



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

DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE ARCILLA Y SATURACIÓN DE
FLUIDOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE INVERSIÓN PETROFÍSICA Y
COMPARACIÓN CON MÉTODOS TRADICIONALES

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

PRESENTA:
ING. LUZ GISELA CORTES HERRERA

TUTOR PRINCIPAL
DR. AMBROSIO AQUINO LÓPEZ, IMP

CIUDAD DE MÉXICO (SEPTIEMBRE, 2018)



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.C. Escobedo Zenil David

Secretario: Ing. Arellano Gil Javier

Vocal: Dr. Aquino López Ambrosio

1^{er}. Suplente: Dr. Coconi Morales Enrique

2^{do}. Suplente: Ing. Ortiz López José Luis

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Posgrado en Ingeniería UNAM, Instituto Mexicano del Petróleo.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Aquino López Ambrosio

FIRMA

Dedicatoria

A mis padres María Fidelina Herrera Gil y Fortunato Rolando Cortes Vergara, por todo su apoyo, cariño y comprensión, gracias a ustedes llegué a la culminación de una de mis metas. ¡¡Los amo mucho!!

A mis hermanos Lupita y Hugo, por siempre apoyarme, ¡¡Los amo!!

Agradecimientos

A la gloriosa Facultad de Ingeniería de la UNAM, por ser por ser mi según hogar y darme grandes lecciones de la vida.

Al Dr. Aquino López Ambrosio, por compartirme sus conocimientos, por su paciencia y su apoyo durante todo este proceso que llevo más tiempo de lo esperado.

A la Sra. Araceli Chaman, por su apoyo en un momento muy complicado durante el proceso de titulación.

A CONACYT por brindarme apoyo económico durante mis estudios de posgrado.

Al Intituto Mexicano del Petrolero, por permitirme llevar a cabo parte de este trabajo en sus instalaciones y por brindarme apoyo económico.

A mis sinodales M.C. Escobedo Zenil David, Ing. Arellano Gil Javier, Dr. Coconi Morales Enrique y el Ing. Ortiz López José Luis, por el tiempo que invirtieron en la revisión de este proyecto y por todos los comentarios que enriquecieron este trabajo.

Contenido

Abstract	1
Resumen	3
Introducción	5
1 Antecedentes	7
2 Propiedades generales de las arcillas	10
2.1 Definición mineralógica y petrofísica de arcillas	12
2.2 Formación de los minerales de arcilla (y posible relación mineralogía-distribución espacial en la arena)	13
2.3 Estructura de los minerales de arcilla	15
2.4 Clasificación de los minerales de arcilla	16
2.4.1 <i>Caolinita</i>	17
2.4.2 <i>Esmectita</i>	18
2.4.3 <i>Illita</i>	20
2.4.4 <i>Clorita</i>	21
2.5 Ocurrencia de los minerales de arcilla	22
2.6 Distribución espacial de los minerales de arcilla	23
2.6.1 <i>Arcilla laminar</i>	24
2.6.2 <i>Arcilla dispersa</i>	26
2.6.3 <i>Arcilla estructural</i>	28
2.7 Propiedades físicas de los minerales de arcilla	29
2.7.1 <i>Propiedades eléctricas</i>	29
2.7.2 <i>Propiedades elásticas</i>	31
2.7.3 <i>Propiedades nucleares-radioactivas</i>	32
3 Registros geofísicos	36
3.1 Registros geofísicos convencionales	37
3.1.1 <i>SP Funcionamiento</i>	37
3.1.1.1 Respuesta de SP ante la presencia de arcillas	38
3.1.2 <i>Rayos Gama (GR). Funcionamiento</i>	43
3.1.2.1 Respuesta de GR ante la presencia de arcilla	45
3.1.3 <i>Caliper Funcionamiento</i>	48
3.1.3.1 Respuesta de caliper ante la presencia de arcilla	49
3.1.4 <i>Resistividad Funcionamiento</i>	50
3.1.4.1 Inducción eléctrica	52
3.1.4.2 Respuesta de registros eléctricos ante la presencia de arcilla	52
3.1.5 <i>Densidad funcionamiento</i>	55
3.1.5.1 Respuesta de registros de densidad ante la presencia de arcilla	57
3.1.6 <i>Neutrón funcionamiento</i>	58
3.1.6.1 Respuesta de registros de porosidad con la herramienta de neutrón ante la presencia de arcilla	59

3.1.7	<i>Técnicas de interpretación convencional</i>	61
3.2	Firma de registros para diferentes distribuciones de arcilla	62
4	Modelos petrofísicos en formaciones clásticas	66
4.1	Modelos tradicionales	69
4.1.1	<i>Modelo de Archie</i>	69
4.1.2	<i>Modelo de Poupon</i>	71
4.1.3	<i>Modelo de Waxman y Smith</i>	72
4.1.3.1	Capacidad de intercambio catiónico	73
4.1.4	<i>Modelo de doble agua</i>	76
4.2	Técnica de inversión petrofísica	78
4.2.1	<i>Modelo de Mezzatesta</i>	78
4.2.2	<i>Modelo jerárquico de rocas clásticas</i>	81
4.2.3	<i>Pasos para la aplicación del método de inversión petrofísica</i>	94
5	Pozos	97
5.1	Análisis pozo Julieta-201	97
5.1.1	<i>Interpretación convencional del pozo Julieta-201</i>	102
5.1.2	<i>Inversión petrofísica aplicada a datos del pozo Julieta-201</i>	113
5.2	Discusión de resultados de las dos metodologías	124
5.3	Ejemplo Pozo Julieta-301	127
	Conclusiones y recomendaciones	132
	Bibliografía	136

Lista de figuras

Figura 1. Representación de un tetraedro de silicio-oxígeno, modificada de Boggs 2006. _____	15
Figura 2. Figura representativa de un octaedro (Modificada de Boggs, 2006). _____	16
Figura 3. En la figura se puede ver la estructura de una caolinita, con estructura T-O (Modificado de Boggs, 2006). _____	18
Figura 4. En la figura se puede observar la estructura característica del grupo de minerales arcillosos esmectita (Modificado de Boggs, 2006). _____	19
Figura 5. En esta figura se puede observar la estructura general del grupo de los minerales de arcilla illita, caracterizado por el mineral muscovita (Modificado de Boogs, 2006). _____	20
Figura 6. Figura representativa de la estructura del grupo de la clorita (Modificado de Boggs 2006).____	21
Figura 7. Tipos de distribución espacial, dispersa, laminar y estructural (Modificado de Bassiouni, 1994). _____	23
Figura 8. Figura representativa que muestra que la arcilla laminar afecta tanto la porosidad como el volumen (Modificado de apuntes de registros de pozo). _____	24
Figura 9. Figura representativa del efecto que tiene la arcilla dispersa en el volumen de poros y granos (Modificado de apuntes de registros de pozo)._____	27
Figura 10. Figura representativa de como la arcilla estructural no afecta la porosidad si no el volumen de arena. (Modificado de apuntes de registros de pozo). _____	28
Figura 11. La figura muestra la conductividad de la arcilla como función de la conductividad del agua de formación (Bassiouni, 1994). _____	30
Figura 12. Variabilidad de las propiedades físicas de diferentes minerales de arcilla. _____	35
Figura 13. Muestra la distribución de los instrumentos cuando se toma el registro SP (Modificado de Apuntes de Martell, 2011). _____	38
Figura 14. Registro SP con su correspondiente línea base de lutita y línea base de arena (Modificado de Shlumberger, 1982)._____	39
Figura 15. Efecto de la litología y textura de los sedimentos y la energía del agente de depósito en la respuesta del SP (Modificado de Martell, 2011). _____	41
Figura 16. Patrones del registro de SP para algunos ambientes de depósito y su correspondiente resistividad. (Modificado de Martell, 2011). _____	41
Figura 17. Patrones teóricos reconocidos de la forma de la curva SP de un sistema delta (Modificado de Martell, 2011). _____	42
Figura 18. Ejemplo de un registro de Rayos gamma. _____	44
Figura 19. Espectros de emisión de rayos gamma de elementos radioactivos (Shlumberger, 1982).____	45
Figura 20. Ejemplo de la curva de los registros SP, resistividad y Rayos Gamma (Modificado de Guyod, 1965). _____	47
Figura 21. Esquema representativo de la respuesta del registro Caliper ante diferentes litologías. (Modificado de Rider, 1998). _____	50
Figura 22. Tipos de arreglos para el registro de resistividad (Modificado de Baussioni 1994)._____	51
Figura 23. Comportamiento esquemático de la curva de resistividad a diferentes litologías. _____	53
Figura 24. Ejemplo real, tomado de la información utilizada en este trabajo. _____	54
Figura 25. Esquema representativo de la herramienta del registro de densidad (modificado de Halliburton, 1962). _____	55
Figura 26. Representación esquemática del registro de densidad. _____	57
Figura 27. Ejemplo del comportamiento de la curva de densidad, ante la presencia de arcilla. _____	58
Figura 28. Ejemplo de la respuesta del registro de porosidad ante la presencia de arcilla. _____	60
Figura 29. Efecto de la distribución espacial de la arcilla en el registro de neutrón. _____	62
Figura 30. Respuesta del registro sónico, a la distribución espacial de la arcilla. _____	63
Figura 31. Respuesta del registro de resistividad, a la distribución espacial de la arcilla. _____	64
Figura 32. Respuesta del registro de densidad, a la distribución espacial de la arcilla. _____	65

Figura 33. Se pueden apreciar dos tipos de distribución de la arcilla dentro de la roca, laminar y dispersa, Modificado de Schön 2011.	67
Figura 34. Imagen representativa de un circuito en paralelo, para dos tipos de distribución de arcilla (laminar y dispersa) (Modificado de Schön, 2011).	68
Figura 35. Imagen representativa del modelo utilizado por Poupon.	71
Figura 36. Figura representativa de un circuito en paralelo para los fluidos de poro compuestos de agua y arcilla dispersa (modificado de Shön, 2011).	72
Figura 37. Muestra a un ion de sodio y una molécula de agua cercanas a la superficie de un cristal de arcilla, indicando que hay una capa de agua que rodea a la arcilla que es inmóvil. (Modificado de Clavier1984).	74
Figura 39. modelo volumétrico de la arena-arcillosa laminada, el cual muestra todos los volúmenes asociados con cada componente de la roca. (Mezzatesta, 2002)	79
Figura 40. Figura ilustrativa del modelo jerárquico con sus tres niveles de homogenización.	82
Figura 41 Formas de las componentes asociadas al modelo petrofísico.	83
Figura 42. Figura representativa del segundo nivel de homogenización, el cual esta compuesta de granos(cuarzo, arcilla estructural) y poros.	83
Figura 43. Esquema de Método de medio efectivo (Tomado de Kanaun y Levin, 2008).	84
Figura 44. Representación esquemática del tercer nivel de homogeneización, donde se puede observar la intercalación de arena con capas de lutita.	91
Figura 45. Proceso de inversión petrofísica.	96
Figura 46. Histograma de la curva GR.	98
Figura 47. Histograma de la curva RHOZ.	98
Figura 48. Histograma de la curva AT90.	99
Figura 49. Histograma de la curva NPHI.	100
Figura 50. Histograma de la curva DT.	100
Figura 51. Histograma de la curva PEFZ.	101
Figura 52. Curvas del pozo Julieta-201.	103
Figura 53. Diferenciación de la arcilla con la arena en la curva GR.	104
Figura 54. Calculo de volumen de arcilla.	106
Figura 55. Gradiente de temperatura.	107
Figura 56. Resultado de interpretación convencional con Archie.	108
Figura 57. Interpretación petrofísica de la Zona 2.	109
Figura 58. Interpretación petrofísica en la Zona 3.	110
Figura 59. Interpretación petrofísica en la Zona 4.	111
Figura 60. Modelo de Simandix.	112
Figura 61. Zonificación y normalización de los datos.	113
Figura 62. Comparación de los datos observados vs los datos invertidos.	114
Figura 63. Comparación de las curvas observadas vs las curvas invertidas, adicionando la curva de función y error y normalización de los errores para cada una de las curvas.	115
Figura 64. Datos AT90_o vs AT90_i.	116
Figura 65. Datos DT_o vs DT_i.	117
Figura 66 Datos RHOZ_o vs RHOZ_i.	118
Figura 67. Datos GR_o vs GR_i.	118
Figura 68. Datos NPHI_o vs NPHO_i.	119
Figura 69. Comparación de las curvas observadas vs las curvas invertidas, curva de función de error y normalización de los errores de cada curva, con la identificación de diferentes zonas con menor ajuste.	120
Figura 70. Zona 4, con el menor ajuste de las curvas.	121
Figura 71. Discretización de los niveles de homogenización.	121
Figura 72. Niveles de homogeneización y volumen total de la roca.	122

<i>Figura 73. Inversión petrofísica de la Zona 1.</i>	<i>123</i>
<i>Figura 74. Interpretación con inversión.</i>	<i>124</i>
<i>Figura 75. Interpretación convencional.</i>	<i>125</i>
<i>Figura 76. Inversión para el pozo Julieta-301.</i>	<i>127</i>
<i>Figura 77. Curvas observadas, curvas medidas, error de las curvas y curvas normalizadas.</i>	<i>128</i>
<i>Figura 78. Niveles de homogeneización.</i>	<i>129</i>
<i>Figura 79. Discretización de los datos, tomando en cuenta el volumen total de la roca.</i>	<i>130</i>

Lista de tabas

<i>Tabla 1. Propiedades de los grupos de minerales arcillosos (Modificado de Bassiouni, 1994 y Shön 2011).</i>	17
<i>Tabla 2. Muestra un resumen de los valores generales para las propiedades físicas de las arcillas más comunes (Modificada de Dewan, 1983).</i>	34
<i>Tabla 3. En esta tabla se puede observar la posible respuesta del registro de Rayos gamma ante la presencia de diferentes litologías en una formación. (UNAM, 2013)</i>	46
<i>Tabla 4. Promedio de Radioactividad gama natural para algunas rocas sedimentarias.(UNAM, 2013)</i>	46
<i>Tabla 5. Relación del tamaño del agujero, con el tipo de cuerpo rocoso.</i>	48
<i>Tabla 7. Diferencias entre las características principales de los yacimientos de Archie y los yacimientos areno-arcillosos (no-Archie).</i>	67
<i>Tabla 8. Muestra algunos tipos de arcilla con su respectivo valor de CEC (Modificada de Shön, 2011)</i>	75
<i>Tabla 9. Datos de entrada y salida para la función de costo (Aquino, et al, 2015)</i>	94
<i>Tabla 10. Datos estadísticos de los registros de pozos.</i>	101

Abstract

In this thesis a petrophysical comparison of geophysical well logs data was developed using a conventional method and the petrophysical inversion method, the real well data, name and characteristics used are confidential, in order to carry out this research work, this well has been set as Julieta-201, also the results of a second well (set as Julieta-301) are showed where only the petrophysical inversion method has been developed.

In Chapter 1, there is a general overview of the importance of clay minerals in the petrophysical evaluation of oilfields and in the oil industry. Also, is presented a problem that involves the presence of clay minerals in the interpretation of the geophysical logs, mainly the of the physical properties measured in the wells when there are different types of clay distribution

In chapter 2 is described the general properties of clays, beginning by the mineralogical and petrophysical definition of clays, the formation of clay minerals with the type of environment are related and the chemical structure of clay minerals is described too. In this chapter is described a clay mineral classification according to the existing mineralogy, mainly the groups of Kaolinite, Smectite, Illite and Chlorite. In this research work the spatial distribution of clay minerals was determined, the main characteristics of laminar, dispersed and structural clay were described. Finally, some physical properties of clay minerals are explained.

In Chapter 3 is described the general functioning of the geophysical logs, considering what was used in the Juleita-201 and Julieta-301 wells, as well as the response of the geophysical logs in to the presence of clay minerals are presented; the geophysical logs SP, GR, Caliper, Resistivity, Density and Neutron were used. Although SP and Caliper were not used for inversion purpose are described, both are considered important tools for shales detection.

In Chapter 4 are presented petrophysical models in clastic formations and were divided into traditional models, referring to Archie's models, Poupon model, Waxman model, Smith model and double water model, and petrophysical models that use the inversion

technique, which refers to the Mezzatesta model and petrophysical inversion that considers a hierarchical model of clastic rocks. The cost function is described and in a diagram the steps to apply the petrophysical inversion method are generalized.

In Chapter 5 is described the results obtained from the conventional inversion method in the Julieta-201 well, also, the solution founded by the petrophysical inversion method; a comparison of these two results is made, in order to identify the petrophysical investment method efficiency. In a second section of this chapter, the results of the Julieta-301 well are shown, where only the inversion model was applied, in this case, there is no comparison with a conventional method of interpretation of geophysical logs.

Resumen

En esta tesis se desarrolló una comparación petrofísica de datos de registros geofísicos de pozo usando un método convencional y el método de inversión petrofísica, para llevar a cabo este trabajo de investigación se utilizaron los datos de un pozo cuyo nombre y características son confidenciales por lo que se ha denominado como pozo Julieta-201, además se muestran los resultados de un segundo pozo (denominado Julieta-301) donde solo se desarrolló el método de inversión petrofísica.

En el capítulo 1, se da un panorama general de la importancia de los minerales de arcilla en la evaluación petrofísica de yacimientos petroleros y en la industria petrolera. También se habla de la problemática que implica la presencia de estos minerales en la interpretación de los registros geofísicos, principalmente las variaciones de las propiedades físicas medidas en los pozos cuando se tienen diferentes tipos de distribución de arcilla.

En el capítulo 2 se describen las propiedades generales de las arcillas, comenzado por la definición mineralógica y petrofísica de las mismas, se relaciona la formación de los minerales de arcilla con el tipo de ambiente, y se describe la estructura química de los minerales de arcilla. En este capítulo se describe una clasificación de los minerales de arcilla, de acuerdo con la mineralogía presente, principalmente de los grupos de la Caolinita, Esmectica, Illita y Clorita. En este trabajo de investigación se determinó el tipo de distribución espacial de los minerales de arcilla, se describieron las características principales de la arcilla laminar, dispersa y estructural. Finalmente se explican algunas propiedades físicas de los minerales de arcilla.

Dentro del Capítulo 3 se describen el funcionamiento general de los registros geofísicos, tomando en consideración lo que se utilizaron en los pozos Julieta-201 y Julieta-301, de igual forma se exponen la respuesta de los registros geofísicos ante la presencia de minerales de arcilla; los registros geofísicos utilizados son el Registro de SP, GR, Caliper. Resistividad, Densidad y Neutrón. Se describen los registros de SP y Caliper, aunque no fueron utilizados para la inversión se consideran herramientas importantes para la detección de lutitas.

En el Capítulo 4 se presentan modelos petrofísicos en formaciones clásticas, se dividieron en modelos tradicionales, refiriéndose a los modelos de Archie, modelo de Poupon, Modelo de Waxman y Smith y modelo de doble agua, y modelos petrofísicos que usan la técnica de inversión, que se refiere al modelo de Mezzatesta y de inversión petrofísica que considera un modelo jerárquico de rocas clásticas. Se describe la función de costo y en un diagrama se generalizan los pasos para aplicar el método de inversión petrofísica.

En el capítulo 5 se describen los resultados obtenidos del método de inversión convencional en el Pozo Julieta-201, además de la solución encontrada con el método de inversión petrofísica; se hace una comparación de estos dos resultados, con la finalidad de ver la eficiencia del método de inversión petrofísica. En un segundo apartado de este capítulo, se muestran los resultados del pozo Julieta-301, donde solo se aplicó el modelo de inversión, en este caso, no hay comparación con un método convencional de interpretación de registros geofísicos.

Introducción

La presencia de la arcilla en las formaciones areno-arcillosas siempre ha sido un elemento de importancia para la evaluación petrofísica, ya que dependiendo de la forma en que esta se presente (estructural, laminar o dispersa) afectará la determinación de los parámetros petrofísicos en las formaciones y con ello la evaluación del hidrocarburo que pueda existir. Por lo que estimar la distribución espacial de la arcilla es primordial en un estudio petrofísico en formaciones clásticas.

Por otro lado, la mineralogía también es un elemento importante en la evaluación petrofísica, ya que no solo afecta la determinación de parámetros, sino que está involucrada en otros procesos, ya que, dependiendo de la mineralogía, esta puede responder de diferentes maneras a la respuesta de los registros de pozo. Por ejemplo, la presencia de arcilla en las formaciones areno-arcillosas en general reducen la resistividad eléctrica “medida” con las herramientas de registros de pozo.

Las formaciones petroleras en México son de diferentes tipos y entre estas se incluyen las formaciones de gas y aceite en lutita, estos se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas de baja permeabilidad, que actúan a la vez como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello, Las formaciones de gas y aceite en lutitas muchas veces tienen porcentajes de carbonatos del orden de 50% y de arcilla de alrededor del 15%-25%. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple para inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo. En México existen recursos de gas en lutita estimados de 677 miles de billones, de pies cúbicos, el cuarto más grande a nivel mundial según el EIA, y PEMEX tiene calculada una cifra menor en 297 miles de billones de pies cúbicos. En este tipo de formaciones, la aplicación del método de inversión petrofísica es de gran ayuda para definir parámetros petrofísicos debido a la presencia de arcillas.

Otro tipo de formaciones areno-arcillosas importantes en la exploración petrolera es la de yacimientos en aguas profundas de Golfo de México, los que se encuentran en rocas

clásticas. La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros cubriendo una superficie aproximada de 575 000 km². PEMEX-Exploración Producción (PEP) considera que esta es la región de mayor potencial petrolero, con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce), lo que representa el 56% del recurso total del país (Pemex, agosto 2010). Por lo que es importante estudiar las formaciones en este tipo de campos con métodos petrofísicos confiables que no representen costos equivalentes al uso de información no convencional en pozos.

Debido a estas inquietudes se pretende analizar el problema de presencia de las arcillas en formaciones areno-arcillosas desde un enfoque no convencional, este análisis toma en consideración la aplicación de la técnica de inversión petrofísica usando registros de pozo. Las técnicas de simulación de propiedades físicas e inversión de datos que se utilizan en este trabajo para determinar el tipo de distribución espacial de arcilla es más accesible que el uso de registros no convencionales o de nueva generación, ya que se hace uso de registros convencionales y modelos petrofísicos que han sido probados por diferentes autores, los modelos petrofísicos usados son consistentes con la realidad y han sido calibrados con núcleos a se les han hecho pruebas de laboratorio y se tiene el respaldo de pruebas de producción.

Las arcillas pueden tener una distribución espacial en las rocas clásticas que limitan la posibilidad de cuantificar el efecto que tienen en la adición a la conductividad eléctrica, a la reducción de porosidad efectiva, en algunos casos incremento en porosidad total, etc.

1 Antecedentes

En este capítulo se dará un panorama de general de las implicaciones de la presencia de arcilla en la industria petrolera y la evaluación petrofísica de yacimientos petroleros. Se hace énfasis en la importancia de conocer la distribución espacial de las arcillas.

En la actualidad, el sector petrolero es una de las industrias más grandes e importantes en todo el mundo, y México es un país que tiene una gran inversión dentro de este ámbito, por lo que cada día se generan nuevas tecnologías de medición en pozos y de modelos petrofísicos que nos permitan conocer con mayor definición características petrofísicas de los yacimientos petroleros. Sin embargo, estas recientes tecnologías suelen estar limitadas en cuestión de costos, por lo que su aplicación es reducida. Por lo que estudiar las rocas que albergan “Hidrocarburos” es de gran importancia, para conocer las condiciones necesarias para poder extraer este recurso natural.

Las formaciones de rocas que contienen el mayor número de yacimientos petroleros en el mundo son las rocas clásticas, las cuales representan alrededor del 80% de las formaciones sedimentarias, por lo que evaluar las formaciones clásticas areno-arcillosas es de gran importancia. Los yacimientos de este tipo son más heterogéneos y presentan problemas como anisotropía por efecto de presencia de lutita laminar, baja resistividad por alta salinidad del agua de la formación o alto contenido de emisiones gama por la presencia de alto contenido de feldespatos potásicos. Estos yacimientos incluyen casos específicos como formaciones en aguas profundas con alta porosidad debido a la baja compactación o yacimientos de gas y aceite en lutitas.

Uno de los factores que afectan más las mediciones físicas en pozo y que representan problemas en la evaluación de propiedades petrofísicas es el contenido de arcilla debido a que, en general, reducen la resistividad eléctrica que es un parámetro que indica la presencia de hidrocarburos y reduce la porosidad efectiva que representa un parámetro importante en la determinación de la calidad del yacimiento.

Las arcillas se pueden distribuir espacialmente dentro de las formaciones como arcilla estructural, laminar o dispersa, y cada una de estas distribuciones puede afectar de manera diferente el comportamiento de las propiedades físicas medidas en pozo. Como

se mencionó antes, la presencia de arcilla laminar genera anisotropía que puede ser detectada a través de mediciones de la herramienta de inducción triaxial y las mediciones físicas indicarán que la resistividad horizontal es menor que la vertical por lo que se verá reflejada la presencia de hidrocarburos. La arcilla estructural aumentará la porosidad total pero no altera la efectiva y la arcilla dispersa reduce tanto la porosidad efectiva como la total. En formaciones de aguas profundas, otro problema asociado a la correcta evaluación petrofísica tiene que ver con la alta porosidad debido a la baja compactación. Lo mencionado es sólo una muestra de los efectos que las diferentes distribuciones de arcilla tienen sobre las propiedades físicas que se miden en pozo y que pueden generar que la determinación de propiedades petrofísicas no sea adecuada si no se cuenta con un modelo petrofísico que tenga sentido geológico.

Históricamente, la evaluación petrofísica de formaciones con base en información de Registros de Pozo se ha basado en el modelo de Archie, que toma en consideración la relación empírica existente entre la porosidad y la resistividad eléctrica. Esta relación fue determinada con base en mediciones de resistividad eléctrica medidas y determinaciones de porosidad en núcleos obtenidos en pozos de la Costa del Golfo de México. La expresión original de Archie no siempre satisface las mediciones realizadas en diversos campos petroleros a nivel mundial por lo que se propuso la ecuación generalizada de Archie que toma en consideración parámetros que deben ser determinados para cada campo en particular. Este modelo y diversas modificaciones han sido usadas desde hace más de 60 años con resultados “exitosos” en casos en donde no se cumplen las condiciones descritas en el modelo de Archie. La presencia de arcilla con diferentes distribuciones espaciales, la presencia de bajas cantidades de minerales como la pirita y la baja salinidad de las formaciones geológicas ocasionan que el modelo de Archie no sea adecuado para la determinación de parámetros petrofísicos. Por ello, se han propuesto modificaciones que toman en consideración el tipo de distribución de arcilla, pero el problema en la evaluación petrofísica se basa en el hecho de no conocer *a priori* la distribución espacial de estos materiales.

Un problema importante en la determinación de parámetros petrofísicos usando la ecuación de Archie y los métodos modificados a partir de ese modelo, es que para

determinar la saturación de agua, se requiere determinar otros parámetros como el volumen de arcilla y la porosidad efectiva. Estas determinaciones se realizan usando modelos petrofísicos que no tienen las mismas consideraciones físicas y esto hace que esta metodología de evaluación petrofísica no sea robusta y se adicione errores en la determinación de cada parámetro necesario para la correcta determinación de saturación de fluidos.

El uso de un modelo petrofísico jerárquico para formaciones clásticas permite caracterizar adecuadamente los tipos de yacimientos mencionados anteriormente. El uso de este tipo de modelos petrofísicos tiene como ventaja que las propiedades físicas que se miden en los pozos pueden ser simuladas simultáneamente y por esta razón el método es más robusto.

En los siguientes capítulos serán desarrollados estos temas para entender el funcionamiento de la técnica de inversión petrofísica para la determinación de propiedades de las rocas en formaciones areno-arcillosas.

Para comprender el problema en general, en el capítulo siguiente se analizará a detalle el problema de las arcillas dentro del contexto de la evaluación petrofísica de formaciones areno-arcillosas.

2 Propiedades generales de las arcillas

En el presente capítulo se da un panorama sobre las propiedades generales de las arcillas, debido a la gran influencia que tienen en la evaluación petrofísica de yacimientos petroleros.

El término “Lutita” se refiere a un tipo de roca sedimentaria que es una mezcla de partículas que tienen el tamaño de arcilla (principalmente minerales de arcilla), partículas de tamaño de limo (cuarzo, feldespato, calcita), y en algunas ocasiones partículas del tamaño de las arenas. (Jorden y Campbell, 1984). Serra (2007) describió desde una compilación de 10,000 análisis de lutitas realizados por Yaalos (1962), la composición media de las mismas: 59% minerales de arcilla (predominantemente Illita); 20% de cuarzo y sílex; 8% de feldespato; 7% de carbonatos; 3% de óxidos de hierro; 1% de material orgánico; y 2% de otros.

El Mudstone es una roca que tiene el tamaño y la composición de las lutitas, pero carecen de las laminaciones y su fisibilidad.

Muchas de las propiedades de las lutitas son controladas por sus componentes de arcilla (por ejemplo, la radiación de rayos gama, las propiedades eléctricas, la capacidad de intercambio catiónico, respuesta de neutrones y la permeabilidad). Para comprender las propiedades de los diferentes términos referidos como lutita y arcilla de la siguiente manera:

- Descubre un grupo de minerales de arcilla (silicatos de aluminio hidratados)
- También define un tamaño de partícula de arcilla (0.002 mm)
- Lutita describe un tipo de roca como se define anteriormente.

Las propiedades físicas de las rocas clásticas sedimentarias están fuertemente controladas por:

- Las propiedades de textura (dimensiones de partículas, el tamaño, forma, orientación espacial)
- Composición mineral, principalmente la presencia y efecto de minerales de arcilla

La determinación de parámetros petrofísicos a partir de información de registros de pozo es fundamental para el reconocimiento del subsuelo, sin embargo, diversos elementos pueden alterar considerablemente la respuesta de los registros geofísicos. Entre estos elementos se encuentran la presencia de las arcillas, que no solo tienen interés petrolero por formar parte de las rocas sello, que forman parte de una trampa petrolera; pues la presencia de minerales de arcilla en un yacimiento puede alterar las evaluaciones petrofísicas, como lo son:

- Decremento en la calidad de la respuesta de porosidad efectiva y permeabilidad. De acuerdo con la distribución espacial de arcilla, la porosidad total puede ser más grande que la definida por las arenas.
- Se crea un componente de conductividad eléctrica adicional en la arena que hace que la presencia de hidrocarburos sea enmascarada y por tanto la evaluación petrofísica debe ser cuidadosamente revisada.
- Debido a que en general las arcillas tienen porosidad total más alta que las arenas, la resistividad decrecerá con el incremento de la porosidad y el fracturamiento que se llega a presentar también contribuye al incremento en conductividad eléctrica si hay presencia de fluido conductor.
- La presencia de arcilla laminar puede generar anisotropía que hace que las mediciones de registros de pozo se vean alteradas debido a que la propagación de la corriente eléctrica en la dirección perpendicular al pozo (resistividad horizontal) se realizará a través de los poros de las arcillas y por tanto no será sensible a la presencia de hidrocarburos en las arenas y sólo la resistividad vertical será sensible a la presencia de hidrocarburos.

Por ello es importante conocer el comportamiento de los minerales de arcilla en la respuesta de los registros de pozos y su distribución espacial dentro del yacimiento para poder identificarlos en una evaluación petrofísica. Es importante mencionar que existen herramientas sofisticadas que permiten determinar la presencia de estos minerales arcillosos, pero en general, este tipo de información es costosa y por tanto no se tiene en todos los pozos. Sin embargo, el tratar de entender cómo se presentan en las formaciones areno-arcillosas, podría ayudar a determinar su distribución espacial y eso

ayudar a determinar propiedades de arcilla tomando en consideración modelos petrofísicos adecuados en formaciones areno-arcillosas.

