



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
YACIMIENTOS

EVALUACIONES PETROFÍSICAS EN YACIMIENTOS ANISÓTROPOS
DE AGUAS ULTRA PROFUNDAS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ANDREA GUTIÉRREZ PALMA

TUTOR:
DR. AMBROSIO AQUINO LÓPEZ
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., ABRIL 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M. I. CASTREJÓN PINEDA HÉCTOR RICARDO

Secretario: DR. COCONI MORALES ENRIQUE

1er. Vocal: DR. AQUINO LÓPEZ AMBROSIO

2do. Vocal: M. I. DOMÍNGUEZ TREJO ISABEL

3er. Vocal: DR. VALDIVIEZO MIJANGOS OSCAR C.

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX.

TUTOR DE TESIS:

DR. AQUINO LÓPEZ AMBROSIO

FIRMA

Dedicatoria

Dicen que las personas mueren pero el alma siempre se queda ahí.

A mis abuelitos Celia y Lauro †.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, por haberme permitido forjar nuevos conocimientos y bases académicas en sus aulas, por permitirme vivir una gran etapa en compañía de amigos y profesores.

A la institución la cual ha hecho posible la realización de este trabajo de tesis, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico brindado durante mis estudios de maestría.

Un agradecimiento especial al director de esta tesis, “Dr. Ambrosio Aquino López”, por facilitarme las herramientas para la elaboración de este trabajo, por su paciencia durante mi aprendizaje, por su apoyo y por todo lo brindado durante esta etapa.

Esta tesis fue revisada de forma crítica por “Dr. Enrique Morales Coconi y Dr. Oscar C. Valdiviezo Mijangos del IMP, y, M.I. Héctor R. Castrejón Pineda y M.I. Isabel Domínguez Trejo de la UNAM”, a todos ellos mi más sincero agradecimiento.

A mis papás, por que sin ellos no hubiera sido posible terminar este trabajo, con mucho cariño agradezco su apoyo, esfuerzo y confianza hacia mí, y por estar siempre a mi lado. A mi hermana, por su compañía y para que siga superándose cada día un poco más. Agradezco a la familia Palma, por brindarme siempre su apoyo incondicional y, por compartir conmigo buenos y malos momentos.

No hay nada más bonito que una amistad verdadera, así que agradezco a todos mis amigos, sin excluir a ninguno, pero en especial a Ángel, Gerardo, Luciano, Sergio y Tania por acompañarme y apoyarme cuando más lo necesité. Sin olvidar agradecer a alguien que no tiene mi misma sangre pero lo parece; a Alan por todos los momentos que hemos pasado juntos y sin el cual habría podido acabar esta tesis antes de lo esperado.

Andrea

Índice

Resumen	i
Abstract	ii
Introducción	iii
Objetivos.....	v
1. Generalidades relacionadas con aguas profundas	1
1.1 Concepto y descripción de yacimientos en aguas profundas.....	1
1.1.1 Definición de yacimientos en aguas profundas	1
1.2 Historia del desarrollo de yacimientos en aguas profundas	2
1.2.1 Eventos significativos en el desarrollo de yacimientos en aguas profundas	3
1.2.2 Principales países productores de hidrocarburos en yacimientos en aguas profundas	7
1.2.2.1 África	8
1.2.2.2 América Latina.....	10
1.2.2.3 Asia	10
1.2.2.4 Europa.....	11
1.2.2.5 Oceanía.....	11
1.2.3 Situación del desarrollo de campos de aguas profundas en México.....	11
1.3 Geología característica en yacimientos en aguas profundas	13
1.3.1 Rocas clásticas en yacimientos de aguas profundas	14
1.3.2 Lutita	15
1.3.2.1 Clasificación.....	16
1.3.2.2 Composición mineralógica	16
1.3.2.3 Tamaño de grano	17
1.3.2.4 Distribución espacial	17
1.3.3 Arenisca	18
1.3.3.1 Clasificación.....	19
1.3.3.2 Composición mineralógica	19
1.3.3.3 Distribución espacial de arenas y arcillas	19
1.4 Ambientes sedimentarios de aguas profundas	20

1.4.1	Sistemas de depósito de aguas profundas	21
1.4.2	Distribución del tamaño del grano	22
1.5	Anisotropía	23
1.5.1	Anisotropía eléctrica	24
1.6	Conclusiones	26
2.	Métodos convencionales para interpretación de registros geofísicos de pozos ...	27
2.1	Metodologías convencionales de interpretación petrofísica	27
2.2	Modelos para la determinación de propiedades petrofísicas en formaciones clásticas	28
2.3	Modelos de volumen de arcilla	28
2.3.1	Estimación de volumen de arcilla con registro de Rayos Gamma	29
2.3.2	Estimación de volumen de arcilla con registro de Resistividad	31
2.3.3	Estimación de volumen de arcilla con registro de Neutrones	33
2.3.4	Estimación de volumen de arcilla con registros de Neutrón-Densidad	34
2.3.5	Determinación de la distribución de arcilla en la arenisca	35
2.4	Modelos de porosidad	36
2.4.1	Porosidad en formaciones clásticas	38
2.4.2	Porosidad total	39
2.4.3	Porosidad efectiva	40
2.4.4	Estimación de la porosidad	41
2.4.4.1	Estimación de la porosidad con registro de Neutrón	42
2.4.4.2	Estimación de la porosidad con registro de Densidad	42
2.4.4.3	Estimación de la porosidad con registros de Neutrón-Densidad	43
2.5	Modelos para la determinación de saturación de fluidos	44
2.5.1	Modelo de saturación de agua para formaciones de arenas limpias	45
2.5.1.1	Modelo de Archie	45
2.5.2	Modelos de saturación de agua para formaciones areno arcillosas	49
2.5.2.1	Modelos para formaciones arenosas con contenido de lutita laminar y estructural	50
2.5.2.2	Modelo de arcilla laminar	50
2.5.2.3	Modelo de Indonesia	51
2.5.3.1	Modelos para formaciones arenosas con contenido de lutita dispersa ..	51
2.5.3.2	Modelo de Simandoux	51
2.5.3.3	Modelo de Doble Agua	52

2.6 Conclusiones	52
3. Modelo e inversión de velocidades de ondas elásticas y conductividad eléctrica en formaciones de aguas profundas	54
3.1 Modelo petrofísico para formaciones clásticas	54
3.2 Modelado de propiedades físicas	55
3.2.1 Modelos de límites de Voigt, Reuss y Hashin Shtrikman	57
3.2.2 Modelo de inclusión de Kuster y Toksöz	60
3.3.3 Método Micromecánico de Aproximación de Medio Efectivo (EMA)	63
3.3.4 Relaciones de velocidad (Predicción de V_s)	66
3.3 Inversión conjunta en formaciones clásticas	68
3.4 Conclusiones	69
4. Metodología de la investigación	71
4.1 Metodología para estimación de parámetros petrofísicos de la formación	71
4.1.1 Análisis cualitativo	71
4.1.2 Zonificación	72
4.1.3 Definición de parámetros físicos de la formación	73
4.1.3.1 Gráficos cruzados de Rayos Gamma vs Propiedades Físicas	73
4.1.3.2 Temperatura, salinidad y resistividad del agua de formación	73
4.2 Metodología para interpretación petrofísica mediante métodos convencionales	73
4.2.1 Estimación del volumen de arcilla	74
4.2.2 Porosidad total y efectiva	74
4.2.3 Estimación de la litología y minerales	74
4.2.3.1 Gráfico cruzado de Neutrón vs Densidad	74
4.2.3.2 Volumen de arenisca	75
4.2.4 Estimación de la saturación de agua e hidrocarburos	75
4.2.5 Determinación de la mineralogía compleja	75
4.2.6 Determinación de zonas de interés	77
4.3 Metodología para interpretación mediante inversión petrofísica	78
4.3.1 Modelo inicial	79
4.3.2 Generación de registros de pozos sintéticos	79
4.3.3 Minimización de la función de costo y definición de parámetros petrofísicos	80
4.3.4 Determinación de las zonas de interés	80

4.4 Conclusiones	81
5. Resultados de la interpretación petrofísica con métodos convencionales y con método de inversión petrofísica	82
5.1 Estimación de parámetros físicos de la formación.....	82
5.1.1 Análisis cualitativo	82
5.1.2 Análisis de datos	82
5.1.3 Gráfica de datos y control de calidad	82
5.1.4 Zonificación.....	83
5.1.5 Definición de parámetros petrofísicos de la formación	85
5.1.5.1 Gráficos cruzados de Rayos Gamma vs Propiedades Físicas	86
5.1.5.2 Temperatura, salinidad y resistividad del agua de formación	90
5.2 Resultados de interpretación petrofísica con métodos convencionales	91
5.2.1 Estimación del volumen de arcilla	92
5.2.2 Estimación de la porosidad total y efectiva	92
5.2.3 Estimación de la litología y volumen de minerales	92
5.2.3.1 Gráfico cruzado de Neutrón vs Densidad	93
5.2.3.2 Volumen de arenisca.....	93
5.2.4 Estimación de la saturación de agua e hidrocarburos.....	94
5.2.5 Mineralogía compleja	97
5.2.6 Determinación de zonas de interés	100
5.3 Resultados de interpretación petrofísica con método de inversión	105
5.3.1 Generación de registros de pozos sintéticos	105
5.3.2 Minimización de la función de costo y definición de parámetros petrofísicos.....	106
5.3.3 Volúmenes de roca y fluidos mediante el método de inversión petrofísica	113
5.3.4 Determinación de zonas de interés	116
5.4 Comparación de resultados de métodos convencionales y metodología de inversión petrofísica	118
5.5 Conclusiones	122
Conclusiones.....	123
Referencias	124

Lista de figuras

Figura 1.1 Clasificación de yacimientos según su profundidad.....	2
Figura 1.2 Mapa de ubicación de reservas probadas y recursos prospectivos en aguas profundas	8
Figura 1.3 Localizaciones de áreas productoras de hidrocarburos	12
Figura 1.4 Bloques del Golfo de Méx. correspondientes a zonas de aguas profundas..	14
Figura 1.5 El término "aguas profundas"	21
Figura 1.6 Modelo convencional de sistemas de aguas profundas.....	22
Figura 1.7 Diagrama esquemático que muestra los ambientes sedimentarios marinos profundos complejos	22
Figura 1.8 Distribución generalizada del tamaño de grano en yacimientos	23
Figura 1.9 Representación de un material isótropo y un material anisótropo.....	24
Figura 1.10 Ejemplo de núcleo de turbiditas encontradas en cuencas de aguas profundas	25
Figura 1.11 Ubicación de zonas con alta anisotropía con base en registros de Rh y Rv	25
Figura 2.1 Representación de la distribución espacial de la lutita.....	29
Figura 2.2 Estimación del volumen de arcilla verdadero a partir del índice de radioactividad.....	31
Figura 2.3 Estimación del volumen de arcilla a partir del registro de resistividad.....	32
Figura 2.4 Efecto del incremento del volumen de arcilla con la reducción de la resistividad	32
Figura 2.5 Modelo de distribución de lutitas propuesto por Thomas y Stieber	36
Figura 2.6 Definición de la porosidad.....	37
Figura 2.7 Tendencia del decremento de porosidad en diferentes tipos de roca	38
Figura 2.8 Representación de una roca típica de yacimiento.....	39
Figura 2.9 Modelo de porosidad total para formaciones clásticas.....	40
Figura 2.10 Modelo de porosidad efectiva para formaciones clásticas	41
Figura 2.11 Representación de la saturación de fluidos en un volumen de roca.	44
Figura 2.12 Flujo de trabajo simplificado para la evaluación petrofísica de yacimientos tipo Archie a través de registros convencionales	48
Figura 2.13 Tipos de arcilla laminar y dispersa dentro de un circuito eléctrico	49
Figura 3.1 Modelo jerárquico para determinación de los tres niveles de homogeneización en formaciones clásticas	55
Figura 3.2 Modelo de Voigt y Reuss	57
Figura 3.3 Modelo de los límites de Hashin-Shtrikman para el módulo de volumétrico de un material de dos fases	58
Figura 3.4 Límites de Voigt, Reuss y Hashin-Shtrikman	59
Figura 3.5 Definición de relación de forma.....	60
Figura 3.6 Ejemplo de cálculo del módulo de compresibilidad (k).....	62
Figura 3.7 El principio en el que se basa EMA.....	64
Figura 4.1 Metodología general del procesado de registros de pozos mediante técnicas convencionales y de inversión petrofísica.....	72
Figura 4.2 Modelo jerárquico.....	79

Figura 4.3 Generación de registros geofísicos sintéticos que definan los parámetros petrofísicos del modelo inicial.....	80
Figura 4.4 Determinación de los parámetros petrofísicos a partir de la minimización de la función de costo	81
Figura 5.1 Algunos de los datos básicos de registros geofísicos del POZO-A.....	83
Figura 5.2 Gráfica de registros geofísicos del POZO-1A.	84
Figura 5.3 Zonificación en función del promedio y de la desviación estándar para el Pozo-A.	85
Figura 5.4 Gráfica cruzada de CGR vs RES_D para la Zona 1.....	86
Figura 5.5 Gráfica cruzada de CGR vs RES_D para la Zona 3.....	86
Figura 5.6 Gráfica cruzada de CGR vs NPHI para la Zona 1.....	87
Figura 5.7 Gráfica cruzada de CGR vs NPHI para la Zona 3.....	87
Figura 5.8 Gráfica cruzada de CGR vs RHOB para la Zona 1.....	88
Figura 5.9 Gráfica cruzada de CGR vs RHOB para la Zona 3.....	88
Figura 5.10 Gráfica cruzada de CGR vs DTP para la Zona 1.....	89
Figura 5.11 Gráfica cruzada de CGR vs DTP para la Zona 3.....	89
Figura 5.12 Gráfica de Pickett.....	91
Figura 5.13 Gráfico cruzado NPHI-RHOB para la Zona 1.....	93
Figura 5.14 Gráfico cruzado NPHI-RHOB para la Zona 3.....	94
Figura 5.15 Estimación del volumen de matriz para la Zona 1.....	95
Figura 5.16 Estimación del volumen de matriz para la Zona 3.....	96
Figura 5.17 Saturación de agua estimada para la Zona 1.....	98
Figura 5.18 Saturación de agua estimada para la Zona 3.....	99
Figura 5.19 Gráficas de sensibilidad para la Zona 1.....	100
Figura 5.20 Gráficas de sensibilidad para la Zona 3.....	100
Figura 5.21 Gráficas de sensibilidad de saturación de agua para la Zona 1.....	101
Figura 5.22 Gráficas de sensibilidad de saturación de agua para la Zona 3.....	102
Figura 5.23 Espesores netos impregnados de hidrocarburos (gas) para la Zona 1.....	103
Figura 5.24 Espesores netos impregnados de hidrocarburos (gas) para la Zona 3.....	104
Figura 5.25 Registros originales y sintéticos para la Zona 1.....	107
Figura 5.26 Registros originales y sintéticos para la Zona 3.....	108
Figura 5.27 Histogramas de error para la Zona 1.....	109
Figura 5.28 Histogramas de error para la Zona 3.....	110
Figura 5.29 Errores normalizados para la Zona 1.....	111
Figura 5.30 Errores normalizados para la Zona 3.....	112
Figura 5.31 Resultados de método de inversión petrofísica para la Zona 1.....	114
Figura 5.32 Resultados de método de inversión petrofísica para la Zona 3.....	115
Figura 5.33 Gráficas de sensibilidad de parámetros petrofísicos para la Zona 1.....	116
Figura 5.34 Gráficas de sensibilidad de parámetros petrofísicos para la Zona 3.....	116
Figura 5.35 Espesores netos impregnados de hidrocarburos para la Zona 1 y Zona 3	117
Figura 5.36 Comparación de parámetros petrofísicos obtenidos para la Zona 1.....	120
Figura 5.37 Comparación de parámetros petrofísicos obtenidos para la Zona 3.....	121

Lista de tablas

<i>Tabla 1.1 Proyectos de producción de aguas profundas en el Golfo de México.....</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 1.2 Tipos de rocas clásticas representativas de ambientes de aguas profundas.</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 1.3 Composición química para los tipos de arcillas más comunes.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 1.4 Clasificación de la lutita de acuerdo a su tamaño de grano</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 1.5 Características de las lutitas de acuerdo a su distribución espacial.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 1.6 Características principales de los minerales que componen a las areniscas.</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2.1 Registros geofísicos de pozos aplicados a la estimación de porosidades</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 2.2 Consideraciones de un yacimiento tipo Archie.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2.3 Criterios que cumplen con la ecuación de Archie.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 3.1 Modelos para definir propiedades físicas de las rocas.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 3.2 Coeficientes P y Q para algunas formas específicas.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 3.3 Selección de las ecuaciones modificadas basadas en una compilación de Mavko et al.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 5.1 Propiedades físicas estimadas de areniscas para las Zonas 1 y 3.</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 5.2 Propiedades físicas estimadas de lutitas para las Zonas 1 y 3.</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 5.3 Promedios de Saturación de agua para las Zonas 1 y 3.</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 5.4 Espesores máximos impregnados en [m].....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 5.5 Parámetros volumétricos del modelo</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 5.6 Volúmenes promedio de parámetros petrofísicos para las Zonas 1 y 3.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 5.7 Volúmenes de parámetros petrofísicos obtenidos con métodos convencionales y con método de inversión petrofísica</i>	<i>118</i>

Resumen

Se realizó el análisis por separado y en conjunto, de modelos convencionales (modelos tradicionalmente aplicados a la interpretación de registros de pozos) y del modelo de inversión petrofísica, con la finalidad de realizar la interpretación de registros geofísicos de pozos localizados en zonas de aguas ultra profundas. Donde las formaciones se encuentran constituidas principalmente por abanicos y canales turbidíticos de rocas clásticas escasamente compactas, que pueden ser arenas o arcillas en su mayoría, con fragmentos de otros minerales como lo son el cuarzo o la arcilla.

La técnica de inversión petrofísica se aplicó para obtener estimaciones de parámetros petrofísicos con la menor incertidumbre posible, ya que algunas de las propiedades petrofísicas como lo es el volumen de hidrocarburos en este tipo de formaciones, muchas veces es poco certero a causa de la distribución espacial de las arcillas (laminar, estructural o dispersa), de la complejidad del sistema de poros o de la baja resolución de las herramientas convencionales de registros geofísicos.

Para la estimación de parámetros petrofísicos de la formación tales como volumen de arcilla, volumen de minerales, porosidad y saturación de fluidos, en primera instancia se obtuvieron los datos de entrada que posteriormente fueron aplicados para las interpretaciones petrofísicas mediante modelos convencionales y mediante el modelo de inversión petrofísica.

Como resultado de la aplicación de modelos se obtuvieron parámetros petrofísicos de las formaciones de rocas clásticas de aguas ultra profundas. Por parte de los modelos convencionales los parámetros resultantes fueron: Volumen de arcilla, porosidad efectiva, volumen de matriz y saturación de hidrocarburos. Por otro lado el modelo de inversión petrofísica obtuvo resultados tales como: Volúmenes de arcilla dispersa, estructural y laminar, volumen de arena, volumen de cuarzo, porosidad de la arena limpia y saturación de hidrocarburos.

Los resultados obtenidos de parámetros petrofísicos confirman la eficiencia de los métodos de interpretación de registros de pozos. Sin embargo, la simulación de las propiedades petrofísicas usando el modelo de inversión petrofísica de registros de pozos tiene la ventaja de tomar en cuenta todas las mediciones disponibles al mismo tiempo a diferencia de los métodos convencionales donde los cálculos se realizan de manera consecutiva.

Abstract

The analysis was carried out separately and together, of conventional models (models traditionally applied to the interpretation of well logs) and of the petrophysical investment model, with the purpose of performing the interpretation of geophysical logs of wells located in ultra deep water zones. Where the formations are constituted mainly by fans and turbiditic channels of sparsely compact clastic rocks, which may be mostly sands or clays, with fragments of other minerals such as quartz or clay.

The technique of petrophysical inversion was applied to obtain estimates of petrophysical parameters with the lowest possible uncertainty, since some of the petrophysical properties, such as the volume of hydrocarbons in this type of formations, are often not accurate due to the spatial distribution of clays (laminar, structural or dispersed), the complexity of the pore system or the low resolution of conventional geophysical logs tools.

For the estimation of petrophysical parameters of the formation such as clay volume, mineral volume, porosity and fluid saturation, in the first instance the input data were obtained that were later applied for the petrophysical interpretations by means of conventional models and by the model of petrophysical investment.

As a result of the application of models, petrophysical parameters of the clastic rock formations of ultra deep water were obtained. On the part of the conventional models the resulting parameters were: Volume of clay, effective porosity, volume of matrix and saturation of hydrocarbons. On the other hand, the petrophysical investment model obtained results such as: Volumes of dispersed clay, structural and laminar, volume of sand, volume of quartz, porosity of clean sand and saturation of hydrocarbons.

The results obtained from petrophysical parameters confirm the efficiency of well log interpretation methods. However, the simulation of petrophysical properties using the petrophysical well log inversion model has the advantage of taking into account all available measurements at the same time, unlike conventional methods where calculations are made consecutively.

Introducción

La industria petrolera está desplazando la exploración y explotación hacia aguas cada vez más profundas con el objetivo de satisfacer la creciente demanda de petróleo y gas. Es conocido que, para producir hidrocarburos económicamente rentables, como requisito previo esta la comprensión adecuada del yacimiento, de tal forma que se puedan enfrentar estos desafíos con éxito, es por ello que los petrofísicos deben tener un buen conocimiento teórico y práctico de los procesos de aguas ultra profundas así como de las implicaciones que afectan a los sistemas de arenas arcillosas.

En cuanto a exploración y explotación de hidrocarburos se refiere, siempre se ha requerido estar a la vanguardia en nuevas tecnologías e innovación científica, ya que cada vez se van perforando pozos con un nivel mayor de complejidad, con nuevos desafíos científicos, técnicos y económicos. Los yacimientos de aguas profundas están ubicados fuera de la plataforma continental con un tirante de agua que va desde los 500 [m] hasta los 1500 [m], al superar esta profundidad hasta poco más de 3000 [m] son considerados yacimientos de aguas ultra profundas. Siendo los principales territorios en los que existen este tipo de yacimientos; el Golfo de México, las costas de Brasil y de África, y el Mar del Norte.

Debido a que las formaciones de rocas clásticas areno-arcillosas representan cerca del 40% de las rocas productoras de hidrocarburos a nivel mundial, es importante adquirir más conocimientos y más evaluaciones sobre ellas, puesto a que la incertidumbre que aún existe en la determinación de sus propiedades petrofísicas afectadas por la presencia de lutitas y por su distribución espacial (dispersa, laminar y estructural) sigue siendo un significativo problema petrofísico que impide dar de manera certera los resultados acerca de caracterizaciones estáticas de yacimientos.

Se conocen más de 1200 campos de petróleo y gas en sistemas de aguas profundas (*Stow y Mayall, 2000*). Durante 1970 a 1998, se agregaron 33 mil millones de barriles de petróleo equivalente (MMMBPCE) a las reservas de petróleo de 29 descubrimientos de yacimientos de aguas profundas (*Pettingill, 1998*). Durante enero de 2000 a mayo de 2004, se incorporaron 4.5 MMMBPCE (un aumento del 40% sobre el BPCE total descubierto durante 1974 a 1999) debido a que se agregaron a las reservas de aguas profundas los sistemas del Golfo de México. Y, sin embargo, actualmente hay mucha incertidumbre sobre este tipo de formaciones en términos de su origen de su depositación y potencial de yacimiento.

Los yacimientos de aguas profundas tienen sedimentos únicos provenientes de ambientes clásticos en su mayoría, con arenas que mantienen las propiedades de las arenas someras incluso a gran profundidad, sin embargo, estas arenas débilmente

cementadas, con compactación y cementación progresivas son diferentes de los sedimentos superficiales. Las técnicas más conocidas basadas en interpretación de registros geofísicos han demostrado ser insuficientes y anticuadas. Por lo tanto es importante investigar cuidadosamente las técnicas más apropiadas para la exploración de propiedades de las arenas profundas y su interacción con los fluidos, y con otro tipo de sedimentos, como los diferentes tipos de arcillas y sales en el agua de formación que hacen aún más complicado el trabajo de interpretación, para así construir una base que permita interpretar de manera más exacta las propiedades de las rocas.

Con el auge de los registros geofísicos diversos autores desarrollaron metodologías de interpretación de propiedades petrofísicas, para saturación de agua (*Archie, 1942*), porosidad (\emptyset), permeabilidad (K), entre otras. Sin embargo, estas técnicas llamadas en esta tesis metodologías convencionales de interpretación, tienen como desventaja utilizar parámetros de las rocas obtenidos mediante experimentos, por lo que son modelos empíricos que en la mayoría de las veces no representan la realidad geológica y mucho menos la complejidad de los yacimientos con extensos tirantes de agua.

Por otro lado dentro de innovación de nuevas metodologías se encuentra el modelado e inversión petrofísica que permite realizar la caracterización de propiedades efectivas elásticas y de conductividad eléctrica de las mezclas de sedimentos clásticos, tomando en cuenta sus diversos componentes a nivel roca y nivel poro, lo cual es un gran avance en cuanto a interpretación petrofísica ya que permite definir las propiedades de las formaciones de acuerdo a sus propias características físicas a diferencia de las técnicas convencionales que se basan en mediciones empíricas.

En conclusión, hay grandes retos para conocer el potencial y la optimización de los yacimientos de aguas profundas, por lo que es necesario la innovación de diversas ingenierías y disciplinas, siendo un área importante la petrofísica puesto a que ayuda a caracterizar al yacimiento a un nivel estático para determinar los tipos de fluidos presentes en los poros y las propiedades petrofísicas de las rocas como la porosidad, permeabilidad, tamaño de grano y de poro.

Objetivos

Realizar la evaluación petrofísica a partir de metodologías convencionales y de inversión conjunta para registros de pozo en yacimientos siliciclásticos de aguas profundas.

Buscar la similitud entre los resultados obtenidos de las técnicas de inversión con los resultados de técnicas convencionales de evaluación petrofísica, logrando un factor de correlación positivo que nos permita dar un mayor sustento a la estimación de las propiedades petrofísicas a nivel de pozo.

Ejecutar la inversión conjunta de registros de pozo, con la finalidad de calcular la distribución de la arcilla (laminar, estructural y dispersa) para una mejor estimación de la litología y de la porosidad.

1. Generalidades relacionadas con aguas profundas

En el presente capítulo se definen los temas relacionados con la producción mundial y nacional en formaciones de aguas ultra profundas así como las características geológicas más importantes dentro del área petrofísica para este tipo de yacimientos.

1.1 Concepto y descripción de yacimientos en aguas profundas

Bajo millones de litros de agua, existen extensos yacimientos de hidrocarburos que tienen el potencial suficiente para impulsar el desarrollo energético de las naciones; auxiliando su crecimiento económico.

Los yacimientos en aguas profundas son caracterizados principalmente por su localización en la zona batial de los océanos, además poseen temperaturas por debajo de los 5 °C lo que conlleva a que el petróleo se congele y que el gas forme hidratos en forma de hielo, también tienen una presión más alta respecto a yacimientos convencionales ocasionada por el tirante de agua, lo cual crea todo un reto para la exploración y explotación del yacimiento.

1.1.1 Definición de yacimientos en aguas profundas

La definición para yacimientos en aguas profundas difiere de acuerdo a las fuentes que se consulten (*PEMEX PEP, 2011*), sin embargo puede referirse a la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas en zonas localizadas a muy altas profundidades de los océanos con tirantes de agua superiores a los 500 [m] para aguas profundas y superiores a 1500 [m] para aguas ultra profundas (*Figura 1.1*). En nuestro país, éstas se localizan en una importante región del Golfo de México, que comprende una extensión de aproximadamente 575 mil [km²].

Por lo mencionado previamente, este tipo de yacimientos hace complicada la exploración y explotación de hidrocarburos; lo que implica peligros naturales, alta incertidumbre tecnológica y problemas cada vez más complejos para su caracterización estática y dinámica.

Dados los riesgos presentes en la exploración y en el desarrollo productivo de estos yacimientos, algunas veces no es viable realizar inversiones económicas que permitan auxiliar la búsqueda de hidrocarburos, es por esto que la industria de la exploración y explotación se ha dado a la tarea de implementar nuevas tecnologías y metodologías que permitan disminuir los riesgos implicados para que de esta forma la producción aumente, contribuyendo a la rentabilidad de los proyectos. Y con ello incrementar las

reservas de hidrocarburos para satisfacer la demanda energética a nivel mundial, que cada vez va en aumento.

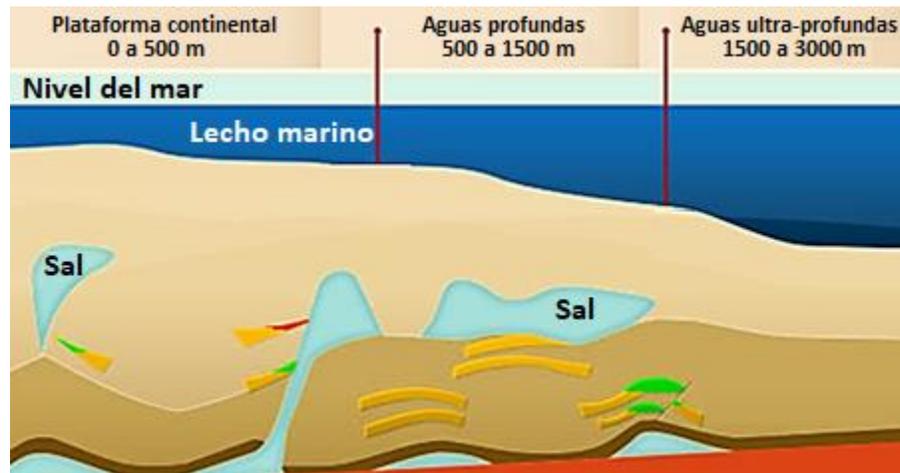


Figura 1.1 Clasificación de yacimientos según su profundidad (Modificado de PEP 2011).

1.2 Historia del desarrollo de yacimientos en aguas profundas

El reto de conocer el subsuelo existente en aguas cada vez más profundas, fue lo suficientemente interesante para los geocientíficos, quienes respaldados por nuevas tecnologías de adquisición y procesado de datos tanto de sísmica como de registros geofísicos de pozos, se dieron a la tarea de localizar rocas almacén de excelente calidad así como estructuras atractivas para el entrapamiento de hidrocarburos, y de tal forma definir planes de exploración y explotación viables.

Los primeros estudios en mares profundos datan de la década de 1980's, donde con la exploración de los hidrocarburos se descubrió que más allá de los yacimientos ubicados en el área de las plataformas continentales, yacían otro tipo de reservas importantes de hidrocarburos localizados bajo grandes tirantes de agua (mayores a los 500 [m]). Con este descubrimiento también llegó un entorno operativo totalmente desconocido, lo que exigió que la industria petrolera buscara soluciones más innovadoras para resolver los nuevos problemas tecnológicos a los que se enfrentaría. Un ejemplo es que, bajo el fondo oceánico a profundidades mayores de 2000 [m], por causas del reemplazo de kilómetros de estratos de roca por agua, los sedimentos tienden a tener menores niveles de compactación, y como consecuencia un gradiente de fractura, de temperatura y de presión de poro más estrechos que los comunes.

Los principales problemas petrofísicos de este tipo de yacimientos son: Altas presiones respecto a yacimientos convencionales, temperaturas cercanas al punto de congelación relacionadas con los grandes tirantes de agua, distribución de sedimentos de turbiditas, presencia de anisotropía, por mencionar algunos.

La mayoría de estos problemas se han resuelto con innovaciones en los modelos de interpretación petrofísica, con nuevas herramientas de toma de registros geofísicos que permiten medir la anisotropía, entre otras. Sin embargo, lo anterior no fue el fin de los problemas a resolver y actualmente la exploración y explotación de yacimientos petroleros se enfrenta a nuevos retos, por ejemplo, localización y perforación de masas salinas encontradas en este tipo de yacimientos.

1.2.1 Eventos significativos en el desarrollo de yacimientos en aguas profundas

A continuación se presentan estudios pioneros, artículos y eventos significativos sobre el desarrollo de la exploración y explotación de recursos en aguas profundas.

Periodo 1960–1969:

- Énfasis en los sedimentos de origen turbidítico de los yacimientos de hidrocarburos (*Sullwold, 1961*).
- Introducción del primer modelo de facies vertical que explica la secuencia grano-decreciente de las partículas de aguas profundas, incluyendo areniscas y lutitas de gano fino; que se ha convertido en la conocida secuencia de Bouma (*Bouma, 1962*).
- Interpretación de la mecánica de fluidos a partir de estructuras sedimentarias; la base del proceso de sedimentología (*Sanders, 1963*).
- Primera colección de trabajos sobre investigación en secuencias sedimentarias de turbiditas (*Bouma y Brouwer, 1964*).
- 1964: Formación de las Instituciones Oceanográficas Conjuntas para el muestreo de la Tierra Profunda (JOIDES), integrado por un grupo de cuatro instituciones académicas de los EE. UU. Para el mapeo del fondo marino global y perforación y extracción de aguas profundas.
- Descripción de estructuras sedimentarias de aguas profundas en el Plioceno, (*Crowell, 1964*).
- Importancia de las corrientes de fondo en la redistribución de sedimentos en los océanos modernos (*Hubert, 1964*).
- Primera diferenciación clara de las corrientes turbulentas y de flujos laminares (*Sanders, 1965*).
- Primera interpretación de las corrientes de fondo en aguas profundas en Arkansas y Oklahoma (*Klein, 1966*).
- 1966: Inicio de la primera fase del Deep Sea Drilling Project (DSDP) mediante la firma del contrato entre la National Science Foundation y The Regents,

Universidad de California. Global Marine, Inc. realizó la perforación y extracción de muestras en 1966.

- Reconocimiento de la zona batimétrica utilizando vestigios de fósiles (*Seilacher, 1967*).
- 1968: Descubrimiento del primer Campo de Pardner en aguas profundas en el Golfo de México (*Richardson et al., 2004*).
- 1968: Iniciación del Deep Sea Drilling Project (DSDP) con el buque de perforación Glomar Challenger, que perforó una profundidad de agua máxima de 7044 [m] y penetró 1741 [m] bajo el fondo oceánico, para confirmar la hipótesis de la expansión del lecho marino.

Periodo 1970–1979:

- Documentación de grandes depósitos de transporte (depresiones) en el Mississippi, Golfo de México (*Walker y Massingill, 1970*).
- Primer estudio sísmico detallado de la arquitectura, de los patrones de crecimiento y de los procesos de sedimentación del mayor abanico moderno de aguas profundas del mundo, en la Bahía de Bengala (*Curry y Moore, 1971*).
- Origen del mudstone laminado originado por corrientes de turbidez (*Piper, 1972*).
- Origen de conglomerados de aguas profundas sin estructura por procesos de licuefacción (*Hendry, 1973*).
- Primera discusión del concepto de flujos de detritos arenosos con bajo contenido de arcilla (*Hampton, 1975*).
- Colección de documentos sobre ambientes de carbonato de aguas profundas (*Cook y Enos, 1977*).
- Estudio sísmico detallado de la arquitectura, de los patrones de crecimiento y de los procesos de sedimentación de los mares profundos, en el Abanico del Mississippi (*Moore et al., 1978*).
- 1979: Año de la primera producción comercial del campo Coñac en aguas profundas (profundidad del agua de 312 [m]) en el Golfo de México (*Tabla 1.1*) (*Richardson et al., 2004*).

Período 1980-1989:

- Revisión de los modelos sedimentológicos de aguas profundas (*Gorsline, 1980*).
- Facies de aguas profundas en complejos de subducción (*Underwood y Bachman, 1982*).
- 1983: Primera extracción de muestras de un abanico submarino moderno (Mississippi Fan), Golfo de México (*Bouma, Coleman et al., 1985*).

- Modelos deposicionales en aguas profundas para sedimentos ricos en carbono orgánico de grano fino (*Arthur et al., 1984*).
- Procedencia de arenas modernas de aguas profundas (*Valloni, 1985*).
- Clasificación de facies de aguas profundas (*Pickering et al., 1986*).
- Libro de texto sobre ambientes marinos profundos (*Pickering et al., 1989*).

Tabla 1.1 Proyectos de producción de aguas profundas en el Golfo de México (Tomado de Shanmugam, 2006).

Proyectos productivos de aguas profundas en el Golfo de México			
Año de la primera producción	Campo o proyecto	Operador	Tirante de agua en [m]
1979	Cognac	Shell	312
1984	Lena	Exxon Mobil	305
1989	Bullwinkle	Shell	412
1994	Auger	Shell	872
1996	Mars	Shell	894
1996	Popeye	Shell	610
1997	Ram-Powell	Shell	980
1997	Troika	BP	829
1999	Genesis	Chevron Texaco	789
2000	Conger	Amarada Hess	457
2000	Diana	Exxon Mobil	1372
2000	Hoover	Exxon Mobil	1471
2000	Europa	Shell	1180
2001	Nile	BP	1077
2001	Typhoon	Chevron Texaco	817
2002	Boomvang	Kerr McGee	1113
2002	Camden Hills	Marathon	2199
2002	King Kong	Mariner	1213
2002	King's Peak	BP	2086
2003	Falcon	Pioneer	1109
2003	Herschell/Na Kika	Shell	2054
2003	Matterhorn	Total Fina Elf	869
2003	Pardner	Anadarko	347

Período: 1990-1999:

- Revisión de modelos de facies de aguas profundas (*Shanmugam, 1990*).
- Documentación de yacimientos que contienen hidrocarburos en arenas retrabajadas de corriente inferior, Plio-Pleistoceno, Golfo de México (*Shanmugam et al., 1993 a, b*).
- Colección de documentos sobre la caracterización de yacimientos de sistemas clásticos de aguas profundas (*Hartley y Prosser, 1995*).
- Percepción versus realidad en la exploración de aguas profundas (*Shanmugam, 1996b*).
- Documentación de yacimientos de aguas profundas dominados por flujo de escombros usando un núcleo convencional del Campo Zafiro, Guinea Ecuatorial (*Famakinwa et al., 1996*).
- Percepción versus realidad en la exploración de aguas profundas (*Shanmugam, 1996b*).
- Debate titulado Procesos de sedimentación clástica en aguas profundas e implicaciones en sus yacimientos: ¿qué podemos predecir?, se celebró en la AAPG/SEPM de 1997 (*Convención en Dallas, Texas*).
- Revisión de la exploración petrolera en yacimientos de aguas profundas (*Sanders y Friedman, 1997*).
- Libro sobre dimensiones y geometrías de sistemas de aguas profundas (*Shanmugam, 1998*).
- Descripción de 40 yacimientos gigantes clásticos de aguas profundas (con reservas mayores a 500 millones de barriles de petróleo) (*Pettingill, 1998*).

Período 2000-2010:

- Recolección de documentos sobre yacimientos de aguas profundas del mundo (*Weimer et al., 2001*).
- Artículo en línea de sedimentos marinos profundos (*Shanmugam, 2002c*).
- Conferencia magistral sobre "Procesos de aguas profundas y modelos de facies de turbidíticas: un cambio de paradigma" (*Shanmugam, 2002e*).
- Documentación de corrientes de fondo de marea profunda y sus arenas retrabajadas en cañones submarinos (*Shanmugam, 2003*).
- 2003: Inicio del Programa Integrado de Perforación Oceánica (IODP) para llevar a cabo una investigación básica sobre la historia de las cuencas oceánicas y la naturaleza general de la corteza debajo del lecho marino.
- Estudio general de la sedimentología en la exploración de aguas profundas en el Golfo de México con la creencia de que todos los yacimientos de aguas profundas son turbiditas (*Abegg, 2006*).

- Ambientes complejos de aguas profundas y las limitaciones de modelos de facies simples (*Walker, 2008*).

Más actualmente, los trabajos en aguas profundas se han mejorado mediante la aplicación de las siguientes aportaciones:

- Diagrama para determinar la distribución espacial de arcilla en una formación, a partir del volumen total de arcilla (*Thomas y S.J. Stieber, 1975*).
- Propiedades físicas obtenidas mediante herramientas de registros de pozos (3DEX) que proporcionan mediciones tanto horizontales como verticales, independientemente de la desviación de la perforación o de derrumbes dentro del pozo (*Baker Atlas*).

1.2.2 Principales países productores de hidrocarburos en yacimientos en aguas profundas

En la industria petrolera no existe una convención internacional para definir qué debe entenderse por campos profundos. En Estados Unidos, país en donde se iniciaron estas actividades, se denomina aguas profundas a las situadas en tirantes de 1000 [ft], es decir unos 300 [m]. En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se alinearon a esa definición durante décadas, pero fue hasta el principio del año 2000 en el que empezaron a llamar aguas profundas a las que se encontraban a profundidades mayores a 500 [m].

Las zonas de explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel mundial incluyen principalmente aguas territoriales del mar del Norte, India, Indonesia y el llamado Triángulo de Oro, que es una zona con grandes reservas conformada por el Golfo de México, Brasil y el oeste de África. Adicionalmente, existen zonas con alto potencial de producción de hidrocarburos en aguas profundas como la India, Australia y el Mar Mediterráneo. En la (*Figura 1.2*) se muestran las zonas con reservas probadas y recursos prospectivos en el mundo.

Aunque las primeras exploraciones en aguas profundas se realizaron en los 1980's, no despertaron el interés de la industria petrolera debido a las complicaciones y a la falta de tecnología para realizar la explotación de los yacimientos, por lo que sólo se consideraron como una etapa experimental. Entonces fue hasta el aumento de los precios en el mercado de hidrocarburos que se pudo realizar una extensión definitiva y emprender con éxito la perforación y producción de pozos en aguas profundas. Hasta el año 2008 sólo existían campos en operación en 14 países y de éstos algunos

comenzaron en 2007 o 2008, sin embargo actualmente existen campos en operación en alrededor de 33 países.

Algunos de los indicadores que se presentarán a continuación son los siguientes: 1) El nombre del campo, 2) La fecha de su descubrimiento, 3) La fecha del inicio de operación, 4) La profundidad del tirante de agua, 5) El sistema de explotación instalado, y 6) El nombre actual de la compañía operadora.

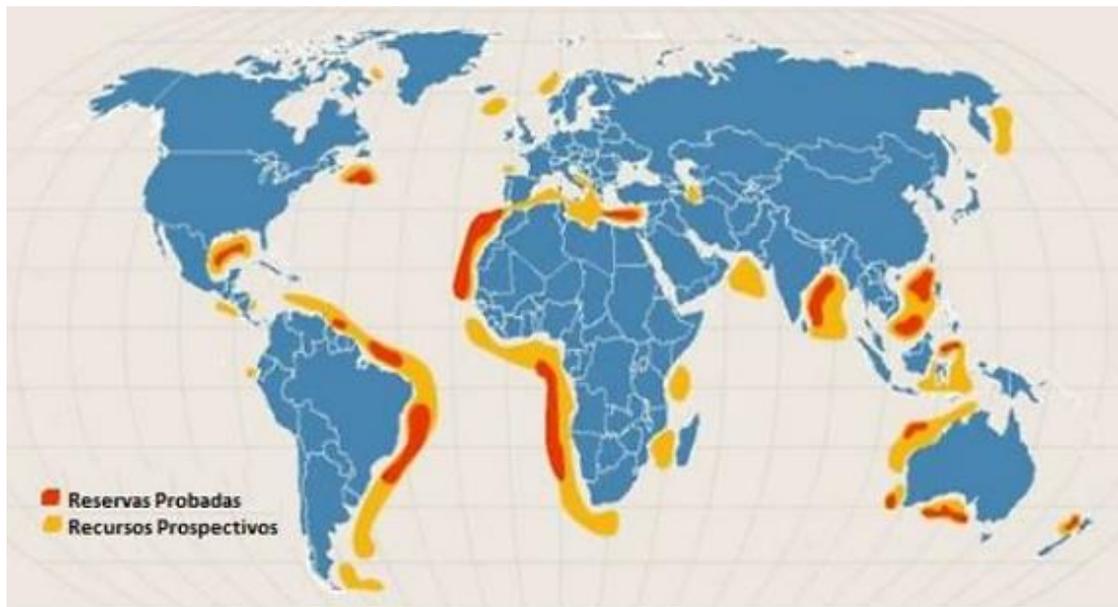


Figura 1.2 Mapa de ubicación de reservas probadas y recursos prospectivos en aguas profundas (Tomado de CNH 2013).

1.2.2.1 África

Angola: Sus primeros campos profundos fueron descubiertos desde los 1990's, uno de ellos inició operaciones en 2002, pero todos los demás fueron desarrollados hasta el periodo 2003-2008, durante el momento de alza de precios. Se han descubierto tres campos gigantes: Girasol, Saxe y Batuque, que apenas entraron en operación en agosto de 2008. El número de campos profundos frente a las costas de esta nación ya asciende a casi 30. Sólo entre junio de 2007 y marzo de 2008, arrancaron ocho nuevos campos, con lo que para septiembre de 2008 este país tendría 23 campos en desarrollo.

