muy bajo contenido de hidrocarburo lo que se considera una zona de interés económico.</p>				

Tabla 4.4.b. Evaluación e interpretación Convencional de Registros Geofísicos del Pozo Carbonato-1.

Formación		I	J	K
Profundidad [m]	426-492	493-525	526-562	
	11.639	13.256	19.479	
Rayos Gamma (CGR) [API]	CGR ^{III}	CGR ^{III}	CGR ^{III}	
	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada	
LLD	Rt ^I	Rt ^I	Rt ^I	
	Valor alto, lo que indica compactación y/o presencia de hidrocarburo	Valor ligeramente alto, lo que indica compactación con presencia de posiblemente agua dulce o ligera presencia de aceite	Valor ligeramente alto, lo que indica compactación, presencia de agua salada y/o muy ligera presencia de hidrocarburo	
MSFL	Rxo ^I	Rxo ^I	Rxo ^I	
	Valor alto, lo que indica alta compactación y/o presencia de posiblemente hidrocarburo	Valor ligeramente alto, lo que indica una ligera compactación, presencia de agua dulce, menor cantidad de agua salada y/o muy ligera presencia de hidrocarburo	Valor ligeramente alto, lo que indica una ligera compactación, presencia de agua salada, menor cantidad de agua salada y/o muy ligera presencia de hidrocarburo	
Densidad (RHOB) [g/cm ³]	Pb ^{III}	Pb ^{III}	Pb ^{III}	
	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente dolomita	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente caliza	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente dolomita	
Porosidad (NPHI) [V/V]	φ _N ^I	φ _N ^I	φ _N ^I	
	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada	
Onda P (DTP)	Δt _P ^{III}	Δt _P ^{III}	Δt _P ^{III}	
	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada	
Onda S (DTS)	Δt _S ^{III}	Δt _S ^{III}	Δt _S ^{III}	
	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos	
Factor Fotoeléctrico (PEF) [bars/e]	PEF ^{II}	PEF ^{II}	PEF ^{II}	
	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	
Porosidad Total (PHit) [V/V]	φ _t ^I	φ _t ^I	φ _t ^I	
	Valor bajo correspondiente a roca carbonatada compactada	Valor ligeramente bajo tratándose de roca carbonatada	Valor bajo correspondiente a roca carbonatada compacta	
Porosidad Efectiva (PHle) [V/V]	φ _e ^{II}	φ _e ^{II}	φ _e ^{II}	
	Valor bajo. Roca compacta sin conexión entre los elementos porosos	Valor ligeramente bajo. Los poros ligeramente se conectan entre ellos	Valor bajo. Roca compacta sin conexión entre los elementos porosos	
Sw Sh	Sw ^{III} Sh ^{III}	Sw ^{III} Sh ^{III}	Sw ^{III} Sh ^{III}	
	Sw muy alto considerado un 100% de agua como fluido y por ende, valor de 0% de Sh.	Sw muy alto considerado un 100% de agua como fluido y por ende, valor de 0% de Sh.	Sw muy alto considerado un 100% de agua como fluido y por ende, valor de 0% de Sh.	
Volúmenes de Componentes [V/V]	Vsh	Vsh	Vsh	
	Vm	Vm	Vm	
Volúmenes de Saturación de Fluidos [V/V]	Vwb	Vwb	Vwb	
	Vwf	Vwf	Vwf	
Observaciones				

Otras zonas de interés económico son las formaciones consecutivas Q (226-872 m), T (922-950 m), U (951-1068 m) y W (1091-1159 m), donde muestran contenido de hidrocarburo, aunque es importante mencionar las zonas antecesoras y sucesoras de las ya mencionadas, ya que pueden indicar zonas como roca sello, que los fluidos queden atrapados o no dependiendo del tipo de arcillosidad.

La información de las formaciones de la Q a la W como se muestran en la figura 4.16, presentan zonas de interés donde predomina la roca carbonatada en comparación de la lutita. También se presenta una *crossplot* para determinar las diferencias en litología junto a los datos cualitativos y cuantitativos de la correspondiente zona (Tabla 4.4.b).

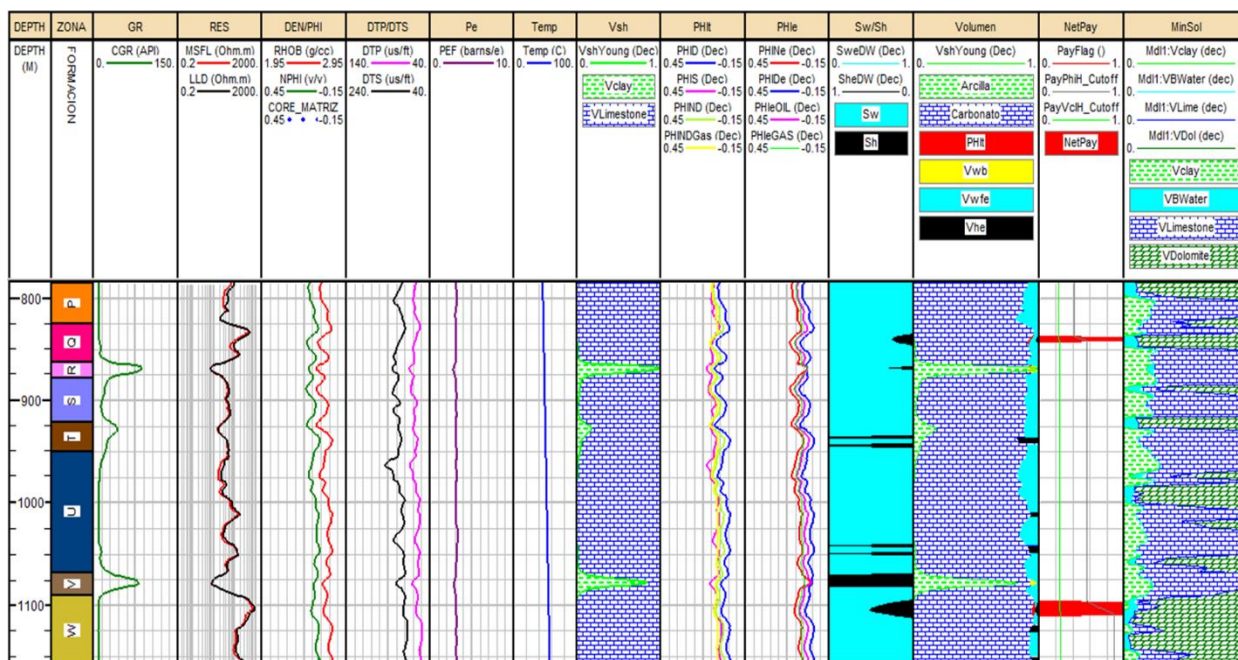


Figura 4.16. Resultados de las zonas Q, T, U y W.