El estudio de los minerales de arcillas ha sido de gran importancia y se ha desarrollado ampliamente de tal manera que se han desarrollado técnicas para determinar su distribución espacial y mineralogía. Un ejemplo de ello es la respuesta de los rayos gamma ante la presencia de arcillas, en este caso, se supone que la línea de rayos gamma responderá diferente dependiendo de la geometría que la arcilla presente. (Thomas, 1974). Sin embargo, esta determinación de la geometría es calculada solamente con base en una medición de Registros de pozos por lo que tiene alta incertidumbre. Un problema que se presenta es cuando hay presencia de feldespatos potásicos que incrementa la emisión de rayos y en la evaluación petrofísica calcula volumen de arcilla en zonas donde no existe.

En la actualidad se cuenta con herramientas de nueva tecnología que permiten determinar la mineralogía por sí mismas, como el ECS (Elemental Capture Spectroscopy Sonde) que puede determinar la mineralogía, sin embargo, estas tecnologías son muy costosas por lo que no se corren en muchos pozos.

2.1 Definición mineralógica y petrofísica de arcillas

Las lutitas son un tipo de roca que se encuentra constituido por sedimentos de arcilla y variedades de otros sedimentos finos. Las arcillas con una asociación de silicatos de aluminio hidratados y alúmina (Al_2O_3), de un tamaño de partícula muy fino menores a 0.004 mm de diámetro, su comportamiento en presencia de agua es plástico, pero cuando se encuentra seca es dura y quebradiza. El término arcilloso y lutita en registros de pozo es intercambiable (Bassiouni, 1994; Schön, 2011).

Las propiedades físicas de las arcillas dependen ampliamente de su mineralogía, estado físico y diagénesis, estas mismas propiedades pueden ser modificadas ya que al asociarse con otras sustancias su comportamiento puede ser diferente.

El origen de las rocas, así como los procesos de intemperismo a los que se ven sometidas, son parte fundamental de las características de los minerales que se formarán, es decir, que el ambiente donde se formen las rocas definirá su estructura y composición química. Un ejemplo son las rocas que en medios básicos forman minerales como la caolinita, mientras medios básicos forman montmorillonita. En general el origen de la mayor parte de los minerales arcillosos ha sido establecido, y la mayoría de ellos se forman a temperaturas menores de 450 °C y presiones elevadas.

Las arcillas en su estado natural están compuestas de uno o varios minerales arcillosos y de otros minerales como cuarzo, feldespatos, plagioclasas, piroxenas, Rutilio, limonita y materia orgánica. Sus propiedades resultan de su origen, mineralogía y tratamientos posteriores a su formación que agregaron nuevos minerales, o transformación de los ya existentes o simplemente los alteraron mecánicamente.

Los minerales de arcilla (caolinita, illita, montmorillonita, clorita principalmente) están caracterizados por diferentes estructuras, que se describen a continuación.

La montmorillonita tiene una capa de agua entre dos unidades. El agua atrapada entre las unidades influye en la conductividad eléctrica y contribuye a la porosidad total. (Schön, 2011).

2.2 Formación de los minerales de arcilla (y posible relación mineralogía-distribución espacial en la arena)

El intemperismo es muy importante para la formación de arcillas, las alteraciones son las que dan lugar a que diversos minerales modifiquen su forma por procesos físicos o mecánicos o parte de su estructura química por descomposición de rocas y minerales o alteración química de las mismas.

En geología se reconocen dos tipos de intemperismo:

- Intemperismo físico (se refiere a desintegración de rocas y minerales por un proceso físico o mecánico)

- Intemperismo químico (Se refiere a la alteración química o descomposición de rocas y minerales).

Intemperismo físico

El intemperismo físico es la desintegración de las rocas y minerales debido a procesos físicos o mecánicos. El intemperismo físico, se lleva a cabo por una variedad de procesos, algunos de ellos son: crecimiento de cristales, calor, actividad de plantas y animales, congelamiento.

Intemperismo químico

Las rocas se forman a grandes profundidades es decir a altas temperaturas y presiones. Cuando las rocas llegan a superficie las condiciones son muy diferentes a las de su formación, algunos factores que cambian son los siguientes

- Bajas temperaturas (T= -10 a 50 °C)
- Baja presión (P=1 a varios cientos de atmósferas)
- Mayor cantidad agua libre
- Mayor cantidad de oxígeno libre

Debido a estas nuevas condiciones, los minerales reaccionan produciendo estructuras diferentes que son estables en condiciones superficiales. Los minerales que son estables bajo condiciones de presión, temperatura, agua y O₂ son los siguientes:

- Minerales arcillosos
- Cuarzo
- Moscovita
- Feldespatos alcalinos
- Biotita
- Anfíboles
- Piroxenos
- Plagioclasas ricas en calcio
- Olivino

El principal agente de intemperismo químico es el agua. Los tipos de reacciones de intemperismo químico son:

- Hidrolisis: H^+ o OH^- sustituye un ion en el mineral.
- Oxidación: El oxígeno libre reacciona con los minerales para cambia el estado de oxidación de un ión. Es más común en el Fe.
- Deshidratación: Eliminación de un ión de H_2O o OH^- de un mineral.
- Disolución completa: Todo mineral se disuelve completamente en el agua.
- Los minerales de arcilla y los minerales de óxido (incluyendo el cuarzo) son los subproductos más comunes del intemperismo químico.

2.3 Estructura de los minerales de arcilla

Todos los minerales abundantes en rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias presentes en la superficie terrestre producen minerales arcillosos.

La estructura más simple de una arcilla consiste de una “hojuela” que puede dividirse en dos tipos; uno de estos tipos se encuentra compuesto totalmente de tetraedros de silicio-oxigeno que se distribuye como tres átomos de oxígeno en cada tetraedro compartido con un tetraedro adyacente (Figura 1).

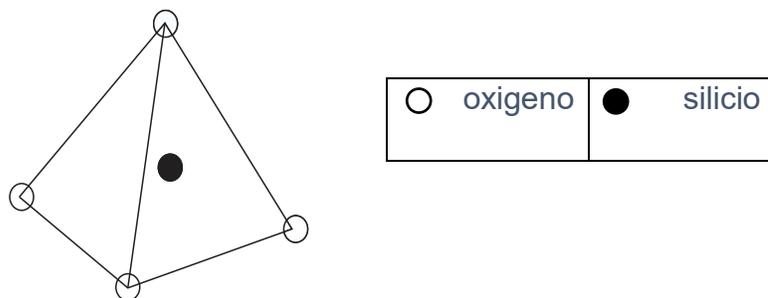


Figura 1. Representación de un tetraedro de silicio-oxígeno, modificada de Boggs 2006.

El segundo tipo de capa en filosilicatos está formado de cationes de magnesio, hierro, o aluminio en forma de octaedro coordinada con iones de oxígeno e hidroxilos como puede verse expresado en la Figura 2.

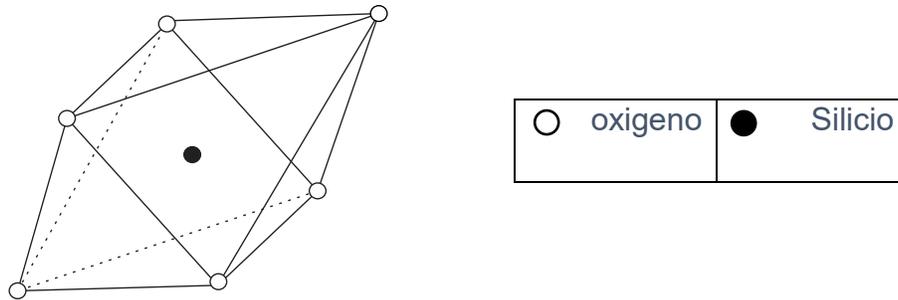


Figura 2. Figura representativa de un octaedro (Modificada de Boggs, 2006).

Para poder darle un nombre corto a las capas que forman a las arcillas se denomina que las capas tetraédricas son representadas por la letra T y las capas octaédricas por la letra O.

Los minerales de arcilla pertenecen al grupo de los minerales de silicato conocido como filosilicatos. Están caracterizados por contener iones de SiO_4^{4-} en combinación con cationes metálicos. El grupo SiO_4^{4-} consiste de un átomo de sílice rodeado por cuatro átomos de oxígeno en configuración tetraedral.

Los silicatos también contienen grupos de iones de OH^- unidos con el catión, (aluminio, magnesio, hierro) en una configuración octaedral (Boggs, 2006).

2.4 Clasificación de los minerales de arcilla

Los minerales de arcilla pueden ser divididos en algunos grupos distintivos con base del tipo de capa y el contenido de catión del octaedro.

Los grupos de minerales de arcilla más comunes son: Caolín o caolinita, esmectita (particularmente montmorillonita), de las micas (moscovita, biotita, illita) y clorita. En la tabla 1 se proporcionan propiedades de algunos de los grupos más comunes de minerales arcillosos, así como la fórmula química representativa de cada grupo.

Tabla 1. Propiedades de los grupos de minerales arcillosos (Modificado de Bassiouni, 1994 y Shön 2011).

Propiedades pertinentes de los grupos de minerales arcillosos				
Arcilla	Densidad (g/cm ³)	Hidrogeno (%)	Promedio Q _{CEC} (meq/g)	Z/A
Caolinita $Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$	2.69	1.5	0.03	0.504
Ilita $K_{1-1.5}Al_4(Si_{6.5-7.0}Al_{1-1.6}O_2$	2.67	0.05	0.20	0.499
Montmotillonita 1 $/2Ca, Na)(Al, Mg, Fe)_4(Si, Al)_4O_{10}(OH)_2$	2.33	0.5	1.0	0.502
Clorita $(Mg, Al, Fe)_{12}(Si, Al)_8O_{20}(OH)_4$	2.77	1.2	0.0	0.497

Basado en su estructura y composición química, los minerales de arcilla pueden ser divididos en tres clases:

- “Kandites” basado en una estructura similar a la caolinita
- Esmectita basado en una estructura similar a la “Pyrophyllite” (pirofilita)
- Ilita basado en una estructura similar a la moscovita.

2.4.1 Caolinita

Son arcillas que muestran la estructura T-O (figura 3). Las capas son neutrales electrónicamente, las uniones entre los elementos son débiles. La caolinita es el mineral más común de este grupo y tiene la fórmula química $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. Otros minerales pertenecientes a este grupo son la “anauxita”, “Dickita”, “Nacrita”.

La caolinita se forma por intemperismo o alteración hidrotermal de minerales aluminosilicatos. Entonces rocas ricas en feldespatos comúnmente llegan a caolinita. Las rocas graníticas, ricas en feldespatos son las fuentes más comunes de caolinita (Estrada, 2014).

Caolinita

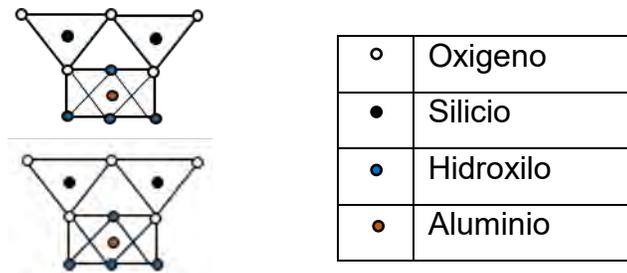


Figura 3. En la figura se puede ver la estructura de una caolinita, con estructura T-O (Modificado de Boggs, 2006).

Este grupo que está constituido por minerales dioctaédricos y trioctaédricos, que desde un punto de químico son neutros (es decir, que tienen equilibradas todas sus cargas). Presentan una capacidad de intercambio catiónico de 5-25 meq/100grs (Estrada, 2014).

Las condiciones físicas y químicas dentro de las cuales los minerales de caolinita se forman son relativamente bajas (presión y temperatura).

Los minerales más comunes de los cuales se desarrolla los minerales de caolinita son los feldespatos y la moscovita.

La transformación química de feldespato potásico a caolinita es la siguiente:



El análisis mineralógico, químico y microtextural del estudio de los depósitos de caolinita ha mostrado que el intemperismo progresivo de las plagioclasas y la biotita de las rocas es la fuente principal de la caolinita.

El grupo de “kandite” esta favorecida si la precipitación excede la evaporación y lixiviación es inmensa. Una fuerte lixiviación remueve los iones de Ca, Mg, Na, y K. Los excesivos iones de silicio también necesitan ser removidos para mantener una relación alta de Al:Si.

2.4.2 Esmectita

El grupo de la esmectita tiene una estructura T-O-T (Figura 4), esta estructura es similar a la del mineral Pirofilita $Al_2Si_4O_{10}(OH)_2$ pero puede tener cantidades significantes de Mg

y Fe sustituyendo dentro de las capas octaédricas. Las esmectitas pueden ser dioctaedral y trioctaedral.

Pirofilita

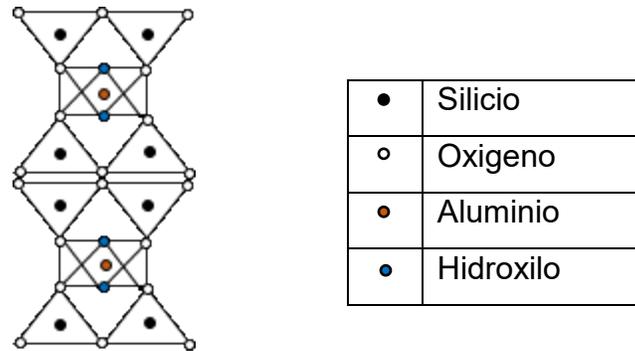
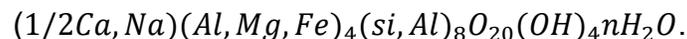


Figura 4. En la figura se puede observar la estructura característica del grupo de minerales arcillosos esmectita (Modificado de Boggs, 2006).

La cualidad más importante de este grupo es que tiene la habilidad para que las moléculas de H₂O sean absorbidas entre las capas T-O-T causando que el volumen de los minerales aumente cuando llegan a estar en contacto con agua, por lo tanto, son arcillas que se expande.

El mineral más común de las esmectitas es la Montmorillonita, que tiene la siguiente fórmula química



La montmorillonita es el principal constituyente de la Bentonita, derivado del intemperismo de ceniza volcánica. Es una arcilla expandible al contacto con el agua.

Este grupo tiene exceso de carga negativa en la superficie de los minerales, y capacidad de intercambio catiónico entre 80-150 meq/100grs (Estrada, 2014).

El grupo de la Esmectita generalmente se forma bajo condiciones donde la evaporación deberá exceder la precipitación y los procesos de lixiviación deberán ser insignificantes y la alcalinidad prevalece, se debe mantener una relación baja de Al:Si.

2.4.3 Iilita

El grupo de la ilita tiene una estructura muy similar a la de la moscovita, la fórmula general de la ilita es $K_yAl_4(Si_{8-y}, Al_y)O_{20}(OH)_4$ usualmente con $1 < y < 1.5$ pero siempre con $y < 2$. Porque es posible un desequilibrio, Ca y Mg pueden también algunas veces substituir por K.

Los cationes de K, Ca o Mg en las capas intermedias previenen la entrada de H_2O dentro de la estructura, por ello la ilita no es una arcilla expandible. Las arcillas de tipo ilita se forman por intemperismo de rocas ricas en K y Al bajo condiciones altas de pH. Este grupo principalmente se forma por alteración de minerales como moscovita y feldespatos. En el grupo de la ilita, el principal constituyente de lutitas y lodos antiguos. Sin embargo, desde un punto de vista diagenético su origen se debe a la deshidratación de la esmectita causada por enterramiento durante la diagénesis.

Para que se cree la ilita las condiciones no deben de ser ácidas y ni tampoco ricas en potasio.

Moscovita

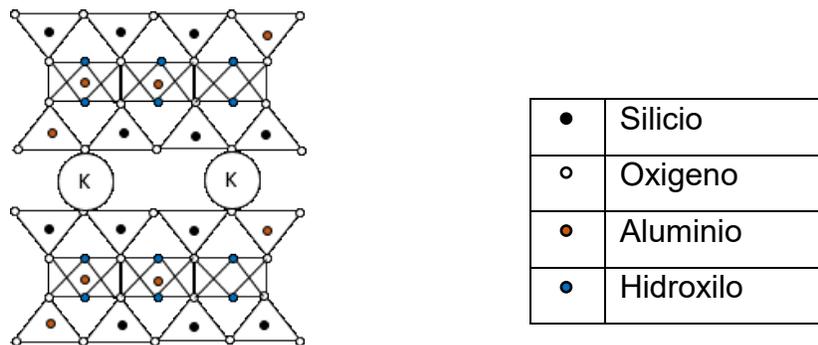


Figura 5. En esta figura se puede observar la estructura general del grupo de los minerales de arcilla ilita, caracterizado por el mineral moscovita (Modificado de Boogs, 2006).

Los minerales de arcilla que tiene capa con forma tetraedral, la sílice (Si^{+4}) es algunas veces reemplazado por aluminio (Al^{+3}), en minerales de arcilla que tienen capas octaédricas el aluminio (Al^{+3}) puede ser reemplazado por magnesio (Mg^{+2}) y otros átomos. Cada reemplazamiento por átomos de menor valencia positiva produce un

exceso de carga negativa, este exceso es compensado por absorción de cationes (Na, Ca, Mg) desde el agua adyacente y es formada una capa doble eléctrica. (Schön, 2011)

Este es un grupo emparentado con las micas, pero con propiedades diferentes, así las diferencias con las micas comunes son las siguientes:

- Menos sustitución Si x Al (en las micas es un 1/4 y en las illitas 1/6)
- La relación SiO₂/Al₂O₃ es más alta que en las micas
- Los cationes situados en las capas pueden ser reemplazados por Ca, Mg e H.

Tienen una capacidad de intercambio catiónico entre 20-50 meq/100grs. (Estrada, 2014)

2.4.4 Clorita

Son minerales ricos en Mg y Fe se pueden encontrar en rocas sedimentarias y metamórficas.

Se producen por la descomposición de olivinos, piroxenos y anfíboles. Presenta una estructura similar a la del grupo de la esmectita, sin embargo, en el grupo de la clorita presenta entre capa y capa un compuesto de Al (Figura 6).

Clorita

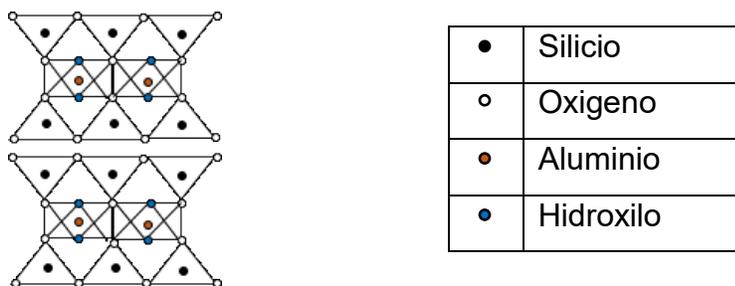


Figura 6. Figura representativa de la estructura del grupo de la clorita (Modificado de Boggs 2006).

Por diagénesis el grupo de la clorita puede resultar de la transformación de la esmectita con el aumento de la profundidad. El ambiente de formación es en condiciones ligeramente alcalinas, como pueden ser cuencas de sedimentación marina, en regiones

áridas y sedimentos con drenaje restringido. Tiene carga variable y capacidad de intercambio catiónico variable.

2.5 Ocurrencia de los minerales de arcilla

Las rocas sedimentarias en volumen únicamente ocupan el 5% de las rocas presentes en el volumen total terrestre, sin embargo, en la superficie terrestre cubren alrededor del 80% de la corteza terrestre, de estas rocas sedimentarias el 40% son arcillas (Al-ani, 2008).

Las arcillas y los minerales de arcilla ocurren dentro de un rango limitado de condiciones geológicas. Los ambientes de formación incluyen horizontes de suelo continental y sedimentos marinos, campos geotérmicos, depósitos volcánicos, e intemperismo de formaciones rocosas. Algunos minerales arcillosos se pueden formar en lugares donde las rocas se encuentren en contacto con agua o vapor.

La naturaleza de las arcillas formadas durante los procesos de intemperismo depende de tres factores:

- Mineralogía y composición textural de la roca protolito o fuente.
- La composición de la solución acuosa.
- La naturaleza de la corriente de los fluidos.

El origen de los minerales arcillosos es muy amplio. Las propiedades físicas y químicas de un mineral de arcilla dependen de su estructura y composición.

Los cambios en el clima del ambiente donde se formen las arcillas se pueden ver reflejados en el contenido de minerales de arcilla derivados. Sin embargo, los cambios sedimentarios suelen ser graduales y la propagación suele ser en un espesor de estratos moderado. (Al-ani, 2008)

2.6 Distribución espacial de los minerales de arcilla

La forma, abundancia, composición y cantidad del material arcilloso que se encuentra como matriz en las secuencias clásticas, afecta algunos parámetros físicos medidos en los pozos, los cuales son obtenidos por medio de perfiles dependiendo de la proporción de arcillas presentes, sus propiedades físicas y la forma en la que se encuentran (distribución espacial de arcilla).

Desde el punto de vista petrofísico, el material arcilloso se puede encontrar depositado en tres formas Laminar, dispersa y estructural (Figura 7).

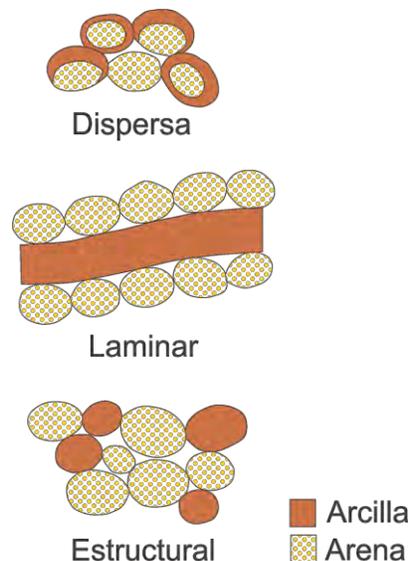


Figura 7. Tipos de distribución espacial, dispersa, laminar y estructural (Modificado de Bassiouni, 1994).

Es importante mencionar que la arcilla puede estar depositada rodeando los granos minerales o formando puentes en los poros. Estos casos no son analizados con información de registros de pozo porque en general no se tiene sensibilidad en las herramientas para determinar estas condiciones en que la arcilla se distribuye en la roca.

A continuación, se hace una descripción de las características principales relacionadas con los tipos de distribución de arcilla que se considera en petrofísica.

2.6.1 Arcilla laminar

Dentro de los cuerpos de arena, se pueden producir otros cuerpos de arcilla en forma laminar. Son de origen detrítico, estas arcillas son llamadas arcillas laminares o lutitas. La porosidad efectiva y la permeabilidad de las lutitas son nulas. La presencia de una arena con 40% de lutita teóricamente reduce los valores de la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60% (referencia).

Son capas de arcilla dentro de la arena (Thomas, 1975). Que consiste en una serie de lutitas y/o arcillas en forma laminar, depositadas entre las capas arenosas.

Estas láminas son más o menos continuas y actúan como barreras a la permeabilidad vertical. Las intercalaciones de lutita laminar y arenas generan anisotropía que puede ser detectada con la herramienta triaxial de resistividad. Esto se presenta porque la corriente eléctrica se propaga preferencialmente en la dirección de la lutita a través de los poros saturados con fluido conductor. Esta resistividad (conocida como resistividad horizontal) no es sensible a la presencia de hidrocarburos que solamente pueden ser detectados cuando el flujo de corriente eléctrica es perpendicular a la dirección de las láminas de lutita.

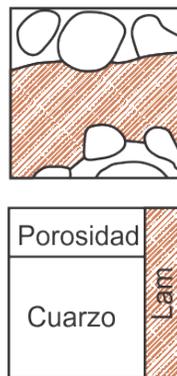


Figura 8. Figura representativa que muestra que la arcilla laminar afecta tanto la porosidad como el volumen (Modificado de apuntes de registros de pozo).

Este tipo de arcilla no afectan mucho en la porosidad, pero si en los registros, en especial los rayos gamma, e inducción. Láminas de baja permeabilidad como laminaciones de arcilla, provee barreras para el flujo y puede reducir la eficiencia de la recuperación de aceite.

Este tipo de distribución espacial de arcilla no afectan mucho a la porosidad medida con la herramienta de neutrones especialmente cuando la porosidad de la arena es similar a la de la lutita, pero otros registros, en especial los rayos gamma, e inducción están afectados por la cantidad de elementos que emiten radiación gama, especialmente por contenido de uranio, torio y potasio. Las láminas de baja permeabilidad de arcilla, provee barreras para el flujo y puede reducir la eficiencia de la recuperación de aceite.

Poupon et al. (1954) propuso una ecuación para estimar la resistividad de la arcilla laminar usando un modelo de conducción eléctrica en paralelo (Ecuación 1). Esta misma ecuación se puede presentar en función de la resistividad eléctrica (Ecuación 2):

Según Poupon et al. (1954) propuso una ecuación para la resistividad de la arcilla laminar usando un modelo de conducción en paralelo:

$$C_t(1 - V_{sh})C_{sd} + V_{sh} \cdot C_{sh} \quad (1)$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1 - V_{sh}}{R_{sd}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (2)$$

Donde:

V_{sh} es el contenido de arcilla laminar

R_{sh} es la resistividad de la arcilla

R_{sd} es la resistividad de la arena

R_t es la medición de la resistividad de la roca

C_{sh} es la conductividad de la arcilla

C_{sd} es la conductividad de la arena

C_t es la medición de la conductividad de la roca

El modelo de conductor en paralelo asume que la dirección de la corriente es paralela al plano de laminación.

2.6.2 Arcilla dispersa

Arcilla en los granos de arena o relleno de los poros (Thomas, 1975). Este tipo de distribución reduce considerablemente la porosidad total debido a que el tamaño de cada elemento es mucho más pequeño que el tamaño de los poros.

La mayoría de la arcilla dispersa es de origen antigénico que se refiere a la arcilla que se desarrolla después de la deposición de la arena. La arcilla dispersa se desarrolla cuando los cristales de arcilla precipitan desde los fluidos de poro. Ocurre precipitación en respuesta a cambios químicos del agua de poro lo que provoca filtración a través de la lutita o por cambios de temperatura y presión durante el enterramiento y compactación de los sedimentos (Bassiouni, 1994).

Dentro de las arcillas autógenas se distinguen diferentes tipos:

- Las partículas discretas: Generalmente caolinita, las cuales construyen plaquetas aisladas dentro del poro, puede provocar una reducción muy pequeña de la porosidad efectiva y de la permeabilidad.
- La de revestimiento: cubre todos los granos y forma micro poros que entrapan una gran cantidad de agua del poro, reduce la porosidad efectiva.
- La de tapón: cierra totalmente el poro, disminuye gran parte la porosidad efectiva y drásticamente la permeabilidad. (Apuntes de registros de pozo)

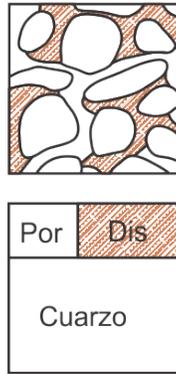


Figura 9. Figura representativa del efecto que tiene la arcilla dispersa en el volumen de poros y granos (Modificado de apuntes de registros de pozo).

La arcilla dispersa puede ocurrir en poros en forma de partículas, que recubre las paredes de los poros que forman un recubrimiento relativamente delgado y continuo. La arcilla dispersa reducirá la velocidad de propagación de ondas por incremento de la densidad de poro relleno, esto incrementa la velocidad de la onda P (Anstey, 1991).

Para la arcilla dispersa, debe tomarse en cuenta que su conductividad debe ser agregada a la conductividad del fluido de poro. Partiendo de este principio Waxman y Smits (1967, 1968) propusieron un modelo de arcilla dispersa, que se basa en el fundamento de que la conductividad de la arcilla se basa en un intercambio de cationes en la interfaz de un electrolito (de agua) con un mineral de arcilla. (Schön, 2011).

Para calcular la saturación de agua en una arena arcilla se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_0 \frac{1}{F^*} (C_w + B \cdot Q_v) \quad (3)$$

Donde:

C_0 es la conductividad de la arena arcilla (saturada en agua)

C_t es la conductividad de la arena arcillosa

C_w es la conductividad de la formación de agua

F^* es el factor de formación

Q_v es el factor de arcillocidad

2.6.3 Arcilla estructural

Partículas de arcilla del tamaño de arena, en forma de granos o nódulos en la matriz de la formación, es decir forma parte del cuerpo, aunque esta distribución de arcilla no afecta la porosidad se considera con las mismas propiedades de las arcillas laminares.

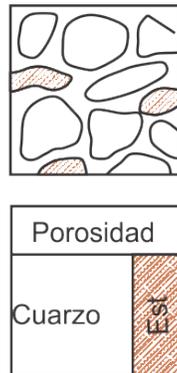


Figura 10. Figura representativa de como la arcilla estructural no afecta la porosidad si no el volumen de arena. (Modificado de apuntes de registros de pozo).

Estas arcillas son de origen diagenético. Una fuente de alteración diagenética es la alteración in situ de partículas excepto el cuarzo, debido a la reacción el agua de la formación. Los minerales más comunes que se alteran son los feldespatos que cambian a caolinita y la horblenda que se transforma a clorita. También se considera arcilla estructural cuando pellets o clastos de arcilla son depositados como parte de la matriz predominada por arena. Desde el punto de vista plasmado en esta tesis, la lutita estructural es un agregado de minerales arcillosos que tiene propiedades físicas completamente definidas que tiene su propia porosidad.

También se puede encontrar alguna combinación de las categorías descritas en el párrafo anterior.

La distribución de las arcillas dependerá de las condiciones de depósito, la compactación, bioturbación y diagénesis. (La diagénesis puede resultar en el crecimiento de minerales arcillosos en el espacio poral y puede también producir otros minerales para ser reemplazados por arcilla).

2.7 Propiedades físicas de los minerales de arcilla

2.7.1 Propiedades eléctricas

Las propiedades eléctricas de los minerales de arcilla rodeados por un electrolito que actúa como una segunda componente de conductividad sumada a la conductividad eléctrica que contribuye a las lutitas depende de:

- Tipo de arcilla (minerales de arcilla)
- Contenido arcilloso (fracción volumétrica)
- Distribución de la arcilla en la formación (laminar, dispersa o estructural)

Un sistema de conducción en paralelo de dos componentes conductoras, se puede asemejar a los modelos areno arcillosos.

La ecuación 4 puede ser expresada en términos de conductividad de roca (C_o) y conductividad de agua de formación (C_w) como se muestra: (Bassiouni, 1994)).

$$C_o = \frac{C_w}{F} \quad (4)$$

Las arenas arcillosas tienen un comportamiento complejo, en un gráfico donde puede verse la conductividad vs conductividad en formación de agua, la conductividad tiene un comportamiento no lineal (figura 11). Se observa de manera clara que la presencia de arcilla aumenta la conductividad de la roca y por eso para conductividad de agua grande, la misma con arcilla es paralela. A partir de la conductividad C_c del comportamiento es no lineal y no es claro por qué sucede esto.

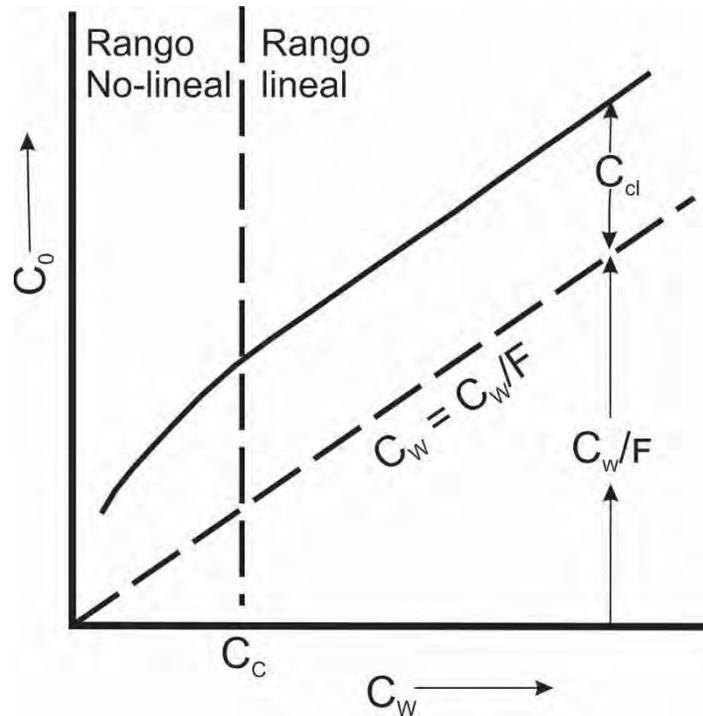


Figura 11. La figura muestra la conductividad de la arcilla como función de la conductividad del agua de formación (Bassiouni, 1994).