Congo: En este país también existen yacimientos marinos profundos que a pesar de haber sido descubiertos desde los 1990's apenas han iniciado operaciones. La operadora de los campos de este país realizó una reducción del ciclo entre el descubrimiento y el arranque de la producción. Explicó que aunque el campo fue descubierto en 1995 y transcurrieron 13 años de espera, una vez firmado el contrato,

tuvieron que transcurrir sólo 33 meses para el diseño. Se espera que la producción se eleve hasta 90 mil barriles diarios, cifra exagerada si se considera el modesto volumen de reservas estimado para los campos descubiertos; Moho, Bilondo (1998), Lianzi (2004) y Azurie (2005).

Egipto: Los primeros campos profundos se perforaron en 1998, pero su desarrollo, al igual que en otros países, se inició hasta el periodo actual de precios al alza. En este país se han construido sistemas de explotación que combinan instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra. Los campos en producción son Saffron, Scarab, Simian y Sienna.

Ghana: A partir de mayo de 2008 la empresa petrolera mundial anunció el primer descubrimiento de un campo en aguas profundas de este país: El Mahogany, operado por la empresa estadounidense Kosmos Energy.

Guinea Ecuatorial: Los primeros tres campos en aguas profundas se perforaron en la segunda mitad de la década de los 1990's y todos ellos iniciaron operaciones al año siguiente. Los campos Zafiro y Topacio fueron descubiertos por Exxon-Mobil en 1995. Zafiro es un campo gigante, su producción inicial fue de 40 mil barriles diarios; en la actualidad aporta, aproximadamente 250 mil barriles diarios.

Mauritania: Este país es el que más recientemente ha sido incorporado a la carrera por la explotación de yacimientos profundos. En 2001 la empresa australiana Woodside descubrió el primer campo, el Chinguetti, que en 2006 inició operaciones. Se trata de un yacimiento pequeño con una producción de 15 mil barriles diarios. Por otro lado el Departamento de Energía de Estados Unidos ha anunciado que el campo Tiof arrancó su producción en el año 2007.

Nigeria: Las primeras licitaciones de bloques en aguas profundas se realizaron en 1990, pero no fue sino hasta 1996 cuando se descubrieron los primeros campos. Estos estuvieron inactivos hasta que los precios del petróleo iniciaron su ascenso en 2003. Las actividades de exploración y producción en las áreas costa afuera suelen ser regidas por contratos de producción compartida con la compañía petrolera nacional, The Nigerian National Petroleum Corporation. Generalmente abarcan 30 años de validez, siendo diez años para exploración y veinte para producción con opción a prórroga. Las empresas operadoras han puesto en actividad a cuatro campos, uno de ellos es un yacimiento gigante llamado Bonga con una producción de 200 mil barriles de crudo diarios. Otro campo gigante es Usan, administrado por Chevron. Actualmente cuenta con 11 campos, de los cuales sólo 4 están en producción.

1.2.2.2 América Latina

Brasil: En este país debido a la escasez de hidrocarburos se adelantó una década en las perforaciones en aguas profundas y logró iniciar la explotación de sus campos desde comienzos de los 1990's. El campo más profundo en explotación es Roncador en poco más de 1850 [m] de profundidad. De acuerdo a los recientes descubrimientos realizados en 2007 y 2008, ahora esa nación tendrá que explotar campos en tirantes de más de 2000 [m]. En abril y noviembre de 2007 y enero de 2008 en Brasil se realizaron tres descubrimientos: Tupi, Sugar y Júpiter. Los funcionarios de Petrobras esperan que entre cinco y siete años más Brasil se encontrará explotando campos en más de 2230 [m] de profundidad de agua.

1.2.2.3 Asia

Filipinas: Es un país importador, en el que los ingleses de la compañía Shell han incursionado en aguas profundas desde finales de los años ochenta. Sin embargo fue hasta 2001 cuando se inició la producción de gas en el campo Malampaya.

India: Inició actividades en sus aguas profundas en el año 2000, ha descubierto cuatro campos, pero ninguno se encuentra en funcionamiento. En octubre de 2006, la plataforma Sagar Bhusan sufrió un accidente en el que se perdieron todos los equipos en el fondo del mar, por lo que retrasó sus programas. La petrolera estatal Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGC) anunció el descubrimiento de su campo Krishna como un gran yacimiento de gas.

Indonesia: Los primeros campos marinos fueron descubiertos desde los años 1990's, pero el único que entró en operación en 2003 fue el West Seno, un campo gigante que produce 40 mil barriles diarios. En este campo se construyó un sistema combinado de plataformas marinas con equipos de proceso en tierra.

Malasia: En 2002, la empresa Murphy Oil Corporation realizó el primer descubrimiento, el campo Kikeh, anunciado como un enorme éxito. A finales del año 2007 iniciaron operaciones con una producción de 100 mil barriles diarios, convirtiendo a Kikeh en un campo gigante. En este campo se ha instalado una combinación de pozos controlados desde un equipo llamado Spar. El proyecto cuenta con 20 pozos en producción y 20 pozos inyectores de agua. En el año 2012, la compañía Shell anunció el inicio de producción de aceite del segundo campo en aguas profundas, Gumusut-kakap, localizado a 120 [km] de la costa. Actualmente, están realizando operaciones de exploración en el campo Malikai.

1.2.2.4 Europa

Albania: En el año 1993 una asociación de Chevron y la italiana AGIP perforó un pozo profundo reportado con manifestaciones de hidrocarburos. El propio gobierno ha publicado que el descubrimiento no es comercial, quizá nunca se explote.

Italia: La agencia Generale Italiana Petroli (AGIP) perforó precipitadamente, asociada con Chevron, un pozo profundo, el Aquila. Considerado en un inicio como "poco rentable" por su ubicación remota y escasa reserva, unos 20 millones de barriles, fue desarrollado con perforaciones horizontales, rama en la que los italianos han logrado importantes desarrollos submarinos.

Noruega: En 1997 descubrieron el campo Ormen Lange y diez años después inició su producción con la compañía Shell como operadora. Es un campo gigante de gas del que se obtienen aproximadamente 2470 millones de pies cúbicos de gas diarios. El complejo se encuentra localizado en aguas septentrionales del litoral de Noruega, cercanas al Círculo Polar, con temperaturas próximas al punto de congelación donde se forman hidratos en las corrientes de producción, por lo que se instaló el sistema anticongelante más grande del mundo. Para el transporte de la producción se construyó un gasoducto de 1200 [km] de longitud y fue instalado a una profundidad de 850 y 1100 [m] bajo el nivel del mar.

Reino Unido: Este país descubrió sus primeros campos en aguas profundas, Cuillin Central, Cuillin South y Alligin, en la primera mitad de los años noventa cerca de las islas Faroes, al noroeste de Escocia. Después de casi 20 años siguen en etapa de exploración.

1.2.2.5 Oceanía

Australia: A pesar de que los campos de Australia se descubrieron desde los años 1980's, la explotación inicia en 2006. Enfield arranca operaciones en 2006 y Stybarrow en 2007. Posteriormente siguieron Eskdale y Gorgon. Actualmente cuenta con seis campos más a la espera de iniciar operaciones de producción.

1.2.3 Situación del desarrollo de campos de aguas profundas en México

La historia de la producción de hidrocarburos en el Golfo de México se remonta al año 1955, cuando la compañía Shell Oil perforó su primer pozo en mar abierto al sur de Nueva Orleans. A partir de la necesidad de explorar en nuevas tierras, perforar pozos y producir más yacimientos, la actividad petrolera se fue trasladando hacia aguas

someras, y en medida que la tecnología fue desarrollándose, la exploración y producción siguió avanzando hacia costa afuera o aguas cada vez más profundas.

Después de que ese conjunto de pozos fueron perforados principalmente en aguas someras de Louisiana y Texas durante las décadas de los 1950's y 1960's, el desarrollo del Golfo de México creció en forma exponencial hasta el año de 2010 donde producía 1.8 MMBPCED, desde profundidades de aguas someras hasta tirantes de agua que superan los 2500 [m] en las partes más profundas. La actividad e inversiones de México se han enfocado en diversas áreas, siendo las prioritarias: Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B, que cubren un área superior a 122 mil [km²] (Figura 1.3).

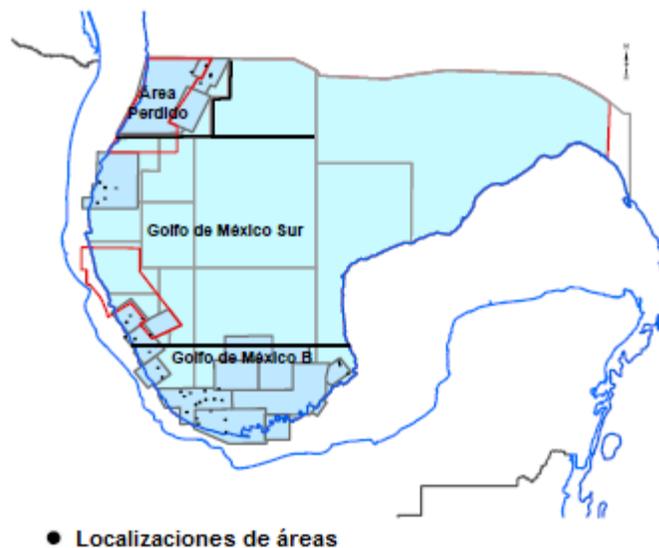


Figura 1.3 Localizaciones de áreas productoras de hidrocarburos hasta Enero de 2011 (Tomado de PEMEX, PEP).

En el caso de Perdido, se evaluó el potencial petrolero de los plays terciarios, mesozoicos y subsalinos. Y aún más importante fue la evaluación del Cinturón Plegado Perdido, en las formaciones del Oligoceno y Eoceno, los cuales producen en el lado estadounidense como campo Great White. En el Golfo de México B, se evaluó el potencial petrolero y reservas de los plays del Terciario y Mesozoico en la porción sur del Golfo de México Profundo. Para el caso del Golfo de México Sur el potencial de los plays se encontró en el Terciario y Mesozoico, las zonas con mayor potencial fueron ubicadas en la parte occidental.

El pozo Trion-1 confirmó la existencia de un sistema petrolero activo en la provincia Salina del Bravo confirmando la existencia de hidrocarburos líquidos en areniscas del Eoceno en la formación Wilcox. Esta arenisca tiene producción comprobada de hidrocarburos del otro lado de la línea fronteriza. El pozo tuvo como objetivos el

Paleoceno superior Wilcox y el Paleoceno inferior Whooper. Se estimaron, de manera preliminar, reservas a nivel 3P en un rango de 250 a 500 MMBPCE (CBM 2012).

El pozo Supremus confirmó la existencia de acumulaciones de aceite contenidas en rocas del Mioceno y Oligoceno en la zona norte del Golfo y muy cerca de la línea transfronteriza. Lo importante de este descubrimiento es que confirma las acumulaciones descubiertas en Great White, Trident y Baha, en áreas de los Estados Unidos.

Fue así como, PEMEX, descubrió entre 2004 y 2007 cinco campos en profundidades mayores de 500 [m]. La compañía había elaborado un programa planteando avances graduales hacia el Golfo de México profundo; se proponía perforar 11 pozos exploratorios entre 2002 y 2007, además de investigaciones con instrumentos modernos de sísmica. Pero al coincidir con la inesperada elevación de los precios, la Secretaría de Energía (Sener) reformuló su programa y desde finales de 2006 PEMEX se propuso perforar 47 pozos profundos sólo entre 2007 y 2012.

En marzo de 2008 PEMEX creó un nuevo activo para la explotación de los primeros campos ya descubiertos en el proyecto Coatzacoalcos, fundamentalmente Lakach, Noxal y Lalail. La estrategia de perforación para definir los hidrocarburos en aguas profundas del Golfo siguió adelante con la perforación del pozo Maximino y los demás programados. En esta área ya se han descubierto reservas totales de 2.4 billones de pies cúbicos diarios de hidrocarburos.

La información más actual respecto a zonas de aguas profundas (*Figura 1.4*) menciona que los bloques en los que éstas se dividen cubren un área total de 70 mil 844 [km²] y cuentan con recursos prospectivos por 4,228 MMBPCE (*Sener-CNH 2017*).

1.3 Geología característica en yacimientos en aguas profundas

Dada la necesidad de adquirir nuevos conocimientos acerca de yacimientos en aguas profundas, los ingenieros enfocados a la exploración se han dedicado a la caracterización de rocas y formaciones almacenadoras de hidrocarburos, a través de columnas estratigráficas, registros de pozos, mapas sísmicos y múltiples estudios de geomorfología, geotecnia, hidrogeología, entre otros. Lo cual ha permitido clasificar a los yacimientos de aguas profundas dentro de ambientes clásticos compuestos por abanicos turbidíticos y por canales de areniscas turbidíticas. Para entenderlos de mejor manera se presentan a continuación los detalles más representativos de la mayoría de las rocas sedimentarias clásticas que conforman a los campos de aguas profundas, que son mineralogía principalmente de cuarzo y arcilla, considerando que, en la

composición de este tipo de rocas, también pueden alojarse una gran variedad de fragmentos de otras rocas y de minerales.

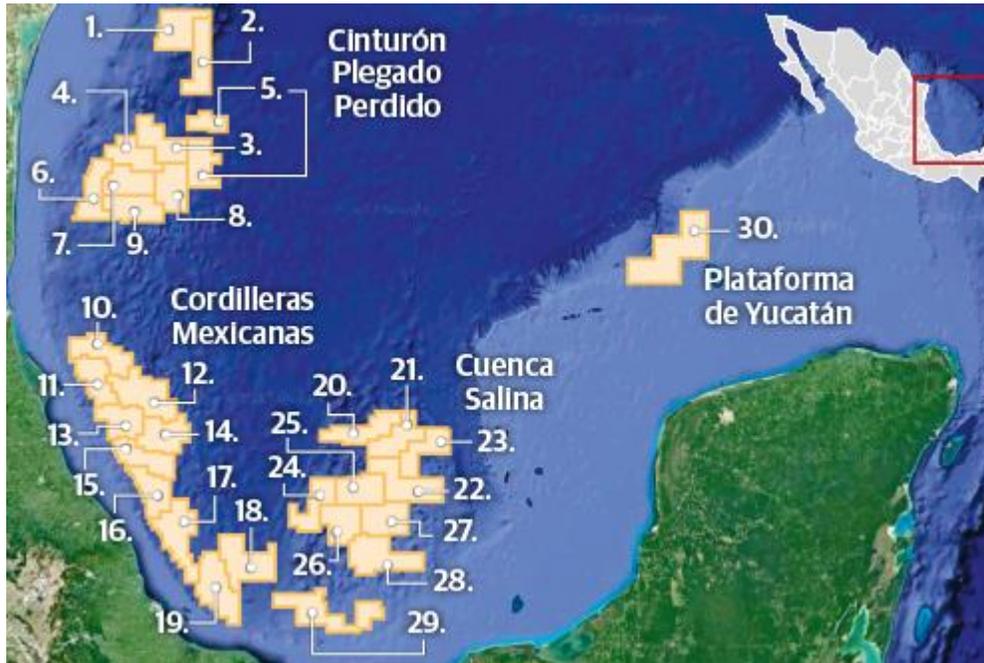


Figura 1.4 Bloques del Golfo de México correspondientes a zonas de aguas profundas, con una superficie de 70 mil 844 [km²] y recursos prospectivos por 4,228 MMBPCE (Tomado de Sener-CNH 2017).

1.3.1 Rocas clásticas en yacimientos de aguas profundas

Debido a que en este trabajo se aplica un modelo litológico representativo de ambientes clásticos en zonas batiales se considera importante describir sus características geológicas. Haciendo énfasis en las lutitas y en las areniscas, las primeras son una mezcla de partículas de tamaño arcilloso (principalmente minerales de arcilla), partículas del tamaño de limo (cuarzo, feldespato, calcita) y quizás algunas partículas de tamaño de arena (Jordan y Campbell, 1984), mientras que las segundas son abundantes debido a que son minerales altamente resistentes a la meteorización química y por tanto uno de los más duraderos. Algunos otros minerales que comúnmente son localizados en las rocas clásticas son los feldespatos y las micas.

Uno de los métodos utilizados para distinguir entre los distintos tipos de rocas clásticas es la clasificación por su tamaño. En la *Tabla 1.2* se presentan los distintos tamaños de clastos que pueden llegar a tener dichas rocas. El tamaño del clasto además de ser uno de los más eficaces métodos para la clasificación de rocas, también provee información acerca del tipo de ambiente sedimentario de depósito de la misma. Tanto las corrientes de agua como de aire seleccionan los clastos de acuerdo a sus tamaños; cuanto más débil sea la corriente menor será el tamaño del clasto transportado y viceversa.

Tabla 1.2 Tipos de rocas clásticas representativas de ambientes de aguas profundas.

Intervalos de tamaño [mm]	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
1/16-2	Grano	Arena	Arenisca
1/256-1/16	Gránulo	Limo	Limolita
<1/256	Partícula	Arcilla	Lutita

1.3.2 Lutita

La lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño del limo y de la arcilla. Este tipo de rocas caracterizadas por ser de grano muy fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias. Las partículas que componen a estas rocas son tan pequeñas que sólo pueden observarse mediante microscopios, es por esto que es más complejo estudiar a las lutitas que a cualquier otro tipo de rocas sedimentarias. Las partículas microscópicas de las lutitas indican que se depositaron como consecuencia de la sedimentación gradual de corrientes de baja energía, por mencionar un ejemplo están las zonas profundas en las cuencas oceánicas, pero inclusive en ambientes de baja energía suele haber suficiente turbulencia como para mantener suspendidas partículas del tamaño de una arcilla. Por ello, mucha de la arcilla es depositada hasta que una suficiente cantidad de partículas se reúne para formar agregados naturales de mayor tamaño.

Según se acumulen los minerales de limo y de arcilla, tienden a formar capas llamadas láminas. En un principio las partículas que conforman a las láminas son orientadas al azar. Este acomodo desordenado deja un alto porcentaje de espacios vacíos denominados como espacio de poros, los cuales pueden contener aceite, gas o agua. No obstante, con el tiempo esto cambia ya que conforme se apilan nuevas capas de sedimento compactan al sedimento que se encuentra por abajo.

Mientras esto ocurre las partículas de limo y arcilla adquieren un mejor acomodo, siendo más junto y paralelo, este nuevo reordenamiento de los sedimentos reduce el tamaño del espacio de poros, cambiando a la vez el tamaño de estos poros; en efecto el aumento de la presión reduce la circulación de los fluidos del material cementante, en consecuencia las lutitas son materiales poco litificados y cementados. Es así como las lutitas crean barreras para la movilidad de agua y petróleo debido a sus espacios porosos microscópicos, como lo es en el caso de los yacimientos de hidrocarburos donde las lutitas crean capas que evitan que el petróleo migre y que el gas se vaya a superficie (*J. Dvorkin*).

1.3.2.1 Clasificación

Dentro de la industria petrolera es importante distinguir y caracterizar adecuadamente a las arcillas, ya que éstas se encuentran en gran medida dentro de las formaciones que contienen hidrocarburos ya sea como rocas sello, rocas productoras o inclusive conformar otros tipos de rocas. Por otro lado, debido a las propiedades petrofísicas de la arcilla, los yacimientos son afectados de diferentes maneras, como en su permeabilidad, porosidad, saturación de agua y hasta en su productividad; es por esto que se requiere contar con metodologías que permitan caracterizar de maneras más certeras las propiedades petrofísicas de éste tipo de rocas.

Las lutitas pueden clasificarse de acuerdo a diferentes características, a continuación se explicarán las más relevantes: Contenido mineralógico, tamaño de grano y por su distribución espacial en las formaciones.

1.3.2.2 Composición mineralógica

Químicamente las lutitas se definen como un conjunto de minerales de silicatos aluminio acuosos (arcillas), con una estructura laminar, formados por la alteración de algunos otros minerales como los feldespatos y los anfíboles (Serra, 2007) escribió una compilación de 10 000 análisis de lutitas, la composición promedio de la lutita es de 59% de minerales de arcilla, predominantemente la illita; 20% de cuarzo y pizarra; 8% de feldespato; 7% de carbonatos; 3% de óxidos de hierro; material orgánico al 1%; y otros 2% (Tabla 1.3). Dichas arcillas poseen características propias, un ejemplo es la montmorillonita, la cual tiende a dilatarse si es expuesta al agua, acto que genera un riesgo potencial para la perforación cuando las formaciones de rocas con contenido de arcilla se exponen a los fluidos a base de agua durante la perforación, se reduce la permeabilidad de una buena roca de yacimiento.

Tabla 1.3 Composición química para los tipos de arcillas más comunes.

Mineral	Fórmula química
Caolinita	$\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$
Clorita	$(\text{Mg}, \text{Al}, \text{Fe})_{12}(\text{Si}, \text{Al})_8\text{O}_{20}(\text{OH})_{16}$
Esmectita	$(1/2\text{Ca}, \text{Na})_{0.7}(\text{Al}, \text{Mg}, \text{Fe})_4(\text{Si}, \text{Al})_8\text{O}_{20}(\text{OH})_{47n}\text{H}_2\text{O}$
Illita	$\text{K}_2\text{Al}_4(\text{Si}_6, \text{Al}_2)\text{O}_{20}(\text{OH})_4$
Montmorillonita	$\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$

Por otro lado algunas arcillas se utilizan en los fluidos de perforación para formar una barrera de filtración impermeable destinado a aislar una formación de la invasión del fluido de perforación. La diferencia estructural entre los distintos tipos de arcillas determina la superficie expuesta a los fluidos del yacimiento o los fluidos inyectados.

Por lo general, la existencia de una superficie más alta indica mayor reactividad. Sin embargo, no toda la arcilla presente en una roca es reactiva. Algunos de los minerales de arcilla más comunes en las lutitas se muestran en la *Tabla 1.3*.

1.3.2.3 Tamaño de grano

Como ya se mencionó anteriormente, la lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas de limo y de arcilla que se caracteriza por tener una estructura estratificada con tamaño menor a 1/256 de milímetro. La lutita puede clasificarse a partir de su tamaño de grano como arcilla, arcilla gruesa, mediana o fina (*Tabla 1.4*).

Tabla 1.4 Clasificación de la lutita de acuerdo a su tamaño de grano.

Nombre de la lutita	Tamaño [μm]
Arcilla	< 4
Arcilla fina	4-2
Arcilla mediana	2-1
Arcilla gruesa	1-0.5

1.3.2.4 Distribución espacial

Las lutitas pueden encontrarse en los poros de las rocas, en la matriz de éstas o como material de cementación de granos (*Tabla 1.5*). Las arcillas más comunes que crean problemas son la caolinita, la esmectita, la illita y la clorita.

Tabla 1.5 Características de las lutitas de acuerdo a su distribución espacial.

Distribución espacial	Características de las lutitas
Lutita dispersa	Se compone de arcillas autóctonas, que se desenvuelven en los poros a partir de los minerales que se encuentran en el agua connata, es así como rellenan los poros al grado de taponearlos o de reemplazar parcialmente el volumen de los fluidos de poro. Este tipo de lutita afecta al yacimiento reduciendo su permeabilidad y su porosidad efectiva.
Lutita estructural	Son consideradas como arcillas detríticas ya que forman parte de la matriz de la roca, esto ocurre cuando los minerales de arcilla sustituyen a los granos de arena, sin afectar la porosidad ni la permeabilidad del yacimiento.
Lutita laminar	Se presentan de forma intercalada con las arenas, en láminas que miden unos centímetros de espesor. Generalmente son de origen detrítico. Reduce la permeabilidad y la porosidad efectiva del yacimiento.

Debido a procesos diagenéticos, de compactación, de contenido de materia orgánica, entre otros es que la distribución espacial de las arcillas tiende a variar de un lugar hacia otro dentro de las formaciones geológicas. En el área petrofísica es de gran relevancia distinguir y caracterizar cada uno de los tipos de arcillas de acuerdo a la distribución que tengan en los yacimientos, ya que tienen a afectarlos de distintas formas. En la *Tabla 1.5* se mencionan las clasificaciones de arcilla de acuerdo a su distribución espacial junto con el impacto que éstas generan en los yacimientos de hidrocarburos.

1.3.3 Arenisca

La arenisca es el nombre que reciben las rocas con clastos que tienen el tamaño de una arena. Seguida de la lutita, la arenisca es la roca sedimentaria que más abunda constituyendo aproximadamente el 20% de todo el grupo de rocas sedimentarias. Son rocas sedimentarias detríticas formadas principalmente por cuarzo (entre el 85 y 90%) en las cuales predominan clastos con tamaño entre 1/16 y 2 [mm]. Algunos parámetros que proporcionan más información acerca del origen de las areniscas son: 1) El tipo de ambiente sedimentario donde se depositaron, 2) La selección, forma y tamaño de grano, 3) Su composición mineralógica, entre otros.

La selección se define como el grado de semejanza del tamaño del clasto entre rocas sedimentarias, un ejemplo es una muestra de arenisca donde los granos muestran un tamaño similar, entonces se dice que la arena está bien seleccionada, por otro lado si la roca contiene clastos de diferentes tamaños mezclados, se dice que la arena tiene una mala selección. A través del estudio de la selección de los granos se obtiene información del tipo de corriente que depositó al sedimento, los depósitos que se generan a través del transporte por viento tienen una mejor selección que los que son transportados por el oleaje y a su vez los sedimentos transportados por las olas tienen mejor selección que los materiales depositados por las corrientes de agua.

Una arenisca puede conformarse por grandes cantidades de feldespatos, así como por materiales ferromagnesianos, siendo el cuarzo el mineral predominante en la mayoría de las areniscas, cuando esto sucede la roca es llamada cuarzoarenita. Por otro lado cuando una arenisca contiene cantidades grandes de feldespatos, es denominada roca arcosa, que también contiene minerales de cuarzo y laminillas de mica. Otra de las variedades de arenisca es conocida como grauvaca que aparte de cuarzo y feldespato, contiene fragmentos rocosos y una matriz (clastos de tamaño de arcillas ubicados en los espacios de los granos de arena). El cuarzo es uno de los materiales más duraderos y un mineral que sobrevive a ser transportado largas distancias en un ambiente turbulento. Tal mineral puede presentar varios ciclos de meteorización, transporte y sedimentación.

1.3.3.1 Clasificación

Para definir la clasificación de las areniscas, se han empleado diferentes parámetros y criterios establecidos por varios autores (*Dott, 1964; Dickinson, 1970; Okada, 1971; Fol, 1980 y Pettijohn et al., 1987*). De esta manera, han sido propuestas más de 50 clasificaciones de areniscas a partir de la composición de clastos, el porcentaje y la composición de cementante, el grado de alteración, las estructuras sedimentarias, entre otras (*Krynine, 1948*), sin embargo, en ningún caso todos estos parámetros han sido empleados en forma conjunta (*Scasso y Limarino, 1997*). En la práctica, dos aspectos de las areniscas han demostrado ser los más útiles para su clasificación (*Pettijohn, 1975; Pettijohn et al., 1987; Boggs, 1992*): 1) La composición de clastos, la cual es empleada como un indicador de procedencia, pero es necesario destacar que la composición química no solo depende del área de procedencia. Después de un prolongado transporte, pueden ocurrir sustanciales modificaciones en la composición con la eliminación selectiva de determinados componentes, estos cambios pueden deberse a determinados mecanismos de erosión y sedimentación, 2) El porcentaje de matriz que ha sido considerado como indicador de fluidez de las corrientes que depositaron las areniscas, cuando las areniscas muestran bajos porcentajes de matriz son interpretadas como formadas a partir de corrientes fluidas, mientras que aquellas con porcentajes significativos de material intersticial, reflejarían la existencia de corrientes viscosas.

1.3.3.2 Composición mineralógica

De acuerdo al tipo de minerales que se encuentran en las rocas de areniscas, éstas se clasifican en arenas de cuarzo, feldespáticas, líticas y grauvaca (*Tabla 1.6*).

1.3.3.3 Distribución espacial de arenas y arcillas

La distribución espacial de cuerpos clásticos en ambientes de aguas profundas se controla mediante procesos deposicionales (por ejemplo, deslizamientos, depresiones, flujos de escombros, corrientes de turbidez, corrientes de fondo, etc.), elementos de procesos deposicionales (por ejemplo, canales, lóbulos, piso de la cuenca, etc.), y la topografía del fondo del mar (por ejemplo, irregular, lisa, etc.). Una evaluación de los sistemas modernos de aguas profundas muestra un predominio deposicional por flujos de escombros arenosos y los procesos de transporte de masa relacionados con pendientes, cañones, canales, lóbulos y ambientes de planicie de cuenca.

Tabla 1.6 Características principales de los diferentes minerales que componen a las areniscas.

Material predominante	Características
Cuarzo	Las arenas de cuarzo, también llamadas cuarzo-arenitas están compuestas por más del 95% de cuarzo, y algunas contienen cementante de carbonato o sílice. Sus granos son redondeados y bien clasificados
Feldespatos	Son conocidas como arcosas, y contienen menos del 90% de cuarzo y un contenido promedio de 25% de feldespatos. Pueden contener o no matriz de arcilla y otros minerales como micas.
Fragmentos de roca	Las arenas líticas o litoarenitas, se caracterizan por tener un alto contenido de roca, por lo tanto cualquier arena que contenga una porción menor al 95% de cuarzo y mayor porcentaje de fragmentos de roca que de feldespatos, será una arena lítica.
Grauvaca	Está asociada con depósitos submarinos (corrientes de turbidez), son areniscas con más del 15% de matriz, constituida comúnmente por carbonatos, clorita, cuarzo, magnetita, micas, pirita o fragmentos de otras rocas.

1.4 Ambientes sedimentarios de aguas profundas

(*Twenhofel, 1932*) definió los ambientes de aguas profundas como batiales, que es la parte del fondo del mar entre profundidades de 183 [m] y 1830 [m]. El término aguas profundas se usa para incluir zonas marinas y lacustres. En los océanos modernos, el término se refiere a los ambientes de talud, elevación y cuenca continental que se producen hacia el mar desde el borde del talud a unos 200 [m] de profundidad del agua. En el Golfo de México, el umbral que separa las aguas poco profundas de las aguas profundas oscila entre 200 y 457 [m] (*Richardson et al., 2004*). En el margen continental frente al noroeste de África, la ruptura de la plataforma se encuentra invariablemente de 100 a 110 [m] (*Seibold y Hinz, 1974*).

En la industria del petróleo, el término aguas profundas se utiliza para transmitir dos significados diferentes: 1) La mayoría de los geólogos usan el término para transmitir el origen deposicional de aguas profundas de un yacimiento, incluso si la perforación de este yacimiento comienza desde el talud (*Figura 1.5, Pozo A*); y 2) Los ingenieros de perforación usan el término para indicar las profundidades de perforación de aguas profundas, incluso si el yacimiento es de ambiente de aguas poco profundas (*Figura*

1.5, Pozo B). Esta práctica podría causar un colapso de comunicación entre un geólogo y un ingeniero de perforación.

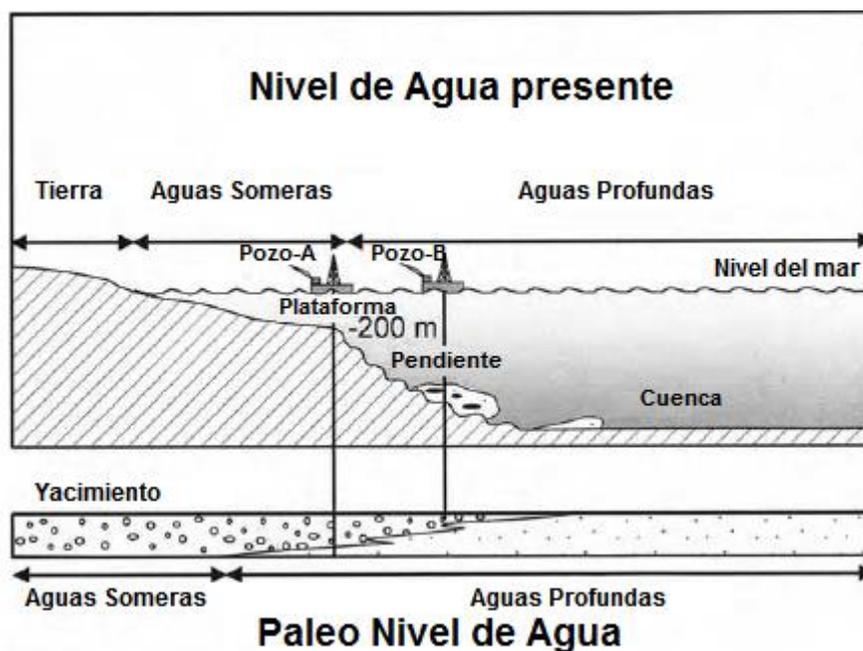


Figura 1.5 El término "aguas profundas" se refiere a profundidades de agua batial (>200 m) que se producen desde la plataforma continental hasta la cuenca marina (Modificado de Shanmugam, 2006).

1.4.1 Sistemas de depósito de aguas profundas

Los sistemas de aguas profundas han sido retratados convencionalmente como un simple abanico submarino depositado por corrientes de turbidez (Figura 1.6).

Esto a pesar de si tienen forma de abanico en morfología o no, y si están depositados por corrientes de turbidez o no. Sin embargo, una evaluación crítica de los sistemas sedimentarios de aguas profundas reveló que son más complejos (Figura 1.7).

En general, los ambientes marinos poco profundos (plataforma) se caracterizan por mareas y olas, mientras que los ambientes marinos profundos (pendiente y cuenca) se caracterizan por movimientos en masa ocasionados por las corrientes de fondo (es decir, deslizamientos, depresiones y flujos de escombros).

Las corrientes de turbidez pueden ser comunes en los entornos basales. Los cañones submarinos son únicos porque la ruptura de la pendiente de la plataforma no controla los procesos dentro de la cuenca, entonces, tanto las corrientes de marea como los flujos de masa operan dentro de las cuencas.

tienen la fuerza para transportar partículas de cualquier tamaño para largas distancias. Las corrientes de turbidez, por otro lado, no pueden transportar partículas grandes para largas distancias en suspensión porque carecen de fuerza.

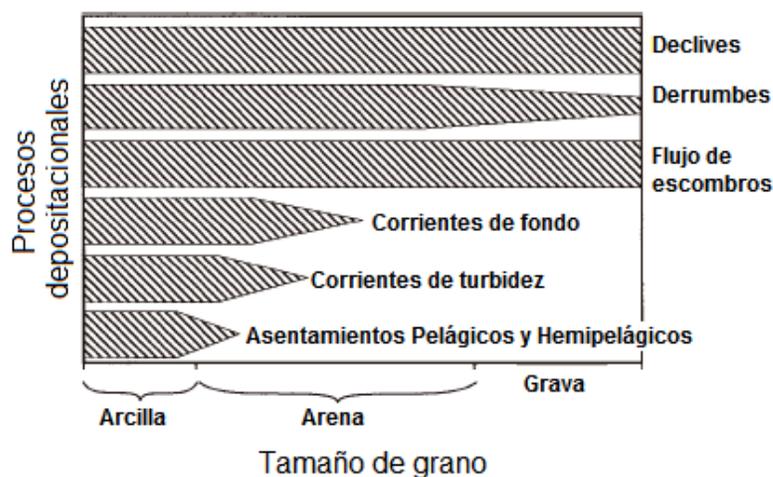


Figura 1.8 Distribución generalizada del tamaño de grano en yacimientos. Los deslizamientos, los asentamientos y los flujos de detritos tienen sedimentos de grano grueso debido a su tendencia a transportar partículas grandes, mientras que las corrientes de turbidez no tienen sedimentos de grano grueso debido a su falta de fuerza para transportar sedimentos gruesos en suspensión turbulenta (Modificado de Shanmugam 2006).

Las corrientes de turbidez son capaces de transportar principalmente lodo y arena de grano fino a través de suspensiones. Por lo tanto, las turbiditas verdaderas se componen de arenisca de grano fino y mudstone, mientras que los detritos arenosos se componen de arenisca guijarrosa y arenisca de grano grueso a mediano. Los procesos deposicionales influyen directamente en la calidad del yacimiento. Esto se debe a que el tamaño del grano, la porosidad y permeabilidad son controlados por la clasificación de sedimentos (Beard y Weyl, 1973).

1.5 Anisotropía

La anisotropía ocurre cuando hay una variación de una propiedad física con respecto a la dirección, lo cual puede suceder en escalas tan grandes como la Tierra o tan pequeñas como el átomo (Figura 1.9). Por ejemplo, en un mineral de una roca, la variación de las propiedades físicas en diferentes direcciones será la anisotropía. La anisotropía es común en las lutitas ya que cuando se compactan, sus minerales tienden a alinearse en forma paralela a la estratificación deposicional.

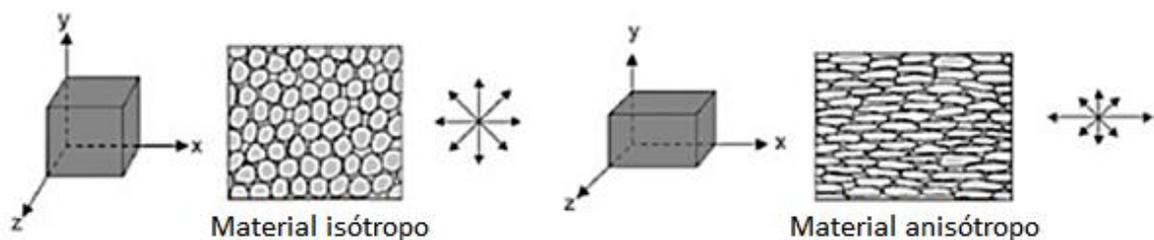


Figura 1.9 Representación de un material isotrópico (izquierda) donde las propiedades del medio son las mismas independientemente de la dirección y un material anisótropo (derecha) donde las propiedades del medio cambian según la dirección.

En pocas palabras, un material es anisótropo si el valor de una medición vectorial de una propiedad de la roca varía con la dirección. La anisotropía se usa generalmente para describir las propiedades físicas, que se pueden considerar como parámetros intrínsecos del cuerpo de la roca.

Desafortunadamente, a causa de los efectos de la anisotropía, las secuencias de arenas y lutitas laminadas han sido de difícil estudio. Por mencionar un ejemplo se explicará la forma en que la anisotropía eléctrica afecta a los yacimientos laminados de turbiditas y de sedimentos deltaicos fluviales; donde a causa de la anisotropía el término "low resistivity pay" se ha aplicado a este tipo de yacimientos.

1.5.1 Anisotropía eléctrica

La medición de la resistividad obtenida con las herramientas de registros de inducción tradicionales (relacionadas con la componente horizontal) está relacionada con la anisotropía ya que ésta ocasiona mediciones enmascaradas de la herramienta de resistividad, lo que causa que inclusive yacimientos bien identificados sean difíciles de evaluar. En términos prácticos, el uso de mediciones de resistividad provenientes de registros convencionales para estimar reservas de hidrocarburos, puede dar lugar a subestimaciones de más del 60%, en comparación con evaluaciones petrofísicas realizadas con información combinada de registros de resistividad horizontal (R_h) y vertical (R_v) (Schlumberger, 2009).

Las cuencas de aguas profundas, se forman por secuencias delgadas de turbiditas de arena y arcilla. A menudo en este tipo de cuencas se localizan yacimientos exitosos, pero esto cambia al realizarse la evaluación del potencial del yacimiento en presencia de anisotropía lo cual hace que el volumen de hidrocarburos "in situ" disminuya, o bien, sea difícil de cuantificar.

Lo anterior ocurre cuando las capas delgadas donde se localiza el yacimiento son más delgadas que la resolución vertical de la herramienta (Figura 1.10). El espesor de las secuencias de arena y lutitas algunas veces suelen encontrarse en un rango

milimétrico, muy por debajo de la resolución mínima de la herramienta de resistividad (de 1 [ft] = 0.3 [m]). Entonces, los registros adquiridos utilizando herramientas convencionales no proporcionan suficiente información para evaluar las zonas anisótropas, generalmente en estos casos hay valores de resistividad de 1 a 2 [ohmm], y con una resistividad tan baja, no se esperaría la producción de hidrocarburos.



Figura 1.10 Las laminaciones en este ejemplo de núcleo tienen aproximadamente un milímetro de grosor, típico de las secuencias de turbiditas encontradas en cuencas de aguas profundas. La resolución vertical mínima para herramientas de inducción es de 3 [cm] (Tomado de Schlumberger, 2009).

Bajo la condición del tamaño de capa, la respuesta de inducción profunda de un estrato isotrópico homogéneo (izquierda) es la misma que para un estrato heterogéneo y anisótropo (centro). Esto suele ocurrir cuando las capas son más delgadas que la resolución vertical de la herramienta de inducción profunda la cual es de 1 a 4 [ft] (0.3 a 0.12 [m]).

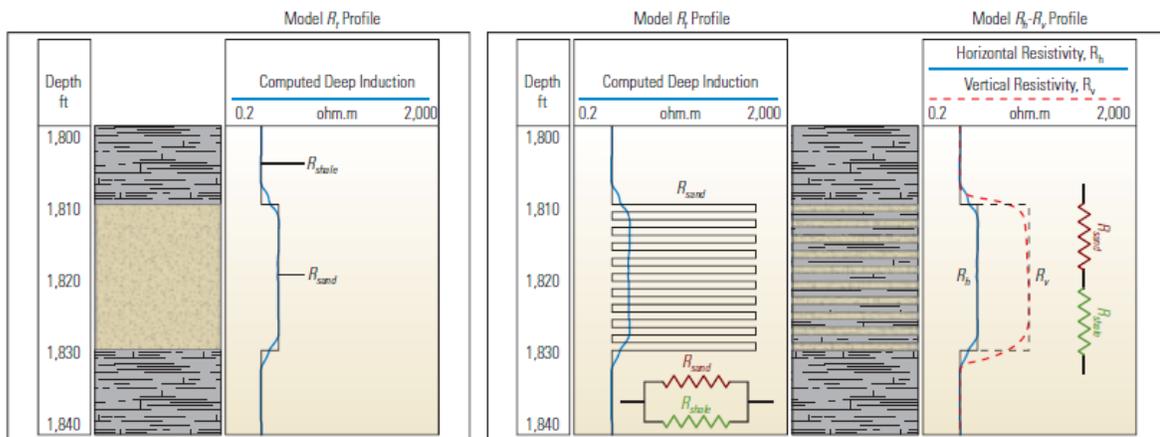


Figura 1.11 Ubicación de zonas con alta anisotropía con base en registros de R_h y R_v (Tomado de Anderson et al., 2008).

Las mediciones de resistividad horizontal (R_h) son representadas por circuitos de resistencia en paralelo, por lo que el valor de resistividad de los estratos laminados se ven afectados principalmente por la capa con la resistividad más baja (resistividad de la

arcilla), con las herramientas de inducción estándar, las capas de arena que contienen hidrocarburos se pueden pasar por alto fácilmente. La resistividad vertical (R_v) es representada por un circuito de resistencia en serie (derecha), y su valor está dominado por la capa con la resistividad más alta. Por lo tanto una gran diferencia entre R_v y R_h indica anisotropía (*Figura 1.11*).

1.6 Conclusiones

El desarrollo tecnológico utilizado para la caracterización y explotación de formaciones en aguas profundas ha sido fundamental para alcanzar los éxitos en el desarrollo de diferentes campos petroleros en el mundo. Durante las décadas de los 1980's y principalmente en los 1990's, la industria petrolera descubrió la mayoría de estos yacimientos, pero en México fue hasta el año 2000 que la producción en aguas profundas del Golfo de México superó a la de aguas someras (*CNH, 2011*).

Las corrientes del fondo oceánico inducidas por la fuerza termohalina, eólica o mareomotriz, son la causa principal del desarrollo de estructuras de cuencas en las arenas de aguas profundas, por lo tanto las estructuras de arenas retrabajadas por corrientes profundas podrían ser yacimientos importantes de petróleo.

El reconocimiento de las estructuras de arena y arcillas es valioso para desarrollar modelos de yacimientos lo más realistas posibles y poder llevar a cabo la producción de petróleo.

Los sistemas de aguas profundas muestran un claro predominio de su depósito mediante flujos de escombros arenosos y por procesos de transporte de masa relacionados con laderas, cañones, canales, lóbulos y ambientes de planicie de cuenca. Convencionalmente, se considera que los dos elementos principales de abanicos submarinos (es decir, canales y lóbulos) están constituidos por turbiditas. Pero los ambientes de depósito a través de estudios demuestran que los canales y lóbulos están dominados por debritas. Es importante mencionar que las arenas se distribuyen de diversas maneras en entornos de aguas profundas, no sólo como canales y lóbulos. Esta información ayudará a aplicar modelos petrofísicos desarrollados, a la exploración de aguas profundas.

2. Métodos convencionales para interpretación de registros geofísicos de pozos

Dentro de esta tesis los modelos convencionales de interpretación petrofísica se definieron como aquellos modelos petrofísicos que usualmente los intérpretes de registros geofísicos de pozo aplican para simular las propiedades petrofísicas de las rocas, estos modelos representan un conjunto de ecuaciones que por separado calculan el volumen de lutitas, la porosidad total y efectiva, la saturación del agua, la permeabilidad, entre otras propiedades petrofísicas.

En este capítulo se ilustran los modelos petrofísicos convencionales para la estimación de propiedades petrofísicas en formaciones de aguas ultra profundas en ambientes sedimentarios clásticos, así como también se describen y discuten las metodologías consideradas para la resolución de dichos modelos.

2.1 Metodologías convencionales de interpretación petrofísica

Generalmente, la interpretación petrofísica se relaciona con la evaluación técnica de datos de núcleos en laboratorio y con mediciones a través de los pozos de propiedades físicas en los yacimientos, como los son: Densidad (ρ), resistividad (R), porosidad (ϕ), velocidad (V), etcétera.

