



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE REGISTROS
GEOFÍSICOS DE POZOS PROBABILÍSTICA
CON DISCRETIZACIÓN DE POROSIDAD DE UN
YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO”**

T E S I S

Para obtener el título de:
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA:
IVÁN ANDRÉS CARO MONTERO

Director Interno:
M. C. JULIO CÉSAR GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

Director Externo:
M. C. ERICK OSORIO SANTIAGO

Puebla, Puebla

Noviembre 2021

“El tiempo es el mejor autor: siempre encuentra un final perfecto”

- Charles Chaplin

Dedicatoria

A mis ángeles en el cielo, que yo sé que siempre están cuidándome y dándome todo su apoyo y su amor. En donde quiera que se encuentren los llevo siempre en mi corazón. Los amo y los extraño.

Margarita Montero Castillo

Cristina Castillo Cruz

Andrea Maya Vázquez

Eduardo Montero Guerrero

A mi padre, porque por ti soy el hombre que soy ahora. Nunca dejaste que me rindiera y siempre buscaste la forma de que yo saliera adelante. Eres mi mayor ejemplo ante la adversidad. Te amo papá.

Adolfo Andres Caro Maya

A mi madre, a pesar de que no soy tu hijo biológico me has entregado tu amor incondicional. me has apoyado en los momentos más difíciles y sigues creyendo en mí sin importar mis errores. Te amo mamá.

Fabiola Torres Reboredo

A mi hermano, porque siendo tú el menor, te has convertido en un ejemplo para mí. Estoy muy orgulloso del hombre en el que te has y que te sigues convirtiendo. Te amo y siempre estaré cuando me necesites.

Edgar Yair Caro Montero

A mi hermana, porque eres la más pequeña y mi mayor motivación para ser el mejor ejemplo que puedas tener. Vuelves mis días más alegres con tu brillo característico y con ello sé que lograrás todos tus sueños. Te amo hermanita, nunca lo dudes.

Cielo Caro Torres

RESUMEN

La evaluación petrofísica ayuda a reducir la incertidumbre en la identificación de los fluidos de hidrocarburos, la caracterización de la porosidad, las estimaciones de saturación y la permeabilidad (Schlumberger, 2010).

En el presente trabajo se desarrolló una evaluación petrofísica básica para la construcción de modelos de volumen de arcilla y porosidad. Posteriormente se realizó una discretización de porosidad utilizando un exponente de cementación variable. Se desarrollaron los modelos de saturación de agua y permeabilidad, y se clasificó petrofísicamente el tipo de roca mediante los gráficos desarrollados por Winland (1970) y Lucia (1983).

La metodología ocupada fue la carga de los datos de los registros geofísicos obtenidos del pozo denominado "Pozo 1", posteriormente se realizaron graficas cruzadas para la identificación de la matriz dominante.

Posteriormente se desarrollaron las ecuaciones necesarias para el cálculo del volumen de arcilla y la porosidad. Se utilizó el modelo de exponente de cementación variable (mv) desarrollado por Gómez Rivero (1978) para la identificación de los sistemas porosos existentes en el pozo. Con el mismo modelo de mv se evaluó la saturación de agua y la permeabilidad.

Se analizó la calidad de la roca en función de la porosidad y la permeabilidad calculadas, se construyeron las gráficas de Winland y Lucia, las cuales están relacionadas con el radio de garganta de poro y la distribución del tamaño de los poros, respectivamente.

Se utilizó el modelo probabilístico QuantiELAN para el cálculo de los volúmenes de minerales y de fluidos presentes en la formación rocosa.

Finalmente, se determinaron los valores de corte de las características petrofísicas volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, y se identificaron los espesores netos del yacimiento.

ABSTRACT

Petrophysical evaluation helps reduce uncertainty in hydrocarbon fluid identification, porosity characterization, saturation estimates and permeability (Schlumberger, 2010).

In the present work, a basic petrophysical evaluation was developed for the construction of shale volume and porosity models. Subsequently, a porosity discretization model was carried out using a variable cementation exponent. The water saturation and permeability models were developed, and the rock type was classified petrophysically using the plots developed by Winland (1970) and Lucia (1983).

The methodology used was the loading of data from the geophysical logs obtained from the well called "Pozo 1", followed by cross-plots to identify the dominant matrix.

Subsequently, the necessary equations were developed to calculate the shale volume and porosity. The variable cementation exponent (mv) model developed by Gómez Rivero (1978) was used to identify the porous systems in the well. With the same mv model, the water saturation and permeability were evaluated.

The quality of the rock was analyzed in function of the porosity and permeability calculated, the Winland and Lucia plots were constructed, which are related to the pore throat radius and the pore size distribution, respectively.

The QuantiELAN probabilistic model was used to calculate the minerals and fluids volumes present in the rock formation.

Finally, the cut-off values of the petrophysical characteristics of shale volume, porosity and water saturation were determined, and the net thicknesses of the reservoir were identified.

CONTENIDO

RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
Índice de Figuras.....	VII
Índice de Tablas.....	IX
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Planteamiento del Problema	2
1.2. Justificación.....	2
1.3. Objetivo General	3
1.3.1. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Limitaciones	4
CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO: PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	5
2.1. Registros Geofísicos de Pozo	5
2.1.1. Clasificación de los Registros Geofísicos de Pozo	6
2.1.2. Registro Eléctrico.....	7
2.1.3. Registro de Rayos Gamma.....	10
2.1.4. Registro de Densidad	12
2.1.5. Registro de Factor Fotoeléctrico	14
2.1.6. Registro de Neutrón.....	16
2.1.7. Registro Sónico.....	18
2.2. Petrofísica	21
2.2.1. Concepto de Petrofísica.....	21
2.2.2. Volumen de Arcilla	21
2.2.3. Porosidad.....	22
2.2.4. Saturación de Fluidos	27
2.2.5. Permeabilidad	28
2.3. Evaluación Petrofísica Básica	31
2.3.1. Cálculo para el Volumen de Arcilla	31
2.3.2. Cálculo de la Porosidad	33
2.3.3. Cálculo de Saturación de Agua.....	35
2.3.4. Cálculo de Permeabilidad	42

2.4. Yacimientos Naturalmente Fracturados	45
2.4.1. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados	46
2.4.2. Factor de Formación.....	47
2.4.3. Exponente de Cementación.....	48
2.4.4. Porosidad de Fractura	52
2.5. Clasificación Petrofísica del Tipo de Roca	54
2.5.1. Análisis de Winland.....	54
2.5.2. Clasificación de Lucia	55
2.6. Modelo Probabilístico	57
2.6.1. Análisis ELAN	57
2.7. Espesores Neto.....	59
2.7.1. Valores de Corte de Propiedades Petrofísicas	60
CAPITULO 3. METODOLOGÍA APLICADA EN EL POZO 1	61
3.1. Análisis Litológicos.....	62
3.1.1. Gráfica Cruzada.....	62
3.1.2. Gráfico <i>M-N</i>	63
3.2. Modelo de Volumen de Arcilla.....	65
3.3. Modelo de Porosidad	65
3.4. Discretización del Modelo de Porosidad	65
3.5. Saturación de Agua.....	66
3.5.1. Temperatura de la Formación.....	66
3.5.2. Resistividad del Agua de la Formación.....	67
3.5.3. Modelo de Saturación de Agua.....	67
3.5.4. Saturación de Agua Irreducible.....	67
3.6. Modelo de Permeabilidad	68
3.7. Análisis de Winland.....	68
3.8. Clasificación de Lucia	70
3.9. Modelo Probabilístico QuantiELAN	71
3.10. Valores de Corte de las Propiedades Petrofísicas	71
3.11. Espesores Neto.....	72
CAPÍTULO 4. RESULTADOS EN EL POZO 1	73
4.1. Análisis Litológico para el Pozo 1	74

4.1.1. Gráfica Cruzada de Registros Neutrón y Densidad	74
4.1.2. Gráfica de Curvas <i>M</i> y <i>N</i>	75
4.2. Volumen de Arcilla	76
4.3. Porosidad.....	77
4.4. Discretización del Modelo de Porosidad	78
4.5. Saturación de Agua.....	80
4.5.1. Resistividad del Agua de la Formación.....	80
4.5.2. Modelo de Saturación de Agua.....	81
4.6. Permeabilidad	82
4.7. Análisis de Winland.....	83
4.8. Clasificación de Lucia	85
4.9. Modelo QantiELAN	86
4.10. Valores de Corte de las Propiedades Petrofísicas	88
4.11. Espesores Neto.....	89
CONCLUSIONES	92
BIBLIOGRAFÍA	93

Índice de Figuras

Figura 2. 1. Diferencia de potencial entre los electrodos M y N localizados sobre dos esferas concéntricas equipotenciales. (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008).....	9
Figura 2. 2. Ejemplo de registro de doble laterolog a través de una zona que contiene hidrocarburos. (Asquith & Krygowski, 2004)	10
Figura 2. 3. Registro de rayos gamma. (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008)	12
Figura 2. 4. Dispositivo de densidad de formación aplicado a la pared del pozo. (Ellis & Singer, 2007).....	13
Figura 2. 5. Respuesta del registro de densidad. (Sociedad Geológica de la India, 2014)	14
Figura 2. 6. Respuesta de los registros de densidad y factor fotoeléctrico. (Ellis & Singer, 2007).....	16
Figura 2. 7. Esquema de una herramienta de registro de neutrón. (Ellis & Singer, 2007)	17

Figura 2. 8. Respuestas hipotéticas de registros de neutrón y densidad. (Ellis & Singer, 2007).....	18
Figura 2. 9. Herramienta sónica estándar. (Ellis & Singer, 2007).....	19
Figura 2. 10. Registro sónico. (Rider, 2002).....	20
Figura 2. 11. Empaquetamiento cúbico. (La Comunidad Petrolera, s.f.)	23
Figura 2. 12. Empaquetamiento romboédrico. (La Comunidad Petrolera, s.f.)	24
Figura 2. 13. Empaquetamiento cúbico de granos del mismo tamaño (izquierda) y con granos de diferentes tamaños (derecha). (La Comunidad Petrolera, s.f.)	24
Figura 2. 14. Distribución de los fluidos en yacimientos. (Tiab & Donaldson, 2004)	28
Figura 2. 15. Comparación del método lineal y métodos no lineales en el cálculo del volumen de arcilla. (Asquith & Krygowski, 2004).....	32
Figura 2. 16. Resistividad del agua como una función de la salinidad y temperatura. (Modificado de Schlumberger, 2010)	37
Figura 2. 17. Gráfica de Pickett. (El-Khadragy, Ghorab, Shazly, Ramadam, & El-Sawy, 2014)	39
Figura 2. 18. Sistema de clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. (Modificado de Nelson, 2001).....	47
Figura 2. 19. Relación general entre F y R_w . (Tiab & Donaldson, 2004)	48
Figura 2. 20. Factor de formación contra porosidad en una muestra de areniscas. (Schön, 2011).....	49
Figura 2. 21. Desarrollo de la porosidad de fractura en rocas carbonatadas. (Tiab & Donaldson, 2004).....	53
Figura 2. 22. Continuidad de fábricas de roca. (a) Continuidad de fábrica en caliza no vugular. (b) Continuidad de fábrica en dolomía no vugular. (Lucia, 2007)	56
Figura 3. 1. Metodología usada en el Pozo 1	61
Figura 3. 2. Gráfica cruzada de neutrón vs densidad. (Schlumberger, 2010)	63
Figura 3. 3. Gráfica cruzada M/N . (Schlumberger, 2010).....	64
Figura 3. 4. Gráfica de Winland. (Riazi, 2018).....	69
Figura 3. 5. Gráfica de Lucia para dolomías. (Lucia, 2007).....	70
Figura 3. 6. Análisis de sensibilidad para definir el valor de corte de volumen de arcilla (Kyi, 2019).....	72
Figura 4. 1. Registros presentes en el Pozo 1. (Techlog®).....	73
Figura 4. 2. Gráfica cruzada neutrón/densidad. (Techlog®).....	74
Figura 4. 3. Gráfica de M/N . (Techlog®).....	75
Figura 4. 4. Curva de volumen de arcilla. (Techlog®)	76
Figura 4. 5. Curvas de porosidad total y efectiva. (Techlog®).....	77
Figura 4. 6. Histograma exponente de cementación variable. (Techlog®)	78
Figura 4. 7. Discretización de la porosidad	78
Figura 4. 8. Curvas de discretización del modelo de porosidad. (Techlog®)	79
Figura 4. 9. Resistividad del agua de formación. (Modificada de Schlumberger, 2010)	80
Figura 4. 10. Curva de saturación de agua. (Techlog®).....	81

Figura 4. 11. Curva de permeabilidad. (Techlog®).....	82
Figura 4. 12. Gráfica de Winland. (Techlog®)	83
Figura 4. 13. Curva del factor r_{35} . (Techlog®)	84
Figura 4. 14. Gráfica de Lucia. (Techlog®)	85
Figura 4. 15. Modelo QuantiELAN. (Techlog®)	86
Figura 4. 16. Comparativa de discretización de porosidad: método convencional y modelo QuantiELAN. (Techlog®)	87
Figura 4. 17. Análisis de sensibilidad de volumen de arcilla. (Techlog®)	88
Figura 4. 18. Análisis de sensibilidad de porosidad. (Techlog®)	88
Figura 4. 19. Análisis de sensibilidad de saturación de agua. (Techlog®)	89
Figura 4. 20. Espesores neto. (Techlog®).....	90
Figura 4. 21. Relación Winland y espesores neto. (Techlog®)	91

Índice de Tablas

Tabla 2. 1. Clasificación de los registros de resistividad. (Asquith & Krygowski, 2004)	8
Tabla 2. 2. Lista de las densidades de matriz más usuales. (Arroyo Carrasco, s.f.)	13
Tabla 2. 3. Valores del factor fotoeléctrico comunes. (Rider, 2002)	15
Tabla 2. 4. Rango de porosidades. (Tiab & Donaldson, 2004).....	25
Tabla 2. 5. Calidad de un yacimiento de acuerdo a su permeabilidad. (Tiab & Donaldson, 2004)	30
Tabla 2. 6. Valores de A y B. (Gómez Rivero, 1978).....	51
Tabla 2. 7. Valores típicos de m para varios sistemas de poros. (Tiab & Donaldson, 2004)	52
Tabla 2. 8. Parámetros de respuesta típicos para un análisis ELAN. (Crain, 2004)	58
Tabla 2. 9. Incertidumbres de medición de las herramientas típicas utilizadas en ELAN para minimizar el error en los registros construidos. (Crain, 2004)	59
Tabla 3. 1. Clasificación de Windland. (Martin, et al., 1997)	69
Tabla 3. 2. Clases de roca para dolomías. (Lucia, 2007)	70
Tabla 3. 3. Incertidumbres utilizadas para el modelo QuantiELAN.	71
Tabla 4. 1. Espesor neto y propiedades petrofísicas.....	90

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial un porcentaje significativo de las reservas de petróleo y gas se encuentran entrampadas en Yacimientos Naturalmente Fracturados; más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo en el mundo y alrededor del 40% de las reservas mundiales de gas (Schlumberger, 2008).

La evaluación petrofísica de los datos de registros de pozos y núcleos proporciona propiedades como litología, porosidad, volumen de arcilla, tamaño de grano, saturación de agua, permeabilidad y muchas otras, que son esenciales para la evaluación del yacimiento. (Kumar, Drasgupta, Kumar Singha & Singh, 2017)

La discretización de modelos de porosidad consiste en diferenciar que fracción de la porosidad corresponde a la matriz y cual a fracturas y/o vóculos, mediante registros geofísicos de pozos (González Despaigne & Castro Castiñeira, 2015). Para lograrlo se requiere un modelo de exponente de cementación (m) variable que toma en cuenta estos tipos de porosidad y maneja escalas para cada tipo de matriz, vóculo o fractura.

Existen múltiples modelos de m variable, en este documento se aborda solamente el modelo de Gómez Rivero (1978). Este modelo fue el primero en considerar un exponente de cementación variable, relacionado fuertemente con la textura de la formación. También introdujo un cálculo de tortuosidad variable en rocas carbonatadas y realizó pruebas de núcleos para realizar correlaciones correspondientes (Gómez Rivero, 1978).

El análisis petrofísico de la calidad de roca es un proceso posterior de la discretización de porosidad, y se realiza en base a los gráficos de Winland (1970) y Lucia (1983), los cuales su fundamento consiste en correlacionar la porosidad y la permeabilidad a través de curvas determinadas acorde al yacimiento.

Realizando estos procesos, ya no se tiene una evaluación petrofísica básica. Se puede realizar un modelo roca-fluido que funcione como base para una

caracterización compleja del yacimiento, la cual es utilizada para la exploración y producción de hidrocarburos.

1.1. Planteamiento del Problema

En México, más del 90% de hidrocarburos se extrae de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, estos son complejos de analizar y evaluar, ya que presentan una heterogeneidad en sus sistemas porosos debido a efectos sedimentarios, diagenéticos y tectónicos. Estos yacimientos pueden presentar sistemas de doble porosidad (matriz y fracturas) y triple porosidad (matriz, vórgulos y fracturas).

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados presentan problemas en la asignación de los valores para el exponente de cementación m , ya que se ve afectado por un gran número de factores, tales como: la forma, la clasificación y el empaquetamiento del sistema de partículas, así como la configuración y el tamaño de poro, tortuosidad y tipo de sistema poroso.

1.2. Justificación

Es necesario realizar una óptima evaluación de las propiedades físicas para una estimación del volumen de hidrocarburos con un alto nivel de certidumbre, ya que estas propiedades impactan de manera significativa en la productividad del yacimiento.

Para realizar una apropiada evaluación petrofísica en Yacimientos Naturalmente Fracturados, es necesario conocer acerca de los sistemas porosos existentes en la formación, ya que influyen en los modelos de saturación de agua y permeabilidad.

1.3. Objetivo General

Realizar una evaluación petrofísica, utilizando registros geofísicos de pozo y una discretización del modelo de porosidad, para desarrollar un modelo roca-fluido de la formación y con un análisis petrofísico de la calidad de la roca identificar las mejores zonas para la producción del pozo.

1.3.1. Objetivos Específicos

- Calcular las propiedades físicas de las rocas en el Pozo 1: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, utilizando los datos de los registros geofísicos de pozo, para una evaluación petrofísica básica.
- Calcular un exponente de cementación variable para discretizar el modelo de porosidad para identificar zonas fracturadas dentro del pozo.
- Analizar petrofísicamente la calidad de la roca para definir las mejores condiciones para la producción del Pozo 1 utilizando el análisis de Winland y la clasificación de Lucia en función de los parámetros de porosidad y permeabilidad.
- Construir un modelo roca-fluido para identificar los volúmenes de minerales y fluidos presentes en la formación utilizando el modelo probabilístico QuantiELAN a partir de los registros geofísicos de pozo.
- Definir los valores de corte de las propiedades petrofísicas para obtener los espesores de la formación rocosa con las mejores condiciones para la producción hidrocarburos.

1.4. Limitaciones

Este trabajo está limitado por la ausencia de información que se obtiene a partir del análisis de núcleos, los cuales son muestras de roca tomadas directamente del pozo. El no contar con este tipo de información directa impide comparar y calibrar los datos utilizados para la elaboración del modelo petrofísico.

CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO: PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

2.1. Registros Geofísicos de Pozo

Cuando se habla de un registro en la industria petrolera, significa “un registro contra la profundidad de cualquiera de las características de la formación rocosa atravesada por un aparato de medición en el pozo”.

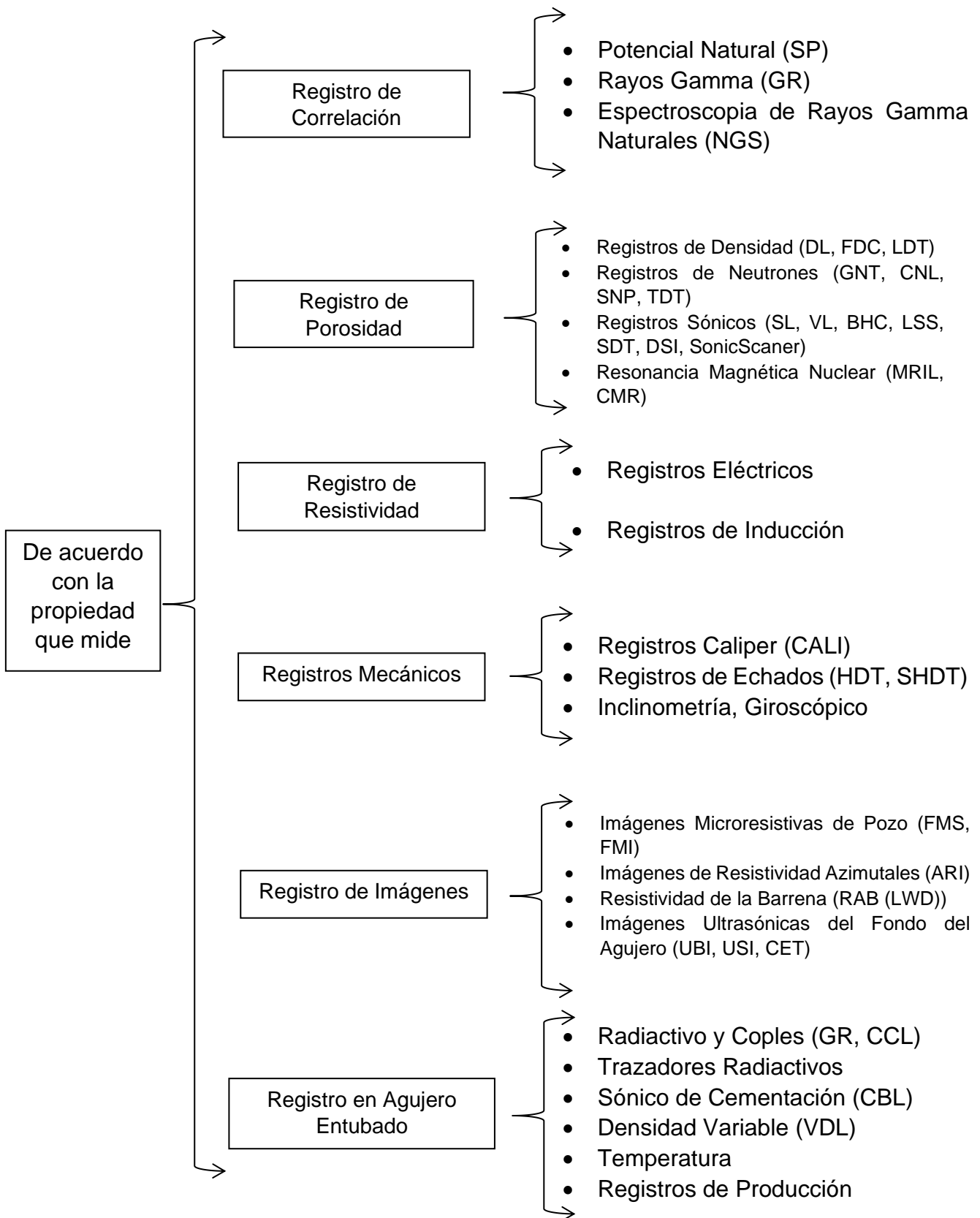
Los registros que mencionaremos en esta tesis, a veces denominados “registros de cable” o “registros de pozo”, se obtienen por medio de equipos de medición (herramientas de registro) colocados en un cable en el pozo. Las mediciones se transmiten por el cable (que contiene uno o varios conductores) a un laboratorio de superficie o unidad de computadora. Se puede ejecutar una gran cantidad de registros diferentes, que registran una propiedad diferente de las rocas penetradas por el pozo (Serra, 1988).

El registro de pozo se realiza después de una interrupción o de la finalización de la actividad de perforación, y por lo tanto se distingue de los “registros de perforación” y “registros de lodo” obtenidos de las operaciones de perforación (Serra, 1988).

Algunos parámetros básicos que pueden medirse a lo largo del pozo incluyen:

- Tamaño
- Orientación
- Temperatura
- Presión
- Radiactividad natural de las rocas
- Propiedades eléctricas y acústicas de las rocas
- Características de resonancia magnética

2.1.1. Clasificación de los Registros Geofísicos de Pozo



2.1.2. Registro Eléctrico

La teoría del registro eléctrico se basa en el principio del funcionamiento de un sistema de electrodos, unos se emplean para enviar corriente a la formación, mientras que otros miden la caída de potencial ocasionada por la circulación de esta corriente. Esta diferencia de potencial es producto de la resistividad de la formación por la corriente que la atraviesa. La resistividad registrada por cada conjunto de electrodos es afectada por las resistividades y dimensiones geométricas del medio circundante (diámetro variable del agujero, profundidad de investigación, espesor de capa, formaciones adyacentes etc.) (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008).

La corriente puede ser producida y medida por dos métodos. Las herramientas de electrodos (también llamadas dispositivos galvánicos) tienen electrodos en la superficie de la herramienta para emitir corriente y medir la resistividad de la formación. Las herramientas de inducción usan bobinas para inducir una corriente y medir la conductividad de la formación. Estos dos tipos de herramientas tienen muchas variaciones, que se resumen en la Tabla 2.1. En muchos casos, es deseable utilizar herramientas de electrodo y de inducción para producir un único registro de resistividad (Asquith & Krygowski, 2004). Por ejemplo, se podría usar un dispositivo de electrodo para medir la resistividad de la zona invadida mientras se usa un dispositivo de inducción para medir la zona no invadida.

Se desarrollaron dos tipos distintos de herramientas de electrodos, normal y de lateral (laterolog). Difieren entre sí en la configuración de sus electrodos. El lateral tiene un patrón de electrodo asimétrico (con respecto al eje de la herramienta) y es muy diferente en su interpretación que las curvas normales (Asquith & Krygowski, 2004). En ambos casos, una corriente de magnitud se hace circular entre los electrodos **A** y **B**, se mide la diferencia de potencial entre los electros **M** y **N** localizados sobre dos esferas equipotenciales (Figura 2.1) (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008).

En todos los casos, registros de electrodos, registros de inducción y laterologs, se realizan al menos dos mediciones de resistividad como parte del servicio. Estas medidas buscan interrogar a la formación a diferentes distancias del pozo, solo para que se pueda detectar la invasión en la formación y para que se pueda determinar la resistividad de la parte de la formación no perturbada por el proceso de perforación (la verdadera resistividad del pozo) (Asquith & Krygowski, 2004).