En arenas arcillosas, para un valor específico de C_w , el valor medido de C_0 es mayor que el valor predicho para una relación en arenas limpias. Este aparente aumento de conductividad puede atribuirse a que la arcilla contribuye a la conductividad total de la roca mientras que la ecuación 4 supone que la roca tiene una matriz no conductora. El valor absoluto de la conductividad de las arcillas es el mismo a altas salinidades del agua de formación debido a que no hay intercambio de fluidos ya que son elementos con muy baja permeabilidad. En condiciones críticas de la conductividad del agua, el exceso de conductividad comienza a decrecer junto con el decremento de la salinidad lo que da como resultado una curvatura en la gráfica de la figura 11.

La conductividad en una arenisca $C_0 = F(C_w)$ esta en función de la conductividad del agua que la saturación C_w . El factor de formación está en función de la conductividad.

2.7.2 Propiedades elásticas

Con respecto a la velocidad de ondas elásticas y a su comportamiento en las rocas sedimentarias, se tienen dos tipos de casos:

- a. Rocas densas sin poros (anhidrita y sal) con una velocidad bien definida que está controlada por las propiedades minerales y su composición.
- b. Rocas porosas con un gran rango de velocidad influenciado por la porosidad y el fluido de los poros, pero también es influenciado por las propiedades de contacto de los componentes de la roca y la composición mineral.

La influencia de la litología o mineralogía sobre la velocidad es expresada por:

- La diferencia entre rocas clásticas y rocas carbonatadas.
- La diferencia entre rocas clásticas consolidadas y no consolidadas.
- La influencia de las lutitas en la velocidad.

El decremento de la velocidad con el incremento de la porosidad es en general característico de todas las rocas porosas. (Schön, 2011)

En sedimentos, la laminación, crea anisotropía macroscópica, lo que resulta desde una alteración en las propiedades elásticas de capas delgadas; efecto de intrínseco o volumen de capa anisotrópica, particularmente de lutita/arcilla, y fracturamiento.

Andrea y Sams, describieron los efectos de la arcilla en las propiedades elásticas dentro de las areniscas, iniciaron con algunas declaraciones:

“La forma y localización de arcilla dentro de las arenas tiene un gran impacto en las velocidades de onda P y S de la roca. También tiene un gran efecto las propiedades del yacimiento y la interpretación de sus propiedades desde datos sísmicos y registros de pozo. Modelos numéricos de diferentes distribuciones de arcilla (estructural, laminar y dispersa) pueden dirigir a comprender estos efectos”. La descripción de los efectos de la arcilla las derivaciones de modelos son complejas debido a las siguientes características:

- Tipos diferentes de distribución de arcilla (estructural, laminar, dispersa)
- Diversos minerales de arcilla con propiedades específicas
- Propiedades de anisotropía intrínseca de los minerales de arcilla
- Interacciones químicas y físicas entre arcilla y fluidos de poro.
- Efectos de compactación

Datos experimentales publicados de minerales y de arcilla y lutitas demuestran la estrecha influencia de la porosidad y la compactación y muestran la alta anisotropía de este grupo de constituyentes de roca.

Katahara (1996) publicó datos de velocidad para Kaolinita, illita y clorita, los resultados muestran una visible anisotropía para ondas compresionales y de cizalla. Las arcillas pueden ser descritas como un material isotrópico transversal. (Schön, 2011)

2.7.3 Propiedades nucleares-radioactivas

La correlación entre el contenido de arcilla y la radiación de rocas sedimentarias es importante para el yacimiento caracterizado con:

- La distinción entre capas de arcilla y arena
- La determinación del contenido de arcilla
- La caracterización del tipo de arcilla

Algunos casos de radioactividad natural de arenas son discutidos en Schlumberger (1982):

Las arenas feldespáticas o arcosas muestran contenido de K desde los feldespatos en la arena, esto significa que muestran una relación muy baja de Th/K.

Las arenas micáceas: micas con contenido de potasio; por lo tanto, el contenido de potasio de las arenas micáceas es más alto que el de las arenas puras. El contenido de Torio es también más grande debido al peso de los minerales de torio.

Los minerales pesados dentro de las areniscas: como el zircon, allanite, monazite, y sphene son productores de torio y uranio, por lo tanto, en estas arenas, únicamente los niveles de torio y uranio son altos, el nivel de potasio es muy bajo, es se debe a que el tipo de arena muestra una relación muy alta de Th/K.

Para indicadores de arcilla, puede ser usado el torio en muchos casos, el potasio puede ser usado en algunos casos, pero el uranio no debería de ser usado en todos. Esto tiene implicaciones para el registro de rayos gama; este no es un buen indicador de lutita. (Rider, 1996)

Los minerales de arcilla son caracterizados por diferentes tipos de relación de los elementos radioactivos torio y potasio, o una posición diferente en una gráfica Th/K o en un gráfico cruzado torio vs potasio, esto puede ser usado para la estimación de un mineral de arcilla dominante en una formación.

Un análisis crítico de la aplicación de Th/K para identificar minerales de arcilla fue publicada por Hurts (1990). Las principales razones de incertidumbre en mineralogía de arcilla son:

- La poca legibilidad del contenido de potasio de caolinita y clorita.
- La tendencia de torio a discrepar minerales antigénicos de tamaño limo que absorben en la superficie de mineral arcilloso.

Tabla 2. Muestra un resumen de los valores generales para las propiedades físicas de las arcillas más comunes (Modificada de Dewan, 1983).

Arcilla	Moscovita	Caolinita	Clorita	Ilita	Montmorillonita
R ohm m(O)	2.2·10 ¹²	3.2·10 ⁷	1.6·10 ⁹		
ε _r (O)	7.6	11.8	9.0		
ε _r (K)	6.2-8.0				
CEC en meq/100g		3-15	4-40	10-40	80-150
Área superficial m ² g ⁻¹		15-23	42	97-113	82-767
Área de la superficie interna específica en m ² g		15-50		20-50	80-300
T ₂ en ms		8-16		1-2	0.3-1
Contenido de agua en (%)		12-20		9-16	19-54
Constituyentes menores			Mg, Fe	K, Mg, Fe, Ti	CA, Mg, Fe
Origen		Feldespatos, rocas extrusivas ácidas y diagénesis. Minerales formados a partir de la meteorización y de la alteración hidrotermal de feldespatos en rocas graníticas	Muy relacionada a las micas primarias o producto de alteración	Feldespatos y rocas extrusivas ácidas. Es el tipo de arcilla más abundante en sedimentos. Proviene de la degradación incompleta de feldespato potásico a caolín y es el producto de la alteración de las micas. La ilita es un mineral hidratado, pero no tiene la capacidad de expandirse o contraerse	Cenizas volcánicas, rocas extrusivas básicas y ultrabásicas. Presenta la estructura básica de la ilita. Debido al agua adicional adsorbida puede ocurrir un hinchamiento considerable. Proviene de alteración de rocas básicas y ultrabásicas

En la figura 12 se muestra la variabilidad de las propiedades físicas de diferentes minerales de arcilla. Esto muestra la complejidad que se tiene en considerar un valor específico de propiedad física cuando no se conoce la mineralogía. Este es un problema importante en la evaluación de formaciones cuando se cuenta solamente con información limitada de propiedades físicas. Cuando además estos minerales tienen una distribución

espacial en las rocas, el problema de determinación correcta de propiedades petrofísicas es difícil de resolver.

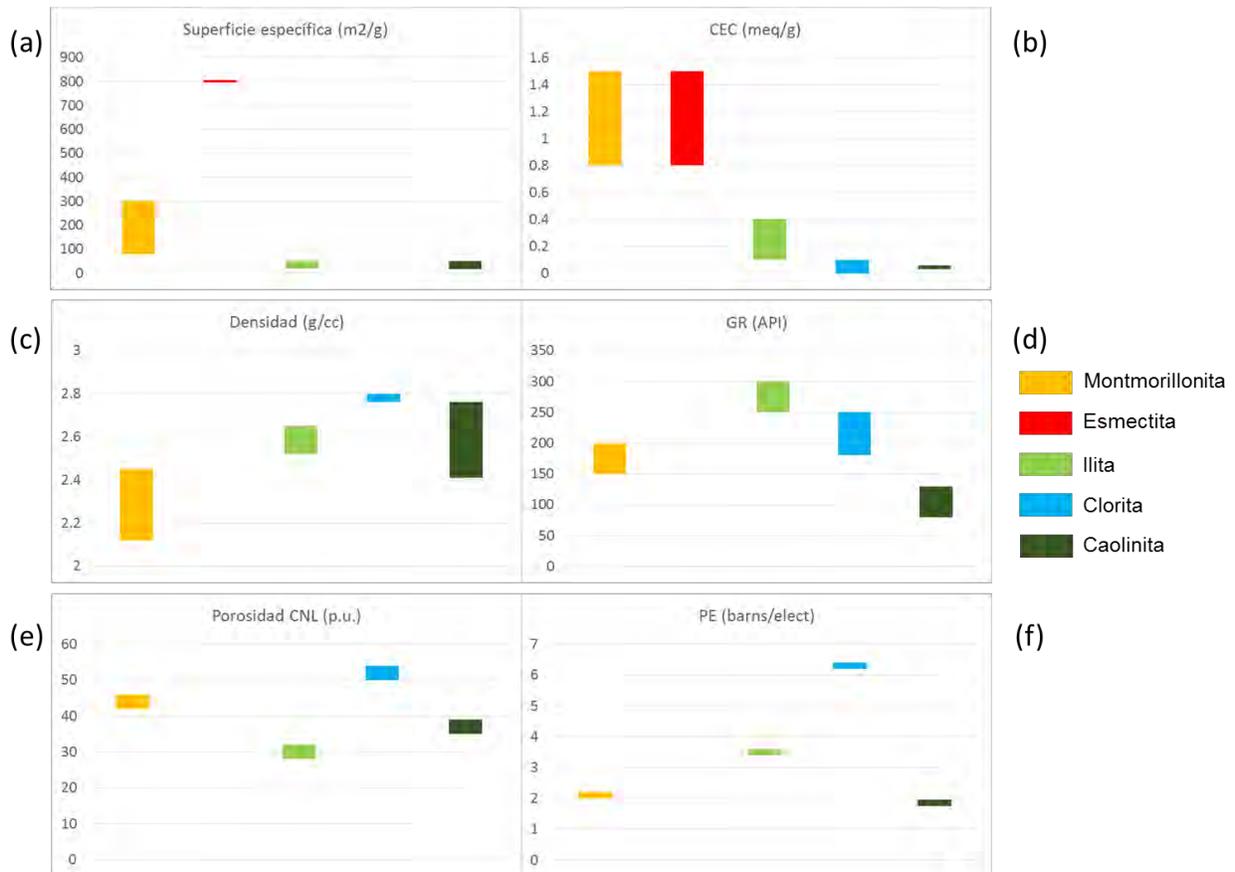


Figura 12. Variabilidad de las propiedades físicas de diferentes minerales de arcilla.

Las propiedades físicas de las arcillas, son muy importantes, pues tienen una gran influencia dentro de las rocas, como se verá en el siguiente capítulo, los minerales de arcilla o las lutitas, pueden afectar la respuesta de los registros geofísicos.

3 Registros geofísicos

Los Registros Geofísicos de pozo, representan una herramienta muy importante que permite conocer las características litológicas de las formaciones, así como los fluidos contenidos en las rocas que son atravesadas por los pozos.

Hace más de medio siglo se introdujo el registro eléctrico de pozo en la industria petrolera, desde entonces se han utilizado y desarrollado en forma general, mucho más y mejores dispositivos de registros (Schlumberger, 1982).

Se define a los registros geofísicos de pozos como una representación gráfica con componentes X-Y de las propiedades físicas de las rocas, en el cual su eje X representa parámetros físicos medidos o parámetros petrofísicos estimados a través de modelos en la formación como porosidad total o efectiva, densidad volumétrica, tiempo de tránsito de las ondas elásticas, resistividad eléctrica, etc., y el eje Y corresponde a la profundidad del pozo.

Los Registros geofísicos se pueden clasificar según el principio de medición de la herramienta como:

- Registros de resistividad
- Registros acústicos
- Registros radioactivos
- Registros mecánicos

En la actualidad los registros también se han podido clasificar según la tecnología que utilicen para “medir” propiedades físicas, es decir pueden clasificarse en:

- Registros convencionales
- Registros no convencionales (de nueva generación)

Los registros convencionales se refieren a las herramientas básicas que son utilizadas en la mayoría de los pozos para analizar las propiedades de las formaciones rocosas. Los registros no convencionales, son herramientas de nueva generación con tecnología más reciente, por lo tanto, son más costosos que los registros geofísicos convencionales,

esta elevación en los costos propia que este tipo de herramientas se utilicen solo en algunos pozos exploratorios. Otra diferencia fundamental entre los registros convencionales y no convencionales tiene que ver con que los de última generación llevan un procesamiento de los datos medidos prácticamente en tiempo real.

Para realizar este trabajo se utilizaron datos de registros convencionales: Rayos Gamma, Neutrón, Densidad, Resistividad y tiempos de tránsito de ondas compresional y de cizalla. Por lo que en este capítulo se describirá de manera general las herramientas convencionales y su respuesta cuando hay presencia de arcilla. Es importante mencionar que también se describe el comportamiento de la herramienta de Potencial Natural debido a que, aunque no se usa en el procesamiento para la determinación de parámetros petrofísicos que se describe en el siguiente capítulo, es información relevante para caracterizar las formaciones areno-arcillosas. Otra herramienta que se describe es la herramienta caliper debido a que la presencia de algunos minerales arcillosos puede ocasionar que el volumen de las lutitas se incremente y por tanto el diámetro de pozo se reducirá. Este hecho es un parámetro cualitativo de la posible presencia de arcilla.

3.1 Registros geofísicos convencionales

3.1.1 SP Funcionamiento

El registro de potencial natural o espontáneo (SP), es un registro de correlación que mide un fenómeno natural que ocurre en la formación debido al movimiento de iones entre dos fluidos con diferente contenido de sales disueltas. El registro de potencial natural se puede definir como la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. El registro SP registra el potencial eléctrico producido por la interacción del agua de la formación innata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). (Shlumberger, 1982)

La forma de obtener este registro es mediante un electrodo que se encuentra acoplado con una sonda (con la cual se obtienen simultáneamente otros registros) y a un electrodo que se encuentra en la superficie en un medio húmedo. En la figura 13 se muestra de forma esquemática como se encuentran los instrumentos distribuidos para obtener el Potencial espontáneo.

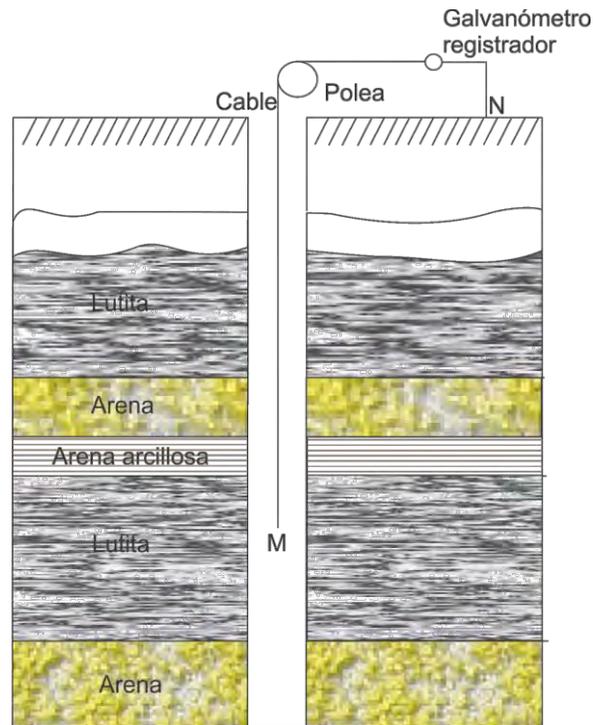


Figura 13. Muestra la distribución de los instrumentos cuando se toma el registro SP (Modificado de Apuntes de Martell, 2011).

3.1.1.1 Respuesta de SP ante la presencia de arcillas

Cuando el Registro SP se encuentra enfrente de una formación o roca compuesta de lutitas la curva del SP tiende a ser una línea más o menos recta en el registro, la cual se conocerá como línea base de lutitas. Enfrente de formaciones permeables la curva del SP muestra deflexiones con respecto a la línea base de lutitas, cuando los estratos permeables son de espesores muy grandes esta deflexión es constante y define una línea recta que se conoce como línea base de arenas, su deflexión puede ser positiva (a la derecha) o negativa (a la izquierda) esto va a depender de la salinidad de formación y el filtrado de lodo, es decir, si la salinidad del agua de formación es mayor que la salinidad

del filtrado de lodo, la deflexión es a la izquierda y por el contrario si la salinidad del agua de formación es menor que la salinidad del filtrado de lodo la deflexión es a la derecha. (shlumberger, 1982) Sin embargo si los estratos son de muy poco espesor se verán muchas deflexiones, lo que podrá complicar la interpretación del registro. En la figura 14 se ve la representación de la línea base lutitas y la línea base de arenas de un registro SP.

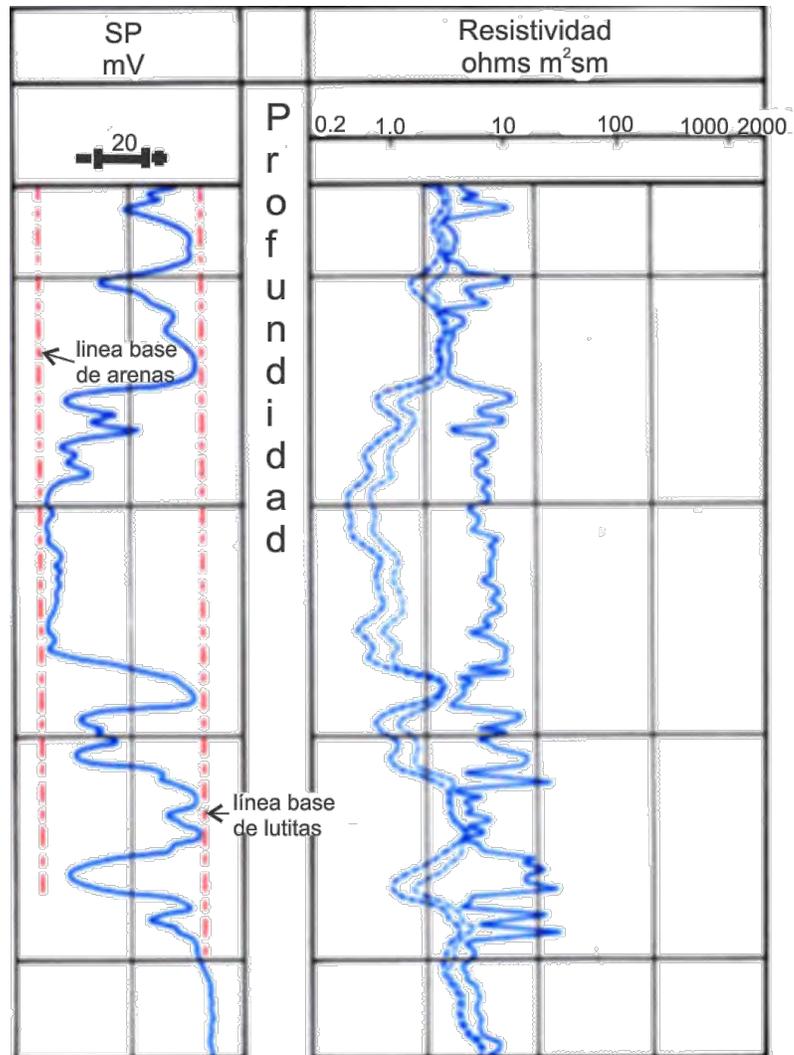


Figura 14. Registro SP con su correspondiente línea base de lutita y línea base de arena (Modificado de Shlumberger, 1982).

Las deflexiones registradas por la herramienta SP son el resultado de corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo, por lo tanto, este tipo de herramienta no puede registrar en pozos llenos con lodos no conductivos ya que este tipo de lodo no permitirá que exista continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

Si las resistividades del filtrado de lodo y el agua de formación son casi iguales las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa.

Con la ayuda de la curva de este registro principalmente se pueden identificar zonas porosas y permeables. Estas zonas se pueden identificar debido a que presentan deflexión de la curva con relación a la línea base de lutitas. Si la deflexión es positiva indica que el fluido de perforación es más salado que el fluido de la formación.

Factores que afectan la curva del registro SP:

- El tipo de lodo de perforación (salinidad)
- Espesor de los estratos
- Resistividad de la capa permeable
- Baja permeabilidad
- Diámetro del agujero
- Temperatura
- Capas pequeñas o cuñas de lutita

Respuestas teóricas del Registro

En la figura 15, se puede ver como diferentes litologías y texturas de los sedimentos, así como la energía del agente de deposición afectan la forma de la curva del registro del SP

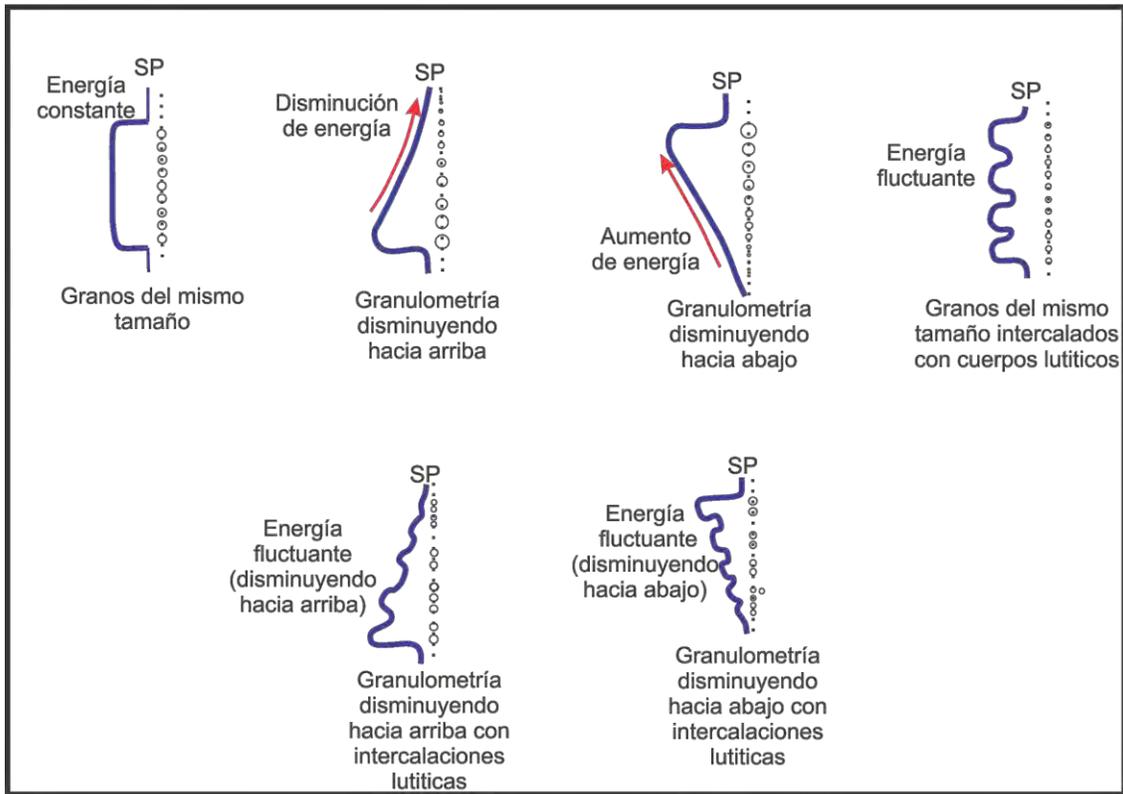


Figura 15. Efecto de la litología y textura de los sedimentos y la energía del agente de depósito en la respuesta del SP (Modificado de Martell, 2011).

En la figura 16 se ejemplifican algunas respuestas de la curva de potencial natural para algunos ambientes de depósito y del lado derecho se muestra en una curva color roja su correspondiente resistividad eléctrica.

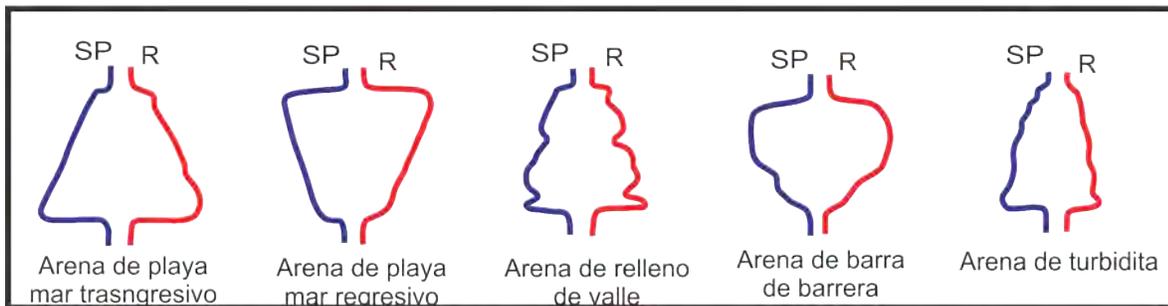


Figura 16. Patrones del registro de SP para algunos ambientes de depósito y su correspondiente resistividad. (Modificado de Martell, 2011).

A continuación (Figura 17), se esquematizan patrones teóricos de sedimentación en un sistema Delta que se han reconocido a partir de la forma de la curva del registro de SP:

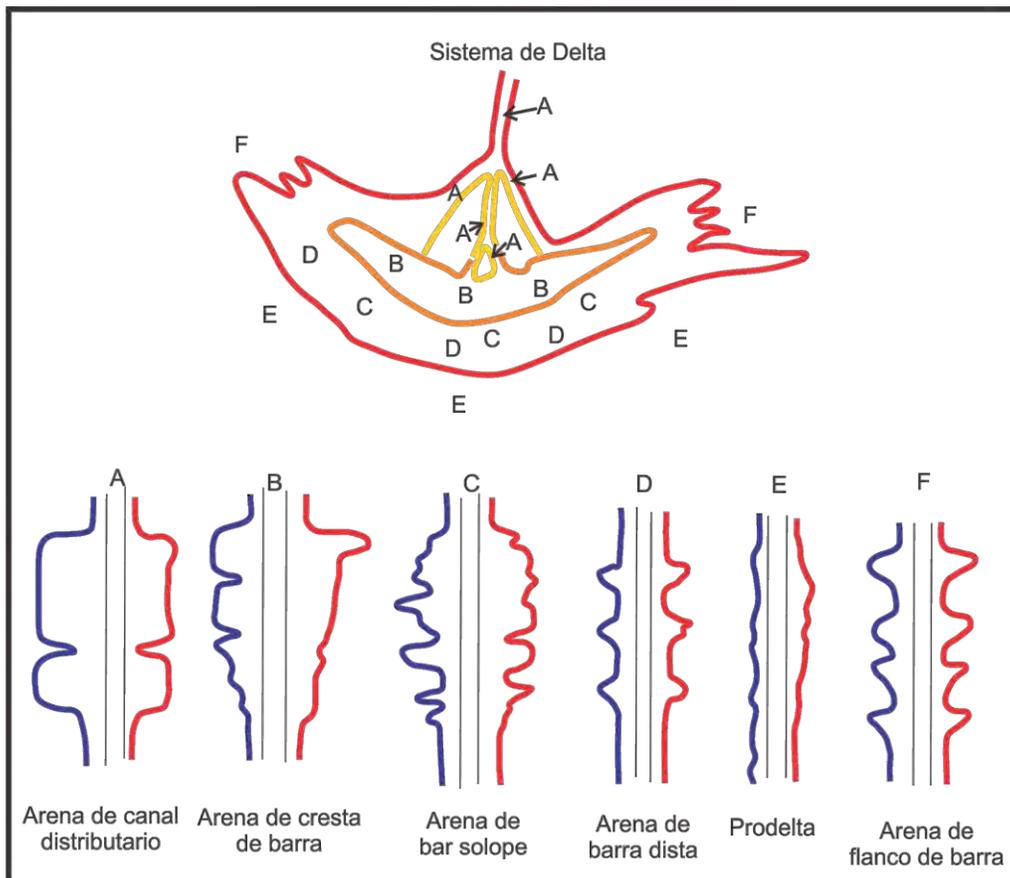


Figura 17. Patrones teóricos reconocidos de la forma de la curva SP de un sistema delta (Modificado de Martell, 2011).

Aplicaciones

El uso principal del SP permite determinar:

- Intervalos permeables
- Límites entre capas
- Correlación entre estratos
- Valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones
- El contenido arcilloso de una capa cualitativamente
- La resistividad del agua de formación

3.1.2 Rayos Gama (GR). Funcionamiento

El registro Geofísico de Rayos Gamma es obtenido con una herramienta que mide la radioactividad de las rocas que proviene de la desintegración natural de pequeñas cantidades de elementos radioactivos, la fuente más abundante de radiactividad natural es el isotopo de potasio k^{40} , y los elementos de las series de Uranio y Torio. El material radioactivo originalmente generado en las rocas ígneas, fue subsecuentemente distribuido a lo largo de formaciones sedimentarias, durante la erosión, transporte y depositación, los elementos radioactivos tienden a encontrarse en minerales de arcilla, que principalmente se concentran en lutitas (Bassiouni, 1994). Las arenas limpias comúnmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que tengan presentes contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito, o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas, (Shlumberger, 1982) Por lo tanto este tipo de registro en formaciones sedimentarias muestra el contenido de arcilla. Calizas, dolomitas y anhidritas tienen muy pocos elementos radioactivos.

Un caso especial en formaciones terrígenas se presenta cuando existe alto contenido de potasio en las arenas debido a la presencia de feldespatos potásicos. En este caso, el registro de rayos gama marca valores altos que puede confundirse con la presencia de arcilla. También hay formaciones con altas concentraciones de uranio que pueden ser confundidas con lutitas que pueden generar interpretaciones petrofísicas incorrectas.

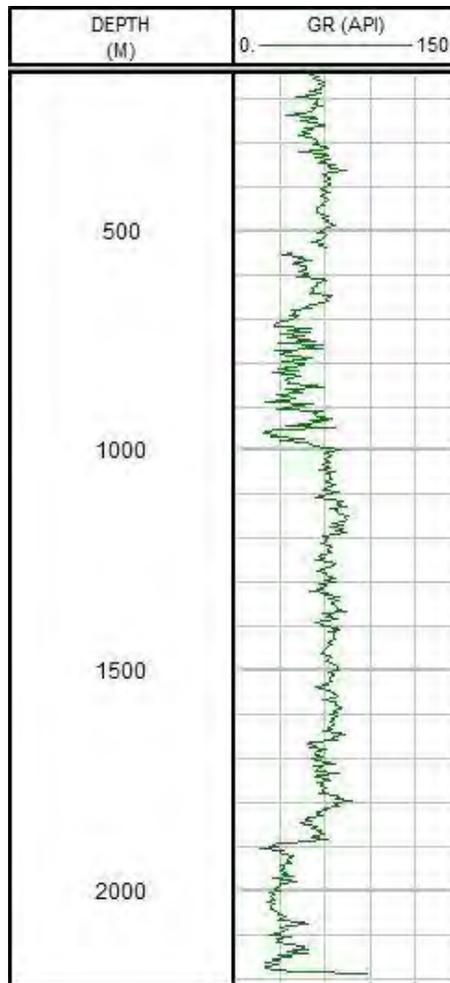


Figura 18. Ejemplo de un registro de Rayos gamma.