La gráfica Neutrón-Densidad nos ayuda a determinar la litología, porosidad e inclusive la presencia de fluidos (Figura 4.17). La gráfica muestra una relación cuasi lineal con unos una nube de puntos dispersos de baja porosidad, alta densidad, y baja radioactividad (Nube de puntos A) ubicada en la parte inferior izquierda y dentro de la línea de Caliza y Dolomita; por el contrario, con alta porosidad, baja densidad y aumento a una radioactividad media (Nube de puntos B), se tiene una litología más arcillosa, ubicada en el extremo superior derecha.

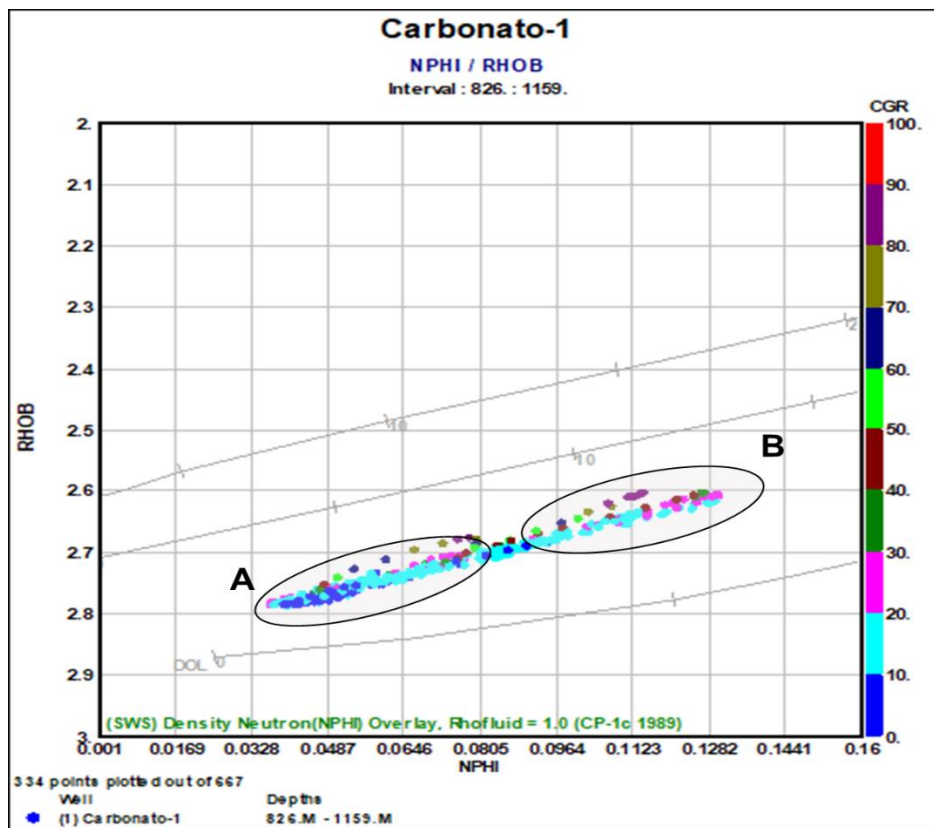


Figura 4.17. Gráfica cruzada para determinar litología con base en los registros Neutrón, Densidad y Rayos Gamma de las formaciones Q, T, U y W.



Tabla 4.4.b. Evaluación e Interpretación Convencional de Registros Geofísicos del Pozo Carbonato-1 .