Tabla 2. 1. Clasificación de los registros de resistividad. (Asquith & Krygowski, 2004)

Registros de Inducción [registros de bobina] (medir la conductividad)		
Inducción (profundo y medio)		
Dispositivos Galvánicos [registros de electrodos y laterolog] (medir la resistividad de la formación)		
Normal	Microlaterolog (MLL)	
Lateral	Microlog (ML)	
Laterolog (profundo y poco profundo)	Registro de Proximidad (PL)	
Registro Enfocado Esférico (SFL)	Microregistro Enfocado Esférico (MSFL)	
Registro de Resistividad Profunda de Investigación		
<i>Zona Enrojecida (Rxo)</i>	<i>Zona Invasada (Ri)</i>	<i>Zona no invadida (Rt)</i>
MicroLog (ML)	Normal Corta (SN)	Normal Larga (LN)
Microlaterolog (MLL)	Laterolog 8 (LL8)	Registro Lateral
Registro de Proximidad (PL)	Registro Enfocado Esférico (SFL)	Registro de Inducción Profunda (ILd)
Microregistro Enfocado Esférico (MSFL)	Registro de Inducción media (ILm)	Laterolog Profundo (LLd)
	Laterolog poco profundo (LLs)	Laterolog 3 (LL3)
		Laterolog 7 (LL7)

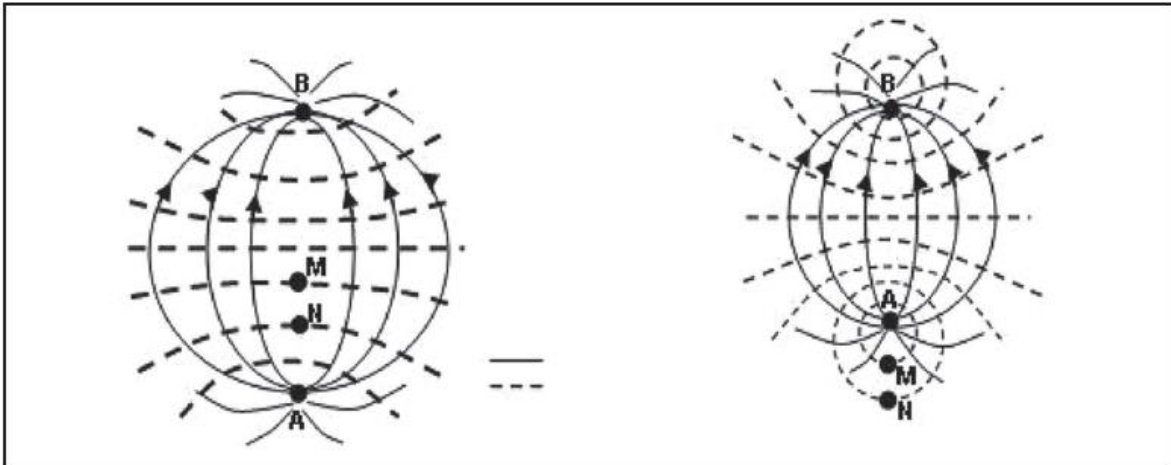


Figura 2. 1. Diferencia de potencial entre los electrodos M y N localizados sobre dos esferas concéntricas equipotenciales. (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008)

Los registros resistivos son presentados con una escala logarítmica que va 0.2 a 2,000 ohm·m (Figura 2.2).

Aplicaciones

Los registros eléctricos fueron desarrollados para encontrar hidrocarburos, este sigue siendo su principal uso cuantitativo. Sin embargo, la resistividad de una formación es una de sus características típicas y puede aportar información sobre litología, textura, facies, sobrepresión y aspectos de la roca generadora (Rider, 2002).

Los registros eléctricos dan respuestas características en algunas litologías, por ejemplo: yeso (1000 ohm·m), anhidrita (10,000 ohm·m), halita (10,000 ohm·m), carbón (variable, 100 ohm·m) dolomitas y calizas compactas (80-6,000 ohm·m) (Asquith & Krygowski, 2004).

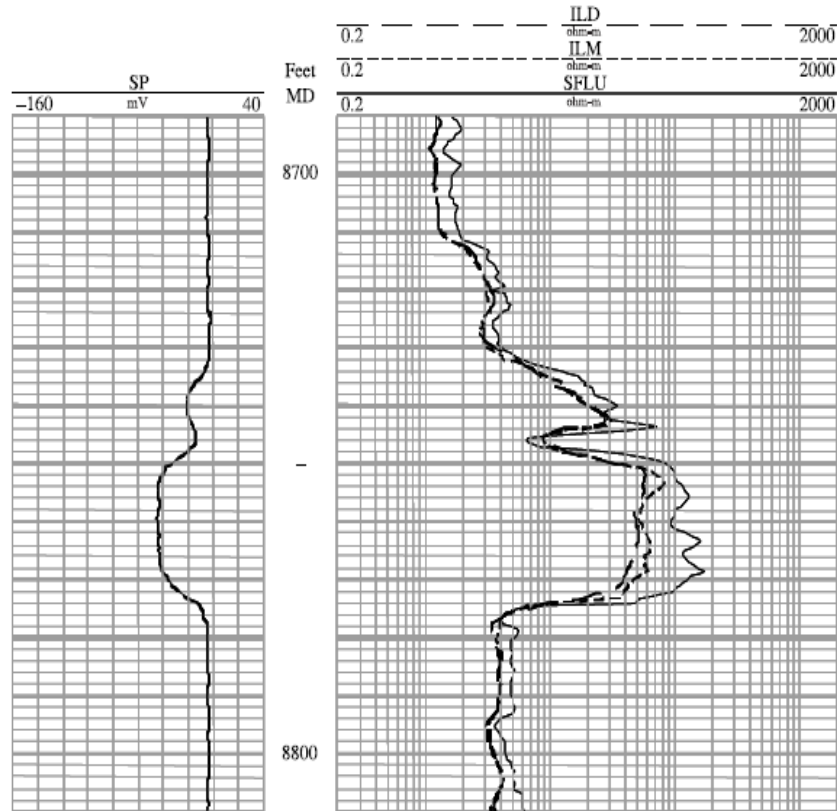


Figura 2. 2. Ejemplo de registro de doble laterolog a través de una zona que contiene hidrocarburos. (Asquith & Krygowski, 2004)

2.1.3. Registro de Rayos Gamma

El registro de rayos gamma es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. Esta radiación se emite desde tres tipos principales de elementos de fuente: ^{40}K , ^{232}Th o ^{238}U (Serra, 1988).

En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad a menos que contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas, sales de Uranio o

residuos de granito estén presentes, o que las aguas de formación contengan sales radiactivas disueltas.

La sonda de rayos gamma contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. Actualmente se emplean contadores de centelleo acoplados con un fotomultiplicador y un amplificador-discriminador para esta medición, ya que son mucho más eficaces que los contadores Geiger Mueller que se usaban en el pasado (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramírez Maldonado, 2008).

La unidad aceptada en el registro es la unidad API (Instituto Americano de Petróleo, por sus siglas en inglés) (Rider, 2002), la definición de esta unidad de radiactividad proviene de una formación radioactiva artificial, construida en las instalaciones de la Universidad de Houston. Esta formación contiene aproximadamente un 4% de K, 24 ppm de Th y 12 ppm de U, y se definió en 200 unidades API.

La respuesta de un dispositivo de rayos gamma GR_{API} está dada por:

$$GR_{API} = \alpha \text{}^{238}U_{ppm} + \beta \text{}^{232}Th_{ppm} + \gamma \text{}^{39}K_{\%} \quad (2.1)$$

donde los subíndices se refieren a las unidades de concentración de masas del isotopo (Ellis & Singer, 2007).

Aplicaciones

El registro de rayos gamma principalmente se utiliza cuantitativamente para derivar el volumen de arcilla. Cualitativamente se puede utilizar para correlacionar, sugerir facies y secuencias e identificar litología (arcillosidad) (Rider, 2002). También se emplea para la detección y evaluación de minerales radiactivos, como Potasio o Uranio.

El registro de rayos gamma forma parte de la mayoría de los programas de registro tanto en agujero abierto como en agujero entubado (para correlación y disparos). Adicionalmente, gracias a su facilidad de combinación con otras herramientas de registro, el registro rayos gamma permite la correlación precisa de registros hechos

en una corrida con los que se hicieron en una corrida diferente (Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramirez Maldonado, 2008).

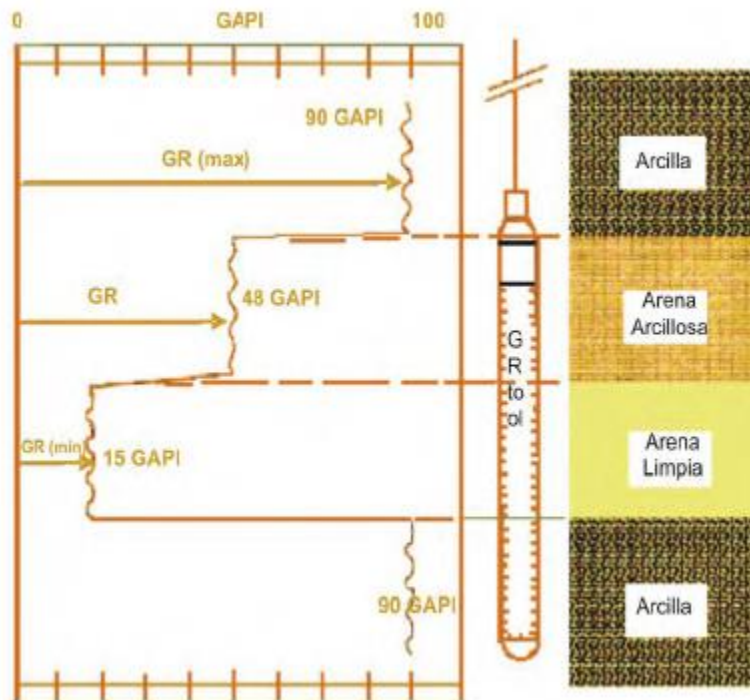


Figura 2. 3. Registro de rayos gamma.
(Ramos Rodriguez, Zinat Conte, & Ramirez Maldonado, 2008)

2.1.4. Registro de Densidad

El registro de densidad es una lectura continua de la densidad aparente de una formación. Geológicamente, la densidad aparente es función de los minerales que forma una roca (por ejemplo, la matriz) y del volumen de los fluidos libre que encierra (Rider, 2002).

El registro de Densidad es un dispositivo que va pegado a la pared, tiene una fuente de rayos gamma y dos detectores (Figura 2.4). El flujo de rayos gama que se recibe en los detectores es función de la dispersión producida por el efecto de Compton y que a su vez es función de la densidad electrónica de la roca. La densidad electrónica está relacionada a la densidad del elemento solo si el número de protones es igual al número de neutrones (Arroyo Carrasco, s.f.).

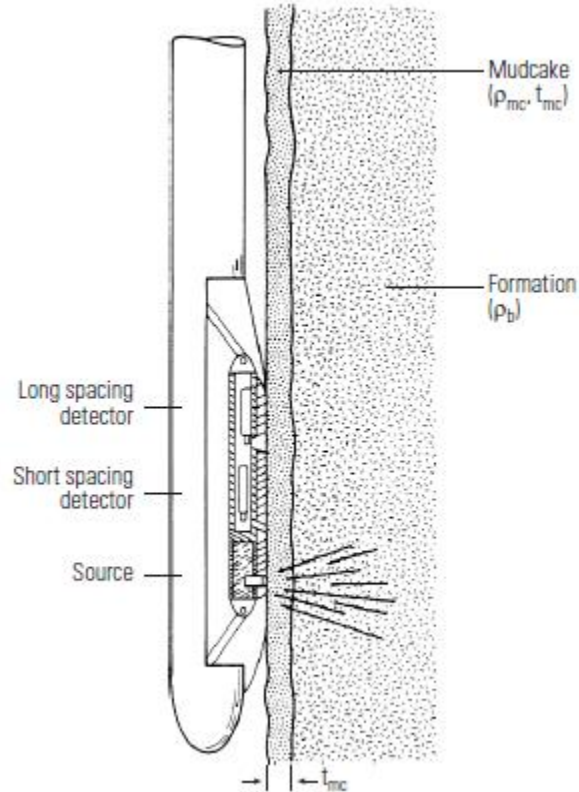


Figura 2. 4. Dispositivo de densidad de formación aplicado a la pared del pozo. (Ellis & Singer, 2007)

La profundidad de investigación del registro es de aproximadamente 4 pulgadas, esto significa que detectará parte de la zona de enjarre. El registro es sensible a la presencia de gas, especialmente si la porosidad es alta y la presión del gas baja (Arroyo Carrasco, s.f.).

Tabla 2. 2. Lista de las densidades de matriz más usuales. (Arroyo Carrasco, s.f.)

Mineral	ρ_{ma} gr/cm ³
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2.03

Aplicaciones

Cuantitativamente, el registro de densidad se utiliza para calcular la porosidad e indirectamente, la densidad de hidrocarburos. Cualitativamente, es un indicador litológico útil, puede usarse para identificar ciertos minerales, puede ayudar a evaluar el contenido de materia orgánica de la roca generadora y puede ayudar a identificar la sobrepresión y la porosidad de fractura (Rider, 2002).

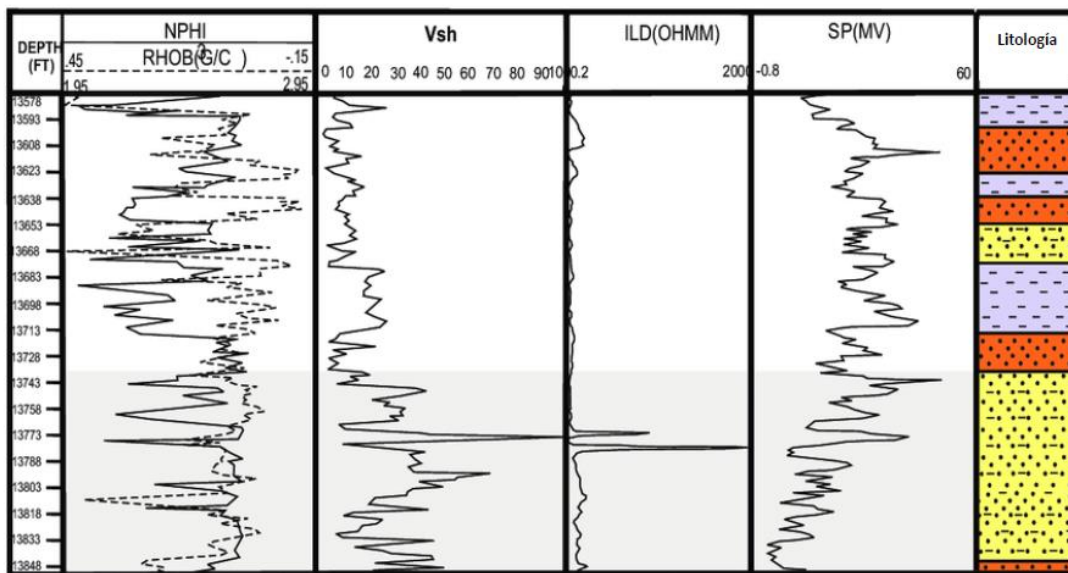


Figura 2. 5. Respuesta del registro de densidad. (Sociedad Geológica de la India, 2014)

2.1.5. Registro de Factor Fotoeléctrico

El registro del factor fotoeléctrico (PEF) o registro de litodensidad es un registro continuo del índice de formación de la sección transversal de absorción fotoeléctrica efectiva. El índice de absorción fotoeléctrica depende en gran medida del número atómico promedio (Z), de los constituyentes de la formación y la litología (Rider, 2002).

Cuando los rayos gamma, emitidos por la fuente de $^{137}\text{Cesio}$, llegan a la formación, interactúan con el electrón de los átomos. Colisión tras colisión pierden su energía (dispersión de Compton) hasta alcanzar un nivel de energía tan bajo que serán

absorbidos (efecto fotoeléctrico) (Serra, 1988). La técnica de comparar la propagación de rayos gamma a energías más altas y más bajas se puede utilizar para determinar la amplitud de absorción debida al efecto fotoeléctrico y así deducir el factor fotoeléctrico de la roca (Ellis & Singer, 2007).

Aplicaciones

El índice de absorción fotoeléctrica se utiliza principalmente de manera cuantitativa como indicador de matriz. Cualitativamente, se puede utilizar para indicar litología y ciertos minerales, principalmente diagenéticos.

El uso del registro de litodensidad está restringido por el hecho de que no es efectivo en pozos con lodo de perforación cargado con barita (Rider, 2002).

Tabla 2. 3. Valores del factor fotoeléctrico comunes. (Rider, 2002)

Nombre	PEF
Cuarzo	1.81
Calcita	5.08
Dolomita	3.14
Barita	266.8
Agua	0.36
Agua Salada (120,000 ppm)	0.81
Petróleo	0.13
Gas	0.095

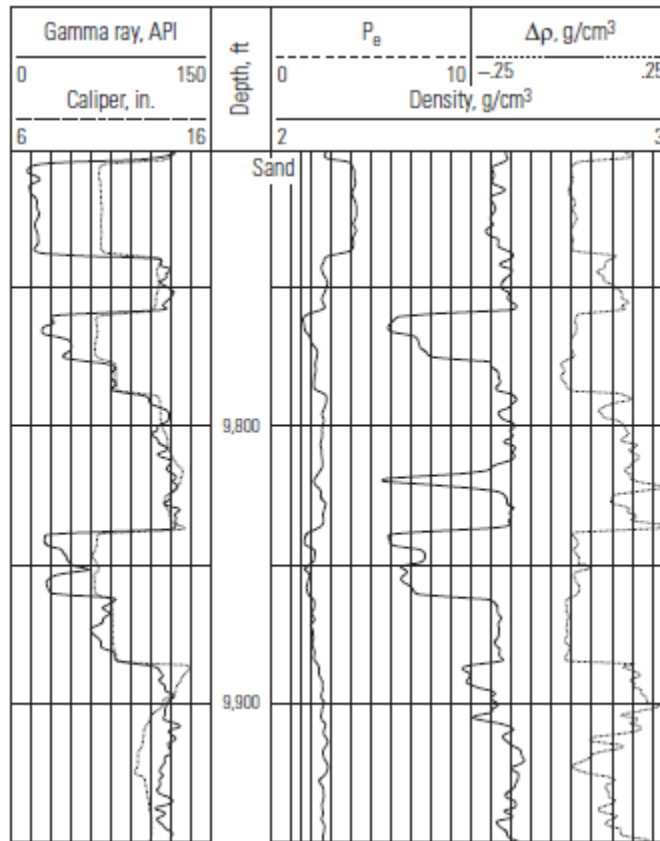


Figura 2. 6. Respuesta de los registros de densidad y factor fotoeléctrico. (Ellis & Singer, 2007)

2.1.6. Registro de Neutrón

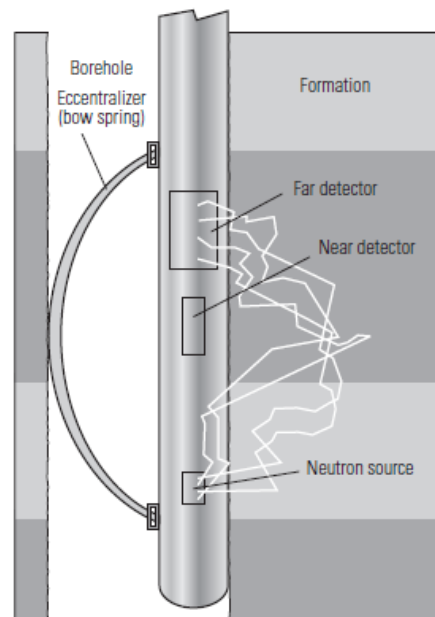
El registro de neutrón proporciona una lectura continua de la reacción de una formación al bombardeo de neutrones rápidos (Rider, 2002).

El presente de medición se basa en el hecho de que el hidrógeno, con su sección transversal de dispersión relativamente grande y su pequeña masa, es muy eficiente en la desaceleración de los neutrones rápidos. Una medida de la distribución espacial de los neutrones epitermales resultantes de la interacción de fuentes de neutrones de alta energía con una formación se puede relacionar con su contenido de hidrogeno (Ellis & Singer, 2007).

Lo que la herramienta mide es el flujo de neutrones a un nivel de energía particular, de acuerdo con esto mide cuanta energía de los neutrones ha disminuido a partir

de la fuente. La alta energía de los neutrones disminuye por la colisión con los núcleos de varios elementos en la formación. Los elementos que tienen una masa atómica muy cercana a la de los neutrones tienden a detenerlos, como es el caso del hidrógeno (Arroyo Carrasco, s.f.).

Una versión simple del dispositivo, ilustrada en la Figura 2.7, consiste en una fuente de neutrones rápidos como Pu-Be o Am-Be, con una energía promedio de varios MeV; algo de blindaje contra la radiación bien colocado; y un detector (o dos), sensible a neutrones de mucha menor energía, a cierta distancia de la fuente. Dos categorías generales se distinguen por el rango de energía del neutrón detectado, epitermal o termal (Ellis & Singer, 2007).



**Figura 2. 7. Esquema de una herramienta de registro de neutrón.
(Ellis & Singer, 2007)**

Aplicaciones

Cuantitativamente, el registro de neutrón se utiliza para medir la porosidad. Cualitativamente. Es un excelente discriminador para gas y petróleo. Se puede utilizar geológicamente para identificar litología bruta, evaporitas, minerales hidratados y rocas volcánicas. Cuando se combina con el registro de densidad en

escalas compatibles, es uno de los mejores indicadores de litología del subsuelo disponibles (Rider, 2002).

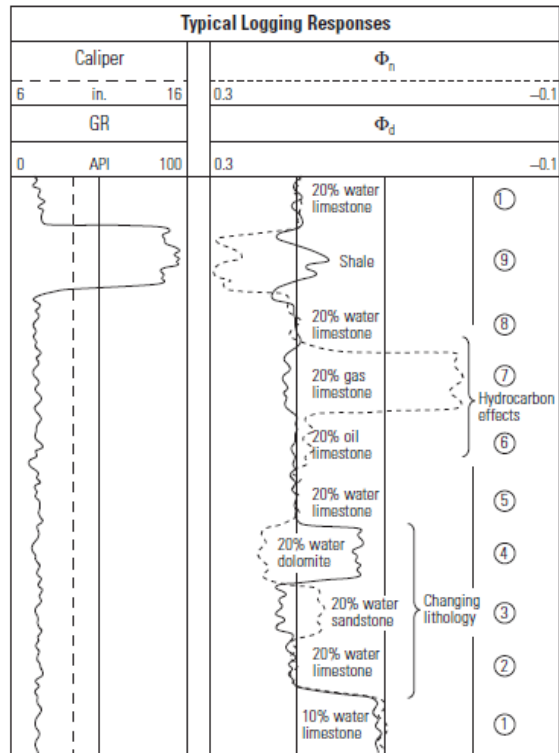


Figura 2. 8. Respuestas hipotéticas de registros de neutrón y densidad. (Ellis & Singer, 2007)

2.1.7. Registro Sónico

El registro sónico proporciona el tiempo de tránsito del intervalo de una formación, designado Δt (el recíproco de la velocidad). Es una medida de la capacidad de la formación para transmitir ondas sonoras. Geológicamente, esta capacidad varía con la litología y la textura de las rocas, especialmente la porosidad (Rider, 2002).

El registro sónico es un registro de porosidad que mide intervalos de tiempo de tránsito de una onda de sonido compresional emitida por un transmisor que viaja a través de la formación a lo largo del eje del pozo (Asquith & Krygowski, 2004) por

un dispositivo con dos receptores (Figura 2.9). La técnica consiste en medir la diferencia en los tiempos de llegada a los transductores. Esta diferencia dividida por el lapso entre los dos detectores produce un tiempo de tránsito Δt , o lentitud para la formación (Ellis & Singer, 2007).

Un transmisor de herramienta sónica generalmente produce frecuencias de fuente de entre 10 - 40 kHz o 10,000 - 40,000 ciclos por segundo (Rider, 2002).

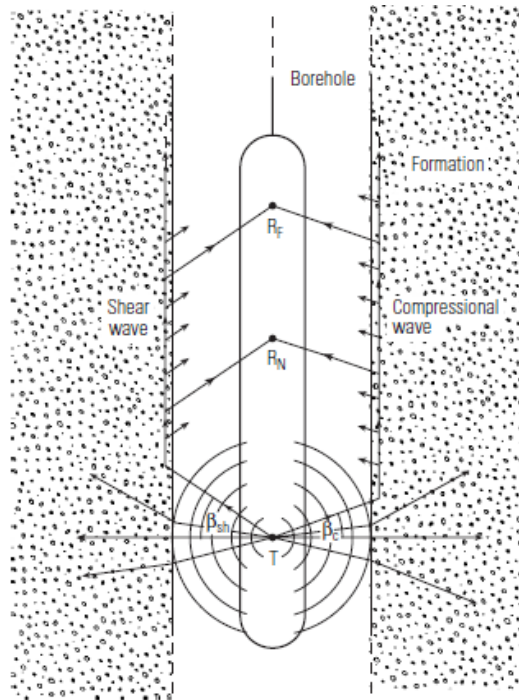


Figura 2. 9. Herramienta sónica estándar.
(Ellis & Singer, 2007)

Aplicaciones

Cuantitativamente, el registro sónico se usa para evaluar la porosidad en los agujeros llenos de líquido. Cualitativamente, para el geólogo, el registro sónico es sensible a variaciones texturales sutiles en arenas y lutitas. Puede ayudar a identificar la litología y puede ayudar a rocas indicativas de origen, compactación normal y sobrepresión y, en cierta medida, fracturas (Rider, 2002).

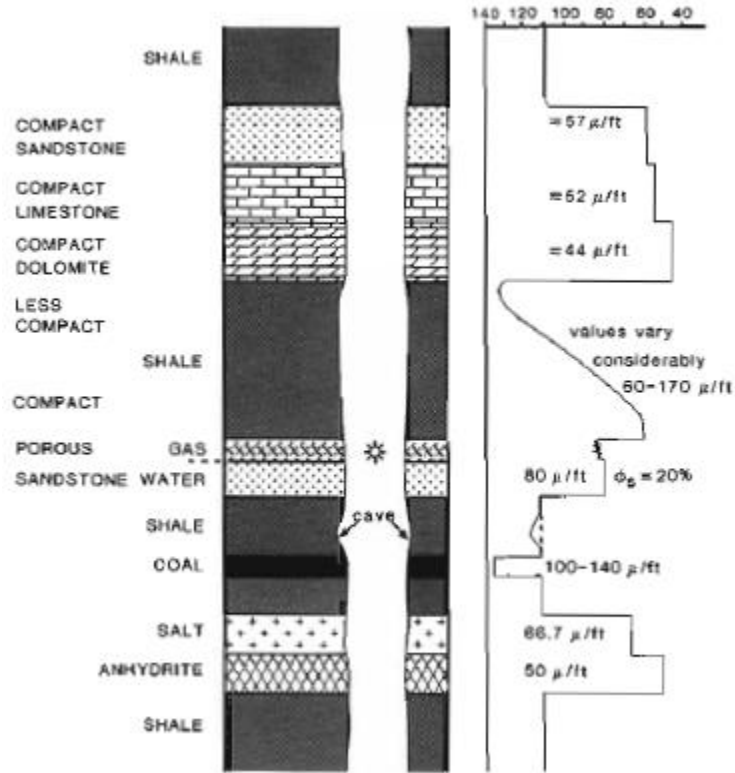


Figura 2. 10. Registro sónico. (Rider, 2002)

2.2. Petrofísica

2.2.1. Concepto de Petrofísica

El material geológico que forma un yacimiento para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del yacimiento (Tiab & Donaldson, 2004).

La petrofísica es el estudio de las propiedades de las rocas y de las propiedades de los fluidos dentro de las rocas (Alyafei, 2021). Estas propiedades incluyen: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, entre otras. Se requiere un conocimiento de estas propiedades para cualquier yacimiento de hidrocarburos para un desarrollo, gestión y predicción eficientes del rendimiento del campo petrolero (Tiab & Donaldson, 2004).

El papel clave de la petrofísica es evaluar las propiedades de la roca colocando herramientas de medición en el pozo (Alyafei, 2021). La comprensión de estas propiedades petrofísicas nos ayuda a:

- La estimación de la cantidad de hidrocarburos presentes en los yacimientos.
- Comprender como fluirán los hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo durante la producción.

2.2.2. Volumen de Arcilla

Una arcilla es un sedimento natural de grano extremadamente fino que consta de partículas de menos de 1/256 mm de diámetro. Contiene minerales arcillosos y

pequeñas cantidades de cuarzo, carbonato, óxidos de hierro y otras impurezas como la materia orgánica (Serra, 1988).

Petrofísicamente, se llama arcilla a una gran cantidad de materiales sedimentarios de granulometría fina y mineralógicamente poco definidos (García Mora & Valera González, 2016).

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. La mayoría de las formaciones presenta un porcentaje de arcilla y sus efectos principales son el disminuir la porosidad y la permeabilidad significativamente, además de alterar la saturación de los fluidos. (García Mora & Valera González, 2016).