La figura 18 es un ejemplo del registro de rayos gamma de los datos del pozo 1 utilizados para esta investigación, en el cual se puede observar una zona asociada a formaciones relativamente limpias ya que contiene un promedio 35 API en los primeros metros del registro, a partir de los 1000 metros se puede ver una zona con posible contenido de arcilla, con base en que presenta un promedio de 60 API.

La radioactividad natural que se ha medido a partir de los registros, es el resultado de los rayos gamma emitidos por el Potasio 40 (K^{40}) y el decaimiento de los productos de la serie Uranio y Torio. (Arroyo, 1996)

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma y el número y energía de estos es distintivo para cada elemento, en la figura 19 se muestran los espectros de emisión de la energía producida para Potasio 40, Uranio y Torio

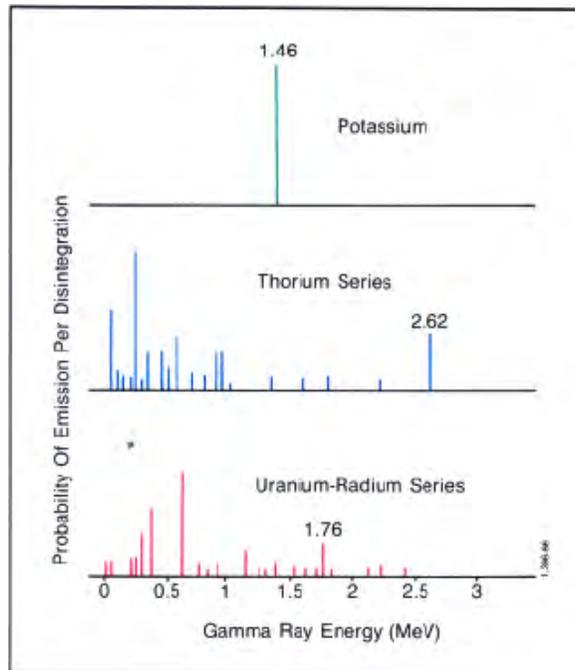


Figura 19. Espectros de emisión de rayos gamma de elementos radioactivos (Shlumberger, 1982).

Como se puede ver en la figura 19 el potasio 40 emite rayos gamma de una sola energía con valor de 1.46 MeV, distinto de la serie de Uranio y Torio que emiten rayos gamma de diferentes niveles de energía.

Este tipo de registro se puede tomar simultáneamente con otros servicios de registros de pozo, que pueden ser radioactivos o de resistividad, en agujeros vacíos o con cualquier tipo de lodo o en pozos entubados.

3.1.2.1 Respuesta de GR ante la presencia de arcilla

El registro de rayos gamma ayuda a identificar zonas arcillosas y zonas limpias, el tipo de lodo de perforación no influye en la respuesta a menos que se tenga bentonita. (Arroyo, 1996) Usualmente es tomado con los registros de porosidad, densidad, neutrón y sónico. Las lutitas normalmente muestran niveles altos de radioactividad, la curva de rayos gama generalmente es similar a la curva de potencial espontáneo de los registros eléctricos.

La tabla 3 muestra un ejemplo de las posibles respuestas de la herramienta ante diferentes litologías:

Tabla 3. En esta tabla se puede observar la posible respuesta del registro de Rayos gamma ante la presencia de diferentes litologías en una formación. (UNAM, 2013)

Radioactividad	Litología
Muy baja	Carbón, Sal
Baja	Arenisca, Carbonatos
Media	Rocas arcillosas
Alta	Lutita, bentonita

La tabla 4 muestra un promedio de la emisión rayos gama para algunas rocas sedimentarias.

Tabla 4. Promedio de Radioactividad gama natural para algunas rocas sedimentarias.(UNAM, 2013)

Tipo de litología	Promedio de Radioactividad en radio equivalente por gramox10⁻¹²
Lutita negra y negro-grisácea	26.1
Lutita	20.3
Arena arcillosa	11.0
Limolita	10.3
Lutita calcárea	8.5
Arena arcillosa y limosa	7.1
Arena granítica	6.9
Arena	4.1
Caliza	3.8
Dolomita	3.1

A continuación, en la figura 20 Se muestra un ejemplo de la respuesta de la curva del registro, como se puede observar cuando hay presencia de arcilla, la curva de rayos gamma, al igual que la curva de SP aumentan, y el radio de penetración es rápido.

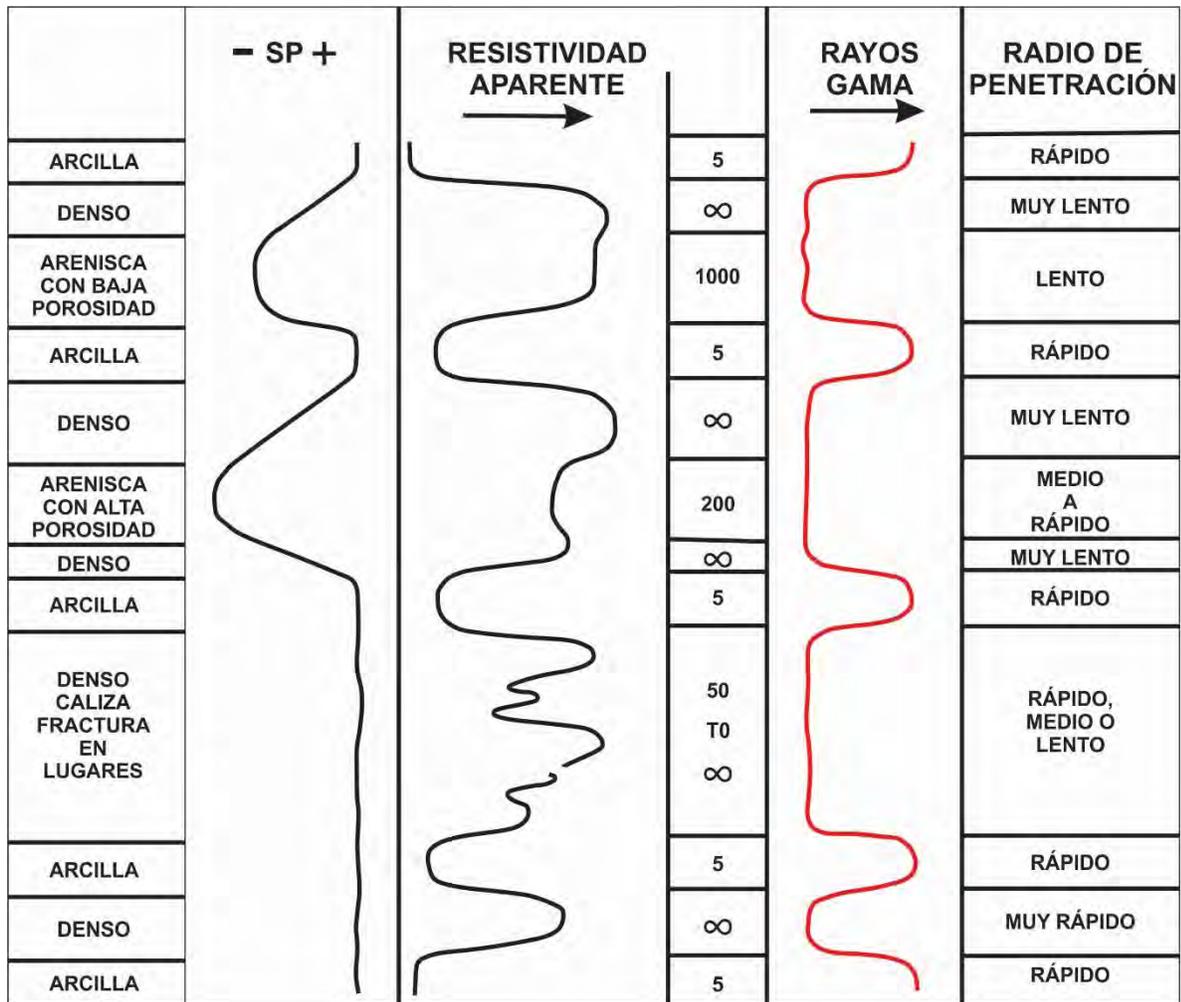


Figura 20. Ejemplo de la curva de los registros SP, resistividad y Rayos Gamma (Modificado de Guyod, 1965).

Aplicaciones:

- Indicador de Arcillosidad.
- Correlación estratigráfica y de profundidad para diferentes “corridas” de registros.
- Detección de marcas o trazadores radioactivos.
- Determinación de zonas limpias.
- Definir capas de arcilla cuando el SP:
 - Está distorsionado (Formaciones muy resistivas).
 - Es insignificante (Formaciones que llevan agua dulce, en lodo salado es decir $R_{mf} \approx R_w$).

- No se puede registrar (En presencia de lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire, o pozos revestidos).
- Detección y evaluación de minerales radioactivos como potasio y uranio.
- Delinear la presencia de minerales no radioactivos.

3.1.3 Caliper Funcionamiento

La mayoría de las herramientas combinadas incluye la herramienta de caliper (Serra, 1984) Esta herramienta mide la resistencia en la formación y registra el diámetro de pozo

El tamaño del agujero del pozo puede ayudar a definir algunas propiedades o condiciones de las rocas, el diámetro del pozo dependerá principalmente de:

1. La litología, que pueden:
 - a. Ser solubles en el lodo de perforación, por ejemplo, la sal.
 - b. Ser cavernosas o desintegrantes (por ejemplo, arenas, gravas, lutitas), en cuyo caso aparecerán cavernas de agujero.
 - c. Ser fluidos, como en el caso de intumescencia de lutitas o baja compactación de lutitas cuando el pozo está cerrado.
2. La textura y estructura de la roca (Serra, 1984).

En la siguiente tabla se muestran algunos ejemplos de la relación de las características de las rocas y el agujero el pozo:

Tabla 5. Relación del tamaño del agujero, con el tipo de cuerpo rocoso.

Tamaño del agujero	Características de la roca
Enjarre (disminución del diámetro)	Unidad porosa y permeable
Agrandar el diámetro del agujero	Roca poco compacta (como lutita)
Agujero ovalado	Roca compacta
Diámetro similar al de la barrena	Rugosidad

3.1.3.1 Respuesta de caliper ante la presencia de arcilla

El principal efecto que las lutitas pueden tener en la respuesta del caliper, es el derrumbe de pozos o *caved holes*, que suelen ocurrir cuando hay intervalos de lutitas ricas en materia orgánica, poco consolidadas, laminadas o localmente fracturadas, o bien en formaciones “suaves” (como la arena no consolidada, formaciones naturalmente fracturadas). Estos intervalos pueden provocar derrumbes en las paredes del pozo debido a las excavaciones y/o lavado en los intervalos. (Rico, 2012)

Las características electroquímicas de las arcillas provocan que estas litologías tengan buena capacidad de absorber agua e hincharse (principalmente cuando se utilizan lodos base agua) o bien, a quebrarse y derrumbarse (dependiendo del tipo de arcilla y sus características mecánicas) esto puede provocar que las herramientas queden atrapadas, sin embargo, cuando se utiliza lodos base aceite los cambios serán casi nulos y no se verán cambios significativos en la curva del registro caliper. (Rico, 2012)

En la figura 21, se observa la respuesta típica del registro de densidad, a diferentes litologías.

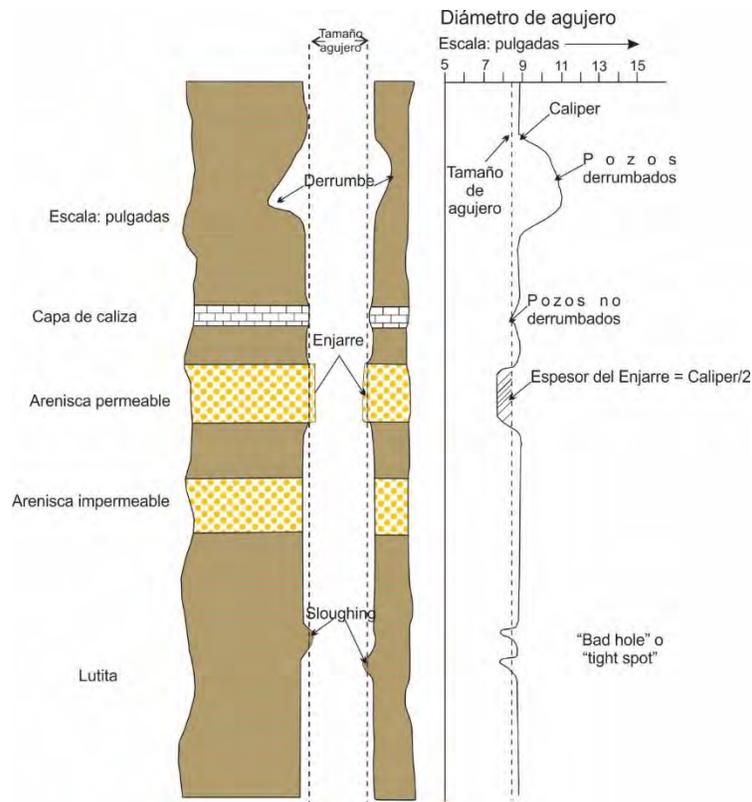


Figura 21. Esquema representativo de la respuesta del registro Caliper ante diferentes litologías. (Modificado de Rider, 1998).

3.1.4 Resistividad Funcionamiento

La resistividad puede definirse como la capacidad de un material de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica, independiente del tamaño o forma del material. Los granos o matriz de un cuerpo rocoso no son conductores, además de cualquier hidrocarburo dentro de los poros no será conductivo. El elemento que le da a la roca la capacidad para transmitir corriente, es principalmente la presencia de agua en los poros (Asquith, 2004).

- Cuando la saturación de hidrocarburos en los poros incrementa (la saturación de agua disminuye) incrementa la resistividad de la formación.
- Cuando la salinidad del agua en los poros disminuye, la resistividad de la roca aumenta

Los registros de resistividad producen una corriente eléctrica en la formación y miden la respuesta de la formación al flujo de la corriente. (Asquith, 2004).

Los registros eléctricos, son los primeros que se ocupan comercialmente para conocer la resistividad de las rocas, están compuestos por dos electrodos de corriente y dos de potencial que están colocados a diferente espaciamiento dentro de una sonda. El espaciamiento de los electrodos proporciona la profundidad de penetración de la corriente. Las herramientas de resistividad que se utilizan actualmente en la industria petrolera tienen más de cuatro electrodos, su propósito es enfocar la corriente dentro de la formación y reducir los efectos de capas laterales de agujero. (Arroyo, 1996)

Los registros eléctricos se utilizan para registrar, simultáneamente o alternativamente, dos curvas normales de diferentes espaciamientos y una curva lateral

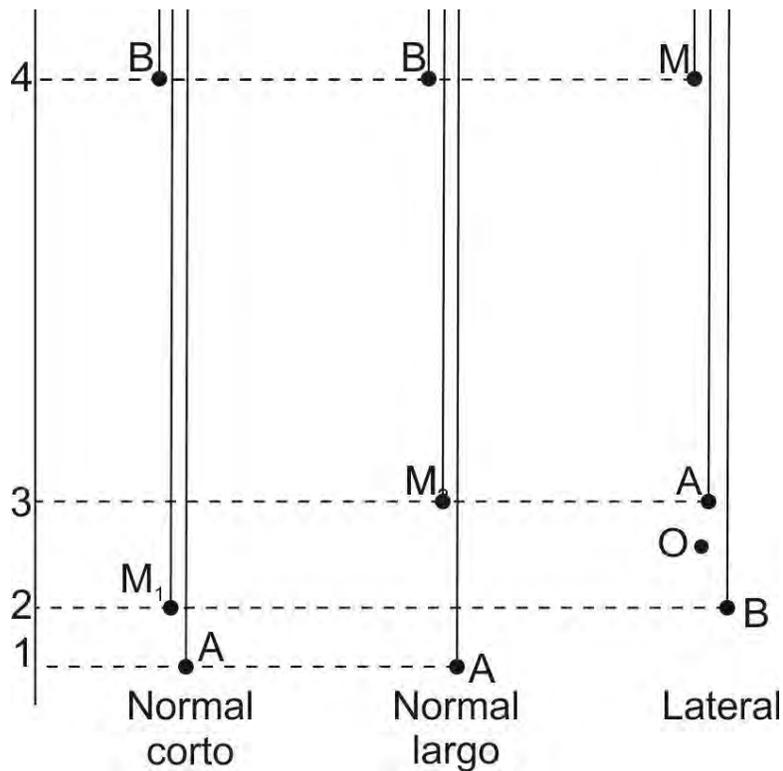


Figura 22. Tipos de arreglos para el registro de resistividad (Modificado de Baussioni 1994).

En la figura 22 se muestra un ejemplo de arreglos para cuatro electrodos que pueden ser usados para registro normal corto, largo normal y curvas laterales. Mientras una corriente es inducida entre los electrodos 1 y 4, el potencial es medido entre el electrodo 2 y un electrodo en la superficie para generar un registro corto normal y entre el Electrodo 3 y el

mismo electrodo de la superficie para generar un registro largo normal. Para la curva lateral, una corriente es inducida entre los electrodos 2 y 3 y el potencial es medido entre el electrodo 4 y un electrodo superficial (Baussioni, 1994).

3.1.4.1 Inducción eléctrica

El registro de inducción eléctrica, es una combinación de curvas eléctrica e inducción; por tanto, mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta. (Haliburton, 1962)

En el registro de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, el cual a su vez induce una corriente en una bobina receptora. La corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación.

El espaciamiento entre las bobinas receptora y transmisora es un compromiso entre la profundidad de investigación y la resolución en la identificación de los estratos delgados mediante el instrumento de registro. A fin de enfocar la corriente en la formación, es normal colocar bobinas adicionales arriba y debajo de las receptoras y transmisoras.

Bajo condiciones favorables es posible usar los valores obtenidos en el registro de inducción en la determinación de la resistividad real; sin embargo, deben hacerse correcciones para las cuales existen gráficos tales como estratos delgados, diámetros de pozo muy grandes, invasión extensa, etc.

3.1.4.2 Respuesta de registros eléctricos ante la presencia de arcilla

Como se vio anteriormente la capacidad de las rocas para permitir o resistir el paso de una corriente se ve afectado principalmente por el contenido de agua de formación que es el principal componente que permite el paso de corriente, sin embargo, cuando hay arcilla presente en la roca esta juega un rol importante en la conductividad.

Las arcillas conducen la electricidad de dos formas, atreves de lo del agua en los poros y atreves de la arcilla misma. En la figura 23, se muestra el comportamiento esquemático de la curva de resistividad cuando se tiene presencia de lutita.

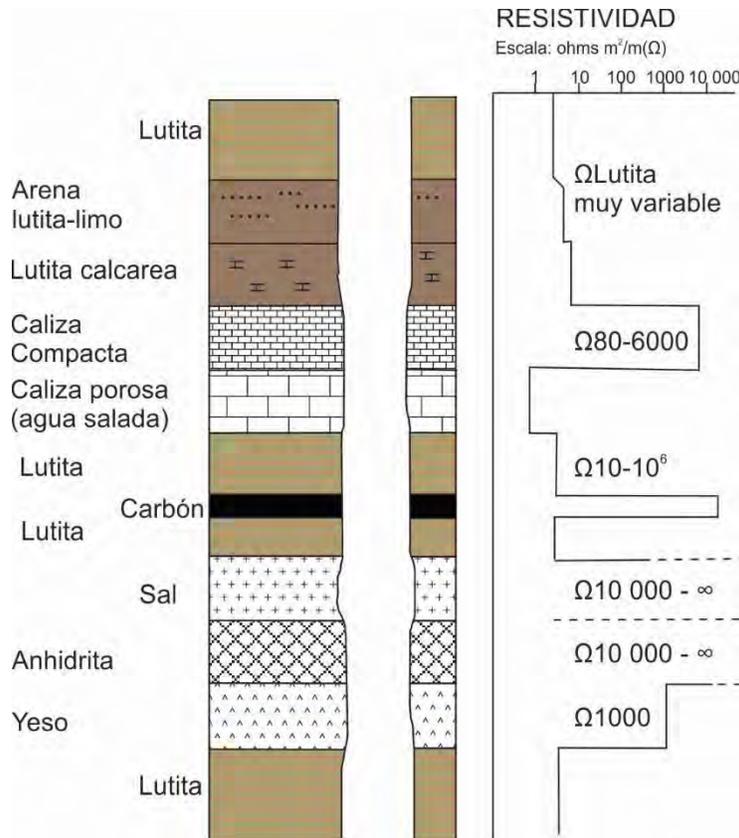


Figura 23. Comportamiento esquemático de la curva de resistividad a diferentes litologías.

El segundo carril de la figura 24 muestra el comportamiento de la curva de resistividad registrada con la herramienta de arreglo de inducción electromagnética (AIT). A partir de 1296 m se observa un incremento en la curva de rayos gama que refleja la presencia de arcilla. El comportamiento de la curva de resistividad profunda con valores bajos (alrededor de 2 Ohm-m) son indicativos de zona de arcilla.

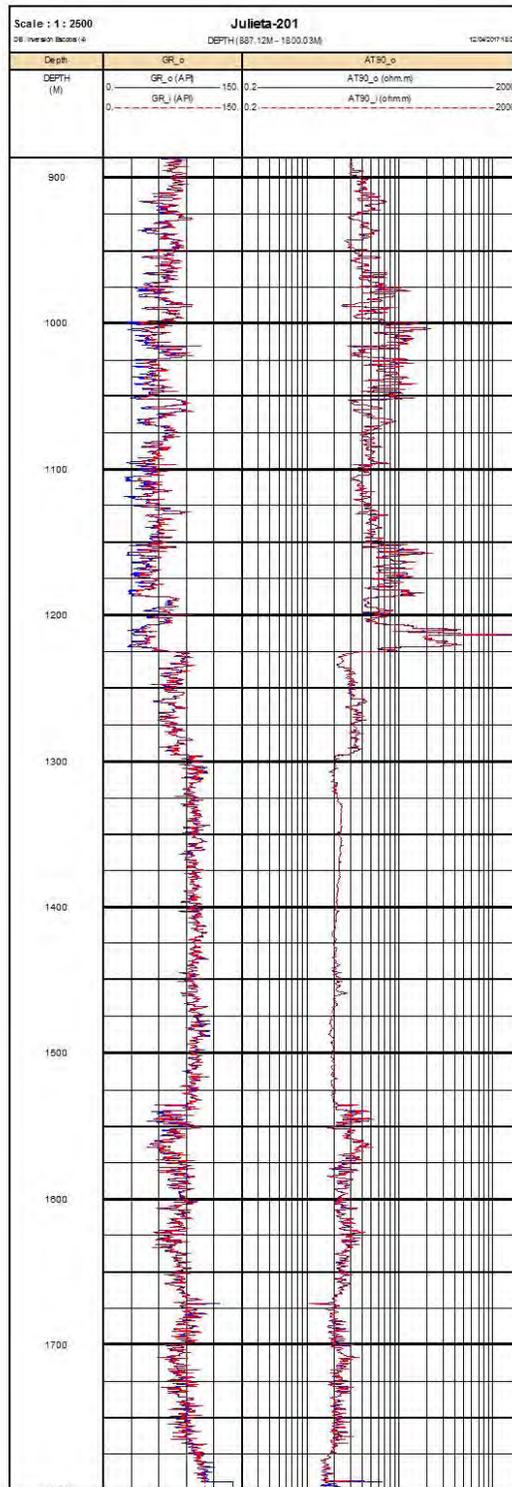


Figura 24. Ejemplo real, tomado de la información utilizada en este trabajo.

3.1.5 Densidad funcionamiento

El registro de densidad mide la densidad electrónica en la formación mediante una fuente radioactiva (Figura 25), que se aplica a la pared del agujero, está emite rayos gamma de mediana energía (considerados como partículas de alta velocidad) a la formación, por cada choque los rayos gamma pierden algo de su energía, y continúan con menor energía, esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, son contados para indicar la densidad de la formación, debido a que el número de colisiones está relacionado con el número de electrones de la formación (Shlumberger, 1982)

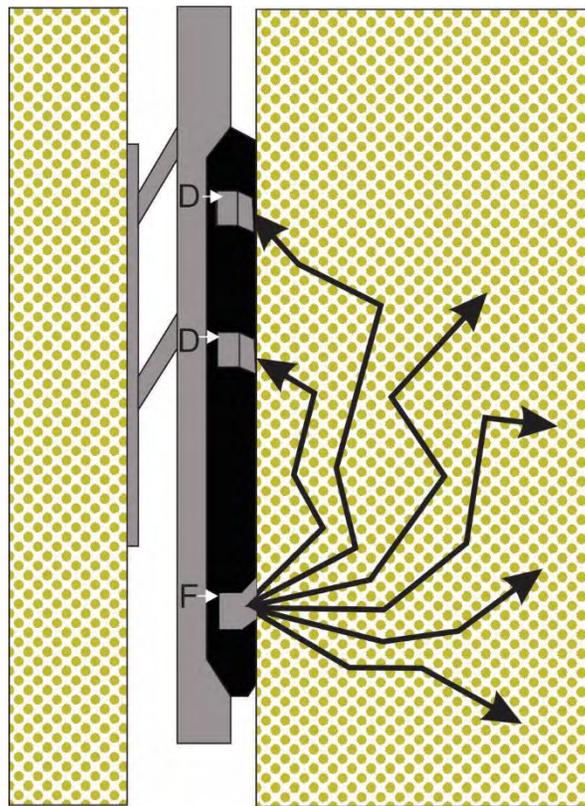


Figura 25. Esquema representativo de la herramienta del registro de densidad (modificado de Halliburton, 1962).

La respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real ρ_b que

a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

La densidad total de una formación se determina por su masa (peso) y su volumen (Halliburton, 1962):

- Formaciones de baja densidad tendrán valores altos de porosidad, es decir, que la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados
- Formaciones de alta densidad, tendrán valores de baja porosidad, esto nos dice que una menor cantidad de rayos llegan al receptor

Esta relación se puede expresar mediante la siguiente fórmula matemática:

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Densidad de la matriz} - \text{Densidad total}}{\text{Densidad de la matriz} - \text{Densidad del fluido}}$$

O

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

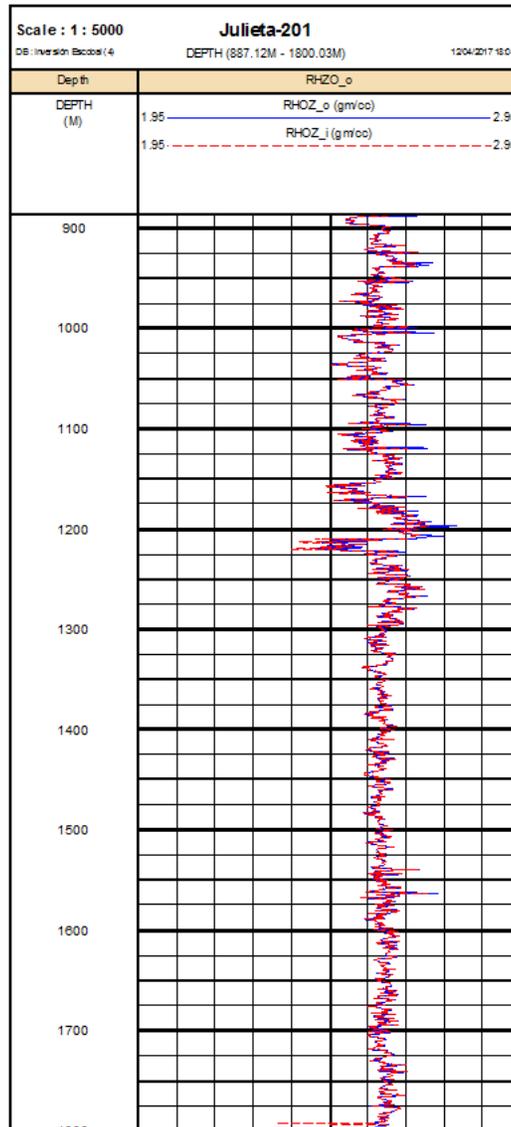


Figura 27. Ejemplo del comportamiento de la curva de densidad, ante la presencia de arcilla.

3.1.6 Neutrón funcionamiento

Los registros geofísicos de neutrones son registros de porosidad, que mide la concentración de hidrogeno en la formación.

Cuando un neutrón de alta velocidad (rápido) se introduce a una formación este colisiona con los núcleos de los minerales de la formación y comienza a perder energía, a estas colisiones se les conoce como elásticas. Eventualmente los neutrones continuarán

perdiendo energía hasta que ellos coexisten con los núcleos de la formación en un equilibrio termal, los neutrones que se encuentran en este estado son llamados neutrones termales, que corresponden a energías cercanas a 0.025 eV.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno en la formación. (Schlumberger, 1982)

Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por lo contrario, la concentración de hidrógeno poca, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

Cuando una arcilla es parte de la matriz de la formación, la porosidad neutrón reportada es mayor que la porosidad de la formación. Esto ocurre porque el hidrógeno que está dentro de la estructura de la arcilla y en el agua ligada a la arcilla se suma al hidrógeno dentro del espacio poral (Asquith G., 2004), es decir que las lutitas o zonas con alto contenido de arcilla mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada y las zonas con gas mostrarán una porosidad muy baja debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas.

3.1.6.1 Respuesta de registros de porosidad con la herramienta de neutrón ante la presencia de arcilla

Cuando una arcilla es parte de la matriz de la formación, la porosidad neutrón reportada es mayor que la porosidad de la formación. Esto ocurre porque el hidrogeno que está dentro de la estructura de la arcilla y en el agua ligada a la arcilla se suma al hidrogeno dentro del espacio poral (Asquith G., 2004), es decir que las lutitas o zonas con alto contenido de arcilla mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada y las

zonas con gas mostrarán una porosidad muy baja debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas.

Para ilustrar la respuesta de los registros ante la presencia de arcilla en la figura 28, se observa en la parte final del pozo una zona arcillosa, se identifica ya que el registro de porosidad aumenta sus valores.

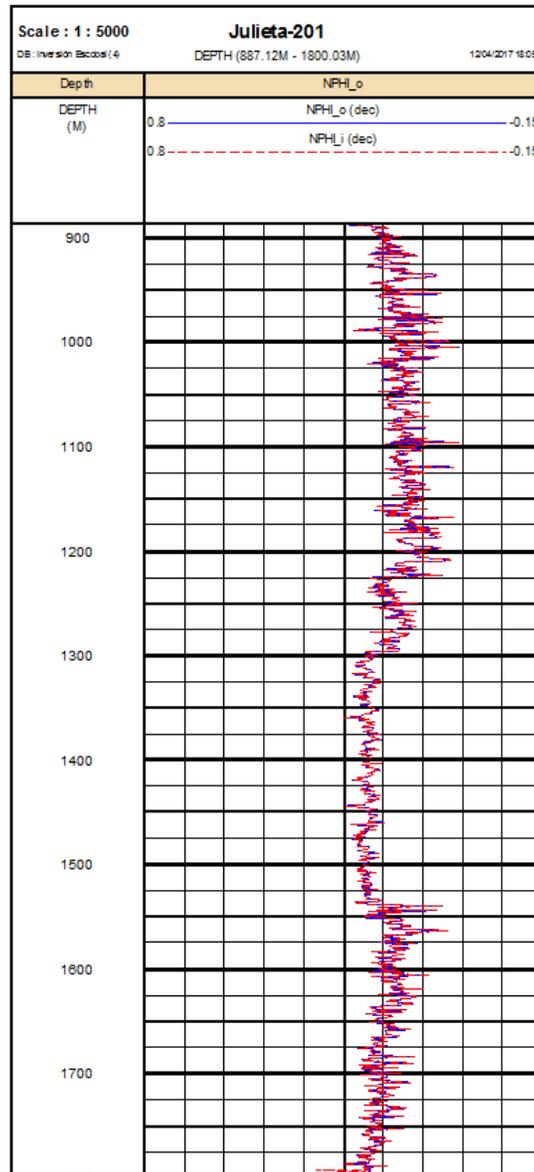


Figura 28. Ejemplo de la respuesta del registro de porosidad ante la presencia de arcilla.