Formación		Q	T	U	W
Profundidad [m]		826-862 12-840	922-950 31-481	951-1068 12-422	1091-1159 10-209
Rayos Gamma (CGR) [API]		CGR ^{II}	CGR ^{II}	CGR ^{III}	CGR ^{III}
LLD	Valor muy bajo, correspondiente a roca compacta, carbonatada	209.043 Rt ^I	36.091 Rt ^I	62.866 Rt ^I	343.574 Rt ^I
MSFL	Valor alto, lo que indica compactación y/o presencia de hidrocarburo	162.154 Rxo ^I	34.352 Rxo ^I	52.634 Rxo ^I	278.842 Rxo ^{II}
Densidad (RHOB) [g/cm ³]	Valor alto, lo que indica alta compactación y/o presencia de posiblemente hidrocarburo	2.703 ρ _b ^{II}	2.715 ρ _b ^{III}	2.728 ρ _b ^{III}	2.744 ρ _b ^{III}
Porosidad (NP/Hi) [v/v]	Valor alto, correspondiente a roca carbonatada posiblemente caliza	0.085 φ _n ^I	0.071 φ _n ^I	0.069 φ _n ^I	0.062 φ _n ^I
Onda P (DTP)	Valor ligeramente bajo, correspondiente a roca carbonatada	56.800 Δp ^{-II}	56.990 Δp ^{-II}	55.405 Δp ^{-II}	51.976 Δp ^{-II}
Onda S (DTS)	Valor muy bajo correspondiente a roca carbonatada	112.791 Δs ^{-I}	111.412 Δs ^{-I}	112.687 Δs ^{-I}	97.463 Δs ^{-I}
Factor Fotoeléctrico (PEF) [barn/e]	Valor ligeramente bajo asociado a interacción de roca compacta con ligera presencia de elementos arcillosos	3.145 PEF ^{II}	3.147 PEF ^{II}	3.147 PEF ^{II}	3.198 PEF ^{II}
Porosidad Total (PHI) [v/v]	Valor bajo, correspondiente a roca carbonatada y/o lutita de baja compactación	0.045 φ _t ^I	0.034 φ _t ^I	0.029 φ _t ^I	0.021 φ _t ^I
Porosidad Efectiva (PHe) [v/v]	Valor ligeramente bajo tratándose de roca carbonatada	0.044 φ _e ^I	0.026 φ _e ^I	0.029 φ _e ^I	0.021 φ _e ^I
Sw Sh	Valor ligeramente bajo. Los poros ligeramente se conectan entre ellos	4.401 Sw ^{III} Sh ^{III}	-2.472 Sw ^{III} Sh ^{III}	-12.038 Sw ^{III} Sh ^{III}	20.441 Sw ^{III} Sh ^{III}
Saturación de fluidos [v/v]	Sw muy alto considerado un 100% de agua como fluido y por ende, valor de 0% de Sh.	Sw ^{III} Sh ^{III}	Sw ^{III} Sh ^{III}	Sw ^{III} Sh ^{III}	Sw ^{III} Sh ^{III}
Vsh		0.0107	0.0960	0.0992	0.0021
Vm		0.9447	0.8698	0.9614	0.9768
Vvb		0.0009	0.0084	0.0088	0.0002
Vvf		0.0651	0.0504	0.1068	0.0337
Vh		-0.0215	-0.0245	-0.0763	-0.0128
Observaciones	El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; hay un incremento alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es alta correspondiente a carbonatos; tiene una porosidad neutra ligeramente baja. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo dentro de los valores de rocas carbonatadas. Las porosidades total y efectiva son ligeramente bajas, lo que indica la baja presencia de porosidad posiblemente secundaria y su baja conectividad. Hay muy alta saturación de agua y nula de hidrocarburo. Los volúmenes indican que la zona tiene valor muy alto roca carbonatada, con baja presencia de agua libre y muy bajo contenido de lutita y nula de arcillas. Hay muy bajo contenido de hidrocarburo lo que se considera una zona de interés no económico.	El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; hay un incremento alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es alta correspondiente a carbonatos; tiene una porosidad neutra ligeramente baja. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo dentro de los valores de rocas carbonatadas. Las porosidades total y efectiva son ligeramente bajas, lo que indica la baja presencia de porosidad posiblemente secundaria y su baja conectividad. Hay muy alta saturación de hidrocarburo y nula de agua. Los volúmenes indican que la zona tiene valor muy alto roca carbonatada, con baja presencia de agua libre y muy bajo contenido de lutita y muy bajo contenido de agua ligada a las arcillas. Hay muy bajo contenido de hidrocarburo lo que se considera una zona de interés económico.	El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; hay un incremento alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es alta correspondiente a carbonatos; tiene una porosidad neutra ligeramente baja. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo dentro de los valores de rocas carbonatadas. Las porosidades total y efectiva son bajas, lo que indica la baja presencia de porosidad posiblemente secundaria y su baja conectividad. Hay muy alta saturación de hidrocarburo y nula de agua. Los volúmenes indican que la zona tiene valor muy alto roca carbonatada, con baja presencia de agua libre y muy bajo contenido de lutita y muy bajo contenido de agua ligada a las arcillas. Hay muy bajo contenido de hidrocarburo lo que se considera una zona de interés económico.	El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; hay un incremento alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es alta correspondiente a carbonatos; tiene una porosidad neutra ligeramente baja. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo dentro de los valores de rocas carbonatadas. Las porosidades total y efectiva son bajas, lo que indica la baja presencia de porosidad posiblemente secundaria y su baja conectividad. Hay muy alta saturación de hidrocarburo y nula de agua. Los volúmenes indican que la zona tiene valor muy alto roca carbonatada, con baja presencia de agua libre y muy bajo contenido de lutita y muy bajo contenido de agua ligada a las arcillas. Hay muy bajo contenido de hidrocarburo lo que se considera una zona de interés económico.	

4.4 PROCESAMIENTO MEDIANTE EL MÉTODO DE INVERSIÓN CONJUNTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO CARBONATO-1

Al igual que el Pozo Terrígeno-1, se aplicó la metodología de la Inversión Conjunta de Registros de pozo desarrollada por el grupo del área de petrofísica del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) con base al modelo de formación del capítulo 2.2.3, representados por la sábana de registros (Figura 4.18) y los histogramas (Figura 4.19), donde ésta última representa los errores de ajuste normalizado de los datos. Ambos gráficos se llevaron a cabo con el uso del software **PILD**® versión 1.1, también desarrollado por el IMP, sin embargo, los gráficos se proyectaron en Interactive Petrophysics™ V3.5 de Senergy Ltd.

Los resultados que arroja este procedimiento son parámetros petrofísicos como la separación y determinación cuantitativa de porosidad de matriz y secundaria, tipo de porosidad secundaria (fracturas, vóculos), estimación de saturación de aceite en sistemas de poros, estimación del aceite remanente, etcétera. Del carril dos al cinco son los datos obtenidos en campo durante la medición contra los registros obtenidos sintéticamente (CGR, Resistividad profunda y somera, RHOB, NPHI, PEF, DTP y DTS). El carril “Función de costo” representa el error de la función de costo que es la diferencia entre datos observados y calculados; el carril “Litología” es la concentración de la de cada elemento litológico en el volumen total de roca: arcilla (V_Shale), caliza (Limestone) y dolomita (Dolomite), así como la porosidad primaria (PrimaryPorosity) y secundaria (SecondaryPorosity) tomando en cuenta la presencia de arcilla. El carril “Porosidad” indica la porosidad tota (PT) formada por la porosidad de la matriz y la porosidad primaria, la fracción de la porosidad total que corresponde a la porosidad de arcilla (PShale) y la porosidad de la matriz constituida por la porosidad de la arcilla más la porosidad primaria. El carril de “Saturación” es la saturación de aceite de la porosidad primaria en la zona virgen. El gráfico “Vóculos” corresponde a la porosidad de vóculos no lavados por el filtrado del lodo. Mismo caso, la curva “Fracturas”, es la porosidad de fracturas no lavadas por filtrado de lodo. La “Percolación de vóculos” corresponde al Índice de percolación para vóculos al igual que el caso de las fracturas (carril “Percolación Fracturas). Finalmente, la curva “Porosidad” indica la porosidad conectada determinada por la teoría de percolación (PorTotCon) como es la la porosidad de *backbone* (PorTotBB) y la



porosidad de flujo máximo (PorTotFlow) la cual nos indica que tanto se mueve un fluido a través de un medio poroso.