El volumen de arcilla es uno de los parámetros clave que se utilizan para corregir los cálculos de porosidad y saturación de agua, debido a los efectos que produce la arcilla unida al agua sobre los valores de estas propiedades (Crain, 2004).

2.2.3. Porosidad

La porosidad es una propiedad volumétrica fundamental de la roca: describe el potencial de almacenamiento del volumen de fluidos e influye en la mayoría de las propiedades de la roca (Schön, 2011).

Los granos de arena y las partículas de materiales de carbonato que conforman los yacimientos de arenisca y caliza generalmente nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en la forma. El espacio vacío creado a través de las capas entre los granos, llamado espacio poroso, está ocupado por fluidos (Tiab & Donaldson, 2004). Básicamente, porosidad es definido como la capacidad de almacenamiento que puede indicar que cantidad de fluido puede almacenar el espacio poroso (Alyafei, 2021).

La porosidad de un yacimiento se define como la fracción del volumen total del yacimiento que no está ocupada por la estructura sólida del depósito (Tiab & Donaldson, 2004). Esto puede ser expresado como:

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total}} = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de minerales sólidos}}{\text{volumen total}} \quad (2.2)$$

2.2.3.1. Factores que rigen la magnitud de la porosidad

Los factores que rigen la magnitud de la porosidad en las rocas sedimentarias son:

Empaquetamiento de las partículas

Diferentes arreglos de empaque conducen a diferentes porosidades. Fraser y Graton (1935) determinaron la porosidad de varios arreglos de empaques de esferas uniformes. El sistema cúbico (Figura 2.11), o de paquete ancho, tiene una porosidad del 47.6%, mientras que un sistema romboédrico (Figura 2.12), o de paquete cerrado, tiene una porosidad del 25.9% (Tiab & Donaldson, 2004).

La porosidad para cualquier sistema es independiente del tamaño de esfera. Sin embargo, si las esferas más pequeñas se mezclan entre las esferas de cualquier otro de los sistemas, la proporción del espacio de poros con el marco sólido se reduce y la porosidad solida se reduce (Figura 2.13) (Tiab & Donaldson, 2004).

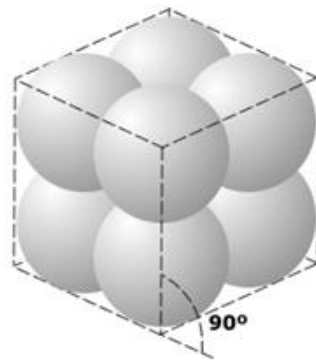


Figura 2. 11. Empaquetamiento cúbico. (La Comunidad Petrolera, s.f.)

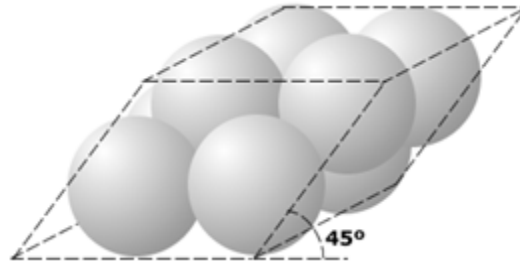


Figura 2. 12. Empaquetamiento romboédrico.
(La Comunidad Petrolera, s.f.)

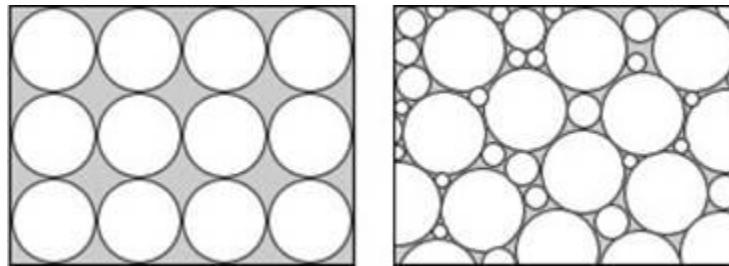


Figura 2. 13. Empaquetamiento cúbico de granos del mismo tamaño (izquierda) y con granos de diferentes tamaños (derecha).
(La Comunidad Petrolera, s.f.)

Grado de cementación

La cementación se lleva a cabo tanto en el momento de la litificación como durante la alteración de las rocas al circular el agua subterránea. El proceso es esencialmente el de llenar espacios con material mineral (Tiab & Donaldson, 2004). La presencia de más materiales cementantes disminuye la porosidad por lo que disminuye el espacio vacío disponible para el almacenamiento de hidrocarburos (Alyafei, 2021).

Compactación

La compactación tiende a perder huecos y exprime el líquido para acercar las partículas de los minerales, especialmente las rocas sedimentarias de grano más fino (Tiab & Donaldson, 2004), por lo que reduce el volumen de poros de la roca y reduce la porosidad.

Vúgulos, disolución y fracturas

Estos son formados después de la deposición e incrementan la porosidad de las rocas. La disolución es cuando los minerales se disuelven con el tiempo. Algunos minerales son disueltos en agua. Los vúgulos son poros agrandados que se forman por disolución. Una fractura es una ruptura o separación en una formación de roca (Alyafei, 2021).

Las porosidades de los yacimientos de petróleo varían del 5% al 30%, pero con frecuencia deben estar entre el 10% y el 20% (Tabla 2.4) (Tiab & Donaldson, 2004).

Tabla 2. 4. Rango de porosidades. (Tiab & Donaldson, 2004)

0 – 5 %	Despreciable
5 – 10 %	Pobre
10 – 15 %	Justa
15 – 20 %	Buena
> 20 %	Muy Buena

2.2.3.2. Clasificación de la porosidad

La porosidad tiene dos tipos de clasificaciones: geológica y de ingeniería.

Clasificación geológica

Esta clasificación se basa en si los espacios de poros en los que se encuentran los fluidos se originaron cuando se colocaron los estratos sedimentarios o si se formaron a través de procesos posteriores como diagénesis, catagénesis., tensiones de la tierra y/o soluciones por agua que fluyen a través de la roca (Tiab & Donaldson, 2004).

- **Porosidad primaria.** Es la porosidad original que se desarrolla durante la deposición de los sedimentos. Puede ser intergranular, porosidad entre granos, o intragranular, porosidad dentro los granos mismos. (Alyafei, 2021).

- **Porosidad secundaria.** Es el resultado de procesos geológicos después del depósito de los sedimentos que resultan en vóculos y fracturas (Alyafei, 2021).

La porosidad primaria es dominante en las rocas sedimentarias clásticas, como areniscas, y conglomerados. En los yacimientos de carbonatos, la porosidad secundaria es mucho más importante que la porosidad primaria. Sin embargo, ambos tipos de porosidad a menudo ocurren en el mismo yacimiento (Tiab & Donaldson, 2004).

Clasificación de ingeniería

Durante la sedimentación y la litificación, algunos de los espacios de poros desarrollados inicialmente se aislaron de los otros espacios porosos por diversos procesos diagenéticos y catagenéticos. De esta forma, muchos de los poros estarán interconectados, mientras que otros estarán completamente aislados (Tiab & Donaldson, 2004).

- **Porosidad total.** Es la relación entre el espacio vacío total en la roca y el volumen total de la roca, independientemente de si esos espacios vacíos están interconectados o no (Tiab & Donaldson, 2004).
- **Porosidad efectiva.** Es el volumen de poros interconectados dividido entre el volumen total de la roca (Alyafei, 2021).

La porosidad de mayor importancia es la efectiva, debido a que esta representa el volumen de espacios de la roca que puede estar ocupada por fluidos móviles (Tiab & Donaldson, 2004).

2.2.4. Saturación de Fluidos

La disposición de los granos suele dejar espacios llenos de fluidos: agua, aire, gas, petróleo, etc. La cantidad de fluido que contiene una roca depende del espacio poroso disponible en la roca (Serra, 1988).

La saturación de fluido es el volumen de un fluido particular en una roca dividido entre el volumen de poros. Se puede clasificar la saturación dentro de tres categorías: saturación de agua, saturación de petróleo, o saturación de gas (Alyafei, 2021). La saturación de agua (S_w), es el volumen de agua en la roca dividido entre el volumen de poros:

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua en la roca } (V_w)}{\text{Volumen total de poros en la roca } (V_p)} \quad (2.3)$$

Se pueden escribir expresiones similares para la saturación de petróleo y para la saturación de gas.

La suma de las saturaciones de todos los fluidos en un yacimiento debe ser igual a 1 ya que los poros deben estar llenos con al menos un fluido (Alyafei, 2021). Si el yacimiento contiene agua, petróleo y gas, entonces lo anterior queda como:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.4)$$

Debido a la diferencia en la densidad de los fluidos, un yacimiento de petróleo se forma de tal manera que, de la cima a la base del estrato, habrá gas, petróleo y agua (Tiab & Donaldson, 2004), así como se muestra en la Figura 2.14.

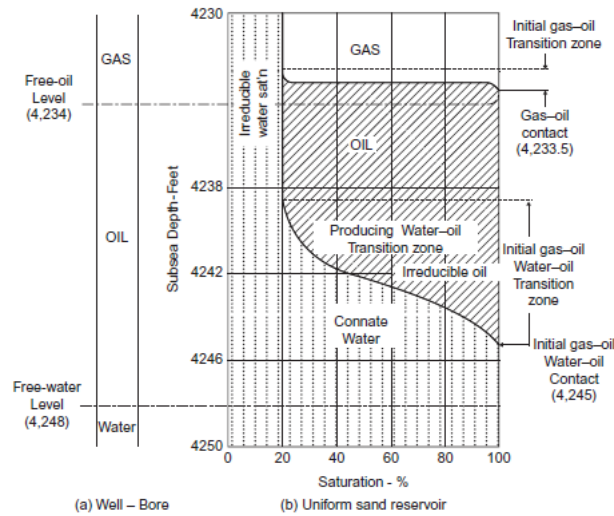


Figura 2. 14. Distribución de los fluidos en yacimientos. (Tiab & Donaldson, 2004)

Sin embargo, el agua connata casi siempre se encuentra en todo el yacimiento. El agua connata es el agua de mar atrapada en los espacios porosos de los sedimentos durando su deposición y litificación (Tiab & Donaldson, 2004).

La cantidad de agua connata presente en el espacio poroso varía del 100% de la zona de petróleo a teóricamente cero a alturas por encima del nivel de agua libre. En casos prácticos existe un contenido casi constante de agua connata irreducible (S_{wirr}) sobre la zona de transición. Esta zona corresponde a la zona de variación entre la saturación de agua y la saturación de petróleo o gas. Los pozos completados dentro de esta zona producirán hidrocarburos y agua, y los pozos por encima de esta zona producirán solo hidrocarburos (Tiab & Donaldson, 2004).

2.2.5. Permeabilidad

Además de ser porosa, las rocas en los yacimientos deben tener la capacidad de permitir que el fluido fluya a través de sus poros interconectados. Esta capacidad se denomina permeabilidad (Tiab & Donaldson, 2004).

La permeabilidad relaciona el flujo laminar del fluido con una sección transversa macroscópica de una roca, con la viscosidad del fluido y con el gradiente de presión del fluido. La movilidad es el producto de la permeabilidad y la viscosidad del fluido (Schön, 2011).

La permeabilidad de una roca es una medida de la facilidad con la que un fluido de cierta viscosidad puede fluir a través de ella, bajo un gradiente de presión (Serra, 1988).

En 1856, el ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluidos que desde entonces se ha convertido en una de las herramientas estándar para el cálculo de la permeabilidad (Tiab & Donaldson, 2004). La ecuación usada para medir la permeabilidad de un núcleo es:

$$v = \frac{q}{A_c} = - \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{dp}{dl} \right) \quad (2.5)$$

donde:

v = velocidad del fluido

q = relación de flujo

k = permeabilidad de la roca porosa

A_c = área transversal de la muestra

μ = viscosidad del fluido

l = longitud de la muestra

dp/dl = gradiente de presión

Reordenando términos se tiene:

$$k = \frac{q\mu L}{(P_1 - P_2)A_c} \quad (2.6)$$

Dependiendo de la composición del fluido, la permeabilidad puede distinguirse entre:

- **Permeabilidad absoluta (k).** Es una medida de la facilidad de un fluido a fluir en un medio poroso.

- **Permeabilidad relativa (k_r).** Es una medida de la facilidad relativa de un fluido a fluir en la presencia de otro fluido inmisible.
- **Permeabilidad efectiva.** Es la capacidad de conductancia del fluido de un medio poroso a un fluido en particular cuando hay más de un fluido presente en el medio poroso. k_o , k_g , k_w , son permeabilidad efectiva del petróleo, gas o agua, respectivamente (Schön, 2011).

Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y permeabilidad secundaria. La permeabilidad primaria se originó en el momento del depósito y la litificación de las rocas sedimentarias. La permeabilidad secundaria resultó de la alteración de la matriz de la roca por compactación, cementación, fracturamiento y disolución.

Mientras que la compactación y la cementación generalmente reducen la permeabilidad, el fracturamiento y la disolución tienden a aumentarla (Tiab & Donaldson, 2004).

La permeabilidad de las rocas en los yacimientos puede variar de 0.1 a 1,000 o más milidarcys. La tabla 2.5 muestra la calidad de un yacimiento determinada por su permeabilidad.

Tabla 2. 5. Calidad de un yacimiento de acuerdo a su permeabilidad. (Tiab & Donaldson, 2004)

Pobre	$k < 1$ mD
Regular	$1 \text{ mD} < k < 10 \text{ mD}$
Moderada	$10 \text{ mD} < k < 50 \text{ mD}$
Buena	$50 \text{ mD} < k < 250 \text{ mD}$
Muy Buena	$k > 250 \text{ mD}$

2.3. Evaluación Petrofísica Básica

2.3.1. Cálculo para el Volumen de Arcilla

Debido a que la arcilla usualmente es más radioactiva que la arena o carbonato, el registro de rayos gamma puede ser usado para calcular el volumen de arcilla en yacimientos porosos. El volumen de arcilla se expresa como una fracción decimal o porcentaje y se representa como v_{sh} (Asquith & Krygowski, 2004).

Calcular el índice de rayos gamma es el primer paso necesitado para determinar el volumen de arcilla de un registro de rayos gamma:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.7)$$

donde:

I_{GR} = índice de rayos gamma

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

GR_{min} = valor mínimo de rayos gamma (arenas o carbonatos limpios)

GR_{max} = valor máximo de rayos gamma (arcillas)

El registro de rayos gamma tiene respuestas empíricas no lineales, así como una respuesta lineal (ecuación 2.7). Las respuestas no lineales se basan en el área geográfica o en la edad de la formación, o si hay otra información suficiente disponible de elegir para adaptarse a la información local. En comparación con la respuesta lineal, todas las relaciones no lineales son más optimistas; es decir, producen un valor de volumen de arcilla menor al de la ecuación lineal (Asquith & Krygowski, 2004).

Las respuestas no lineales (Figura 2.15) son:

Larionov (1969) para rocas jóvenes (Terciario)

$$v_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \times I_{GR}} - 1) \quad (2.8)$$

Steiber (1970)

$$v_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (2.9)$$

Clavier (1971)

$$v_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} - 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (2.10)$$

Larionov (1969) para rocas viejas

$$v_{sh} = 0.33 \times (2^{2 \times I_{GR}} - 1) \quad (2.11)$$

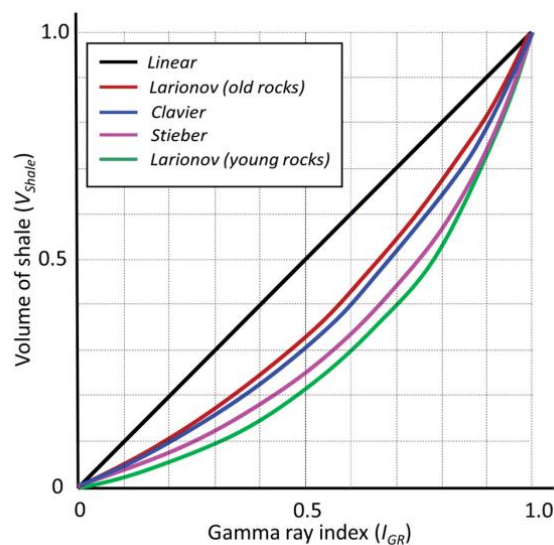


Figura 2. 15. Comparación del método lineal y métodos no lineales en el cálculo del volumen de arcilla. (Asquith & Krygowski, 2004)

2.3.2. Cálculo de la Porosidad

2.3.2.1. Porosidad total

Se refiere al volumen total de poros presentes en la roca por unidad de volumen de la roca. Puede ser medido en porcentaje o en fracción decimal. Puede ser medida en laboratorio mediante técnicas de análisis de núcleos o también se puede medir mediante registros geofísicos de pozos, como los de densidad, neutrón, sónico y resonancia magnética nuclear. Aunque cada uno produce un valor de porosidad a partir de mediciones básicas, ninguno mide la porosidad directamente (Asquith & Krygowski, 2004).

Porosidad a partir del registro de neutrón

En formaciones limpias donde la porosidad está llena de agua o aceite, el registro de neutrón mide la porosidad llena de líquido. Debido a que el hidrógeno en una formación porosa se concentra en los poros llenos de líquido, la pérdida de energía puede estar relacionada con la porosidad de la formación (Asquith & Krygowski, 2004).

$$\phi_T = \phi_N \quad (2.12)$$

donde:

ϕ_T = porosidad total

ϕ_N = lectura del registro de neutrón

Porosidad a partir del registro de densidad

La densidad aparente de la formación está en función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido en los poros. Para determinar la porosidad de

densidad, se debe conocer la densidad de la matriz y el tipo de fluido en la formación (Asquith & Krygowski, 2004). La fórmula para calcular la porosidad de densidad es:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.13)$$

donde:

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_b = valor de la densidad medida en el registro

ρ_f = densidad del fluido de la formación

Porosidad a partir del registro sísmico

La porosidad sísmica puede ser calculada a través de la expresión empírica desarrollada por Wyllie, et al. (1958) para areniscas consolidadas y compactas (Chajid Kairuz, Camargo Puerto, & Amaya Gómez, 2011):

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \quad (2.14)$$

donde:

Δt_{log} = valor leído del sistema sísmico

Δt_{matriz} = valor del tiempo de tránsito en la matriz

Δt_{fluido} = valor de tiempo de tránsito del fluido de formación

Porosidad neutrón-densidad

Está definida como el promedio de la porosidad de densidad y la porosidad neutrón (Chajid Kairuz, Camargo Puerto, & Amaya Gómez, 2011). Se determina con el fin de calcular la porosidad total de la formación rocosa:

$$\phi_T = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (2.15)$$

2.3.2.2. Porosidad efectiva

La porosidad efectiva, en registros geofísicos, se refiere a la porosidad total menos el agua ligada a la arcilla (Schlumberger, 2010). Para calcular la porosidad efectiva de la formación, se hace partiendo del cálculo de porosidad total, a este valor se le debe hacer una corrección por presencia de arcilla (Chajid Kairuz, Camargo Puerto, & Amaya Gómez, 2011) utilizando la siguiente relación:

$$\phi_e = \phi_T(1 - V_{sh}) \quad (2.16)$$

2.3.3. Cálculo de Saturación de Agua

Archie (1942) propuso el modelo más popular y ampliamente utilizado para determinar la saturación de agua en zonas de arenas limpias (no arcillosas). Este modelo se desarrolló principalmente utilizando un enfoque teórico para areniscas limpias y carbonatos con volumen de arcilla nulo (Shedid & Saad, 2018). El modelo de Archie viene dado por la siguiente ecuación:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t\phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.17)$$

donde:

R_w = Resistividad del agua de la formación

R_t = Resistividad verdadera de la formación

a = Factor de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = exponente de saturación

La saturación de agua es el valor más fundamental utilizado en la evaluación de registros. Pero el simple hecho de saber la saturación de agua de una zona no proporciona suficiente información para evaluar completamente el potencial

productivo de una zona (Asquith & Krygowski, 2004). También se debe determinar si:

- Los hidrocarburos son movibles.
- La zona es permeable.
- Existe un volumen comercial de reservas de hidrocarburos recuperables.

2.3.3.1. Volumen de agua aparente

El producto de la saturación de agua de una formación y su porosidad es el volumen de agua aparente (BVW , por sus siglas en inglés) (Asquith & Krygowski, 2004).

$$BVW = S_w * \phi \quad (2.18)$$

Si los valores para el volumen de agua aparente, calculados para diferentes profundidades en una formación, son constantes o muy cercanos a ser constantes, indican que la zona es de un solo tipo de roca y es una zona de saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Cuando una zona es de saturación de agua irreducible, el agua en la zona no invadida (S_w) no se mueve debido a que está retenida en los granos por la presión capilar (Asquith & Krygowski, 2004).

2.3.3.2. Cálculo de la resistividad del agua de la formación

El valor de la resistividad del agua de la formación (R_w) puede variar ampliamente de un pozo a otro en algunos yacimientos debido a parámetros que lo afectan, incluyen la salinidad, la temperatura, la invasión de agua dulce y los cambios en los ambientes de depósito. Sin embargo, se han desarrollado varios métodos para determinar la resistividad del agua del yacimiento, incluido el análisis químico de una muestra de agua producida, usando la curva de potencial espontáneo (SP) y varios métodos empíricos (Tiab & Donaldson, 2004).

Análisis químicos

El análisis químico de muestras de agua no contaminada arroja valores representativos de la resistividad del agua de formación en función de la salinidad de la muestra y la temperatura del yacimiento, usando la Figura 2.16. La salinidad es una medida de la conexión de sales disueltas, las cuales están expresadas en partes por millón (ppm), granos por galón, o gramos por litro de cloruro de sodio (Tiab & Donaldson, 2004).

En la Figura 2.16 se muestra que la resistividad del agua de la formación disminuye al momento en que la temperatura aumenta.

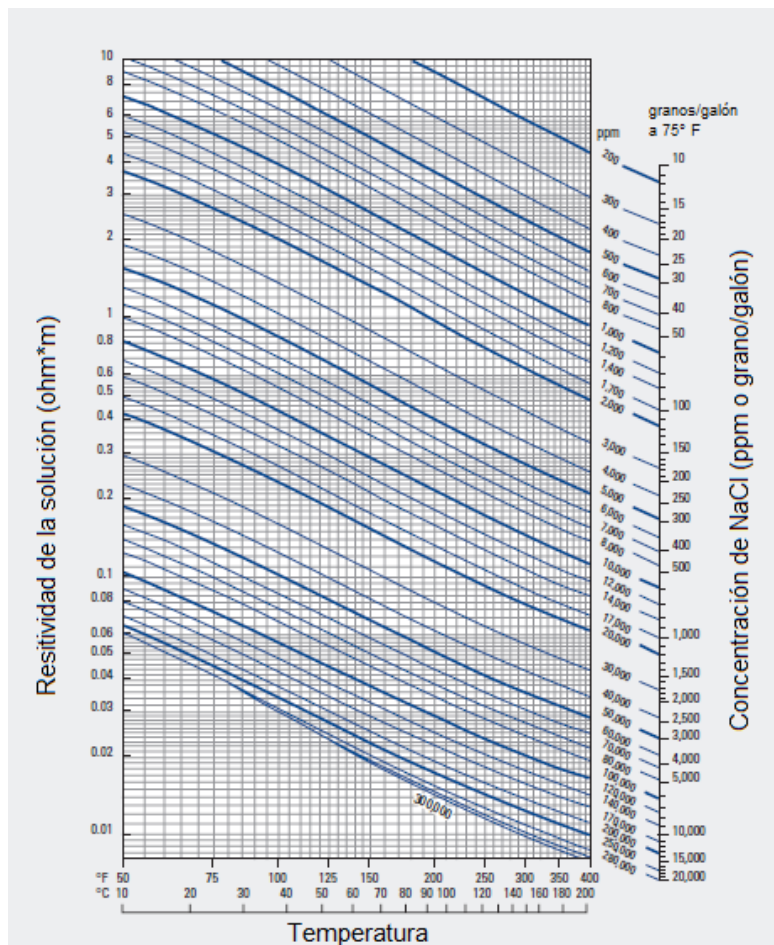


Figura 2. 16. Resistividad del agua como una función de la salinidad y temperatura. (Modificado de Schlumberger, 2010)

Curva de potencial espontáneo (SP)

La curva SP registra el potencial eléctrico o voltaje producido por la interacción del agua connata de la formación, la conductividad del lodo de perforación y la arcilla. Esta curva no puede ser registrada en lodos base aceite, los cuales no permiten el paso de la conductividad. La curva SP es un buen indicador de la salinidad del agua de formación, y, por lo tanto, una excelente herramienta para determinar R_w .

En formaciones limpias, el cálculo de R_w utilizando la curva SP está dado por:

$$R_w = R_{mf} \times 10^{SP/K} \quad (2.19)$$

donde R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo y K es una constante que depende de la temperatura de la formación (Tiab & Donaldson, 2004).

Gráfica de Picket

La gráfica de Picket es una gráfica cruzada que necesita de las curvas de porosidad y de resistividad, de tal manera que a través de los valores de cada variable se va ajustando una línea recta que se encuentra en función de R_w , del exponente de cementación (m) y el factor de saturación (n) (El-Khadragy, Ghorab, Shazly, Ramadam, & El-Sawy, 2014).

La teoría de esta grafica empezó con las fórmulas de Archie (1942). Al reorganizar la ecuación de Archie obtenemos:

$$S_w = I^{-\frac{1}{n}} \quad (2.20)$$

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{R_t}{(FR_w)} \quad (2.21)$$

$$F = a\phi^{-m} \quad (2.22)$$

Las ecuaciones 2.20 y 2.22 pueden ser combinadas para producir:

$$R_t = a\phi^{-m}R_wI = a\phi^{-m}R_wS_w \quad (2.23)$$

Usando el logaritmo base 10, la ecuación 2.23 conduce:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) + \log I \quad (2.24)$$

Esta es la ecuación de una línea recta en un papel logarítmico (Figura 2.17). La línea tiene una pendiente de $-m$ que se determina manualmente midiendo una distancia en el eje R_t (en cm) y dividiéndola por la distancia correspondiente en el eje de Porosidad. La intersección cuando $\phi = 1$ es el valor de R_w , y conociendo el valor de R_w , el valor del factor de tortuosidad (a) puede ser determinado (El-Khadragy, Ghorab, Shazly, Ramadam, & El-Sawy, 2014).

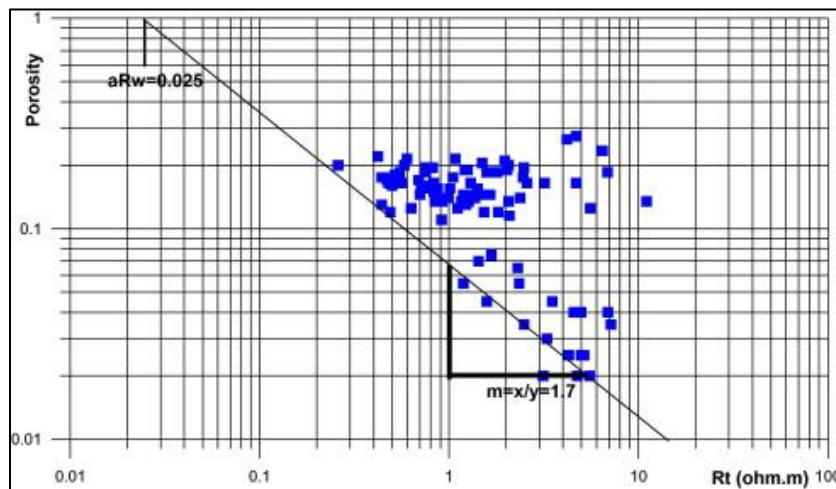


Figura 2. 17. Gráfica de Pickett. (El-Khadragy, Ghorab, Shazly, Ramadam, & El-Sawy, 2014)

2.3.3.3. Modelos de saturación de agua

La ausencia de características de la arcilla en la ecuación de Archie revela que no fue diseñada y no puede usarse para formaciones de arenas arcillosas. La presencia de arcilla en la formación complica la interpretación y puede dar resultados engañosos si se utiliza la ecuación de Archie debido a que la arcilla se considera un medio conductor (Shedid & Saad, 2018). Por lo tanto, se desarrollaron varios modelos para calcular la saturación de agua en formaciones arcillosas.