En la evaluación convencional de registros geofísicos de pozos, el intérprete de los datos de las propiedades físicas medidas a través de los pozos (registros geofísicos) realiza dichas evaluaciones de forma indirecta, esto se refiere a que no es posible medir directamente algunas propiedades físicas del yacimiento requeridas. Por lo tanto, es necesario medir directamente alguna otra propiedad que esté relacionada con la propiedad requerida y posteriormente a través de la aplicación de técnicas y modelos conocidos que mejor se adecúen a las características de la formación, obtener las estimaciones de volúmenes de arcilla, porosidad y saturación de fluidos. Es así como las técnicas convencionales de interpretación petrofísica tienden a basarse en un marco de algoritmos de interpretación que relacionan los parámetros medibles con los parámetros del yacimiento. Generalmente, estos algoritmos son empíricos con alguna referencia en experimentos de laboratorio y en casos de campos únicos. Esto significa que la interpretación petrofísica es cuantitativa, en su mayoría, impulsada por datos propios de cada zona de investigación y que por tanto, las técnicas de interpretación cambian de yacimiento a yacimiento. Así que se requiere que cada campo se investigue por separado y a detalle, obteniendo de tal manera una evaluación general más certera de las formaciones. Lo anterior, hace necesario el desarrollo de modelos petrofísicos conjuntos.

2.2 Modelos para la determinación de propiedades petrofísicas en formaciones clásticas

Como ya es conocido, la identificación de fluidos es un componente clave en la evaluación de formaciones y se convierte en uno de los parámetros más importantes que intervienen en las decisiones económicas para el desarrollo de los campos. En seguida se mencionarán algunas de las metodologías convencionales más usuales en la determinación de parámetros petrofísicos relevantes tales como: Volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad efectiva (ϕ_e) y saturación de agua (S_w), dando enfoque a cómo es que dichas metodologías pueden aplicarse, o no, en formaciones areno-arcillosas.

2.3 Modelos de volumen de arcilla

La combinación de las diferentes distribuciones espaciales de arcilla en las formaciones clásticas junto con la salinidad del agua de formación aumenta la complejidad en la cuantificación exacta de los hidrocarburos dentro de los yacimientos. La distribución espacial de arcilla afecta la respuesta de los datos de registros de pozos, esas respuestas pueden llevar a interpretaciones incorrectas, a menos que se consideren los modelos adecuados para la interpretación de datos de registros de pozo según sea el tipo de formación y lutita.

La lutita laminar se presenta como capas de arcilla compactada, por lo que la porosidad efectiva y total pueden aumentar o disminuir de acuerdo a las capas de lutitas laminares, para que sea detectada este tipo de lutita mediante las herramientas de registros de pozo es necesario que éstas sean de alta resolución para divisar con precisión la laminación. Por otro lado, la lutita estructural no afectará la porosidad efectiva y tampoco la permeabilidad de la roca, pero si incrementará a la porosidad total. Y la lutita dispersa puede llenar los poros y reemplazar los fluidos dentro de los poros, lo que reduce la porosidad efectiva causando una reducción de la permeabilidad de la roca (*Figura 2.1*).

En la práctica, el valor de V_{sh} se calcula a partir de las lecturas de los registros, bien sea de manera individual, usando el registro de rayos gamma, el registro potencial espontáneo y el registro de resistividad, o bien, de la combinación de registros densidad-neutrón, sísmico-densidad y sísmico-neutrón. Siempre es recomendable estimar el volumen por el mayor número de métodos posibles, seleccionándose el valor más bajo de estos métodos como el más aproximado.

A continuación se presenta un grupo de ecuaciones que permiten obtener el volumen de arcilla a partir de algunos de los registros geofísicos mencionados.

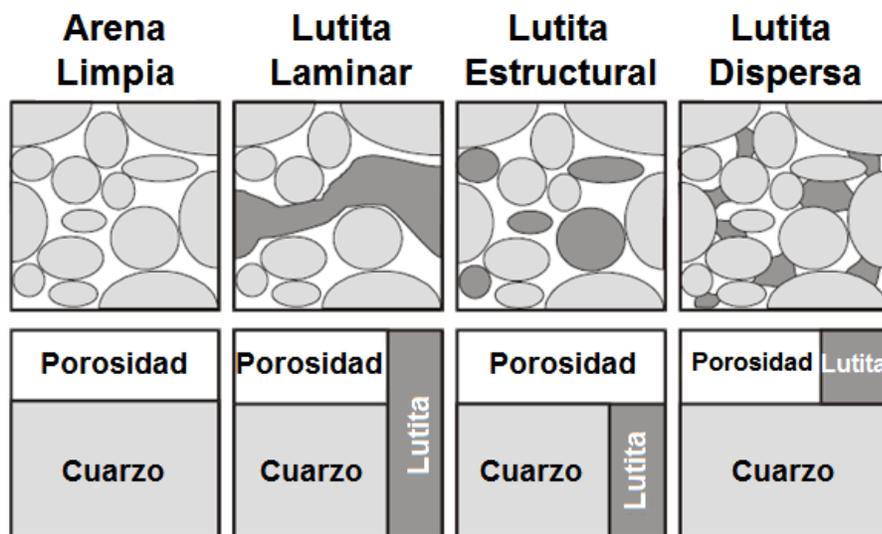


Figura 2.1 Representación de la distribución espacial de la lutita (Modificado de Glover, 2016).

2.3.1 Estimación de volumen de arcilla con registro de Rayos Gamma

Este método calcula el volumen de lutitas con el registro de rayos gamma (GR) como única entrada. Dentro del área de la petrofísica se han desarrollado varias ecuaciones no lineales para la predicción de V_{sh} a partir de la curva de GR, tales métodos de cálculo se conocen como: Clavier, Larionov (rocas terciarias), Larionov (rocas más antiguas), Stieber (variación I), Stieber (variación II) y Stieber (mioceno y plioceno).

El cálculo puede ir cambiando de zona a zona, según sea la ecuación de rayos gamma que mejor se adecúe a las características petrofísicas para cada profundidad del pozo.

Entre las razones citadas para el comportamiento no lineal de estas curvas se encuentran: 1) Edad geológica de la roca (Larionov, 1969), 2) Distribución de la arcilla en areniscas versus la distribución de la arcilla en las lutitas (Steiber, 1970) y 3) Diferencias de densidad entre arcillas en areniscas y arcillas en lutitas (Dewan, 1983).

Cuando el volumen de arcilla se calcula a partir del registro de GR, comúnmente se hacen dos suposiciones. Estas suposiciones son: 1) Las lutitas están compuestas por 100% de arcilla y 2) El aumento del valor de rayos gamma que va desde arena limpia a lutita se debe al aumento del contenido de arcilla solamente. Varios autores han discutido el problema con la primera suposición (Heslop, 1974; Kukul y Hill, 1986), sin embargo, la práctica continúa. (K. Bhuyan et al.) analizaron muestras de lutitas de diferentes áreas y edades, y encontraron que el contenido total de arcilla en las lutitas oscila entre 50 y 70% y que los minerales no arcillosos en las lutitas oscilan entre el 30 y el 50%.

El índice de arcillosidad (I_{sh}) es una función lineal de la roca en cuestión, la cual asume que el nivel de radioactividad de la arcilla es constante y que no existen otros minerales radioactivos en la formación, esta fórmula puede ser escrita como:

$$GR_I = \frac{GR - GR_m}{GR_{sh} - GR_m} \quad (2.1)$$

donde

GR_I es el índice de radioactividad obtenido a partir del registro de GR
 GR , GR_m y GR_{sh} son las lecturas del registro del intervalo a evaluar, de una arena limpia y de un intervalo considerado 100% arcilloso, respectivamente.

Lineal $V_{sh} = GR_I \quad (2.2)$

Clavier $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (GR_I + 0.7)^2} \quad (2.3)$

Larionov (Terciario) $V_{sh} = 0.083 * (2^{(3.7 * GR_I)} - 1) \quad (2.4)$

Larionov (Rocas viejas) $V_{sh} = 0.33 * (2^{(2 * GR_I)} - 1) \quad (2.5)$

Stieber I $V_{sh} = \frac{GR_I}{2 - GR_I} \quad (2.6)$

Stieber (Mioceno-Plioceno) $V_{sh} = \frac{GR_I}{(3 - 2 * GR_I)} \quad (2.7)$

Stieber II $V_{sh} = \frac{GR_I}{(4 - 3 * GR_I)} \quad (2.8)$

El I_{sh} variará entre 0 para una arena limpia y 1 en lutita. No siempre es fácil la estimación de los valores de GR_m y GR_{sh} , ya sea porque no existen arenas del todo limpias o porque las lutitas pueden mostrar considerables variaciones de radioactividad. Muchos petrofísicos suponen que $V_{sh} = GR_I$. Sin embargo, para ser correctos, el valor de GR_I debe corregirse, ingresando en la tabla que se muestra en la *Figura 2.2*, desde la cual se puede leer el valor correspondiente de V_{sh} , o de manera equivalente, aplicar las ecuaciones empíricas (*Ecuaciones 2.2-2.8*).

Este método no será válido para las zonas que contienen materiales de matriz radioactiva o aguas radioactivas. De manera similar, este método no dará buenos resultados donde se producen lutitas no radiactivas. O donde exista materia orgánica.

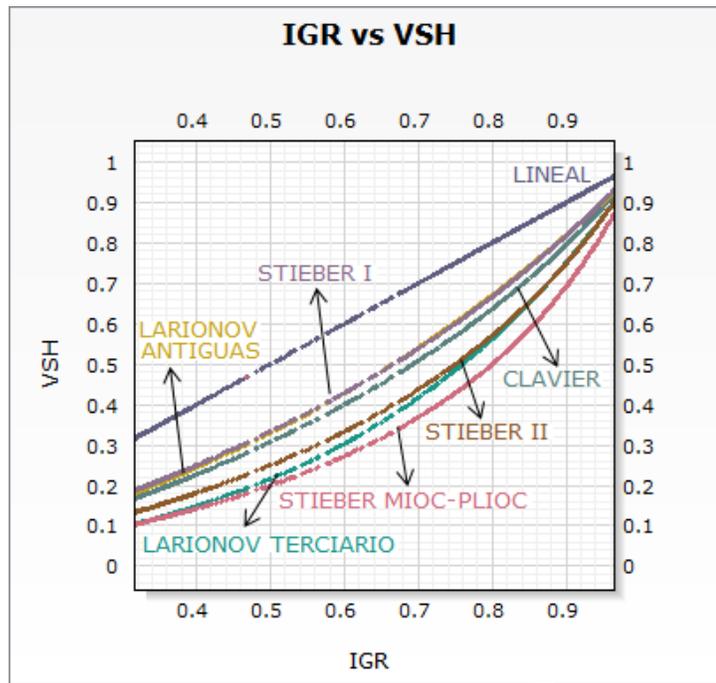


Figura 2.2 Estimación del volumen de arcilla verdadero a partir del índice de radioactividad.

2.3.2 Estimación de volumen de arcilla con registro de Resistividad

La resistividad de las formaciones clásticas, donde hay una mezcla de arcilla con un material no conductor, como lo es el cuarzo, dependerá únicamente de la resistividad de la arcilla y del contenido de ésta. Si la mezcla no tiene porosidad, se puede expresar mediante una ecuación tipo Archie:

$$R_t = \frac{R_{sh}}{(V_{sh})^b} \quad (2.9)$$

donde

R_t es la resistividad de la formación

R_{sh} es la resistividad de la arcilla

b constante empírica

Por otro lado si hay porosidad, habrá algo de agua de formación entonces la resistividad será menor, y por lo tanto:

$$V_{sh} \leq \left(\frac{R_{sh}}{R_t} \right)^{1/b} \quad (2.10)$$

Este indicador de arcilla R_t será cercano al V_{sh} donde el contenido de agua sea bajo, es decir, en porosidades muy bajas (carbonatos de baja porosidad, lutitas, margas, etc.) y en formaciones con alta saturación de hidrocarburos.

Con $b = 1$, se ha encontrado que el indicador de resistividad de arcilla da valores de V_{sh} demasiado bajos en formaciones portadoras de hidrocarburos, mientras que con $b = 2$ los valores de V_{sh} se consideran algo altos. En la actualidad, se está utilizando una solución intermedia, como se muestra a continuación (Figura 2.3).

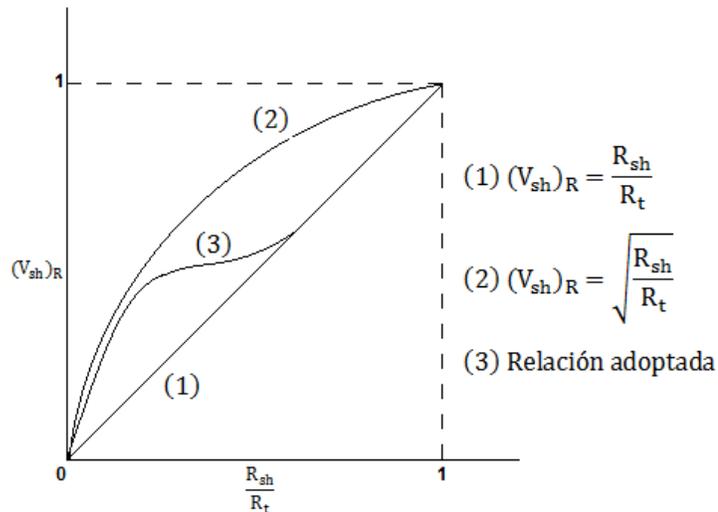


Figura 2.3 Estimación del volumen de arcilla a partir del registro de resistividad (Modificado de Poupon, 1970).

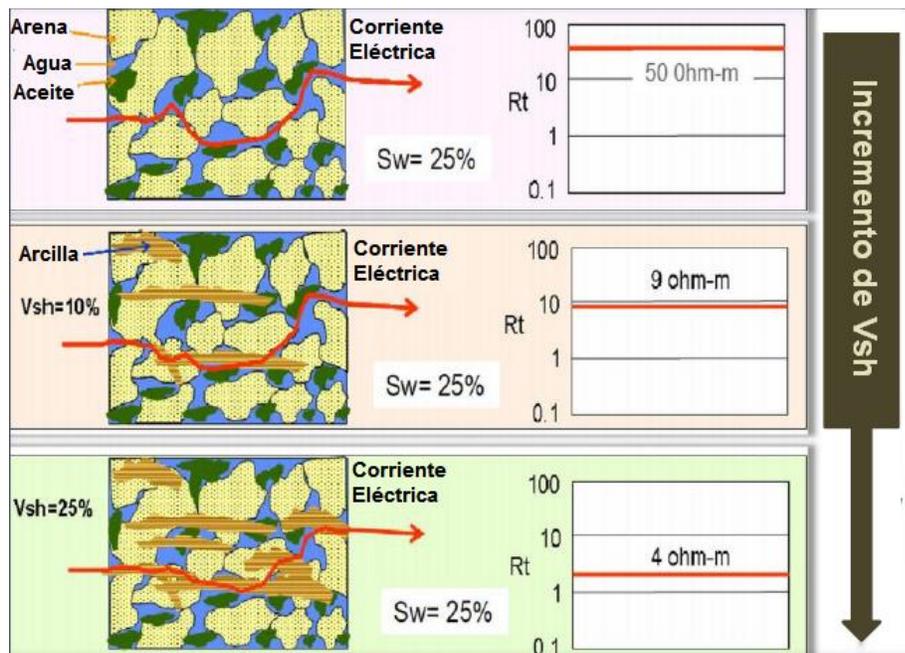


Figura 2.4 Efecto del incremento del volumen de arcilla con la reducción de la resistividad (Modificado de Schlumberger).

Una calibración del indicador de resistividad de arcilla que se puede realizar, es modificar la fórmula de tal manera que en intervalos limpios con hidrocarburos donde la resistividad de la matriz (R_{ma}) sea máxima, se considere un contenido de arcilla cero:

$$V_{sh} \leq \left[\frac{R_{sh}}{R_t} \cdot \frac{R_{ma} - R_t}{R_{ma} - R_{sh}} \right]^{1/b} \quad (2.11)$$

La lectura de resistividad más alta es la que da la mejor indicación de arcilla. Lo anterior se justifica en la *Figura 2.4*, donde se muestra que con el incremento del volumen de arcilla habrá una reducción de la resistividad, debido a la reducción del espacio poroso.

2.3.3 Estimación de volumen de arcilla con registro de Neutrones

El índice de neutrones (porosidad de neutrón) puede expresarse como:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nfl} + V_{sh} \phi_{Nfl} \quad (2.12)$$

donde

ϕ_N es la porosidad obtenida del registro de Neutrón

ϕ_e es la porosidad efectiva

ϕ_{Nfl} es la porosidad de neutrón del fluido

La porosidad de neutrón del fluido, ϕ_{Nfl} es siempre positiva, por lo tanto:

$$V_{sh} \leq \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}} \quad (2.13)$$

Este registro de neutrón proporciona una buena aproximación de V_{sh} en formaciones con porosidad baja (calizas, arcillas, etc.) y en formaciones con porosidad alta, sólo cuando cuando ϕ_{Nfl} es pequeña (la saturación de gas es alta).

La calidad de la estimación del V_{sh} a partir del registro de neutrón es mejor cuando la porosidad de neutrón de la arcilla (ϕ_{Nsh}) es alto. El efecto de la matriz generalmente no se toma en cuenta debido a que es pequeño entonces tiene poco efecto sobre el cálculo de arcilla con el registro de neutrones.

2.3.4 Estimación de volumen de arcilla con registros de Neutrón-Densidad

El método genera problemas en caso de las arenas arcillosas, ya que, en un intervalo limpio que contiene gas, la porosidad aparente observada por el registro de neutrón es baja, mientras que la porosidad aparente determinada por el registro de densidad es alta. Para la relación de porosidad neutrón-densidad, primero se estima cada porosidad por separado y posteriormente ambas son utilizadas para estimar una porosidad de neutrón-densidad. Las porosidades se pueden escribir como:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nfl} \quad (2.14)$$

donde

ϕ_N es la porosidad obtenida del registro de neutrón

ϕ_e es la porosidad efectiva

ϕ_{Nfl} es la porosidad de neutrón del fluido < 1

$$\phi_D = \phi_e \frac{\rho_{ma} - \rho_{fl}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}} = A\phi_e \quad (2.15)$$

donde

ϕ_D es la porosidad obtenida del registro de densidad

ρ_{ma} es la densidad de la matriz

ρ_{fl} es la densidad del fluido de la formación

ρ_{mf} es la densidad del filtrado de lodo

con A mayor que 1, ya que ρ_{fl} es menor que la densidad del filtrado de lodo ρ_{mf} .

Del mismo modo, en un intervalo arcilloso con gas:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nsh} + V_{sh} \phi_{Nsh} \quad (2.16)$$

$$\phi_D = A\phi_e + V_{sh} \phi_{Dsh} \quad (2.17)$$

donde

ϕ_D es la porosidad obtenida del registro de Densidad

ϕ_{Nsh} y ϕ_{Dsh} son las porosidades de neutrón de la arcilla y la porosidad de densidad de la arcilla, respectivamente

Combinando las dos ecuaciones se puede estimar el V_{sh} :

$$V_{sh} = \frac{\phi_N A/\phi_{Nfl} - \phi_D}{\phi_{Nsh} A/\phi_{Nfl} - \phi_{Dsh}} \quad (2.18)$$

El valor más alto de neutrón observado en las arenas más limpias se selecciona como A/ϕ_{Nfl} .

El coeficiente A/ϕ_{Nfl} depende de la naturaleza del fluido (gas, petróleo o agua). Por lo tanto, para obtener indicaciones de V_{sh} que estén razonablemente cerca de los valores reales de V_{sh} , los intervalos se deben elegir de acuerdo con el contenido de fluido y se debe determinar el valor de A/ϕ_{Nfl} para cada uno.

2.3.5 Determinación de la distribución de arcilla en la arenisca

Las lutitas se distribuyen en la arena a través de tres formas diferentes, denominadas laminares, estructurales, dispersas, o bien, cualquier combinación de los modelos anteriores (*Waxman y Smith 1968*). (*Thomas y Stieber, 1975*) sugirieron un modelo de distribución de lutitas, que contiene la distribución de lutitas, la parte de arena y la porosidad de la arena.

En la mayoría de los casos, todos los tipos de lutitas se distribuyen dentro de la arena, lo que afecta la calidad del yacimiento de manera diferente entre sí. La distribución de las lutitas se puede determinar a partir de la gráfica cruzada de Thomas-Stieber (*Figura 2.5, Thomas y Stieber 1975, Tyagi et al. 2009*), donde el volumen de lutita (V_{sh}), se representa en el eje "X" y la porosidad total (ϕ_t) en el eje "Y". El ajuste de los puntos finales del gráfico, ayuda a reconocer y distinguir los volúmenes de lutitas laminares, dispersas y estructurales en la arena.

Comúnmente se utiliza el valor máximo de rayos gamma como punto de lutitas (*Heslop 2005*). Pero la heterogeneidad mineralógica de la lutita puede dar como resultado una respuesta de rayos gamma relativamente baja. Por ejemplo, las arenas con arcillas de caolinita tendrán una respuesta de rayos gamma más baja en comparación con otro tipo de arenas arcillosas. Por lo tanto, es más preciso identificar el punto de rayos gamma en el límite entre la lutita y la arena (*La Vigne et al., 1994*). Se pueden usar varias combinaciones de registros para determinar el límite de arena y lutita, pero los más apropiados son el registro de resistividad, el registro de neutrones y el registro de rayos gamma. Con la ayuda de gráficos cruzados entre estos registros, se puede realizar un análisis detallado de las formaciones areno-arcillosas y también se puede diferenciar entre el contenido de agua o el contenido de gas en la arena.

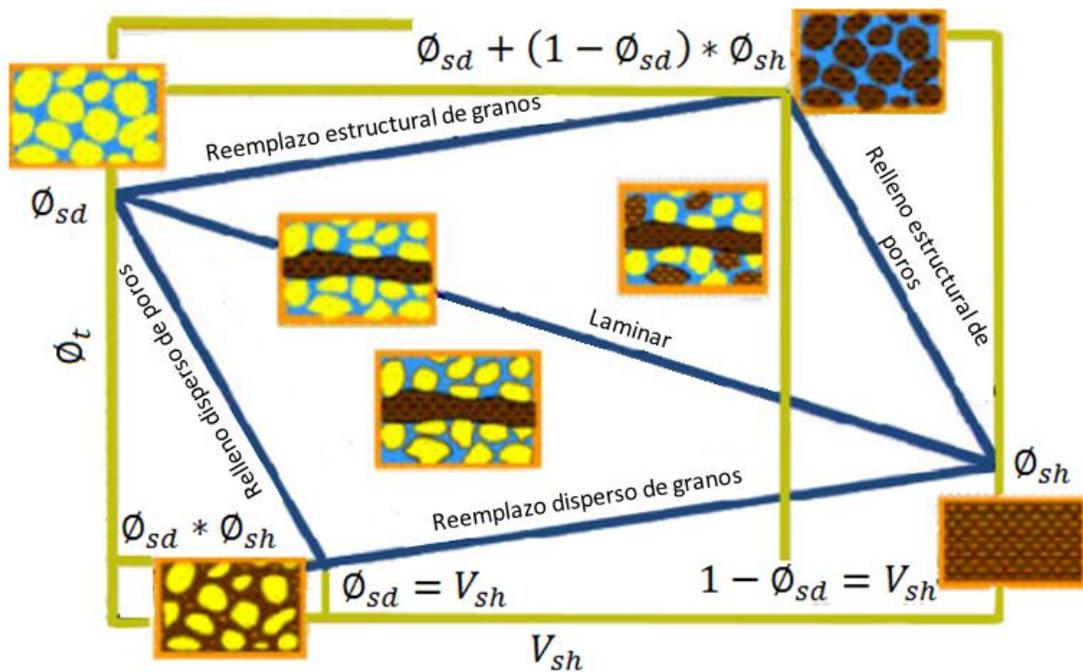


Figura 2.5 Modelo de distribución de lutitas propuesto por Thomas y Stieber (Tyagi et al., 2009). Donde V_{sh} es el volumen de arcilla, ϕ_t es la porosidad total, $\phi_{m\acute{a}x}$ es la porosidad máxima, y ϕ_{sh} es la porosidad de la lutita (Modificado de Tyagi et al., 2009).

Los puntos finales pueden ser ajustados gráficamente:

- El punto de arena se ubicara en: *Matriz = 100% arena; $V_{sh} = 0$, $\phi_t = \phi_{m\acute{a}x}$*
- El punto de arcilla se ubicara en: *Matriz = 0% arena; $V_{sh} = 1$, $\phi_t = \phi_{sh}$, $\phi_e = 0$ (Porosidad llena de arcilla)*
- El punto de arcilla estructural se refiere a la matriz de arena completamente reemplazada por lutita y el espacio poroso se preserva, este punto se ubicara en: *$V_{sh} = 1 - \phi_{m\acute{a}x}$, $\phi_t = \phi_{m\acute{a}x} + \phi_{sh} * (1 - \phi_{m\acute{a}x})$*
- El punto de arcilla dispersa se ubica en: *Matriz = 100% arena y Espacio de poro = 100% lleno de arcilla; $V_{sh} = \phi_{m\acute{a}x}$, $\phi_t = \phi_{sh} * \phi_{m\acute{a}x}$*

2.4 Modelos de porosidad

Las propiedades del espacio poroso son importantes para la descripción y caracterización del volumen de poro y el comportamiento del flujo de fluidos de los yacimientos. Dichas propiedades fundamentales del espacio poroso describen: 1) Fracciones volumétricas de los fluidos (porosidad, saturación, volumen global de fluidos), 2) Propiedades que controlan la distribución de fluidos en el espacio intersticial (presión capilar, superficie interna específica y mojabilidad) y 3) Propiedades que controlan el flujo de fluido bajo la influencia de un gradiente de presión (permeabilidad).

Existen relaciones entre la porosidad y otras propiedades, la permeabilidad, por ejemplo. Los parámetros geométricos de poros más importantes son el tamaño del poro, que define las dimensiones volumétricas promedio de los poros y el tamaño del poro-garganta, que es el factor de control de la permeabilidad en algunos modelos empíricos.

El espacio vacío creado en estratos entre los granos, llamado espacio poroso, está ocupado por fluidos (líquidos y/o gases). La porosidad de una roca de yacimiento se define como la relación entre el volumen de espacios vacíos (los espacios entre los granos) en una roca y el volumen total (el volumen total de los espacios vacíos más los granos) de esa roca (Amyx et al., 1960) (Figura 2.6).

Esto se puede expresar en forma matemática como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (2.19)$$

donde

- ϕ es la porosidad en fracción
- V_b es el volumen de la roca del yacimiento
- V_{gr} es el volumen de grano
- V_p es el volumen de poro.

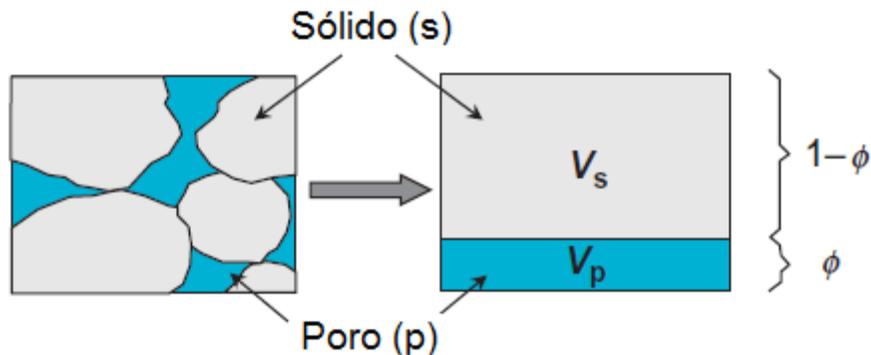


Figura 2.6 Definición de la porosidad.

Durante el depósito de los sedimentos, éstos se depositarán con porosidad, lo que se conoce como porosidad primaria. Por otro, la porosidad secundaria ocurrirá cuando haya una alteración de la roca, por procesos de dolomitización, disolución o fracturamiento, en el caso de formaciones clásticas, los procesos que generan la porosidad secundaria no son los más comunes.

En la evaluación de un yacimiento, el volumen de poro requerido para la definición de reservas es el que está disponible para el almacenamiento de petróleo, gas y agua. Este volumen debe estar conectado de modo que los hidrocarburos puedan fluir a través de la roca y ser producidos.

2.4.1 Porosidad en formaciones clásticas

Los procesos diagenéticos, la tortuosidad o la morfología particular de los granos constituyentes de las rocas, pueden causar que cierto espacio de poros se desconecte de la mayoría del espacio poroso, entonces estos poros no pueden ser alcanzados por los hidrocarburos que migran hacia el yacimiento.

Se sabe que la porosidad en las arenas siliciclásticas depende de la distribución, del tamaño del grano, de la profundidad y del grado de cementación, que a su vez es una función de la composición inicial y de la historia del acomodo de los granos. Los principales elementos que controlan la porosidad de las areniscas son: 1) Reducción de la porosidad al aumentar la compactación y 2) La porosidad es independiente del tamaño del grano, pero varía con la clasificación (las arenas bien clasificadas tienen mayor porosidad que las arenas escasamente clasificadas) (*Figura 2.7*).

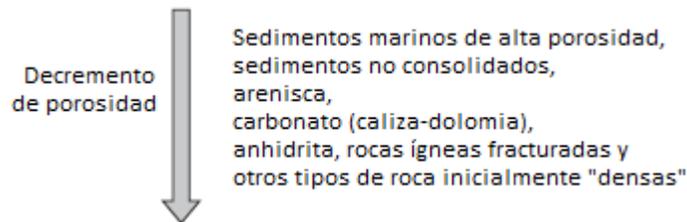


Figura 2.7 Tendencia del decremento de porosidad en diferentes tipos de roca (Modificado de Schön, 2011).

Es así como las arcillas laminares y estructurales son parte de la estructura de la roca y se considera que tienen la misma porosidad (contenido de agua) porque se sometieron a las mismas presiones de sobrecarga. Por el contrario, las arcillas dispersas solo se sometieron a la presión del fluido de formación y, por lo tanto, tienen una mayor porosidad y contenido de agua.

La porosidad que comprende la totalidad del espacio de poro, esté conectado o no, se denomina porosidad total. El espacio de poro conectado se le denomina como porosidad efectiva. Además, el término porosidad efectiva también se usa para describir el volumen de poro que contiene fluidos libres, lo cual excluye el agua capilar del volumen de poro. Por definición, esta porosidad efectiva debe ser menor que la porosidad total.

Para la mayoría de los yacimientos de arenisca, la diferencia entre esta porosidad efectiva (conectada) y la total es pequeña. Sin embargo a causa de los minerales de arcilla que se encuentran en las formaciones clásticas, la porosidad conectada no necesariamente será eficiente para transmitir fluidos a través de la formación.

Lo anterior se explica en la *Figura 2.8*, que muestra una representación de un modelo de roca más real donde la matriz está compuesta de granos no esféricos, a su vez, compuestos, por cuarzo y feldespato, y donde no hay espacio de poro conectado. Parte de este espacio poroso original está ocupado por partículas de minerales de cuarzo y arcilla, el resto se llena con agua e hidrocarburo. También se consideran las tres clases de agua intersticial: 1) Agua asociada con las partículas de arcilla, hay una cantidad de agua ligada electroquímicamente (agua unida a la arcilla) que no es móvil. La cantidad de agua ligada a la arcilla retenida por las partículas de arcilla es una función de la salinidad del agua intersticial y del tipo de arcilla, con ejemplo, de la montmorillonita y la illita que contienen bastante más agua que la caolinita, 2) Agua capilar que se mantiene en los poros pequeños y en la superficie de los granos de la matriz unida por fuerzas capilares y 3) El resto del agua es móvil.

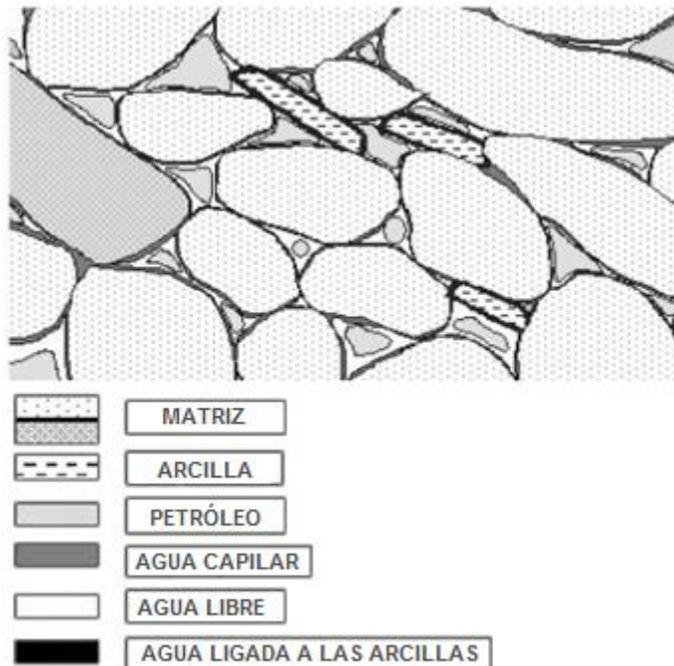


Figura 2.8 Representación de una roca típica de yacimiento (Modificado de Hook, 2003).

2.4.2 Porosidad total

La porosidad total es el espacio intersticial de la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos.

Supone que los granos y/o cristales de lutita tienen una densidad semejante a la de los granos de cuarzo (esto funciona mejor cuando los minerales de la lutita son illita, kaolinita o montmorillonita). El modelo de porosidad total (*Figura 2.9*) se compone de una fracción de matriz o arenisca, una fracción de cristales de arcilla con agua ligada y una llamada porosidad total (ϕ_t). Las fracciones de matriz y de arcilla con agua ligada tienen una fracción de $(1 - \phi_t)$, donde el valor de ϕ_t puede ser obtenido directamente del registro de porosidad de neutrón.

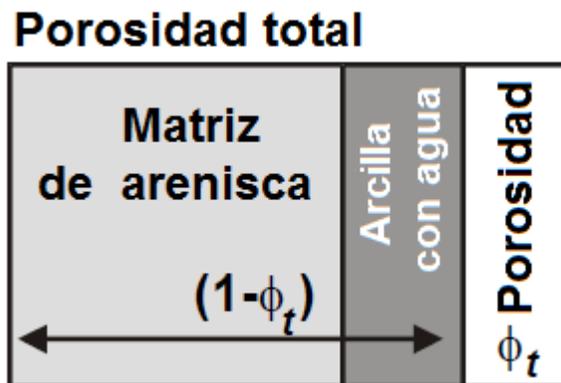


Figura 2.9 Modelo de porosidad total para formaciones clásticas (Modificado de Glover, 2016).

La porosidad obtenida del análisis de núcleos también es la porosidad total en el sentido de que los procedimientos utilizados para preparar los núcleos aseguran que todo el aceite se extrae de los núcleos, y el núcleo se seca. En estas condiciones, toda el agua absorbida e intersticial se elimina de la arcilla. Generalmente como resultado, hay una buena concordancia entre las porosidades del análisis de núcleos y los datos de porosidad derivados del registro de densidad. Si hay una discrepancia, la porosidad del núcleo suele ser menor. Esto se debe a que los métodos utilizados para medir la porosidad de los núcleos utilizan líquidos impregnados (agua, mercurio o gas) y estos fluidos solo pueden acceder a espacios de poro abierto ya que cuando existan espacios de poros aislados no se podrá acceder a ellos.

2.4.3 Porosidad efectiva

La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos de un yacimiento. La porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla. La porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total.

El modelo (*Figura 2.10*) supone que el volumen volumétrico de la roca está compuesto de una fracción de matriz, una fracción de arcilla con agua ligada (V_{sh}) y una porosidad efectiva (ϕ_e). Por lo tanto el volumen de la matriz es $(1 - \phi_e - V_{sh})$.

Porosidad efectiva



Figura 2.10 Modelo de porosidad efectiva para formaciones clásticas (Modificado de Glover, 2016).

La diferencia entre ϕ_e y ϕ_t es la fracción de agua retenida por las fuerzas capilares absorbentes en la fracción de arcilla. Esta cantidad de agua puede cambiar dependiendo del tipo y la distribución de la arcilla, la salinidad y el pH del fluido de formación.

La herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN) es sensible a la diferencia entre agua ligada y libre (es decir, agua asociada con $(\phi_t - \phi_e)$ y (ϕ_e) , respectivamente), y se puede usar para derivar estos valores directamente, y luego usarlos para estimar la permeabilidad la formación.

2.4.4 Estimación de la porosidad

Aunque la porosidad es un parámetro muy importante en la evaluación de una formación, no se puede medir directamente. Todas las técnicas de medición determinan algunas otras propiedades, que luego deben convertirse en porosidad del yacimiento. Los registros geofísicos registran algunas propiedades de la formación, como la densidad aparente, que luego se relaciona con la porosidad mediante algún modelo petrofísico. La naturaleza indirecta de las mediciones conduce a muchos de los problemas con las comparaciones de porosidad, lo que está relacionado con problemas de escala.

Existen varias herramientas de registros que estiman la porosidad (Tabla 2.1) y todas funcionan al poner energía en la formación desde un transmisor para medir el efecto de la formación sobre la señal detectada en un receptor. El efecto está determinado por alguna propiedad física de la formación que no es porosidad pero que está relacionada con ella, por ejemplo, la velocidad del sonido en el caso de la herramienta sónica, el índice de hidrógeno en caso de la herramienta de neutrones o la densidad electrónica para la herramienta de densidad, es así como la porosidad se determina mediante métodos indirectos. Los métodos de interpretación convencionales más simples calculan sólo la porosidad y los métodos de interpretación convencionales más

complejos calculan la porosidad además de la saturación de fluidos, considerando las correcciones pertinentes hacia las lutitas e hidrocarburos, lo cual es una técnica mejorada con parámetros que ayudan a reducir la incertidumbre en los cálculos.

Tabla 2.1 Registros geofísicos de pozos aplicados a la estimación de porosidades.

Cálculo	Mediciones
Porosidad total y efectiva	Neutrón-Densidad Neutrón-Sónico Densidad Sónico
Otras porosidades totales y/o efectivas	Micro resistividad Resistividad profunda Resistividad somera Dieléctrico Calibración de núcleos

2.4.4.1 Estimación de la porosidad con registro de Neutrón

El registro de neutrón proporciona valores directos de porosidad en la formación, porque mide principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación, en formaciones de arenas limpias cuyos poros están llenos de agua o aceite (donde el índice de hidrógeno es alto), el registro de neutrones medirá el fluido presente en los poros y lo relacionará como porosidad de la formación.

Las zonas con gas se pueden identificar comparando el registro de neutrones con otro registro de porosidad, ya que debido al bajo índice de hidrógeno del gas esta medición no es muy certera y se obtienen valores de porosidad más bajos que la porosidad real de la formación. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad produce valores de porosidad e identificación de litología más precisos, aún en evaluaciones de formaciones areno-arcillosas.

La herramienta de neutrón es sensible a todo el hidrógeno en la formación, incluso si no está asociado con el agua que satura a los poros. Por ejemplo, mide el agua ligada a las arcillas, por lo tanto, las arcillas tendrán un índice de hidrógeno alto. En las formaciones areno-arcillosas, la porosidad obtenida del registro neutrones será mayor que la porosidad efectiva real de la roca.

2.4.4.2 Estimación de la porosidad con registro de Densidad

Los registros de densidad se utilizan principalmente para estimar la porosidad. Otros usos que tienen son, la identificación de minerales, la detección de gas, la

determinación de la densidad de hidrocarburos, la evaluación de litología compleja, el cálculo de la presión de sobrecarga y las propiedades mecánicas de la roca.

Para una formación limpia con densidad de matriz conocida (ρ_{ma}), que tiene una porosidad (ϕ), y contiene un fluido de densidad media (ρ_f), la densidad volumétrica de la formación (ρ_b), será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (2.20)$$

Para los fluidos de poro habituales (excepto los hidrocarburos ligeros y de gas) y para los minerales comunes de la matriz de la formación, la diferencia entre la densidad aparente (ρ_a), leída por el registro de densidad, y la densidad volumétrica (ρ_b), es tan pequeña que no se toma en cuenta. Despejando la porosidad (ϕ) de la ecuación anterior:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.21)$$

El fluido en los poros, dentro de la zona investigada por la herramienta, aproximadamente 6 [in], generalmente es en su mayoría, filtrado de lodo. Este filtrado de lodo puede tener una densidad que varía generalmente de 1 a 1.1 [g/cm³], dependiendo de su salinidad, temperatura y presión.

2.4.4.3 Estimación de la porosidad con registros de Neutrón-Densidad

Se basa en realizar promedios con las porosidades totales o efectivas, estimadas a partir de los registros de neutrón y densidad (*Ecuación 2.22*), el método se aplica comúnmente para evaluar ϕ_e y V_{sh} en formaciones arcillosas. La ecuación general para estimar la porosidad total o efectiva, es:

$$\phi_t = \frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2} \quad (2.22)$$

Recordando que la porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados en la roca, comúnmente para el caso de formaciones areno-arcillosas se supone que el volumen de arcilla está relacionado con la parte de porosidad no efectiva (poros no conectados), por tanto para obtener la porosidad efectiva, debe ser restada la porosidad no efectiva de la porosidad total de la roca:

$$\phi_{Ne} = \phi_N - V_{sh} \phi_{Nsh} \quad (2.23)$$

$$\phi_{De} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh} \quad (2.24)$$

donde

- ϕ_{Ne} es la porosidad efectiva del registro de neutrón
- ϕ_{De} es la porosidad efectiva del registro de densidad
- ϕ_N es la porosidad total del registro de neutrón
- ϕ_D es la porosidad total del registro de densidad
- V_{sh} es el volumen de arcilla
- ϕ_{Nsh} es la porosidad de neutrón de la arcilla
- ϕ_{Dsh} es la porosidad de densidad de la arcilla

2.5 Modelos para la determinación de saturación de fluidos

La saturación de fluidos en la formación, se define como la fracción de su espacio poroso ocupado por un cierto fluido. Los poros de la formación pueden estar llenados por gas, petróleo o agua y la suma de la saturación de los fluidos en la formación debe ser igual a 1 en unidades de volumen, o bien, igual a 100 % (Figura 2.11).

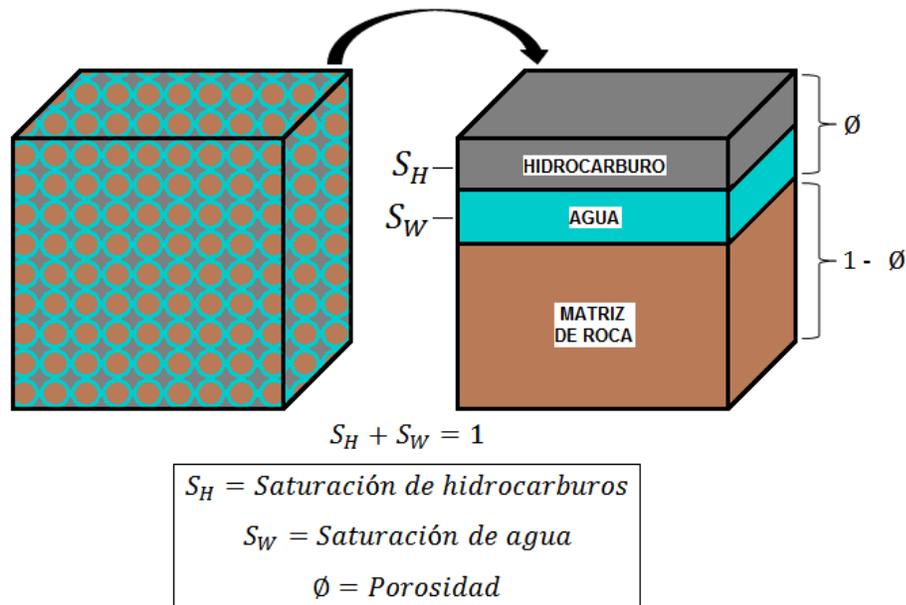


Figura 2.11 Representación de la saturación de fluidos en un volumen de roca.

La Saturación de agua S_w es la fracción del volumen de poros que contienen agua proveniente de la formación. Si existe únicamente agua dentro de los poros, la saturación de la formación será igual al 100% (Figura 2.11).

Calcular la saturación de agua a partir de registros de resistividad y porosidad en arenas arcillosas ha sido problemático desde que Archie en 1942 publicó su ecuación de saturación para arenas "limpias". Desde entonces, se han hecho muchos esfuerzos para tratar de desarrollar una ecuación de saturación generalmente aplicable para arenas arcillosas. Además de la ecuación de Archie para arenas limpias, existe una clase completa de relaciones de saturación, conocidas como ecuaciones para arenas arcillosas, basadas en la determinación del volumen de lutita en las formaciones de arenisca (y otras litologías) utilizando los registros de resistividad y porosidad, principalmente. Estas metodologías son populares ya que solo se requieren datos de registros. Sin embargo, la mayor parte de los minerales que componen a las formaciones de lutitas son arcillas de origen alóctono o, más comúnmente, autóctono. Esta arcilla puede tener propiedades diferentes respecto a cualquier otro espesor de lutita vecina y el hecho de que las rocas no se ajusten a las premisas asumidas en los modelos da como resultado cálculos de saturación de valor dudoso. Está claro que hasta la fecha no hay un solo modelo de saturación para arenas arcillosas que sea defendible, o incluso robusto.