Al igual que parte del análisis para conocer la zona de interés, se plantea un análisis de nubes de puntos (Figura 4.20) para diferenciar litologías y fluidos, a través de gráficas cruzadas. La gráfica muestra una relación cuasi lineal con nubes de puntos dispersos. La nube de puntos A la constituye elementos de muy alta densidad con muy baja porosidad correspondiente a la interacción de dolomita con caliza predominando más la segunda que la primera. La Nube de puntos B (cercano a la línea de dolomita) son puntos de alta densidad con baja porosidad, de igual manera es la interacción de dolomita (de mayor proporción) con caliza. La nube de puntos C (pegado a línea de caliza) son elementos de densidad alta con porosidad baja la cual representa a una caliza dolomitizada y, finalmente, la nube de puntos D con densidad y porosidad ligeramente altas, esto se interpreta como carbonatos con elementos terrígenos, posiblemente arcilla.

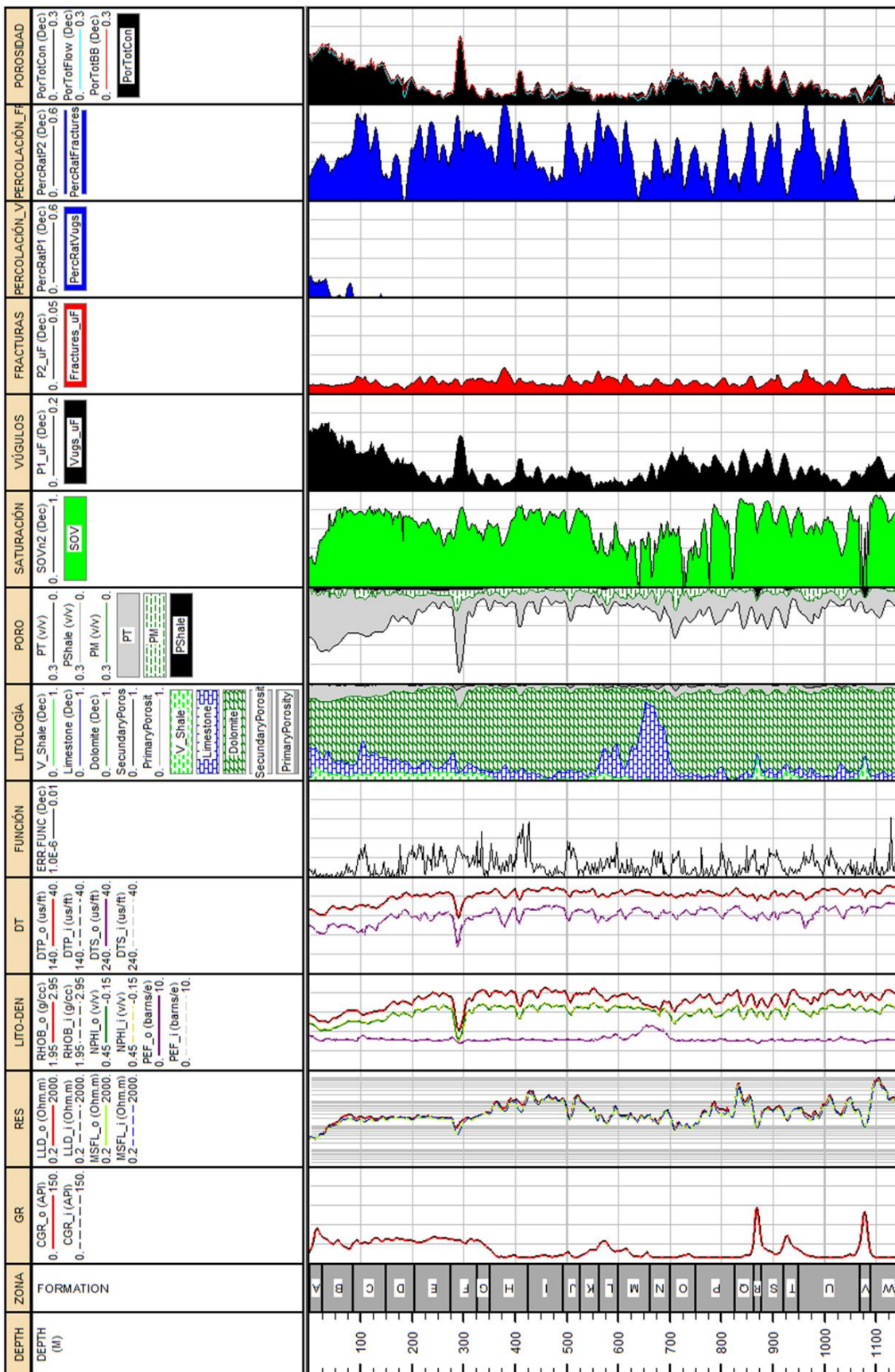


Figura 4.18. Resultados de la Inversión Conjunta de Registros Geofísicos del pozo Carbonato-1.