Modelo de Simandoux

Simandoux (1963) desarrolló un modelo para estimar la saturación de agua en una formación de arena arcillosa. El modelo fue un resultado basado en estudios de laboratorio realizados en un modelo de yacimiento físico compuesto por arena artificial y arcilla en los laboratorios del Instituto del Petróleo Francés (IFP por sus siglas en inglés). El modelo de Simandoux sigue siendo uno de los más populares y un marco muy influyente para estudios posteriores en este campo (Shedid & Saad, 2018).

La ecuación de Simandoux funciona independientemente de la distribución de arcilla y está dada por la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[\left(\frac{-v_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{v_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4\phi^m}{aR_w R_t} \right)} \right] \quad (2.25)$$

donde:

R_{sh} = Resistividad promedio de arcilla

Modelo de Indonesia

Pupan y Leveaux (1971) desarrollaron un modelo para determinar la saturación de agua en formación de arcilla laminada. Este modelo es ampliamente conocido como la ecuación de Indonesia. El modelo de Indonesia fue desarrollado por observación de campo en Indonesia, en lugar de usar el soporte de medición experimental de laboratorio. La ecuación de Indonesia sigue siendo un punto de referencia para los modelos en el campo que funcionan de manera confiable con el análisis de registros, independientemente de los datos especiales del análisis central (Shedid & Saad, 2018). El modelo de Indonesia también tiene una característica adicional, es el único modelo que considera el exponente de saturación n . Este modelo viene dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{R_t} = S_w^{\frac{n}{2}} \left(\frac{v_{sh}^{1-\frac{v_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} + \left(\frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aR_w}} \right) \right) \quad (2.26)$$

Además, de acuerdo con Poupon y Leveaux (1971), los resultados satisfactorios han sido en algunos casos con una ecuación algo más simple, que es conveniente para una interpretación rápida, esta ecuación simplemente elimina el exponente $(1 - \frac{v_{sh}}{2})$, produciendo la siguiente ecuación (Shedid & Saad, 2018):

$$S_w = \frac{1}{R_t} \left(\frac{\sqrt{aR_w R_{sh}}}{v_{sh} \sqrt{aR_w + \phi^{\frac{m}{2}} \sqrt{R_{sh}}}} \right)^{\frac{n}{2}} \quad (2.27)$$

Modelo de Doble Agua

El modelo de Doble Agua es quizás la técnica más utilizada que va más allá de los métodos de volumen de arcilla. Este modelo se enfrenta a la realidad de que no hay forma de medir la capacidad de intercambio catiónico (CEC, por sus siglas en inglés) directamente de los registros y que las mediciones de CEC en los núcleos son raras, por lo que los métodos de volumen de arcilla se utilizan para corregir la porosidad del contenido de arcilla y calcular la saturación de agua confinada (S_{wb}). Las resistividades de agua confinada y de agua libre se determinan a partir de arcillas y arenas limpias cercanas, y se calcula la resistividad aparente del agua (R_{wa}) en la arena de interés (Asquith & Krygowski, 2004).

La saturación de agua total (corregida de arcilla) de la formación es:

$$S_w = b + \sqrt{b^2} + \frac{R_w}{R_{wa}} \quad (2.28)$$

Modelo de Arcilla Total

Schlumberger (1972) desarrolló un modelo para estimar la saturación de agua en formaciones arcillosas, el cual es llamado modelo de Arcilla Total (Schlumberger,

1972). Basado en las investigaciones previas de laboratorio propuestas por Simandoux (1963), y la experiencia de campo realizada en el delta del Níger presentada por Poupon, et al. (1967), el modelo de Schlumberger es adecuado para muchas formaciones arcillosas, independientemente de la distribución de arcillas o el rango de valores de saturación de agua encontrados en el análisis de los registros. Sin embargo, es notable que, aunque el modelo de Arcilla Total se origina a partir de la ecuación de Simandoux, no considera el factor de cementación m , que reduce su precisión relativamente a la ecuación de Simandoux. El modelo de Arcilla Total se considera un modelo muy práctico y simple que se ha modificado con frecuencia para futuros estudios y procesos (Shedid & Saad, 2018).

Este modelo viene dado por la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{aR_w(1-v_{sh})}{2\phi^2} \left[\left(\frac{-v_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{v_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4\phi^2}{aR_wR_t(1-v_{sh})} \right)} \right] \quad (2.29)$$

2.3.4. Cálculo de Permeabilidad

Las fórmulas de permeabilidad derivadas de registros solo son válidas para estimar permeabilidad en formaciones con una saturación de agua irreducible (Schlumberger, 1977). Cuando se evalúa una formación usando fórmulas de permeabilidad, los valores deben compararse con valores de pozos productores cercanos de la misma formación (Asquith & Krygowski, 2004).

Antes de que se puedan aplicar estas fórmulas, primero se debe determinar si una formación contiene una saturación de agua irreducible o no. Si una formación contiene una saturación de agua irreducible depende de los valores del volumen de agua aparente. Cuando los valores del volumen de agua aparente son constantes, la zona contiene una saturación de agua irreducible. Si los valores no son constantes, la zona está con saturación de agua irreducible (Asquith & Krygowski, 2004).

Las modelos de permeabilidad están basados en la correlación entre permeabilidad, porosidad y saturación de agua irreducible.

Modelo de Timur (1968)

Este modelo es entendido partiendo de la relación Kozeny-Carman (1956). Esta representa el espacio de los poros como un paquete de tubos independientes, tortuosos y de diferentes radios. Si el flujo es lo suficientemente bajo como para que sea laminar y no turbulento, la permeabilidad puede ser calculada como:

$$k = A \frac{\phi}{\tau S_p^2} \quad (2.30)$$

donde:

A = factor de la forma de los tus

τ = tortuosidad

S_p = relación entre el área de la superficie de los poros y el volumen de los poros

Timur desarrolló una relación basada en la saturación de agua. Esta relación asume que una gran superficie de poros en un volumen de poros significa una alta saturación de agua irreducible (Ellis & Singer, 2007). El modelo toma la forma:

$$k = 0.136 \left(\frac{\phi^{4.4}}{S_{wirr}^2} \right) \quad (2.31)$$

Modelo de Tixier (1949)

Usando relaciones empíricas entre la resistividad y saturación de agua, saturación de agua y presión capilar, y presión capilar y permeabilidad, Tixier estableció un método para determinar la permeabilidad de los gradientes de resistividad (Balan, Mohaghegh, & Ameri, 1995).

$$\left(\frac{k}{20}\right)^{\frac{1}{2}} = \frac{2.3}{R_o(\rho_w - \rho_h)} \frac{\Delta R}{\Delta D} \quad (2.32)$$

donde:

R_o = resistividad de la formación saturada 100% de agua

ρ_h = densidad del hidrocarburo

ρ_w = densidad del agua de formación

ΔR = cambio en la resistividad

ΔD = cambio en la profundidad

El gradiente de resistividad se determina de una herramienta de investigación profunda, laterologs, y se corrige por efectos del pozo (Balan, Mohaghegh, & Ameri, 1995).

En seguimiento del trabajo de Wyllie y Rose (1950), Tixier desarrolló un modelo más simple que es más usado que la ecuación 2.32:

$$k = \left(250 \frac{\phi^3}{S_{wirr}}\right)^2 \quad (2.33)$$

Modelo de Coates y Dumanoir (1974)

Un método más complejo para el cálculo de la permeabilidad es el método propuesto por Coates y Dumanoir.

Un primer paso es el cálculo de valores para dos constantes: C y W.

$$C = 23 + 465\rho_h - 188\rho_h^2 \quad (2.34)$$

$$W = \left\{ (3.75 - \phi) + \left[\frac{\left(\log\left(\frac{R_w}{R_{tirr}}\right) + 2.2\right)^2}{2.0} \right]^{\frac{1}{2}} \right\} \quad (2.35)$$

donde:

R_{tirr} = resistividad verdadera de la formación con saturación de agua irreducible

Una vez determinado estas constantes, el cálculo de la permeabilidad se expresa como:

$$k = \left[\frac{c\phi^{2W}}{W^4 \left(\frac{R_w}{R_{tirr}} \right)} \right]^2 \quad (2.36)$$

Este método es el primero que satisface las condiciones de cero permeabilidad en cero porosidad y cuando $S_{wirr} = 100\%$ (Balan, Mohaghegh, & Ameri, 1995).

Modelo de Coates (1981)

Coates y Denoo propusieron la siguiente fórmula para la determinación de la permeabilidad:

$$k = \left(100 \frac{\phi^2 (1 - S_{wirr})}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (2.37)$$

Esta fórmula satisface la condición de cero permeabilidad en cero porosidad y cuando $S_{wirr} = 100\%$. La formación debe de estar en una saturación de agua irreducible (Balan, Mohaghegh, & Ameri, 1995).

2.4. Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción. Incluyen yacimientos con baja recuperación, esto es, yacimientos que pueden parecer altamente productivos al comienzo, pero su producción declina rápidamente. Además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Por otra parte, forman parte de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra (Bratton, et al., 2006).

Un Yacimiento Naturalmente Fracturado es una formación con hidrocarburos que contiene fracturas creadas por la naturaleza, debido al diastrofismo y la contracción

del volumen distribuidos como una red consistente de varios grados de fracturamiento en todo el yacimiento (Tiab & Donaldson, 2004).

En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimentos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces (Bratton, et al., 2006).

2.4.1. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Nelson (1987) identificó cuatro tipos de Yacimientos Naturalmente Fracturados, en función de la medida en que las fracturas han alterado la porosidad y la permeabilidad de la matriz del yacimiento (Tiab & Donaldson, 2004).

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre la porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz (Figura 2.18) (Bratton, et al., 2006).

- *Yacimientos de Tipo 1.* Las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad.
- *Yacimientos de Tipo 2.* Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad.
- *Yacimientos de Tipo 3.* Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.
- *Yacimientos de Tipo M.* Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos a través de la formación de barreras.

- *Yacimientos de Tipo 4.* Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa, por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo.
- *Yacimientos Tipo G.* Yacimientos de gas fracturados y yacimientos de gas condensado fracturados. Se aproximan a la clasificación Tipo 2.

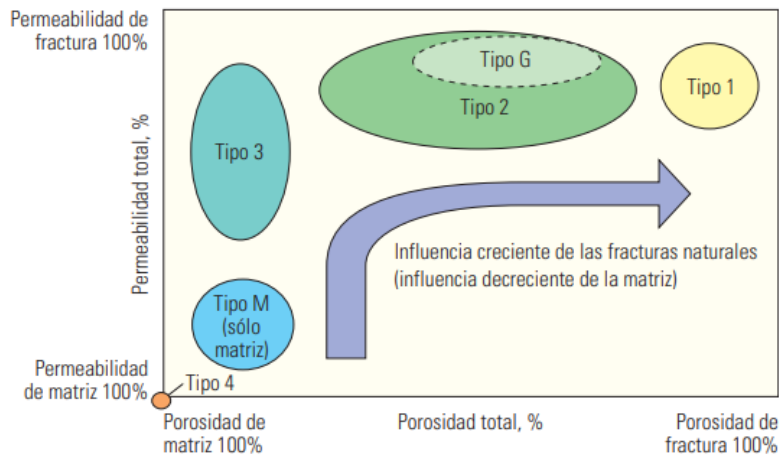


Figura 2. 18. Sistema de clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. (Modificado de Nelson, 2001)

2.4.2. Factor de Formación

Una roca que contiene petróleo y/o gas tendrá una resistividad más alta que la misma roca completamente saturada con agua de formación, y cuanto mayor sea la saturación de agua connada, menor será la resistividad de la formación. Esta relación hace que el factor de formación sea un parámetro excelente para la detección de zonas de hidrocarburos (Tiab & Donaldson, 2004).

El factor de formación es una relación de la resistividad del agua (R_w) y la resistividad de una muestra de núcleo completamente saturada con agua ($S_w = 1$) (Alyafei, 2021). Matemáticamente, el factor de formación es expresado como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (2.38)$$

donde:

R_o = resistividad la muestra 100% saturada

El factor de formación es esencialmente constante para arenas limpias y calizas. Para arenas sucias, F disminuye a medida que aumenta R_w , y aunque R_o aumenta, no aumente proporcionalmente debido a que la arcilla en el agua actúa como un conductor (Figura 2.19) (Tiab & Donaldson, 2004).

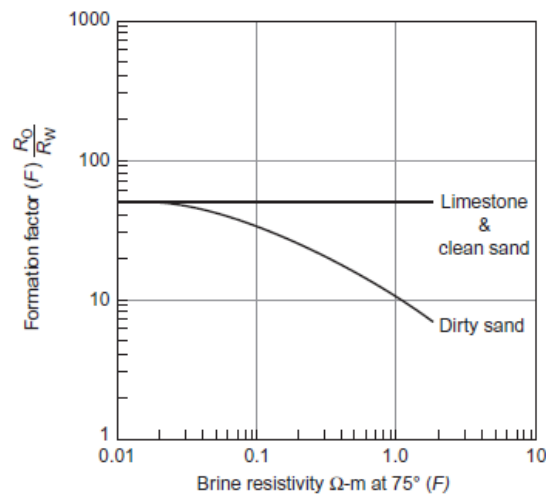


Figura 2. 19. Relación general entre F y R_w . (Tiab & Donaldson, 2004)

2.4.3. Exponente de Cementación

El factor de formación expresa el aumento de la resistividad en relación con la muestra conductora como resultado de la presencia de la matriz no conductora. Debido a que los poros son el único conductor, se puede esperar una correlación inversa del factor de formación y la porosidad conectada (Schön, 2011).

El grado de cementación de las partículas de roca depende de la naturaleza, cantidad, y distribución de numerosos materiales cementantes que incluyen sílice, carbonato de calcio y una variedad de arcillas. Las rocas menos cementadas tienen porosidades más altas y factores de formación más bajos (Tiab & Donaldson, 2004).

Archie derivó, a partir de mediciones de laboratorio, del factor de formación con porosidad una relación entre estas dos variables. La forma general de esta expresión es:

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (2.39)$$

El exponente m , el cual se le conoce como exponente de cementación, es una función de la forma y distribución de los poros (Tiab & Donaldson, 2004). El exponente m expresa empíricamente la complicada geometría del canal de poros con respecto al flujo de corriente eléctrica (Schön, 2011). Es determinado en una gráfica logarítmica del factor de formación contra la porosidad donde se forma una línea recta, la cual tiene una pendiente m (Figura 2.20).

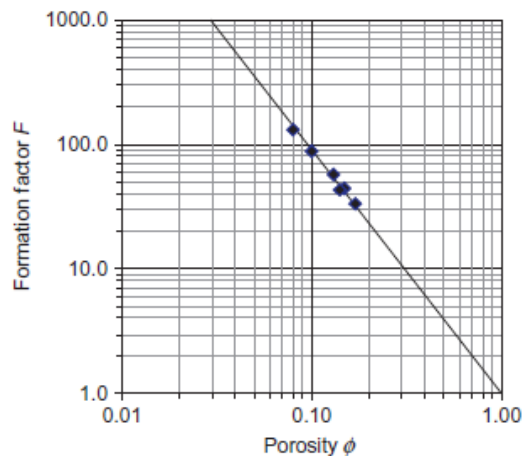


Figura 2. 20. Factor de formación contra porosidad en una muestra de areniscas. (Schön, 2011)

Archie notó que el exponente de cementación tiene un valor cercano de 1.3 para arenas no consolidadas y un rango entre 1.8 y 2 para carbonatos y algunas areniscas consolidadas (Schön, 2011). Para calizas compactas, que son rocas muy cementadas, el valor de m puede ser tan alto como 3 (Tiab & Donaldson, 2004).

La ecuación de Archie es aplicada en varios tipos de roca. En algunos casos, la ecuación es modificada con un parámetro adicional a para un mejor ajuste:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.40)$$

Cuando no se puede determinar el valor de m , se puede utilizar la siguiente fórmula de Humble (1952) para la estimación del factor de formación:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (2.41)$$

o también:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (2.42)$$

2.4.3.1. Exponente de cementación variable

El exponente de cementación se ve afectado por una gran cantidad de factores, incluida la forma, la clasificación y el empaque del sistema de partículas, la configuración y el tamaño de los poros, constricciones existentes en un sistema poroso, tortuosidad, tipo de sistema de poros (intergranular, intercrystalino, vugular, fracturado), compactación por presión de sobrecarga, presencia de minerales arcillosos y temperatura del yacimiento. El principal efecto de estos parámetros es modificar el factor de resistividad de la formación. En consecuencia, su combinación puede producir un número incontable de valores de F y m para una porosidad dada (Tiab & Donaldson, 2004).

El exponente de cementación es muy importante en el cálculo de la saturación de agua y repercute en el cálculo de reservas de hidrocarburos contenidas en el yacimiento. Cuando se comenzó a explotar los yacimientos naturalmente fracturados, comenzó el problema en la asignación correcta de los valores de m , ya que este tipo de yacimientos presenta una mayor complejidad en su estructura interna. Ante esta problemática el Ing. Orlando Gómez Rivero (1978) realizó trabajos de investigación que consistieron en el análisis de cientos de núcleos de pozos de México, tanto de rocas clásticas como carbonatadas, con la finalidad de estudiar el factor de tortuosidad (α) y el exponente de cementación. El uso del exponente de cementación variable permite obtener cálculos de saturación de agua más precisos,

primordialmente cuando en los yacimientos existe porosidad secundaria, lo cual ayudó a resolver el problema presente en los yacimientos naturalmente fracturados (Gómez Rivero, 1978).

La metodología desarrollada por Gómez Rivero (1978) se deriva a partir de las fórmulas para el cálculo del factor de formación de Archie y Humble (ecuaciones 2.39 y 2.40 respectivamente)

De la ecuación 2.40 se obtiene:

$$m_H = \frac{\log \frac{a}{F}}{\log \phi} \quad (2.43)$$

en donde:

$$\log a = \frac{A \log \phi + \log F}{1 + B \log \phi} \quad (2.44)$$

y finalmente se obtiene:

$$m_H = A - B \log a \quad (2.45)$$

Gómez Rivero determinó estadísticamente que los valores de A y B sean constantes y se definen en la Tabla 2.6.

Tabla 2. 6. Valores de A y B . (Gómez Rivero, 1978)

Tipos de Roca	A	B
Arenas	1.79	1.29
Carbonatos	1.99	0.87

Posteriormente Gómez Rivero realizó una relación entre los exponentes de cementación de las ecuaciones 2.39, 2.40 y 2.43:

$$mv = \frac{m_H \log \phi - \frac{A - m_H}{B}}{\log \phi} \quad (2.46)$$

En un yacimiento naturalmente fracturado, el exponente de cementación está entre 2.0 y 1.0. Obviamente, estos números serán controlados por el grado de fracturación y el grado vuguloso, y pueden conducir a una amplia variedad de valores de m observados en el campo (Tabla 2.7) (Tiab & Donaldson, 2004).

Tabla 2. 7. Valores típicos de m para varios sistemas de poros. (Tiab & Donaldson, 2004)

Tipo de Poros	Valor de m
Intergranular	$m = 2$
Fracturas	$m < 2$
Vúgulos Conectados	$m > 2$
Vúgulos Aislados	$m \gg 2$

2.4.4. Porosidad de Fractura

La porosidad de fractura se puede expresar como la relación del volumen de poro de la fractura (V_{Pf}) sobre el volumen total (V_{bt}):

$$\phi_f = \frac{V_{Pf}}{V_{bt}} \quad (2.47)$$

Doveton (2001) investigó las respuestas de los registros sínicos, de neutrón y de densidad en formaciones de carbonatos. Estos registros normalmente responden a minerales principales de todos los tamaños. Sin embargo, la observación de campo ha demostrado que el registro sínico es una medida de porosidad interpartícula (intergranular e intercrystalina) pero es en gran medida insensible a fracturas o vúgulos. Según Doveton, esta discriminación puede explicarse en gran medida en que la herramienta sínica mide el tiempo de tránsito al registrar la primera forma de onda de llegada que a menudo corresponde a una ruta en las porosidades de densidad libre de la pared del pozo, la porosidad total se subdivide entre “porosidad primaria” (porosidad entre partículas) registrada por el registro sínico y la “porosidad secundaria” (vúgulos y/o fracturas) calculadas como la diferencia entre la porosidad sínica y la porosidad de neutrones y/o de densidad (Tiab & Donaldson, 2004):

$$\phi_{f+v} = \phi_T - \phi_m = \phi_N - \phi_S \quad (2.48)$$

$$\phi_{f+v} = \phi_T - \phi_m = \phi_D - \phi_S \quad (2.49)$$

donde:

ϕ_{f+v} = porosidad secundaria (fracturas + vúgulos)

ϕ_m = porosidad primaria (matriz)

ϕ_T = porosidad total

ϕ_N = porosidad del registro de neutrón

ϕ_S = porosidad snica

ϕ_D = porosidad del registro de densidad

El rango de la porosidad de fractura es de 0.1 - 5%, dependiendo del grado de canalización, como se muestra en la Figura 2.21, y en el ancho y espaciado de la fractura. La medición precisa de la porosidad de fractura es esencial para el desarrollo eficiente y explotación económica de los yacimientos naturalmente fracturados (Tiab & Donaldson, 2004).

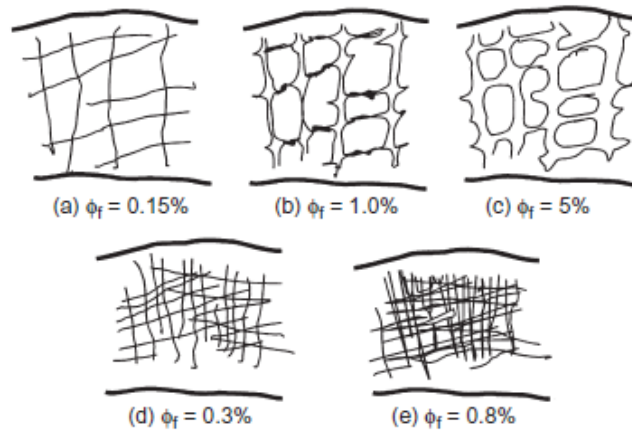


Figura 2. 21. Desarrollo de la porosidad de fractura en rocas carbonatadas. (Tiab & Donaldson, 2004)

2.5. Clasificación Petrofísica del Tipo de Roca

La caracterización del tipo de roca permite conocer la calidad de flujo y almacenamiento de la misa. La clasificación petrofísica de los diferentes tipos de rocas se establece a partir de las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad, así como de la estructura del medio poroso (Reyes Paredes, Castro Castiñeiras, Morales Echeverría, Valladares Amaro, & Escartín Sauleda, 2014).

2.5.1. Análisis de Winland

El método de Winland se utiliza a fin de determinar la calidad del yacimiento. Winland reconoció que uno de los elementos más importantes en un yacimiento es conocer el tamaño de poro, ya que esto controla el movimiento del fluido en el fluido del yacimiento, y por ende tiene influencia en las medidas de permeabilidad.

Winland utilizó curvas de presión capilar de inyección de mercurio de 321 diferentes muestras para desarrollar una relación empírica entre porosidad y permeabilidad para el radio de la garganta de los poros. Encontró que el percentil 35 de la curva de inyección de mercurio proporciona la mejor correlación con la permeabilidad a las rocas (Riazi, 2018). La ecuación utilizada para este análisis fue publicada por Kolodzie (1980) como:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log(K) - 0.864 \log(\phi) \quad (2.50)$$

De acuerdo con Martin, et al. (1997), cinco unidades de flujo petrofísico con diferente desempeño de yacimiento son distinguidos por rangos de r_{35} :

- **Megaporoso.** Definido por un radio de garganta de poro mayor que 10 μm .
- **Macroporoso.** Definido por un radio de garganta de poro entre 2 y 10 μm .
- **Mesoporoso.** Definido por un radio de garganta de poro entre 0.5 y 2 μm .

- **Microporoso.** Definido por un radio de garganta de poro entre 0.2 y 0.5 μm .
- **Nanoporoso.** Definido por un radio de garganta de poro menor a 0.2 μm .

2.5.2. Clasificación de Lucia

La clasificación petrofísica de la porosidad de carbonatos presentada por Lucia (1983, 1995) enfatiza los aspectos petrofísicos del espacio poroso de los carbonatos. Sin embargo, al comparar las descripciones de la estructura de la roca con las mediciones de laboratorio de porosidad, permeabilidad, capilaridad y los valores de m de Archie, Lucia (1983) mostró que la división más útil de los tipos de poros era entre el espacio de poroso ubicado entre granos o cristales, llamado porosidad interpartícula, y todo el resto del espacio poroso, llamado porosidad vulgar. Lucia (1983) subdivide aún más el espacio poroso de vógelos en dos grupos en función de cómo se interconectan los vógelos:

- Los vógelos que están interconectados a través de la red de poros entre partículas se denominan vógelos separados.
- Los vógelos que forman un sistema de poros interconectados se denominan vógelos conectados.

El fundamento de la clasificación de Lucia es el concepto de la distribución del tamaño de los poros, que es la distribución espacial del tamaño de los poros dentro de la roca, controla la permeabilidad y la saturación de los fluidos. La distribución de los poros está relacionada a la fábrica de roca. Para relacionar la fábrica de rocas carbonatadas a la distribución del tamaño de los poros, es importante determinar si el espacio poroso pertenece a una de las tres clases principales de tipos de poros: interpartícula, vógelos aislados o vógelos conectados. Cada clase tiene un tipo diferente de distribución e interconexión del tamaño de los poros (Lucia, 2007).

Aunque 8 fábricas de roca se dividen en tres clases petrofísicas, en la naturaleza no existe un límite definido entre las fábricas de roca. En cambio, hay una

continuidad del tamaño de grano y clasificación de mudstone a grainstone (Figura 2.22a). De manera similar, hay una continuidad en el tamaño de cristal de dolomitas de 5 μm a 500 μm en dolomías dominadas por lodo (Figura 2.22b).

La continuidad de las clases petrofísicas es llamada *número de fábrica de roca* (*rfn*, por sus siglas en inglés) y está dada por la siguiente ecuación:

$$\log k = (A - B \log(rfn)) + ((C - D \log(rfn)) \log(\phi)) \quad (2.51)$$

donde $A = 9.7982$, $B = 12.0838$, $C = 8.6711$, $D = 8.2965$ y *rfn* tiene un rango de 0.5–4 (Lucia, 2007).