La presencia de arcillas reduce, en general, la resistividad y, por lo tanto, enmascara la saturación aparente de hidrocarburos. Se debe tener en cuenta su presencia, de lo contrario, todos los cálculos de saturación de hidrocarburos se subestimarán. El grado de efecto que tiene la presencia de arcillas depende de su cantidad (V_{sh}) y de su distribución. Cada una de las diferentes distribuciones de arcilla descritas anteriormente (laminar, estructural y dispersa) tiene un efecto distinto sobre las mediciones de resistividad, potencial espontáneo y velocidad, e influyen en la permeabilidad y por lo tanto en la saturación de agua.

2.5.1 Modelo de saturación de agua para formaciones de arenas limpias

El método para determinar la saturación de agua en formaciones limpias o con bajos volúmenes de lutita (<5%) está basado en la ecuación de Archie y es frecuentemente utilizado para una interpretación rápida.

2.5.1.1 Modelo de Archie

Los procedimientos para una interpretación petrofísica generalmente se basan en términos de yacimientos clásticos ideales, y algunas veces se les denomina yacimientos tipo "Archie" porque cumplen ampliamente los requisitos para la aplicación de la ecuación fundamental de Archie que proporciona la base cuantitativa para la estimación de saturaciones de fluidos en el pozo (Archie 1942). Las características de un yacimiento tipo Archie, se resumen en la *Tabla 2.2*.

Tabla 2.2 Consideraciones de un yacimiento tipo Archie (Modificado de Worthington, 2011).

Consideraciones de un yacimiento tipo Archie		
No.	Archie	No-Archie
1	Un solo tipo de roca	Múltiples tipos de roca
2	Homogéneo	Heterogéneo
3	Isótropo	Anisótropo
4	Composición limpia	Minerales de arcilla
5	Libre de arcilla	Arcillosos
6	Libre de silicatos	Silicatos
7	Sin minerales metálicos	Pirita y otros minerales
8	Tamaño de poros iguales	Multi-tamaño de poros (microporosidad)
9	Alta salinidad	Agua dulce
10	Mojado por agua	Mojabilidad mixta
11	I_r es independiente de R_w	I_r , varía con R_w

En la *Figura 2.12* se muestra un flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de un yacimiento clástico limpio (sin presencia de lutitas), el cual dadas sus características puede ser evaluado mediante la ecuación de Archie. El conjunto de registros utilizados en la evaluación de los yacimientos tipo Archie comprende registros de rayos gamma y/o de potencial espontáneo, registros de densidad y neutrones, registros de inducción y/o resistividad y registros sínicos. Esencialmente, un intervalo debe estar limpio (es decir, libre de arcillas dispersas, laminadas y estructurales), esto se asegura mediante la aplicación de registros de litología, como el de rayos gamma o el registro de potencial espontáneo. Finalmente, la porosidad se evalúa mediante el uso de registros de densidad, neutrones y/o sínicos.

La primer ecuación de Archie (*Figura 2.12*) se usa para determinar el factor de formación (F) a partir de la porosidad (ϕ), donde F se define como la relación de la resistividad de una roca completamente saturada con agua (R_o) con la resistividad del agua de saturación (R_w). La siguiente etapa es calcular el índice de resistividad (I_r), donde I_r se define como la relación de la resistividad de una roca parcialmente saturada con agua (R_t) con la resistividad de la misma roca completamente saturada con agua idéntica (R_o). Mediante la manipulación algebraica, I_r puede expresarse como una función de F , de la resistividad del agua de formación R_w (idealmente calculada a partir del análisis de núcleos) y de la resistividad de formación R_t obtenida de un registro de inducción o de resistividad. La segunda ecuación de Archie se usa para calcular S_w a partir del I_r . Para que las condiciones de Archie se apliquen, el I_r debe ser independiente de la salinidad del agua de formación y, por lo tanto de R_w . Si el I_r satisface esta condición, F también lo hará.

La primera y la segunda ecuaciones de Archie se rigen por el exponente de porosidad (m) y el exponente de saturación (n), respectivamente. Los valores de m y n son $m = n = 2$ (para casos prácticos), pero deben cuantificarse de forma más certera a través de un análisis de núcleos. Cuando se aplican las condiciones de Archie, m y n son independientes de R_w , lo que generalmente ocurre cuando el contenido de arcilla o sílice son bajos (una de las razones por las que la ecuación de Archie es válida para yacimientos limpios).

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la primera y la segunda ecuaciones de Archie se pueden combinar:

$$\left(\frac{1}{R_t}\right) = \left(\frac{1}{R_w}\right) \phi^m S_w^n \quad (2.25)$$

Cualquier diferencia de las condiciones de Archie mencionadas en la *Tabla 2.2* generalmente son casos especiales de formaciones con problemas petrofísicos característicos. Estos yacimientos llamados “no convencionales” requieren flujos de trabajo más complejos para la evaluación petrofísica porque la *Ecuación 2.25* no es suficientemente representativa del comportamiento de los yacimientos. Un ejemplo de tales yacimientos son aquellos localizados bajo grandes tirantes de agua es así como las desviaciones de las condiciones de Archie pueden ocurrir tanto en yacimientos convencionales como en no convencionales. Algunos tipos de yacimientos característicos en zonas de aguas profundas se muestran en la siguiente tabla (*Tabla 2.3*) además éstos se relacionan con los criterios de la ecuación de Archie establecidos en la *Tabla 2.2*, con la finalidad de observar como no todas las formaciones cumplen con muchas de las reglas consideradas por Archie.

Una tarea petrofísica importante es hacer coincidir la interpretación de propiedades físicas con la complejidad del yacimiento, esta tarea es relativamente sencilla para un yacimiento tipo Archie, en cambio, para los yacimientos localizados en aguas profundas (que no cumplen con la ecuación de Archie), es más difícil lograr una coincidencia porque debido a la complejidad de las formaciones, éstas no se adecúan en su totalidad a las características para ser evaluadas mediante la ecuación de Archie. En otras palabras, si no se usa el modelo de interpretación correcto habrá diferencias entre los datos de núcleos, los datos de registros y la evaluación petrofísica definitiva.

Excepcionalmente pocos yacimientos clásticos con hidrocarburos se encuentran libres de minerales arcillosos. En yacimientos clásticos, varios tipos de minerales de arcilla pueden encontrarse en forma dispersa, laminada o estructural. Muchas veces existen casos que se separan de las condiciones de Archie, quizá el más común sea la presencia de minerales de arcilla dentro de la formación.

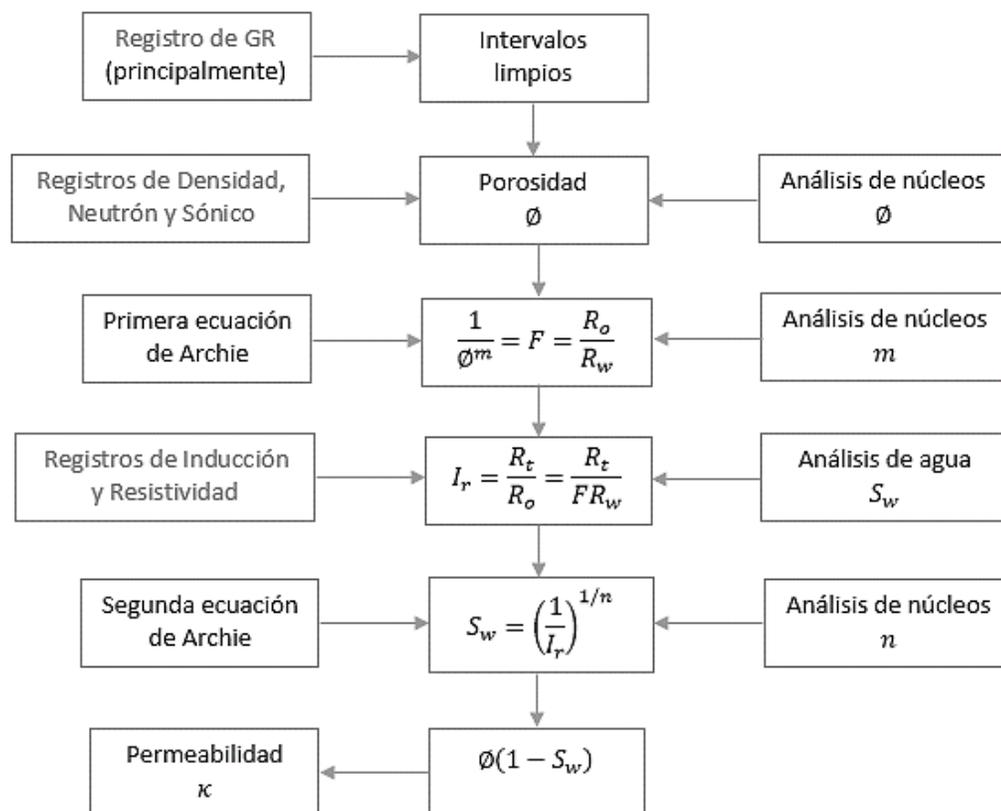


Figura 2.12 Flujo de trabajo simplificado para la evaluación petrofísica de yacimientos tipo Archie a través de registros convencionales, respaldados por análisis de núcleos (Modificado de Worthington, 2011).

Tabla 2.3 Los resultados para yacimientos no convencionales a partir de la ecuación de Archie son poco fiables, sobre todo en formaciones con agua dulce, granos finos, microporosidad, arenas arcillosas, capas delgadas y combinaciones de estos casos, donde la saturación de agua puede sobreestimarse, y esto puede ocasionar la pérdida de oportunidades de desarrollo de los campos. Donde (x) representa los criterios que cumplen con la ecuación de Archie.

Criterios de Archie en yacimientos de aguas profundas											
Características del yacimiento	Criterios de Archie (de la Tabla 2.2)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Arenas arcillosas	x			x							x
Alta capilaridad					x	x		x			
Capas delgadas	x	x	x	x					x		
Hidratos de gas	x										

En general, los yacimientos no convencionales se evalúan mediante variaciones del modelo realizado para la ecuación de Archie, junto con herramientas de registros especializadas y con el respaldo de las mediciones de algunas de las propiedades físicas obtenidas mediante análisis de núcleos.

2.5.2 Modelos de saturación de agua para formaciones arenos arcillosas

El comportamiento fuera de lo normal de la conductividad que se encuentra en las rocas arcillosas de los yacimientos que contienen un electrolito es una consecuencia de la doble capa eléctrica en la solución adyacente a las superficies de las arcillas cargadas. Esta conductividad elevada es resultado de una mayor concentración de iones en la doble capa que en la solución en equilibrio con la doble capa (*Winsaeur and McCardell, 1953*).

La presencia de arcillas en un yacimiento, afecta disminuyendo la calidad de éste, por esto se entiende que tanto la porosidad efectiva como la permeabilidad disminuyan. Además del agua de formación que se comporta como un elemento conductor, las arcillas crearán un componente conductor adicional, por lo tanto, cualquier aplicación de la ecuación de Archie dará como resultado una sobre estimación de la saturación de agua. La contribución de la conductividad ocasionada por las arcillas dependerá principalmente; del tipo de arcilla, de su contenido y de su distribución en la formación.

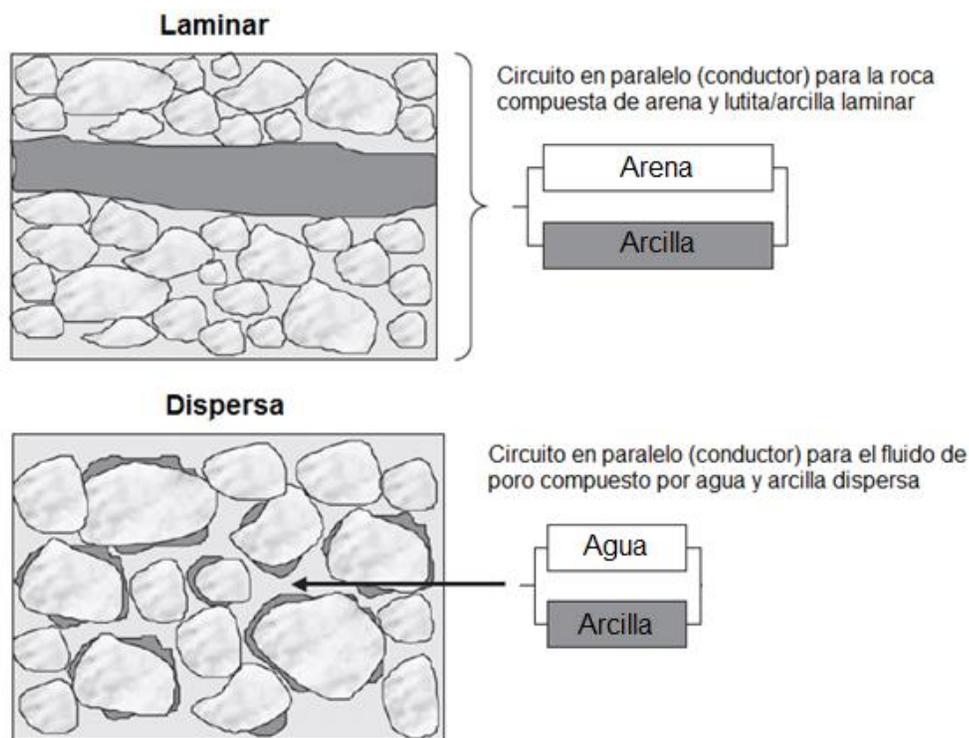


Figura 2.13 Tipos de arcilla laminar y dispersa dentro de un circuito eléctrico (Modificado de Schön, 2011).

En la actualidad, se usa una gran variedad de ecuaciones y procedimientos para la estimación de saturaciones de fluidos en las arenas arcillosas, cada uno de estos

puede proporcionar diferentes resultados de evaluaciones del yacimiento. Sin embargo los métodos que han predominado son aquellos que se basan en las suposiciones de la ecuación de Archie, y que además consideran un sistema conductor paralelo de los componentes de la conductividad (Figura 2.13).

2.5.2.1 Modelos para formaciones arenosas con contenido de lutita laminar y estructural

Los modelos para formaciones clásticas con contenido de lutita laminar y estructural han sido realizados bajo las mismas restricciones, debido a que tienen propiedades físicas similares.

2.5.2.2 Modelo de arcilla laminar

Estas son capas finas de arcilla depositadas entre las unidades de roca del yacimiento. No cambian la porosidad efectiva, la saturación de agua o la permeabilidad horizontal de la capa del yacimiento, pero afecta negativamente la permeabilidad vertical entre las capas del yacimiento.

Se asume que la resistividad de la roca del yacimiento es la suma de las conductividades de las capas de arena limpia (C_{sand}) y de las láminas de lutita (C_{sh}):

$$C_t = C_{sand} + C_{sh} \quad (2.26)$$

en términos de resistividad:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(1 - V_{sh})}{R_{sand}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (2.27)$$

donde:

R_t es la lectura del registro de resistividad

R_{sand} es la resistividad de la roca limpia ($R_{sand} = F_{sand}R_wS_w^{-n}$)

R_{sh} es la resistividad de la arcilla

V_{sh} es el volumen de arcilla

Entonces la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(1 - V_{sh})S_w^n}{F_{sand}R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (2.28)$$

y puede reorganizarse para obtener la saturación de agua:

$$S_w = \left[\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \frac{F_{sand} R_w}{(1 - V_{sh})} \right]^{1/n} \quad (2.29)$$

2.5.2.3 Modelo de Indonesia

Esta es una ecuación empírica desarrollada para arenas altamente arcillosas y de alta resistividad de la formación (alto contenido de agua dulce). La conductividad de la arena arcillosa se debe a tres componentes: La del agua de formación, la de las arcillas y una combinación de ambas. Obtiene resultados congruentes de saturación cuando $V_{sh} \leq 0.5$:

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^2 + 2 \sqrt{\frac{C_w \cdot C_{sh}}{F} V_{sh} \cdot S_w^2} + V_{sh} \cdot C_{sh} \cdot S_w^2 \quad (2.30)$$

Despejando la saturación de agua, se obtiene:

$$S_w = \left[\frac{V_{sh}^C}{\left(\frac{R_{sh}}{R_t} \right)^2} + \left(\frac{R_t}{R_o} \right)^{1/2} \right]^{-2/n} \quad (2.31)$$

$$R_o = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m} \quad (2.32)$$

$$C = 1 - (V_{sh} \cdot 0.5) \quad (2.33)$$

2.5.3.1 Modelos para formaciones arenosas con contenido de lutita dispersa

Estos modelos muestran propiedades muy diferentes respecto a los modelos para arcilla laminar. La permeabilidad se reduce significativamente porque las arcillas ocupan el espacio poroso y la mojabilidad por agua de las arcillas es generalmente más alta que la del cuarzo. El resultado es una mayor saturación de agua y una menor movilidad de fluidos.

2.5.3.2 Modelo de Simandoux

A partir de una mezcla en laboratorio de materiales de arena y arcilla, se obtuvo la ecuación de (Simandoux, 1963), la cual representa a las distribuciones de arcillas estructurales y dispersas.

$$C_t = \frac{\phi^m}{a \cdot R_w} \cdot S_w^n + V_{sh} \cdot C_{sh} \cdot S_w \quad (2.34)$$

Se obtiene la saturación de agua considerando que $n = 2$

$$S_w = \frac{1}{2} \frac{R_w}{\phi^m} \left[\sqrt{4 \frac{\phi^m}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (2.35)$$

2.5.3.3 Modelo de Doble Agua

El modelo de doble agua (*Clavier et al., 1977-1984*) se basa en el concepto de dos tipos de agua dentro de una formación areno arcillosa:

1. Agua libre en el espacio de poro.
2. Agua cerca de la superficie de la arcilla (agua ligada).

La conductividad del fluido de los poros es una función del agua de formación y del agua ligada:

$$C_t = \frac{1}{R_t} = \frac{S_{wt}^n}{F^*} \left[C_w + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} (C_{wb} - C_w) \right] = \frac{\phi^m \cdot S_{wt}^n}{a} \left[C_w + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} (C_{wb} - C_w) \right] \quad (2.36)$$

2.6 Conclusiones

Es importante distinguir las diferentes distribuciones espaciales de arcilla, ya que cada una de ellas afecta de forma diferente a las formaciones, reduciendo la porosidad efectiva o permeabilidad y por tanto afectando la producción de las zonas con hidrocarburos, sin embargo, ningún método convencional para la evaluación del volumen de arcilla permite discernir entre su distribución espacial.

Los modelos de interpretación de registros geofísicos convencionales carecen de robustez, esto se refiere a que estiman parámetros petrofísicos (V_{sh} , ϕ , S_w) por separado, por ejemplo, para la estimación del volumen de arcilla o para la saturación de agua existen diferentes ecuaciones para su cálculo. Lo cual puede ocasionar problemas de interpretación al no saber que método es el más óptimo para evaluar cierta formación, o bien, tener errores al principio de los de los cálculos de interpretación y éstos pasarán a cálculos posteriores, lo que generará errores aún mayores.

Una interpretación petrofísica puede verse afectada por la presencia de lutita o por arcilla en las formaciones. Aunque las propiedades físicas de las lutitas varían con cada

formación, las densidades típicas para las éstas son del orden de 2.2 a 2.65 [g/cm³], en cambio, las densidades de lutitas tienden a ser más bajas a profundidades poco profundas debido a que el efecto de compactación no es tan grande. La arcilla dispersa puede tener una densidad considerablemente menor que la arcilla laminar.

Las ecuaciones de saturación de fluidos, son variaciones del modelo propuesto por Archie, el cual diversos autores adaptaron a otros modelos donde se considera la presencia de lutitas, con el respaldo de las mediciones de propiedades físicas obtenidas mediante análisis de núcleos

Se recomienda el uso cuidadoso de cada método mencionado en este capítulo ya que se basan en ecuaciones empíricas y experimentales que han sido aprobadas para casos en específico, o bien, comprobar los resultados de las evaluaciones petrofísicas con otro tipo de datos (núcleos, pruebas de producción, etcétera).

3. Modelo e inversión de velocidades de ondas elásticas y conductividad eléctrica en formaciones de aguas profundas

Debido al problema existente en la determinación de los volúmenes de lutita laminar, estructural y dispersa, se ha desarrollado una nueva tecnología para estimar la distribución espacial de las arcillas, con la finalidad de mejorar la predicción de las propiedades petrofísicas de las rocas y por supuesto, la saturación de fluidos. Para la interpretación de registros geofísicos de pozos, a partir de esta nueva tecnología fue necesario en primera instancia, definir un modelo petrofísico que describiera las propiedades petrofísicas de las rocas clásticas, para posteriormente determinar los parámetros del modelo aplicando métodos de simulación de propiedades físicas y por último poder resolver el problema de inversión, y de tal manera tener como resultado los datos de registros de propiedades efectivas.

Este capítulo presenta una descripción acerca del modelado e inversión petrofísica para la caracterización de propiedades efectivas de las rocas, incluyendo las propiedades elásticas y de conductividad eléctrica de formaciones clásticas. También se muestra la aplicación de las ecuaciones de medio efectivo que se utilizan para caracterizar el modelo propuesto. Dicho modelo está basado en tres niveles de homogeneización: a nivel de formación, nivel de grano y nivel de poro.

3.1 Modelo petrofísico para formaciones clásticas

En este trabajo de tesis, se aplicó un modelo petrofísico que considera la microestructura compleja para rocas clásticas a formaciones de aguas ultra profundas. Dicho modelo es idóneo para formaciones clásticas, ya que considera las diferentes distribuciones de arcilla en las rocas; dispersa, estructural y laminar. Tratando a estas formaciones de arena arcillosa como materiales compuestos por diferentes minerales (cuarzo, feldespatos y arcillas) y también por poros, a su vez compuestos por diferentes materiales (agua, hidrocarburo y arcilla dispersa) (*Figura 3.1*).

Para definir las propiedades petrofísicas de las rocas se aplica un esquema de homogeneización jerárquica en tres pasos. Primero deben obtenerse las propiedades físicas efectivas dentro de los poros como, agua, hidrocarburo o arcilla dispersa (nivel 1). Con base a lo anterior, deben estimarse las propiedades físicas efectivas para la muestra de roca constituida por granos sólidos de cuarzo y arcilla estructural (nivel 2). Por último se estiman las propiedades físicas efectivas de los componentes a nivel formación donde se consideran los estratos de lutita laminar y de arenas (nivel 3).

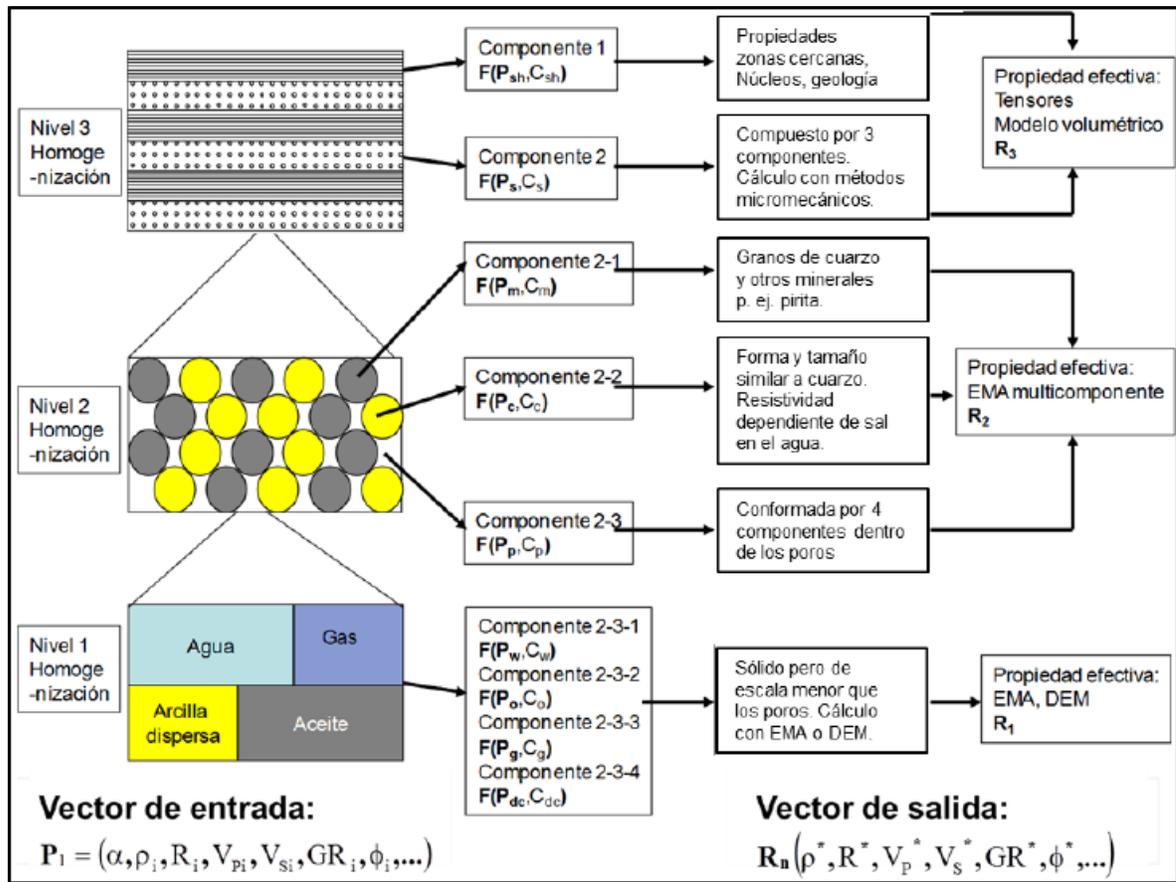


Figura 3.1 Modelo jerárquico para determinación de los tres niveles de homogeneización en formaciones clásticas. El primero, para el espacio de poro compuesto por agua, hidrocarburos y lutita; el segundo para la capa de arena, que considera cuarzo y lutita, y el tercero, representa a la formación formada por capas de arena y de lutita laminar (Tomado de Aquino, 2015).

3.2 Modelado de propiedades físicas

Para la resolución del modelo jerárquico, se propone definir a las formaciones arenarcillosas como conjuntos de materiales naturales compuestos de arenas y lutita laminar, la arena compuesta por granos sólidos de cuarzo y lutita estructural, y poros llenos de hidrocarburos, agua y lutita dispersa. Para estimar las propiedades efectivas elásticas y de conductividad eléctrica de éstos granos y poros, se implementó el Método de Aproximación de Medio Efectivo (EMA), que a diferencia de otros métodos micromecánicos permite predecir de una manera más certera y objetiva los valores de las propiedades físicas efectivas (simulación de velocidades elásticas y de conductividad eléctrica para las formaciones clásticas), validados a través de los límites de Hashin-Shtrikman o de los límites de Voigt y Reuss que son los valores máximos y mínimos dentro de los que se pueden encontrar las propiedades físicas analizadas. Estos valores son útiles cuando no se cuenta con información suficiente del medio a analizar.

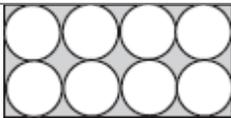
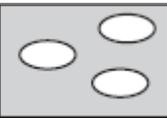
Para describir el complejo sistema de fluidos en las rocas deben crearse descripciones teóricas con suposiciones importantes y simplificar los modelos, y por tanto las matemáticas.

Al realizar una descripción teórica de las rocas como un sistema natural heterogéneo, se hacen suposiciones, o bien, se idealiza dicho sistema para poder describir sus propiedades físicas y las propiedades de sus componentes (minerales y fluidos). Para esto se desarrollan y emplean modelos los cuales son una idealización.

Algunos modelos que describen a las rocas se basan en idealizaciones geométricas como lo son: Modelos de capa simple, modelos de esfera, modelos de inclusión, por mencionar algunos (*Tabla 3.1*). A continuación se explican los modelos que ayudan a determinar las propiedades físicas efectivas de las rocas.

Generalmente, los modelos son hechos para rocas de yacimiento porosas y éstos consideran una mezcla de dos componentes (sólido y fluido), con porosidad $\phi = 0$ para el sólido puro y $\phi = 1$ para el fluido puro.

Tabla 3.1 Modelos para definir propiedades físicas de las rocas (Modificado de Schön, 2011).

Modelos de roca real				
Modelos de límites	Modelos de paquetes de esferas	Modelos de inclusión (esféricas y no esféricas)		Modelos de efecto de fluido de poro
				
Voigt (1910) y Reuss (1926) Hashin-Shtrikman (1962, 1963)	Hertz (1882) y Mindlin (1949) Gassmann (1951) White (1983) Digby (1981) Dvorkin y Nur (1996)	Orientación aleatoria: Kuster y Toksöz (1974) O'Connell (1974) Orientación alineada: Hudson (1980)		Gassmann (1951) Biot (1956) Murphy (1982) Mavko y Jizba (1991)
Dan límites superiores e inferiores para una composición dada.	Describe materiales granulares, da presiones no lineales que dependen de las velocidades.	Describe las rocas fracturadas y porosas, implementa las formas de inclusiones (relación de forma) y la orientación: Orientación aleatoria (isotrópica) u orientación alineada (anisotrópica).		Describe la influencia del cambio de fluido en los poros, básico para las "técnicas de reemplazo de fluidos".

3.2.1 Modelos de límites de Voigt, Reuss y Hashin Shtrikman

Los modelos de Voigt y Reuss en conjunto, determinan los límites superior e inferior de los parámetros elásticos del sólido y fluido de una mezcla. (Voigt, 1910) da el límite superior y (Reuss, 1929) da el límite inferior, mientras que (Hashin, 1962) y (Shtrikman, 1963) derivan límites más estrechos.

El trabajo de Voigt y Reuss proporciona un algoritmo que promedia el cálculo de los módulos elásticos efectivos de una mezcla de materiales (Figura 3.2).

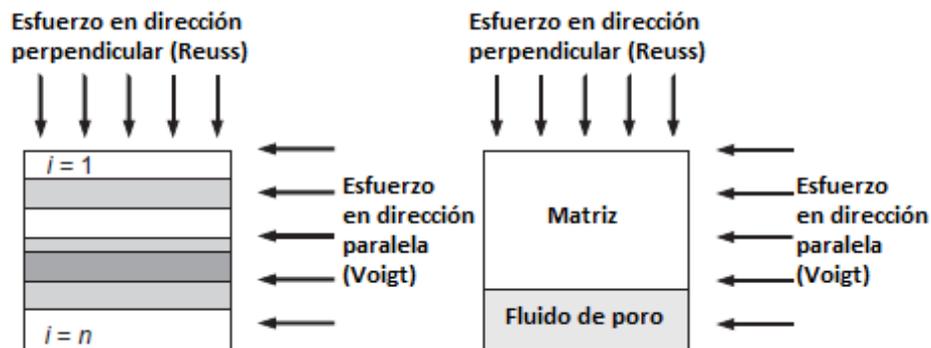


Figura 3.2 Modelo de Voigt y Reuss para el caso general de una roca con n componentes (izquierda) y una roca porosa simple con dos componentes (matriz y fluido poroso) (derecha) (Modificado de Schön, 2011).

Si el material consta de n componentes isótropos con las fracciones de volumen v_i y los módulos de compresión k_i y corte μ_i del componente i, entonces:

Para una deformación homogénea, el promedio de Voigt (modelo paralelo) es:

$$k_V = \sum_{i=1}^n k_i \cdot v_i \quad (3.1)$$

$$\mu_V = \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot v_i \quad (3.2)$$

Para el esfuerzo homogéneo, el promedio de Reuss (modelo en serie) es:

$$k_R = \left[\sum_{i=1}^n \frac{v_i}{k_i} \right]^{-1} \quad (3.3)$$

$$\mu_R = \left[\sum_{i=1}^n \frac{v_i}{\mu_i} \right]^{-1} \quad (3.4)$$

Para cualquier mezcla, el promedio de Voigt da el límite superior del módulo elástico efectivo y el promedio de Reuss da el límite inferior.

Para una roca porosa con matriz sólida (ma) y fluido (fl) como resultados componentes:

$$k_V = (1 - \phi)k_{ma} + \phi \cdot k_{fl} \quad (3.5)$$

$$\mu_V = (1 - \phi)\mu_{ma} \quad (3.6)$$

$$k_R = \left(\frac{(1 - \phi)}{k_{ma}} + \frac{\phi}{k_{fl}} \right)^{-1} \quad (3.7)$$

$$\mu_R = 0 \quad (3.8)$$

El módulo de corte para el límite de Reuss se convierte en cero, porque el fluido tiene un módulo de corte de cero ($\mu_{fl} = 0$).

Los límites más estrechos que Voigt y Reuss se conocen como límites de Hashin Shtrikman.

El modelo de los límites de Hashin-Shtrikman para el módulo volumétrico se muestra esquemáticamente en la *Figura 3.3*. El espacio se llena con un conjunto de esferas de material 2, cada una rodeada por una cubierta de material 1. Todas las esferas y sus cubiertas tienen precisamente fracciones de volumen v_1 y v_2 .

Por ejemplo, si se requieren predecir los módulos elásticos efectivos de una mezcla de granos y poros, se necesita conocer: 1) Las fracciones de volumen de las distintas fases, 2) Los módulos elásticos de las diferentes fases y 3) Los detalles geométricos de cómo se organizan las fases entre sí (*Schön, 2011*). Si se tienen sólo las fracciones de volumen y los módulos de los constituyentes, una buena opción es predecir los límites superior e inferior mediante las ecuaciones de Hashin-Shtrikman, que se muestran esquemáticamente en la *Figura 3.4*.

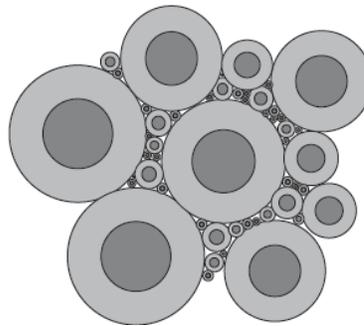


Figura 3.3 Modelo de los límites de Hashin-Shtrikman para el módulo de volumétrico de un material de dos fases (Tomado de Mavko et. al., 2009).

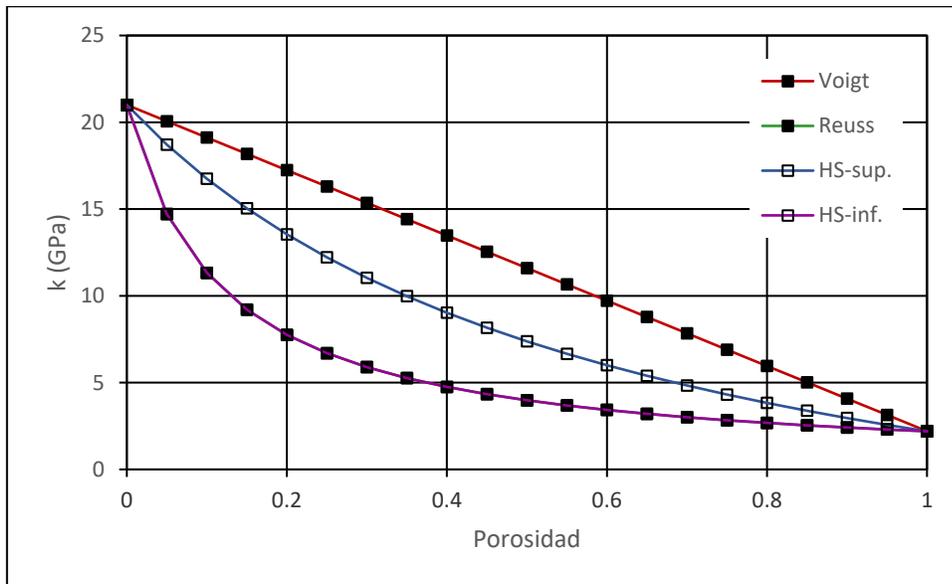


Figura 3.4 Límites de Voigt, Reuss y Hashin-Shtrikman para el módulo de compresibilidad (k) de dos componentes, matriz (arcillas del Golfo de México $k_{ma} = 21 \text{ GPa}$, $\mu_{ma} = 7 \text{ GPa}$) y fluido (agua $k_{fl} = 2.2 \text{ GPa}$). El límite inferior de Hashin Shtrikman es igual al límite de Reuss en el caso de un medio poroso, donde un constituyente es un fluido (debido a que el módulo de corte es igual a cero).

Para cualquier fracción de volumen dada de constituyentes, el módulo efectivo estará dentro los límites (en algún dentro de la gráfica del módulo volumétrico, *Figura 3.4*) pero su valor preciso depende de la geometría. Dentro del área de estudio se aplican los términos "formas de poros rígidos" y "formas de poros suaves". Las formas más rígidas hacen que el valor sea más alto dentro del rango permitido; las formas más suaves hacen que el valor sea más bajo. Cuando solo hay dos constituyentes, los límites para los módulos de compresibilidad (k) y de corte (μ) se escriben como:

$$k^{HS\pm} = k_1 + \frac{v_2}{(k_2 - k_1)^{-1} + v_1 \left(k_1 + \frac{4}{3}\mu_1\right)^{-1}} \quad (3.9)$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{v_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2v_1(k_1 + 2\mu_1) / \left[5\mu_1 \left(k_1 + \frac{4}{3}\mu_1\right)\right]} \quad (3.10)$$

donde k_1 y k_2 son los módulos de compresibilidad de cada una de las fases, μ_1 y μ_2 son los módulos de corte y v y v_2 son las fracciones de volumen.

Las ecuaciones definen el límite superior cuando el material rígido se denomina 1 y el límite inferior cuando el material más suave es denominado 1. En el caso de una roca con poros el primer material corresponde a la parte sólida o granos de minerales (matriz) y el segundo elemento será la porosidad (fluidos), entonces las ecuaciones quedan:

$$k^{HS\text{ Superior}} = k_{ma} + \frac{\phi}{(k_{fl} - k_{ma})^{-1} + (1 - \phi) \left(k_{ma} + \frac{4}{3} \mu_{ma}\right)^{-1}} \quad (3.11)$$

$$\mu^{HS\text{ Superior}} = \mu_{ma} + \frac{\phi}{2(1 - \phi)(k_{ma} + 2\mu_{ma}) - (\mu_{ma})^{-1} / \left[5\mu_{ma} \left(k_{ma} + \frac{4}{3} \mu_{ma}\right)\right]} \quad (3.12)$$

$$k^{HS\text{ Inferior}} = k_{fl} + \frac{(1 - \phi)}{(k_{ma} - k_{fl})^{-1} + (\phi)(k_{fl})^{-1}} \quad (3.13)$$

$$\mu^{HS\text{ Inferior}} = 0 \quad (3.14)$$

3.2.2 Modelo de inclusión de Kuster y Toksöz

Los modelos de inclusión hacen referencia a rocas compactas de baja porosidad. Dentro de estos modelos, los poros o las grietas y fracturas se consideran vacíos en una matriz sólida y se modelan como inclusiones elipsoidales en un material hospedador sólido. La variedad en cuanto a la forma de las inclusiones (de esferas a grietas) y las propiedades de la inclusión (vacío, gaseoso, líquido, sólido) abre una amplia variedad de casos.

Para los cálculos es necesario realizar las siguientes suposiciones: 1) No hay flujo de fluido entre los poros o fracturas y 2) Las inclusiones están lo suficientemente alejadas unas de otras y no interactúan elásticamente. Se puede realizar un aumento de la porosidad mediante la adición paso a paso de varias inclusiones en el resultado del paso anterior.

Las inclusiones se idealizan como esferas o elipsoides (con forma extrema de discos o agujas), la forma se determina según sea la relación de las dimensiones de la inclusión (*Figura 3.5*).

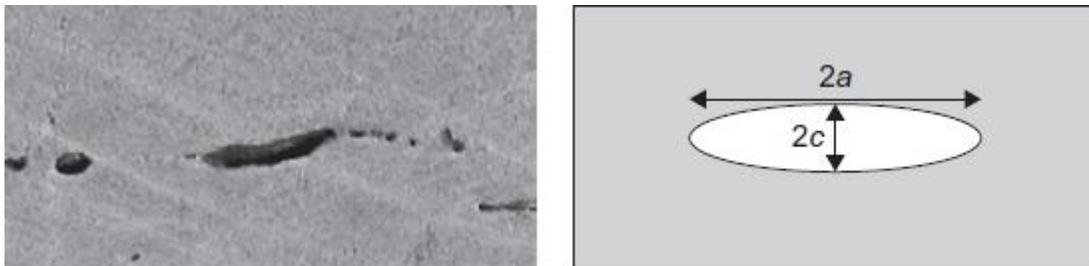


Figura 3.5 Definición de relación de forma (relación de las dimensiones de la inclusión) (Tomado de Schön, 2011).

(Kuster, 1974) y (Toksöz, 1976) desarrollaron una teoría para un material que contenía inclusiones esféricas o esferoidales y calcularon los módulos efectivos k_{KT} y μ_{KT} , donde el efecto general de las inclusiones orientadas al azar es isótropo:

$$(k_{KT} - k_m) \frac{\left(k_m + \frac{4}{3}\mu_m\right)}{\left(k_{KT} + \frac{4}{3}\mu_m\right)} = \sum_{i=1}^n \phi_i (k_i - k_m) P^{mi} \quad (3.15)$$

$$(\mu_{KT} - \mu_m) \frac{(\mu_m + \zeta_m)}{(\mu_{KT} + \zeta_m)} = \sum_{i=1}^n \phi_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi} \quad (3.16)$$

donde la suma es sobre los diferentes tipos de inclusión con la concentración de volumen ϕ_i , y

$$\zeta_m = \frac{\mu (9K + 8\mu)}{6 (K + 2\mu)} \quad (3.17)$$

Los coeficientes P^{mi} y Q^{mi} describen el efecto de una inclusión del material i en un medio de fondo m . Por ejemplo, un material de dos fases con un solo tipo de inclusión incrustado dentro de un medio de fondo tiene un solo término en el lado derecho. Las inclusiones con diferentes propiedades de material o formas diferentes requieren términos separados en la suma. Cada conjunto de inclusiones debe distribuirse aleatoriamente, y por lo tanto su efecto es isótropo (Mavko et al., 1998). La Tabla 3.2 da expresiones para P y Q para algunas formas de inclusión simples.

Tabla 3.2 Coeficientes P y Q para algunas formas específicas, con distribución aleatoria. Los subíndices m e i se refieren a los materiales de fondo e inclusión de (Berryman, 1995), (Tomado Mavko et al., 1998).

Forma de inclusión	P^{mi}	Q^{mi}
Esferas	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Agujas	$\frac{K_m + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}$	$\frac{1}{5} \left(\frac{4\mu_m}{\mu_m + \mu_i} + 2 \frac{\mu_m + \gamma_m}{\mu_i + \gamma_m} + \frac{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i} \right)$
Discos	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i}$	$\frac{\mu_m + \zeta_i}{\mu_i + \zeta_i}$
Grietas	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left(1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$

Notas: $\beta = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+4\mu)}$, $\gamma = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+7\mu)}$, $\zeta = \frac{\mu (9K+8\mu)}{6 (K+2\mu)}$,

$\alpha =$ Relación de forma de una grieta, un disco es una grieta de espesor cero.

Para el caso simple de un tipo de inclusión (poro o fractura) con fracción de volumen (porosidad) ϕ y un relleno de inclusión (fluido) $\mu_i \rightarrow 0$, las ecuaciones 3.15 y 3.16 son:

$$(k_{KT} - k_m) \frac{\left(k_m + \frac{4}{3}\mu_m\right)}{\left(k_{KT} + \frac{4}{3}\mu_m\right)} = \phi (k_i - k_m) P^{mi} \quad (3.18)$$

$$(\mu_{KT} - \mu_m) \frac{(\mu_m + \zeta_m)}{(\mu_{KT} + \zeta_m)} = -\phi \cdot \mu_m \cdot Q^{mi} \quad (3.19)$$

Resuelto para los módulos del material, los resultados son:

$$k_{KT} = \left(k_m + \phi \frac{\frac{4}{3}\mu_m(k_{fl} - k_m)}{k_m + \frac{4}{3}\mu_m} P^{mi} \right) \left(1 - \phi \frac{(k_{fl} - k_m)}{k_m + \frac{4}{3}\mu_m} P^{mi} \right)^{-1} \quad (3.20)$$

$$\mu_{KT} = \mu_m \left(1 - \phi \cdot Q^{mi} \frac{\zeta_m}{\mu_m + \zeta_m} \right) \left(1 + \phi \cdot Q^{mi} \frac{\mu_m}{\mu_m + \zeta_m} \right)^{-1} \quad (3.21)$$

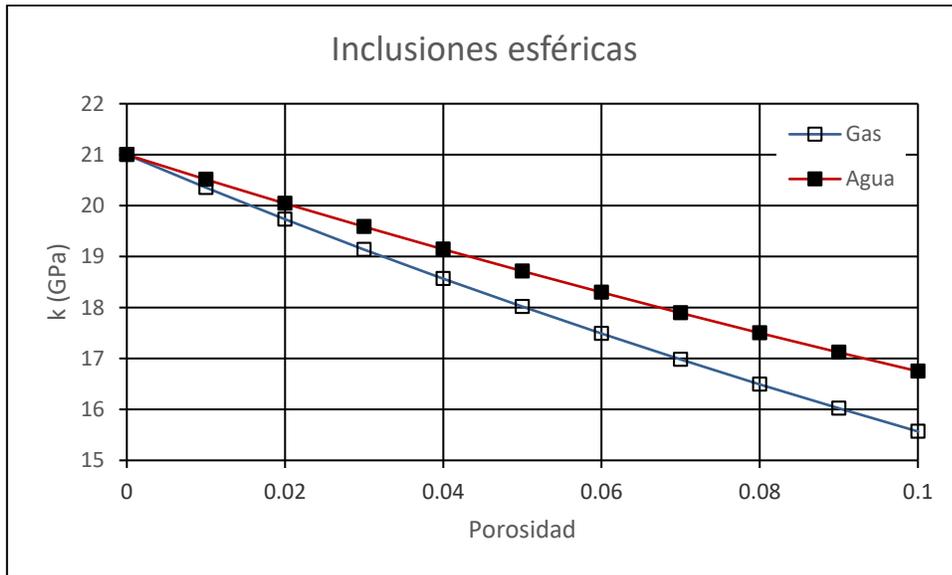


Figura 3.6 Ejemplo de cálculo del módulo de compresibilidad (k) contra la concentración en volumen de la porosidad, para inclusiones esféricas llenas de agua y gas. Nótese que los valores se encuentran dentro de los límites de Voigt, Reuss y Hashin-Shtrikman, dentro del rango de interés de porosidad para rocas clásticas. Parámetros de entrada: $k_m = 21$ GPa, $\mu_m = 7$ GPa, $k_{fl-agua} = 2.2$ GPa, $k_{fl-gas} = 21$ GPa.