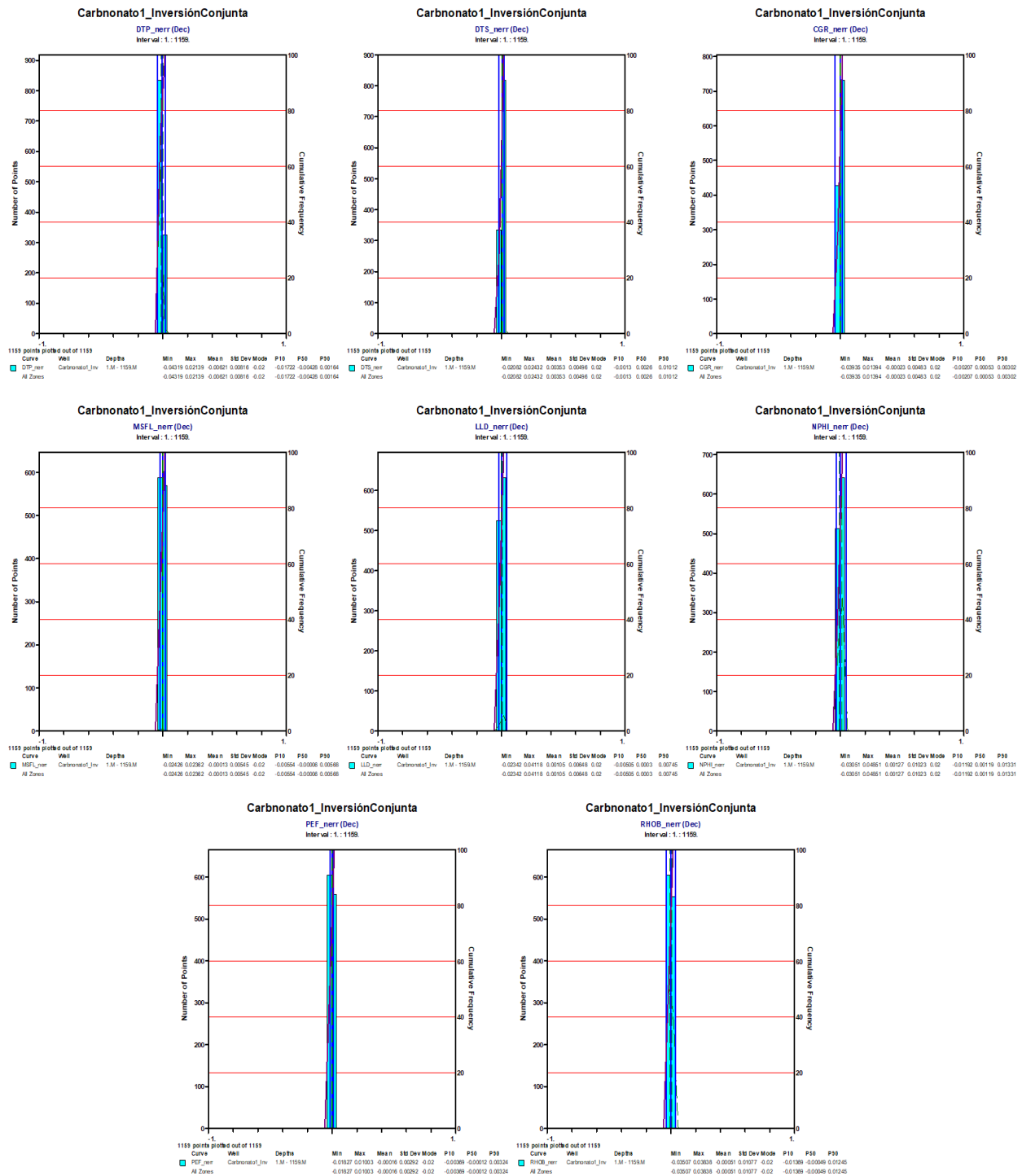


Figura 4.19. Resultados del proceso de Normalización de los datos en la Inversión Conjunta de Registros del pozo Carbonato-1 (IMP, 2019).

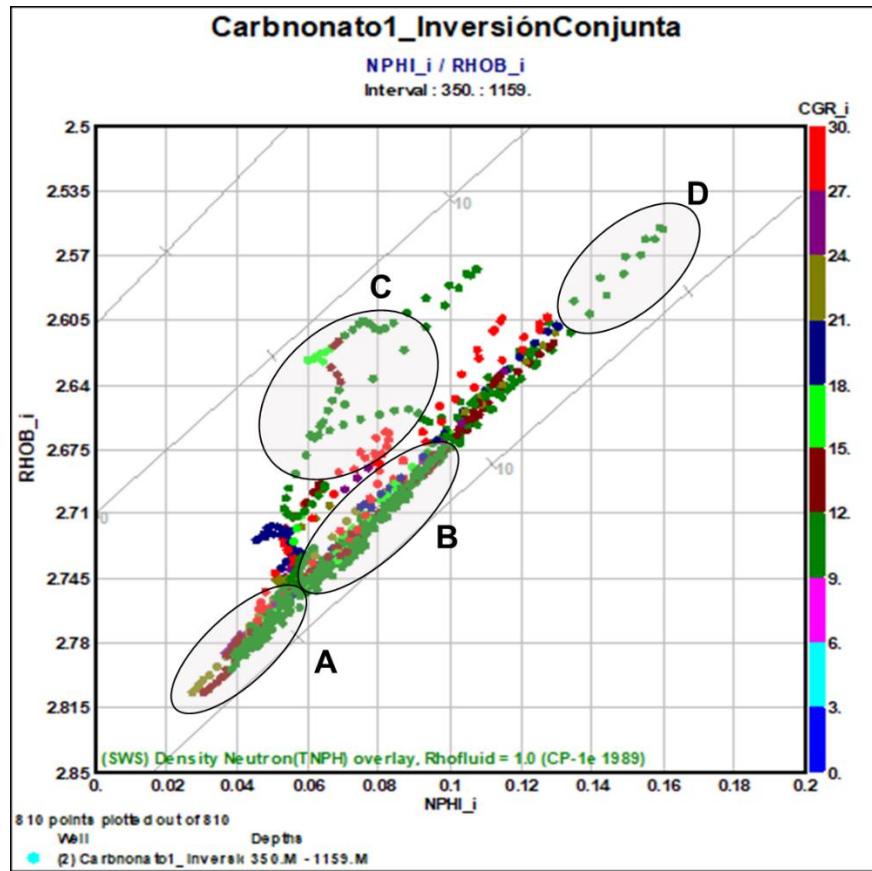


Figura 4.20. Gráfica cruzada para determinar litología a partir de los registros sintéticos de Porosidad Neutrón, Densidad y Rayos Gamma de la zona H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, S, U y W.