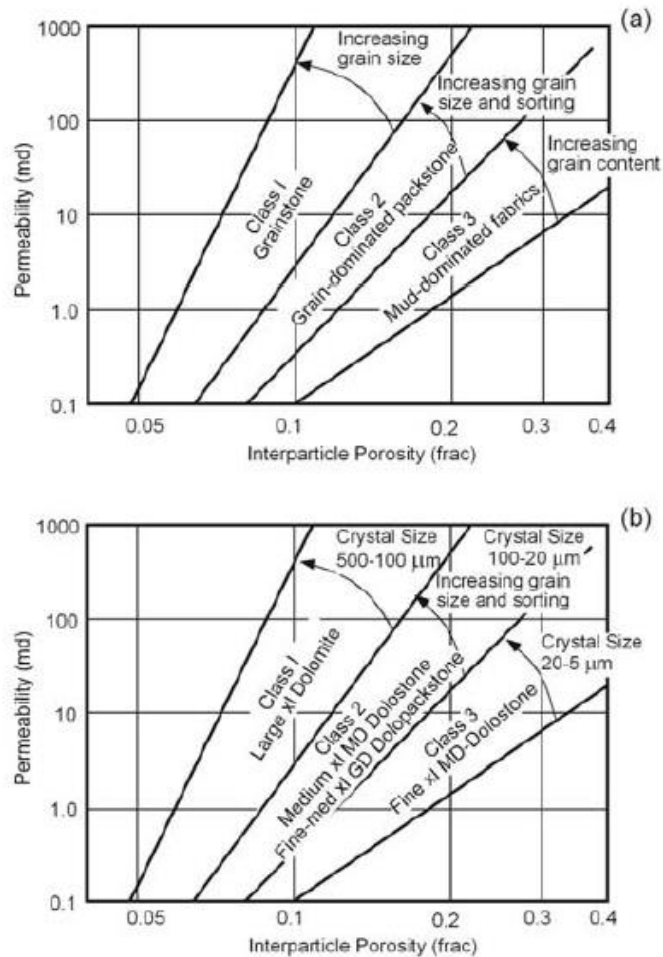


Figura 2. 22. Continuidad de fábricas de roca. (a) Continuidad de fábrica en caliza no vugular. (b) Continuidad de fábrica en dolomía no vugular. (Lucia, 2007)

2.6. Modelo Probabilístico

La estimación de la litología dentro de un volumen de roca a partir de los registros de pozos se ha logrado utilizando los modelos probabilísticos. Estos modelos utilizan la minimización de errores o probabilidades para resolver un conjunto de ecuaciones sobredeterminadas para la “mejor” respuesta. Para lograr un caso sobredeterminado, a menudo se imponen ecuaciones de restricción (Crain, 2004).

El modelo a utilizar en este trabajo es el modelo de Análisis de Registro Elemental (ELAN, por sus siglas en inglés) de Schlumberger.

2.6.1. Análisis ELAN

Es un método diseñado para la evaluación cuantitativa de la formación, a partir de registros de pozos. La evaluación se realiza resolviendo ecuaciones simultáneas descritas por uno o más modelos de interpretación. Las mediciones de registros y los parámetros de respuesta se utilizan juntos en ecuaciones de respuesta para calcular los resultados volumétricos de los componentes de la formación (minerales y fluidos) (Crain, 2004). El siguiente sistema de ecuaciones está construido para realizar un análisis volumétrico:

$$\begin{bmatrix} a_{a1} & a_{b1} & a_{c1} & a_{d1} & a_{e1} & a_{f1} \\ a_{a2} & a_{b2} & a_{c2} & a_{d2} & a_{e2} & a_{f2} \\ a_{a3} & a_{b3} & a_{c3} & a_{d3} & a_{e3} & a_{f3} \\ a_{a4} & a_{b4} & a_{c4} & a_{d4} & a_{e4} & a_{f4} \\ a_{a5} & a_{b5} & a_{c5} & a_{d5} & a_{e5} & a_{f5} \\ a_{a6} & a_{b6} & a_{c6} & a_{d6} & a_{e6} & a_{f6} \\ a_{a7} & a_{b7} & a_{c7} & a_{d7} & a_{e7} & a_{f7} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \\ E \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

donde:

A, B, C, D, E, F = volúmenes de minerales y fluidos a ser evaluados

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 = herramienta de respuesta

a_{ij} = parámetros de respuesta

El sistema de ecuaciones anterior se resuelve en todos los niveles de profundidad para minerales y volúmenes de fluidos. Para ayudar a optimizar la solución, un conjunto de restricciones puede fijar los límites superior e inferior de los volúmenes de salida. Una vez calculados los volúmenes las herramientas de respuesta se reconstruyen utilizando el mismo sistema de ecuaciones. Los registros reconstruidos se comparan con los datos de entrada para determinar la calidad de los resultados volumétricos. La desviación de las herramientas reconstruidas de las lecturas del registro, teniendo en cuenta la incertidumbre de cada herramienta, se denomina función de incoherencia. Es esta función la que el solucionador intenta minimizar para lograr la respuesta más probable.

Los parámetros de respuesta para los fluidos se calculan en cada nivel de profundidad en función de la presión, la temperatura y la salinidad del agua de formación. Las densidades de petróleo y gas tienen valores de densidad constante y no varían con la profundidad (Crain, 2004).

Tabla 2. 8. Parámetros de respuesta típicos para un análisis ELAN. (Crain, 2004)

Herramienta de Respuestas	Ilita	Caolinita	Clorita	Calcita	Dolomita	Cuarzo	Siderita
Neutron Porosity	0.352	0.507	0.583	0.000	0.018	0.000	0.184
Comp. Slowness ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	130	130	80	47.8	43.5	55.5	44.0
Gamma Ray (gAPI)	160	100	74	11	8	20	0
Bulk Density (g/cc)	2.61	2.55	2.81	2.71	2.847	2.65	3.89
Potassium	0.043	0.001	0.004	0.008	0.000	0.000	0.000
Thorium	20.0	25.0	11.0	1.00	0.100	0.00	0.4
Clay CEC	0.16	0.09	0.15	-	-	-	-

Tabla 2. 9. Incertidumbres de medición de las herramientas típicas utilizadas en ELAN para minimizar el error en los registros construidos. (Crain, 2004)

Herramienta de Respuesta	Incertidumbre (error)	Peso de la incertidumbre
Neutron Porosity (cm³/cm³)	0.0015	1
Comp. Slowness (μs/ft)	2.25	0.75
Gamma Ray (gAPI)	2.25	0.6
Bulk Density (g/cc)	0.027	1**
Flushed Zone Resistivity (Ω*m)	*	0.5
Formation True Resistivity (Ω*m)	*	0.67
Potassium	0.002	1
Thorium	0.45	1

* Calculado en base a la salinidad del agua, la temperatura y la presión del pozo.

** Según las condiciones del pozo

2.7. Espesores Neto

El espesor neto puede ser definido como la porción del yacimiento que contiene propiedades petrofísicas relativamente buenas y acumulaciones de hidrocarburo que pueden ser producidas económicamente. Es considerado como uno de los parámetros más importantes usado en la estimación inicial de hidrocarburo en el lugar, el análisis de la inyección de fluidos y las interpretaciones de las pruebas de pozo. Su determinación incluye regularmente la definición de los valores de inicio (parámetros de corte) de las propiedades del yacimiento necesarias (Al Jawad & Tariq, 2019).

2.7.1. Valores de Corte de Propiedades Petrofísicas

La determinación de los valores de corte de parámetros petrofísicos, también llamados *cut-offs*, es importante para la predicción de un yacimiento de alta calidad, ya que representa el umbral mínimo para el llenado de petróleo y gas (Huy Giao & Sandunil, 2017). Estos valores de umbral están diseñados para definir los volúmenes de rocas que tienen una pequeña posibilidad de ser productivos (Alyafei, 2021).

Contenido de arcilla

El valor de corte del contenido de arcilla se utiliza para diferenciar la roca de la arcilla y permite la identificación de los intervalos de roca total (Tan, Wang, Li, Lu, & He, 2017).

Porosidad

El valor de corte de porosidad se utiliza para discriminar entre intervalos de rocas porosas y permeables y estrechas en el intervalo de roca bruta, que es equivalente a la porosidad correspondiente a la permeabilidad mínima que permite el flujo de petróleo y gas (Tan, Wang, Li, Lu, & He, 2017).

Saturación de agua

El valor de corte de saturación de agua se utiliza para discriminar entre intervalos de espesores con hidrocarburos (*net pay*) y sin hidrocarburos (*non-pay*) en el intervalo poroso (Tan, Wang, Li, Lu, & He, 2017).

CAPITULO 3. METODOLOGÍA APLICADA EN EL POZO 1

La metodología por seguir en este trabajo se resume en el siguiente diagrama de flujo (Figura 3.1), cada proceso se definirá posteriormente.

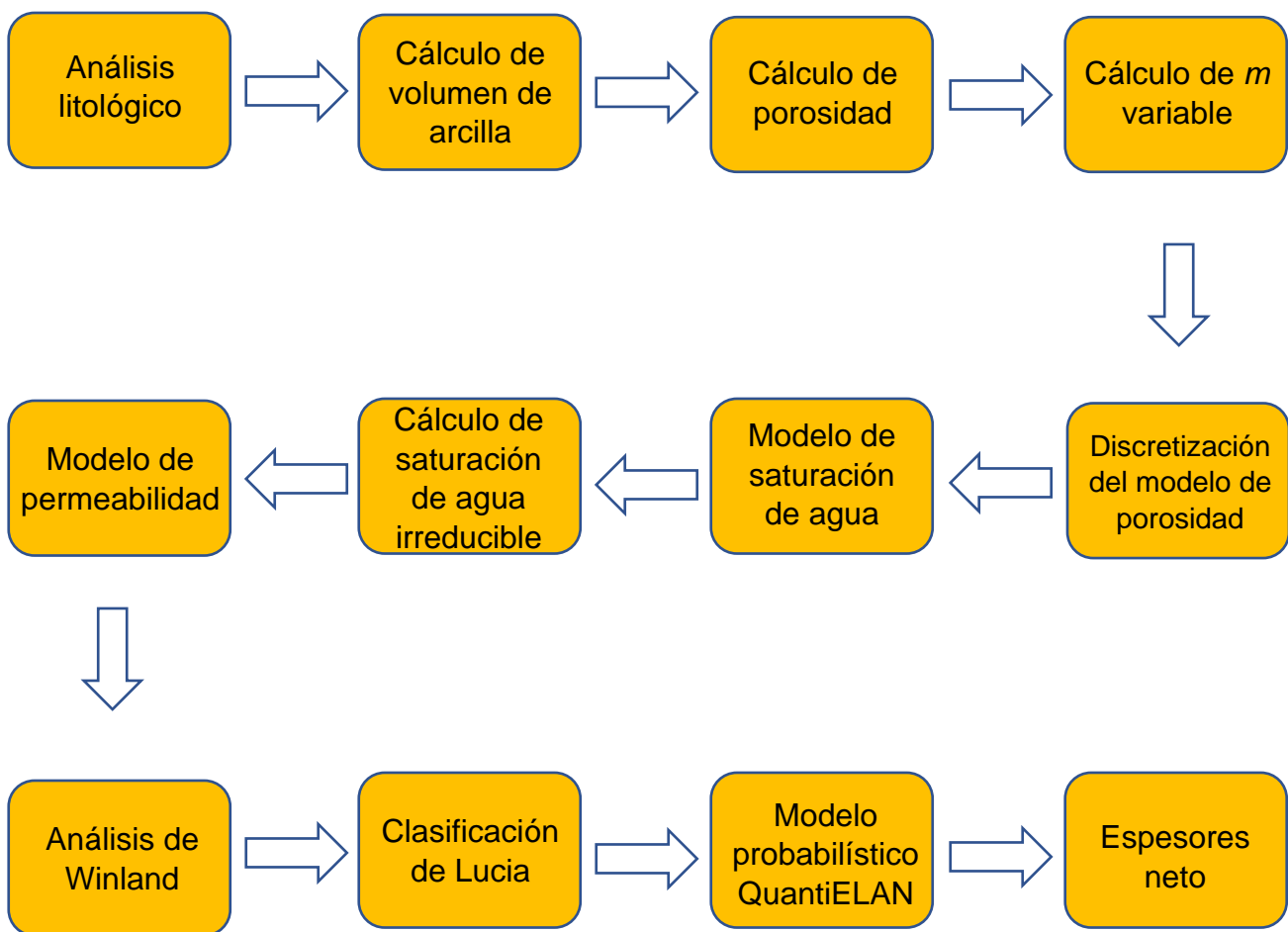


Figura 3. 1. Metodología usada en el Pozo 1

3.1. Análisis Litológicos

Para realizar un análisis litológico se recurre al uso de una gráfica cruzada y un análisis de las curvas M y N .

3.1.1. Gráfica Cruzada

El uso de estas gráficas, también llamadas *cross-plots*, hace que el reconocimiento de la matriz dominante en cada una de las formaciones litológicas sea más fácil de conocer.

Las gráficas cruzadas tienen como matrices de identificación a las areniscas, las calizas y las dolomitas. Estas matrices se reconocen mediante tres líneas:

- La primera corresponde a las areniscas, las cuales tienen valores bajos en densidad.
- La segunda hace referencia a las calizas, con valores medios en densidad.
- La tercera pertenece a las dolomitas, con valores bajos respecto a las dos anteriores en densidad.

Estas gráficas también son un indicador de porosidad, lo cual se observan en las líneas maestras de las diferentes matrices.

Para el análisis litológico en este trabajo se realiza una gráfica cruzada con los registros de neutrón contra densidad (Figura 3.2).

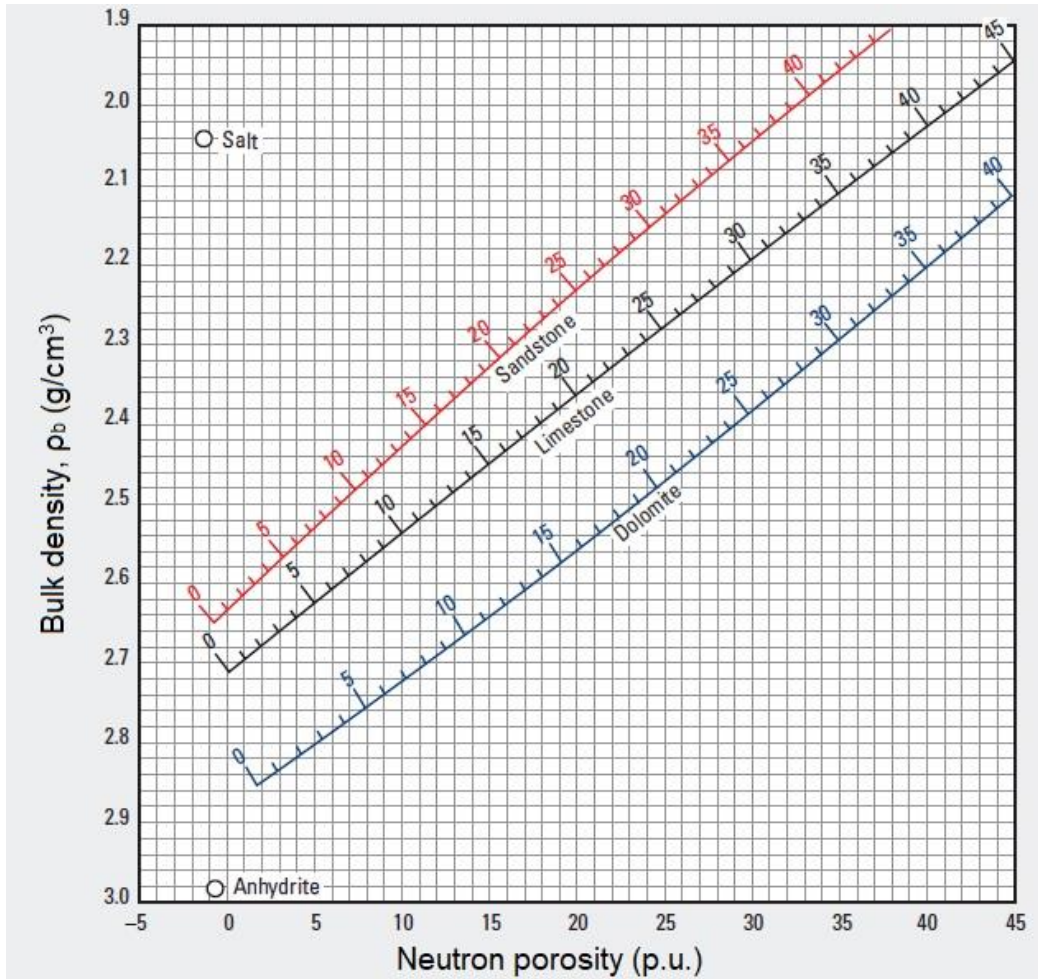


Figura 3. 2. Gráfica cruzada de neutrón vs densidad.
(Schlumberger, 2010)

3.1.2. Gráfico *M-N*

Para determinar los tipos de rocas se utilizan los parámetros *M* y *N*, que se calculan de los datos de los registros sísmico, densidad y neutrón según las relaciones:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t_{log}}{100(\rho_{log} - \rho_f)} \quad (3.1)$$

$$N = \frac{1 - \phi_N}{\rho_{log} - \rho_f} \quad (3.2)$$

Ambos parámetros son independientes de la porosidad y con el empleo de la gráfica cruzada de la Figura 3.3, se puede determinar, con bastante aproximación, los minerales constituyentes de la roca. De igual manera es útil en la diferenciación de la porosidad secundaria, dado que indica las regiones con este tipo de porosidad (Kobr, Huizar, & Campos, 2005).

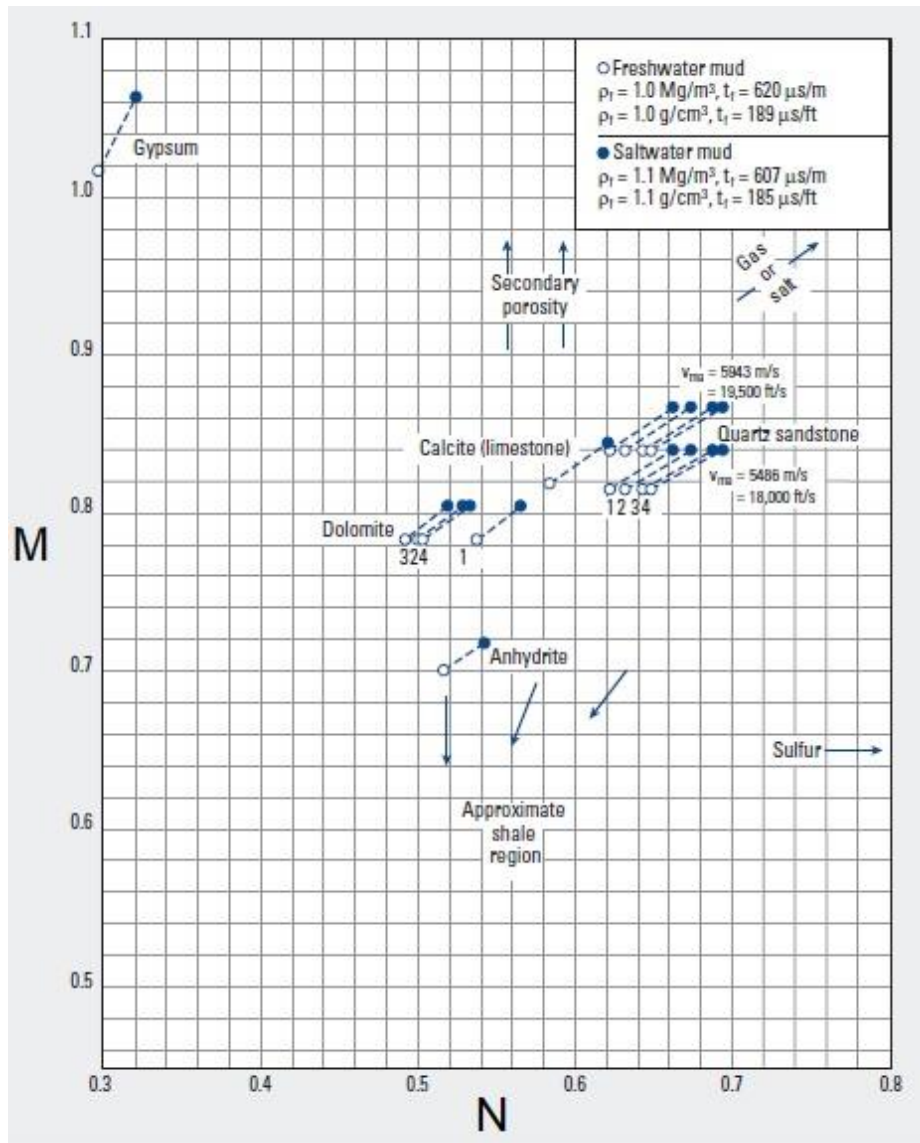


Figura 3. 3. Gráfica cruzada M/N.
(Schlumberger, 2010)

3.2. Modelo de Volumen de Arcilla

Se calcula el índice de arcillosidad a partir del modelo lineal, indicado por la ecuación 2.7, en el cual se utiliza los registros de rayos gama, como valor máximo se considera 95 unidades API, ya que es el valor de rayos gamma utilizado para zonas arcillosas, y como valor mínimo se toma el valor más bajo encontrado en el registro.

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó el modelo de Clavier, representado por la ecuación 2.10, el cual es utilizado cuando no se tiene un modelo mineralógico, como es el caso en este trabajo.

3.3. Modelo de Porosidad

Se realiza el cálculo de la porosidad a partir de los registros de densidad y neutrón. Primero se calcula la porosidad a partir del registro de neutrón (ecuación 2.13), posteriormente se utiliza la ecuación 2.15 para obtener la porosidad neutrón-densidad, la cual es tomada en cuenta como porosidad total.

Para la porosidad efectiva se utiliza la ecuación 2.16, utilizando los valores de volumen de arcilla y porosidad total calculados anteriormente.

3.4. Discretización del Modelo de Porosidad

El Pozo 1 se encuentra en un yacimiento que presenta porosidad primaria y porosidad secundaria, causada, principalmente, por la dolomitización efectuada en las rocas que componen el yacimiento.

Se procede a realizar una discretización de la porosidad, la cual consiste en determinar que parte de la porosidad corresponde a la matriz y cuál a los vórgulos y fracturas.

Primero se calcula el exponente de cementación variable con el método desarrollado por Gómez Rivero (1978), explicado en el capítulo anterior, y desarrollando las ecuaciones 2.45 y 2.46.

Una vez calculado el exponente de cementación variable, se procede al cálculo de la discretización de porosidad, empezando por el índice de fracturamiento (*IIF*):

$$IIF = \phi_e^{mv} \quad (3.3)$$

a continuación, se calcula la porosidad de matriz:

$$\phi_{matrix} = \frac{IIF - \phi_e}{IIF - 1} \quad (3.4)$$

finalmente se discretiza la porosidad de fractura:

$$\phi_{fractura} = \frac{\phi_e^{mv+1} - IIF}{IIF - 1} \quad (3.5)$$

3.5. Saturación de Agua

3.5.1. Temperatura de la Formación

Para calcular la temperatura a la que se encuentra la formación se utiliza el gradiente térmico, el cual nos indica que la temperatura aumenta 3°C cada 100 metros de profundidad. Se considera que la temperatura en superficie es de 24°C con esto se hace una relación en donde partiendo de la profundidad mínima, se busca la temperatura correspondiente a esa profundidad, y de esta manera se obtiene la curva de temperatura.

3.5.2. Resistividad del Agua de la Formación

Para calcular la resistividad del agua en la formación se utiliza el análisis en función de la salinidad y la temperatura en el yacimiento. Se utiliza la gráfica de la Figura 2.16 en la cual se localiza el valor de la salinidad equivalente y el valor de la temperatura, calculado con el gradiente de temperatura anteriormente. En donde se encuentra la intersección de estos dos valores, es el valor de resistividad del agua.

3.5.3. Modelo de Saturación de Agua

Para el valor de la saturación de agua se utiliza el modelo de Indonesia (ecuación 2.26). Este es uno de los mejores modelos para estimar S_w en rocas con arcillosidad ($v_{sh} > 0$). Así mismo puede corregir S_w para conductividades de matriz más altas debido a la presencia de minerales arcilla, evita saturaciones de agua demasiado grandes, tal como lo hace la ecuación de Archie. Su expresión matemática tiene la cualidad de reducirse a la ecuación general de Archie cuando $v_{sh} = 0$ (Crain, 2004).

El exponente de saturación (n) adquiere un valor igual a 2, se utiliza el exponente de cementación variable, calculado con la ecuación 3.6, y el factor de tortuosidad toma el valor de 1. Se utiliza el valor de R_w calculado anteriormente, mientras que el valor de R_t se obtiene del registro de resistividad, y se utiliza la porosidad efectiva, igualmente calculada con anterioridad.

3.5.4. Saturación de Agua Irreducible

Para calcular la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se utiliza el método de Buckles (1965) explicado a continuación.

Se encuentra el número de Buckles ($KBuckl$) del análisis de los registros de una zona limpia conocida (Buckles, 1965).

$$KBuckl = \phi_e * S_w \quad (3.6)$$

Se realiza el cálculo de S_{wirr}

$$S_{wirr} = \frac{KBuckl}{\left(\frac{\phi_e}{1-v_{sh}}\right)} \quad (3.7)$$

Si $S_{wirr} > S_w$, entonces

$$S_{wirr} = S_w \quad (3.8)$$

3.6. Modelo de Permeabilidad

Para el cálculo de la permeabilidad se utiliza el modelo propuesto de Coates (1981) (ecuación 2.37).

Ya que este modelo satisface la condición de cero permeabilidad en cero porosidad y cuando el yacimiento se encuentra en saturación de agua irreducible.

3.7. Análisis de Winland

Para el análisis de Winland se utiliza la ecuación 2.50, en la cual se despeja la permeabilidad:

$$k = 10^{\frac{\log r_{35} + 0.864 \log \phi - 0.732}{0.588}} \quad (3.9)$$

Se modela una gráfica donde en el eje x se coloca la porosidad, que puede ser expresada en porcentaje o en fracción, y en el eje y se coloca la permeabilidad, expresada en mD. (Figura 3.4)

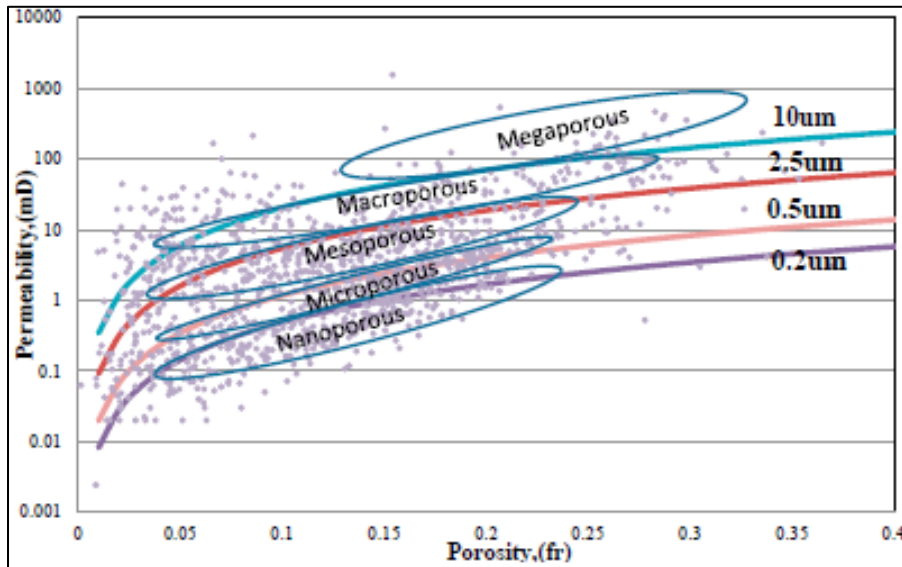


Figura 3. 4. Gráfica de Winland. (Riazi, 2018)

La clasificación se basa en los rangos del radio de la garganta de los poros expresados en la Tabla 3.1.

Tabla 3. 1. Clasificación de Winland. (Martin, et al., 1997)

Rango r_{35}	Nomenclatura
$r_{35} < 0.2 \mu m$	Nanoporoso
$0.2 < r_{35} < 0.5 \mu m$	Microporoso
$0.5 < r_{35} < 2 \mu m$	Mesoporoso
$2 < r_{35} < 10 \mu m$	Macroporoso
$r_{35} > 10 \mu m$	Megaporoso

3.8. Clasificación de Lucia

Para el análisis de este método, se construye una gráfica en la que se coloca en el eje x la porosidad, y en el eje y la permeabilidad. Se determinan los límites a usar para las clases de roca y se crean las curvas utilizando la ecuación 2.51 (Figura 3.5).