Para el caso más simple considerando inclusiones esféricas (Figura 3.6), los módulos quedan:

$$k_{KT} = \left(k_m + \phi \frac{\frac{4}{3}\mu_m(k_{fl} - k_m)}{k_{fl} + \frac{4}{3}\mu_m} \right) \left(1 - \phi \frac{(k_{fl} - k_m)}{k_{fl} + \frac{4}{3}\mu_m} \right)^{-1} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned}\mu_{KT} &= \mu_m \cdot \frac{(1 - \phi) \cdot (9 \cdot k_m + 8 \cdot \mu_m)}{(9 \cdot k_m + 8 \cdot \mu_m) + 6 \cdot \phi \cdot (k_m + 2 \cdot \mu_m)} \\ &= \frac{\mu_m \cdot (1 - \phi)}{1 + 6 \cdot \phi \cdot \frac{k_m + 2 \cdot \mu_m}{9 \cdot k_m + 8 \cdot \mu_m}}\end{aligned}\quad (3.23)$$

Algunas de las conclusiones que obtuvieron en su trabajo (*Toksoz et al., 1976*) son las siguientes: 1) Los poros más delgados (agujas y grietas) afectan a las velocidades de compresión y de corte mucho más que los poros esféricos, 2) Los fluidos de saturación tienen mayores efectos en las velocidades de compresión que en las de corte y 3) Los efectos relativos de un fluido dado, en las velocidades de compresión y corte dependen de la relación de forma de los poros (tamaño de poros).

3.3.3 Método Micromecánico de Aproximación de Medio Efectivo (EMA)

Mediante la aplicación de métodos matemáticos, se estimaron las propiedades efectivas eléctricas y acústicas, del fluido que satura a los poros y de los granos de arena con granos de otros minerales (cuarzo o cualquier otro mineral determinado en función de las propiedades físicas), para los niveles primero y segundo del modelo jerárquico, respectivamente. Para esto se aplicó el Método Micromecánico de Aproximación de Medio Efectivo (EMA).

En el primer nivel de homogeneización, los poros con el fluido de saturación (agua, hidrocarburo) a diferencia de los granos de minerales, no se consideraron como esferas. Para el segundo nivel de homogeneización, se utilizó la forma de poros y granos de cuarzo que dependen de la porosidad obtenidos por (*Aquino, et al., 2011*). Por último, la estimación de propiedades físicas efectivas en el tercer nivel de homogeneización, fue realizada mediante cálculos volumétricos, considerando un medio transversalmente isótropo compuesto por capas de lutita y arena, donde el eje de anisotropía macroscópica es perpendicular a la estratificación.

El método EMA considera que la longitud de onda relacionada con la medición es mucho más grande que cada una de las componentes, esto para obtener una medición de un conjunto de componentes y no medir cada una por separado. También considera que las propiedades físicas dependen de la concentración de cada componente y de sus formas.

El método EMA es una técnica que soluciona el esquema de homogeneización propuesto, y a diferencia de otros métodos micromecánicos (DEM y el Método de Campo Efectivo, *Kanaun y Levin, 2008*), tiene la ventaja de no requerir un componente

anfitrión, ya que para la inversión conjunta de las propiedades físicas, la definición de un componente anfitrión es sumamente difícil y poco certero. Por tanto el método EMA es una técnica única que proporciona la solución al problema de homogeneización para este modelo de componentes múltiples. En el caso de la simulación conjunta de varias propiedades físicas, la definición de dicho componente anfitrión es un problema difícil que debe validarse desde el punto de vista geológico y petrofísico. El método EMA permite la estimación de la velocidad de onda S y la conductividad eléctrica al mismo tiempo debido a que no requiere host (componente anfitrión). En pocas palabras el método EMA consiste en realizar mezclas proporcionales de los componentes de la roca (inclusiones) dentro de un medio homogéneo que representa a las propiedades físicas del medio efectivo considerando sus formas, de esta manera se obtienen los volúmenes de propiedades físicas efectivas de los componentes las cuales van cambiando desde que se hace la primera inclusión hasta la última inclusión, y con ésta última se representará al modelo equivalente de las propiedades físicas efectivas (Figura 3.7).

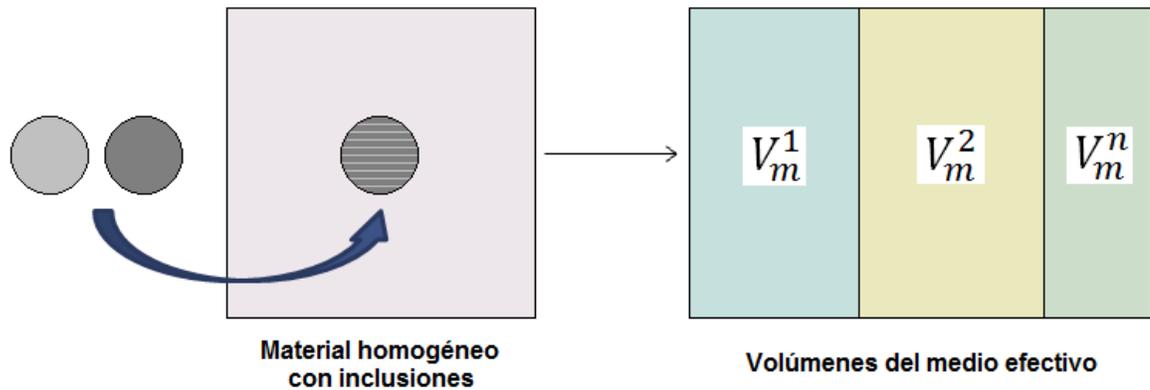


Figura 3.7 El principio en el que se basa EMA, parte de un material que es considerado como homogéneo, y al que se le van añadiendo pequeñas cantidades de cada uno de los componentes que tienen las rocas, como resultado se obtienen diferentes valores con cada inclusión realizada hasta que se logra estimar el volumen de componentes de la formación de roca cuando se llega a la última inclusión.

Las ecuaciones generales de EMA para las propiedades elásticas y eléctricas del medio compuesto por n componentes, considerado como un medio compuesto por elipsoides isótropos distribuidos y orientados arbitrariamente se pueden describir como (Kazatchenko et al., 2004):

$$\sum_{i=1}^n C_i (K^{(i)} - K^*) P^{(i)} = 0 \quad (3.24)$$

$$\sum_{i=1}^n C_i (\mu^{(i)} - \mu^*) Q^{(i)} = 0 \quad (3.25)$$

$$\sum_{i=1}^n C_i (\sigma^{(i)} - \sigma^*) R^{(i)} = 0 \quad (3.26)$$

Donde C_i es la concentración del i-ésimo componente, K^* , μ^* y σ^* son los módulos volumétrico, de corte y de conductividad eléctrica para el medio efectivo, respectivamente, y $K^{(i)}$, $\mu^{(i)}$ y $\sigma^{(i)}$ son los módulos volumétrico, de corte y de conductividad eléctrica para el i-ésimo componente, respectivamente.

$$P^{(i)} = \frac{1}{3} T_{jjl}^{(i)} \quad (3.27)$$

$$Q^{(i)} = \frac{1}{5} (T_{jljl}^{(i)} - P^{(i)}) \quad (3.28)$$

El tensor $T^{(i)}$ se obtiene como una solución del problema de una sola partícula para la tensión de un elipsoide colocado en el campo infinito efectivo y afectado por un campo de deformación dado que es uniforme lejos de la inclusión.

$$T^{(i)} = [I + S^{(i)} L^{-1} (L^{(i)} - L^*)]^{-1} \quad (3.29)$$

donde I es el tensor de identidad isótropo de cuarto orden, y $S^{(i)}$ es el tensor de Eshelby (*Eshelby, 1957*).

Al utilizar los módulos elásticos efectivos simulados, se pueden encontrar las velocidades de onda P y S. Para un medio isótropo, los módulos de elasticidad y las velocidades de onda están relacionados por ecuaciones (*Mavko et al., 1998*):

$$V_P^* = \sqrt{\frac{K^* + (4/3)\mu^*}{\rho^*}} \quad (3.30)$$

$$V_S^* = \sqrt{\frac{\mu^*}{\rho^*}} \quad (3.31)$$

donde V_P y V_S son las velocidades de onda P^* y S^* efectivas, respectivamente y ρ^* es la densidad efectiva.

Es relevante destacar que para la estimación de las propiedades efectivas de las velocidades de ondas elásticas y de la conductividad eléctrica a partir de EMA, se necesita conocer las formas de los componentes del modelo para rocas clásticas (relaciones de aspecto). Mientras que para la estimación de las demás propiedades

efectivas (radioactividad, densidad, porosidad), sólo se considera valor de la propiedad física real y la concentración de los componentes, sin tomar en cuenta sus formas.

Como ya fue mencionado anteriormente, la delimitación de estas relaciones de aspecto efectivas de los granos y poros fue realizada por (Aquino et al., 2011) con base en la aplicación de datos experimentales publicados para las formaciones de arenas limpias, aplicando la ley de Archie para la conductividad eléctrica y las ecuaciones de regresión empírica para las velocidades de onda elástica. A través de este estudio tanto los granos como los poros fueron aproximados a elipsoides triaxiales; al aplicar el proceso de inversión en el que debe minimizarse la diferencia entre los datos experimentales y los simulados (estimados usando el método EMA), se obtuvieron las relaciones de aspecto de los granos y poros.

Concluyendo, a partir de estos cálculos teóricos se determinó que la forma de la lutita dispersa y la lutita estructural afecta débilmente las propiedades elásticas y eléctricas dentro del rango de interés de la porosidad de las rocas clásticas (Aquino et al., 2015).

3.3.4 Relaciones de velocidad (Predicción de V_S)

Las relaciones V_P/V_S son clave para la determinación de la litología a partir de datos de registros sísmicos. Una de las técnicas de predicción de V_P y V_S es a partir de los modelos de medios efectivos (por ejemplo, EMA) que a diferencia de la relación de Poisson ($V_P/V_S = \sqrt{2}$) y de otras técnicas presentadas a continuación, consideran geometrías idealizadas de poros.

Existe una amplia variedad de relaciones publicadas de V_P/V_S y de técnicas de predicción para V_S , que al principio parecen ser bastante distintas, sin embargo, la mayoría se sustentan en relaciones empíricas entre V_P , V_S y porosidad para un fluido de poro de referencia, la mayoría de las veces agua. Pero el hecho es que las relaciones V_P/V_S más confiables y más utilizadas son ajustes empíricos a datos de laboratorio y/o registros de pozos. La utilidad que puede darse a los métodos teóricos es extender estas relaciones empíricas a diferentes fluidos de poros. Por lo tanto, los métodos empíricos se resumen principalmente a las relaciones de velocidad-porosidad de Castagna, Raymer, Hunt y Gardner.

Para estimar las velocidades de onda de corte cuando solo se dispone de velocidades de onda de compresión, (Castagna et al., 1985) derivaron una ecuación empírica conocida como “*mud rockline*” (roca de silicato clástico compuesta principalmente por partículas de arcilla), donde la relación V_P/V_S en *km/s* es:

$$V_S = 0.8621 \cdot V_P - 1.1724 \quad (3.32)$$

La *Tabla 3.3* enumera una selección de algunas de las ecuaciones modificadas por otros autores para rocas clásticas, donde consideran diferentes propiedades de la roca como la porosidad, el contenido de lutitas, la presión que ejerce la saturación de agua, entre otras.

Tabla 3.3 Selección de las ecuaciones modificadas basadas en una compilación de Mavko et al., 1998 (Tomado de Schön, 2011).

Regresiones lineales V_S vs V_P para areniscas y lutitas saturadas de agua, velocidad en km/s		
Ecuación	Observaciones	Referencia
$V_S = 0.8042 \cdot V_P - 0.8559$	Arenisca	(Castagna, 1985)
$V_S = 0.7700 \cdot V_P - 0.8674$	Arcilla	(Castagna et al., 1993)
$V_S = 0.7936 \cdot V_P - 0.7868$	Arenas arcillosas	
$V_S = 0.8423 \cdot V_P - 1.099$	Arenas arcillosas ($V_{sh} > 0.25$)	
$V_S = 0.7535 \cdot V_P - 0.6566$	Arenas arcillosas ($V_{sh} < 0.25$)	(Han et. al, 1986)
$V_S = 0.756 \cdot V_P - 0.662$	Areniscas ($\phi > 0.15$)	
$V_S = 0.853 \cdot V_P - 1.137$	Areniscas ($\phi < 0.15$)	

Las mejoras en la velocidad empírica de la ecuación de Willye para las relaciones de tiempo de viaje quedan de la siguiente manera (Raymer et al., 1980):

$$V = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_{fl}, \quad \phi < 37\% \quad (3.33)$$

$$\frac{1}{\rho V^2} = \frac{\phi}{\rho_{fl} V_{fl}^2} + \frac{1 - \phi}{\rho_m V_m^2}, \quad \phi > 47\% \quad (3.34)$$

donde V , V_{fl} y V_m son las velocidades de la roca, del fluido de poro y de los minerales, respectivamente. Y los términos ρ , ρ_{fl} y ρ_m son las densidades de la roca, del fluido de poro y de los minerales, respectivamente.

Una tercera expresión para las porosidades intermedias se deriva como una simple interpolación de las dos ecuaciones anteriores:

$$\frac{1}{V} = \frac{0.47 - \phi}{0.10} \frac{1}{V_1} + \frac{\phi - 0.37}{0.10} \frac{1}{V_2} \quad (3.35)$$

donde V_1 es calculado de la fórmula para baja porosidad ($\phi < 37\%$), y V_2 es calculado de la fórmula para alta porosidad ($\phi < 47\%$).

Las ecuaciones expuestas anteriormente son aplicadas para estimar las velocidades sísmicas de la roca a partir de la una mineralogía y de un fluido de poros dados. Cabe destacar que todas estas correlaciones son empíricas y válidas solo para una formación en específico.

3.3 Inversión conjunta en formaciones clásticas

Ya es bien conocido que las propiedades geológicas afectan la física de las rocas, un ejemplo de ello es el contenido de agua en una formación, lo cual influye simultáneamente en la conductividad eléctrica, en la densidad de las rocas, entre otras propiedades, además la distribución y acomodo de los componentes afectan a algunas propiedades físicas de las rocas. Una forma de describir matemáticamente estos comportamientos geológicos y cuantificarlos numéricamente, es aplicando un algoritmo de inversión conjunta. Realizar dicho algoritmo enfrenta grandes retos debido a que las relaciones de las propiedades físicas de las rocas son complejas debido a que se relacionan entre sí para describir ambientes geológicos heterogéneos.

La inversión conjunta tiene como ideología el empleo de las propiedades físicas medidas al mismo tiempo y a través de una ecuación (función de costo) ajustar estas propiedades buscando minimizar el error entre las propiedades físicas medidas y simuladas.

Para ello se aplican pesos en la función de costo, que son determinados para cada propiedad física y su variación se delimita de acuerdo a cambios de las propiedades físicas o, a errores en las mediciones de las herramientas, lo cual hace que los datos medidos no sean muy confiables.

La técnica de inversión conjunta a diferencia de la inversión convencional trata de igualar la sensibilidad de diferentes propiedades físicas dentro de la función de costo.

En la *Ecuación 3.36* se muestra la función de costo aplicada en el modelo, que considera como información las medidas de las diferentes propiedades físicas. Esta función de costo tiene la finalidad de determinar los parámetros del modelo a partir de la información disponible.

$$F(p_1, p_2, \dots, p_i) = \|W_{dn}(d_n - d_n^*)^2\| + \lambda \|W_{mn}(m_n - m_n^*)^2\| \quad (3.36)$$

Donde F es la función de costo la cual debe ser minimizada para una mejor estimación de los parámetros buscados, p_1, p_2, \dots, p_i son los parámetros del modelo a buscar, $W_{d1}, W_{d2}, \dots, W_{dn}$ son los pesos asignados a cada propiedad física medida, d_1, d_2, \dots, d_n son las propiedades físicas medidas, $d_1^*, d_2^*, \dots, d_n^*$ son las propiedades físicas estimadas,

$W_{m1}, W_{m2}, \dots, W_{mn}$ son los pesos asignados a los parámetros del modelo, m_1, m_2, \dots, m_n son los valores del modelo inicial y $m_1^*, m_2^*, \dots, m_n^*$ son los valores del modelo final. Es importante destacar que del lado izquierdo de la ecuación se encuentran los parámetros petrofísicos a buscar.

El ajuste en los términos de las propiedades físicas y estimadas de la función de costo para cada propiedad se realiza con el cambio en el coeficiente de regularización (λ), dicho coeficiente debe ser calculado matemáticamente lo que implica más complicaciones en los cálculos y para evitarlas ya ha sido establecido empíricamente, con un valor de 1×10^{-5} .

Los pesos de las propiedades físicas y del modelo pueden establecerse de dos maneras diferentes entre sí pero con resultados aceptables para la inversión conjunta, y son las siguientes: 1) Con valores inversos de la sensibilidad de cada propiedad a los parámetros del modelo (*Zhdanov, 2002*) y 2) Con la desviación estándar de las propiedades medidas (*Kazatchenko et al., 2007*). No obstante se ha demostrado que es preferente aplicar los valores inversos de las desviaciones estándar por que no se requiere tener conocimientos previos del modelo para hacer los cálculos de sensibilidad de las propiedades, además de que así se consideran los errores que puedan existir en las mediciones de las propiedades físicas. Es así como pueden ajustarse los coeficientes de ponderación. Un ejemplo de esto, es la mala calidad en la medición de una propiedad, donde será conveniente determinar un valor muy bajo al coeficiente, haciendo referencia a una baja confianza en los datos medidos del registro.

Por otro lado, existen diferentes técnicas para resolver el problema de optimización que consiste en minimizar la función de costo. Sin embargo, para fines prácticos y de ahorro de tiempo en el procesado se aplicó el método de gradiente, que tiene como finalidad realizar el cálculo local de la función a ser optimizada.

3.4 Conclusiones

El modelo jerárquico propuesto para formaciones clásticas toma en consideración la distribución de los diferentes tipos de lutita laminar, estructural y dispersa, lo cual es una ventaja en comparación con los métodos convencionales, ya que estos no diferencian los tipos de lutitas. Otra ventaja es que el modelo no toma en consideración parámetros empíricos y puede adecuarse a la información geológica disponible.

La técnica matemática EMA es utilizada para la simulación de las propiedades físicas de velocidad y de conductividad eléctrica en el primer y segundo nivel de homogeneización. Esta técnica da como resultado propiedades físicas de las rocas definidas dentro de los límites Hashin-Strikman.

La inversión petrofísica es un método de caracterización de formaciones clásticas, que se basa en la inversión conjunta y simultánea de los registros de pozos. La técnica permite estimar los parámetros petrofísicos esenciales en la evaluación de yacimientos, como lo son la porosidad, la saturación de agua y de hidrocarburos y a diferencia de las técnicas convencionales, define la distribución espacial de arcilla.

Los modelos petrofísicos, como por ejemplo, las capas de arcilla y de arena, son aplicados para simular las capas de las rocas, pero, la concordancia entre los datos y un modelo no asegura que el modelo sea el correcto, ya que pueden existir un número infinito de modelos que concuerden con un conjunto de datos dados.

4. Metodología de la investigación

En la elaboración de este trabajo, teniendo ya presentes las bases teóricas acerca de la geología característica de yacimientos en aguas profundas y de los métodos de interpretación petrofísica. Se siguió la siguiente metodología, la cual se consideró oportuno dividir en tres partes:

- 1) Metodología para estimación de parámetros físicos de la formación.
- 2) Metodología para interpretación petrofísica mediante métodos convencionales.
- 3) Metodología para interpretación petrofísica mediante método de inversión petrofísica.

La causa por la cual la metodología fue dividida; es debido a que la primera parte de ésta (estimación de parámetros físicos de la formación) fue hecha con el fin de poderla aplicar para realizar las siguientes dos partes (interpretación petrofísica mediante métodos convencionales e interpretación mediante método de inversión petrofísica), ya que para poder buscar una consistencia entre los métodos de interpretación petrofísica deben tomarse en cuenta los mismos datos de entrada, que son: Los datos de parámetros físicos de la formación, del modelo geológico y las zonas establecidas.

De las tres partes en las que se dividió la metodología; las metodologías de estimación de parámetros físicos de la formación y de interpretación petrofísica mediante métodos convencionales se realizaron en el software *Techlog*®, mientras que la metodología de interpretación petrofísica mediante el método de inversión se realizó con el software *IMP PILD*®.

4.1 Metodología para estimación de parámetros petrofísicos de la formación

En primera instancia se necesita conocer la información geológica que caracteriza a la formación para aplicarla por igual en los métodos de investigación realizados (métodos convencionales y método de inversión petrofísica), para lo cual se realizó un control de calidad de las curvas de registros geofísicos de pozos y a partir de las diferencias de las propiedades físicas en función de la profundidad se realizó la zonificación. Finalmente, en este apartado de la investigación se definieron las propiedades físicas para cada zona establecida (*Figura 4.1*).

4.1.1 Análisis cualitativo

En esta etapa los registros geofísicos (caliper, rayos gamma, resistivos, porosidad de neutrón, densidad, tiempos de tránsito de onda P y S) ya sea en formato .LAS o .ASCII,

se graficaron en el software *Techlog*® con la finalidad de analizarlos y conocer la información disponible para las interpretaciones, así como para determinar si es necesario realizar alguna corrección a alguno de los registros disponibles.

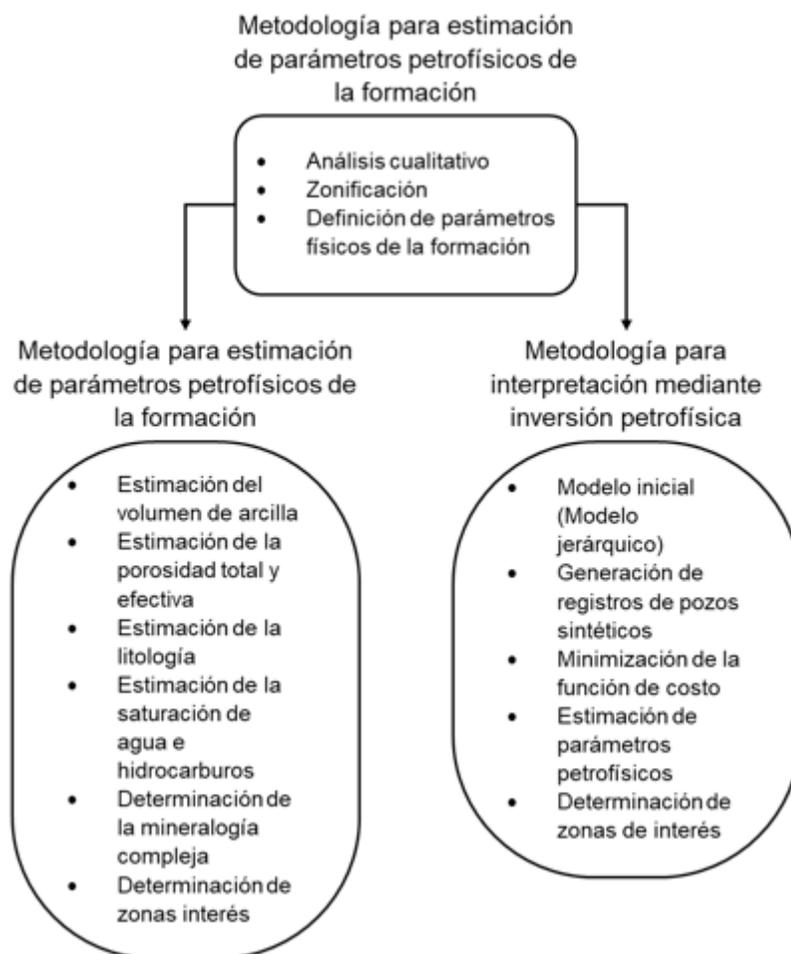


Figura 4.1 Metodología general del procesado de registros de pozos mediante técnicas convencionales y de inversión petrofísica.

4.1.2 Zonificación

Las propiedades físicas medidas por los registros geofísicos, presentan rangos de variación entre una profundidad y otra. La mayoría de las veces estas variaciones no son consistentes entre los registros de pozos, esto se debe en parte a la diferencia que existe entre las escalas de medición de las propiedades físicas. Para solucionar lo anterior y ver tendencias, es necesario reescalar los registros de pozos para graficarlos en conjunto a una misma escala y disminuir la incertidumbre al observar mejor las tendencias o cambios de propiedades en función de la profundidad.

Para realizar la zonificación se analizaron los datos de registros en conjunto (con la finalidad de tener más certeza en la definición de zonas), a partir de una normalización aplicando la siguiente ecuación:

$$Propiedad\ física_{NORM} = \frac{Propiedad\ física - Propiedad\ física\ promedio}{Desviación\ estándar\ de\ la\ propiedad\ física} \quad (4.1)$$

4.1.3 Definición de parámetros físicos de la formación

Para determinar las características petrofísicas de la formación se requiere tener como datos de entrada las propiedades físicas de los minerales y fluidos presentes en la formación, estos datos han sido estimados a partir de gráficos cruzados de radioactividad contra cada propiedad física medida por los registros de pozos, donde de acuerdo al nivel de radioactividad se distinguieron los minerales de arena y arcilla. Para la estimación de volumen de minerales se consideraron los minerales de lutita y arenisca.

4.1.3.1 Gráficos cruzados de Rayos Gamma vs Propiedades Físicas

En este apartado del proceso de interpretación petrofísica, se realizaron gráficos cruzados, de rayos gamma contra las propiedades físicas medidas para cada una de las zonas, y de esta forma en función de la radioactividad, se ubicaron los minerales principales que se encuentran dentro del yacimiento, tales como arcillas y cuarzo, y así definir los valores de propiedades físicas que corresponden a cada uno de estos minerales.

4.1.3.2 Temperatura, salinidad y resistividad del agua de formación

A nivel formación hay otras propiedades indispensables de los fluidos que influyen considerablemente en la obtención de las propiedades petrofísicas, que son: La temperatura y la salinidad de la formación; ya que posteriormente serán de ayuda para definir la resistividad del agua de las formaciones.

4.2 Metodología para interpretación petrofísica mediante métodos convencionales

Esta metodología comienza en la estimación del volumen de arcilla (V_{sh}) y de porosidad efectiva (ϕ_e) para después poder calcular el volumen de matriz de minerales dentro de la formación (VMA), y a partir de estos cálculos se pueda hacer una estimación de saturación de agua mediante la aplicación de diferentes modelos (Archie, Arcilla Total,

Indonesia, Doble Agua y Simandoux). Finalmente, y con base a lo mencionado se estimarán las zonas de interés (*Figura 4.1*).

4.2.1 Estimación del volumen de arcilla

La estimación del volumen de arcilla fue determinado únicamente a partir del registro de radioactividad de rayos gamma, donde primero se calculó el índice de radioactividad y después a éste resultado se le corrigió por diferentes ecuaciones empíricas y sus variaciones (Clavier, Larionov, Stieber).

4.2.2 Porosidad total y efectiva

La porosidad total como la efectiva, fueron estimadas a partir de los registros de porosidad de neutrón y densidad. Para lo anterior, se calculó la porosidad de densidad y la porosidad de neutrón utilizada, fue aquella medida por el registro de pozo de neutrón; después se obtuvo un valor promedio de ambas porosidades. Debido a que previamente se sabía que los pozos a evaluar eran productores de gas tuvo que aplicarse una corrección por efecto de gas, ya que cuando éste se encuentra presente en la formación, la porosidad de neutrón será más baja que la real, mientras que la porosidad de densidad será más alta que la porosidad real.

La porosidad efectiva es menor que la porosidad total ya que en la primera no se considera la parte de porosidad que pertenece a las lutitas, por lo tanto la porosidad que interesa conocer durante la evaluación petrofísica es la efectiva, debido a que es la porosidad en la que probablemente exista mayor flujo de fluidos.

4.2.3 Estimación de la litología y minerales

La definición de la litología se realizó mediante el gráfico cruzado de Neutrón-Densidad mientras que el volumen de matriz fue estimado de manera volumétrica.

4.2.3.1 Gráfico cruzado de Neutrón vs Densidad

El gráfico cruzado del registro de densidad contra el registro de porosidad de neutrón fue utilizado para la interpretación de la litología (zonas de areniscas y arcillas) y zonas de gas, donde se aplicó una plantilla para identificación de litología de Schlumberger (*CP-1a*).

4.2.3.2 Volumen de arenisca

La estimación del volumen de minerales (arenisca) fue calculado aplicando un modelo volumétrico que considera que la suma de los elementos que componen a la formación debe ser igual a una unidad de volumen (*Ecuación 4.2*), los elementos considerados fueron el volumen de arcilla (V_{sh}) que incluye la porosidad de la arcilla, el volumen de porosidad efectiva (\emptyset_e) y por supuesto, el volumen de mineral, para este caso será arenisca (VMA).

$$V_{sh} + \emptyset_e + VMA = 1 \quad (4.2)$$

4.2.4 Estimación de la saturación de agua e hidrocarburos

La estimación de la saturación de agua se realizó a partir de diferentes ecuaciones de modelos (Archie, Arcilla Total, Indonesia, Doble Agua y Simandoux) con la finalidad de analizarlas y poder dar una estimación de saturaciones con una mayor certidumbre y lo más realista posible.

La saturación de hidrocarburos fue estimada a partir de la saturación de agua, siguiendo la ideología del cálculo de VMA , los fluidos que saturan a los poros deber ser igual a uno, hablando de concentración de componentes.

$$S_w + S_o = 1 \quad (4.3)$$

4.2.5 Determinación de la mineralogía compleja

En la metodología para interpretación petrofísica mediante métodos convencionales, se describió el proceso mediante el cual se obtienen parámetros petrofísicos de las rocas mediante distintos modelos desarrollados para la obtención de un parámetro en específico, por ejemplo: Modelos para obtención de volumen de arcilla, porosidad efectiva o saturación de agua. Sin embargo, además de los métodos convencionales utilizados para la interpretación petrofísica existen otro tipo métodos conocidos como deterministas (métodos donde los valores se conocen y no cambiarán en el modelo).

El método de mineralogía compleja (método determinista) es otro tipo de interpretación petrofísica que se realiza mediante el uso de algún tipo de software, el principio de funcionamiento del método de mineralogía compleja se fundamenta en que, si se proporciona un conjunto de propiedades medidas por ejemplo: Porosidad de neutrones, densidad, tiempo de tránsito, etcétera, que representan a los datos de entrada, entonces, pueden obtenerse datos de salida que serán el conjunto de parámetros petrofísicos por ejemplo: Porosidad, volúmenes de minerales y saturación de fluidos.

El problema se puede resolver matemáticamente si las ecuaciones de respuesta son conocidas y si el número de incógnitas corresponde al número de ecuaciones de entrada. Este método es un tipo de resolución al problema de análisis de registros geofísicos a través un tipo de inversión matemática.

El siguiente ejemplo muestra la técnica para obtención de mineralogía compleja a partir de mediciones de registros de densidad, porosidad de neutrón y tiempo de tránsito.

Primero debe definirse el modelo (composición de la roca), que puede ser sustentado por información geológica, núcleos o datos obtenidos en laboratorio. Para el modelo del ejemplo se consideran los componentes de calcita, dolomita, cuarzo y fluido de poro (agua). Para las propiedades de los componentes se utilizaron aquellas ya conocidas establecidas en laboratorio y encontradas en distintas literaturas.

Las ecuaciones de respuesta son:

$$\rho = 2.71 \cdot V_{calcita} + 2.87 \cdot V_{dolomita} + 2.65 \cdot V_{cuarzo} + 1 \cdot \emptyset \quad (4.4)$$

$$\emptyset_N = 0.00 \cdot V_{calcita} + 0.02 \cdot V_{dolomita} - 0.02 \cdot V_{cuarzo} + 1 \cdot \emptyset \quad (4.5)$$

$$\Delta t = 156 \cdot V_{calcita} + 143 \cdot V_{dolomita} + 180 \cdot V_{cuarzo} + 620 \cdot \emptyset \quad (4.6)$$

Para el ejemplo, los siguientes valores medidos se utilizan como entrada:

$$\rho = 2.485 \text{ gcm}^{-3}, \emptyset_N = 0.158 \text{ v/v y } \Delta t = 225 \text{ } \mu\text{s/ft}$$

Entonces las ecuaciones son:

$$2.485 = 2.71 \cdot V_{calcita} + 2.87 \cdot V_{dolomita} + 2.65 \cdot V_{cuarzo} + 1 \cdot \emptyset \quad (4.7)$$

$$0.158 = 0.00 \cdot V_{calcita} + 0.02 \cdot V_{dolomita} - 0.02 \cdot V_{cuarzo} + 1 \cdot \emptyset \quad (4.8)$$

$$225 = 156 \cdot V_{calcita} + 143 \cdot V_{dolomita} + 180 \cdot V_{cuarzo} + 620 \cdot \emptyset \quad (4.9)$$

Resuelto para las fracciones de volumen desconocido resulta en:

$$V_{calcita} = 0.52, V_{dolomita} = 0.23, V_{cuarzo} = 0.10, \emptyset = 0.15$$

El problema anterior puede resolverse mediante la aplicación de inversión de matriz de la siguiente manera (Doveton, 1986):

$$\begin{bmatrix} \rho \\ \emptyset_N \\ \Delta t \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.710 & 2.870 & 2.650 & 1.000 \\ 0.000 & 0.020 & -0.02 & 1.000 \\ 156.0 & 143.0 & 180.0 & 620.0 \\ 1.000 & 1.000 & 1.000 & 1.000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{calcita} \\ V_{dolomita} \\ V_{cuarzo} \\ \emptyset \end{bmatrix}$$

$$M = RV$$

donde

M es la matriz de las medidas de las propiedades

R es la matriz de respuesta

V es la matriz de fracción de volumen

La solución es:

$$V = R^{-1}M$$

Donde R^{-1} es la matriz inversa. Entonces el resultado del ejemplo queda:

$$\begin{bmatrix} V_{calcita} \\ V_{dolomita} \\ V_{cuarzo} \\ \emptyset \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -12.68 & 8.1900 & -0.0665 & 45.740 \\ 7.6300 & 3.0200 & 0.21600 & -24.03 \\ 5.1100 & -11.92 & 0.04450 & -20.78 \\ -0.050 & 0.7000 & 0.00050 & 0.0651 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \rho \\ \emptyset_N \\ \Delta t \\ 1 \end{bmatrix}$$

A partir de los datos de entrada para los minerales del ejemplo, se calculan directamente los volúmenes:

$$\left(\rho = 2.485 \text{ gcm}^{-3}, \emptyset_N = 0.158 \frac{v}{v}, \Delta t = 225 \mu\text{s/ft} \right)$$

$$V_{calcita} = -12.68 \cdot 2.485 + 8.19 \cdot 0.158 - 0.0665 \cdot 225 + 45.74 = 0.52 \quad (4.10)$$

$$V_{dolomita} = 7.63 \cdot 2.485 + 3.02 \cdot 0.158 + 0.0216 \cdot 225 - 20.78 = 0.23 \quad (4.11)$$

$$V_{cuarzo} = 5.11 \cdot 2.485 - 11.91 \cdot 0.158 + 0.0445 \cdot 225 - 20.78 = 0.10 \quad (4.12)$$

$$\emptyset = -0.05 \cdot 2.485 + 0.70 \cdot 0.158 + 0.0005 \cdot 225 + 0.0651 = 0.15 \quad (4.13)$$

Este método tiene algunas limitantes, como lo son: 1) La determinación de la inversa es un problema matemático fuerte, 2) El análisis es puntual, por lo que el cálculo debe realizarse múltiples veces (para cada punto en profundidad donde haya mediciones de las propiedades físicas) y 3) Hay que regularizar para asegurar la existencia de soluciones físicamente posibles.

4.2.6 Determinación de zonas de interés

El espesor neto impregnado por hidrocarburos fue calculado aplicando cortes de volumen de arcilla (V_{sh}), de porosidad efectiva (\emptyset_e) y de saturación de agua (S_w), definidos a partir de gráficas de sensibilidad para cada una de las zonas y para cada parámetro petrofísico anteriormente mencionado. El espesor neto impregnado se obtuvo considerando los parámetros petrofísicos (V_{sh} , \emptyset_e y S_w) por separado y en

conjunto, en este último el espesor impregnado se ubica únicamente donde se cumplan los tres parámetros tomados en consideración.

Las gráficas de sensibilidad cambiaron para cada modelo de saturación de agua (S_w) realizado, y fueron constantes para los volúmenes de arcilla (V_{sh}) y de porosidad efectiva (ϕ_e) característicos de cada zona.

4.3 Metodología para interpretación mediante inversión petrofísica

Para obtener la interpretación petrofísica mediante el método de inversión, deben utilizarse los datos de registros geofísicos disponibles (rayos gamma, resistividad profunda, densidad, porosidad de neutrón, sísmico compresional y sísmico de cizalla). Dichos registros trabajan en conjunto para obtener parámetros petrofísicos finales, que fueron establecidos en el modelo inicial (concentración de poros y, lutita dispersa y estructural, así como volúmenes de arenisca, lutita laminar y fluidos).

Para llegar a estos parámetros petrofísicos finales que definirán al modelo, además de los registros de pozos mencionados se necesita otro tipo de información que son valores de parámetros petrofísicos de las rocas que se estiman mediante datos de propiedades físicas de las rocas obtenidos en laboratorio o de gráficos cruzados de las propiedades físicas (gráficas de radioactividad vs propiedades físicas) (*Figura 4.1*).

Para la interpretación mediante el método de inversión petrofísica se utilizó el software *IMP PILD®* que ayudó con los cálculos de estimación de parámetros petrofísicos mediante el análisis conjunto de registros geofísicos convencionales. El software, para realizar los cálculos, necesita datos de entrada que son: Los datos de registros geofísicos de pozos y los parámetros del modelo inicial (propiedades físicas de las rocas) así como el peso (confiabilidad) que se le dará tanto a los registros y a los parámetros del modelo inicial. Ya con los datos de entrada bien definidos, *IMP PILD®* realiza por sí solo los cálculos para generar los registros sintéticos que respondan a los parámetros petrofísicos del modelo inicial, cabe destacar que también resuelve la función de costo de manera simultánea. Los cálculos de generación de registros sintéticos y la resolución de la función de costo se realizan mediante un proceso iterativo que dará un resultado final cuando la diferencia en la parte de datos registros geofísicos y datos del modelo sea mínima (minimización de función de costo).

En los apartados siguientes se explican por separado los procesos que el software *IMP PILD®* desarrolla.

4.3.1 Modelo inicial

Se parte un modelo inicial llamado modelo jerárquico, el cual es uno de los pasos más importantes del proceso de interpretación y puede ser apoyado por información geológica, núcleos o datos obtenidos en laboratorio.

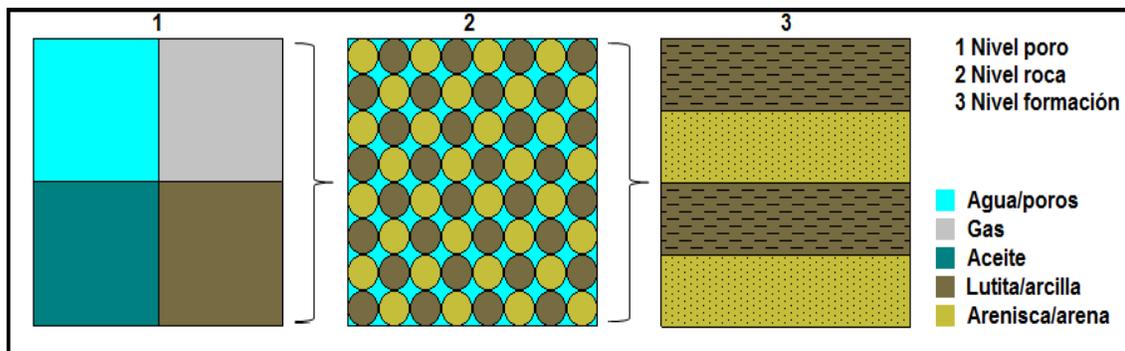


Figura 4.2 Modelo jerárquico para determinación de los tres niveles de homogeneización en formaciones clásticas. El (1) representa el espacio de poro compuesto por agua, hidrocarburos y lutita; el (2) la capa de arena, que considera cuarzo y lutita, y el (3), representa a la formación formada por capas de arena y de lutita laminar.

El modelo establecido para rocas clásticas (Figura 4.2) se resolverá para definir las concentraciones y volúmenes de los componentes del modelo.

4.3.2 Generación de registros de pozos sintéticos

A partir del método matemático (EMA) descrito en el capítulo anterior se buscaron las propiedades físicas que responden al modelo jerárquico, o bien, a partir de éstos, se obtendrán los registros geofísicos sintéticos que responden a las propiedades físicas medidas y a sus concentraciones. Cuando la diferencia entre los registros geofísicos originales y sintéticos sea mínima, se dirá que los volúmenes de los parámetros petrofísicos que definen al modelo inicial son los correctos (Figura 4.3).

El objetivo de los sismogramas sintéticos es generar una nueva curva que sea semejante a cada una de las propiedades físicas medidas por las herramientas de registros, dicho lo anterior, estas nuevas curvas apoyadas de datos del modelo (datos geológicos) darán las concentraciones y volúmenes, de rocas y fluidos descritos en el modelo jerárquico para rocas clásticas.

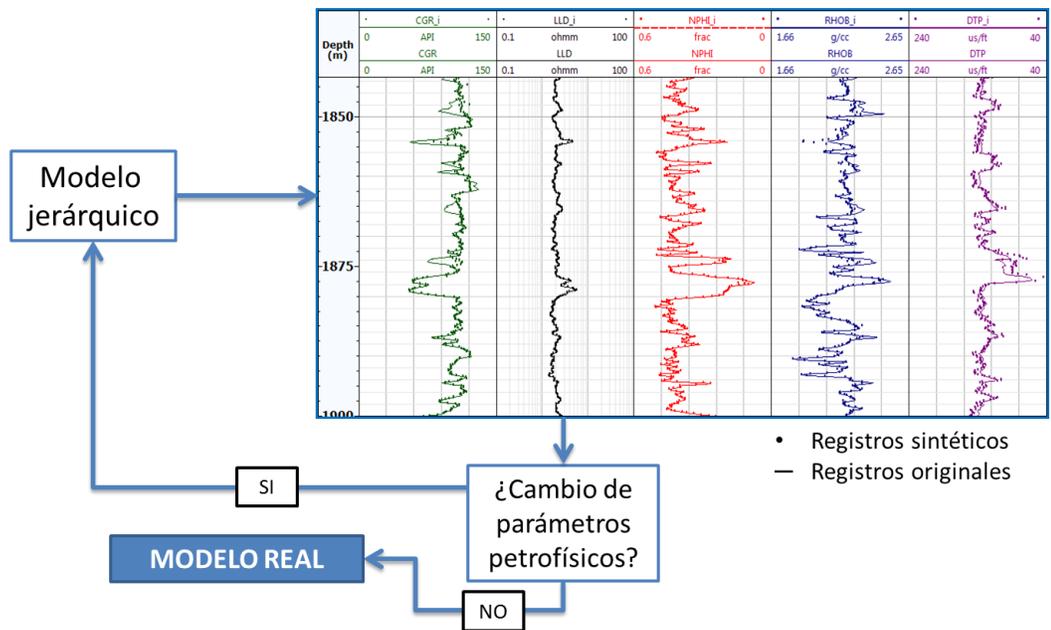


Figura 4.3 Generación de registros geofísicos sintéticos que definen los parámetros petrofísicos del modelo inicial.