Tabla 4.5. Evaluación e Interpretación del Modelo Petrofísico Unificado de Formaciones mediante Inversión Conjunta de Registros del Pozo Carbonato-1.

Formación		H	J
Profundidad [m]		48-525	48-525
Registros Geofísicos de Pozo (Medidos e) / Síntesis (f)	CGR_o	CGR ¹¹ CGR ¹¹	CGR ¹¹ CGR ¹¹
	CGR_j	CGR ¹¹ CGR ¹¹	CGR ¹¹ CGR ¹¹
Registros Geofísicos de Pozo (Medidos e) / Síntesis (f)	LLD_o	Rt ¹¹	Rt ¹¹
	LLD_j	Rt ¹¹	Rt ¹¹
Resistividad [Ohm.m]	MSFL_o	Rxo ¹¹	Rxo ¹¹
	MSFL_j	Rxo ¹¹	Rxo ¹¹
Densidad [g/cm ³]	RHOB_o	ρ _n ¹¹	ρ _n ¹¹
	RHOB_j	ρ _n ¹¹	ρ _n ¹¹
POROSIDAD [v/v]	NPHI_o	Φ _n ¹¹	Φ _n ¹¹
	NPHI_j	Φ _n ¹¹	Φ _n ¹¹
Error de la Función de Costo	DTP_o	ΔE ₁ ¹¹	ΔE ₁ ¹¹
	DTP_j	ΔE ₁ ¹¹	ΔE ₁ ¹¹
Tiempo de Tránsito [onda P] [s]	DTS_o	118.286	113.993
	DTS_j	118.145	113.876
Factor Petrofísico	PEF_o	3.252	3.221
	PEF_j	3.252	3.221
Litológia	Caliza	0.00203	0.00194
	Dolomita	0.00500	0.00805
Porosidad Secundaria (No Invertido a Pe (No Invertido a Pe))	Vigüetas	0.05954	0.07793
	Fracturas	0.84052	0.84443
Índice de Percolación	Vigüetas	0.02810	0.03476
	Fracturas	0.00779	0.00674
Porosidad Conectada	T otal	-0.91525	-0.73101
	Matriz	0.38857	0.32961
Porosidad Máxima (Teoría de Percolación)	Matriz	0.05104	0.07078
	Fracturas	0.02063	0.02204
Observaciones	Flujo Máximo	0.04223	0.04859
	BackBone	0.04102	0.04416
		0.02920	0.04683



Tabla 4.5. Evaluación e interpretación del Modelo Petrofísico Unificado de Formaciones mediante Inversión Conjunta de Registros del Pozo Carbonato-1 (Continuación).

Formación	K	L	M
Porosidad [m]	59.479 CGR-11	59.479 CGR-11	59.479 CGR-11
Rayos Gamma [API]	10.466 CGR-11	10.466 CGR-11	10.466 CGR-11
Resistividad [Ohm.m]	58.734 Rxo ¹	58.734 Rxo ¹	58.734 Rxo ¹
Resistividad [Ohm.m]	58.725 Rt ¹	58.725 Rt ¹	58.725 Rt ¹
	52.479 Rxo ¹	52.479 Rxo ¹	52.479 Rxo ¹
Densidad [g/cm ³]	52.455 Rxo ¹	52.455 Rxo ¹	52.455 Rxo ¹
	2.761 Ph ¹¹	2.761 Ph ¹¹	2.761 Ph ¹¹
Densidad [g/cm ³]	2.761 Ph ¹¹	2.761 Ph ¹¹	2.761 Ph ¹¹
	0.062 Phi ⁿ¹	0.062 Phi ⁿ¹	0.062 Phi ⁿ¹
Porosidad [v/v]	0.062 Phi ⁿ¹	0.062 Phi ⁿ¹	0.062 Phi ⁿ¹
	0.061 Phi ⁿ¹	0.061 Phi ⁿ¹	0.061 Phi ⁿ¹
Porosidad [v/v]	57.381 Alp ¹¹	57.381 Alp ¹¹	57.381 Alp ¹¹
	55.252 Alp ¹¹	55.252 Alp ¹¹	55.252 Alp ¹¹
Tiempo de Tránsito [onda S]	112.512 Alp ¹¹	112.512 Alp ¹¹	112.512 Alp ¹¹
	112.489 Alp ¹¹	112.489 Alp ¹¹	112.489 Alp ¹¹
Factor Fotoeléctrico [barms]	3.173 PEF ¹¹	3.173 PEF ¹¹	3.173 PEF ¹¹
	3.172 PEF ¹¹	3.172 PEF ¹¹	3.172 PEF ¹¹
Error de la Función de Costo	0.04326 Litulia	0.04326 Litulia	0.04326 Litulia
	0.05165 Caliza	0.05165 Caliza	0.05165 Caliza
Litología	0.87697 Dolomita	0.87697 Dolomita	0.87697 Dolomita
	0.60211 Vigüetas	0.60211 Vigüetas	0.60211 Vigüetas
Porosidad Secundaria (No Inversos y/o Fracturas)	0.00687 Fracturas	0.00687 Fracturas	0.00687 Fracturas
	0.32867 Fracturas	0.32867 Fracturas	0.32867 Fracturas
Índice de Percolación	0.05151 Total	0.05151 Total	0.05151 Total
	0.01762 Matriz	0.01762 Matriz	0.01762 Matriz
Porosidad (Teoría de Percolación)	0.03376 Conectada	0.03376 Conectada	0.03376 Conectada
	0.05012 Flujo Máximo	0.05012 Flujo Máximo	0.05012 Flujo Máximo
Porosidad (Teoría de Percolación)	0.05227 BackBone	0.05227 BackBone	0.05227 BackBone
	0.02464 BackBone	0.02464 BackBone	0.02464 BackBone

Observaciones

El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; valor ligeramente alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es muy alta, como el tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que es muy cercano al campo predominante, muy bajo valor de Caliza y Litulia. Presenta una Saturación de aceite ligeramente alta, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente baja, por ende, la porosidad de la matriz es muy baja y la de la Litulia casi nula. Las porosidades a partir de la teoría de Percolación son similares por debajo de la total conectada de muy a valor por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.