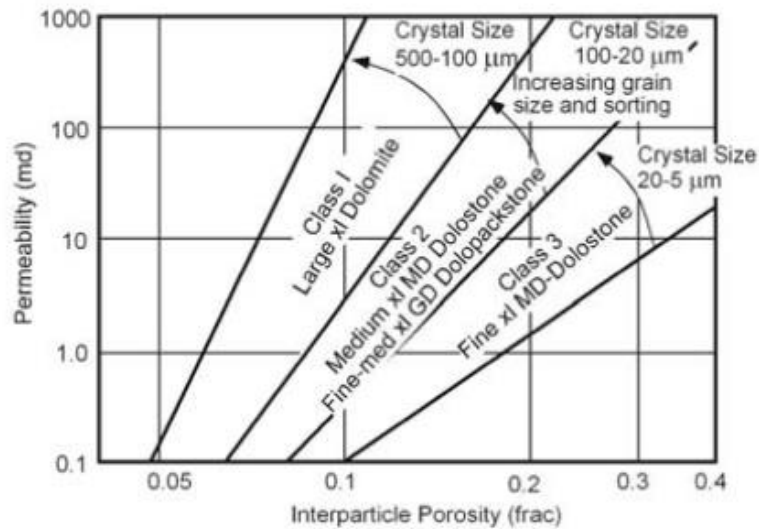


Figura 3. 5. Gráfica de Lucia para dolomías. (Lucia, 2007)

En la Tabla 3.2 se indican los valores y la descripción de la división de clases de roca.

Tabla 3. 2. Clases de roca para dolomías. (Lucia, 2007)

Clase	Tamaño de Cristal	Descripción	<i>r_{fn}</i>
Clase 1	100 - 500 μm	Dolomita con cristales grandes.	0.5 - 1.5
Clase 2	20 - 100 μm	Dolomía lodosa con cristales medianos. Dolopackstone granular con cristales mediano-fino.	1.5 - 2.5
Clase 3	5 - 20 μm	Dolomía lodosa con cristales finos.	2.5 - 4

3.9. Modelo Probabilístico QuantiELAN

Para el modelo QuantiELAN se utilizan los valores de los registros de densidad, neutrón, resistividad, factor fotoeléctrico y rayos gamma. Se considera dolomita y calcita como minerales de matriz, illita como mineral arcilloso y anhidrita.

Los valores de incertidumbre utilizados para el desarrollo del modelo se definen en la Tabla 3.3.

Tabla 3. 3. Incertidumbres utilizadas para el modelo QuantiELAN.

Registro	Incertidumbre (error)	Peso de la incertidumbre
Neutrón	0.015	1
Rayos Gamma	2.252	0.6
Densidad	0.027	1
Resistividad	0 – 1	0.67
Factor Fotoeléctrico	0.112	0.5

3.10. Valores de Corte de las Propiedades Petrofísicas

Para definir los valores de corte de propiedades petrofísicas se utiliza un análisis de sensibilidad. En este análisis los valores de corte óptimos son en los cuales incurre la mínima pérdida del volumen poroso de hidrocarburo.

Se grafican los valores de la columna de hidrocarburos equivalente (EHC, por sus siglas en inglés) contra los valores de corte correspondientes para porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua.

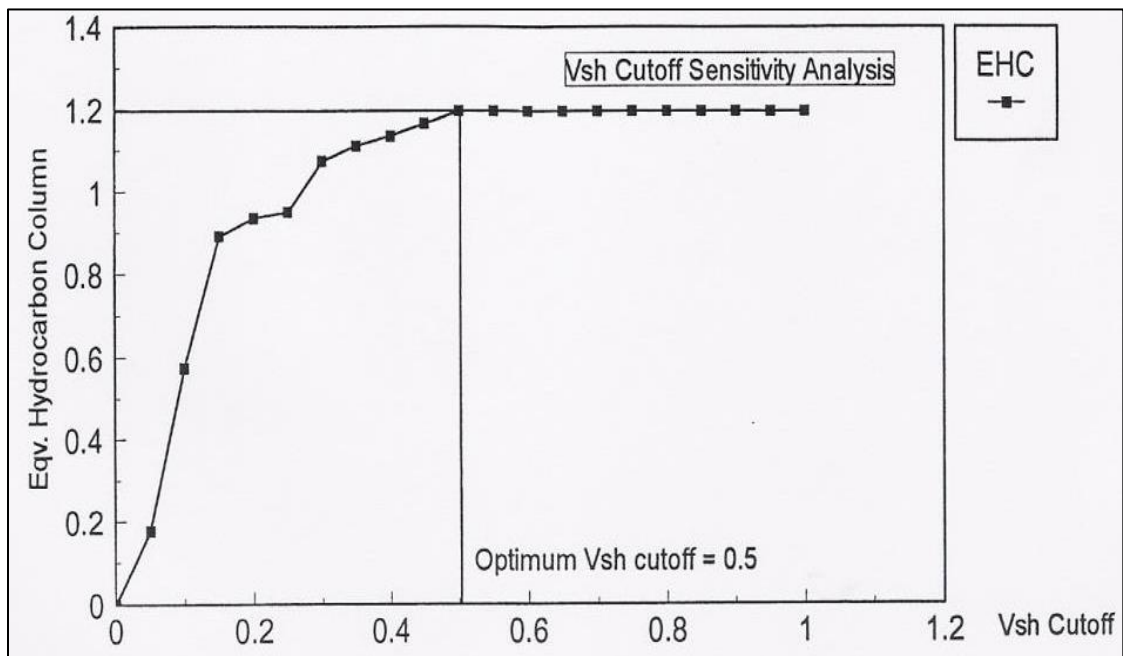


Figura 3. 6. Análisis de sensibilidad para definir el valor de corte de volumen de arcilla (Kyi, 2019).

3.11. Espesores Neto

Una vez definido los valores de corte de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, se calculan los espesores del yacimiento.

Se utiliza el valor de corte de volumen de arcilla para determinar el espesor bruto del yacimiento, el valor de corte de porosidad para determinar los espesores con mayor número de poros conectados, y, por último, el valor de corte de saturación de agua se utiliza para determinar los espesores que pueden contener hidrocarburos (*net pay*).

CAPÍTULO 4. RESULTADOS EN EL POZO 1

El Pozo 1 tiene una profundidad de 4250 metros a 4450 metros, con un intervalo de estudio hasta los 4370 metros, su intervalo de muestreo es de 0.5 pies. Los registros disponibles (Figura 4.1) son:

- Resistividad (P160H, P22H, P40H)
- Registro de Neutrón (NPHI)
- Rayos Gamma (GR)
- Registro Sónico (DTC)
- Registro de Densidad (RHOB)
- Factor Fotoeléctrico (PEF)

El software que se utiliza para el desarrollo de la metodología es Techlog®.

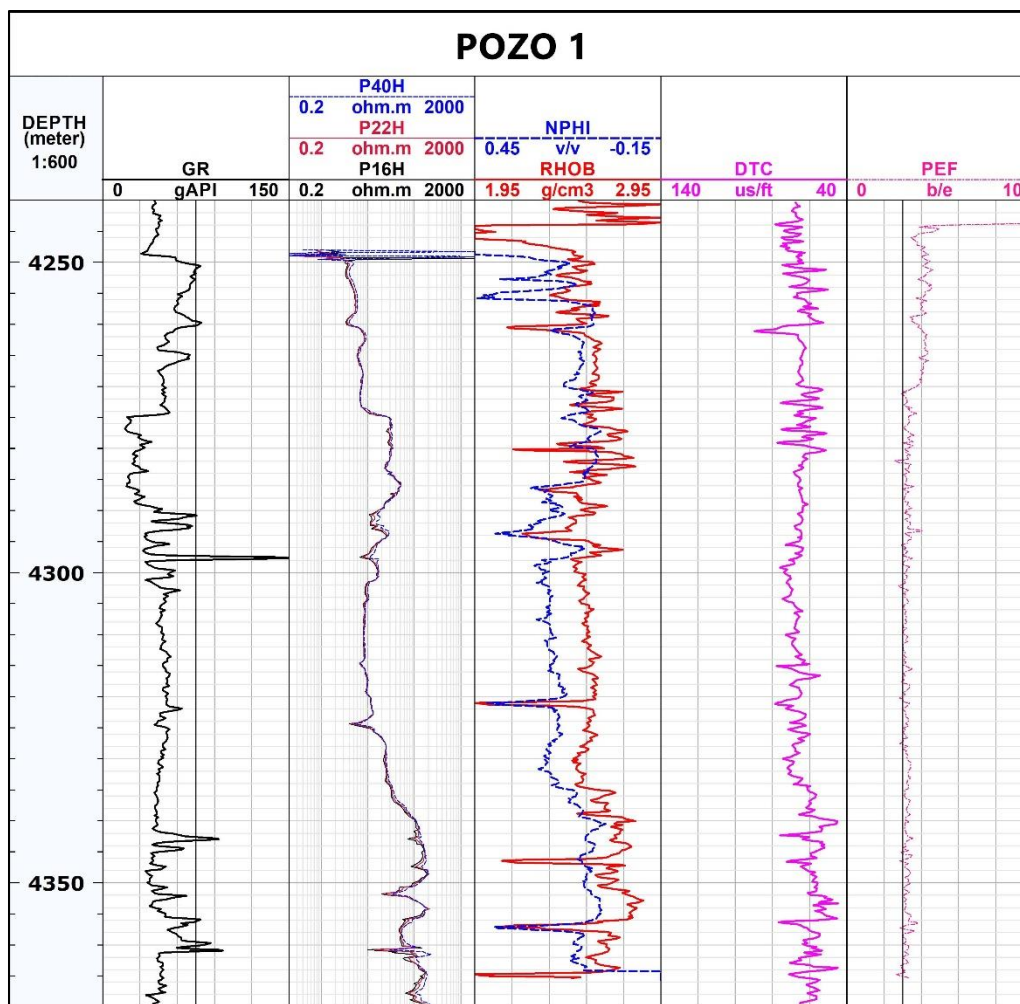


Figura 4. 1. Registros presentes en el Pozo 1. (Techlog®)

4.1. Análisis Litológico para el Pozo 1

4.1.1. Gráfica Cruzada de Registros Neutrón y Densidad

En la Figura 4.2 se observa una mayor concentración de puntos en la línea de la matriz correspondiente a dolomías con intercalaciones de caliza, determinando así que la matriz predominante en el Pozo 1 es de dolomita. Esta gráfica nos muestra que el pozo tiene porosidades predominantes entre 5 - 10% y entre 15 - 20%.

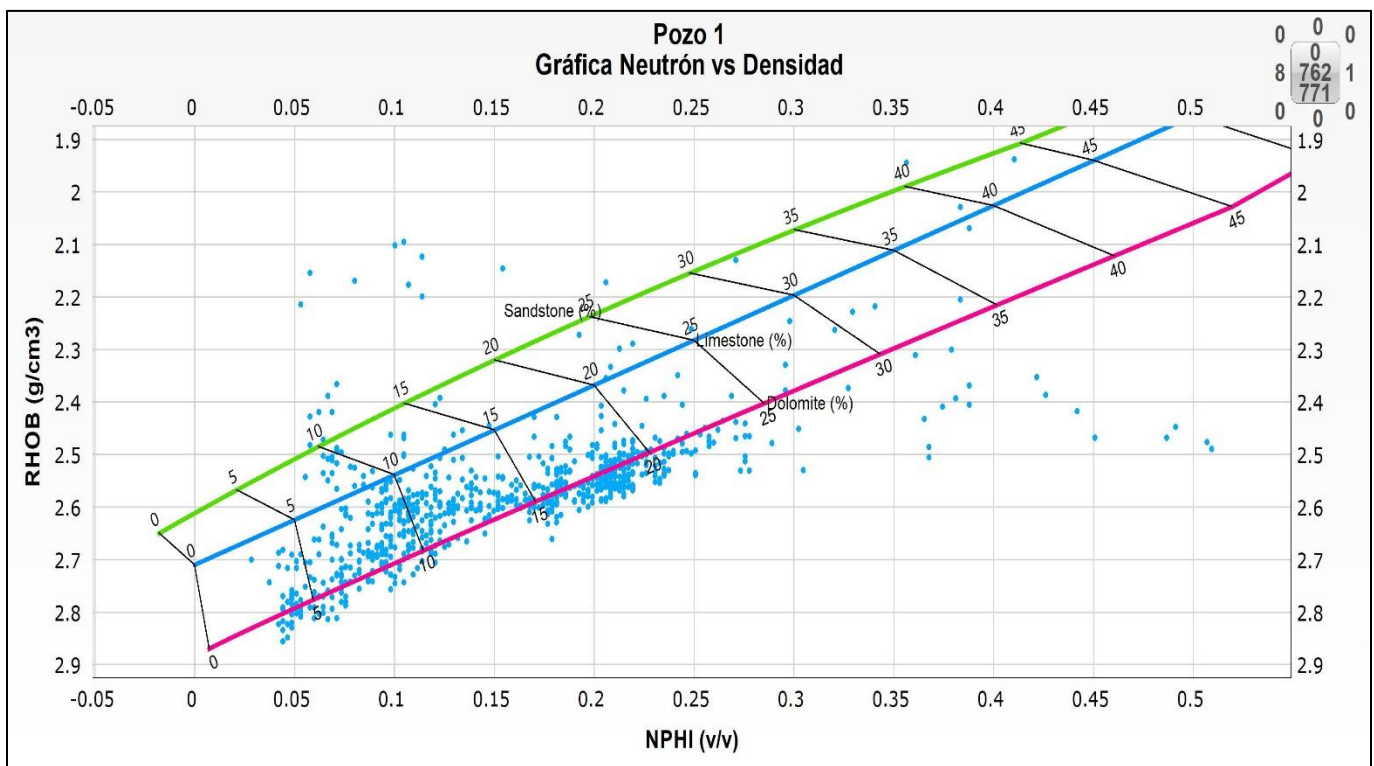


Figura 4. 2. Gráfica cruzada neutrón/densidad. (Techlog®)

4.1.2. Gráfica de Curvas *M* y *N*

En la Figura 4.3 se observa una dominancia en la identificación de dolomita, se tiene la presencia de porosidad secundaria y se encuentra una tendencia de presencia de anhidrita. No se observa presencia de cuarzo, lo que descarta la presencia de arenisca en la formación.

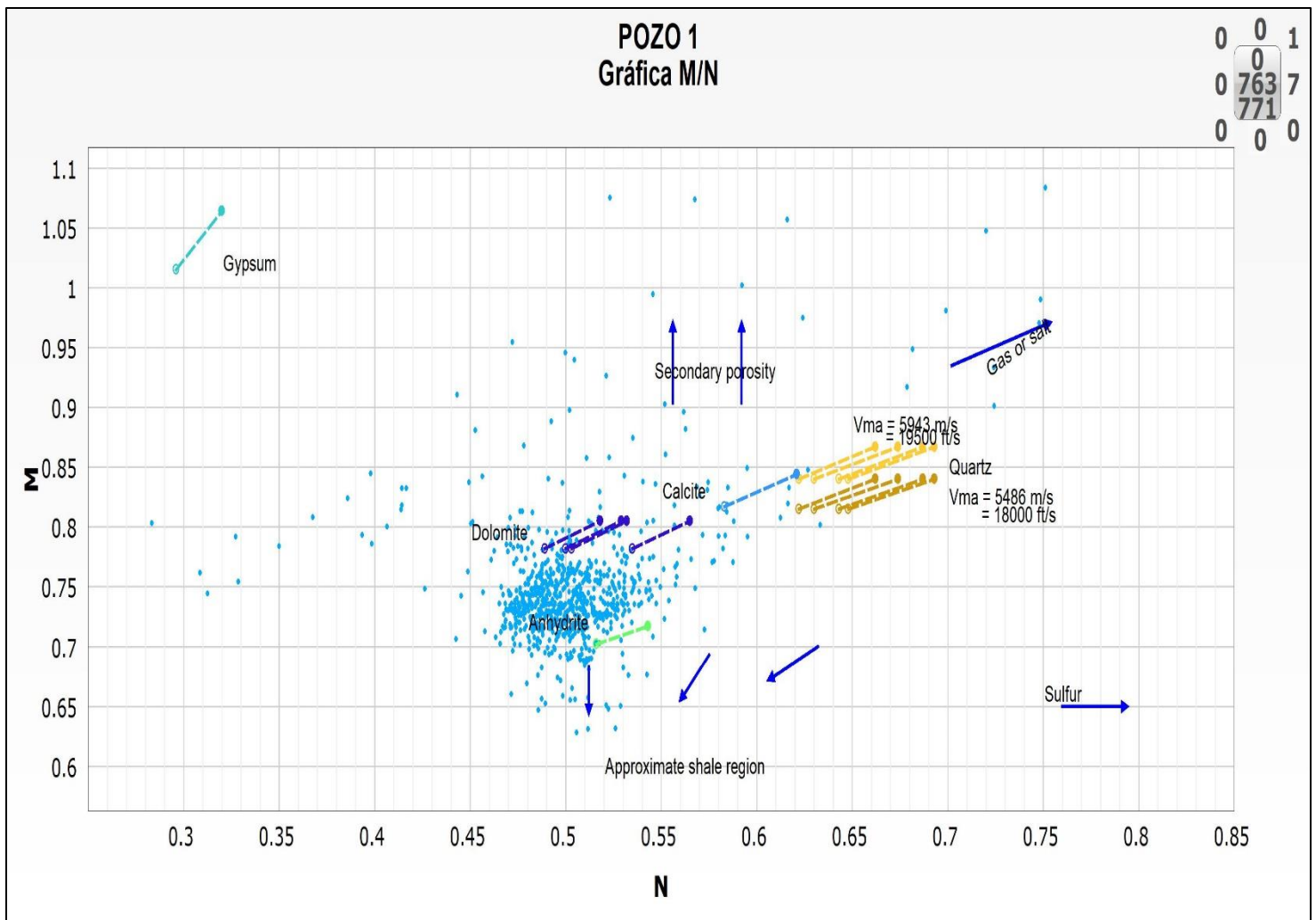


Figura 4. 3. Gráfica de *M/N*. (Techlog®)

4.2. Volumen de Arcilla

El volumen de arcilla es obtenido usando el modelo de Clavier. Utilizando esta metodología se observa, en el inicio del intervalo de estudio, un volumen de arcilla alto, teniendo un máximo aproximado de 50%, seguido de un volumen promedio menor al 20%. Llegando al final del intervalo se tiene de nueva cuenta un aumento al 30%.

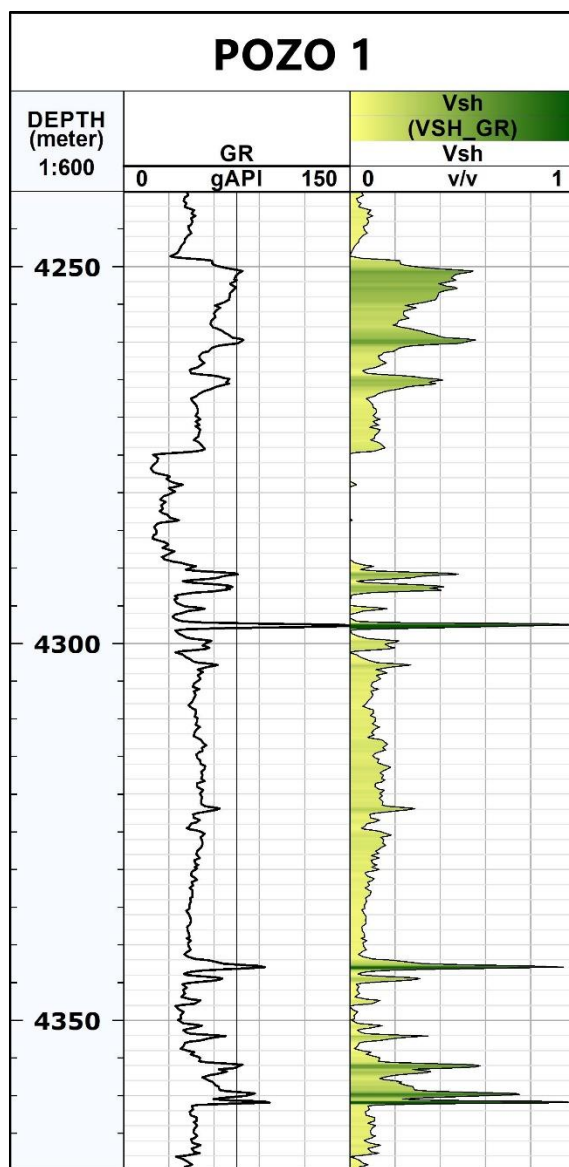


Figura 4. 4. Curva de volumen de arcilla. (Techlog®)

4.3. Porosidad

Se obtiene una porosidad promedio de 6%. Se observan porosidades bajas en las áreas donde se tiene un volumen de arcilla alto, y donde se observa un volumen de arcilla menor se tiene una porosidad entre 10 y 15%, siendo esta un área a considerar debido a que el análisis de los registros NPHI y RHOB muestra una presencia importante de fluidos.

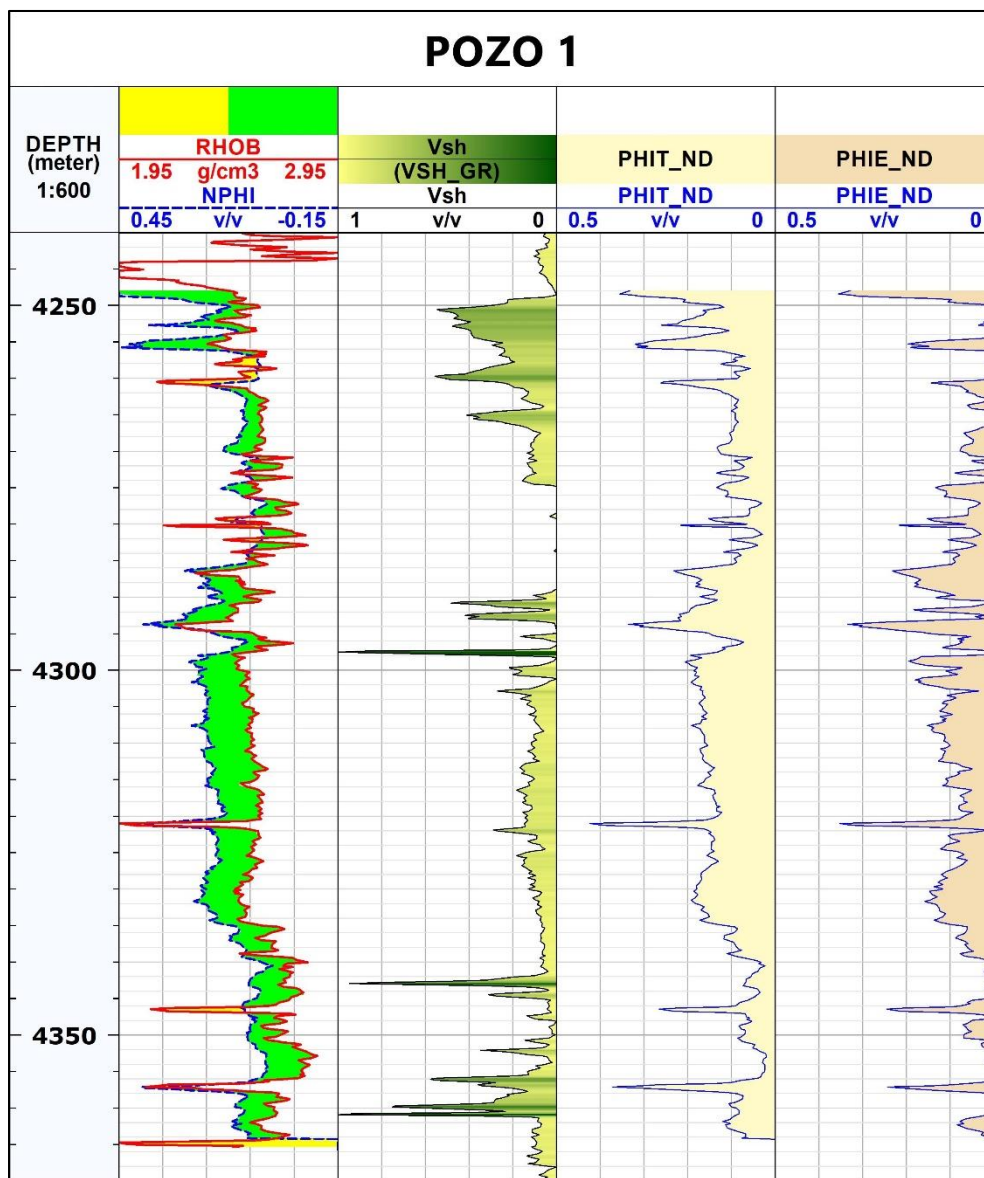


Figura 4. 5. Curvas de porosidad total y efectiva. (Techlog®)

4.4. Discretización del Modelo de Porosidad

De acuerdo con el histograma presentado en la Figura 4.6 y apoyado con la Tabla 2.7, el cálculo del exponente de cementación variable (mv) muestra una porosidad intergranular en mayor porcentaje, hay presencia de porosidad vugular en una menor proporción, lo cual era esperado ya que la matriz que se tiene es de dolomita. Se observa también que se tiene porosidad de fractura en un porcentaje menor a las mencionadas anteriormente (Figura 4.7), lo cual significa que se tiene un yacimiento poco fracturado.

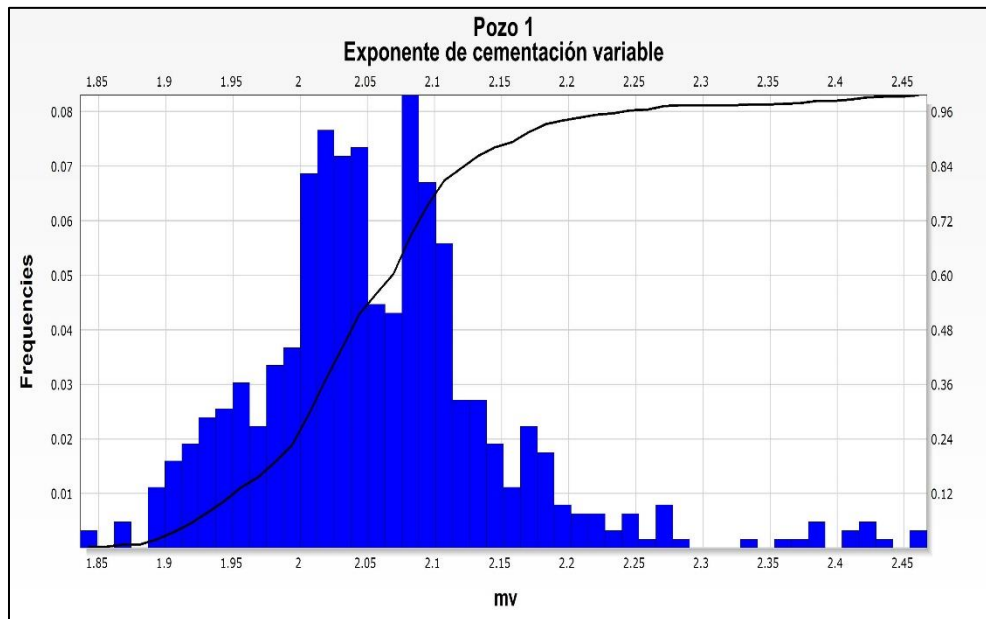


Figura 4. 6. Histograma exponente de cementación variable. (Techlog®)

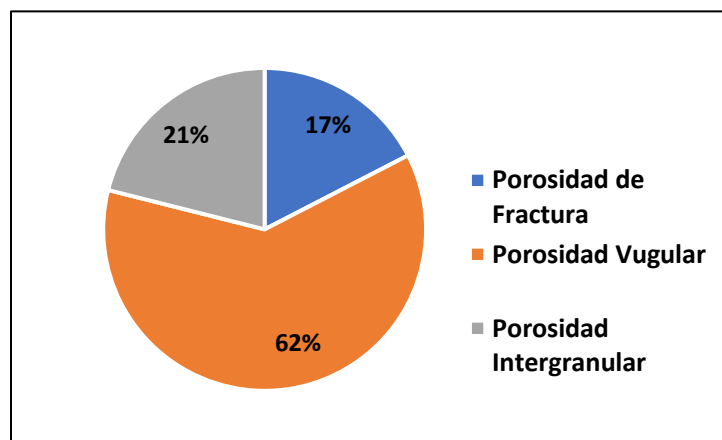


Figura 4. 7. Discretización de la porosidad

En la Figura 4.8 se aprecia que las áreas donde aumenta la porosidad de fractura se relacionan a un factor de formación (F) con valores bajos y con un mayor exponente de cementación. El índice de fracturamiento (IIF) es bajo, lo que significa que las fracturas se encuentran esporádicas, dominando la porosidad de matriz.