3.1.7 Técnicas de interpretación convencional

Las técnicas para interpretar los registros convencionales son muy variadas. Para el desarrollo de este trabajo de investigación se comenzó por la zonificación de pozo, con la finalidad de diferenciar las zonas que conforman el yacimiento en ese punto, para poder diferenciar las zonas de alta resistividad, lo que podría indicar presencia de hidrocarburos, esto se puede confirmar si el registro de resistividad muestra anticorrelación con el registro de densidad.

El siguiente paso es una evaluación básica, comenzado con la diferenciación entre aceite y gas. Generalmente se identifican en los registros de densidad-neutrón, siendo que cuando hay una gran separación entre las líneas de estos registros de densidad-neutrón, representa una zona de gas, cuando la separación es mínima, estaría indicando una zona de aceite.

Continuamos con la determinación de la porosidad, para esto, podemos utilizar el registro de densidad o también densidad-neutrón. La porosidad se determina sobre la zona impregnada de aceite, así como en la zona impregnada de agua.

Determinación de R_w a partir de registros, primero se identifica una zona saturada de agua se lee el valor de la resistividad y se considera a $S_w = 1$

Finalmente, se realiza el cálculo de la saturación de fluidos usando ecuaciones que muchas veces no son compatibles entre sí debido a que fueron desarrolladas para ciertas condiciones específicas.

La evaluación petrofísica realizada con esta técnica “paso a paso” puede hacer que los errores se vayan acumulando en cada paso del proceso. Además, no es claro que los resultados obtenidos sean los mejores debido a que se ocupan diferentes modelos para determinar propiedades del mismo medio. Por esta razón, es importante establecer un modelo petrofísico adecuado para formaciones areno-arcillosas que permita determinar con alto nivel de confianza los parámetros petrofísicos del medio.

Además, la evaluación petrofísica realizada con técnicas convencionales no permite determinar adecuadamente el tipo de distribución de arcilla. A continuación, se mostrará

la variación de las propiedades físicas medidas con los registros de pozo ante la presencia de los diferentes tipos de distribución de arcilla: laminar, dispersa y estructural discutidas anteriormente en este texto.

3.2 Firma de registros para diferentes distribuciones de arcilla

La distribución de la arcilla dentro de la roca puede afectar la respuesta de los registros geofísicos. En la siguiente serie de figuras, se muestra cómo influye la distribución espacial de las arcillas, para diferentes registros geofísicos.

Registro neutrón

En la figura 29 se muestra una gráfica, de cómo afecta la distribución espacial de las arcillas al registro de neutrón.

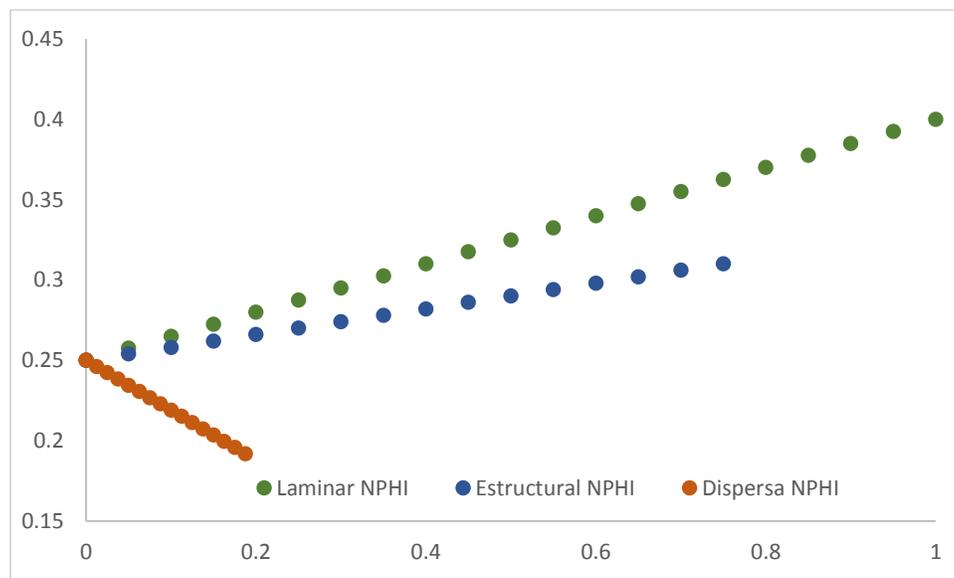


Figura 29. Efecto de la distribución espacial de la arcilla en el registro de neutrón.

En este caso, se puede ver como la arcilla dispersa, disminuye drásticamente los valores del registro neutrón, mientras que la arcilla laminar provoca un aumento en los valores del registro, la arcilla estructural, es la que menos afecta la respuesta del registro neutrón,

provocando que aumenten muy poco. Este comportamiento se debe a que los minerales arcillosos que se localizan en los poros (arcilla dispersa) de la arena se agrupan y reducen la porosidad, mientras que la arcilla estructural es un agregado mineral que tiene su propia porosidad y sustituye los granos de cuarzo.

Registro sónico

En la figura 30 se puede ver como se está influenciada la respuesta del registro sónico por la distribución espacial de las arcillas.

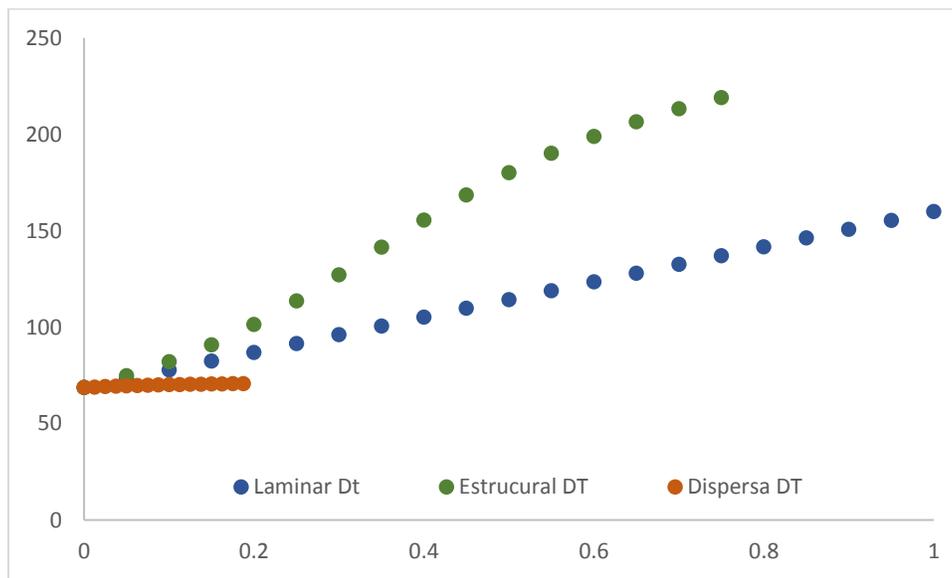


Figura 30. Respuesta del registro sónico, a la distribución espacial de la arcilla.

Para el registro sónico, la arcilla dispersa no afecta de manera importante el tiempo de tránsito debido al bajo contenido de este material en el espacio poroso mientras que la arcilla estructural, provoca un aumento en la respuesta del registro, cuando más arcilla estructural existe dentro de la roca, los valores del registro sónico aumentan. Es el mismo caso para la arcilla laminar, cuando hay más presencia de este tipo de arcilla, la respuesta del registro se ve afectada, ya que aumenta sus valores.

Registro de Resistividad

La figura 31, ejemplifica la respuesta del registro de resistividad a al volumen de distribución espacial de la arcilla.

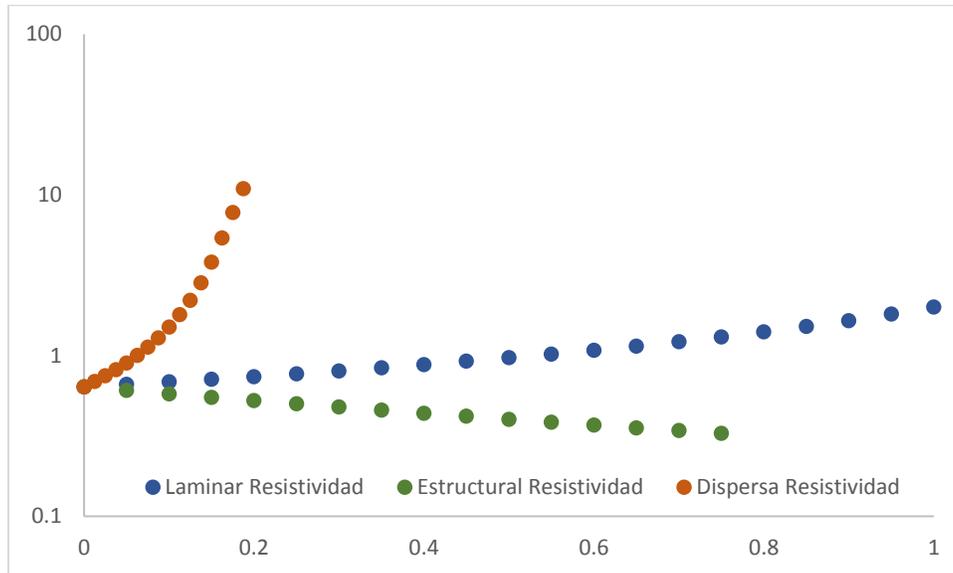


Figura 31. Respuesta del registro de resistividad, a la distribución espacial de la arcilla.

Principalmente se ve afectado por la presencia de arcilla dispersa, ya que los valores del registro de resistividad aumentan drásticamente con respecto a los valores de arcilla dispersa, en un intervalo de 0-0.2 de arcilla, los valores de resistividad aumentaron 10 ohms. Este comportamiento puede variar debido a que la resistividad es sensible al contraste del fluido conductor en los poros y la arcilla dispersa.

En el caso de la arcilla laminar, esta no afecta la respuesta de registro, ya que la variación de los resultados es muy poca. En cambio, la arcilla estructural, influye poco en los valores del registro, ya que cuando hay presencia de esta arcilla, los valores del registro disminuyen, aunque solo lo hacen en un rango de 1 a 0.1. Hay que tomar en cuenta que la escala en la que se ha graficado es logarítmica.

Registro de densidad

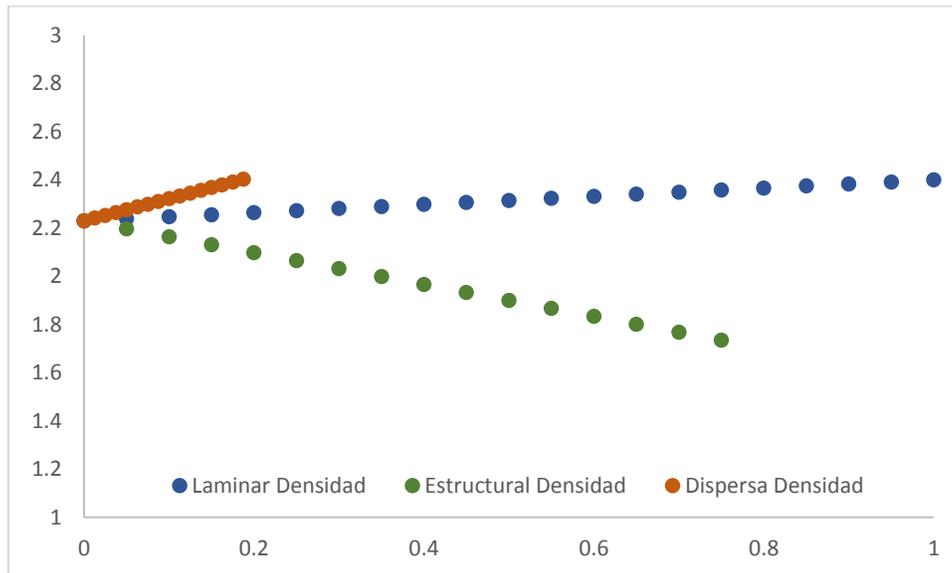


Figura 32. Respuesta del registro de densidad, a la distribución espacial de la arcilla.

El registro de densidad, no se ve claramente afectado por la arcilla laminar y la arcilla dispersa, el mayor efecto en la respuesta de este registro lo genera la arcilla estructural, disminuyendo sus valores, cuando la cantidad de este tipo de arcilla aumenta.

Las figuras 29, 30, 31 y 32 muestran de manera general que las propiedades físicas que se miden a través de los registros de pozo son sensibles a la distribución espacial de los minerales arcillosos y por tanto, esta distribución espacial puede ser determinada usando un modelo petrofísico adecuado. En el capítulo siguiente se analizarán los diferentes modelos petrofísicos de evaluación en formaciones areno-arcillosas y se mostrará el modelo petrofísico jerárquico para formaciones clásticas que toma en cuenta los tipos de distribución espacial de arcilla en formaciones areno-arcillosas.

4 Modelos petrofísicos en formaciones clásticas

La evaluación de las rocas clásticas es de gran importancia en la interpretación petrofísica, ya que gran parte de los yacimientos petroleros se encuentran albergados en formaciones areno-arcillosas y presenta retos interesantes como la distribución espacial de arcilla. En petrofísica, las rocas pueden ser clasificadas según su relación porosidad-conductividad (Archie, 1942) como rocas de Archie (arenas limpias) o rocas no-Archie (arenas arcillosas). Diversos autores (Archie, 1942) han propuesto diferentes modelos petrofísicos para poder determinar la porosidad y saturación de agua en arenas limpias (Archie, 1942), este término se refiere a rocas constituidas por granos (cuarzo, feldespatos) poros (rellenados por agua e hidrocarburos) y con bajo contenido de arcilla (menor al 1%).

Las formaciones limpias tienen diferentes características, entre ellas se puede destacar una distribución de tamaño de poro unimodal, la relación entre el tamaño de poro y el tamaño de la apertura del poro varía de forma periódica, la conductividad ocurre por la difusión de iones en el espacio poral intergranular en la roca en respuesta a un campo eléctrico (SPWLA, 1988).

El comportamiento de la conductividad eléctrica está relacionado con los cambios de agua presente en la roca.

Archie (1942) sugiere que la conductividad eléctrica de una roca saturada de salmuera es proporcional a la conductividad de la salmuera y que la resistividad específica de la roca saturada de agua R_0 es proporcional a la resistividad eléctrica específica de la salmuera R_w (Ecuación 6):

$$R_0 \propto R_w \quad (6)$$

Sin embargo, la mayoría de las formaciones pueden tener presencia de minerales de arcilla mayor al 1%, un exceso de conductividad puede indicar la presencia de estos minerales de arcilla. A este tipo de formaciones predominadas por arena, comúnmente se le conoce como arenas arcillosas o rocas no-Archie.

Las rocas arcillosas pueden describirse como aquellas rocas que no obedecen a la ecuación de Archie (por lo que pueden nombrarse como rocas no-Archie) y que contienen minerales de arcilla en sus espacios porales, en la tabla 7, se muestra un comparativo de las rocas de acuerdo a las características de Archie, con respecto a las que no cumplen estas características. Como se vio en el capítulo anterior, la arcilla puede encontrarse distribuida de 3 formas diferentes en la roca, laminar, dispersa y estructural, en la figura 33 se ejemplifican dos tipos de distribuciones espacial de la arcilla, laminar y dispersa.

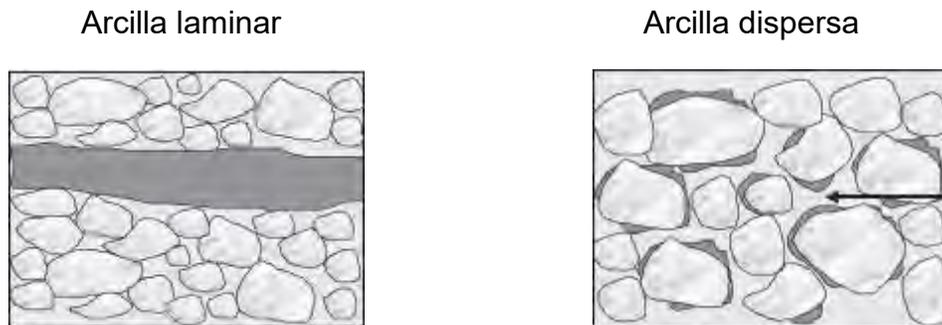


Figura 33. Se pueden apreciar dos tipos de distribución de la arcilla dentro de la roca, laminar y dispersa, Modificado de Schön 2011.

Tabla 6. Diferencias entre las características principales de los yacimientos de Archie y los yacimientos areno-arcillosos (no-Archie).

No.	Criterios para un yacimiento areno arcilloso (no-Archie)	Criterios para un yacimiento de Archie
1	Un tipo de roca	Múltiples electrofacies o petrofacies
2	Homogénea	Heterogénea
3	Isotrópico a escalas micro y meso	Anisotropía
4	Compositivamente limpio	Minerales de arcilla
5	Libre de arcilla	Arcilloso
6	Libre de sal	Limosa
7	Sin minerales metálicos	Pirita y otros minerales
8	Distribución unimodal del tamaño de poro	Distribución de tamaño de poro multimodal incluyendo microporosidad
9	Porosidad intergranular	(Micro)fracturas/fisuras/vugulos
10	Alta salinidad	Agua dulce
11	Humedecida con agua	Mojabilidad mixta
12	I_r es independiente de R_w	I_r es dependiente de R_w

La presencia de arcilla en un yacimiento puede generar problemas ya que disminuye la calidad del yacimiento y crea una componente adicional de la conductividad eléctrica.

Debido a las complicaciones que genera la presencia de arcilla en un yacimiento, se han propuesto diferentes modelos de conductividad para considerar el comportamiento conductivo de las arenas arcillosas. Diversos autores se han dedicado a proponer modelos petrofísicos para poder determinar parámetros petrofísicos (Poupon 1954), (Waxman y Smits 1968), (Clavier 1967), (Simandoux 1963) en las formaciones areno arcillosas.

Muchos modelos para arenas-arcillosas se basan en un sistema de conductor en paralelo de dos componentes de conductividad. En la figura 34 se representa el circuito para dos tipos de distribución espacial de arcilla (laminar y dispersa). Es importante enfatizar que la conductividad eléctrica que se calcula para la distribución de lutita laminar toma en cuenta la cantidad de cada una de las componentes y su conductividad. Para la lutita dispersa, se toma en consideración la relación de conductividades eléctricas del fluido dentro del poro y la misma arcilla. Por esta razón, la influencia de arcilla en la conductividad eléctrica que se mide a nivel de pozo es diferente para cada tipo de distribución espacial de arcilla.

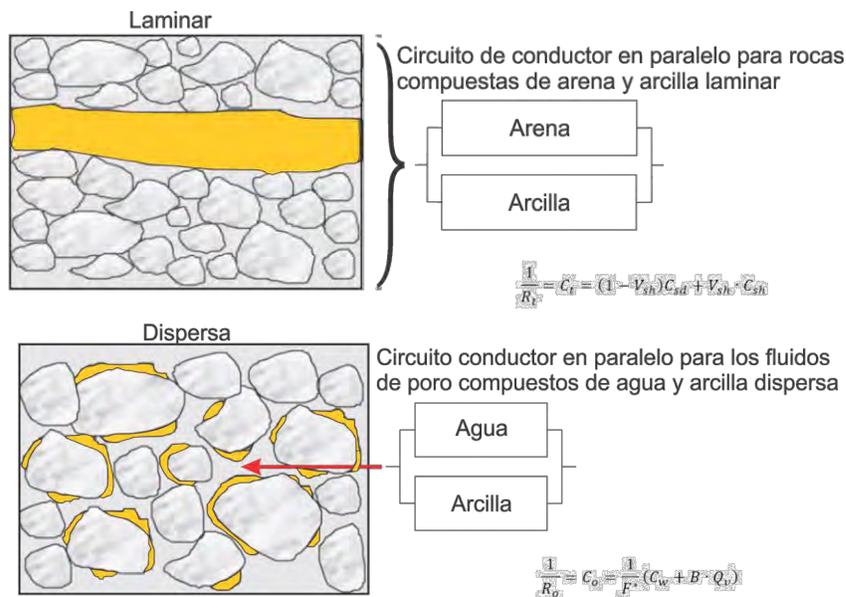


Figura 34. Imagen representativa de un circuito en paralelo, para dos tipos de distribución de arcilla (laminar y dispersa) (Modificado de Schön, 2011).

4.1 Modelos tradicionales

Determinar diferentes propiedades petrofísicas siempre ha sido de gran importancia, no solo en el área científica, sino también en áreas de aplicación, como lo es la industria petrolera, sin embargo como se ha mencionado existen diferentes elementos de la roca que afectan notablemente de sus propiedades, tal es el caso de las arcillas, que pueden afectar la conductividad de la roca, esta es una de las razones por la que entender y determinar la cantidad de arcilla de una formación y su distribución espacial es parte esencial de un estudio petrofísico.

Diversos autores se han encargado de diseñar modelos petrofísicos que nos ayuden a determinar el volumen de arcilla presente en la roca, así como el de la saturación de fluidos.

Los modelos tradicionales que involucra al modelo de Archie, el modelo de Poupon, el modelo de Waxman-Smith y el modelo de doble agua han demostrado que tienen aplicación para determinar los aspectos que requerimos, sin embargo, no toman en cuenta la distribución espacial de arcilla y por esa razón no siempre funcionan correctamente. En este sub-capítulo, se describirá a grandes rasgos diferentes modelos tradicionales que permiten determinar el contenido de arcilla.

4.1.1 Modelo de Archie

El modelo de Archie afirma que el agua en la roca es el único material eléctricamente conductivo en una formación.

Como se mencionó las rocas limpias o de Archie poseen diferentes características y para poder aplicar la ecuación fundamental de Archie, se requiere de estas características además de varios criterios indispensables en la roca, estos atributos son listados en la tabla 7.

Para cuando una roca se encuentra saturada de agua, Archie introdujo el Factor de Formación, el cual representa el aumento de la resistividad eléctrica con respecto al conductor de la salmuera como resultado de la presencia de una matriz no conductiva:

$$R_0 = F \cdot R_w \quad F = \frac{R_0}{R_w} \quad (7)$$

La ecuación de Archie puede ser descrita en términos de conductividad eléctrica (Ecuación 8):

$$C_t = (S_w^n \phi^m) C_w \quad (8)$$

Donde:

- C_t representa la conductividad de la roca con $S_w < 100\%$
- S_w^n representa la saturación de agua
- ϕ^m representa la porosidad
- C_w representa la conductividad de la solución acuosa

Archie agregó a su ecuación otro término denominado exponente de cementación, que tendrá valores alrededor de 1.3 para arenas no consolidadas y entre 1.8 y 2.0 para arenas consolidadas (Schön, 2011).

$$F = \frac{R_0}{R_w} = \frac{1}{\phi^m} \quad (9)$$

Archie de manera experimental determinó que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real de la siguiente manera:

$$S_w^n = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (10)$$

- En la cual n representa el exponente de saturación,
- S_w saturación de agua
- R_w Resistividad de agua de formación

Sin embargo, la ecuación de Archie al afirmar que el agua es el único material eléctricamente conductivo en la formación, la presencia de otro material conductivo (es decir, la arcilla) requiere que la ecuación de Archie se modifique para adaptarla a la

existencia de otro material conductivo o que se desarrolle un nuevo modelo para relacionar la resistividad de la roca con la saturación de agua en formaciones con arcilla.

4.1.2 Modelo de Poupon

Poupon (1954) propuso un modelo petrofísico para formaciones clásticas con presencia de arcilla, en el cual considera que la distribución espacial de la arcilla es laminar, para resolver el problema propone el uso de un modelo de conductores en paralelo (Schön, 2011):

$$C_t = (1 - V_{sh})C_{sd} + V_{sh} \cdot C_{sh} \quad (11)$$

Para poder calcular la saturación de agua con el modelo de Poupon es necesario cumplir con los siguientes puntos:

- Conocer la resistividad R_t de una herramienta de resistividad profunda.
- Conocer la resistividad de la arcilla
- El volumen de arcilla
- Que la arcilla presente sea laminar

En este caso Poupon considera a la roca como un arreglo de capas de arena entre las cuales existen capas laminares de arcilla (Figura 35), usa la ecuación de Archie para describir las capas de arena, por lo que considera que el volumen total de la roca son las capas de arena y las capas de arcilla en términos del volumen de arcilla.

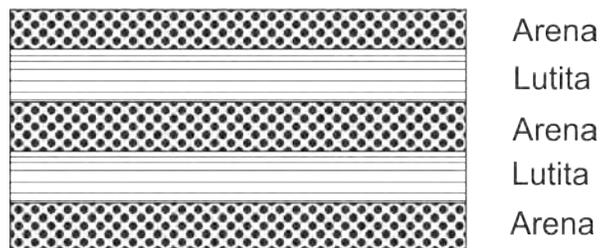


Figura 35. Imagen representativa del modelo utilizado por Poupon.

El modelo de conductor en paralelo asume una corriente de dirección paralela al plano de la corriente (Schön, 2011).

En este caso la conductividad de las capas de arcilla no es modelada, sin embargo, para el caso de las herramientas asumen que la conductividad de las capas de arcilla se debe a que se encuentra 100% saturado de agua.

Los conceptos de Poupon están orientados en los modelos basados en la fracción de volumen de arcilla, estos modelos tienen la desventaja de ser científicamente inexactos con el resultado que ellos se abren a la incomprensión y el mal uso, sin embargo, este tipo de modelos son teóricamente aplicables a los datos de registro sin necesidad de una calibración de muestra de núcleo relacionada a lutitas (Worthington, 1985).

4.1.3 Modelo de Waxman y Smith

Waxman y Smit (1968), propusieron un modelo en el cual consideran la presencia de arcilla dispersa en la formación, ellos describen un sistema de conductores en paralelo representados por el espacio poral intergranular y la superficie poral activa. Waxman y Smith desarrollan el modelo de arena con arcilla dispersa donde la conductividad de la arcilla es agregada a la conductividad del fluido de poro,

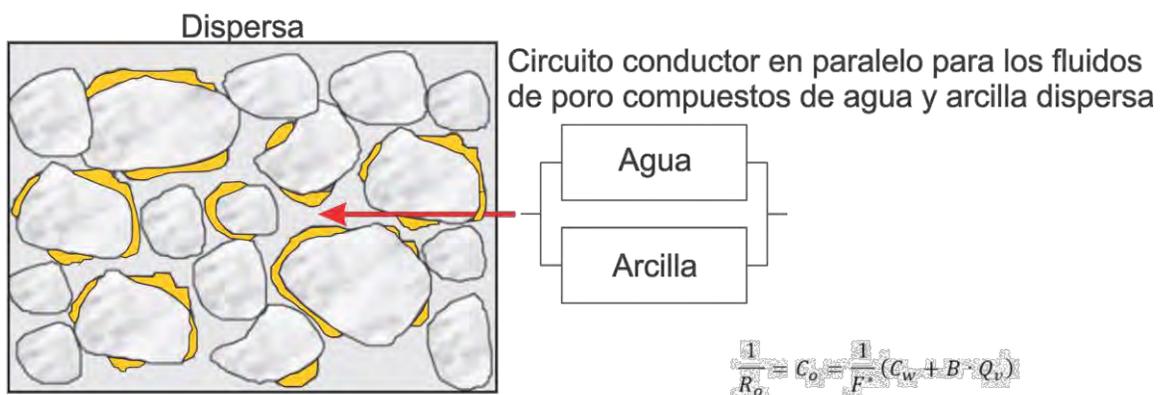


Figura 36. Figura representativa de un circuito en paralelo para los fluidos de poro compuestos de agua y arcilla dispersa (modificado de Schön, 2011).

Implementaron los mecanismos fundamentales de la conductividad de arcilla basados en el concepto de intercambio catiónico, el cual dice que las arcillas poseen una deficiencia de carga positiva, por lo que se crea un campo eléctrico negativo, esta carga negativa atrae hacia la superficie de la arcilla iones positivos como pueden ser Na, K, Ca, entre otros que se encuentren presentes en el agua que está en contacto con la arcilla.

4.1.3.1 Capacidad de intercambio catiónico

Las arcillas son muy particulares debido a su pequeño tamaño que es menor a $4\mu\text{m}$, debido a esta particularidad, a su forma (ecuante) y a defectos estructurales, los minerales de arcilla son muy reactivos, principalmente en su superficie, pero también en sus bordes (UNAM, 2013).

Estas constantes reacciones en la superficie de la arcilla es la principal fuente de exceso de conductividad. Los minerales de arcilla tienen una carga superficial negativa, debido a la sustitución de átomos con valencia positiva baja en la retícula de arcilla. La carga negativa de la superficie atrae cationes como Na^+ y K^+ . Cuando la arcilla se encuentra sumergida en agua, los cationes son liberados aumentando su conductividad (Schön, 2011).

En la figura 37 se muestra un ion de sodio y una molécula de H_2O cercanas a la superficie de un cristal de arcilla donde primero se puede ver una capa de agua que rodea a la molécula de arcilla y luego Na^+ para compensar la carga.

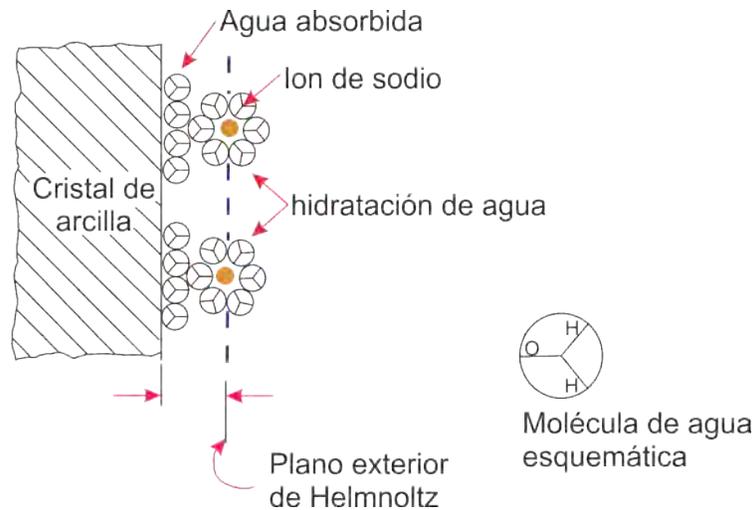


Figura 37. Muestra a un ion de sodio y una molécula de agua cercanas a la superficie de un cristal de arcilla, indicando que hay una capa de agua que rodea a la arcilla que es inmóvil. (Modificado de Clavier1984).

La capacidad de intercambio catiónico mide la habilidad de la arcilla para liberar cationes y se expresa como un miliequivalente por 100g de arcilla seca. Existe una estrecha relación entre la capacidad de intercambio catiónico y la superficie de la arcilla. Mediciones han mostrado que el CEC es una reflexión del área específica del tipo de arcilla. (Shön, 2011)

Esta relación entre el CEC y la superficie de la arcilla, se puede expresar mediante la ecuación 12. (Shön, 2011)

$$S_m = 520 \cdot CEC^{1.1} \quad (12)$$

donde S_m es el área de la superficie específica

En la tabla 8 se muestran los valores de CEC para algunos minerales de arcilla:

Tabla 7. Muestra algunos tipos de arcilla con su respectivo valor de CEC (Modificada de Shön, 2011)

Tipo de arcilla	CEC Meq/ gr	P (prom) g/cm³	Área superficial m²g⁻¹
Montmorillonita	0.8 -1.5	2.45	82-767
Ilita	0.1 -0.4	2.65	97-113
Clorita	0 -0.1	2.80	42
Caolinita	0.01 -0.06	2.65	15-23

En general se puede observar que cuando el área superficial es mayor, la capacidad de intercambio catiónico es mayor debido a que existe mayor cantidad de carga en la superficie.

La fuente de exceso de estos iones compensadores constituye la capacidad de intercambio catiónico CEC (meq/gr de roca seca) o Q_v (meq/cm³ de volumen de poro).