El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; valor ligeramente bajo de resistividad indicando compactación. La densidad es alta correspondiente a muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que es muy cercano al campo predominante, muy bajo valor de Caliza y Litulia. Presenta una Saturación de aceite ligeramente alta, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente baja, por ende, la porosidad de la matriz es muy baja y la de la Litulia casi nula. Las porosidades a partir de la teoría de Percolación son similares por debajo de la total conectada de muy a valor por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.

El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato con muy bajo contenido de dolomita. La densidad es alta correspondiente a carbonatos; tiene una porosidad neutra ligeramente baja. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que es muy cercano al campo al simético. Las litologías indica Dolomita como predominante aunque es un saturación de aceite ligeramente baja, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente alta, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente baja, por ende, la porosidad de la matriz es muy baja y la de la Litulia casi nula. Las porosidades a partir de la teoría de Percolación son similares por debajo de la total conectada de muy a valor por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.

El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; valor ligeramente alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es muy alta, como el tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que es muy cercano al campo predominante, muy bajo valor de Caliza y Litulia. Presenta una Saturación de aceite ligeramente alta, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente baja, por ende, la porosidad de la matriz es muy baja y la de la Litulia casi nula. Las porosidades a partir de la teoría de Percolación son similares por debajo de la total conectada de muy a valor por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.

El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonato; valor ligeramente alto en la resistividad indicando compactación. La densidad es muy alta, como el tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Fotoeléctrico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que es muy cercano al campo predominante, muy bajo valor de Caliza y Litulia. Presenta una Saturación de aceite ligeramente alta, con muy baja porosidad de vigüetas y fracturas, así como el Índice de Percolación indican también la presencia de canales de flujo. La porosidad total es ligeramente baja, por ende, la porosidad de la matriz es muy baja y la de la Litulia casi nula. Las porosidades a partir de la teoría de Percolación son similares por debajo de la total conectada de muy a valor por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.



Tabla 4.5. Evaluación e interpretación del Modelo Petrofísico Unificado de Formaciones mediante Inversión Conjunta de Registros del Pozo Carbonato-1 (Continuación).

Formación	Q	S	U	W
Formación (m)	626.625	67.261	65.638	10.029
CGR_o	12.840	19.450	12.420	0.203
CGR_l	13.850	19.551	12.447	0.267
LLD_o	208.043	53.489	62.866	34337.4
LLD_l	208.920	53.585	62.821	34251.8
MSFL_o	162.154	46.026	52.634	278.842
MSFL_l	162.194	45.931	52.657	279.516
RHOB_o	2.703	2.677	2.728	2.744
RHOB_l	2.703	2.678	2.728	2.744
NPHL_o	0.085	0.094	0.069	0.082
NPHL_l	0.085	0.094	0.069	0.082
DTP_o	56.800	56.405	56.405	51.976
DTP_l	56.824	56.825	56.458	51.996
DTS_o	112.701	112.469	112.467	97.415
DTS_l	112.706	113.332	112.616	97.415
PEF_o	3.145	3.170	3.215	3.189
PEF_l	3.145	3.170	3.215	3.189
Logología	0.00096	0.00161	0.00124	0.00099
Saturación de aceite (poro Prim.Zona Virgen)	0.84927	0.78089	0.85282	0.80588
Índice de Percolación	0.05385	0.05551	0.02993	0.04023
Porosidad	0.0565	0.06655	0.00961	0.00304
Porosidad (Teoría de Flujo Máximo)	0.0565	0.06655	0.00961	0.00304
Observaciones	El intervalo tiene muy baja radioactividad lo que indica carbonatos; valor ligeramente alto en la realidad indicando compactación y/o presencia de hidrocarburo. El tiempo de tránsito es muy bajo y Factor Petrofísico bajo el cual se encuentra dentro de los valores de las rocas carbonatadas. El error de la función es muy bajo, por lo que el valor obtenido de campo al simularlo; las tablas indica Dolomita como predominantemente un valor ligeramente bajo, bajo valor de Caliza y muy bajo de Lutita. Presenta una saturación de canales que se conectan mientras que los vórgulos no. La porosidad total es muy baja y la de la Lutita casi nula. Las porosidades a partir de la Teoría de Percolación son similares entre ellas por debajo de la total y por arriba a la de la matriz por lo que hay conectividad entre la porosidad secundaria.			

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El arte de la prospección es la búsqueda de información del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de los materiales presentes dando el sentido geológico de la zona de estudio para fines geocientíficos o interés comercial. En este caso particular el papel del análisis de Registros Geofísicos de Pozo y en general, del campo de la petrofísica, va más allá de medir las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos en función de la profundidad de las formaciones cuando son cortadas por un pozo. Es una disciplina que hace uso de diversos cálculos físico-matemáticos para la realización y uso de modelos representativos de una formación caracterizando a ésta por medio de sus componentes.

En los modelos propuestos para formaciones siliciclásticas presentan una mineralogía compleja pero una porosidad simple, por lo que el modelo propuesto es fácil visualizar cada una de sus componentes con los registros geofísicos de pozo, sin embargo, su evaluación de forma convencional llega arrojar valores aceptables, pero con incertidumbre, dado sus fundamentos experimentales.

Las formaciones carbonatadas es caso contrario a las formaciones terrígenas, pues presentan una mineralogía simple pero una triple porosidad, sin embargo, también son visibles sus parámetros en los registros, pudiendo evaluar la formación y estimar las zonas de interés, pero es preciso tomar en cuenta la porosidad secundaria como elemento principal pues llega afectar el comportamiento de los fluidos de la formación. La metodología es puntual pero no es tan directa para su evaluación, sin embargo, se trabaja de la misma manera convencional que los terrígenos.