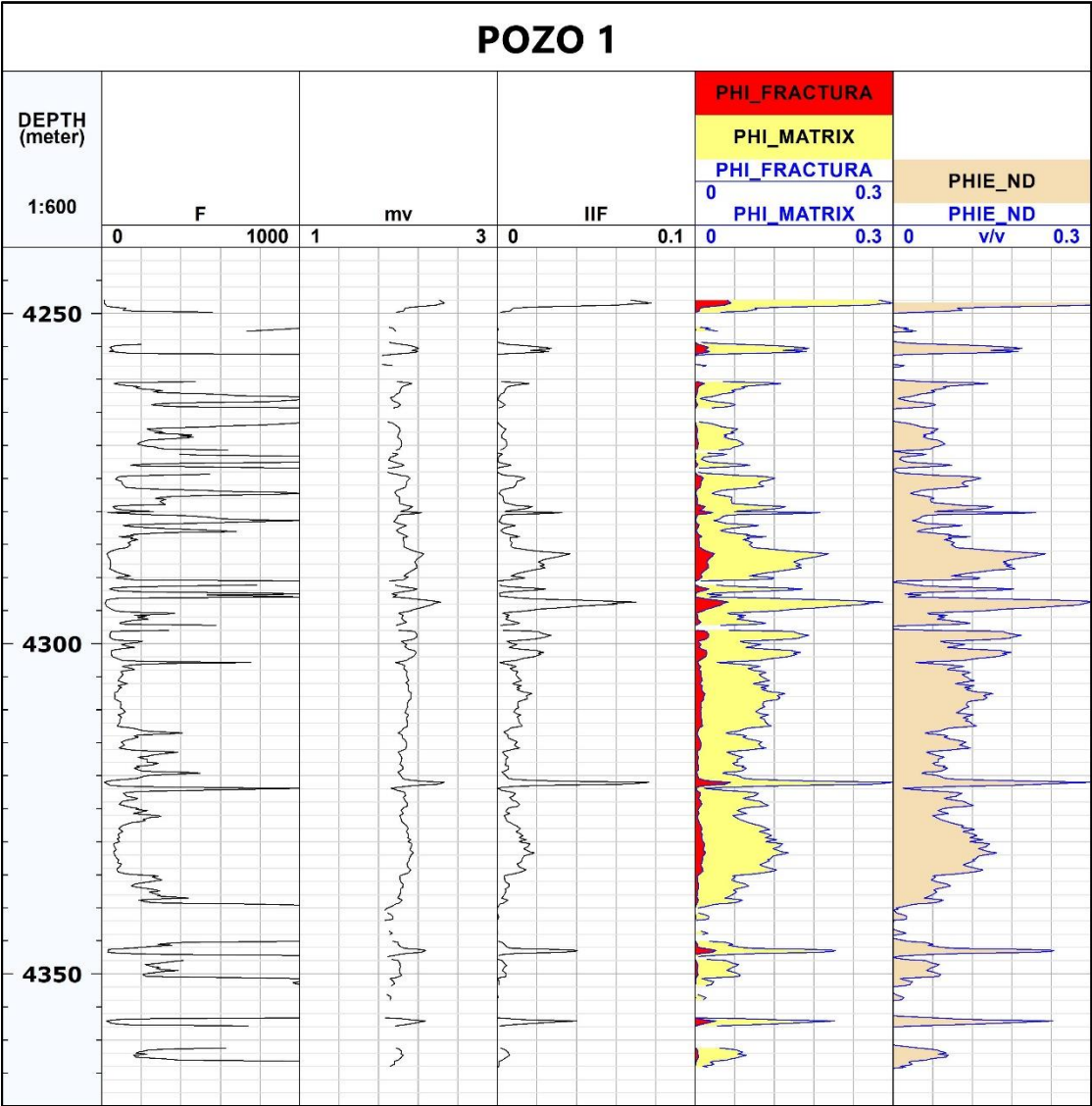


Figura 4. 8. Curvas de discretización del modelo de porosidad. (Techlog®)

4.5. Saturación de Agua

4.5.1. Resistividad del Agua de la Formación

La temperatura obtenida fue de 151-152°C aproximadamente en el intervalo estudiado. El Pozo 1 cuenta con una salinidad de 153,000 ppm. Colocando los parámetros en la gráfica de la Figura 2.16 se obtuvo un valor cercano a 0.0147 ohm-m.

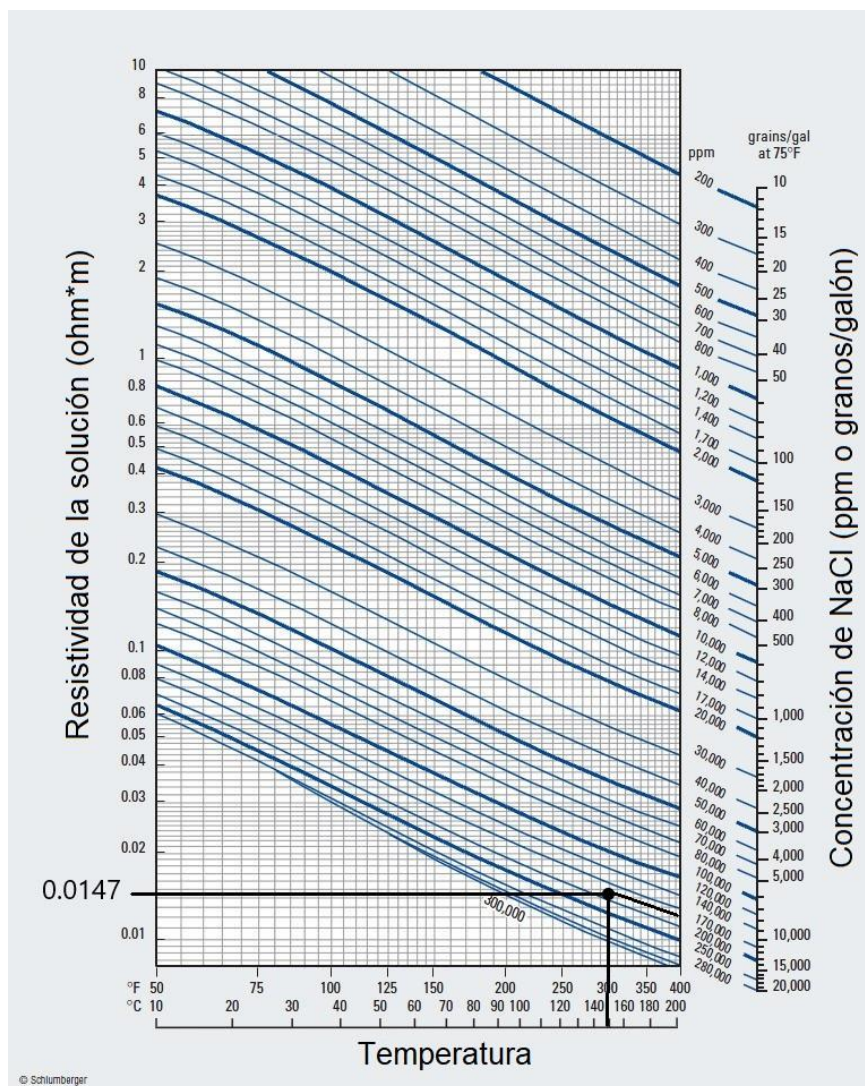


Figura 4. 9. Resistividad del agua de formación. (Modificada de Schlumberger, 2010)

4.5.2. Modelo de Saturación de Agua

En la Figura 4.10 se observa que el área de interés, donde la porosidad efectiva es mayor y el volumen de arcilla es bajo, muestra una saturación promedio de 40%, estos valores son un indicador más de porosidad y refuerza la presencia de fracturas, por lo que es posible que la roca se encuentre rellena de algún fluido de interés.

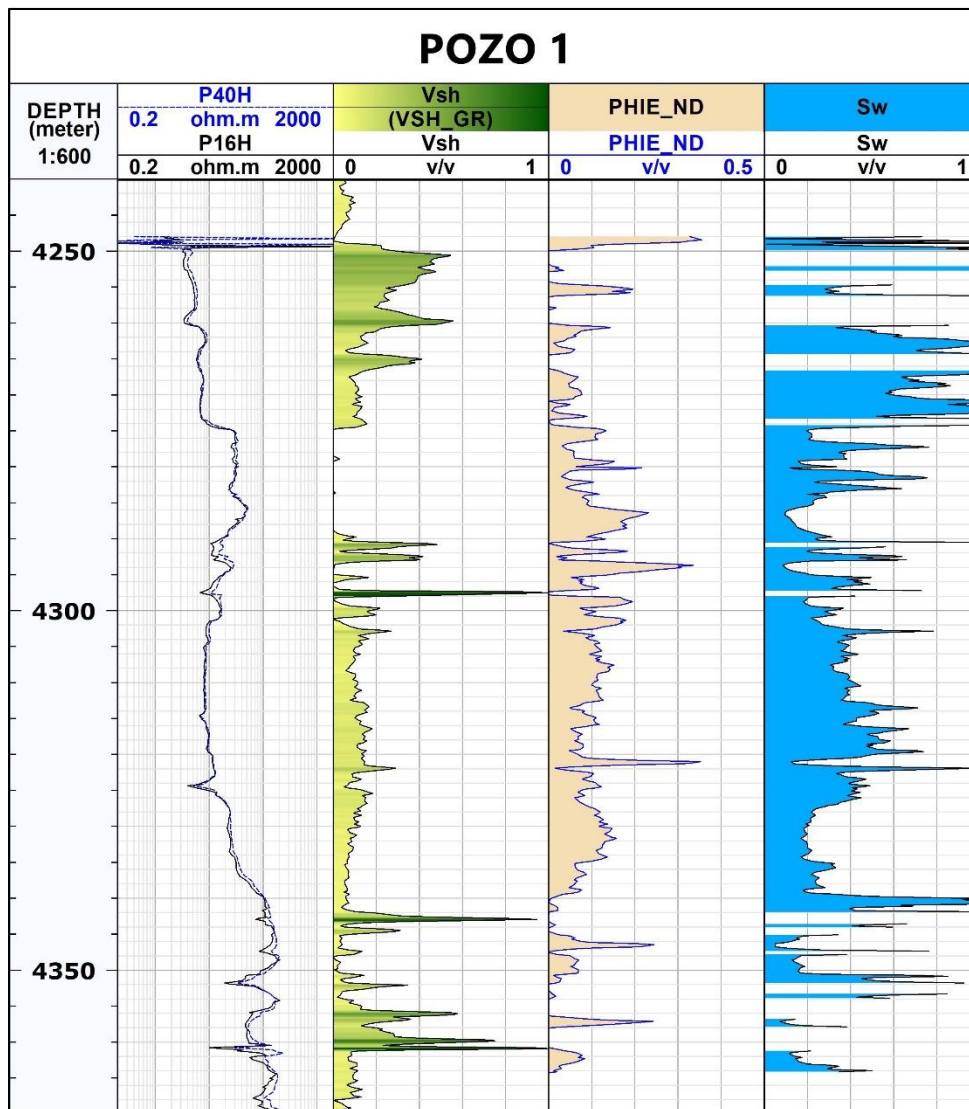


Figura 4. 10. Curva de saturación de agua. (Techlog®)

4.6. Permeabilidad

El resultado mostrado en la Figura 4.11 presenta una baja permeabilidad, se observa que los valores más altos de permeabilidad corresponden con los valores más altos de porosidad, cumpliendo la relación de permeabilidad con porosidad, donde a mayor porosidad mayor es la permeabilidad.

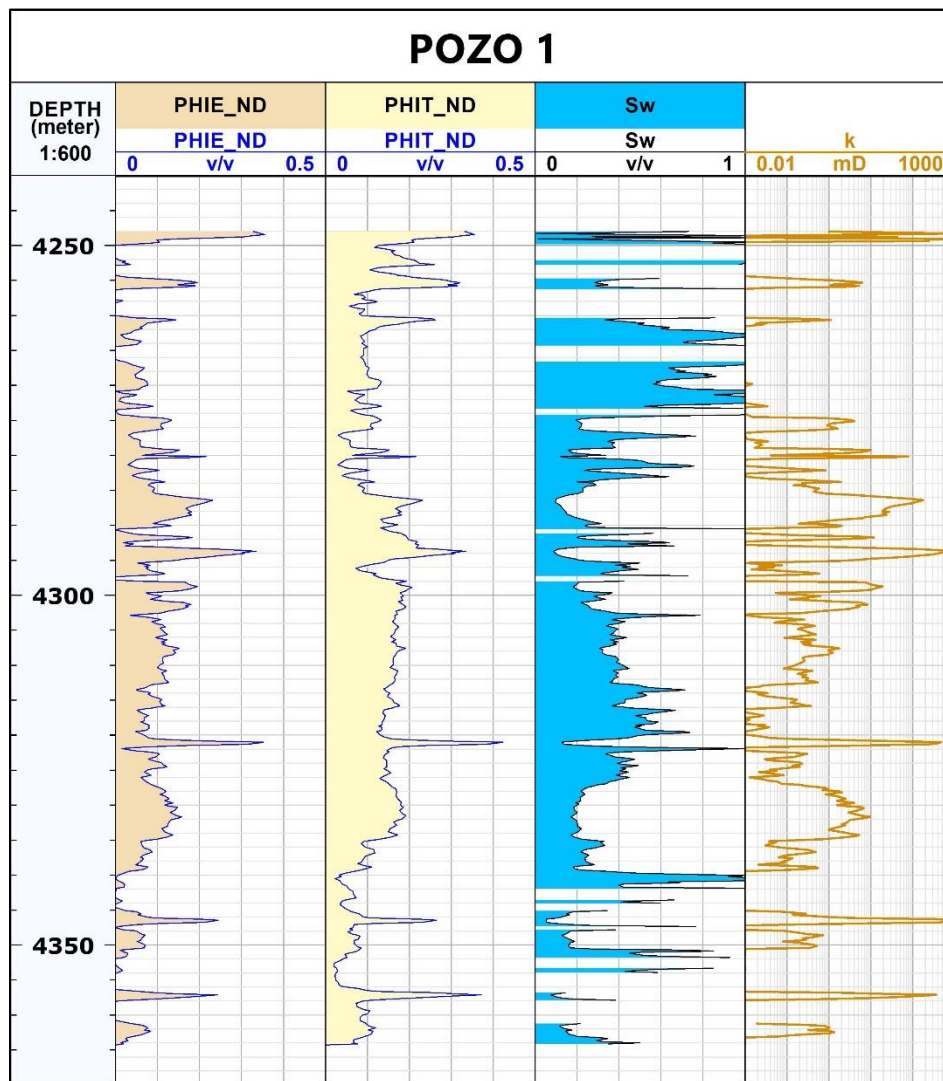


Figura 4. 11. Curva de permeabilidad. (Techlog®)

4.7. Análisis de Winland

Se realizó la gráfica de Winland en función de la porosidad y permeabilidad (Figura 4.12). En conjunto con la Tabla 3.1 se observa un dominio de nanoporosidad. De igual modo se tiene una proporción de interés de microporos y mesoporos. Por último, se tiene una cantidad de puntos a considerar de macroporosidad.

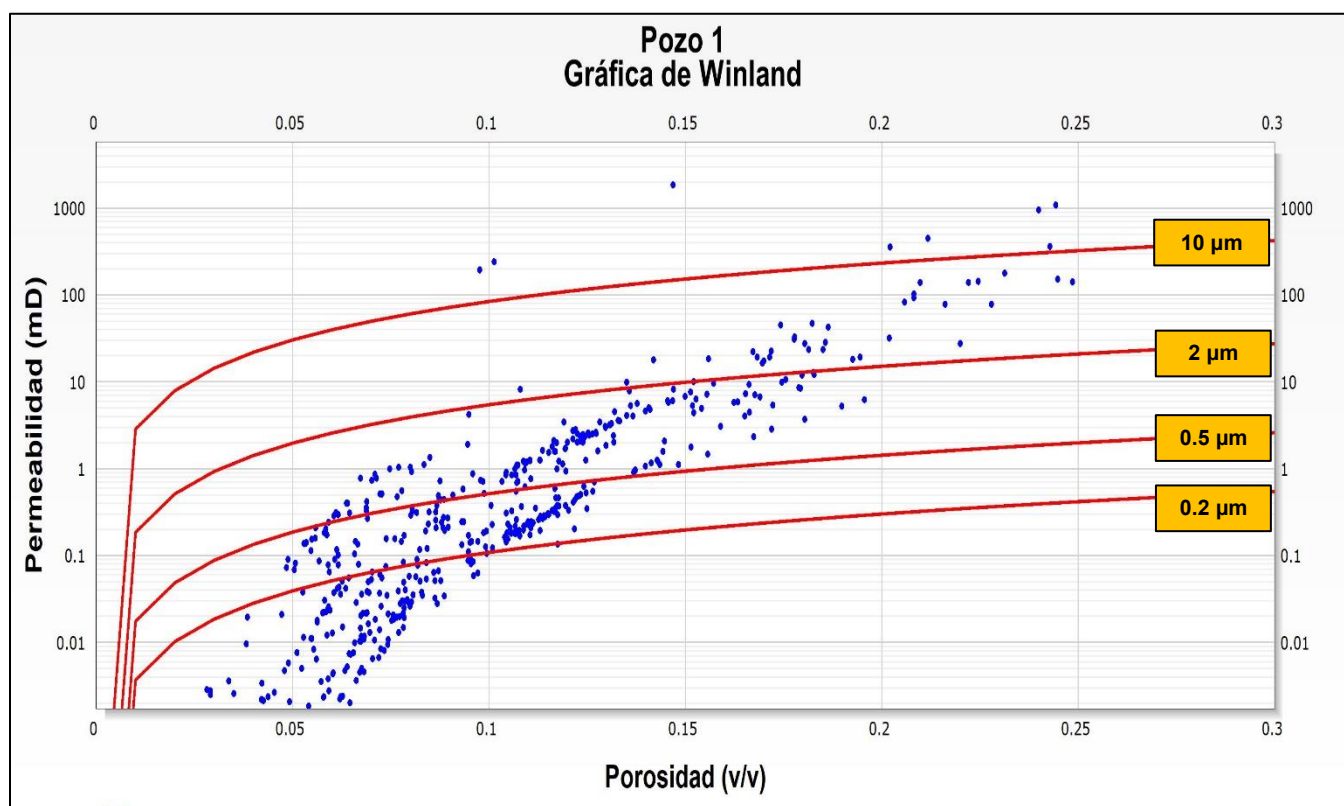


Figura 4. 12. Gráfica de Winland. (Techlog®)

Se graficó la curva del factor r_{35} para observar las áreas que presenten continuidad de poros, esto junto con los espesores neto ayuda a identificar las áreas con mayor potencial, ya que se debe encontrar continuidad de porosidad y continuidad de espesor neto. En la Figura 4.13 se identifican dos áreas con continuidad de mesoporosidad y macroporosidad, y una tercera con una continuidad de microporosidad.

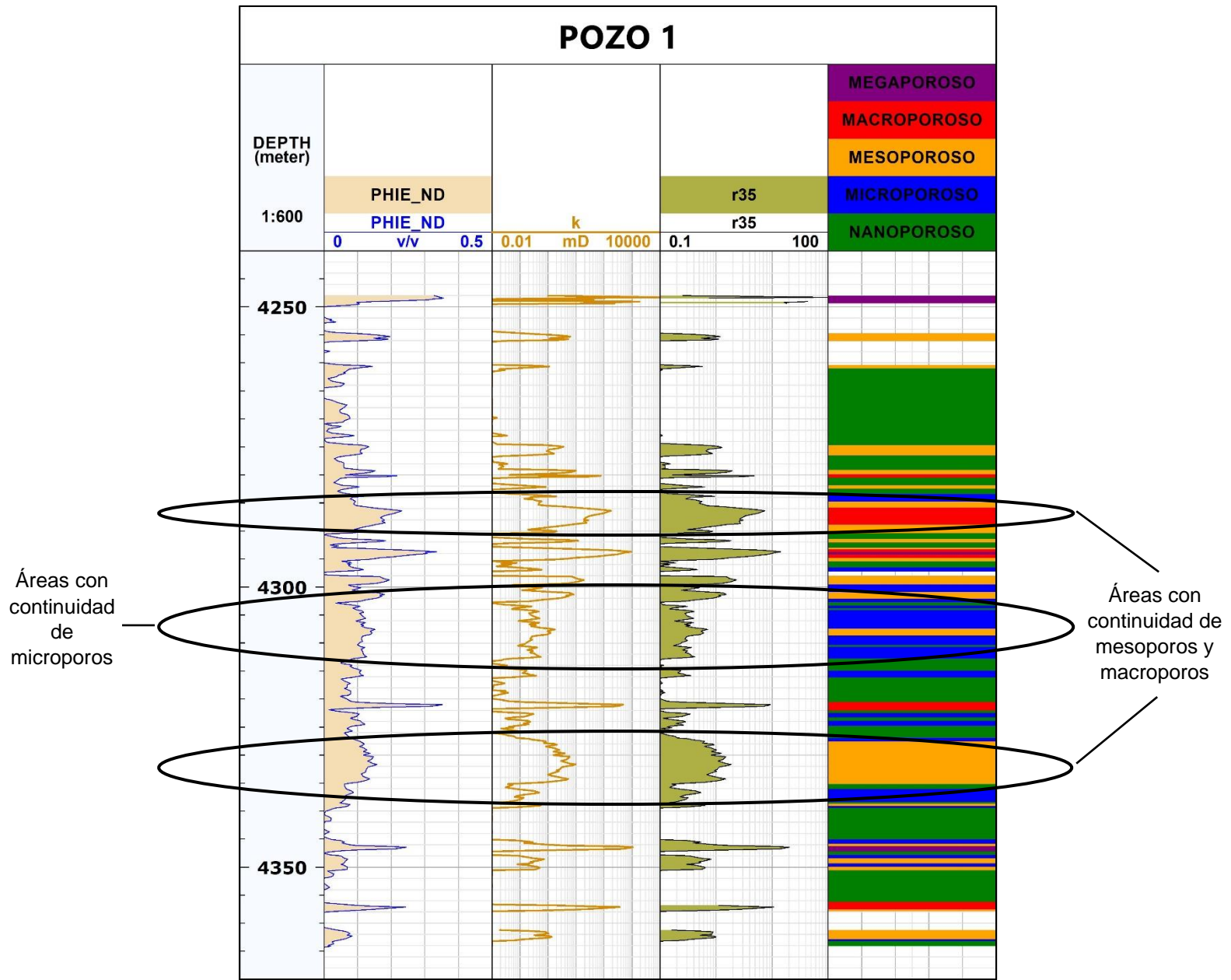


Figura 4. 13. Curva del factor r_{35} . (Techlog®)

4.8. Clasificación de Lucia

De acuerdo con los criterios presentados en la Tabla 3.2 de clasificación de clases y en la gráfica de Lucia (Figura 4.14) se tiene, en un mayor porcentaje, dolomías que van de cristales finos a cristales medianos, siendo resultado de una buena distribución en los tamaños de los poros contenidos en la roca, lo que favorece al flujo del hidrocarburo para su producción.

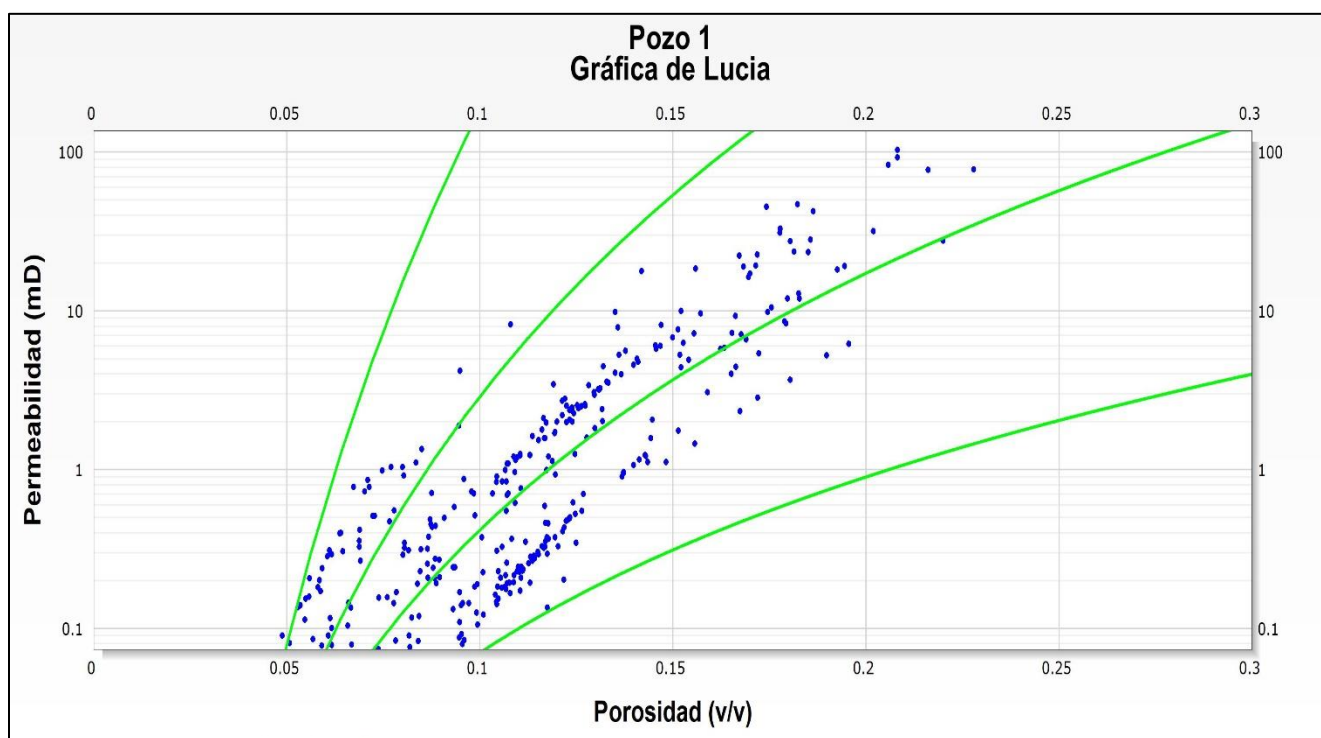


Figura 4. 14. Gráfica de Lucia. (Techlog®)

4.9. Modelo QuantiELAN

Para el Pozo 1 el modelo QuantiELAN presenta un yacimiento poco poroso y permeable, y sigue manteniendo una saturación de agua del 40%. Además, calcula un modelo roca-fluido donde muestra la presencia de hidrocarburo.