Herrick (1988) afirma que la conductividad se debe a que la capacidad de intercambio catiónico es variable dependiendo de la saturación de agua de la parte intergranular del sistema poroso, por lo que la conductividad de la superficie no es independiente de la conductividad del sistema poroso intergranular por lo que no se comporta como un sistema de conductores paralelos independientes (Herrick, 1988).

Valores de CEC altos corresponde a montmorillonita, valores intermedios a ilita y valores bajos clorita. Las cantidades altas posiblemente se apliquen a las arcillas laminares mientras que las cantidades bajas a las arcillas dispersas, esto se debe a que en los mecanismos formadores existen esfuerzos mecánicos durante la compactación que origina rompimiento en la adherencia. (Arroyo, 1996)

Para el caso simple de saturación de agua en arenas arcillosas la conductividad se expresará como se ve en la ecuación 13:

$$C_o = \frac{C_w}{F_o} + \frac{(C_{bw} - C_w)V_Q Q_v}{F_o} \quad (13)$$

Donde:

- C_o = conductividad de la roca totalmente saturada de agua.
- C_w = Conductividad del agua (libre).
- F_o = Factor de formación.
- C_{bw} = Conductividad del agua ligada.
- Q_v = Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen de poro.
- V_Q = cantidad de agua de arcilla asociada con un miliequivalente de contraciones de arcilla.

El modelo de Waxman-Smits describe rocas que no responden a la ecuación de Archie, estas rocas tienen fuentes conductoras las cuales son dependientes de la saturación de agua y la cantidad de espacio poral intergranular, una de las fuentes son los minerales de arcilla los cuales tienen una capacidad de intercambio catiónico significativa. Waxman-Smits sugieren que la capacidad de intercambio catiónico asociada a los minerales de arcilla es ionizada o intercambiada dentro del espacio poral intergranular y se suma a la conductividad de iones presente en la solución. (SPWLA, 1988).

4.1.4 Modelo de doble agua

En 1977 Clavier, et al., modificaron el modelo de Waxman-Smith para poder tomar en cuenta el volumen de arcilla de las dobles capas o el agua ligada asociada a las superficies cargadas de las partículas de arcilla (SPWLA, 1988).

El modelo de doble agua está basado en el concepto de que hay dos tipos de agua en una arena arcillosa. La conductividad del agua equivalente de las arenas arcillosas C_{we} , puede ser considerada una mezcla de dos tipos de agua.

1.- El agua de arcilla: existe una capa de agua que rodea a la arcilla y que es inmóvil, tiene conductividad independiente del tipo y cantidad de arcilla. El volumen de fracción de agua de arcilla V_{cw} , es directamente proporcional a la concentración de contraiones. En este caso la siguiente ecuación representa el volumen de agua impregnada por cm^3/meq .

$$w = 0.22 + 0.084/\sqrt{C} \quad (14)$$

2.- El agua más alejada de la arcilla es llamada “agua libre (lejana)”. Su conductividad y su concentración iónica corresponden a la salinidad de la masa del agua de formación. En la fracción de volumen de esta agua (V_{fw}) es el balance entre el total de contenido de agua y agua de arcilla. (Clavier, 1984).

Por lo que la conductividad del agua equivalente para una saturación del 100% es la siguiente:

$$C_{we} = C_w(1 - S_b) + C_b S_b \quad (15)$$

Donde

- C_b es la conductividad del agua impregnada
- S_b es la cantidad de espacio poroso ocupado
- C_w es la conductividad del agua libre

Clavier asume que el “agua libre” es desplazada por los hidrocarburos, además de que la conductividad de estos dos tipos de agua es un promedio. Cuando los hidrocarburos desplazan el agua libre, una pequeña cantidad de agua libre e impregnada se intercambia dando una nueva conductividad efectiva en el agua, la cual se calculará de la siguiente manera:

$$C_{we} = C_w(1 - S_b/S_{wt}) + (C_b S_b/S_{wt}) \quad (16)$$

Y cuando una arena tiene presencia de hidrocarburos su conductividad es la siguiente:

$$C_t = (s_{wt} \phi_t)^2 [C_w(1 - S_b/S_{wt}) + (BQ/S_{wt})] \quad (17)$$

BQ representa a los contadores de iones

Al restringir BQ a la fracción del espacio poroso, se puede predecir que $C_b = B/W$

Y haciendo una relación para S_b , la ecuación de conductividad queda de la siguiente manera:

$$C_t = (s_{wt} \phi_t)^2 [C_w(1 - WQ/S_{wt}) + (BQ/S_{wt})] \quad (18)$$

Donde WQ representa la fracción de espacio poroso

Esta relación es la que considera el modelo para calcular la saturación de agua.

4.2 Técnica de inversión petrofísica

4.2.1 Modelo de Mezzatesta

El modelo de Mezzatesta es un modelo de interpretación el cual integra nuevas herramientas, como lo es el NMR (Nuclear Magnetic Resonance) y herramientas de resistividades de multicomponentes integrándolas a datos de registros convencionales tales como rayos gamma y densidad, lo cual permite mejorar la interpretación de los datos de los registros.

Este modelo petrofísico propone incorporar simultáneamente todos los valores de la distribución de arcilla, (laminar, estructural y dispersa), en las ecuaciones de respuesta de los instrumentos correspondientes que pueden ser de porosidad total, volumen de arcilla total, densidad, neutrón, etc.). Estas combinaciones van a proporcionar las diferentes combinaciones de distribución de arcilla definidas por modelos volumétricos y de tensores para poder determinar diferentes propiedades de los yacimientos areno-

arcilloso además de que también se podrán estimar errores en los resultados originales por algún modelo inadecuado o errores en la delimitación de parámetros. (Mezzatesta, 2002).

El modelo volumétrico que utiliza para una formación areno-arcillosa laminar se esquematiza en la figura 39.

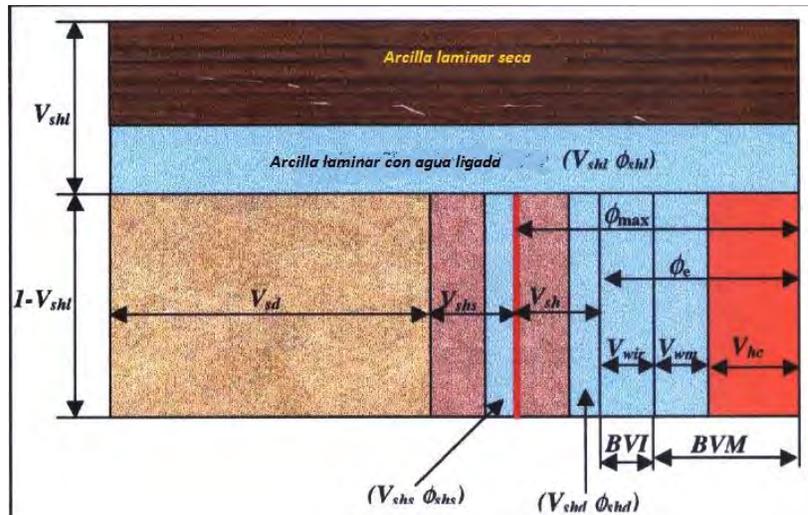


Figura 38. modelo volumétrico de la arena-arcillosa laminada, el cual muestra todos los volúmenes asociados con cada componente de la roca. (Mezzatesta, 2002)

La figura muestra que la porción de una arcilla laminar de una roca la cual contiene un volumen de arcilla laminar seca y otro volumen con agua ligada. La porción laminar de la arenisca muestra los volúmenes correspondientes a la matriz de arena, que está compuesto de granos de arena; la arcilla estructural consiste en arcilla estructural seca y con agua ligada, la arcilla dispersa seca y con agua ligada.

La ecuación para los componentes del mayor modelo es la siguiente:

$$V_{ma} + V_{shl} + V_{shs} + V_{shd} + V_w + V_{hc} = 1 \quad (19)$$

Para la interpretación del modelo petrofísico se requiere un conjunto de ecuaciones de propiedades macroscópicas medidas de la roca, tales como volumen total de la arcilla, porosidad total, densidad, el volumen mayor de agua irreducible. Estas ecuaciones escribir un conjunto de ecuaciones que podrán ser resueltas simultáneamente para parámetros petrofísicos una vez que se ha dado un conjunto de mediciones de la roca.

Cuando se tiene la información suficiente, parámetros de la roca independientemente pueden ser estimados a través del proceso de inversión: estos parámetros se refieren al volumen de la arcilla laminar, volumen de arcilla estructural, volumen de arcilla dispersa, volumen de agua irreducible y volumen de agua móvil (Mezzatesta, 2002).

Para poder calcular otros volúmenes como el de arena e hidrocarburo, se utiliza las ecuaciones 21 y 22 respectivamente:

$$V_{ma} + V_{shl} + V_{shs} + V_{shd} + V_w + V_{hc} = 1 \quad (20)$$

$$(1 - \phi_{max})(1 - V_{shl}) = V_{shs} + V_{sd} \quad (21)$$

En la ecuación 3 el término “sd” se refiere a volúmenes de arena.

Este modelo permite que, en cada nivel de profundidad, se pueda hacer una interpretación completamente integrada de todos los datos disponibles, que puede conducir a estimaciones precisas e internamente consistentes de las propiedades intrínsecas de yacimientos, específicamente de la saturación, porosidad y permeabilidad de las arenas laminadas, así como la distribución de las arcillas. La descripción del componente de arena no sólo contribuye a una mejor estimación de los volúmenes de hidrocarburos, sino también a una estimación más aproximada de la permeabilidad de la arena que se esté estudiando.

El método de Mezzatesta representa un avance respecto a la técnica de interpretación convencionales de registros de pozo en formaciones areno-arcillosas, pero tiene como inconvenientes que requiere información de herramientas no convencionales y no toma en cuenta la microestructura de la roca (forma de los componentes mineralógicos). Por esa razón, se muestra a continuación una técnica que considera estos factores.

4.2.2 Modelo jerárquico de rocas clásticas

La técnica de inversión petrofísica ha sido desarrollada recientemente para la determinación de parámetros petrofísicos usando registros de pozo convencionales. Ha sido aplicado para formaciones carbonatadas (Kazatchenko et al, 2004;2006) y para formaciones areno-arcillosas (Aquino et al, 2011; 2016). Consiste en la aplicación de la teoría de inversión conjunta de los registros de pozo convencionales en los cuales se consideran como datos de entrada las velocidades de ondas P y S, la resistividad eléctrica, la densidad volumétrica, la porosidad medida con la herramienta de neutrón y el registro de rayos gama.

El proceso de inversión petrofísica consiste en la aplicación de un modelo petrofísico, que para el caso de las rocas clásticas considera que la arena está constituida por dos componentes principales: granos sólidos y poros completamente saturados por fluidos (gas, agua, aceite, arcilla dispersa o una combinación de estos).

Para poder aplicar el método de inversión petrofísica se requiere calcular los registros sintéticos (teóricos) en formaciones clásticas con presencia de arcilla. Se utiliza un modelo jerárquico del material compuesto donde las propiedades efectivas se obtienen a partir de 3 niveles de homogenización (como se muestra en la figura 39). En este modelo jerárquico, se consideran diferentes escalas para la caracterización petrofísica de las formaciones. En cada nivel se considera un tipo especial de distribución de arcilla.

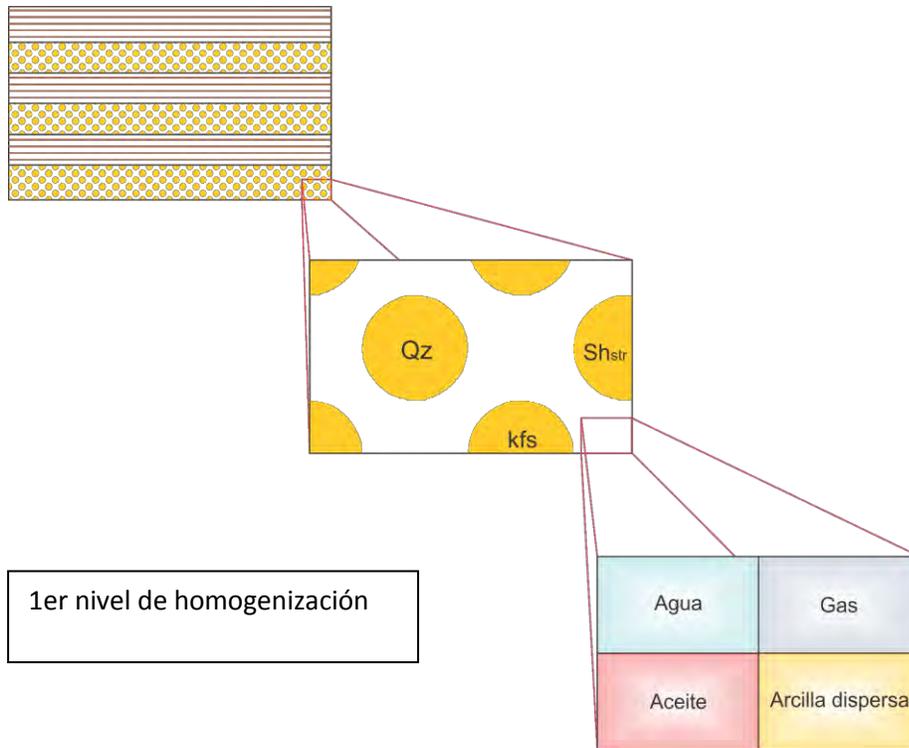


Figura 39. Figura ilustrativa del modelo jerárquico con sus tres niveles de homogenización.

El primer nivel corresponde al material que está relleno los poros de la arena (agua, arcilla dispersa e hidrocarburos). En este nivel se determinan las propiedades físicas efectivas medidas en el pozo para la mezcla de fluidos y arcilla dispersa que saturan los poros. En este nivel los componentes de fluidos que se encuentran relleno los poros se considera que tienen forma esferoidal, basados en cálculos teóricos donde se muestra que la forma de la arcilla dispersa afecta débilmente las propiedades eléctricas y elásticas (Aquino et al., 2015), por ello se considera que la relación efectiva de la arcilla dispersa es igual a 0.1 ($\alpha_{dis}=0.1$). Esta forma esferoidal ligeramente deformada garantiza la mínima variación relativa de los parámetros simulados en el proceso de inversión.

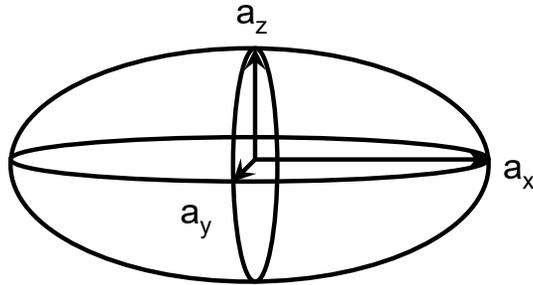


Figura 40 Formas de las componentes asociadas al modelo petrofísico.

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= a_z/a_x \\ \alpha_2 &= a_y/a_x \end{aligned} \quad (22)$$

Figura que muestra las formas de las componentes asociadas al modelo petrofísico descrito. Para formas esferoidales, las distancias a_x y a_y son iguales por lo que sólo se define el parámetro α_1 .

El segundo nivel de homogenización está constituido por los componentes principales de la arena (cuarzo, arcilla estructural y poros) como se puede ver en la Figura 42 en este nivel se encuentran las propiedades efectivas de los componentes de la arena tomando en cuenta las propiedades efectivas simuladas en el primer nivel de homogenización.

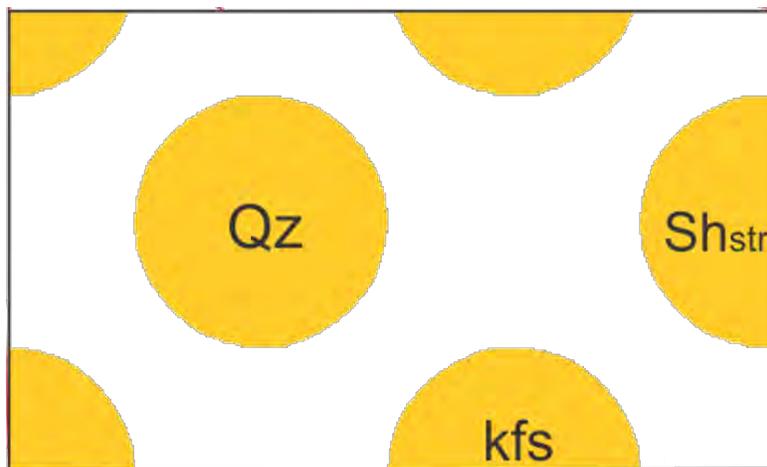


Figura 41. Figura representativa del segundo nivel de homogenización, el cual esta compuesta de granos(cuarzo, arcilla estructural) y poros.

En este segundo nivel de homogenización se estimó que la forma efectiva de los granos sólidos y los poros están determinados por elipsoides. Se considera que la arcilla

estructural también tiene forma esferoidal con la relación de $\alpha_{str}=0.3$ (Aquino et al 2011; 2015).

Para calcular las propiedades acústicas y eléctricas efectivas de los poros saturados de fluidos y areniscas en el primer y segundo nivel se utilizan métodos micromecánicos de aproximación media efectiva (EMA), también llamados métodos auto-consistentes.

Este fue el primer método auto-consistente aplicado para la solución del problema de homogenización en la mecánica de medios heterogéneos. El método EMA fue propuesto originalmente por Bruggeman en 1935 y permanece como una aproximación popular para la determinación de las propiedades físicas de compuestos (Torquato y Hyun, 2001). Desde su invención, ha sido la base para un vasto número de estudios de medios inhomogéneos macroscópicos y ha sido generalizado por numerosos autores para tratar una gran variedad de problemas (Stroud, 1998). Se asume que cada inclusión en el compuesto se comporta como aislada en un medio homogéneo con propiedades que coinciden con las propiedades generales del material compuesto. El campo que actúa en cada inclusión en el compuesto es el campo externo ε^0 aplicado al campo heterogéneo. La hipótesis supuesta reduce el problema de interacción entre muchas inclusiones en el compuesto al problema de una inclusión aislada embebida en un medio homogéneo (figura 43).

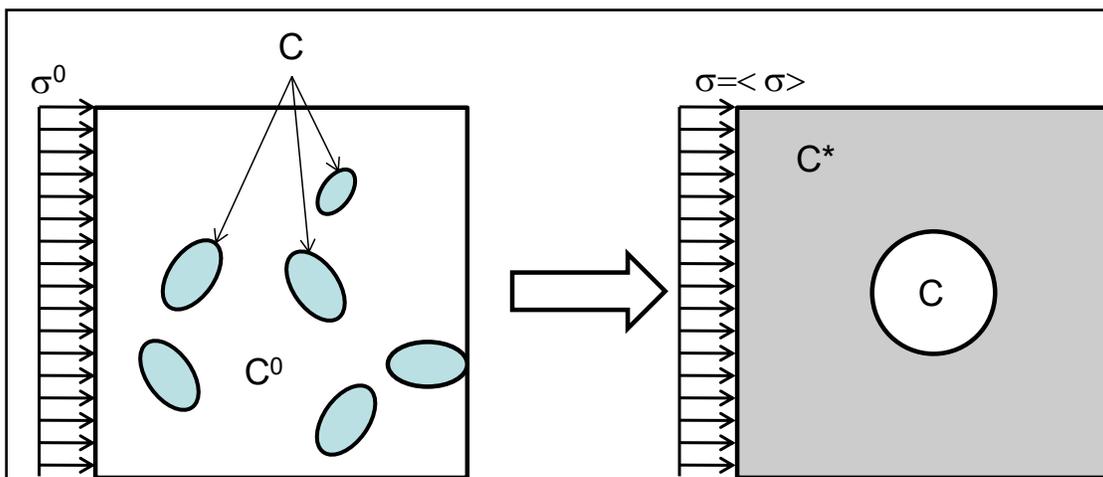


Figura 42. Esquema de Método de medio efectivo (Tomado de Kanaun y Levin, 2008).

Para ilustrar el método EMA consideremos un modelo de dos componentes esféricas A y B y sigamos el procedimiento mostrado por Bruggeman (Stroud, 1998). Cada componente tiene fracciones volumétricas p y $1-p$ y están caracterizadas por las diferentes conductividades escalares σ_A y σ_B . Se quiere calcular la conductividad efectiva σ_e de este compuesto. Supongamos que cada grano está inmerso en un medio efectivo homogéneo de conductividad σ_e el cual será determinado auto-consistente. Entonces el campo eléctrico dentro del grano i es uniforme y tendremos (Stroud, 1998):

$$E_{in} = E_0 \frac{3\sigma_e}{\sigma_i + 2\sigma_e} \quad (23)$$

donde $\sigma_i = \sigma_A$ o σ_B para cada una de las componentes que se esté considerando y E_0 es el campo eléctrico lejos del grano. La condición de auto-consistencia requerida por el método EMA es que el campo eléctrico promedio dentro del grano será igual a E_0 , o de manera equivalente (Stroud, 1998):

$$pE_0 \frac{3\sigma_e}{\sigma_A + 2\sigma_e} + (1-p)E_0 \frac{3\sigma_e}{\sigma_B + 2\sigma_e} = E_0 \quad (24)$$

El factor común de E_0 puede ser dividido y esta ecuación puede ser simplificada a la bien conocida forma (Stroud, 1998):

$$p \frac{\sigma_A - \sigma_e}{\sigma_A + 2\sigma_e} + (1-p) \frac{\sigma_B - \sigma_e}{\sigma_B + 2\sigma_e} = 0 \quad (25)$$

EMA es generalmente usada para configuraciones simétricas ya que no se requiere que se introduzca una matriz. Las expresiones que resultan para la estimación de las propiedades efectivas dependen de las propiedades de las fases involucradas y de sus fracciones volumétricas, además de las formas de las inclusiones (Torquato, 2000). Este

método supone que el medio está compuesto de N componentes que son tratadas igualmente (Kazatchenko *et al.*, 2007).

Kazatchenko *et al.* (2004a) usaron la aproximación con EMA para rocas carbonatadas porque el método toma en consideración los requerimientos físicos reales de que la matriz tiene simultáneamente un módulo de cizalla diferente de cero y conductividad eléctrica. Adicionalmente, EMA hace posible resolver el problema de homogenización de sistema multicomponente tal como una matriz compuesta de granos de diferentes minerales.

El problema de homogenización usando la aproximación por el método EMA puede ser realizado para sistemas multicomponentes tratando de igual forma a cada componente (no identificando a alguno de los componentes como medio anfitrión sólido o fluido) (Berryman, 1995; Norris *et al.*, 1985).

Las ecuaciones generales de EMA para las propiedades elásticas y eléctricas de un medio compuesto por N componentes son: (Norris *et al.*, 1985; Kazatchenko *et al.*, 2004a)

$$\sum_{i=1}^N C_i (K^{(i)} - K^*) P^{(i)} = 0 \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^N C_i (\mu^{(i)} - \mu^*) Q^{(i)} = 0 \quad (27)$$

$$\sum_{i=1}^N C_i (\sigma^{(i)} - \sigma^*) R^{(i)} = 0 \quad (28)$$

donde K^* y $K^{(i)}$ son los módulos volumétricos del medio efectivo y de la i-ésima componente, respectivamente,

μ^* y $\mu^{(i)}$ son los módulos de cizalla del medio efectivo y de la i-ésima componente, respectivamente,

σ^* es la conductividad eléctrica del medio efectivo, $\sigma^{(i)}$ es la conductividad eléctrica de la i-ésima componente

$$P_i = \frac{1}{3} T_{jjll}^{(i)} \quad (29)$$

y

$$Q_i = \frac{1}{5} (T_{jjll}^{(i)} - P_i) \quad (30)$$

C_i es la concentración volumétrica relativa de la i -ésima componente ($\sum C_i = 1$) y $\mathbf{T}^{(i)}$ es el tensor de Wu (Wu, 1966) de cuarto rango. Los subíndices representan los 81 elementos del tensor y la repetición de subíndices indica simetría. $\mathbf{R}^{(i)} = \mathbf{D}_{kk}^{(i)} / 3$ en un medio isótropo y el tensor $\mathbf{D}^{(i)}$ es análogo al tensor de Wu para el campo electromagnético.

Para inclusiones elipsoidales, el tensor $\mathbf{T}^{(i)}$ que relaciona el tensor de deformación dentro de un elemento individual de la i -ésima componente ε_i con el campo de deformación ε_0 lejos de este: $\varepsilon_i = \mathbf{T}^{(i)} \varepsilon_0$ (Wu, 1966; Eshelby, 1957) es:

$$\mathbf{T}^{(i)} = \left[\mathbf{I} + \mathbf{S}^{(i)} \mathbf{L}^{-1} (\mathbf{L}^{(i)} - \mathbf{L}^*) \right]^{-1} \quad (31)$$

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

Las componentes del tensor de Eshelby dependen de \mathbf{L}^* y de la razón de aspectos de los elementos de la componente i -ésima. Cuando los semiejes del elipsoide satisfacen la desigualdad $a_1 > a_2 > a_3$ estas componentes están dadas por las siguientes expresiones (Eshelby, 1957)

$$\mathbf{S}_{1111} = \frac{3}{8\pi(1-\nu)} \alpha_1^2 J_{11} + \frac{1-2\nu}{8\pi(1-\nu)} J_1 \quad (32)$$

$$\mathbf{S}_{1122} = \frac{1}{8\pi(1-\nu)} \alpha_2^2 J_{12} + \frac{1-2\nu}{8\pi(1-\nu)} J_1 \quad (33)$$

$$\mathbf{S}_{1212} = \frac{1}{16\pi(1-\nu)} (\alpha_1^2 + \alpha_2^2) J_{12} + \frac{1-2\nu}{16\pi(1-\nu)} (J_1 + J_2) \quad (34)$$

donde ν es el coeficiente de Poisson para el medio efectivo y J_j y J_{ik} son integrales elípticas dadas por

$$J_1 = \frac{4\pi\alpha_1\alpha_2\alpha_3}{(\alpha_1^2 - \alpha_2^2)(\alpha_1^2 - \alpha_3^2)^{1/2}} \{F(\theta, K) - E(\theta, K)\} \quad (35)$$

$$J_2 = \frac{4\pi\alpha_1\alpha_2\alpha_3}{(\alpha_2^2 - \alpha_3^2)(\alpha_1^2 - \alpha_3^2)^{1/2}} \left\{ \frac{\alpha_2(\alpha_1^2 - \alpha_3^2)^{1/2}}{\alpha_1\alpha_2} - E(\theta, K) \right\} \quad (36)$$

$$J_1 + J_2 + J_3 = 4\pi \quad (37)$$

y

$$3J_{11} + J_{12} + J_{13} = \frac{4\pi}{\alpha_1^2} \quad (38)$$

$$3\alpha_1^2 J_{11} + \alpha_2^2 J_{12} + \alpha_3^2 J_{13} = 3J_{11} \quad (39)$$

$$J_{12} = \frac{J_2 - J_1}{\alpha_1^2 - \alpha_2^2} \quad (40)$$

en estas expresiones $F(\theta, K)$ y $E(\theta, K)$ son las integrales elípticas de primer y segundo tipos donde

$$\theta = \arcsin \left\{ \left(\frac{\alpha_1^2 - \alpha_3^2}{\alpha_1^2} \right)^{1/2} \right\} \quad (41)$$

$$K = \left(\frac{\alpha_1^2 - \alpha_2^2}{\alpha_1^2 - \alpha_3^2} \right)^{1/2} \quad (42)$$

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

$$\mathbf{D}^{(i)} = \left[\mathbf{I} + n^{(i)} \sigma^{-1} (\boldsymbol{\sigma}^{(i)} - \boldsymbol{\sigma}^{(i)*}) \right]^{-1} \quad (43)$$

donde $n^{(i)}$ es el factor de despolarización de la componente i -ésima. El factor de despolarización tiene sólo tres componentes diferentes de cero $n_{kk}^{(i)}$. Usando un sistema de coordenadas elipsoidal estas componentes pueden ser determinadas (Landau y Lifshitz, 1960):

$$n_{kk} = \frac{a_1 a_2 a_3}{2} \int_0^\infty \frac{ds}{(s + a_k^2) \sqrt{(s + a_1^2)(s + a_2^2)(s + a_3^2)}} \quad (44)$$

y se calculan usando integrales elípticas $F(\theta, k)$ y $E(\theta, k)$

$$\begin{aligned}
n_{11} &= \frac{a_1 a_2 a_3}{(a_1^2 - a_2^2) \sqrt{a_1^2 - a_3^2}} \{F(\theta, k) - E(\theta, k)\}, \\
n_{22} &= \frac{a_1 a_2 a_3}{(a_2^2 - a_3^2) \sqrt{a_1^2 - a_3^2}} \left\{ \frac{a_2 \sqrt{a_1^2 - a_3^2}}{a_1 a_3} - E(\theta, k) \right\}, \\
n_{11} + n_{22} + n_{33} &= 1
\end{aligned} \tag{45}$$

donde a_1 , a_2 y a_3 son los semiejes del elipsoide (Korn y Korn, 1968).

Tomando en consideración que en pozos lo que se mide son las velocidades de onda P y de onda S con la herramienta sónica (tiempos de tránsito), en esta tesis usamos las velocidades de onda en lugar de los módulos elásticos. Las velocidades elásticas y los módulos elásticos están relacionadas por las ecuaciones:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4/3)\mu}{\rho}} \tag{46}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \tag{47}$$

donde V_p y V_s son las velocidades de ondas P y S, respectivamente y ρ es la densidad. La densidad es estimada tomando en cuenta la concentración volumétrica de las componentes y la densidad individual de cada una de ellas en el medio.

Tomando en cuenta que el método EMA no requiere la introducción de una matriz y trata las componentes de igual manera, además de que permite la simulación de materiales multicomponentes, este método fue seleccionado para las simulaciones de propiedades efectivas de las formaciones areno arcillosas.

La aplicación de métodos micromecánicos permite considerar los modelos multicomponentes donde el espacio poral está saturado con una mezcla de fluidos (agua, hidrocarburos y arcilla dispersa) y toma en cuenta la microestructura de la roca.

El tercer nivel de homogenización se considera como un medio isótropo transversal que consiste en una intercalación de arcilla laminar y capas de arena (Figura 44). En este nivel se obtienen los tensores de las velocidades elásticas efectivas y resistividad para un medio isotrópico transversal constituido de capas de arcilla y capas de arena que cuenta con las propiedades obtenidas en los niveles previos.

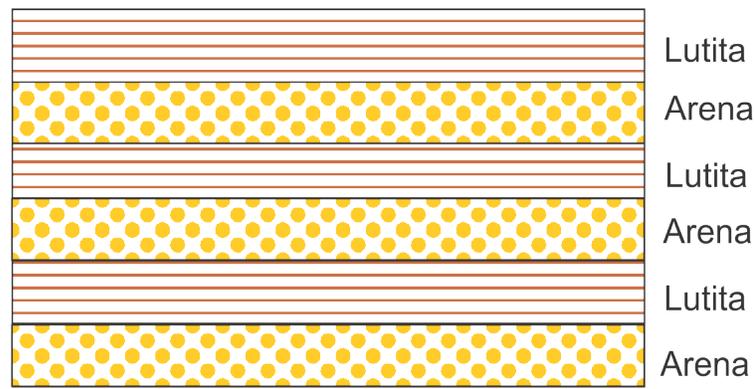


Figura 43. Representación esquemática del tercer nivel de homogeneización, donde se puede observar la intercalación de arena con capas de lutita.