4.3.3 Minimización de la función de costo y definición de parámetros petrofísicos

Finalmente, la minimización de la función de costo da los datos de salida (Figura 4.4), (parámetros petrofísicos del modelo final obtenidos a partir de datos de entrada), que son: Los registros geofísicos originales y sintéticos, los valores del modelo inicial y final, así como el peso (confiabilidad) que se le da a estos datos.

4.3.4 Determinación de las zonas de interés

El espesor impregnado por hidrocarburos fue calculado, de manera similar a como se determinó mediante métodos convencionales (metodología para estimación de parámetros físicos de la formación), aplicando cortes de volumen de arcilla (V_{sh}), de porosidad efectiva (ϕ_e), de saturación de agua (S_w). La diferencia para determinación de zonas de interés mediante la técnica de inversión petrofísica radica, en que se consideró como parámetro adicional el volumen de arcilla dispersa ($V_{disp\ sh}$), con justificación de que ésta al localizarse dentro de los poros y por sus propiedades físicas impide el flujo de fluidos. Los cortes fueron definidos a partir de un análisis sensibilidad de gráficas para cada parámetro petrofísico anteriormente mencionado; estos cortes también fueron analizados por separado y en conjunto.

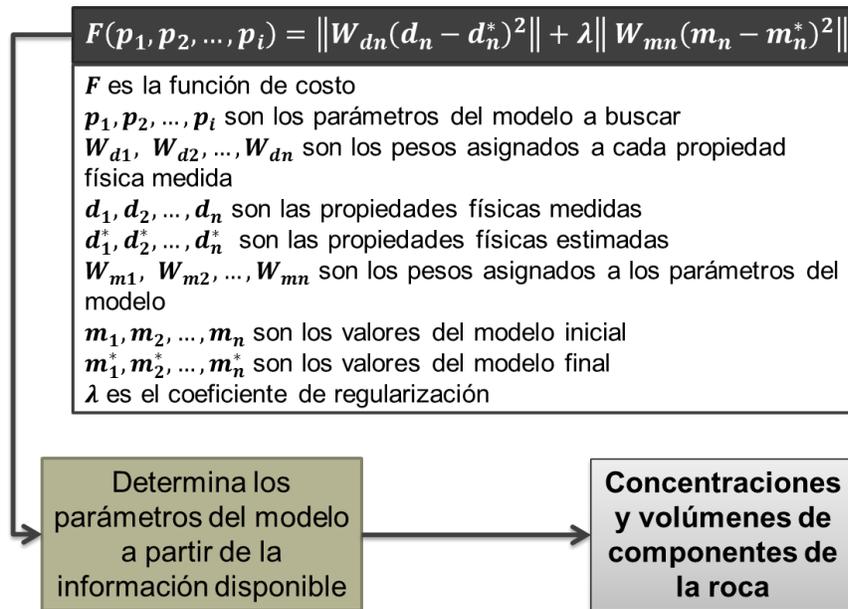


Figura 4.4 Determinación de los parámetros petrofísicos (concentraciones y volúmenes de las componentes de la roca) a partir de la minimización de la función de costo.

4.4 Conclusiones

Es relevante que los parámetros petrofísicos de entrada sean calculados de la mejor manera posible, ya que tendrán una fuerte influencia en los resultados finales. Dichos datos de entrada no cambiaron durante la aplicación de modelos, con la finalidad de poder buscar una consistencia entre los resultados de los distintos modelos petrofísicos.

La metodología de interpretación petrofísica convencional permite obtener resultados de parámetros petrofísicos de una manera sistemática, donde la estimación de un parámetro petrofísico dependerá de los resultados de los cálculos realizados con anterioridad. Por otro lado, mediante el método de mineralogía compleja, el problema se puede resolver a la inversa: si se conoce la composición volumétrica de la roca y las propiedades de los componentes individuales (minerales, fluidos).

La idea fundamental en el empleo de la técnica inversión petrofísica es tomar en consideración al mismo tiempo todas las propiedades físicas disponibles y mediante una ecuación acoplar estas propiedades de forma que se minimice la diferencia entre las propiedades físicas medidas y las simuladas.

Existe una amplia variedad de modelos para la estimación de las propiedades petrofísicas de las rocas en formaciones clásticas, y la metodología está en función del desarrollo y la forma de cálculo de cada modelo.

5. Resultados de la interpretación petrofísica con métodos convencionales y con método de inversión petrofísica

De acuerdo a las metodologías presentadas en el capítulo anterior se realizaron las interpretaciones de las propiedades físicas mediante métodos convencionales y la técnica de inversión petrofísica, las cuales se analizaron cada una por separado y se compararon buscando hacer una correlación lo más consistente posible entre ellas. Finalmente se realizó el análisis de las propiedades petrofísicas obtenidas para las formaciones de interés (pozos localizados en sistemas sedimentarios de aguas profundas) mediante las evaluaciones aplicadas.

5.1 Estimación de parámetros físicos de la formación

Los datos adquiridos en este apartado fueron estimados con la finalidad de ocuparlos en la obtención de resultados en las interpretaciones petrofísicas mediante métodos convencionales y método de inversión petrofísica.

5.1.1 Análisis cualitativo

En la preparación de datos, se cargaron al software *Techlog*® los archivos que contienen los datos de las propiedades físicas medidas por los registros geofísicos de pozos con extensiones .LAS o .ASCII, del POZO-A, con la finalidad de graficarlos y visualmente, poder realizar el control de calidad y la edición de las curvas de registros de pozos.

5.1.2 Análisis de datos

El conjunto de datos de registros para ser interpretados del POZO-A, incluye los registros básicos de caliper (CALI), rayos gamma total (GR), rayos gamma corregido (CGR), resistivos horizontales somero, medio y profundo (RES_S, RES_M, RES_D), densidad (RHOB), porosidad de neutrón (NPHI), sónico compresional (DTP) y sónico de cizalla (DTS) (*Figura 5.1*).

5.1.3 Gráfica de datos y control de calidad

En la *Figura 5.2* en el *Carril 1* se observan los registros de caliper (CALI), rayos gamma total (GR) y rayos gamma corregido (CGR). El registro caliper muestra algunas zonas con derrumbes y variaciones en el diámetro del pozo. De los registros de rayos gamma presentados se consideró para las interpretaciones el registro de rayos gamma

corregido, ya que a diferencia de rayos gamma total éste tiene una mejor consistencia con los otros registros presentados.

	DEPTH m	CALI in	GR API	CGR API	NPHI v/v	RES_D ohmm	RES_M ohmm	RES_S ohmm	RHOB g/cc	DTP us/ft	DTS us/ft
1	3316.224	21.3607	54.4039	80.7466	0.5281	3.6492	1.6721	1.8776	2.1938	114.32338	251.538618
2	3316.3764	21.4945	49.5125	75.8515	0.5235	7.2477	3.9813	2.2544	2.2025	113.231637	235.704843
3	3316.5288	22.2192	49.5139	75.8492	0.5799	1.9306	2.068	1.5533	2.1907	112.280345	222.808377
4	3316.6812	21.9408	50.4328	76.7644	0.6145	1.6878	1.6501	1.1809	2.1779	111.292215	219.725916
5	3316.8336	22.4331	51.0459	77.3739	0.6403	1.5072	1.4848	1.1482	2.1836	110.432424	216.51587
6	3316.986	22.693	45.2373	71.5616	0.6281	4.2038	2.8045	2.2239	2.1876	109.033582	213.862668
7	3317.1384	22.7179	42.7918	69.1124	0.6195	5.3848	3.2309	3.4879	2.1911	107.686299	212.358541
8	3317.2908	22.4289	45.2402	71.5571	0.6634	2.9307	1.7237	1.8789	2.1943	107.613973	211.12364
9	3317.4432	20.7729	44.9356	71.2488	0.6712	2.1017	1.5953	1.5873	2.1972	108.994421	210.376514
10	3317.5956	20.1578	45.7021	72.0116	0.6841	2.1017	1.5953	1.5873	2.1986	108.213877	210.017552

Figura 5.1 Algunos de los datos básicos de registros geofísicos del POZO-A.

En el *Carril 3* se presentan las curvas de resistividad horizontal somera (RES_S), media (RES_M) y profunda (RES_D), en la mayor parte del pozo no hay mucha diferencia entre los valores de las tres resistividades lo cual indica formaciones arcillosas impermeables, o, una similitud entre los valores de resistividad del agua de formación y resistividad del filtrado de lodo. Los valores más altos de éstas resistividades tienen un valor promedio 1.5 [ohmm] y los registros muestran consistencia con los valores de radioactividad representados por el registro de rayos gamma corregido, lo cual es un indicativo de zonas de lutitas (*Figura 5.2*).

En el *Carril 4* se muestran las curvas de porosidad de neutrón (NPHI) y de densidad (RHOB) en las escalas compatibles para arenisca, ambas curvas se separan en las zonas con alta radioactividad y alta resistividad, pero disminuye su separación en las zonas con menor radioactividad. Se observan ligeros cruces entre las curvas indicando menor porosidad y menor densidad, que se correlacionan con zonas de baja radioactividad, posiblemente indicando presencia de alguna fracción de gas en la roca (*Figura 5.2*).

En el *Carril 5* están los registros sínicos compresional (DTP) y sínico de cizalla (DTS), con variaciones que corresponden con las zonas de alta y baja radioactividad. No se utilizó durante la interpretación el registro sínico de cizalla debido a que fue calculado aplicando alguno algoritmos matemáticos (mencionados en el Capítulo 3) al registro sínico compresional (*Figura 5.2*).

5.1.4 Zonificación

La *Figura 5.3* muestra en el *Carril 7* la normalización de cada registro geofísico; se aprecia que debido a la normalización los datos de registros fueron desplazados a valores cercanos a cero, por lo que se graficaron en un rango de valores de -3 a 3. La

normalización permitió observar de manera más clara las variaciones de las propiedades verticalmente, identificando así zonas que, en los registros sin normalización podrían pasar desapercibidas.

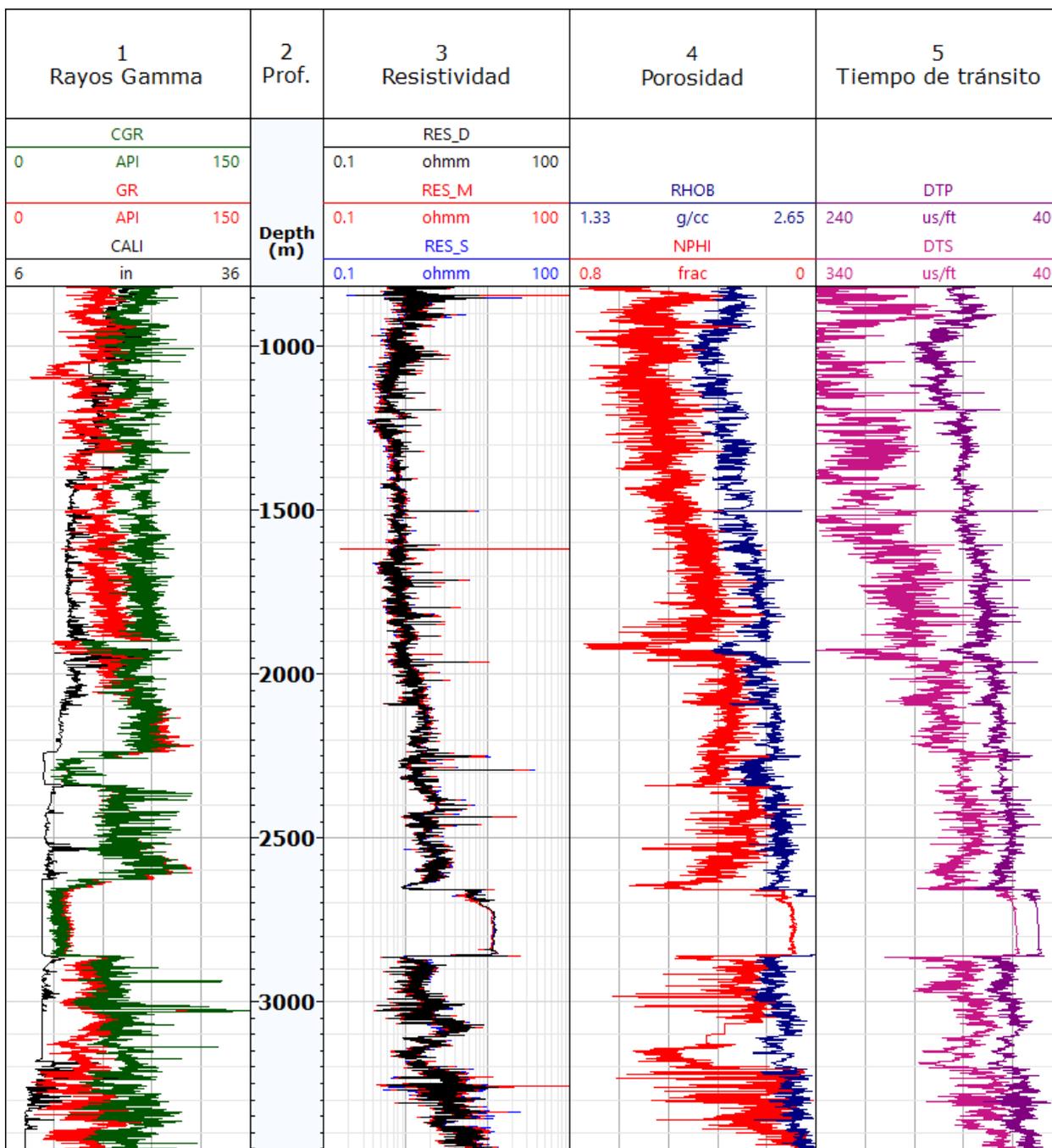


Figura 5.2 Gráfica de registros geofísicos del POZO-1A.

De acuerdo a lo anterior se establecieron 12 zonas, con variaciones más apreciables hacia la parte superior es por esto que para fines de esta tesis se decidió analizar más

detalladamente las Zonas 1 y 3 del Pozo-A, que comprenden los intervalos de interés de 3316-3434 [m] y de 3547-3694 [m], respectivamente.

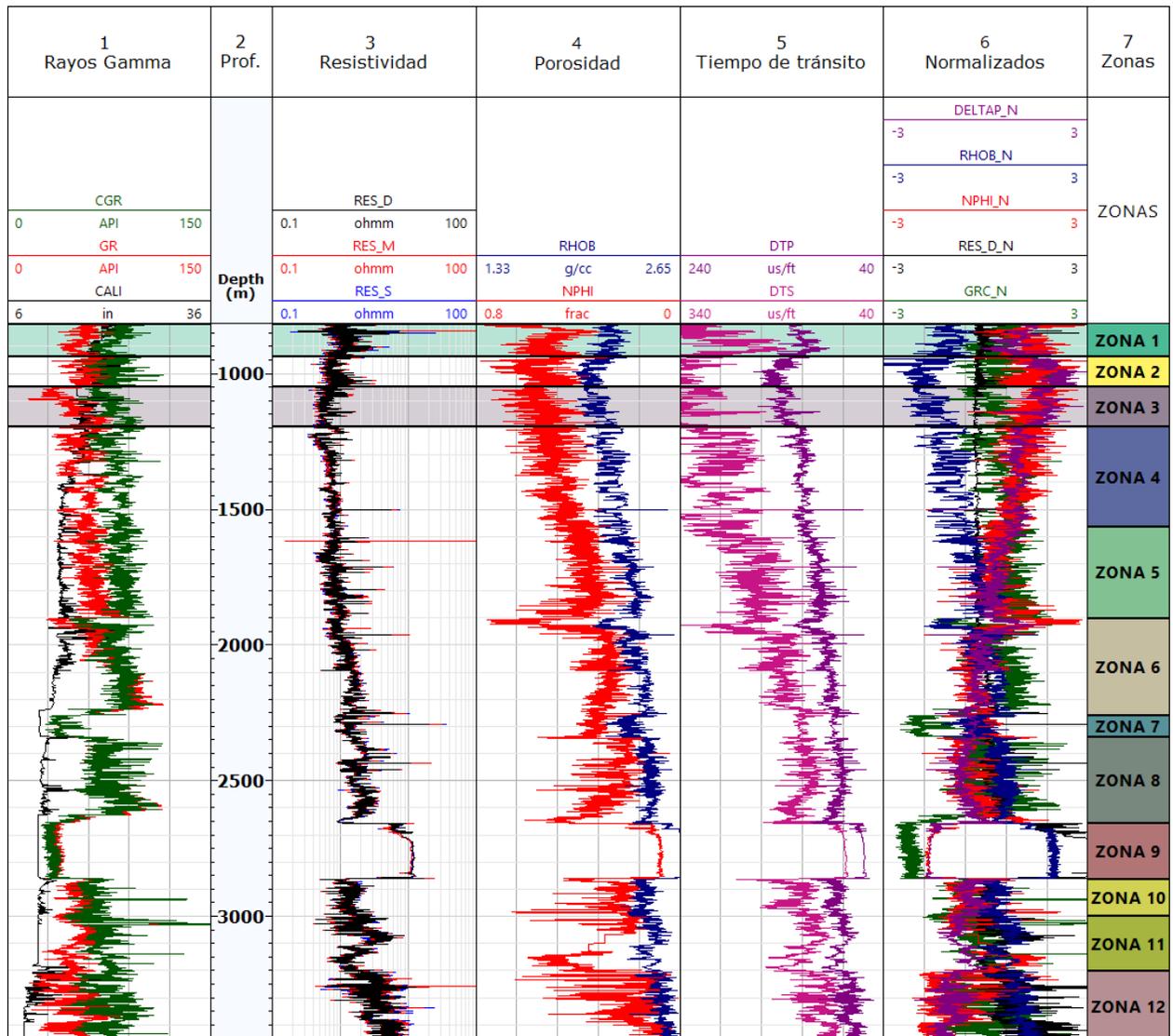


Figura 5.3 Zonificación en función del promedio y de la desviación estándar para el Pozo-A.

5.1.5 Definición de parámetros petrofísicos de la formación

Mediante gráficos cruzados de cada propiedad física contra la radioactividad, se definieron los valores para areniscas y arcillas de acuerdo a los valores de radioactividad (rayos gamma), se delimitaron convencionalmente estos valores, bajos a aquellos menores de 60 API, intermedios de 60 a 80 API y altos mayores a 80 API.

5.1.5.1 Gráficos cruzados de Rayos Gamma vs Propiedades Físicas

De la *Figura 5.4* a la *Figura 5.11* se muestran los gráficos cruzados de cada propiedad física para las Zonas 1 y 3.

Rayos gamma vs resistividad

Zona 1: En la gráfica los valores mayores a 90 [API] corresponden a las arcillas con un rango amplio de resistividades de 0.6 a 5 [ohmm] los valores más altos de resistividad son característicos de zonas compactas (*Figura 5.4*).

Zona 3: En la gráfica de resistividad se muestra una tendencia lineal excepto en los valores de entre 65 y 80 [API] donde la resistividad aumenta hasta 2.5 [ohmm], en general la resistividad tiene valores de entre 0.4 y 1 [ohmm] (*Figura 5.5*).

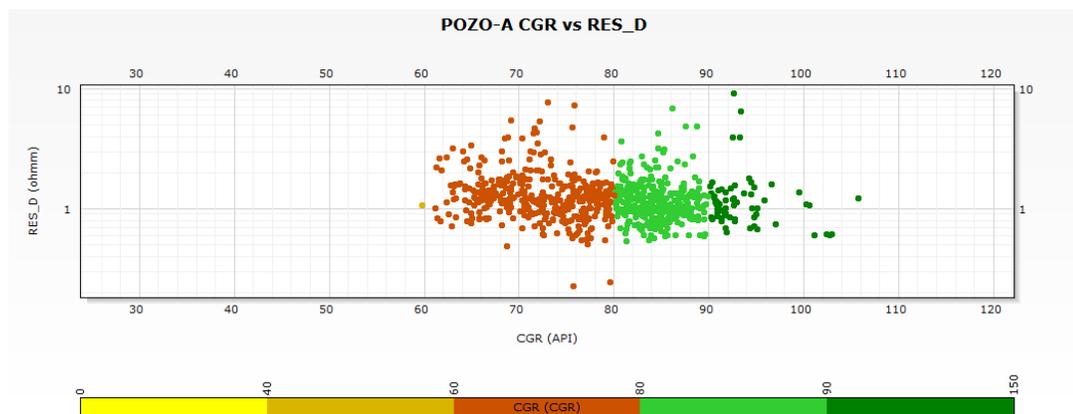


Figura 5.4 Gráfica cruzada de CGR vs RES_D para la Zona 1.

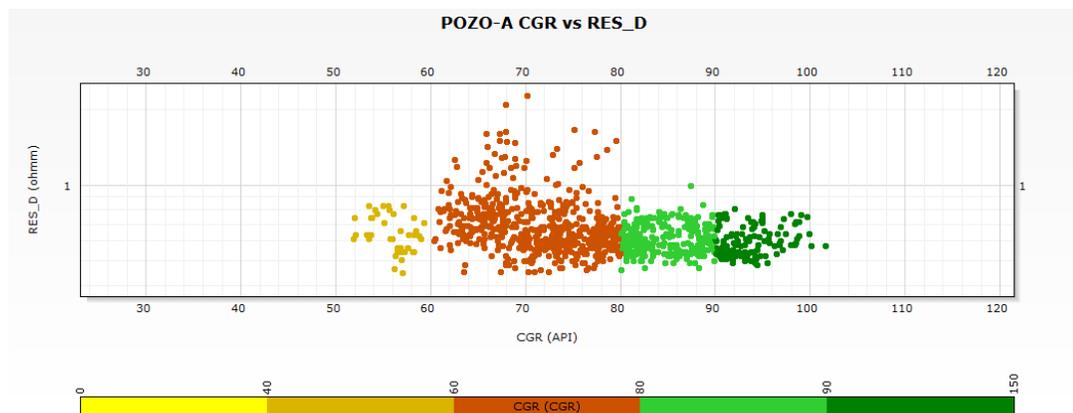


Figura 5.5 Gráfica cruzada de CGR vs RES_D para la Zona 3.

Rayos gamma vs porosidad de neutrón

Zona 1: La gráfica muestra valores de porosidad para las arcillas con rangos de 0.3 hasta 0.75 [v/v], los altos valores de porosidad se deben al alto contenido de agua en las arcillas. Los valores más bajos pertenecen a zonas más limpias (*Figura 5.6*).

Zona 3: La gráfica de porosidad de neutrón presenta valores de entre 0.24 y 0.75 [v/v], aunque estos están dispersos se logra observar una tendencia decreciente con el aumento de los valores de rayos gamma (*Figura 5.7*).

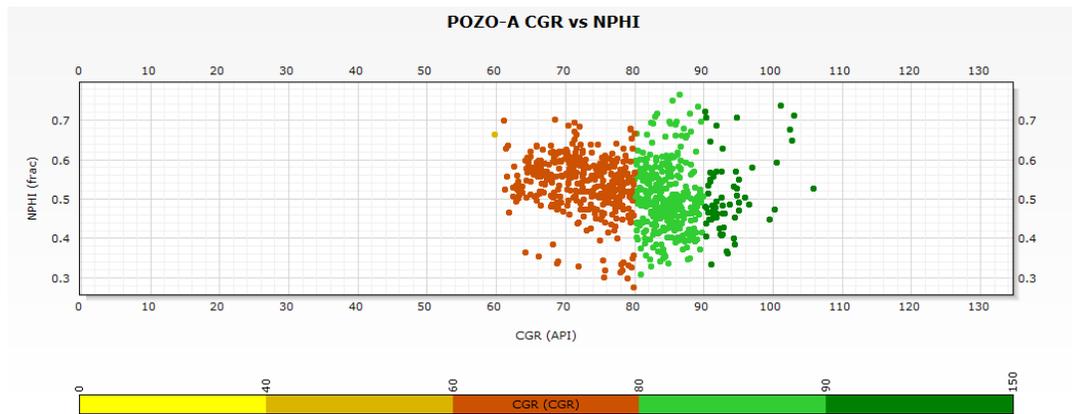


Figura 5.6 Gráfica cruzada de CGR vs NPHI para la Zona 1.

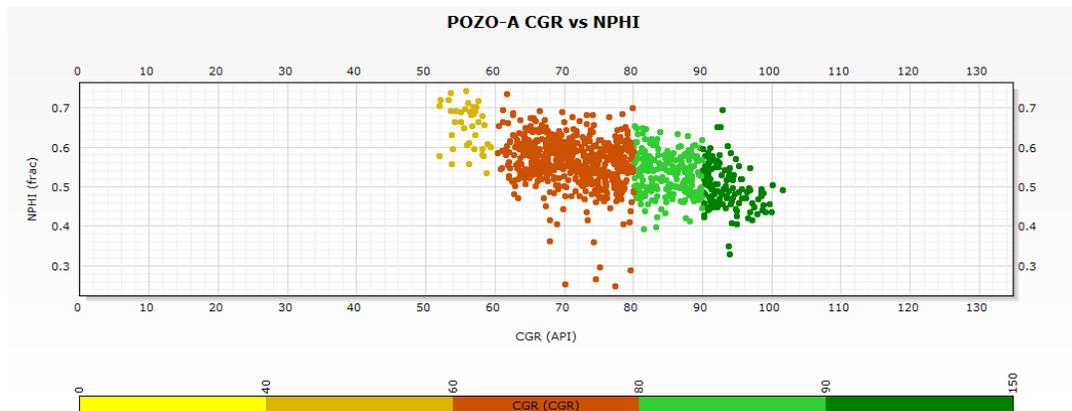


Figura 5.7 Gráfica cruzada de CGR vs NPHI para la Zona 3.

Rayos gamma vs densidad

Zona 1: Para la gráfica de densidad, los valores muestran una tendencia de incremento hacia la zona de mayor radioactividad. Presenta un rango de variación general de 2 a 2.34 [g/cm³] (*Figura 5.8*).

Zona 3: En la gráfica de densidad, se presenta una tendencia de aumento con el incremento de radiactividad así como una menor variabilidad en el conjunto de datos, las zonas con menos radioactivas tienen densidades menores (*Figura 5.9*).

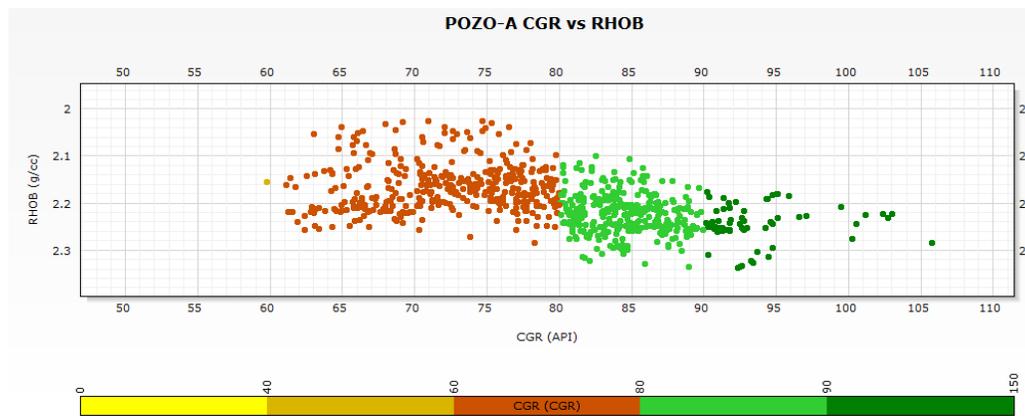


Figura 5.8 Gráfica cruzada de CGR vs RHOB para la Zona 1.

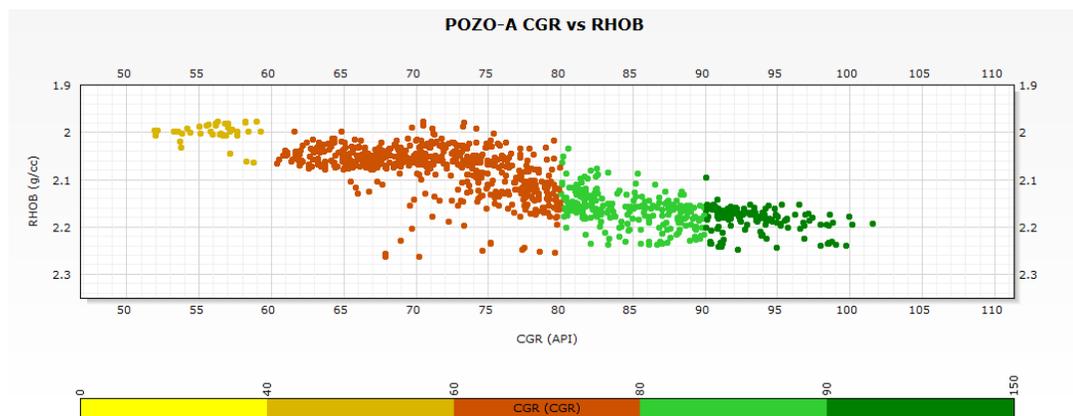


Figura 5.9 Gráfica cruzada de CGR vs RHOB para la Zona 3.

Rayos gamma vs sínico compresional

Zona 1: La gráfica del registro sínico compresional muestra una tendencia de incremento con el aumento de la radioactividad, probablemente debido a minerales de arcilla con mayores densidades. Con valores dentro del rango de 90 a 145 [us/ft] (*Figura 5.10*).

Zona 3: El registro sínico compresional presentado en la gráfica se comporta de una manera lineal y con poca dispersión de datos, la parte más constante tiene un rango de valores de entre 150 y 120 [us/ft] (*Figura 5.11*).

Las variaciones de las propiedades físicas de las areniscas y de las lutitas para cada zona, son mostradas en las *Tabla 5.1* y *5.2*, respectivamente; y se obtuvieron mediante los gráficos cruzados.

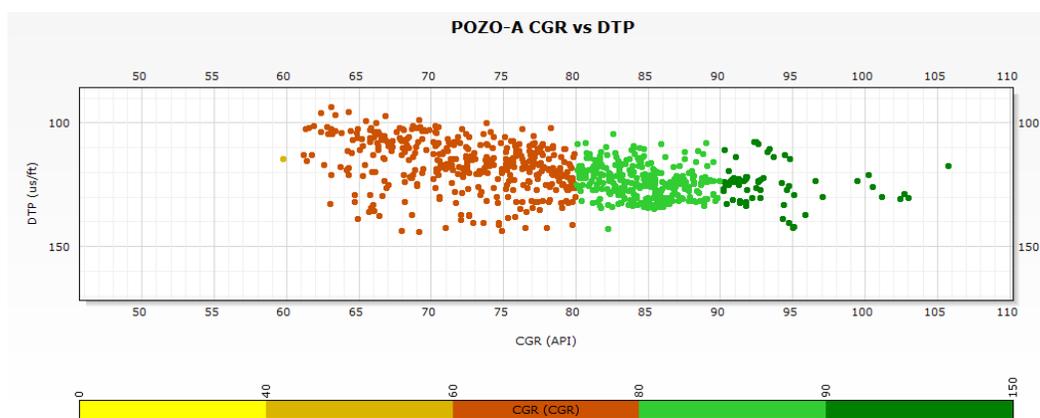


Figura 5.10 Gráfica cruzada de CGR vs DTP para la Zona 1.

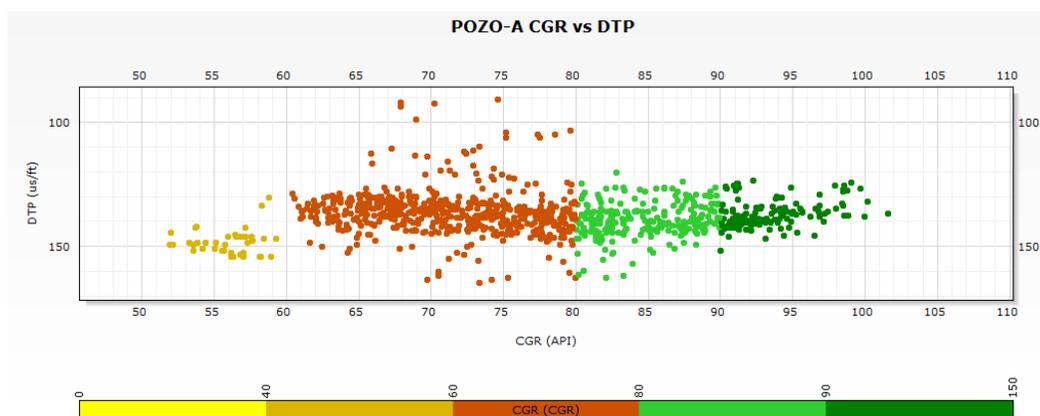


Figura 5.11 Gráfica cruzada de CGR vs DTP para la Zona 3.

Tabla 5.1 Propiedades físicas estimadas de areniscas para las Zonas 1 y 3.

Zona	RESD_SS [ohmm]	DTP_SS [us/ft]	NPHI_SS [v/v]	RHOB_SS [gr/cm ³]	GR_MIN [API]
1	1x10 ¹⁴	90	0.54	2.67	15
3	1x10 ¹⁴	90	0.34	2.67	15

Tabla 5.2 Propiedades físicas estimadas de lutitas para las Zonas 1 y 3.

Zona	RESD_SH [ohmm]	DTP_SH [us/ft]	NPHI_SH [v/v]	RHOB_SH [gr/cm ³]	GR_MAX [API]
1	1.31	125	0.51	2.24	105
3	1.33	137	0.49	2.18	105

5.1.5.2 Temperatura, salinidad y resistividad del agua de formación

Los siguientes parámetros petrofísicos fueron estimados para cada zona, ya que tienden a mostrar un cambio para cada punto de profundidad, a continuación se explica la forma en la que fueron calculados:

Temperatura

La temperatura fue calculada de forma equivalente a partir de dos referencias de temperatura conocidas. Un dato que se tenía fue la temperatura del piso oceánico de 4 [°C] con tirante de agua de 2500 [md], el otro dato de temperatura fue 80 [°C] para una profundidad de formación de 2300 [md]. Obteniendo así una curva de temperatura de formación la cual en este caso aumentó en función de la profundidad, y de manera equivalente se obtuvo una temperatura de formación de 118 [°C] a 3458 [md].

Resistividad del agua de formación

La estimación de la resistividad del agua de formación fue hecha mediante dos métodos con la finalidad de reducir la incertidumbre, uno de ellos fue el método de inversión de la ecuación Archie y el otro fue mediante una gráfica de Pickett.

Para el método de Archie, lo que se hizo fue despejar la resistividad del agua de formación de la ecuación para saturación de agua de Archie considerando $m = n = 2$ y $S_w = 1$, por lo que siguiendo las condiciones bajo las que Archie funciona, el cálculo se realizó en una zona limpia y altamente saturada con agua (baja resistividad y relativamente alta porosidad). El valor dado fue de $R_w = 0.096$ [ohmm].

En el caso de la gráfica de Pickett (*Figura 5.12*) se estableció en el eje "X" la porosidad y en el "Y" la resistividad de la formación, las líneas paralelas representan la saturación de agua de 100, 75, 50 y 25 %. La intersección de la línea de saturación al 100% con el valor de resistividad dará un valor para la resistividad del agua de formación (R_w). El valor estimado para una zona limpia saturada por agua fue de $R_w = 0.085$ [ohmm].

En los resultados anteriores para estimación de R_w se observa que los cálculos no son muy distintos entre sí, pero se utilizó el valor de 0.085 [ohmm] para resistividad del agua de formación, ya que es el valor más bajo de los dos y éste dará resultados más optimistas de saturación de agua. Dado que el cambio de R_w entre una zona y otra no fue apreciable, este dato se consideró constante para todas las zonas.

En los resultados anteriores se observa que los cálculos no son muy distintos entre sí, pero se utilizó el valor de 0.085 [ohmm] para resistividad del agua de formación, ya que es el valor más bajo de los dos y éste dará resultados más optimistas de saturación de agua. Dado que el cambio de R_w entre una zona y otra no fue apreciable, este dato se consideró constante para todas las zonas.

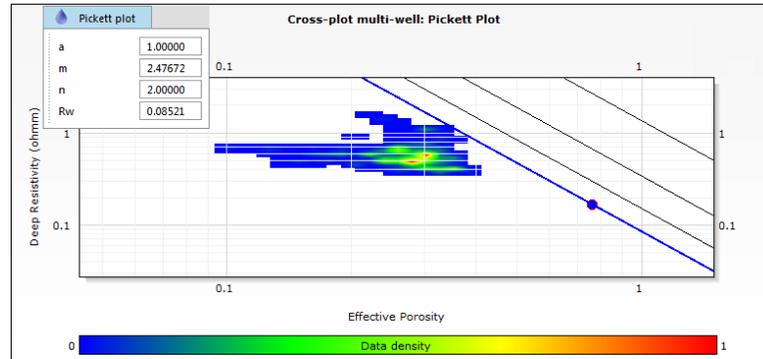


Figura 5.12 Gráfica de Pickett para una zona de areniscas saturada con 100% de agua.

Salinidad

Se obtuvo para un punto de profundidad en una zona saturada con agua, donde a partir de la temperatura y la resistividad del agua de formación se aplicó la gráfica de Schlumberger para resistividad de la salmuera (Gen-9). El resultado de salinidad fue de 26 000 [ppm], y este dato fue considerado constante para la evaluación petrofísica de todo el pozo.

5.2 Resultados de interpretación petrofísica con métodos convencionales

En este apartado se exponen los resultados de interpretación petrofísica mediante métodos de modelos convencionales y se hace un análisis de resultados para cada estimación obtenida (volumen de arcilla, porosidad total y efectiva, y saturaciones de agua) y finalmente, se delimitan las zonas de interés de acuerdo a los intervalos con hidrocarburos tengan las condiciones para producirlos.

Los resultados de los parámetros físicos de la formación obtenidos anteriormente se aplicaron en este apartado para obtener estimaciones de volumen de arcilla, porosidad total y efectiva, y saturación de agua.

5.2.1 Estimación del volumen de arcilla

La estimación del volumen de arcilla fue realizada a partir del registro de rayos gamma corregido. Se calculó el índice de arcillosidad y se corrigió mediante la relación empírica de Larionov para rocas del terciario debido a que vaya la redundancia, esta corrección se aplica a rocas pertenecientes al terciario; por tanto fue la que mejor describió las características de la formación y mostró una mejor consistencia con los otros datos de registros geofísicos.

Zona 1: El registro de radioactividad tiene valores menores a 90 [API] y la estimación promedio de volumen de arcilla tiene es de 0.5 [v/v], con valor mínimo de 0.27 [v/v] y máximo de 1 [v/v] de volumen de arcilla (*Figura 5.15, Carril 7*).

Zona 3: La radioactividad presenta valores poco más bajos en comparación con la otra zona por lo que el promedio del volumen de arcilla es de 0.48 [v/v], el valor mínimo del volumen estimado es de 0.21 [v/v] y el máximo de 0.90 [v/v] (*Figura 5.16, Carril 7*).

5.2.2 Estimación de la porosidad total y efectiva

La porosidad total y efectiva estimada mediante los registros de porosidad de neutrón y de densidad se describe a continuación:

Zona 1: Con un valor promedio de 0.21 [v/v] tiene una menor porosidad efectiva que la Zona 3, lo cual se relaciona con el contenido de lutitas puesto que esta zona tiene un volumen más alto de éstas. Por otro lado la resistividad incrementa conforme aumentan ambas porosidades, al igual que el registro sísmico compresional (*Figura 5.15, Carril 9*).

Zona 3: En cuanto a porosidades tiene un comportamiento similar a la Zona 1, con un valor promedio de porosidad efectiva de 0.25 [v/v] debido a que el contenido de arcillas es poco menor, respecto a la Zona 1 (*Figura 5.16, Carril 9*).

Tanto en la Zona 1 como en la 3, se aprecia que la porosidad efectiva (*Figuras 5.15 y 5.16, Carriles 8 y 9*) es menor que la total (*Figuras 5.15 y 5.16, Carriles 8 y 9*), ya que la efectiva sólo considera poros que se encuentran conectados.

5.2.3 Estimación de la litología y volumen de minerales

En seguida, se analizan por separado la estimación de la litología identificada mediante el gráfico de Neutrón-Densidad y el volumen de minerales (arenisca) llamado (VMA), estimado a partir del volumen de arcilla (V_{sh}) y de la porosidad efectiva (ϕ_e).

5.2.3.1 Gráfico cruzado de Neutrón vs Densidad

En el eje “X” se encuentran los valores del registro de porosidad de neutrón, en “Y” los valores del registro de densidad y en “Z” se indica la escala de colores con los valores de rayos gamma, siendo los amarillos los valores más bajos ($x < 60$ API), el naranja representa a los valores intermedios ($60 < x < 80$ API) y el verde los valores más altos ($x > 80$ API) (Schlumberger).

Zona 1: En esta gráfica se aprecian las zonas con radioactividad intermedia (naranja), con densidad de 2 a 2.3 [gr/cm³] y porosidad de 0.02 a 0.77 [v/v], lo que corresponde a arenas ya no tan limpias ya que tienen un cierto volumen de arcilla. La última zona con valores de radioactividad más alta (verde) representa a las zonas con alto contenido de arcilla con densidades de 2 a 2.35 [gr/cm³] y porosidades altas de 0.03 a 0.74 [v/v]. En la parte del centro se observan zonas asociadas a contenido de areniscas (Figura 5.13).

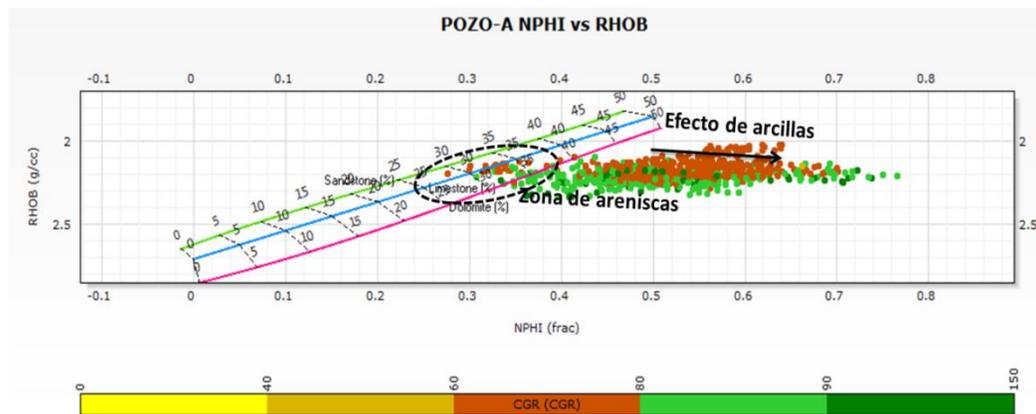


Figura 5.13 Gráfico cruzado NPHI-RHOB para la Zona 1.

Zona 3: En esta gráfica los valores más bajos de radioactividad (amarillos) corresponden a una arenisca poco consolidada con un rango de densidad de 1.96 a 2 [gr/cm³] y porosidad de 0.5 a 0.75 [v/v], los valores intermedios (naranja) y altos (verde) corresponden a zonas más arcillosas, tienen un rango de densidad de 2.34 a 2.52 [gr/cm³] y de porosidad de 0.24 a 0.73 [v/v] (Figura 5.14).

En ambas zonas se observa un desplazamiento de los datos hacia la derecha lo cual se debe al alto contenido de minerales de arcilla en la formación, puesto a que éstas darán mediciones más altas de porosidad de neutrón.

5.2.3.2 Volumen de arenisca

A partir de las estimaciones previas de volumen de arcilla y porosidad efectiva se calculó el volumen de la arenisca, en las Figuras 5.15 y 5.16 se muestra en el Carril 11

de las figuras los resultados de volumen de arcilla considerando la porosidad de la arcilla, volumen de arenisca y la porosidad efectiva para la Zona 1 y 3, respectivamente.

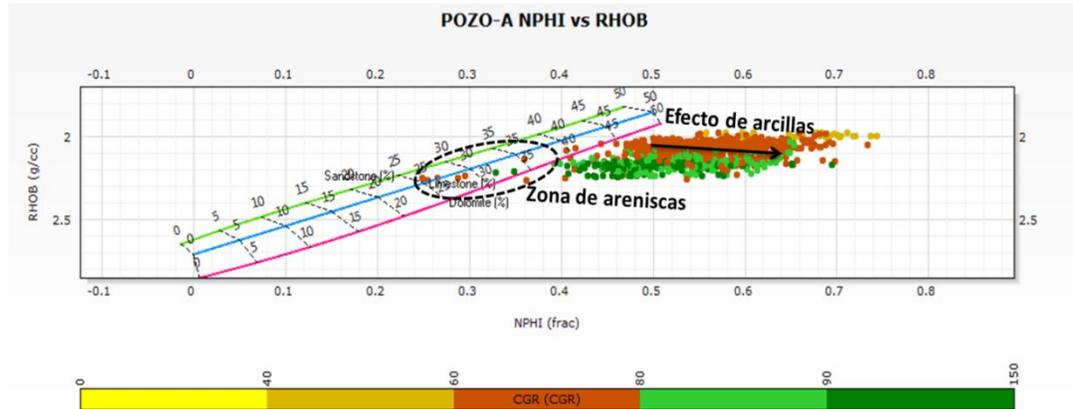


Figura 5.14 Gráfico cruzado NPHI-RHOB para la Zona 3.