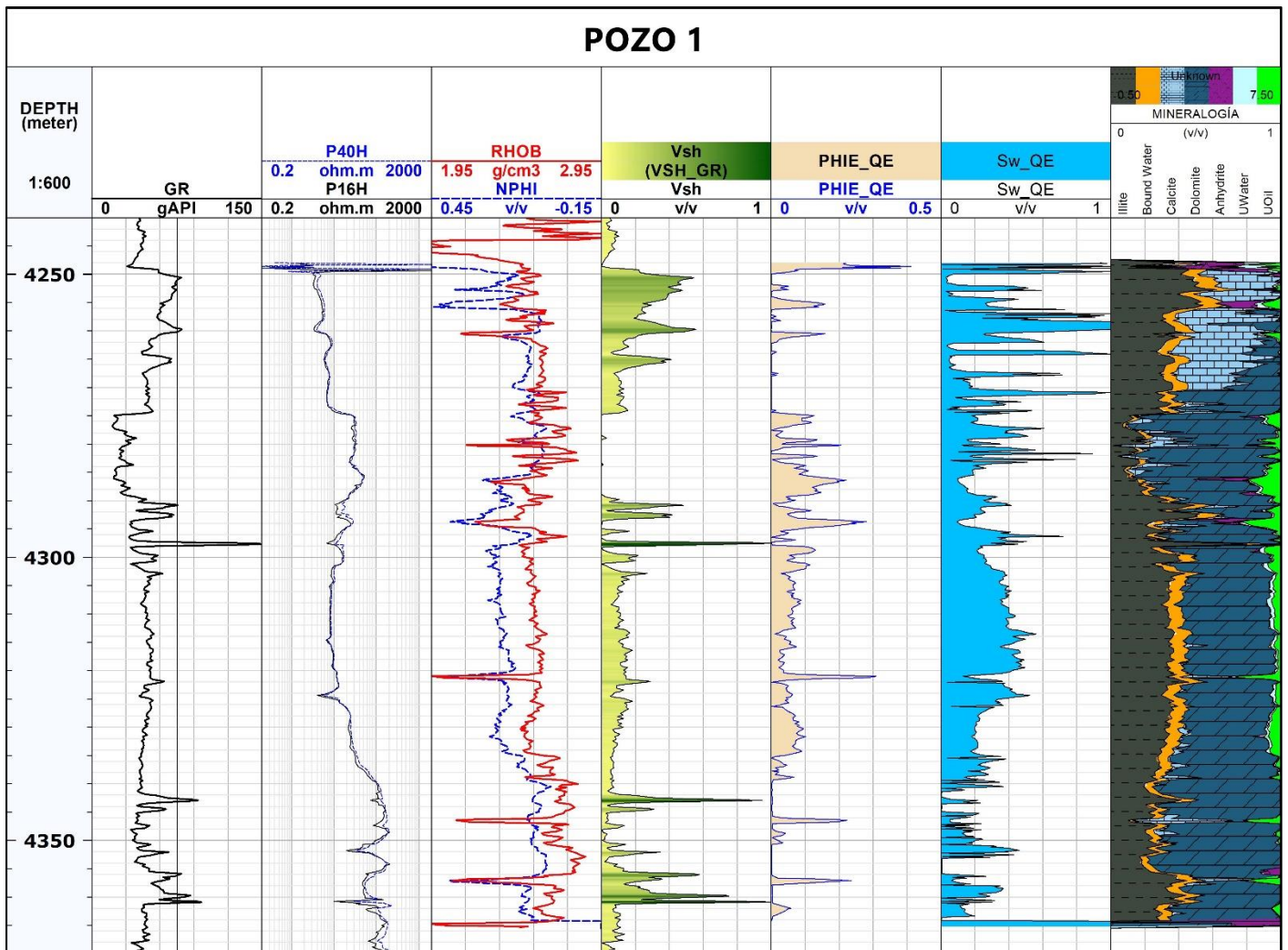


Figura 4. 15. Modelo QuantiELAN. (Techlog®)

A la porosidad obtenida con el modelo QuantiELAN se le realizó una discretización de porosidad para identificar las zonas fracturadas. En la Figura 4.16 se observa que la porosidad de fractura es todavía menor a la calculada con la metodología convencional, corroborando que se tiene un yacimiento poco fracturado.

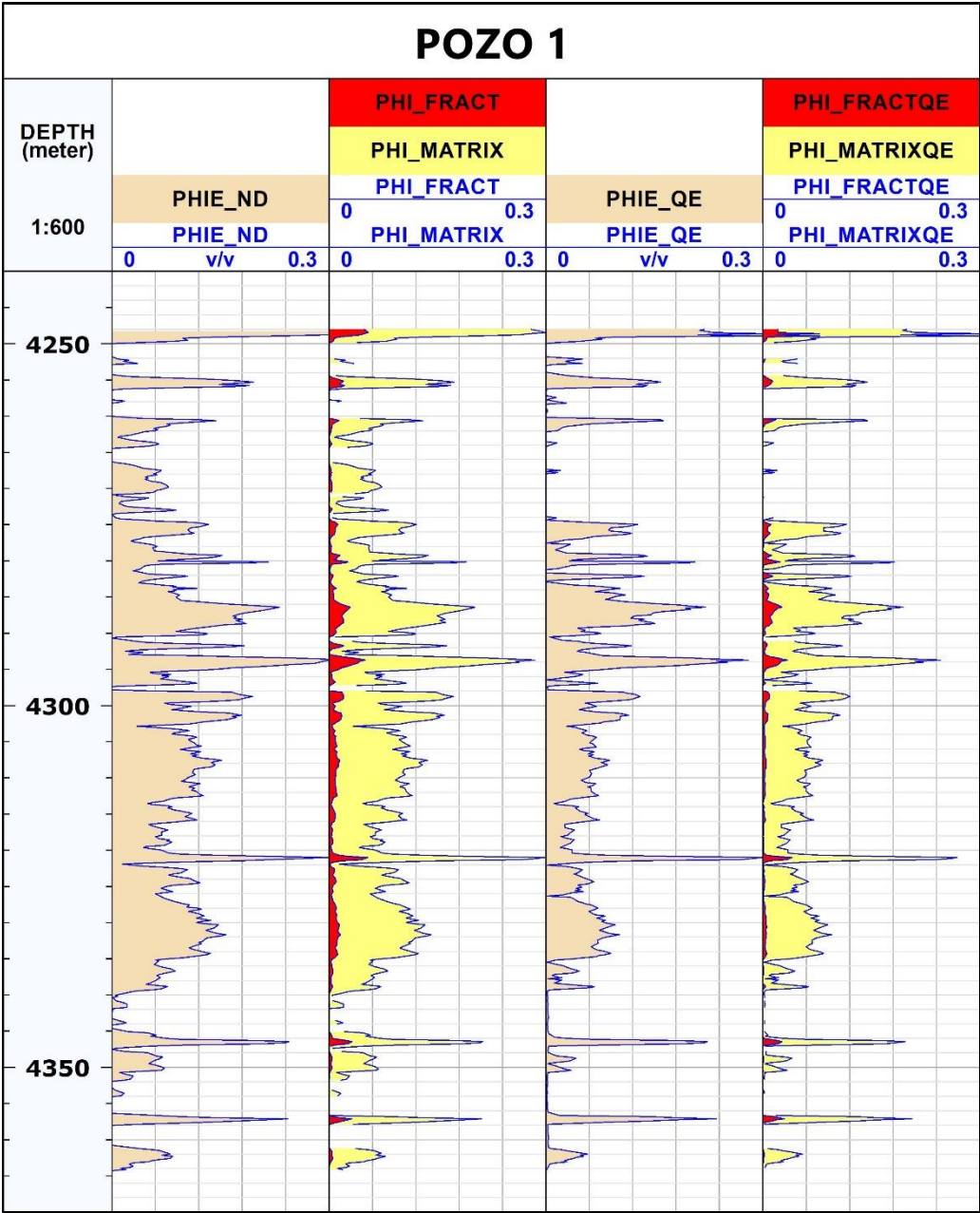


Figura 4. 16. Comparativa de discretización de porosidad: método convencional y modelo QuantiELAN. (Techlog®)

4.10. Valores de Corte de las Propiedades Petrofísicas

Para el volumen de arcilla se define un valor de corte de 0.30.

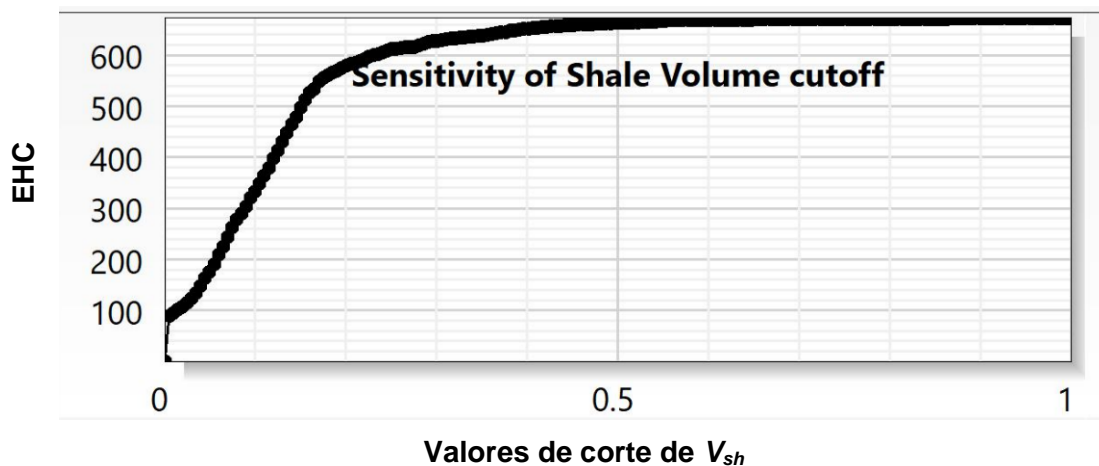


Figura 4. 17. Análisis de sensibilidad de volumen de arcilla. (Techlog®)

Para la porosidad se utilizaron los valores obtenidos con el modelo QuantiELAN y se definió un valor de corte de 0.04.

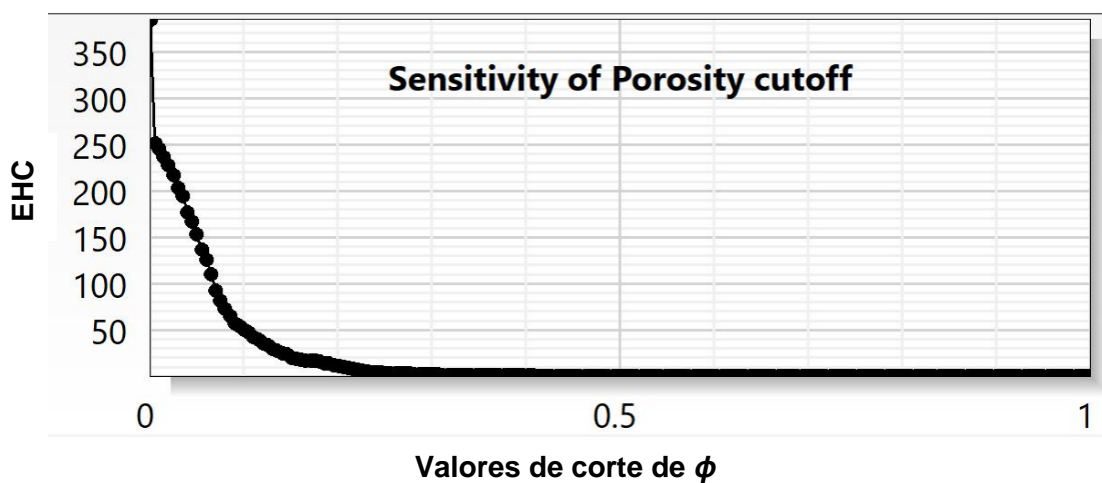


Figura 4. 18. Análisis de sensibilidad de porosidad. (Techlog®)

Para el valor de corte de saturación de agua se utilizaron los valores calculados con el modelo QuantiELAN. Se definió un valor de corte de 0.45.

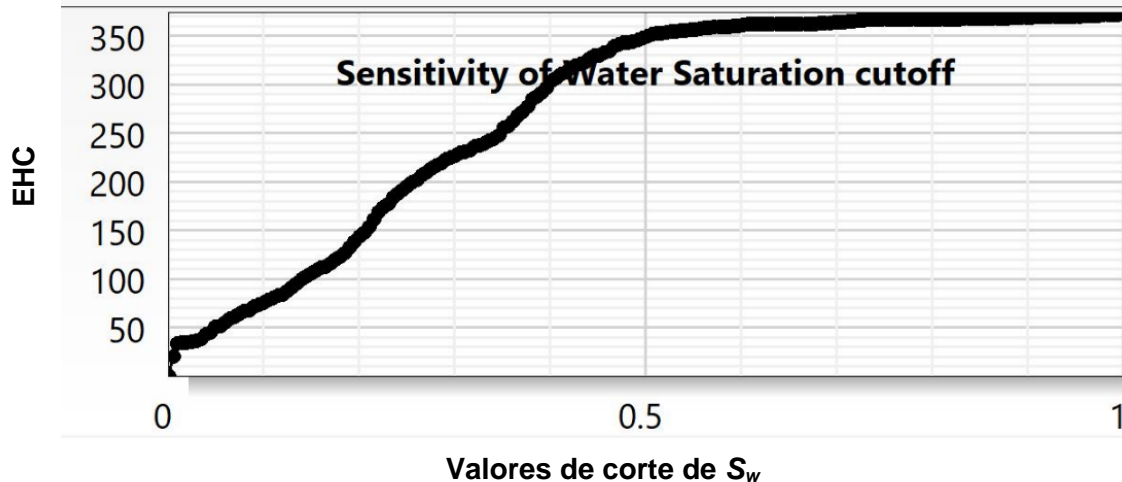


Figura 4. 19. Análisis de sensibilidad de saturación de agua. (Techlog®)

Los valores de corte de volumen de arcilla y de saturación de agua indican que todo valor menor a 0.30 y 0.45 respectivamente sea utilizado para el cálculo de los espesores neto. En el caso del valor de corte de porosidad indica que todos los valores mayores a 0.04 sean considerados para el cálculo de los espesores.

4.11. Espesores Neto

Con los valores de corte de las propiedades petrofísicas se obtuvo un espesor neto de 50.13 metros, siendo este el 23% del espesor total de la formación. Se calcularon valores promedio de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, siendo estos de 8%, 9% y 22% respectivamente.

Tabla 4. 1. Espesor neto y propiedades petrofísicas

Pozo	Cima (m)	Base (m)	HB (m)	HN (m)	HN/HB (%)	V _{sh} (%)	Phie (%)	S _w (%)
Pozo 1	4240.07	4454.95	214.88	50.13	23	8	9	22

Valores de Corte: $\phi_e > 4\%$, $V_{sh} < 30\%$, $S_w < 45\%$

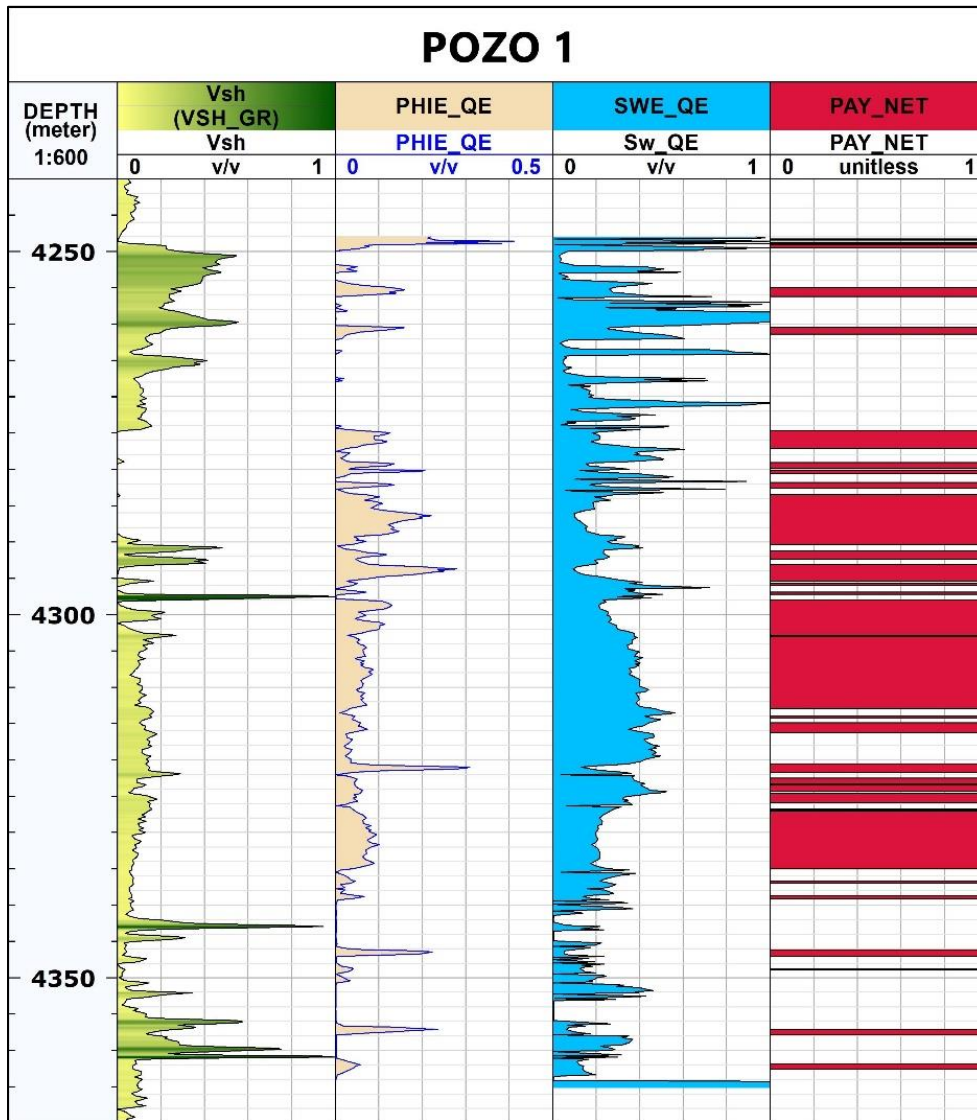


Figura 4. 20. Espesores neto. (Techlog®)

Se realizó una comparación junto con el análisis de Winland y el modelo roca-fluido para identificar los espesores con una porosidad constante en tamaño de poros. En la Figura 4.21 se identifican dos espesores que pueden ser considerados intervalos de disparos, teniendo dos áreas con mesoporosidad y una de ellas con macroporosidad.

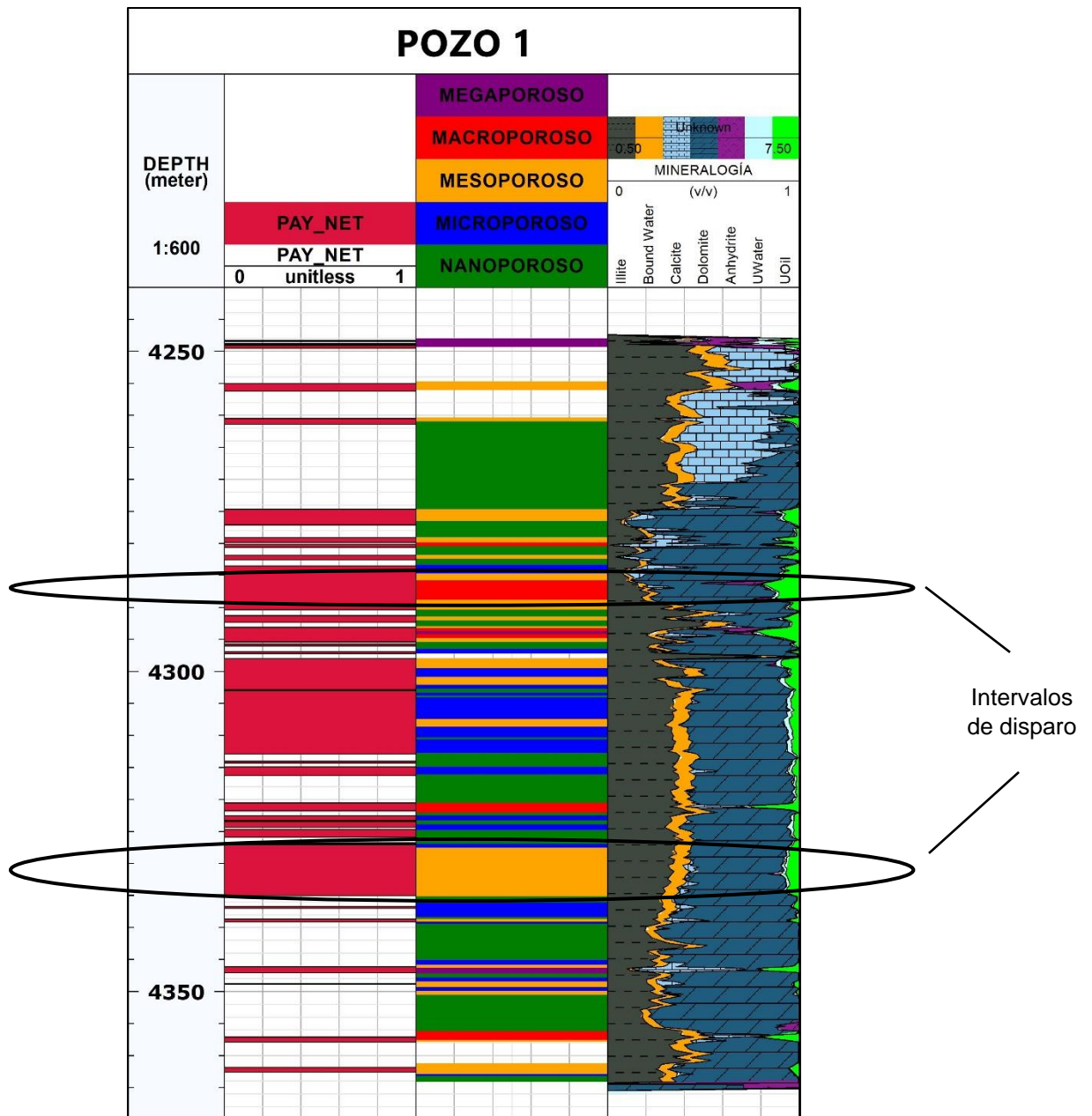


Figura 4. 21. Relación Winland y espesores neto. (Techlog®)

CONCLUSIONES

- El Pozo 1 presenta una litología de dolomías con intercalaciones de calizas, mostrado en las gráficas de neutrón-densidad y *M-N*.
- El Pozo 1 presenta porosidades que van de 6-10% en las zonas de yacimiento. Estos valores de porosidad pueden ser considerados efectivos, ya que la porosidad en los yacimientos carbonatados ronda por debajo del 5%.
- Se tiene un modelo de triple porosidad, esto es, además de la porosidad de matriz presente se tiene presencia de porosidad secundaria, asociada a vóculos y fracturas.
- La discretización del modelo de porosidad mostró una porosidad de fractura menor al 3%, por lo que el Pozo 1 se encuentra en un yacimiento poco fracturado. El conocer zonas fracturadas es un indicador de mayor ocurrencia de flujo.
- El análisis de Winland mostró sistemas porosos correspondientes a mesoporos y macroporos, esto debido a que la matriz sufrió un proceso de dolomitización, lo que le da una mejor calidad a la roca.
- Se tiene un espesor neto de 50 metros aproximadamente y con el análisis de Winland se detectan dos zonas, una en los 4286 metros y otra en los 4330 metros de profundidad, que pueden ser consideradas como zonas de disparo.

BIBLIOGRAFÍA

- Al Jawad, M. S., & Tariq, B. Z. (2019). *Estimation of Cutoff Values by Using Regression Lines Method in Mishrif Reservoir/ Missan Oil Field*. Journal Engineering, 25(2), 82-95.
- Alyafei, N. (2021). *Fundamentals of Reservoir Rock Properties* (Segunda ed.). Doha, Qatar: Hamad Bin Khalifa University Press.
- Arroyo Carrasco, F. A. (s.f.). *Apuntes de Registros Geofísicos de Pozos* (Segunda ed.). Ciudad de México.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.
- Balan, B., Mohaghegh, S., & Ameri, S. (1995). *State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Log Data: Part 1-A Comparative Study, Model Development*. SPE Eastern Regional Conference & Exhibition. Morgantown, West Virginia, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Bratton, T., Canh, D. V., Que, N. V., Duc, N. V., Gillespie, P., Hunt, D., . . . Sonneland, L. (2006). *La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados*. Oilfield Review, 4-25.
- Buckles, R. S. (1965). *Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data*. The Journal of Canadian Petroleum, 42-52.
- Chajid Kairuz, E., Camargo Puerto, J., & Amaya Gómez, M. (2011). *Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozos Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca de Llanos Orientales*. Revista Ingeniería y Región No. 8.
- Crain, E. R. (2004). *The Log Analysis Handbook*. PenWell Corp.
- El-Khadragy, A., Ghorab, M., Shazly, T., Ramadam, M., & El-Sawy, M. (2014). *Using of Pickett's Plot in Determining the Reservoir Characteristics in Abu Roash Formation, El-Razzak Oil Field, North Western Desert, Egypt*. Egyptian Journal of Petroleum, 23(1), 45-51.
- Ellis, D., & Singer, J. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Dordrecht, Países Bajos: Springer.
- García Mora, R. O., & Valera González, Y. (2016). *Motor de Interpretación Gráfica para el Cálculo de Volumen de Arcilla*. Revista Cubana de Ciencias Informáticas, 10(4), 125-138.
- Gómez Rivero, O. (1978). *Importancia de la Determinación de Propiedades Petrofísicas en Pozos*.

- Huy Giao, P., & Sandunil, K. (2017). *Application of Deep Learning in Predicting Fracture*. *Petrovietnam Journal*, 10, 14-22.
- Kobr, M., Huizar, R., & Campos, J. O. (2005). *Evaluación Hidrogeológica de Pozos a través de Registros Geofísicos (Fundamentos)*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Lucia, F. J. (2007). *Carbonate Reservoir Characterization*. Austin, Texas: Springer.
- Ramos Rodriguez, H., Zinat Conte, D., & Ramírez Maldonado, T. (2008). *Registros Geofísicos en México*. Villahermosa: Schlumberger Offshore Service.
- Reyes Paredes, O., Castro Castiñeiras, O., Morales Echeverría, C., Valladares Amaro, S., & Escartín Sauleda, E. (2014). *Clasificación Petrofísica de Tipos de Rocas en Reservorios Carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba*. *Revista Cubana de Ingeniería*, V(2), 22-28.
- Riazi, Z. (2018). *Application of Integrated Rock Typing and Flow Units Identification Methods*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1-15.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs* (Segunda ed.). Sutherland, Escocia: Rider-French Consulting Ltd.
- Schlumberger. (2010). *Log Interpretation Charts*. Austin, Texas.
- Schön, J. H. (2011). *Physical Properties of Rocks. A Workbook*. Amsterdam, Países Bajos: Elsevier.
- Serra, O. (1988). *Fundamentals of Well-log Interpretation*. New York: Elsevier Science.
- Shedid, S. A., & Saad, M. A. (2018). *Comparison and Sensitivity Analysis of Water Saturation Models in Shaly Sandstone Reservoirs using Well Logging Data*. *British Journal of Earth Sciences Research*, 6(1), 32-48.
- Tan, Z., Wang, W., Li, W., Lu, S., & He, T. (2017). *Controlling Factors and Physical Property Cutoffs of the Tight Reservoir in the Liuhe Basin*. *Advances in Geo-Energy Research*, 1(3), 190-202.
- Tiab, D., & Donaldson, E. (2004). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. New York: Elsevier.