Las ecuaciones utilizadas para estimar las propiedades efectivas para el nivel superior de homogenización (tercer nivel) suponen que el medio es transversalmente isótropo compuesto de capas intercaladas de lutitas y arenas con ciertas propiedades. El eje de anisotropía macroscópico es perpendicular al plano de estratificación y por tanto las propiedades físicas están descritas por tensores (Kazatchenko *et al.*, 2007). Para el pozo vertical y capas horizontales, se tienen solo dos componentes principales denominados vertical y horizontal. Las ecuaciones para la determinación de las propiedades físicas efectivas son las siguientes:

$$t_V^P = t_{sd}^P (1 - C_{shlam}) + t_{shlam}^P C_{shlam} \quad (48)$$

$$t_V^S = t_{sd}^S (1 - C_{shlam}) + t_{shlam}^S C_{shlam} \quad (49)$$

donde t_V^P , t_{sd}^P , t_{shlam}^P , t_V^S , t_{sd}^S y t_{shlam}^S son los tiempos de viaje de la componente vertical de la velocidad efectiva, de la arena y lutita para las ondas P y S, respectivamente y C_{shlam} es la concentración de lutita laminar.

La componente horizontal del tensor de resistividad se determina de la forma siguiente:

$$R_h^{-1} = R_{sd}^{-1} (1 - C_{shlam}) + R_{shlam}^{-1} C_{shlam} \quad (50)$$

donde R_h , R_{sd} y R_{shlam} son la componente horizontal del tensor de resistividad efectiva, resistividades de la arena y de la lutita respectivamente. La componente vertical del tensor de resistividad efectiva (R_v) es:

$$R_v = R_{sd} (1 - C_{shlam}) + R_{shlam} C_{shlam} \quad (51)$$

La densidad efectiva (ρ_v) y la porosidad total (ϕ_v) en este modelo puede ser expresada por:

$$\rho_v = \rho_{sd} (1 - C_{shlam}) + \rho_{shlam} C_{shlam} \quad (52)$$

$$\phi_v = \phi_{sd} (1 - C_{shlam}) + \phi_{shlam} C_{shlam} \quad (53)$$

donde las densidades de la arena y de la arcilla son ρ_{sd} y ρ_{shlam} respectivamente y las porosidades de la arena y de la arcilla se representan como ϕ_{sd} y ϕ_{shlam} respectivamente. Para ser consistentes con la notación en el nivel superior de homogenización, se adicionan los subíndices v en las expresiones para la densidad y para la porosidad.

En conjunto con el uso del método EMA, estos métodos se usan para determinar el volumen de arcilla laminar, dispersa y estructural, donde se aplica inversión conjunta la cual consiste en minimizar las diferencias entre los datos de registros de pozo experimental con los teóricos. Para la inversión conjunta, se tiene que resolver el problema de optimización de la función de costo en cada punto de las mediciones K en el pozo (Aquino et al., 2015).

$$F_k(S_{hc}, V_{dis}, V_{st}, V_{lam}, \phi_{sh}, \phi_{sd}) = W_{vcl}(V_{cl} - V_{cl}^*)^2 + W_{\rho}(\rho - \rho^*)^2 + W_{\phi}(\phi_t - \phi_t^*)^2 + W_{VP}(V_P - V_P^*)^2 + W_{Vs}(V_S - V_S^*)^2 + W_R(\text{Log}R - \text{log}R^*)^2 \quad (54)$$

Donde:

S_{hc} es la saturación de hidrocarburo

V_{dis} , V_{str} y V_{lam} representan el volumen de arcilla dispersa, estructural y laminar

ϕ_{sh} y ϕ_{sd} representa la porosidad de la arcilla y la arena

V_{cl} es el volumen total de arcilla estimado por rayos gama

ρ es la densidad de masa medida

ϕ es la porosidad total medida

V_p y V_s son las velocidades de onda P y S medidas

R es la resistividad medida

El superíndice * corresponde a los registros sintéticos.

W_{vcl} , W_{ρ} , W_{ϕ} , W_{Vp} , W_{Vs} y W_R son los coeficientes de peso determinados por las mediciones precisas y la calidad del registro, los cuales se adquieren calculando el valor inverso de la desviación estándar para los datos medidos.

W_R , son coeficientes que se determinan a partir del valor inverso de la desviación estándar para cada uno de los registros medidos $W = \frac{1}{\text{Desv. Estándar}}$.

Los pesos representan coeficientes de ponderación para cada una de las propiedades que se miden

Los datos de entrada en la función de costo, para este caso de estudio son los datos de registro de pozo tomados en campo de Rayos gamma (GR), neutrón (NPHI), densidad (RHOB), resistividad (R), sónico (DT).

En este caso, los datos de salida o el producto del proceso de inversión conjunta son S_{hc} , V_{dis} , V_{est} , V_{lam} , Φ_{sh} y Φ_{sd} ,

Tabla 8. Datos de entrada y salida para la función de costo (Aquino, et al, 2015)

Datos de entrada	Datos de salida	Parámetros constantes
1. Volumen total de arcilla	1. Saturación de hidrocarburos	1. Formas de:
2. Porosidad total	2. Volúmenes de:	a. Poros
3. Densidad	a. Arcilla dispersa	b. Granos de arena.
4. Efecto de la resistividad	b. Arcilla estructural	c. Granos de arcilla dispersa
5. Efecto de la onda S	c. Arcilla laminar	d. Granos de arcilla estructural
	3. Porosidad de lutita	
	4. Porosidad de arena	

Este proceso de minimización se lleva a cabo a través de un software de interpretación petrofísica denominado PILD[®] y el proceso de minimización se efectuará desde 25 diferentes “puntos” de la función de costo esto con la finalidad de obtener diferentes valores mínimos de la función para descartar mínimos locales y tener una mayor certeza de haber encontrado el mínimo global de la función de costo. Una vez encontrada la solución a esta función se grafican los resultados obtenidos que son los que representan las propiedades del medio petrofísico considerado. Estos parámetros son los que están definidos en el argumento de la función de costo.

4.2.3 Pasos para la aplicación del método de inversión petrofísica

Para llevar a cabo el método de inversión petrofísica, es necesario seguir una serie de procesos para poder llegar a un buen resultado. En primer lugar, se debe realizar un análisis estadístico de cada uno de los datos de pozo que se van a interpretar, del cual se generar histogramas para describir su forma y distribución de igual manera se obtienen los siguientes datos para su posterior uso:

- Desviación estándar

- Pesos
- Promedio

Conocer los datos estadísticos de los registros nos proporciona un panorama general de lo que podemos encontrar, con este panorama estadístico y un análisis más detallado de los registros a partir de la normalización de los datos, lo que permite resaltar o que se intensifiquen algunas partes de la línea del registro, podremos identificar posibles zonas de interés, con ello se puede zonificar el pozo en su totalidad o solo marcando las zonas de mayor interés. Una vez hecha la zonificación del pozo, se recalculan los pesos, desviación estándar y promedio para cada una de las zonas que se hayan determinado para los datos no normalizado. Con estos datos definimos una solución y son ingresados a un software, en él se va a generar la minimización de la función de costo, esto con la finalidad de encontrar las diferencias menores entre los datos experimentales y los datos medidos para poder determinarle solución a nuestro problema. Una vez encontrado el valor mínimo por el software se dice que se ha encontrado la solución, al problema, para corroborar estos resultados, se generan nuevos histogramas para evaluar las diferencias que hay entre los valores medidos y los valores simulados.

$$\sum_{S} (V_S - V_S^*)^2 + w_R (\log R - \log R^*)^2 \quad (55)$$

Cuando las diferencias son mayores se tiene que recalcular los pesos y comenzar nuevamente el proceso de minimización de la función de costo con los nuevos datos. Cuando la diferencia entre los datos medidos y los datos simulados es mínima podemos concluir que se ha encontrado la solución. Cabe mencionar que la evaluación de los errores o diferencias de los datos medidos y los datos simulados nunca será cero, debido al ruido que interviene en la toma de los registros geofísicos de pozo.

Cuando encontramos la solución a la función de costo, encontramos el valor de los parámetros petrofísicos como volumen de arcilla dispersa, estructural y laminar, porosidad de arcilla y porosidad de arena, además de la saturación de hidrocarburos.

En la figura 45 se ve resumido el proceso para aplicar el modelo de inversión petrofísica.

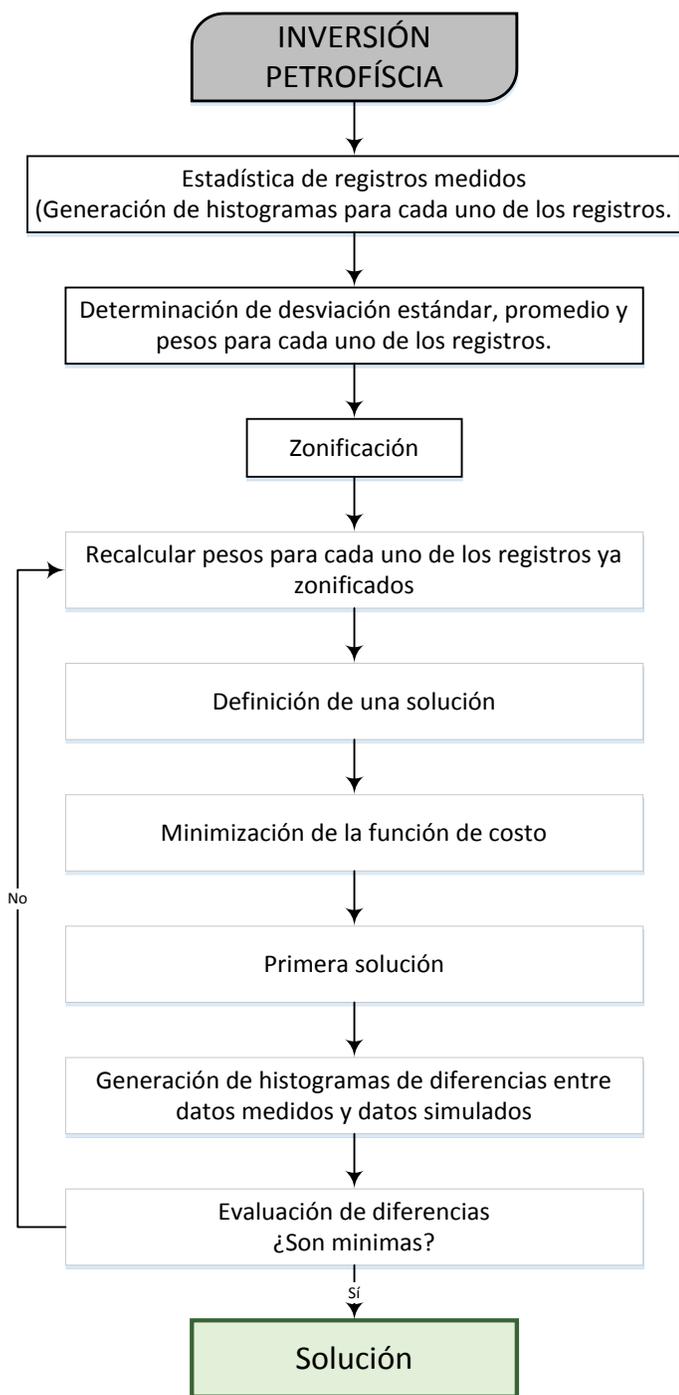


Figura 44. Proceso de inversión petrofísica.

5 Pozos

En el presente capítulo se trata lo referente a un pozo con dos metodologías descritas en el capítulo anterior. Por una parte, se hace la interpretación convencional de los registros de pozo usando el método secuencial usando, para determinar la saturación de fluidos el método de Archie y Simandoux, y se aplica el método de inversión petrofísica para los mismos datos; finalmente se hace un análisis de resultados para mostrar las diferencias y reconocer las ventajas y desventajas de usar uno u otro método.

5.1 Análisis pozo Julieta-201

Para aplicar el método de inversión petrofísica con el modelo de homogenización, se utilizó un pozo del cual el nombre y ubicación son confidenciales, por lo que se le denominará pozo Julieta-201, cuenta con las curvas de:

- Rayos gamma (GR)
- Resistividad (AT90 y AT10)
- Densidad (RHOZ)
- Porosidad neutrón (NPHI)
- Sónico (DT)
- PEF

La aplicación de la técnica de inversión empieza con el análisis de los datos de los registros de entrada. Para ello se generan histogramas de los datos.

En la figura 46 se presenta el histograma de la curva de GR, en la cual se puede observar que no todos los datos están en el promedio, ya que tienden un poco a la derecha, lo que indicaría que es un poco arcilloso. Hay que decir que la dispersión de los datos está relacionada con las variaciones litológicas en la formación.

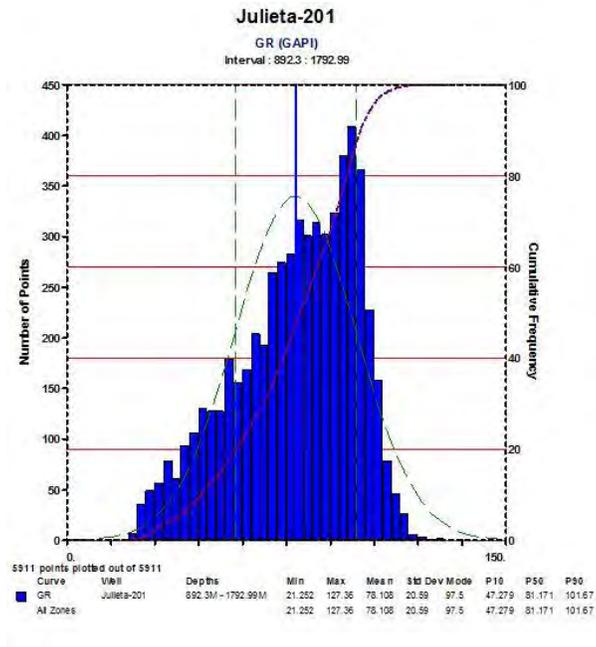


Figura 45. Histograma de la curva GR.

En la figura 47 se puede ver el histograma de la curva RHOZ.

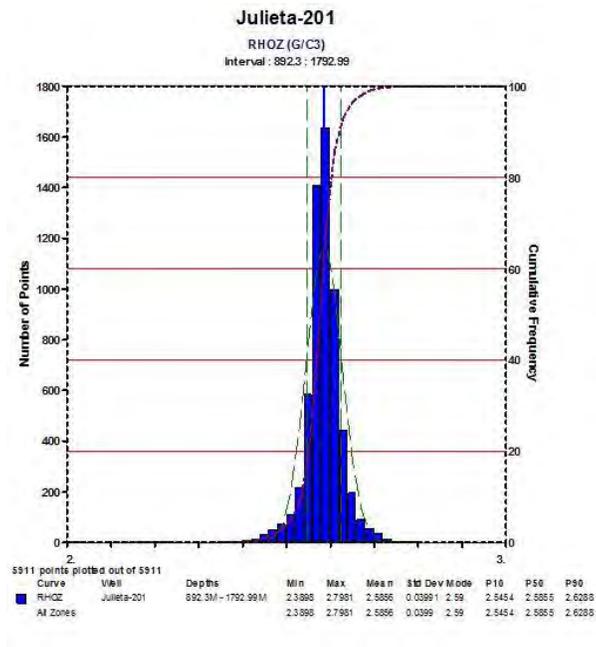


Figura 46. Histograma de la curva RHOZ.

En la figura 48 se presenta el histograma de los datos de AT90, se encuentran en logaritmo. Esta información se presenta como logaritmo debido a que hay alta variación de los datos de resistividad.

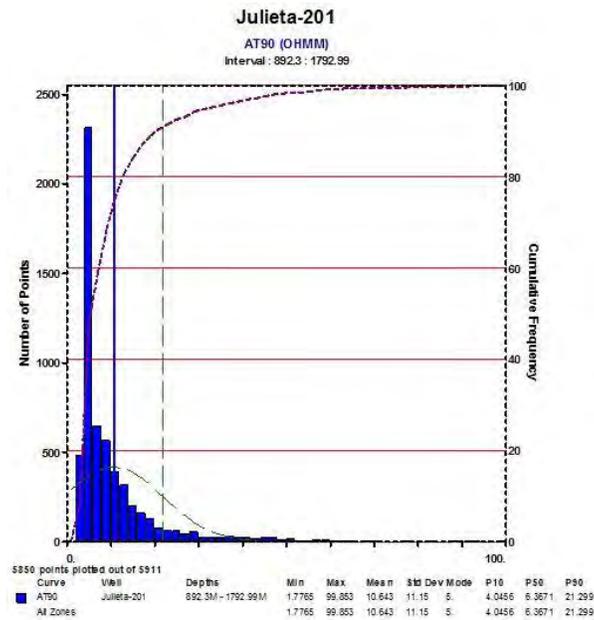


Figura 47. Histograma de la curva AT90.

La distribución normal de todas las propiedades físicas que se registran, excepto de resistividad eléctrica es esperada cuando no hay efectos de condiciones ambientales que alteren las respuestas de los registros. El pico máximo de resistividad, alrededor de 2 Ohm-m está relacionado con la presencia de arcilla y este es un parámetro necesario en el proceso de inversión, así como las demás propiedades físicas de cada una de las componentes de la roca.

En la figura 49 se presenta el histograma de NPHI, en cual tiene una tendencia hacia la derecha de sus datos.

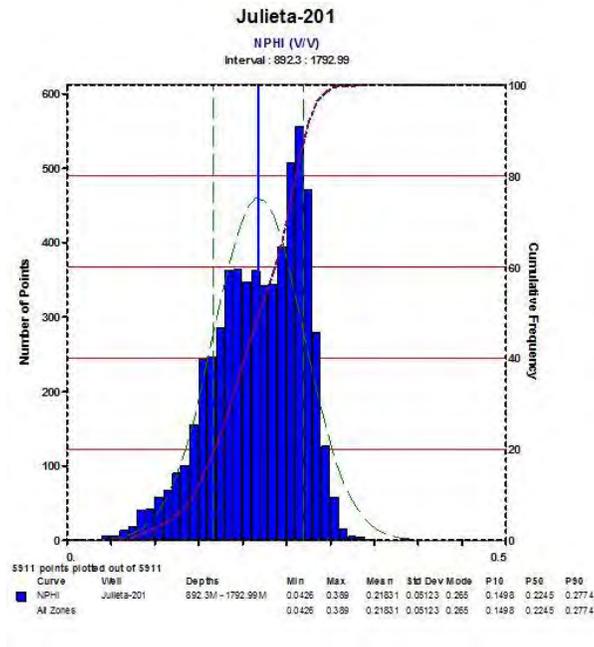


Figura 48. Histograma de la curva NPHI.

En la figura 50 se muestra el histograma de la curva DT.

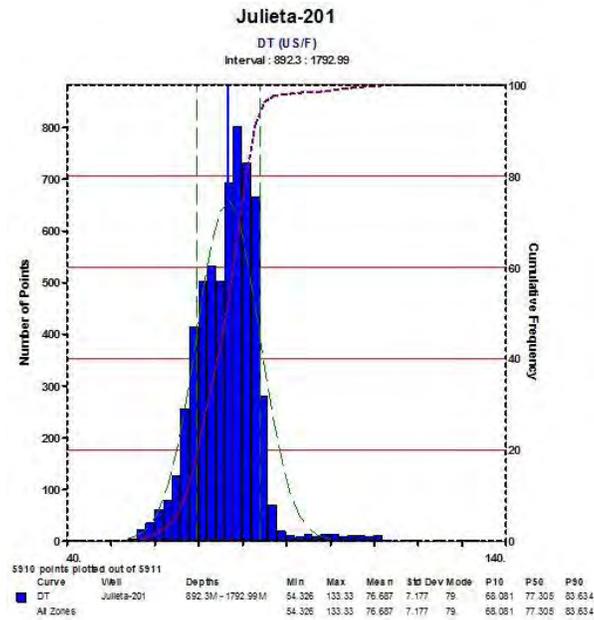


Figura 49. Histograma de la curva DT.

En la figura 51 se muestra el histograma de la curva PFEZ con las líneas gaussianas. Yo creo que hay que quitar la información de la medición de PEF porque no es considerada en el proceso de inversión petrofísica.

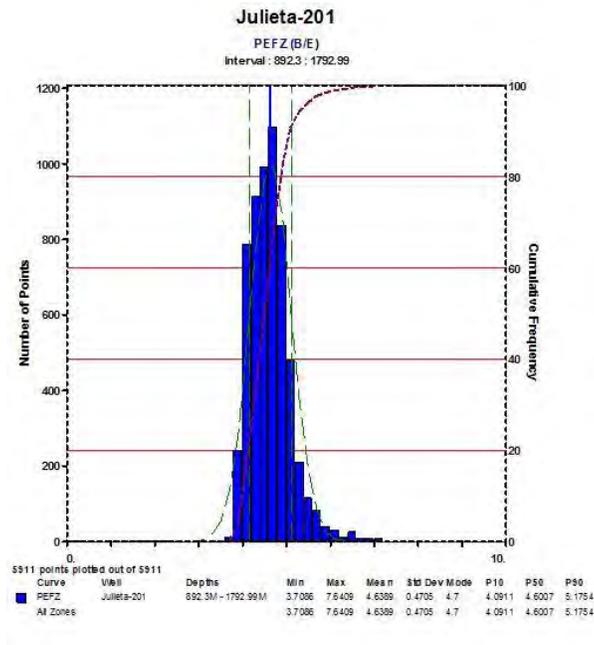


Figura 50. Histograma de la curva PEFZ.

La tabla 10 contiene un resumen de los datos de promedio, desviación estándar y pesos que serán utilizados para como se vio en el capítulo anterior, realizar la inversión petrofísica.

La determinación de los pesos está relacionada con la desviación estándar de los datos de registros medidos. Por esta razón se observa en la tabla 10 que cuando la desviación estándar es baja, entonces los pesos son bajos ya que se requiere alta precisión en la determinación de las propiedades físicas medidas.

Tabla 9. Datos estadísticos de los registros de pozos.

Registro	Promedio	Desviación estándar	Pesos
GR	78.106	20.59	0.04856727

AT90	10.643	11.15	0.0896861
AT10	10.566	10.87	0.09199632
RHOZ	2.5856	0.03991	25.0563768
NPHI	0.21831	0.05123	19.5198126
DT	76.687	7.177	0.13933398
PEF	4.6389	0.4705	2.12539851

En el siguiente subcapítulo se desarrollará la interpretación convencional de los registros para el pozo Julieta-201.

5.1.1 Interpretación convencional del pozo Julieta-201

Para desarrollar la interpretación convencional se utilizó el programa *Interactive Petrophysics*. En la figura 52 se presentan los datos del pozo Julieta-201, en el carril 2 GR, en el carril 3 AT90 y AT10, en el carril 4 RHOZ y NPHI, en el carril 5 DT y por último en el carril 6 PEF.

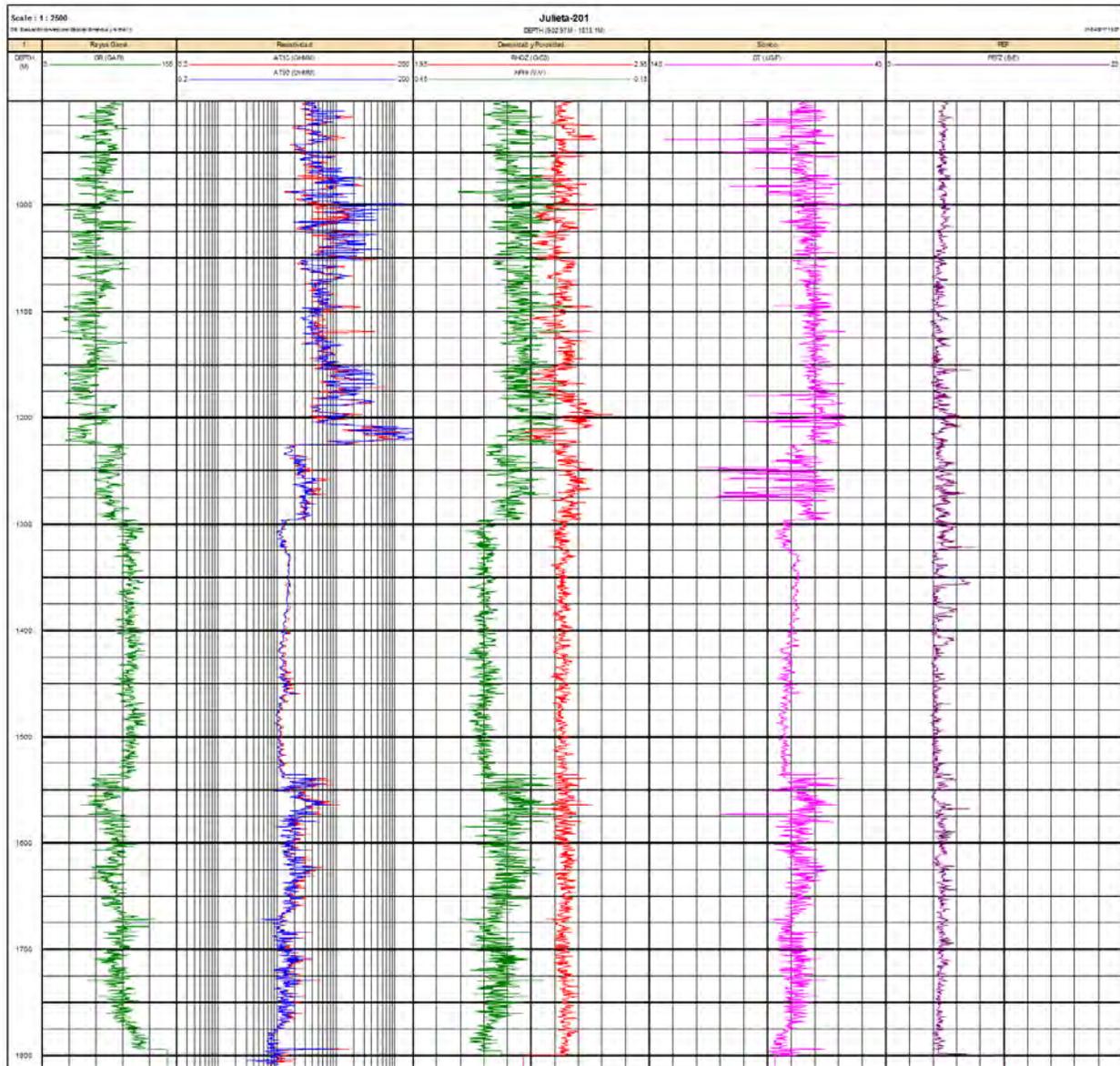


Figura 51. Curvas del pozo Julieta-201.

Para comenzar con la interpretación, se identificaron las zonas de lutita y arcilla, con ayuda de la curva GR, en la figura 53 en carril 3 se representa la arena con color amarillo y a la arcilla con color marrón. De igual manera en la zona 5 se puede distinguir una zona arcillosa, por el alto valor de la curva GR y los bajos valores de la curva AT90 y AT10.

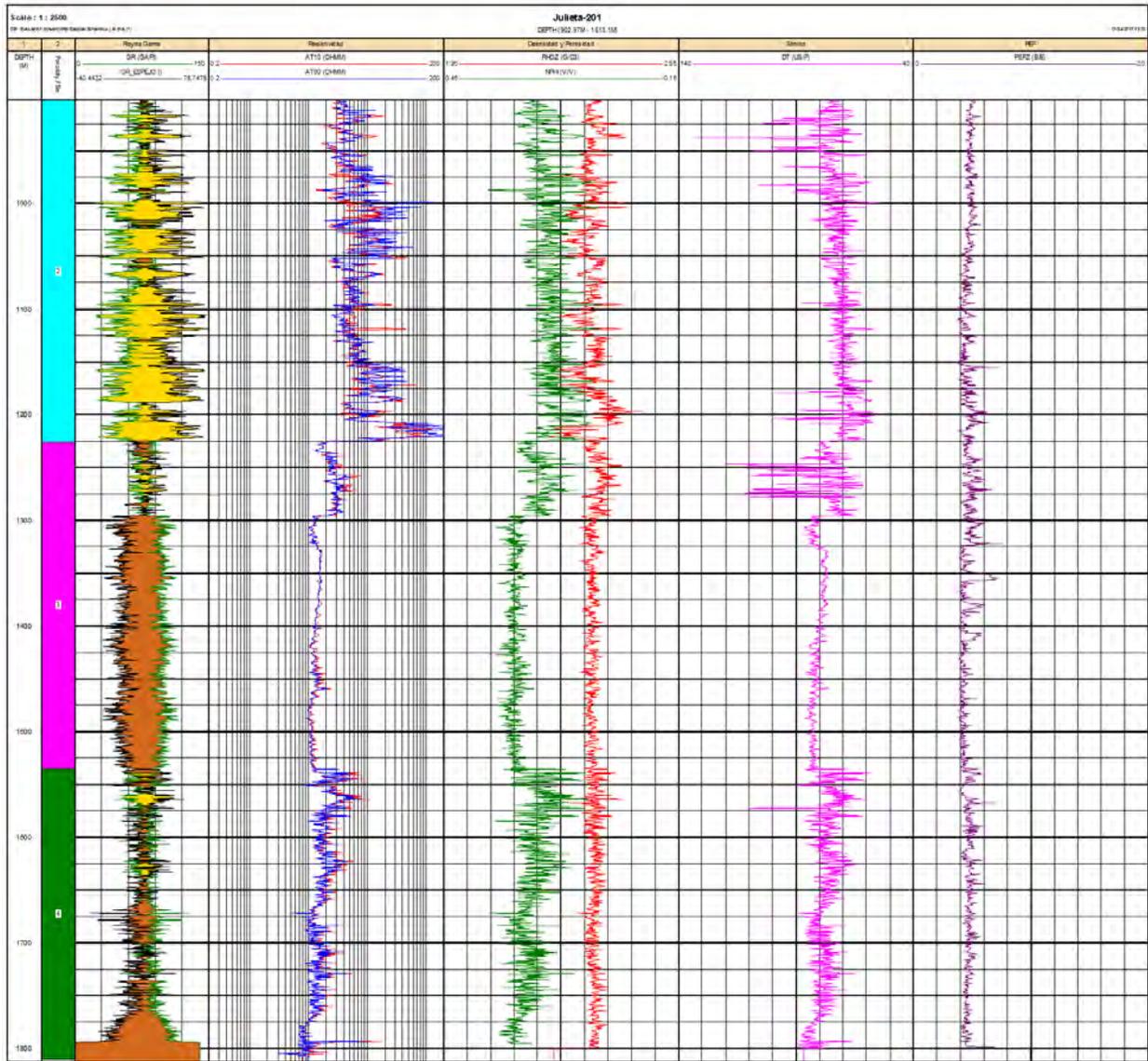


Figura 52. Diferenciación de la arcilla con la arena en la curva GR.

De igual forma se identificaron las principales zonas petrofísicas de los registros, se pueden ver claramente 3 zonas:

- **Zona 1:** Descartada por no contar con datos de resistividad.
- **Zona 2:** De acuerdo con el registro de rayos gama, puede verse una zona con radioactividad un poco baja, aunque muy variante, lo que puede representar una zona limpia con intercalaciones de zonas sucias, el registro de resistividad muestra un aumento de la misma, en la profundidad de 1210 se puede ver un aumento

mucho mayor de la radioactividad. El registro de porosidad neutrón se ve hacia la derecha.

- **Zona 3:** Corresponde con una zona arcillosa, ya que el registro de rayos gama indica una mayor radioactividad, y el registro de resistividad disminuye drásticamente. Los registros de porosidad neutros y densidad tienen el mismo efecto. En esta zona se ve un claro decremento de los valores del sónico, indicando una posible zona arcillosa
- **Zona 4:** Esta es una zona un poco más limpia que la zona 3, sin embargo, no es tan limpia en comparación con la zona 2, la resistividad aumenta ligeramente y parece tener mayor variación. El registro de porosidad neutrón se va hacia la derecha y el registro de densidad, se va ligeramente hacia la izquierda.

Para continuar con la evaluación, se calculo el volumen de arcilla en el modulo de *Interactive Petrophysics* llamado *Clay Volume*, con la curva de rayos gama y resistividad, en la figura 54 se muestra el resultado de este cálculo. En el carril 5 se grafica el contenido de arcilla para GR (VCLGR) para la resistividad (VCLR) y el contenido minimo de arcilla (VCL).