En el Carril 11 de las Figuras 5.15 y 5.16 se aprecia que ambas zonas incluyen capas de areniscas (matriz), la Zona 1 tiene un promedio de matriz de 0.29 [v/v] y la Zona 3 un promedio de 0.28 [v/v]. Se observan capas de areniscas donde la porosidad efectiva es mayor, respecto a otras donde el volumen de arcilla incrementa y la porosidad efectiva disminuye, esta condición es más apreciable en las profundidades de 820, 850, 1100 y 1110 [m], por mencionar algunos ejemplos dentro de las zonas analizadas. Contrario a lo anterior, se aprecia que donde el volumen de porosidad efectiva incrementa, el volumen de arcilla disminuye y el volumen de matriz en promedio es de 30%, aproximadamente.

Las zonas de areniscas, lutitas y zonas con alta porosidad efectiva respecto a otras, representan claramente las observaciones realizadas durante la interpretación cualitativa.

5.2.4 Estimación de la saturación de agua e hidrocarburos

En las Figuras 5.17 y 5.18 se muestran los resultados para la Zona 1 y Zona 3, respectivamente, para cada una de las saturaciones de agua obtenidas con las ecuaciones de Archie, Arcilla total, Indonesia, Simandoux y Doble agua.

En los primeros seis carriles (Figuras 17 y 18) se muestran los registros geofísicos utilizados para la interpretación convencional; y en los carriles siguientes los resultados de la interpretación petrofísica mediante distintas técnicas convencionales, donde el volumen de arcilla (V_{sh}), el volumen de matriz (VMA) y la porosidad efectiva (ϕ_e) se consideraron constantes en cada método, ya que únicamente cambian las saturaciones de agua y por tanto de hidrocarburos (dentro de la porosidad efectiva).

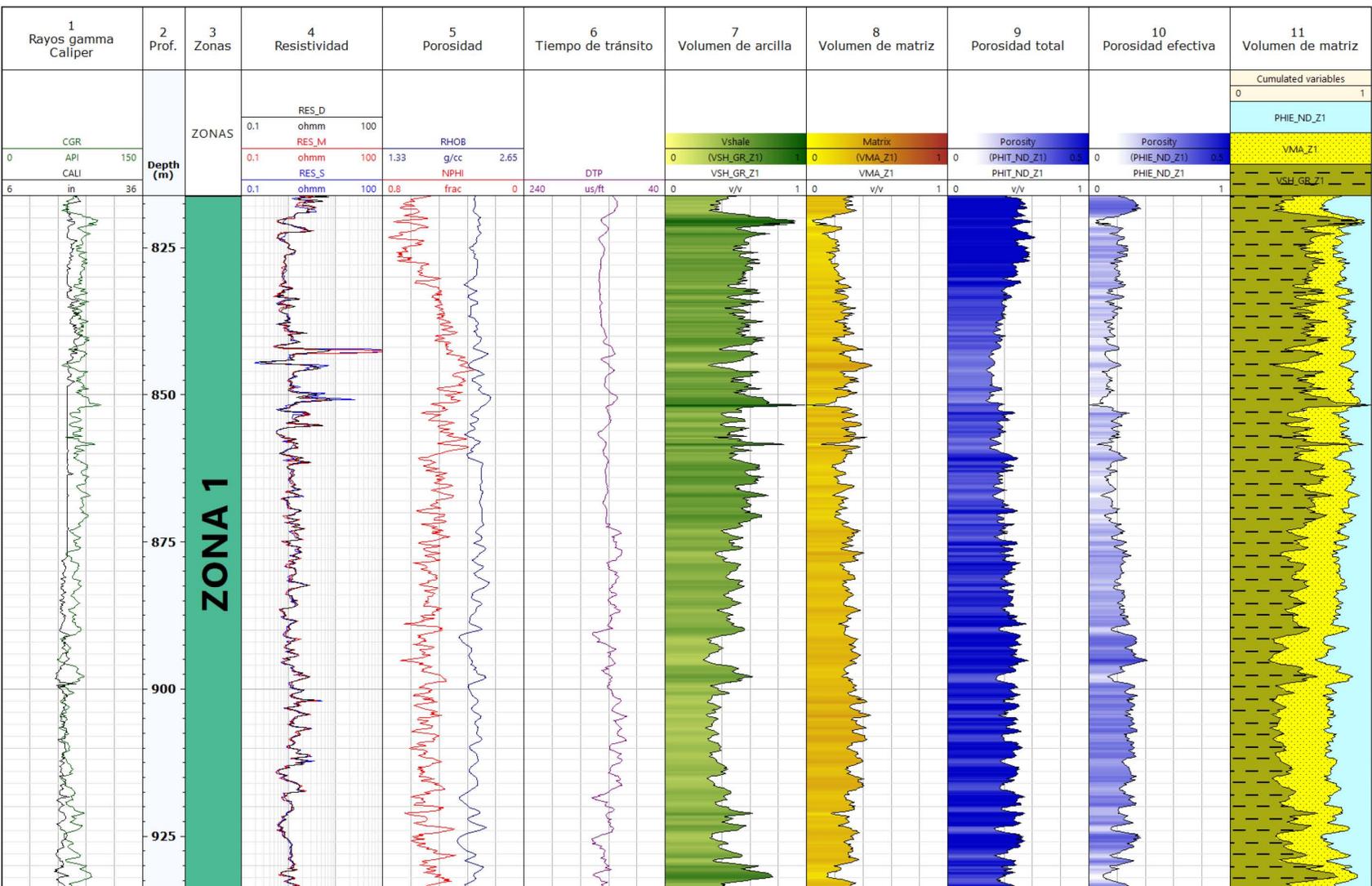


Figura 5.15 Estimación del volumen de matriz para la Zona 1.

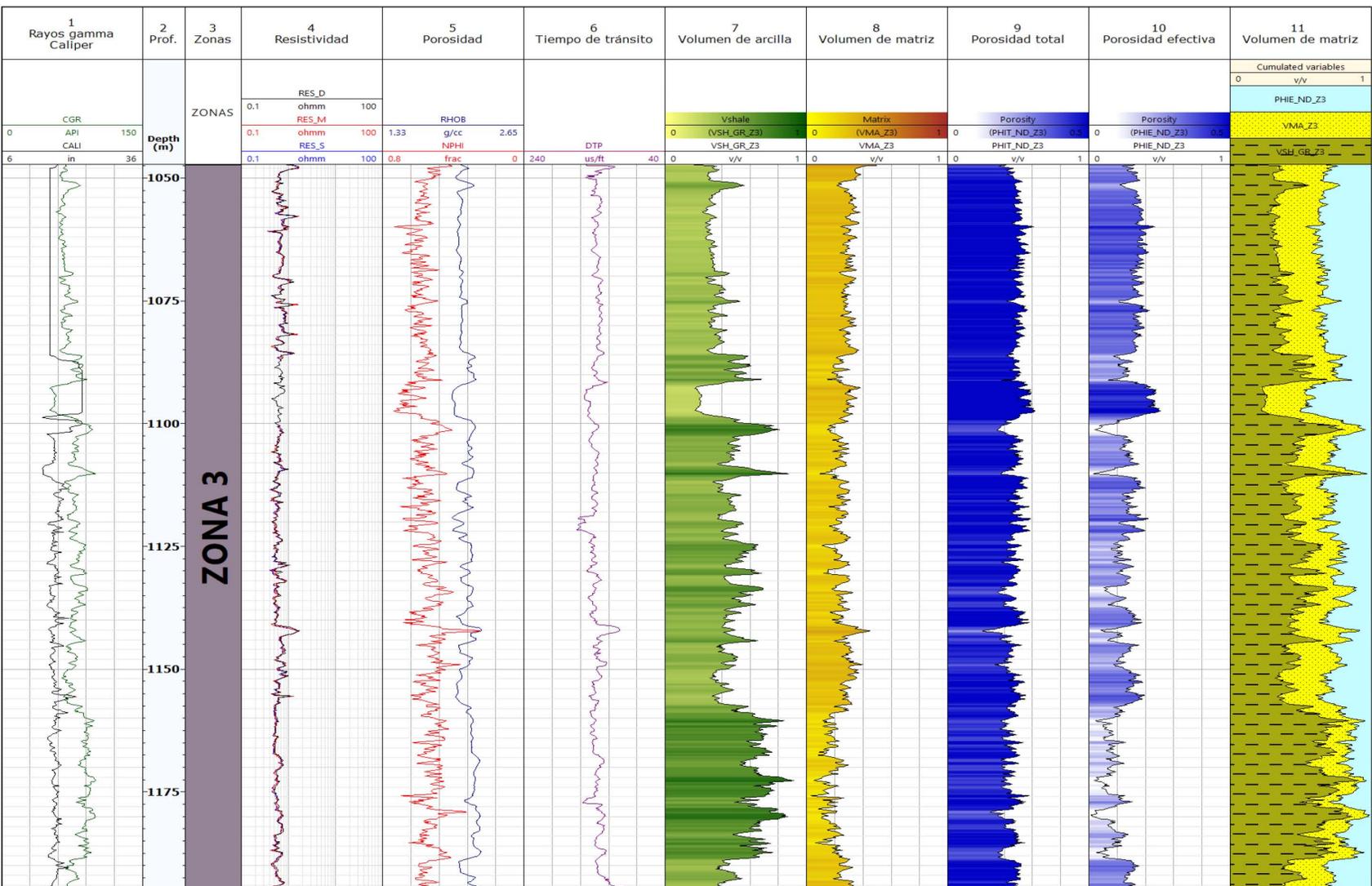


Figura 5.16 Estimación del volumen de matriz para la Zona 3.

En el *Carril 7 (Figuras 17 y 18)* se muestra el resultado para saturación de agua aplicando el modelo de Archie, el cual proporciona una incertidumbre considerable a los cálculos debido al alto contenido de arcilla en la formación, por lo cual se analizaron otros modelos especialmente desarrollados para formaciones con contenido de arcillas. Con Archie se observa que la saturación de hidrocarburos es más baja comparada con los métodos posteriores.

En los *Carriles 8, 9, 10 y 11 (Figuras 17 y 18)* se encuentran los resultados para saturación de agua mediante los modelos que consideran el contenido de arcilla en las formaciones. Donde los modelos de Arcilla total e Indonesia dan resultados de saturaciones de agua más optimistas en comparación con los modelos siguientes (Simandoux y Doble agua); de acuerdo a las bases en que fueron desarrollados, ambos modelos deben dar resultados más verídicos en las zonas con mayor contenido de lutita laminar y estructural. Por otro lado los modelos de Simandoux y Doble agua proporcionarán mejores resultados de saturaciones en las zonas con mayor contenido de arcilla dispersa. Sin embargo, de todos los métodos anteriormente analizados ninguno distingue entre el tipo de lutitas, por lo tanto para saber cuál de los métodos de saturación es más verídico se requiere tener datos de geología, de laboratorio, entre otros; para así seleccionar el método que mejor caracterice a la formación.

La *Tabla 5.3* muestra los promedios de S_w en unidades de volumen (v/v) de las Zonas 1 y 3, para cada modelo aplicado:

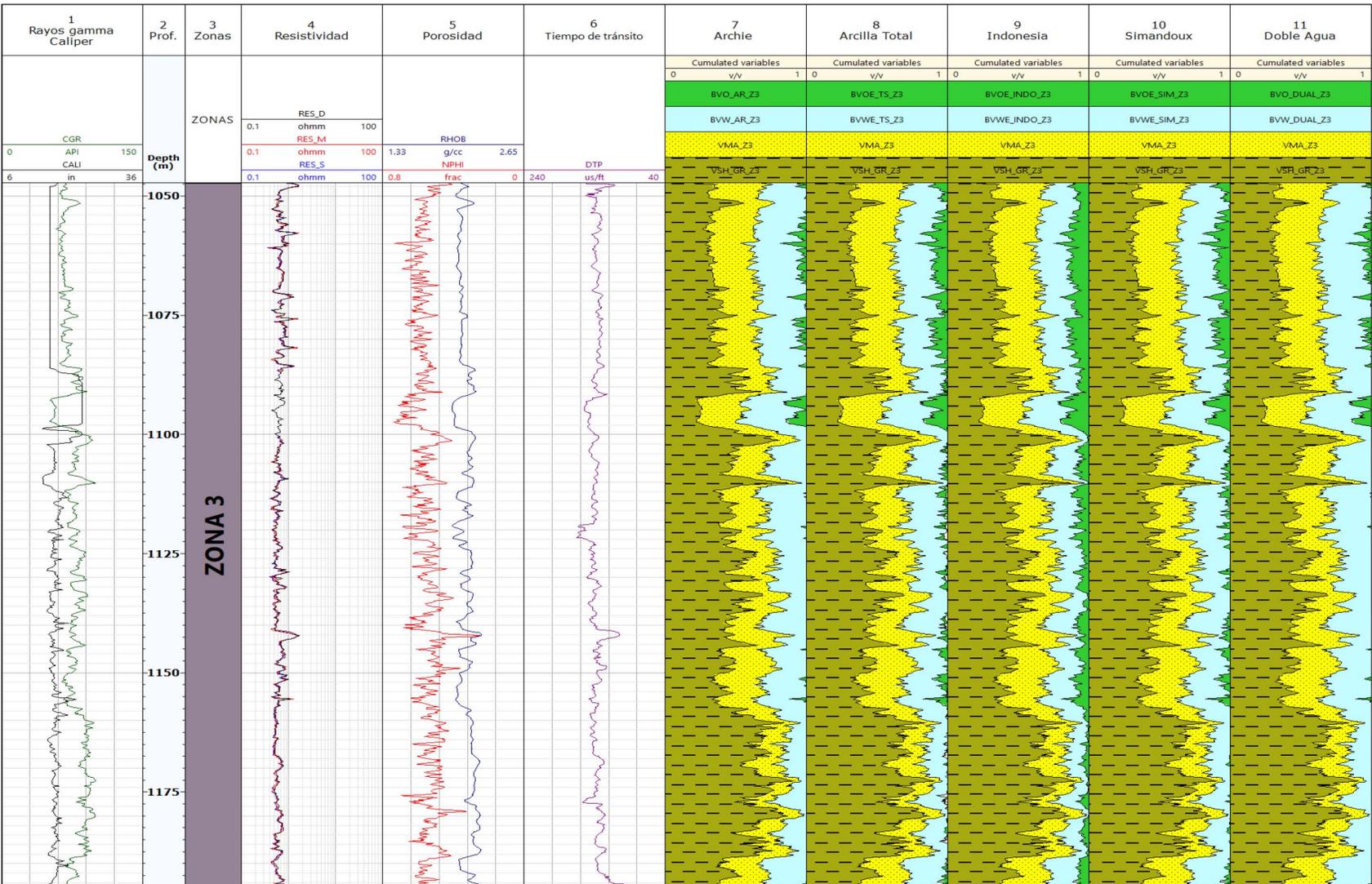
Tabla 5.3 Promedios de Saturación de agua en unidades de volumen para las Zonas 1 y 3.

Zona	Archie	Arcilla total	Indonesia	Simandoux	Doble agua
1	0.93	0.77	0.72	0.85	0.97
3	0.96	0.88	0.74	0.88	0.97

5.2.5 Mineralogía compleja

De acuerdo a la forma en que funciona el método para estimación de mineralogía compleja, en el POZO-1A no pudo realizarse este cálculo, principalmente por la falta de información geológica. De igual manera, para este cálculo no se podían utilizar los registros geofísicos de porosidad (Neutrón-Densidad), que son necesarios para estimación de la litología ya que por ser un pozo altamente arcilloso y productor de gas, el registro de porosidad de neutrón medirá porosidades más altas mientras que el de densidad medirá porosidades más bajas que las porosidades reales de la formación; lo que ocasionará alta incertidumbre en los resultados.

Figura 5.18 Saturación de agua estimada a partir de diferentes modelos para la Zona 3.



5.2.6 Determinación de zonas de interés

En seguida se analizan las gráficas de sensibilidad, para la Zona 1 y Zona 3. En las Figuras 5.19 a 5.22, en el eje "X" se encuentran los parámetros petrofísicos obtenidos V_{sh} , ϕ_e y S_w y en "Y" el espesor productor neto en metros.

Tanto para la Zona 1 como para la Zona 3 el valor de corte para V_{sh} será $V_{sh} \leq 0.45$ [v/v] y el valor de corte para ϕ_e $0.12 \leq \phi_e$ [v/v]. Debido a que los parámetros petrofísicos V_{sh} y ϕ_e fueron datos de entrada constantes para la estimación de S_w , entonces los valores de corte también se consideraron constantes, y por lo tanto los espesores netos impregnados por hidrocarburos, calculados mediante V_{sh} y ϕ_e no cambiaron durante el intervalo (zona) Figuras 5.19 y 5.20.

Zona 1: En la Figura 5.19 se muestran las gráficas de sensibilidad realizadas considerando por separado el volumen de arcilla y la porosidad efectiva, de acuerdo al corte de V_{sh} establecido el espesor neto impregnado máximo será de 40 [m] y para el corte de ϕ_e el máximo espesor neto impregnado será de 102 [m].

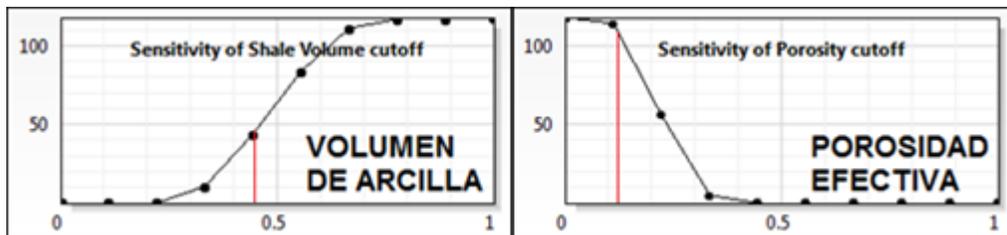


Figura 5.19 Gráficas de sensibilidad de volumen de arcilla y porosidad efectiva para la Zona 1.

Zona 3: En esta zona las gráficas de sensibilidad para volumen de arcilla y porosidad efectiva se encuentran en la Figura 5.20, donde de acuerdo a los valores de corte el espesor máximo impregnado para V_{sh} será de 60 [m] y para ϕ_e será de 140 [m].

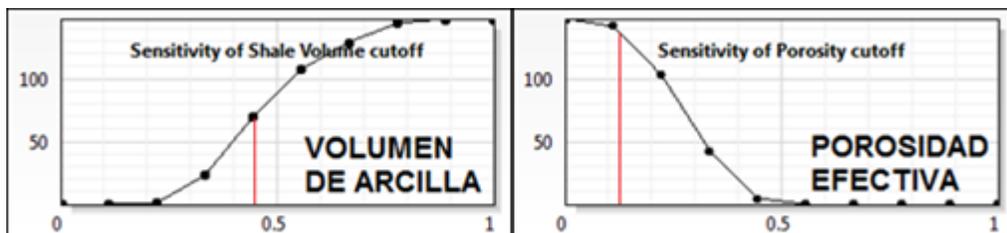


Figura 5.20 Gráficas de sensibilidad de volumen de arcilla y porosidad efectiva para la Zona 3.

Por otro lado el valor de corte de S_w fue $S_w \leq 0.7$ [v/v], se estableció buscando obtener resultados más optimistas de producción de hidrocarburos. Dado lo anterior, se consiguieron diferentes resultados de espesores netos impregnados, que cambiaron de acuerdo al modelo de S_w aplicado y de acuerdo a la zona evaluada Figuras 5.21 y 5.22.

Zona 1: En esta zona la *Figura 5.21* muestra el espesor neto impregnado según el corte establecido y según el método de cálculo para saturación de agua aplicado. Se observa que el método que proporciona mayor espesor es Indonesia con 50 [m] y el que da el menor espesor es Doble agua con sólo 2 [m] seguido de Archie con 4 [m], los modelos de Arcilla total y Simandoux dan un mismo valor de espesor neto de 20 [m].

Zona 3: En la *Figura 5.22* se muestra el análisis de sensibilidad de acuerdo a cada método de saturación de agua realizado, el espesor máximo impregnado con 50 [m] corresponde al modelo de Indonesia y el menor espesor corresponde a Doble agua y a Archie con 2 y 3 [m], respectivamente, los modelos de Arcilla total y Simandoux dan el mismo resultado de espesor que es de 10 [m].

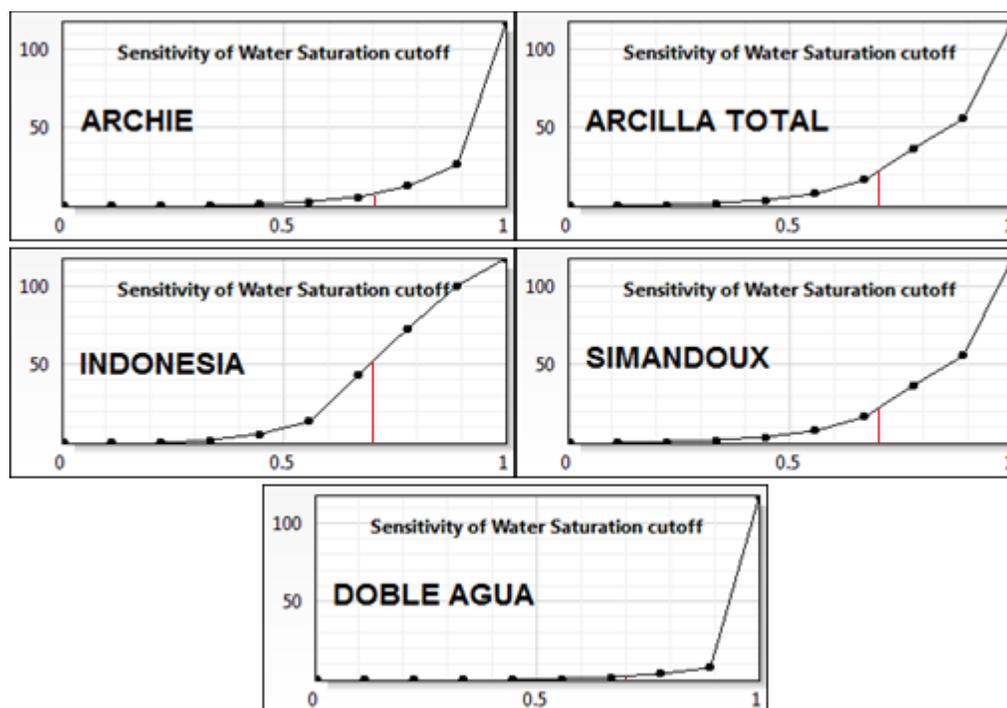


Figura 5.21 Gráficas de sensibilidad de saturación de agua para la Zona 1.

De acuerdo a los cortes establecidos se obtuvieron resultados acerca del espesor máximo en que se obtendrá producción de hidrocarburos. La *Tabla 5.4* resume los espesores máximos impregnados por hidrocarburos de acuerdo a los cortes establecidos para cada parámetro petrofísico estimado.

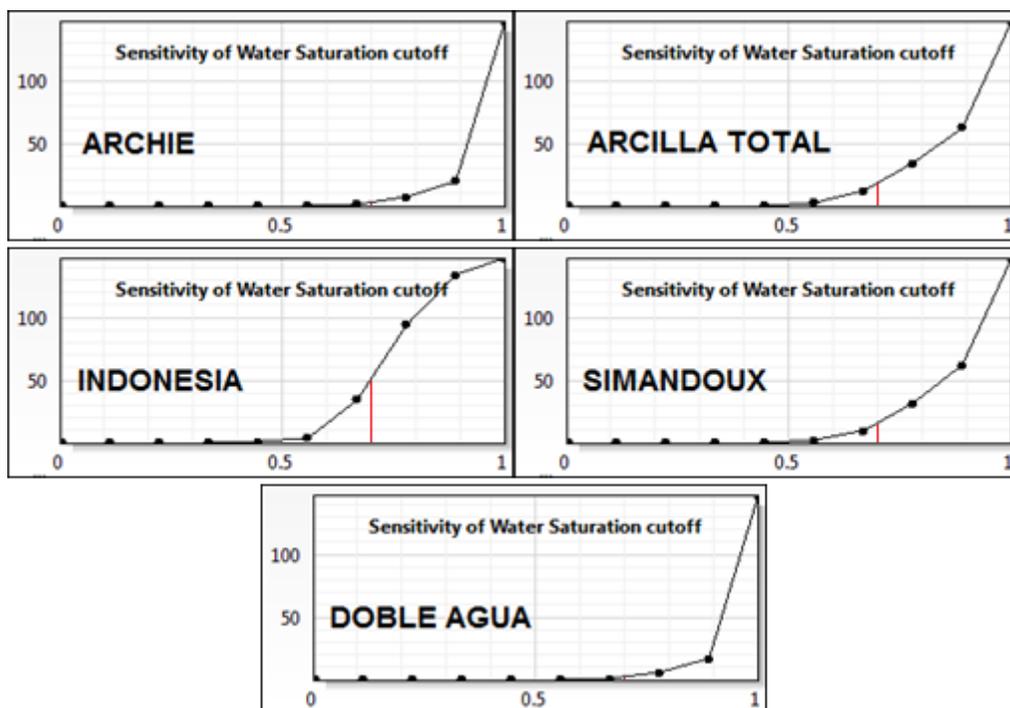


Figura 5.22 Gráficas de sensibilidad de saturación de agua para la Zona 3.

Tabla 5.4 Espesores máximos impregnados en [m].

Máximo espesor neto impregnado para cada parámetro petrofísico [m]						
Zona	Parámetro petrofísico	Archie	Arcilla total	Indonesia	Simandoux	Doble agua
1	V_{sh}	40	40	40	40	40
	ϕ_e	102	102	102	102	102
	S_w	4	20	50	20	2
3	V_{sh}	60	60	60	60	60
	ϕ_e	140	140	140	140	140
	S_w	3	10	50	10	2

De lo anterior se obtuvieron los resultados para espesores netos impregnados considerando los parámetros petrofísicos V_{sh} , ϕ_e y S_w por separado, sin embargo, en la práctica estos valores de resultados se analizan en conjunto y se determina el espesor neto de acuerdo a la profundidad donde estos valores de corte en conjunto se cumplan es decir, intervalos en profundidad donde exista: $V_{sh} \leq 0.45$, $0.12 \leq \phi_e$ y $S_w \leq 0.7$, en unidades de volumen.

Al considerar los parámetros petrofísicos mencionados en conjunto, los espesores netos impregnados van a cambiar, y en general éstos disminuirán debido a que a que habrá intervalos en profundidad donde uno o dos de ellos se encuentren dentro del

Figura 5.23 Espesores netos impregnados de hidrocarburos (gas) para la Zona 1.

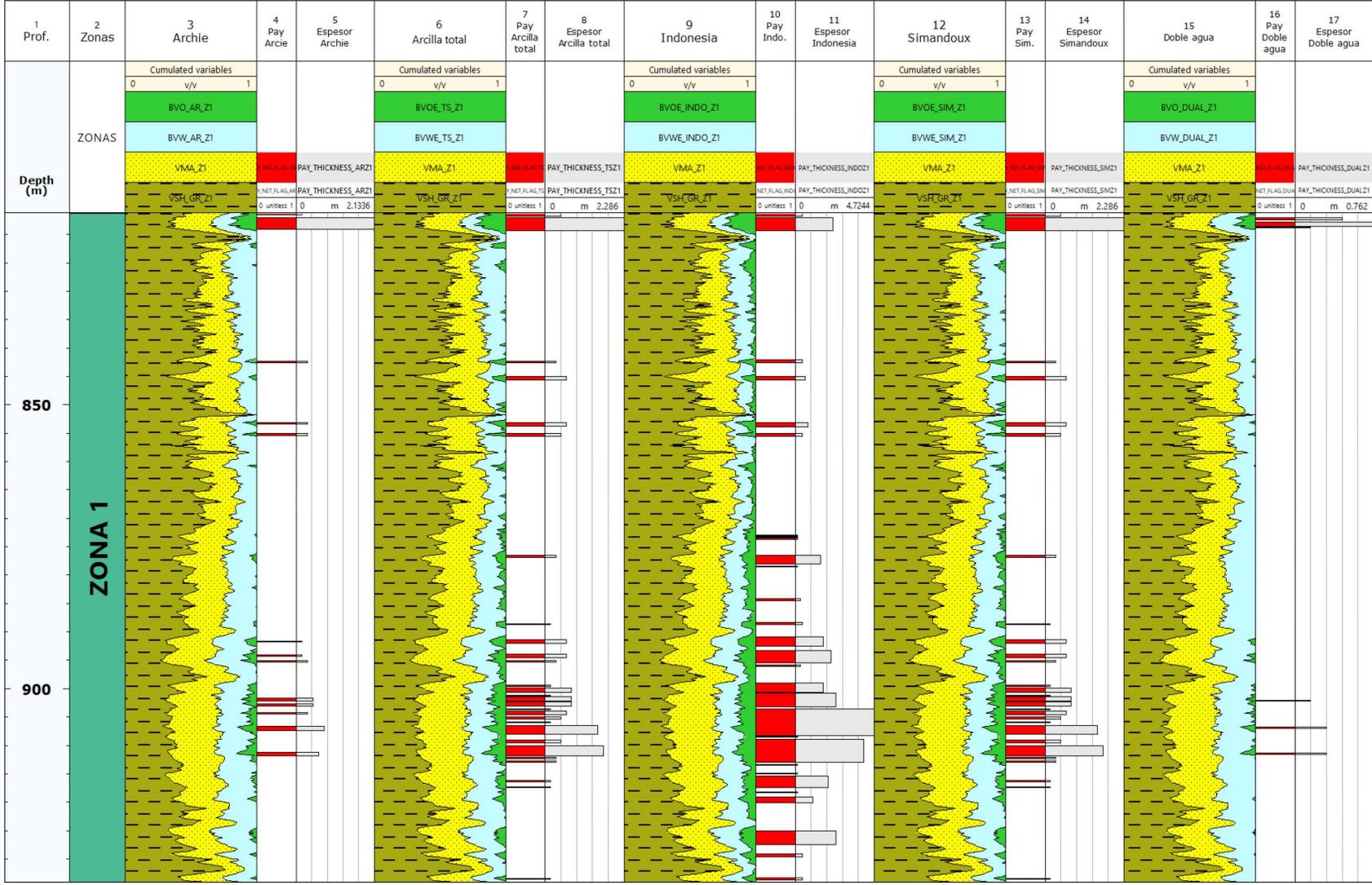
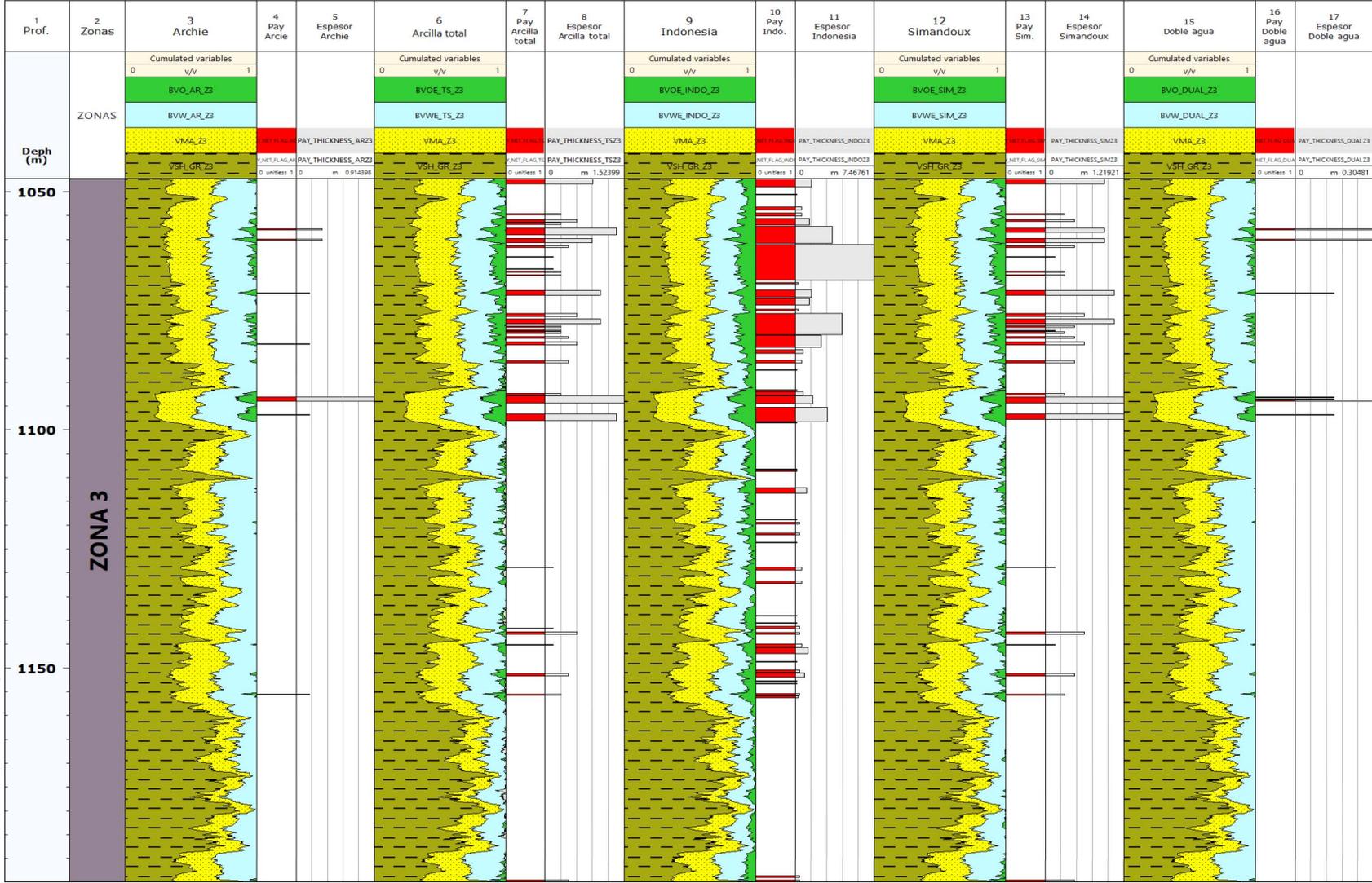


Figura 5.24 Espesores netos impregnados de hidrocarburos (gas) para la Zona 3.



valor de corte, ya que como se mencionó en el párrafo anterior los cortes de los tres parámetros deben de cumplirse, cambiando entre sí de acuerdo al modelo de saturación de agua aplicado.

Zona 1: Al considerar los tres parámetros petrofísicos, en esta zona el espesor máximo impregnado se encontrará cercano a los 5 [m] con el modelo de Indonesia, Arcilla Total y Simandoux dan cada uno un espesor de 2 [m], Archie un espesor de 2.13 [m] y Doble agua es el más pequeño con 0.76 [m] (*Figura 5.23*).

Zona 3: De igual manera se consideraron el conjunto los cortes de los tres parámetros petrofísicos, el modelo de saturación de agua con mayor espesor es Indonesia con 7.5 [m], seguido por los modelos de Arcilla total con 1.5 [m], de Simandoux con 1.2 [m], de Archie con 0.9 [m] y Doble agua con 0.3 [m] (*Figura 5.24*).

5.3 Resultados de interpretación petrofísica con método de inversión

En el siguiente apartado se describen los resultados de la aplicación de la metodología de inversión conjunta. Los resultados de inversión parten del modelo jerárquico para formaciones clásticas, de la generación de registros geofísicos sintéticos y de la minimización de la función de costo.

Dado que el método de inversión genera resultados (concentraciones y volúmenes de parámetros petrofísicos que definen al modelo jerárquico) de forma conjunta (evaluación de datos de entrada de manera simultánea), la interpretación de resultados de éste será más directa en comparación con el análisis de resultados de modelos convencionales.

Este apartado se divide en diferentes partes que estarán enfocadas al análisis de: Sismogramas sintéticos, minimización de la función de costo, concentraciones y volúmenes de los elementos que componen al modelo jerárquico, y volúmenes finales de roca y fluidos.

5.3.1 Generación de registros de pozos sintéticos

El cálculo de registros sintéticos se realiza para cada punto de profundidad donde hubieron mediciones de propiedades físicas mediante herramientas de registros, para este caso las mediciones de las herramientas fueron cada 0.1524 [m]. Dentro del software *PILD-IMP®* para cada zona establecida anteriormente, se corrieron diferentes escenarios, y se eligió aquel donde la diferencia entre los datos de registros geofísicos originales y sintéticos fuera la más mínima.

A través de cambios en el peso de los registros originales o en las concentraciones de los componentes del modelo, es como se buscó minimizar la diferencia entre los registros originales y sintéticos en cada corrida realizada.

Los resultados de generación de registros sintéticos para las Zonas 1 y 3, se muestran en las *Figuras 5.25 y 5.26*; los registros sintéticos se representan mediante las líneas punteadas y los originales por líneas continuas.

Zona 1: Los datos de entrada de registros para esta zona se representan en la *Figura 5.25*, donde para mejorar el ajuste de registros sintéticos se asignó un peso igual a dos ($W = 2$) al registro de rayos gamma corregido; dada la confiabilidad en los datos.

En general se observa un buen ajuste entre los registros originales y sintéticos, siendo la excepción el intervalo de 900 a 910 [m] donde puede observarse una ligera diferencia entre los registros de resistividad (RES_D) y de porosidad de neutrón (NPHI).

Zona 3: En la *Figura 5.26* se muestran los registros geofísicos que fueron utilizados como datos de entrada, al igual que en la Zona 1 para su ajuste se asignó un peso de dos ($W = 2$) al registro de rayos gamma corregido. Se aprecia un buen ajuste en la mayoría de las curvas sintéticas, sin embargo en el intervalo en profundidad que va de 1050 a 1100 [m] se observa un ligero desajuste en los registros de radioactividad (CGR) y de porosidad de neutrón (NPHI); dado a que la diferencia entre estos registros originales y sintéticos es mínima se dejó esta corrida como resultado final.

5.3.2 Minimización de la función de costo y definición de parámetros petrofísicos

En este apartado se resolvió la función de costo que incluye los datos de registros y datos del modelo geológico, con el objetivo de obtener un resultado final de volúmenes de roca y fluidos presentes en la formación, para esto, fue necesario correr diferentes escenarios hasta obtener un error mínimo (minimización de la función de costo). El error en la función de costo (diferencias normalizadas) se representa en forma de histogramas (*Figuras 5.27 y 5.28*) y también como gráficas del error en función de la profundidad (*Figuras 5.29 y 5.30*); para cada propiedad física medida.

Mediante el cambio en el peso en los datos de registros geofísicos originales y cambio de parámetros físicos del modelo geológico durante cada corrida realizada, se buscó la mínima diferencia en la función de costo.

En general, los histogramas de error se encuentran centrados en cero ya que la mayoría de las diferencias normalizadas tienen valores bajos (rango de -1 a 1), cuando

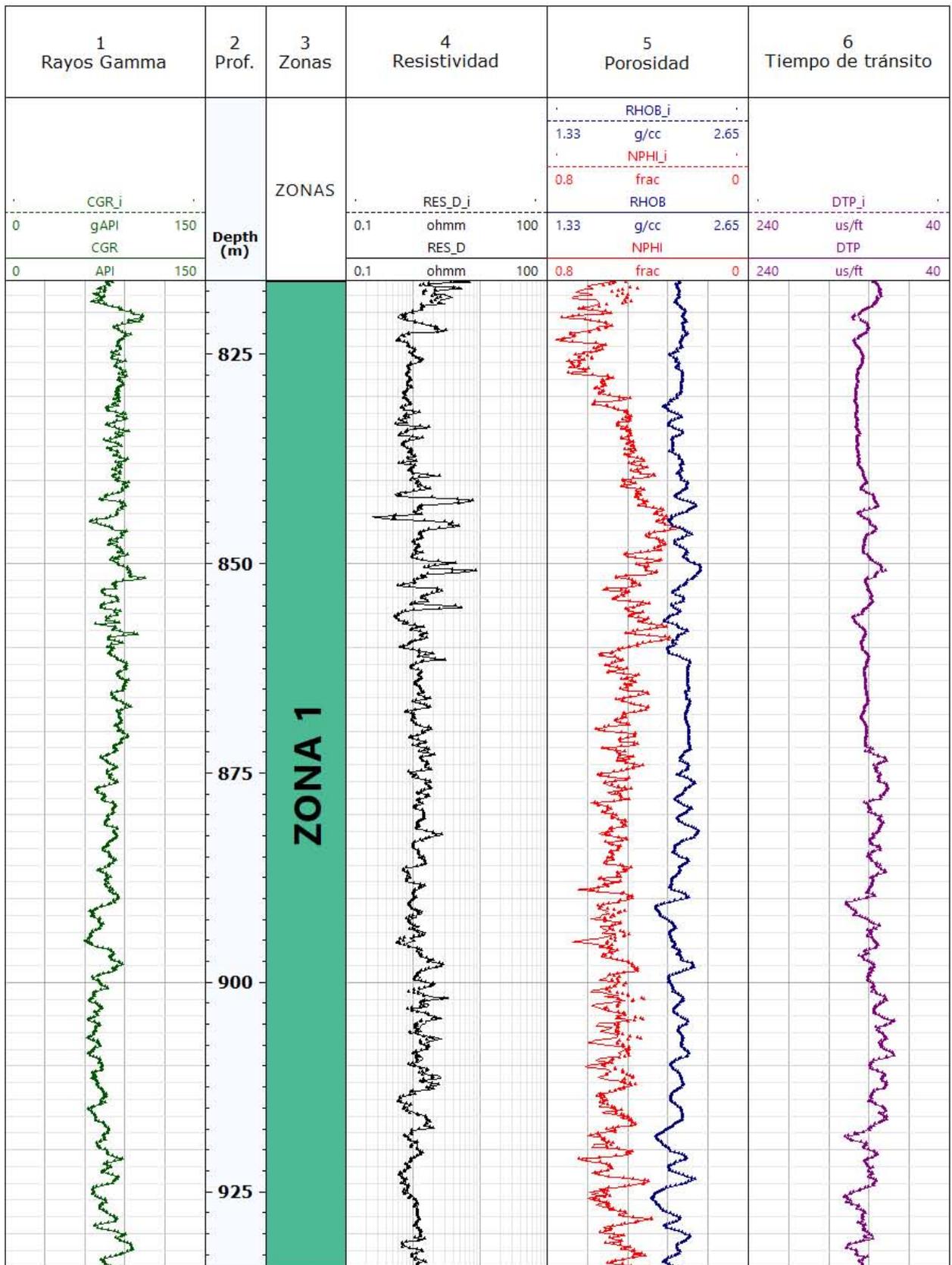


Figura 5.25 Registros originales (línea continua) y sintéticos (línea punteada) para la Zona 1.

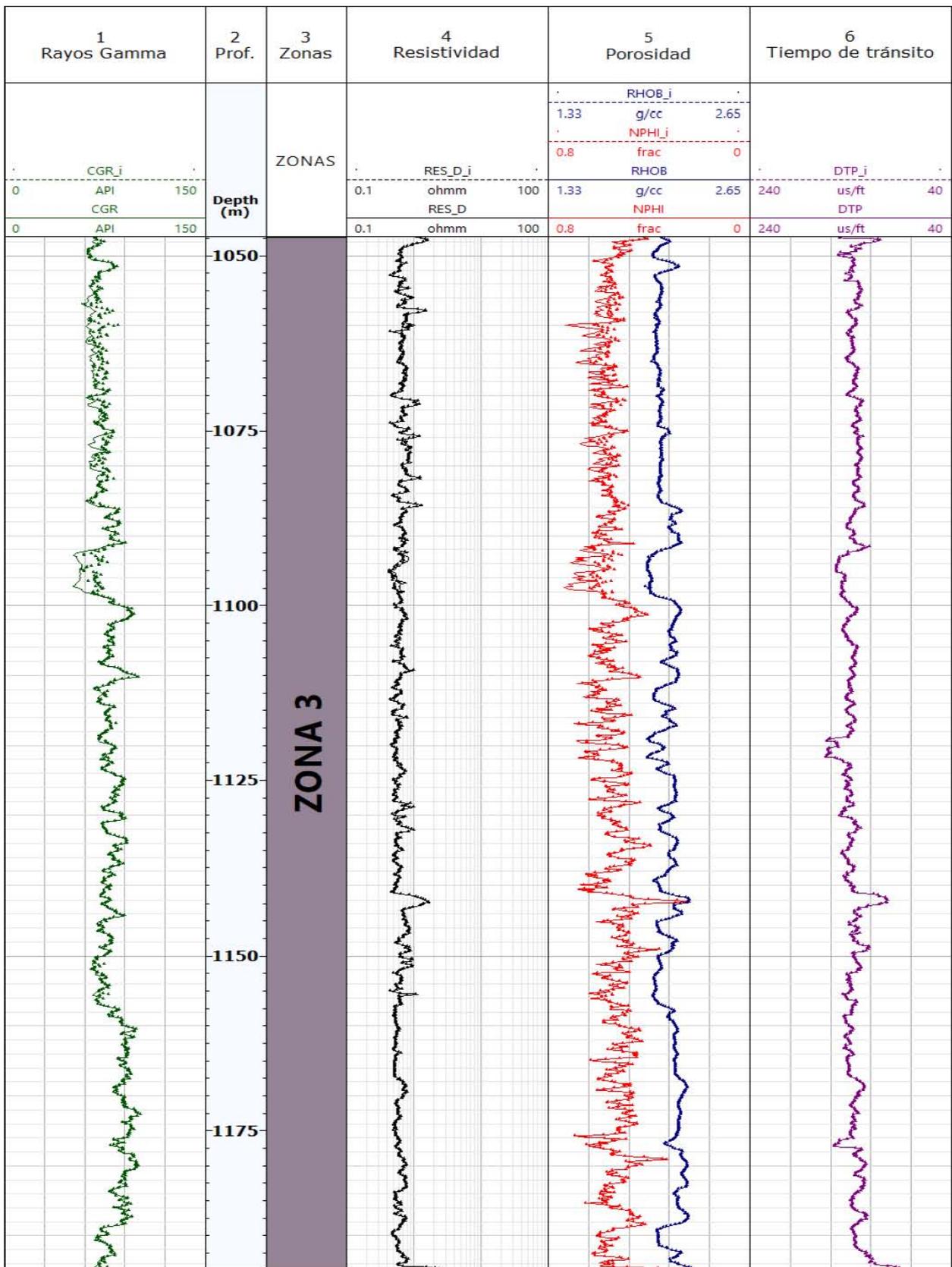


Figura 5.26 Registros originales (línea continua) y sintéticos (línea punteada) para la Zona 3.