El proceso de inversión de datos petrofísicos es una tarea visualmente sencilla, sin embargo, su elaboración arroja una complejidad enorme, ya que el modelo que se planteó debe ser el adecuado para que exista una minimización de función de costo y que la obtención de los parámetros petrofísicos calculados, sean similares a los datos reales, es decir, permitan una descripción adecuada de la formación. Es por ello que es recomendable usar el modelo propuesto por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) tanto para formaciones terrígenas como para carbonatos de manera cotidiana, así como uso para la inversión de datos mediante su software IMP-PILD®, v. 1.1 y v.2.1 pues

permite una visualización correcta de cada parámetro calculado y los resultados son confiables haciendo el trabajo con un mínimo de seis registros.

Es de suma importancia contar con un flujo de trabajo para la búsqueda de parámetros y ordenamiento de información para una interpretación adecuada. Dependiendo el tipo de yacimiento, el flujo de trabajo puede llegar a variar.

REFERENCIAS

- Avendaño H., J. (2015). *Análisis de Modelos Petrofísicos para Formaciones Clásticas*. [Tesis grado de Ingeniero Geofísico, IPN, ESIA-Ticomán]. <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15084/An%C3%A1lisis%20de%20modelos%20petrof%C3%ADsicos%20para%20formaciones%20cl%C3%A1sticas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Bust, V. K.; Majid, A. A.; Oletu, J. U. & Worthington, P. F. (2011). *The Petrophysycs of Shale Gas Reservoirs: Tecnical Challenges and Pragmatic Solutiions*, International Petroleum Technology Conference held in Bangkok, Thailand, 7-9 February 2012.
- Cannon, S. (2016). *Petrophysics: A Practical Guide*. First edition. United Kingdom: Wiley Blackwell.
- Ellis, D. V. & Singer, J. M. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Second Edition. The Netherlands: Springer Science+Business Media B.V.
- Geotem Ingeniería S.A. de C.V. (2015). *GEOTEM: Prospectando el Valor de México. Edición de Aniversario*. México: Geotem Ingeniería S.A. de C.V.
- Glover, P. W. J. (2000). *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology University of Aberdeen UK: University of Aberdeen UK.
- Grossman, S. I. (2008). *Álgebra Lineal*. Sexta edición. México, D.F.: McGraw-Hill.
- Hearst, J. R., Nelson, P.H. & Paillet, F.L. (2000). *Well Logging for Physical Properties. A Handbook for Geophysicists, Geologists, and Engineers*. Second edition. England: John Wiley & Sons, Ltd.
- Huang, W. (1981). *Petrología*. México: Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana, S. A. de C.V.



- Instituto Mexicano del Petróleo. (2019). *Diplomado en Evaluación Petrofísica de Formaciones*. Ciudad de México.
- Johnson, R. & Kuby, P. (2012). *Estadística Elemental*. (11a. edición). México, D.F.: Cengage Learning Editores, S.A. de C.V.
- Kazatchenko, E., Markov, M. y Mousatov, A. (2004a). Joint modeling of acoustic velocities and electrical conductivity from unified microstructure of rocks. *J. Geophys. Res.* **109**, 1-8.
- Kazatchenko, E., Markov, M. and Mousatov, A. (2004b). Joint inversion of acoustic and resistivity data for carbonate microstructure evaluation. *Petrophysics*: **45** (2),130–40.
- Kazatchenko, E., Markov, M. and Mousatov, A. (2005b). Simulation of the acoustical velocities, electrical and thermal conductivities using unified pore structure model of double-porosity carbonate rocks. *J. Appl. Geophys.* **59** (1), 1–15.
- Kazatchenko, E., Markov, M., Mousatov, A. y Pervago, E. (2007). Joint inversion of conventional well logs for evaluation of double porosity carbonate formations. *Journal Pet. Sci. Eng.* **56**, 252–66.
- Kolman, B. & Hill, D. R. (2006). *Álgebra Lineal*. Octava edición. México: PEARSON Educación.
- Korn G. A. and Korn T. M. (1968). *Definitions, theorems and formulas for reference and review Mathematical Handbook for Scientists and Engineers*. New York: McGraw-Hill.
- Krygowski, D. A. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation*. Austin Texas, USA.
- Liu, H. (2017). *Principles and Applications of Well Logging*. Second Edition. Beijing, China: Springer.
- López R., E. (2012). *Geología General y de México*. México: Trillas.
- Menke, W. (1989). *Geophysical data analysis: Discrete Inverse Theory*. San Diego, California: Academic Press, Inc.
- Ramos R., H., Zinat C., D. & Ramírez M., T. (2008). *Registros Geofísicos en México. Tomo 1*. Villahermosa, Tabasco, México: Schlumberger Offshore Services.



- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second edition. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Silva, G. & Mendoza, C. (2011). *Manual para el Trabajo Geológico de Campo*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Schön, J. H. (2011). *Physical Properties of Rocks: A Workbook*. Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- Schön, J. H. (2015). *Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics*. Second edition. Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services.
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation*. First Edition. New York, USA: Elsevier Science Publishers B.V.
- Serra, O. (2008). *Well Logging Handbook*. Paris, France: Editions Technip.
- Sheriff, R. E. & Geldart, L.P. (1991). *Exploración Sísmológica Vol. I. Historia, teoría y obtención de datos*. 1ª edición. México, D. F.: Editorial Limusa, S.A. de C.V.
- Stein, S. & Wysession, M. (2003). *An Introduction to Seismology, Earthquakes, and Earth Structure*. U.S.A.: Blackwell Publishing.
- Telford, W. M., Geldart, L. P. & Sheriff, R.E. (1990). *Applied Geophysics*. 2th Edition. New York: Cambridge University Press.
- Tiab, D. & Donaldson, E. C. (2012). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Third edition. Oxford, United Kingdom: Elsevier Inc.
- Tittman, J. (1986). *Geophysical Well Logging*. First Edition. USA: Academic Press, Inc.