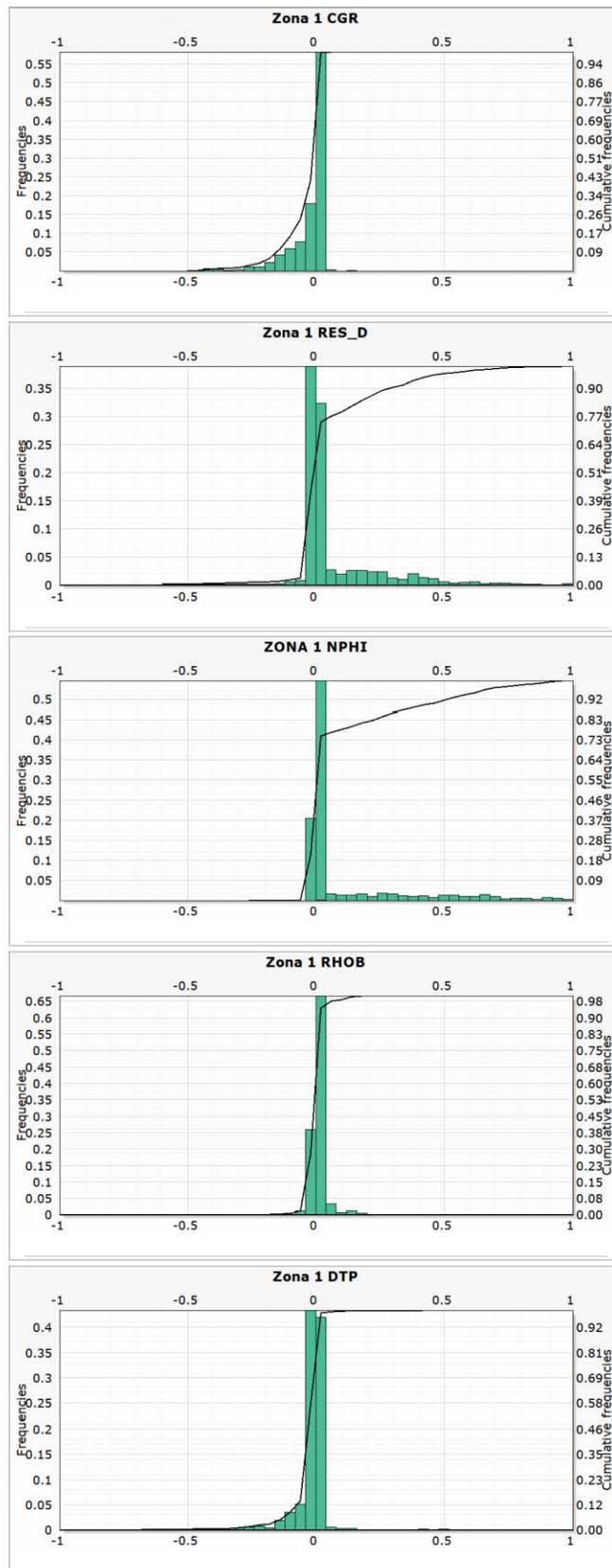


Figura 5.27 Histogramas de error para la Zona 1.

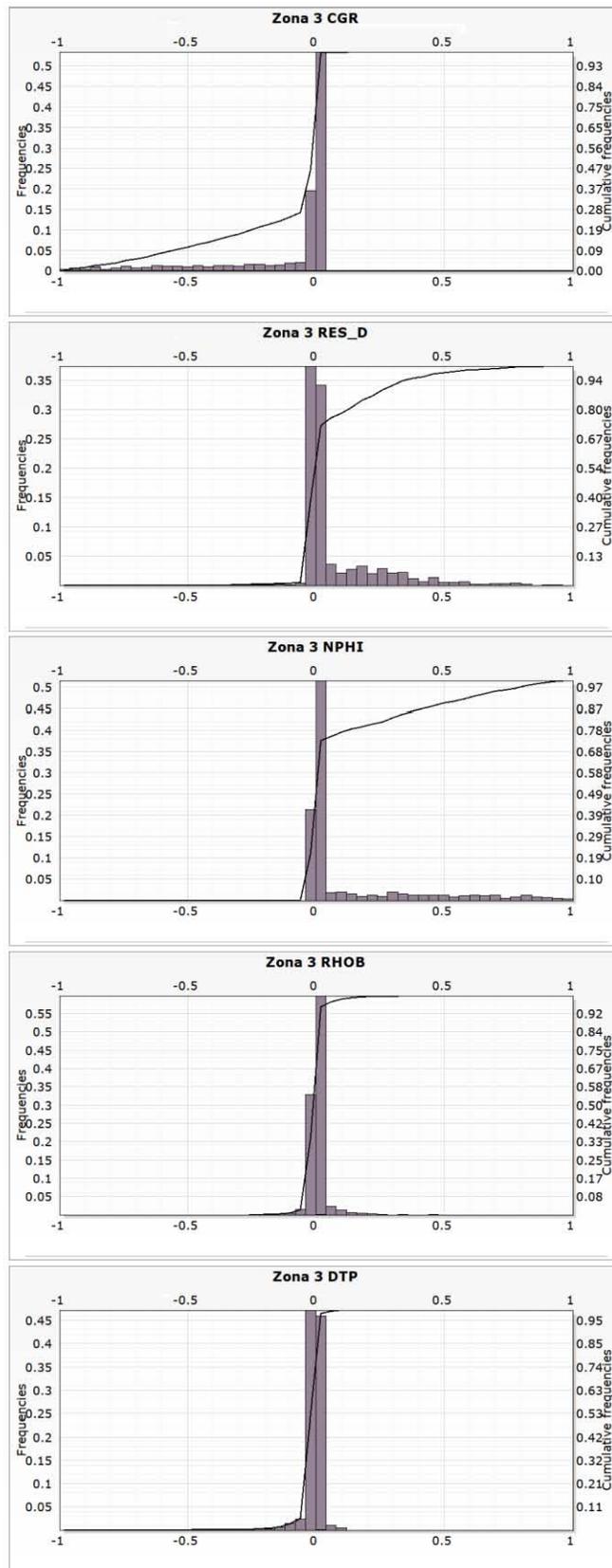


Figura 5.28 Histogramas de error para la Zona 3.

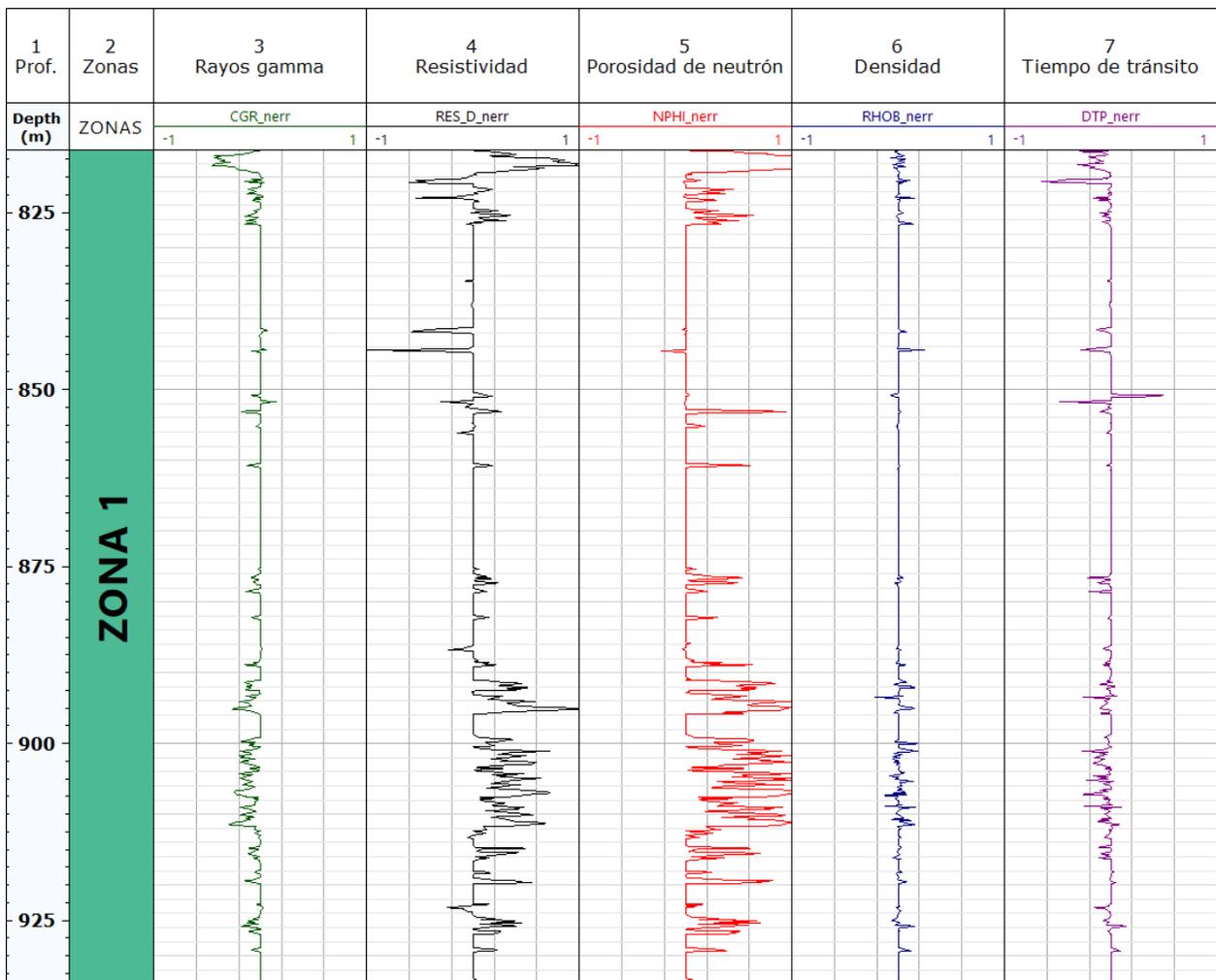


Figura 5.29 Errores normalizados para la Zona 1.

los errores se desplazaban hacia valores negativos, según la función de costo fue necesario disminuir el valor de las propiedades físicas de los minerales que componen al modelo y por el contrario si se desplazaban a valores positivos se aumentó el valor de propiedades (Figuras 5.27 y 5.28).

Zona 1: Los errores representados en los histogramas en su mayoría están centrados en cero, los histogramas de resistividad profunda y porosidad de neutrón tienen más dispersión ya que fueron aquellas propiedades que tuvieron errores más altos (Figura 5.27). Gráficamente las diferencias normalizadas pueden apreciarse en la Figura 5.29, donde el intervalo en profundidad ubicado entre 890 y 910 [m], tiene las máximas diferencias, que pertenecen a los registros de resistividad y de porosidad de neutrón.

Zona 3: Al igual que la zona anterior, los errores representados en los histogramas en su mayoría están centrados en cero, los histogramas de radioactividad, resistividad profunda y porosidad de neutrón tienen más dispersión, y por tanto, errores más altos

(Figura 5.28). Las diferencias normalizadas, gráficamente se observan en la Figura 5.30, donde el intervalo en profundidad ubicado entre 1050 y 1100 [m], tiene las máximas diferencias con valores que llegan hasta una unidad, y pertenecen a los registros de radioactividad, resistividad y porosidad de neutrón.

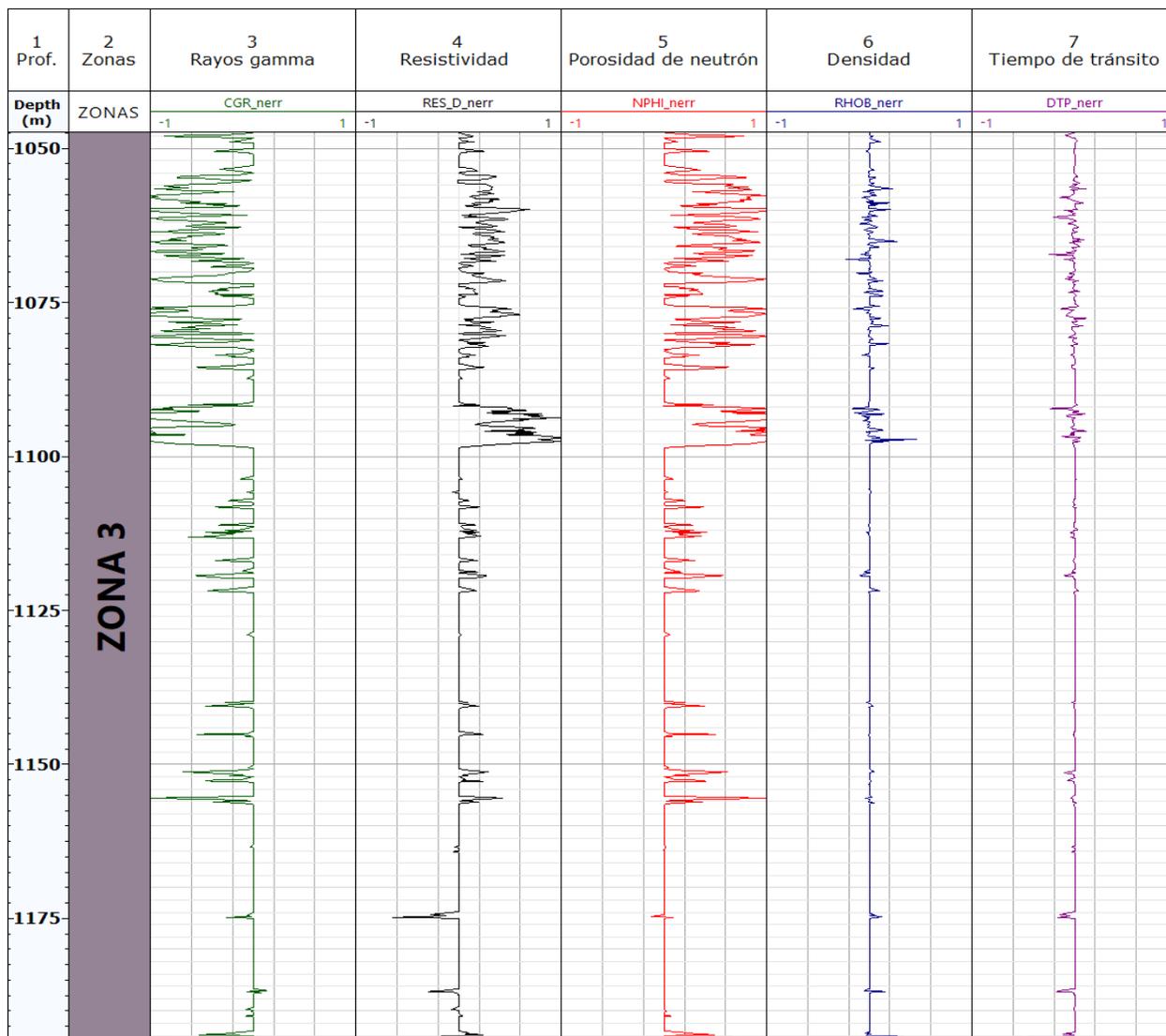


Figura 5.30 Errores normalizados para la Zona 3.

5.3.3 Volúmenes de roca y fluidos mediante el método de inversión petrofísica

En la *Tabla 5.5* se muestran los datos de entrada y los datos de salida (parámetros del modelo) que se generaron a nivel formación; para este caso fueron:

Tabla 5.5 Parámetros volumétricos del modelo

Datos de entrada	Datos de salida
Rayos gamma	Volumen de arcilla laminar
Resistividad horizontal	Volumen de arcilla estructural
Densidad	Volumen de arcilla dispersa
Porosidad de neutrón	Volumen de arena limpia
Velocidad de onda P	Volumen de agua
Datos de gráficos cruzados	Volumen de gas

Los resultados obtenidos mediante el análisis de inversión petrofísica que son, los parámetros petrofísicos, se muestran en la *Tabla 5.6*.

En la inversión conjunta pueden existir diferentes resultados de volúmenes para el modelo jerárquico que matemáticamente pueden ser posibles, esto se sabe cuándo existen bajos rangos de error normalizado, es por lo anterior, que se analizaron los diferentes escenarios corridos y los resultados presentados fueron aquellos que además de tener un bajo rango de error tuvieron consistencia con los demás registros de pozos.

Tabla 5.6 Volúmenes promedio de parámetros petrofísicos para las Zonas 1 y 3.

Parámetros petrofísicos	Volúmenes promedio Zona 1	Volúmenes promedio Zona 3
Arcilla laminar	0.25	0.24
Arcilla estructural	0.15	0.16
Arcilla dispersa	0.09	0.09
Cuarzo	0.32	0.30
Agua	0.15	0.17
Gas	0.04	0.04

Los resultados del modelo de inversión identifican claramente los cambios en los volúmenes de minerales y de fluidos (*Figuras 5.31 y 5.32*).

5.3.4 Determinación de zonas de interés

De la misma forma en que se calcularon los espesores netos impregnados por hidrocarburos de los modelos convencionales se calcularon los espesores para el modelo de inversión petrofísica, la diferencia radica en que además de aplicar cortes al volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua se adicionó un corte para la arcilla dispersa.

El corte de arcilla dispersa se realizó por que al localizarse ésta dentro de los poros disminuye a la permeabilidad y a las porosidades total y efectiva, dado lo anterior, se consideró como espesor impregnado aquel que tuviera un máximo de 30% de arcilla dispersa, no se consideró quitar toda la arcilla ya que en ciertos casos la arcilla dispersa ayuda a la mojabilidad de la formación.

Las gráficas de sensibilidad para las Zonas 1 y 3 se muestran en las *Figuras 5.33 y 5.34*.

Zona 1: En esta zona la *Figura 5.35* muestra el espesor neto impregnado según los cortes establecidos para el método de inversión. Se observa que el intervalo de mayor espesor es de 0.7 [m].

Zona 3: En la *Figura 5.35* se muestra que el espesor máximo impregnado es de 1.3 [m] de acuerdo a los cortes aplicados.

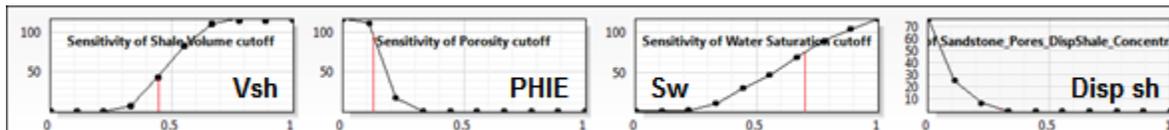


Figura 5.33 Gráficas de sensibilidad de parámetros petrofísicos para la Zona 1.

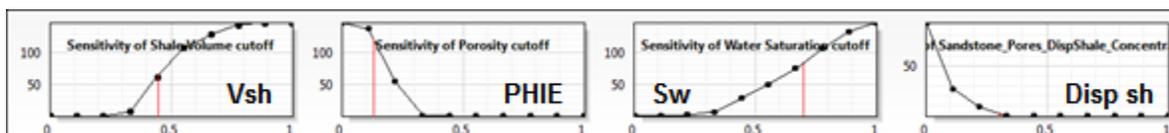


Figura 5.34 Gráficas de sensibilidad de parámetros petrofísicos para la Zona 3.

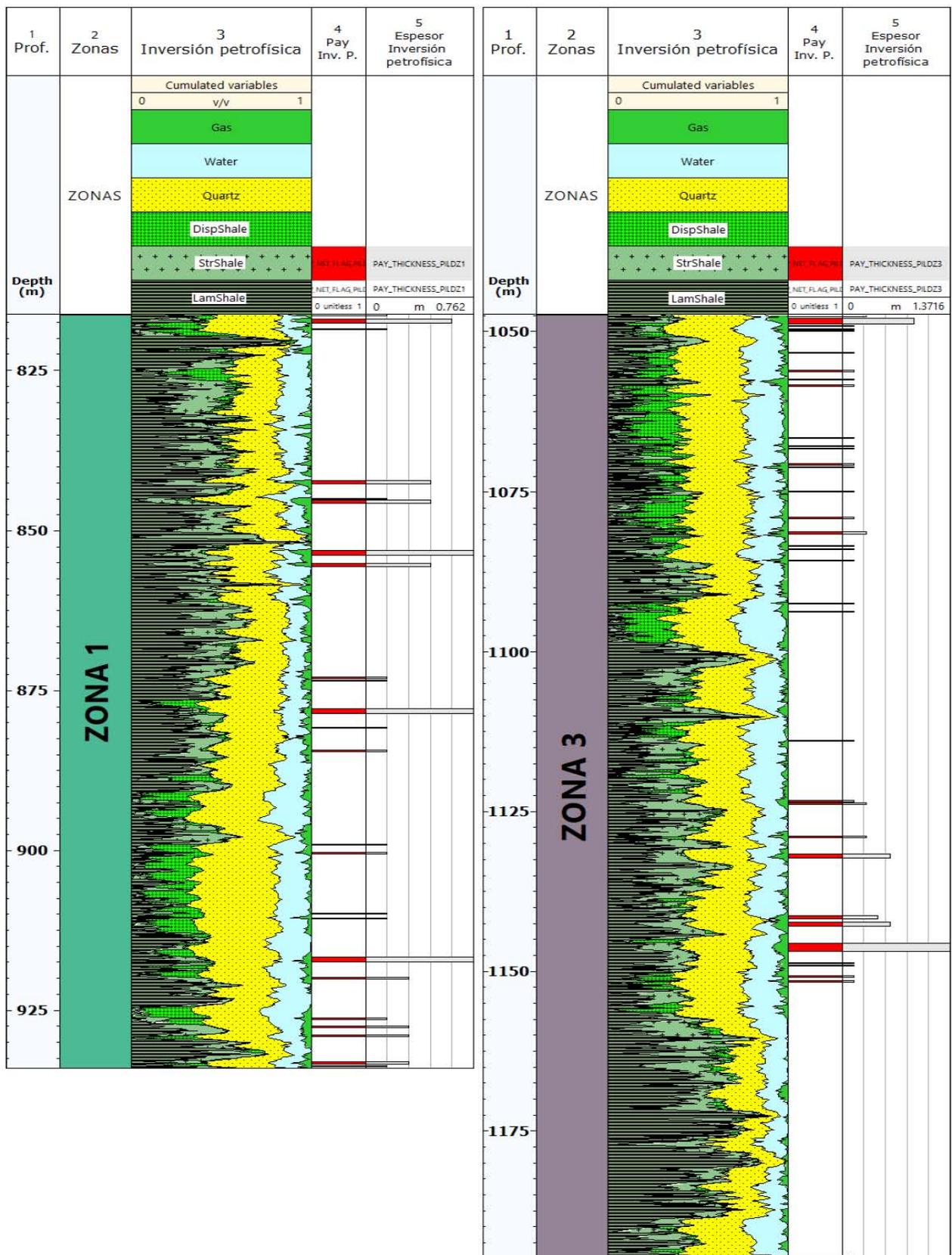


Figura 5.35 Espesores netos impregnados de hidrocarburos (gas) para la Zona 1 (izquierda) y Zona 3 (derecha).

5.4 Comparación de resultados de métodos convencionales y metodología de inversión petrofísica

Los diferentes métodos de interpretación petrofísica permiten llegar a los resultados de determinación de volúmenes de minerales y fluidos, los métodos convencionales lo realizan de forma separada, es decir, primero se obtiene volumen de arcilla después porosidades y finalmente saturaciones de fluidos, lo cual hace que la interpretación tenga un alto grado de incertidumbre, ya que si se cometió un error en el principio de los cálculos, éste irá pasando de un cálculo hacia otro. Por otro lado, el modelo de inversión petrofísica hace que los resultados sean más robustos, debido a que la interpretación utiliza todos los datos de registros e información geológica para realizar los cálculos de propiedades petrofísicas.

A continuación de los resultados obtenidos mediante modelos convencionales y el modelo de inversión, se trata de hacer una comparación lo más similar posible ya que no siempre los parámetros petrofísicos de salida de éstos son los mismos, sin embargo se busca la equivalencia entre los datos de salida en unidades de volumen (*Tabla 5.7*).

Tabla 5.7 Volúmenes de parámetros petrofísicos obtenidos con métodos convencionales y con método de inversión petrofísica

Modelos convencionales	Modelo de inversión petrofísica
Arcilla	Arcilla laminar+estructural+dispersa
Volumen de Matriz	Cuarzo
Porosidad efectiva	Porosidad de la arena limpia
Volumen volumétrico de agua	Concentración de poros con agua en la arena

En las *Figuras 5.36* y *5.37* se encuentra la comparación de las curvas de registros representados en la Tabla anterior.

En las *Figuras 5.36* y *5.37* se comparó el volumen de arcilla final obtenido con ambos métodos (*Carril 3*), donde la diferencia entre ambos es casi imperceptible por lo que se puede decir que en cuanto a este cálculo se tuvo un buen cálculo, ya que también hay consistencia entre el volumen de arcilla y los registros geofísicos utilizados en el análisis. En el *Carril 4* se graficaron el volumen de minerales y el volumen de cuarzo los cuales corresponden a la parte de minerales en la formación (arenisca), la diferencia al igual que en el volumen de arcilla no es muy grande en algunos intervalos de la zona, pero en otros el volumen de cuarzo es mayor que el volumen de arenisca. En el *Carril 5*

se tiene la porosidad efectiva que supone responder a la parte de porosidad que corresponde a la arenisca y también se encuentra la porosidad de la arena que fue estimada mediante la sumatoria de las saturaciones de fluido dentro de los poros, la porosidad de la arena limpia estimada mediante el método de inversión es mayor respecto a la porosidad efectiva, finalmente en los *Carriles 6 a 10* se muestra la comparación de las saturaciones de agua obtenidas mediante métodos convencionales y mediante métodos de inversión petrofísica donde generalmente la saturación de agua de los modelos convencionales es mayor mucho mayor respecto a la concentración de poros con agua en la arena.

De una manera general se puede agregar que, la comparación volumétrica presenta valores muy similares de volumen de arcilla identificándose claramente los estratos más arenosos en ambos modelos, con la diferencia de que el modelo de inversión distingue entre el tipo de arcilla de acuerdo a su distribución espacial, por lo tanto, ayuda en la interpretación de la calidad del yacimiento. El volumen de cuarzo del modelo de inversión se comparó con la suma de minerales presentes en el modelo convencional lo cual para este caso fue arenisca, el modelo convencional es más descriptivo en cuanto a volúmenes de minerales ya que de acuerdo a la teoría de mineralogía compleja (descrita en el Capítulo 4) si se conocen los minerales presentes en la formación pueden ser estimados los volúmenes de éstos. En cuanto a la diferencia entre la porosidad efectiva y porosidad de la arenisca, donde la porosidad de la arenisca del modelo de inversión es menor se justifica con la presencia de arcilla dispersa en los poros lo cual reduce la porosidad total y efectiva, esto tiene consistencia con las zonas donde la arcilla dispersa aumenta y la porosidad de la arenisca disminuye. Los fluidos identificados con modelos convencionales y de inversión fueron agua y gas, el volumen de gas identificado con el modelo de inversión fue mayor que el identificado con cualquiera de los modelos de saturación convencionales realizados.

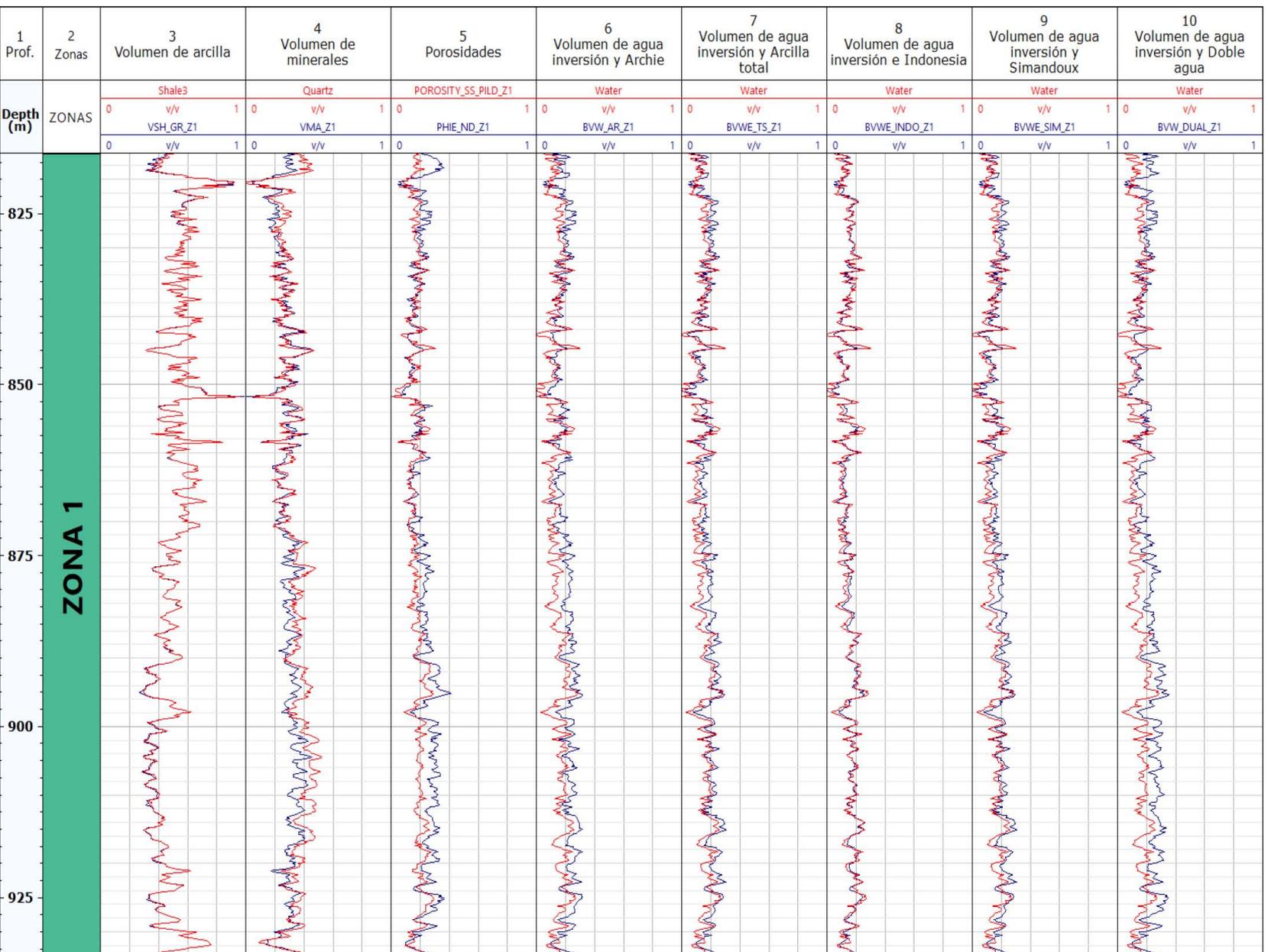


Figura 5.36 Comparación de parámetros petrofísicos obtenidos con métodos convencionales (azul) y con método de inversión petrofísica (rojo), para la Zona 1.

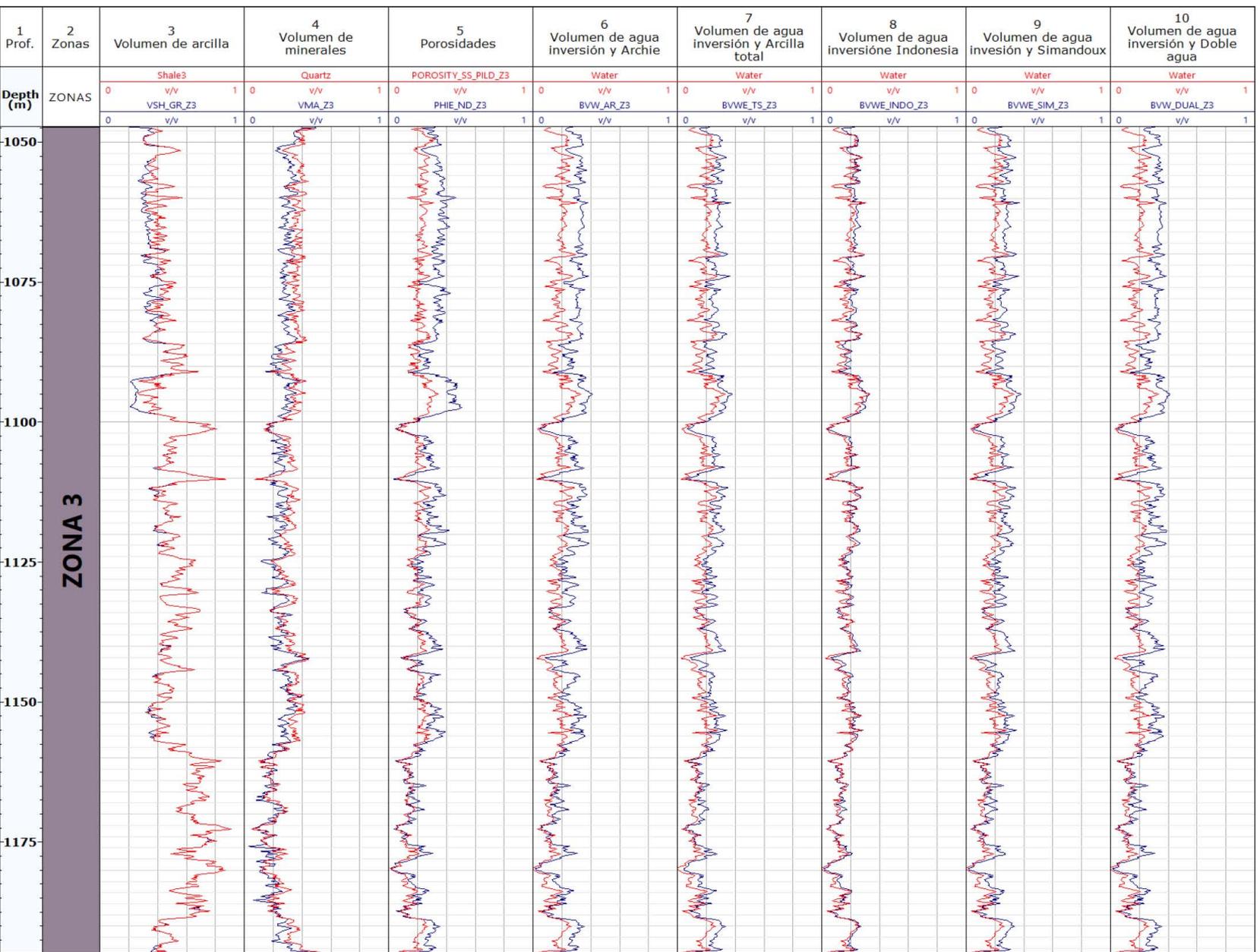


Figura 5.37 Comparación de parámetros petrofísicos obtenidos con métodos convencionales (azul) y con método de inversión petrofísica (rojo), para la Zona 3.

5.5 Conclusiones

Entre las ventajas de los modelos convencionales se encuentra el tiempo de procesado, el cual es más rápido respecto al método de inversión petrofísica. Sin embargo, el método de inversión petrofísica es más robusto ya que parte de un solo modelo y de la aplicación conjunta de registros de pozos, además que a diferencia de cualquier otro modelo convencional toma en cuenta las formas de los poros y granos.

Al realizar la comparación de los diferentes modelos de interpretación petrofísica aplicados, se observa una similitud en la tendencia de las curvas de pozos de los parámetros petrofísicos estimados, por otro lado, los volúmenes de estos parámetros entre modelos son diferentes.

El método de inversión petrofísica permite obtener el rango de error obtenido durante el proceso de la interpretación, lo cual es una ventaja sobre los métodos convencionales ya que se puede saber que confianza dar a los cálculos de las propiedades, lo anterior, tomando en cuenta que los resultados de la interpretación sean consistentes con los datos disponibles (registros de pozos, núcleos, pruebas de producción).

La simulación conjunta de propiedades físicas es una técnica la cual ayudó a caracterizar las formaciones clásticas a través de un modelo consistente que nos permite estimar propiedades efectivas y petrofísicas, y la cual es altamente recomendable.

Conclusiones

1. La comparación de resultados de los modelos convencionales de interpretación petrofísica y el modelo de inversión petrofísica permitió analizar el impacto en los parámetros petrofísicos clave que son el objetivo de la caracterización petrofísica de formaciones.
2. Se obtuvieron propiedades físicas en formaciones clásticas de aguas profundas mediante métodos convencionales de interpretación de registros geofísicos y mediante un modelo petrofísico que proporciona resultados a partir de la técnica matemática EMA. Con los métodos convencionales se estimaron los volúmenes de arcilla, porosidad efectiva y fluidos, mientras que con la técnica de inversión se estimó el volumen de arcilla laminar, estructural y dispersa, porosidad de la arenisca limpia y fluidos.
3. Las técnicas de interpretación petrofísica convencionales durante años han funcionado para la caracterización de distintos tipos de formaciones dando la mayoría de las veces resultados certeros, sin embargo, son técnicas que carecen de robustez lo cual se refiere a que, para la estimación de cada propiedad petrofísica existe una ecuación diferente por lo que si se comete un error en alguno de los cálculos o en la elección de la ecuación para la medición de dicha propiedad petrofísica, el error irá trascendiendo desde la estimación de una propiedad hacia otra. Estas son técnicas que algunas veces fallan, por causas de alta anisotropía, o bien, porque no toman en cuenta la complejidad de la microestructura de las formaciones clásticas.
4. La aplicación del método de inversión petrofísica comprobó que funciona de manera adecuada en formaciones clásticas de aguas profundas (yacimientos de baja resistividad y litología compleja), ya que el método permite proponer diversos valores de propiedades físicas para los componentes de estas formaciones, lo cual da sustentabilidad a los datos del modelo y a los resultados.
5. En futuros estudios es recomendable incluir registros de pozos no convencionales a la metodología desarrollada, lo anterior con el objetivo de evaluar la obtención de otros parámetros como puede ser el tipo del mineral de arcilla.

Referencias

- AQUINO, A., et al. (2016). Determination of the laminar, structural and disperse shale volumes using a joint inversion of conventional logs. *AAPG 2016 International Convention and Exhibition*, 15.
- AQUINO, A. M. (2011). Model of sand formations for joint. *Journal of geophysics and engineering*, 10.
- AQUINO, A. M. (2015). Modeling and inversion of elastic wave velocities and electrical. *Journal of Applied Geophysics*, 14.
- ARCHIE, G. (1941). *The electrical resistivity log as an aid in determining some*. Dallas Meeting: Shell Development Co.
- BERGAN, et al. (2004). Overview of deepwater-reservoir elements. In e. a. BERGAN, *Overview of deepwater-reservoir elements* (p. 22). Petroleum Systems of Deepwater .
- BHUYAN, K. P. (1994). Clay estimation from GR and neutron - density. *Exxon Production Research Company*, 15.
- CANNON, S. (2016). *Petrophysics a practical guide*. India: WILEY Blackwell.
- CHUKWUEKE, N. P. (2011). Sedimentary controls on porosity and permeability in deepwater. *SPE International*, 5.
- CLENNELL, B. et al. (2006). Shale petrophysics: electrical, dielectric and nuclear magnetic resonance studies of shale and clays. *SPWLA 47th Annual Logging Symposium*,, 13.
- CNH. (2015). *GOLFO DE MÉXICO - AGUAS PROFUNDAS NORTE*. CNH.
- DEJTRAKULWONG, P. et al. (2009). Investigating Thomas-Stieber model for property estimation of thin-bedded shaly-sand reservoirs. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, 5.
- DENNIS, B. L. (1984). Log evaluation of clastic shaly formations. *Dresser Atlas*, 16.
- DVORKIN, J. (2007). Yet another Vs equation. *SEG*, 1570-1574.
- DVORKIN, J. G. (2002). Grain sorting, porosity, and elasticity. *PETROPHYSICS*, 12.
- ELLIS, V. S. (2008). Well Logging for Earth Scientists. In V. S. ELLIS, *Well Logging for Earth Scientists* (p. 699). New York: Springer.
- FADJARIJANTO, A. et al. (2018). Three petrophysics techniques applied for the thin lamination reservoir: the impact towards significant reserve addition. *Offshore Technology Conference*, 13.

- GALICIA, F. (2017). *Aplicación de metodologías de evaluación petrofísica para la estimación de contenido*. México, D.F.
- GUTIERREZ, M. (2013). *Simulación e Inversión de los Registros Acústicos y Electromagnéticos en Formaciones Clásticas Anisótropas con Pozos Direccionales*. México, D.F.
- HAN, D. (2005). Velocities of deep water reservoir sands. *SEG Annual Meeting*, 5.
- HERRICK, C. K. (2009). On the quagmire of “Shaly Sand” saturation equations. *Annual Logging Symposium*, 16.
- KUMAR, P. S. (2004). Engineering significance and consequences of gas hydrates in deep and. *The International Society Of Offshore and Polar Engineers*, 5.
- LIU, D. et al. (2014). *Rock-physics modeling of a dispersed-clay sandstone and dispersed-quartz shale sequence*. SALAMANDER ENERGY.
- MARCUS, S. et al. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7.
- MAVKO, G. (2003). *Introduction to Rock Physics*. C.A. EE.UU. : Stanford Rock Physics Laboratory .
- MAVKO, G. et al. (2009). *The rock physics handbook, second edition*. San Francisco: CAMBRIDGE.
- MEZZATESTA, G. et al. (2002). Laminated shaly sand reservoirs - an interpretation model. *SPWLA 43 rd Annual Logging Symposium*, 12.
- MOLLISON, R. et al. (2001). Induction resistivity improves reservoir characterization in low-contrast, low-resistivity shaly sand formations. 6.
- MORADI, S. et al. (2016). Determination of shale volume and distribution patterns and effective porosity from well log data based On cross-plot approach for a shaly carbonate gas reservoir. *World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium*, 8.
- NUR, A. H. (1985). *Borehole Geophysics I-Rock*. San Francisco.
- ORTIZ, L. (2016). *Desarrollo de campos petroleros en aguas profundas del norte del golfo de México*. México, D.F.
- PATINO, J. et al. (2003). *El cinturón plegado perdido mexicano. Estructura y potencial petrolero*. Poza Rica, Veracruz: PEMEX.
- Pemex Exploración y Producción. (2013). In *Las reservas de hidrocarburos de México* (p. 125). México.
- RANGEL, R. et al. (2011). *La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: Situación actual y retos*. México.

- SCHLUMBERGER. (1990). *Log interpretation principles/ applications*.
- SCHLUMBERGER. (2013). *Techlog Fundamentals*. NEXT.
- SCHLUMBERGER. (2017). *Registros Geofísicos*. México.
- SCHLUMBERGER. (2017). *Symbols Used in Log Interpretation*.
- SCHOLLE, A. (1978). Porosity prediction in shallow vs. Deepwater limestones. *Society of Petroleum Engineers*, 7.
- SCHÖN, J. (2011). *Handbook of petroleum exploration*. Amsterdam: ELSEVIER.
- SHANMUGAM, G. (2006). Deep-water process and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs. In G. SHANMUGAM, *Deep-water process and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs* (p. 500). ELSEVIER.
- SMITHSON, T. (2012). *Como se mide la porosidad*. Oildiel review.
- VIELMA, L. (2012). PEMEX: el Golfo de México, aguas profundas y los pozos "griegos". *Globalenergy*, 3.
- WALTER, H. (1987). Log-Derived Evaluation of Shaly Clastic Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 20.
- WALTER, H. F. (1980). Evaluation of Shaly Clastic Reservoir Rocks. *Journal of Petroleum Technology*, 6.
- WILLIS, J. et al. (2017). *Quick-look technique for quantifying shale distribution types using total porosity versus shale volume crossplots*. New Orleans.
- WILTGEN, N. (2008). Shale volumes have large uncertainties in the lower tertiary deepwater. *SPE International*, 10.
- WOODHOUSE, R. W. (2004). Improved log analysis in shaly-sandstones based on Sw and hydrocarbon pore volume routine measurements of preserved cores cut in oil-based mud. In R. W. WOODHOUSE, *Improved log analysis in shaly-sandstones based on Sw and hydrocarbon pore volume routine measurements of preserved cores cut in oil-based mud* (p. 15). PETROPHYSICS.
- WORTHINGTON, F. (2011). The Petrophysics of Problematic Reservoirs. *Distinguished Author Series*, 9.
- ZWENNES, J. W. (2018). *Shale Distribution Quantification in a Sandstone Reservoir Using Density Porosity*. ProQuest.