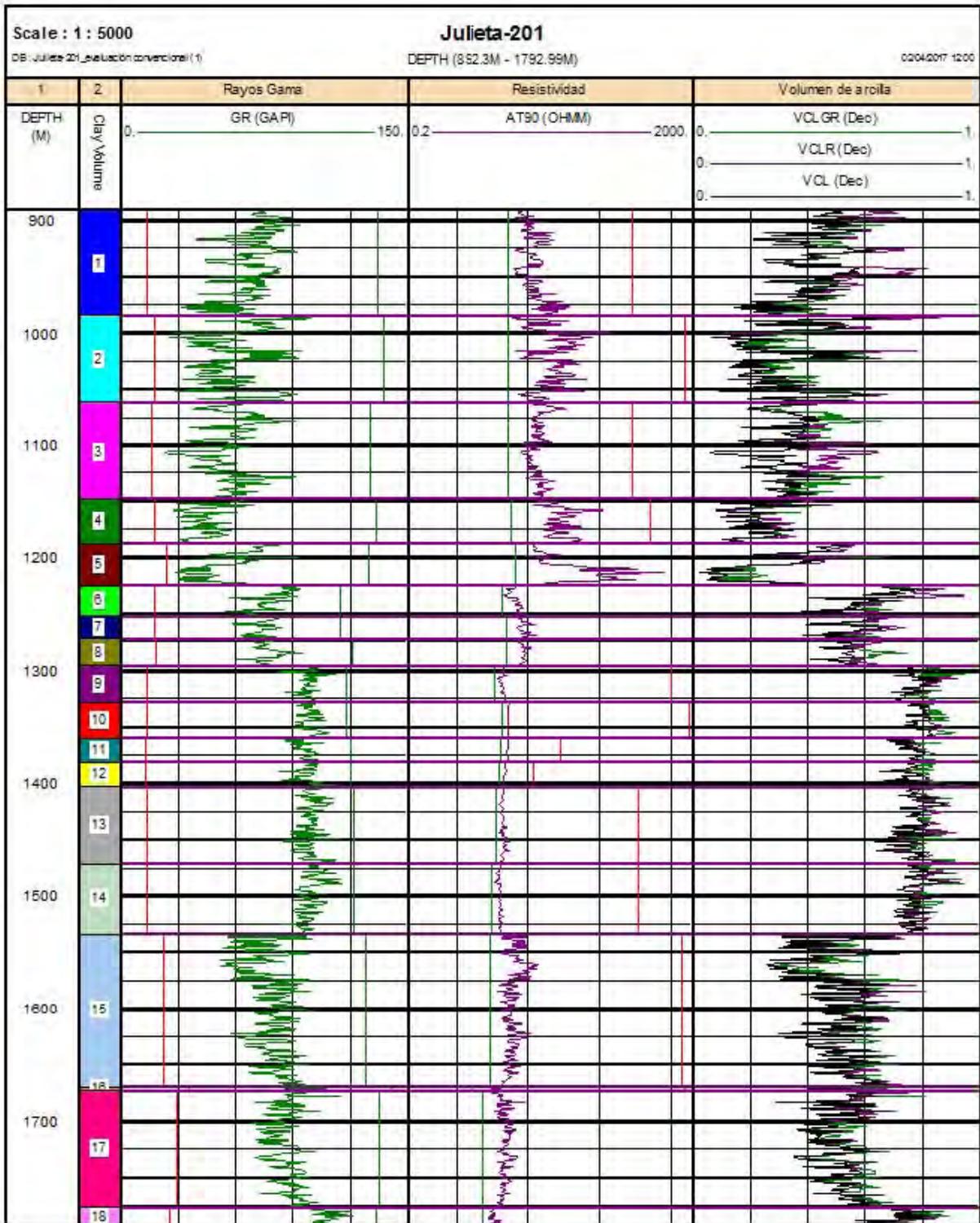


Figura 53. Calculo de volumen de arcilla.

Para calcular la litología, se utilizó el módulo de *Porosity and Water Saturation*, utilizando el modelo de Archie, para poder utilizar este módulo, fue necesario calcular el gradiente de temperatura, para lo cual se utilizaron los datos que se muestran en la figura 55:

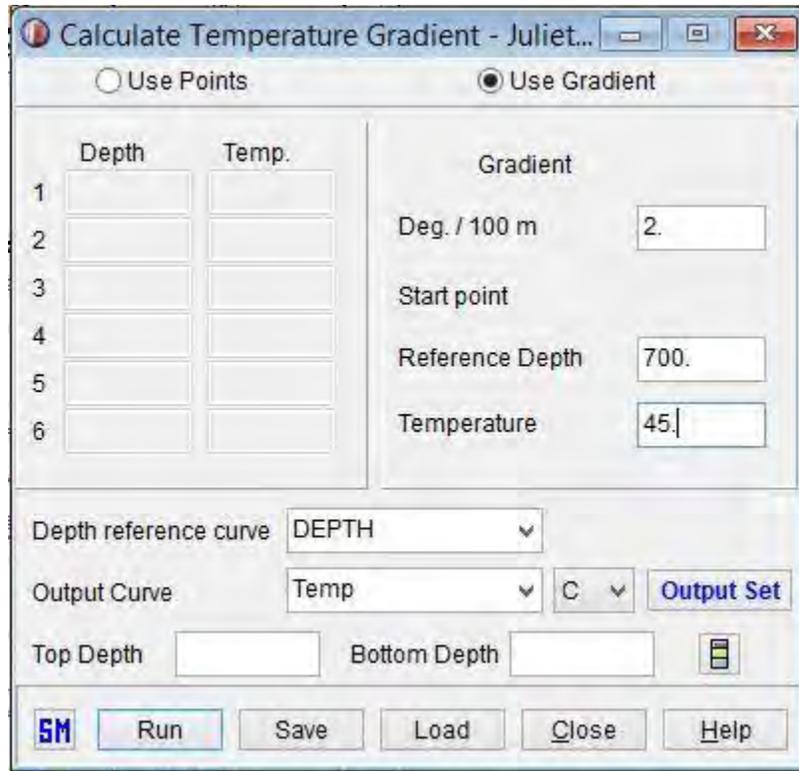


Figura 54. Gradiente de temperatura.

El resultado que se obtuvo de la interpretación se muestra en la figura 56.

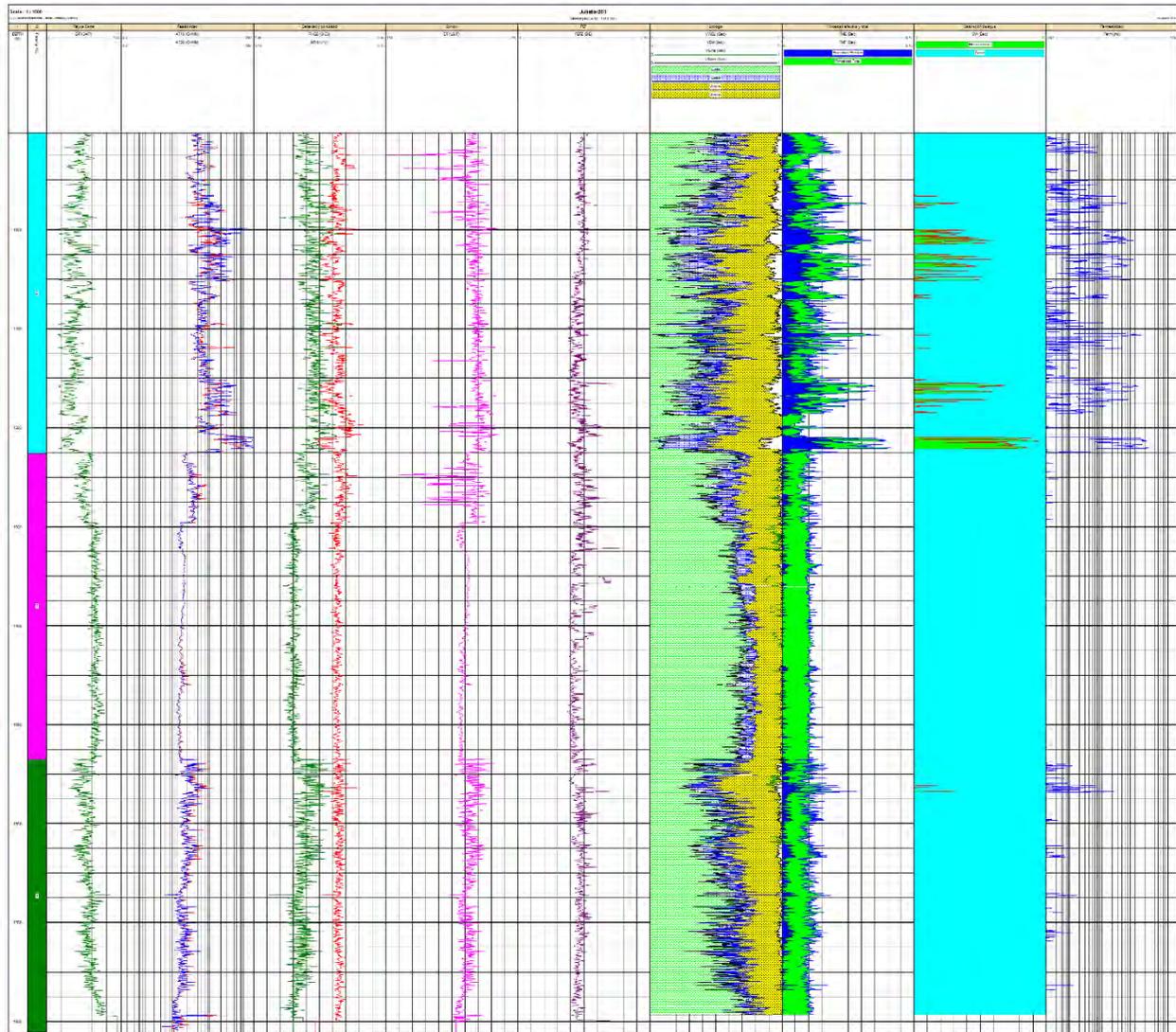


Figura 55. Resultado de interpretación convencional con Archie.

Para esta interpretación se consideró la presencia de arcilla, arena y carbonatos. Como se puede observar en la figura 56, en el carril 8 de Litología.

En la figura 57, se muestra la zona 2 donde predominan las arenas, con pocos carbonatos y es la zona con mayor porosidad.

En esta zona 2, se puede ver una zona interesante a la profundidad de 1200 m ya que se observa una zona de arenas, los rayos gama indican un intervalo limpio, la resistividad es muy alta, y la saturación de agua indica la presencia de hidrocarburos.

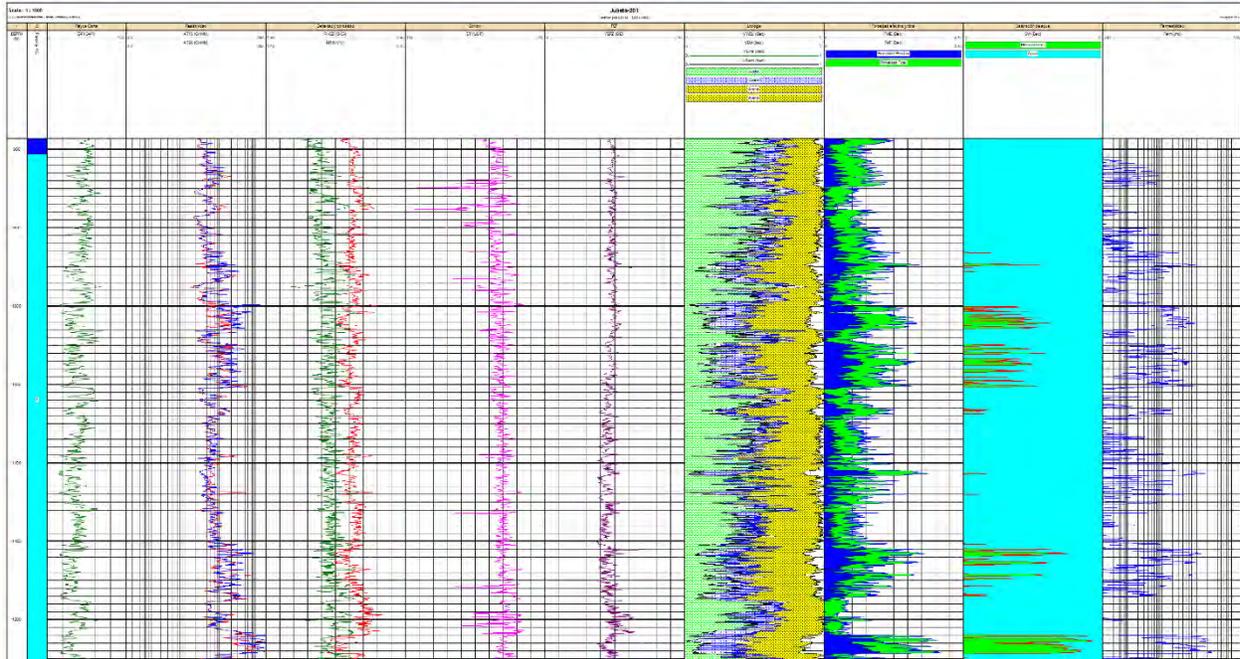


Figura 56. Interpretación petrofísica de la Zona 2.

La zona tres (Figura 58), es mucho más arcillosa que la zona 2, se puede ver que la resistividad disminuye drásticamente y la variación de los valores está en un rango menor, por la porosidad total, podemos decir que las lutitas presentes son muy porosas, pero no es efectiva, de acuerdo a la curva de saturación, hay mucha presencia de agua en esta zona, sin embargo, de acuerdo a la porosidad efectiva se puede deducir que es agua irreductible presente en las lutitas.

La cantidad de caliza es mucho menor que en la zona 2, de acuerdo con la curva de densidad, que no baja a valores entre 2.4 y 2.5.

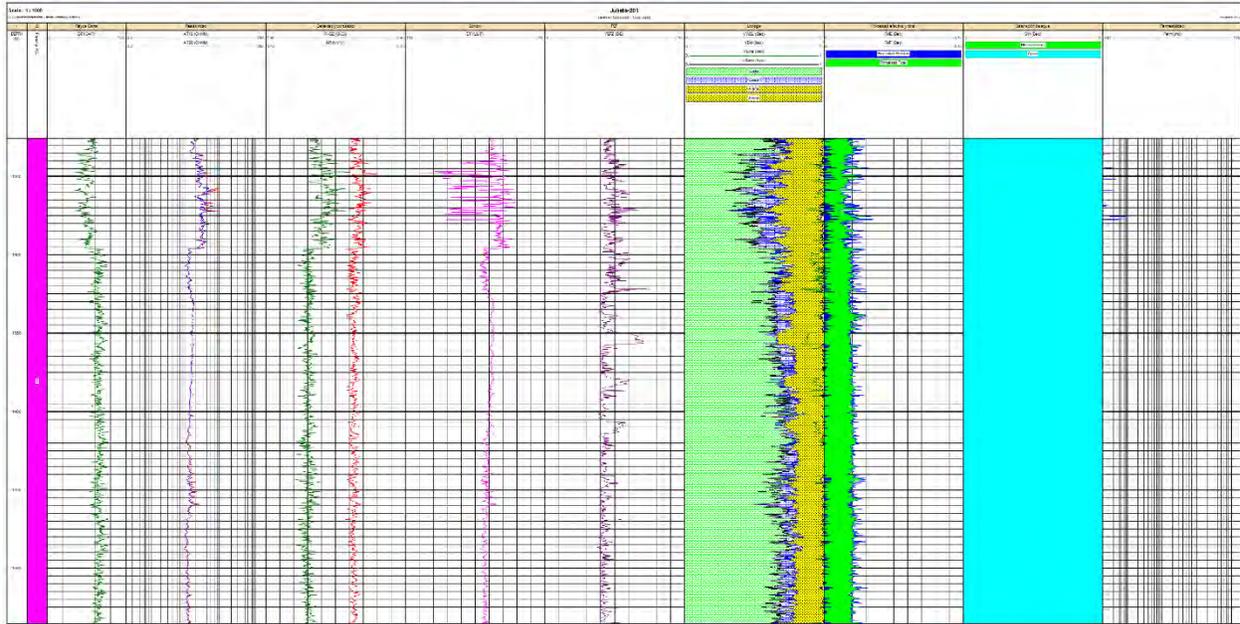


Figura 57. Interpretación petrofísica en la Zona 3.

En la Zona 4 (Figura 59) se puede ver una zona un poco menos arcillosa, pero no tan limpia como la zona 2, la radioactividad comienza a variar un poco más sus valores y sucediendo lo mismo con las curvas de porosidad y densidad. En la litología se puede ver que aumenta la cantidad de arena y muy poco la cantidad de caliza. La curva de saturación de agua, indica un poco de presencia de hidrocarburos a la profundidad de 1575 m, lo que resta se indica como saturación de agua, al igual que en el caso de la zona 2, se puede deducir que es agua irreducible, ya que la porosidad es total mas no efectiva.

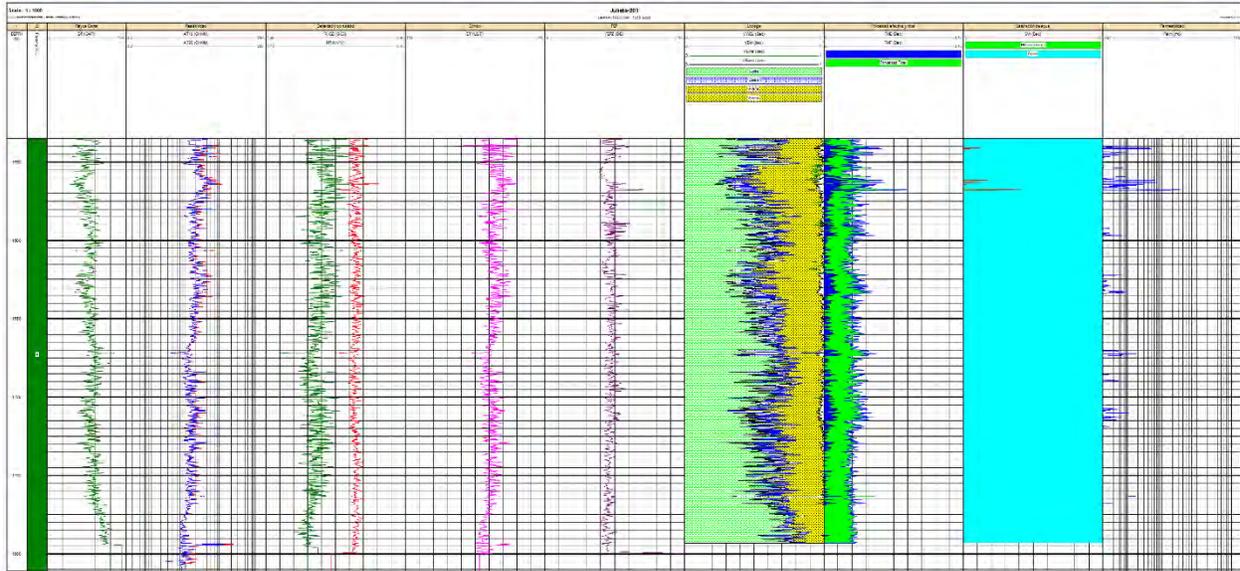


Figura 58. Interpretación petrofísica en la Zona 4.

A continuación, se muestra un ejemplo del mismo pozo utilizando el módulo *Porosity and Water Saturation* pero con el modelo de Simandoux, el resultado se puede observar en la figura 60.

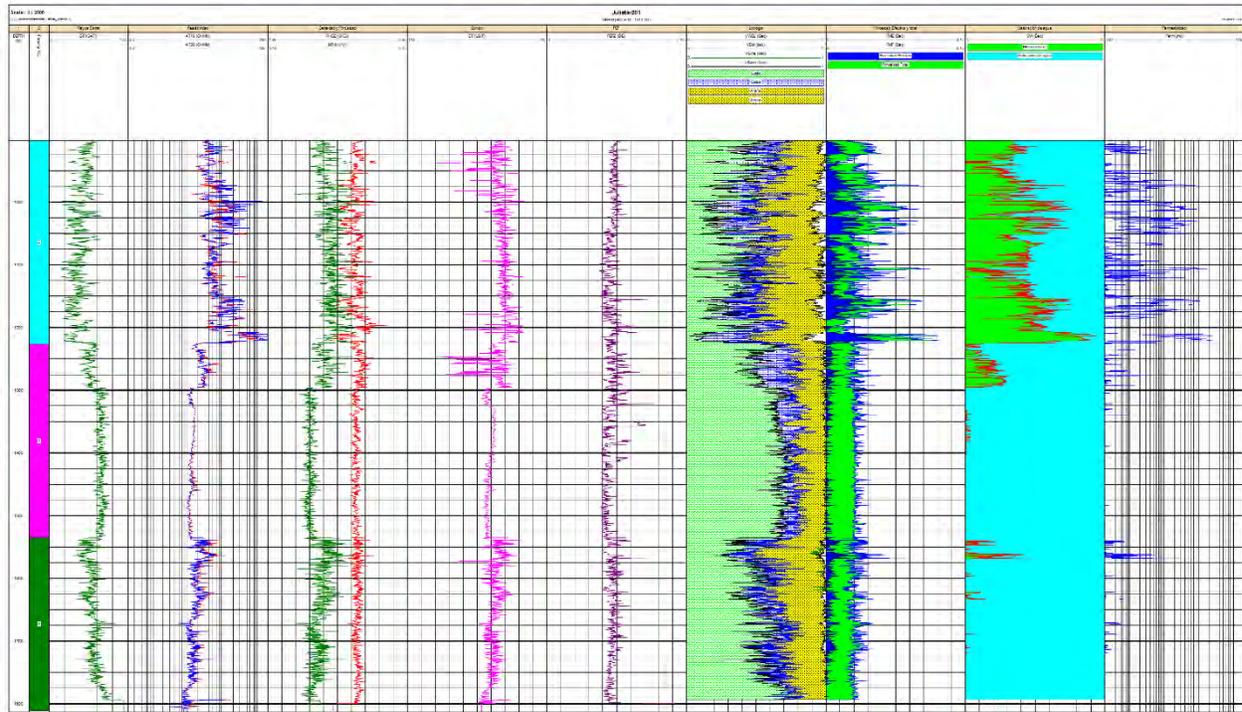


Figura 59. Modelo de Simandiux.

De manera general se observa que la litología es similar que la calculada anteriormente, indicando que la zona 2, mayor volumen de arena y menor cantidad de lutita, el volumen de caliza es bajo, la zona 3 tiene mayor volumen de lutita, una zona más limpia, en la zona 4 al igual que con el modelo de Archie, se puede ver una zona más sucia que la zona 2, pero un poco más limpia que la zona 3.

Pero el mayor cambio se ve en la porosidad y la saturación de agua, ya que la porosidad efectiva es mucho mejor. La cantidad de saturación de hidrocarburos en la zona 3, de igual forma aparecen más hidrocarburos en la zona 4, en la zona 3, aparecen hidrocarburos que con el modelo de Archie no aparecían.

Los métodos convencionales de interpretación petrofísica estiman valores diferentes en la S_w lo que habla de la incertidumbre en la estimación de propiedades de la roca. Esto nos lleva a la necesidad de ocupar métodos "robustos" que permitan determinar estos parámetros de manera fiable. A continuación, se presenta la evaluación petrofísica usando la técnica de inversión.

5.1.2 Inversión petrofísica aplicada a datos del pozo Julieta-201

En este apartado se muestran los resultados de un pozo donde se aplicó el método de inversión petrofísica, en este caso el nombre, así como las coordenadas del pozo son confidenciales, por lo que se denominó Julieta-201 al pozo que fue probado.

Para comenzar con el análisis de inversión, se hizo primero la zonificación de las principales zonas de los registros, en este caso se consideró utilizar las mismas zonas principales de la interpretación convencional, descritas en el subcapítulo anterior y que pueden verse nuevamente en la figura 61.

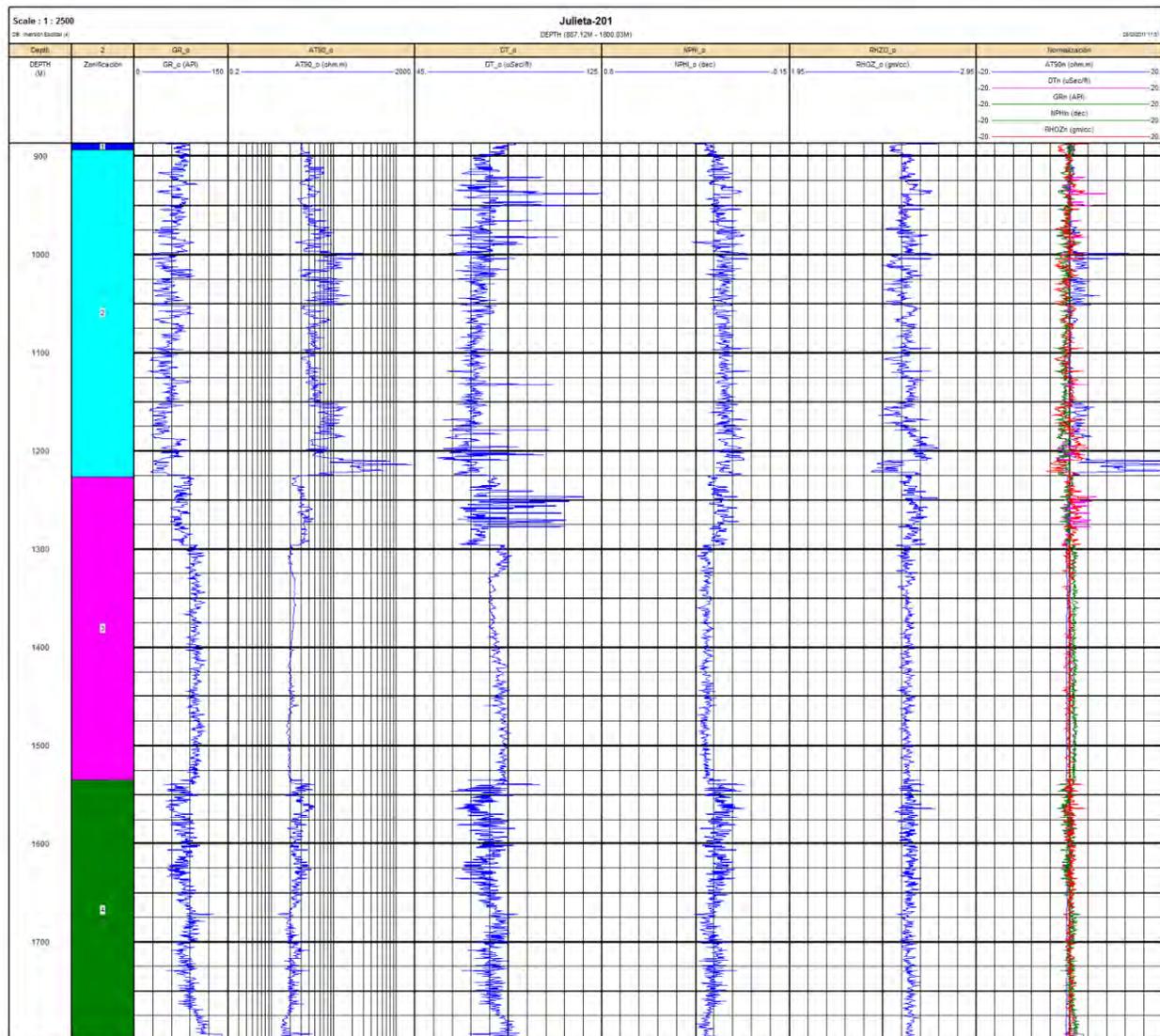


Figura 60. Zonificación y normalización de los datos.

La figura 62 muestra la comparación de los datos medidos, en curvas color azul, contra los datos invertidos, en curvas color rojo.

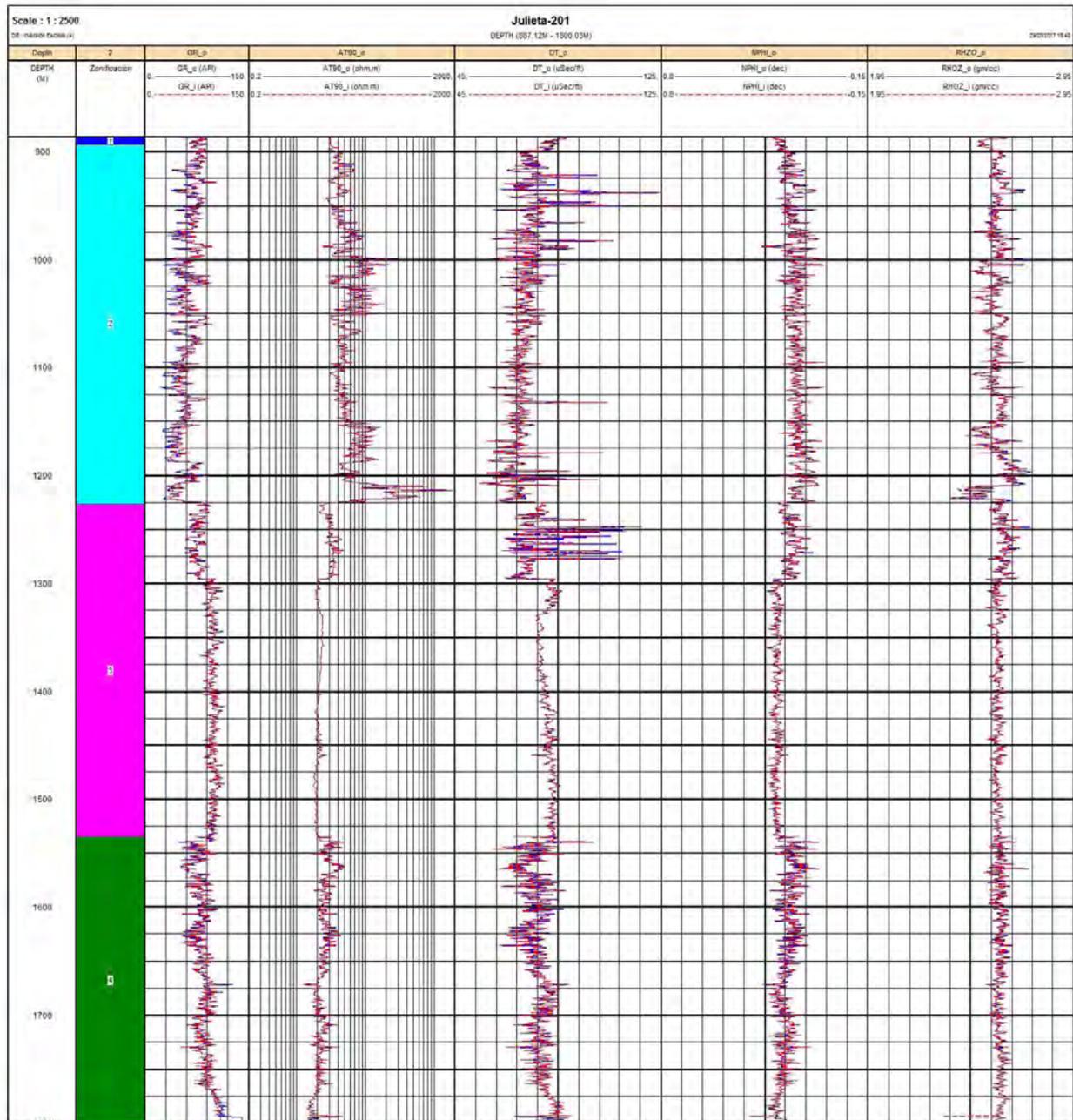


Figura 61. Comparación de los datos observados vs los datos invertidos.

Las curvas rojas de inversión se ajustan en la mayor parte a las curvas azules medidas, sin embargo, existen puntos donde no hay ajuste, es decir que los datos de inversión no

serán los más fiables de toda la curva, como se muestra en la figura 63, donde se anexan la curva de función de error y las curvas del error normalizado para cada una de las curvas invertidas, las curvas de error de cada curva son normalizadas para poder ser comparadas. Esta normalización de los errores toma en consideración la diferencia entre los datos medidos y los simulados divididos entre la desviación estándar de los primeros.

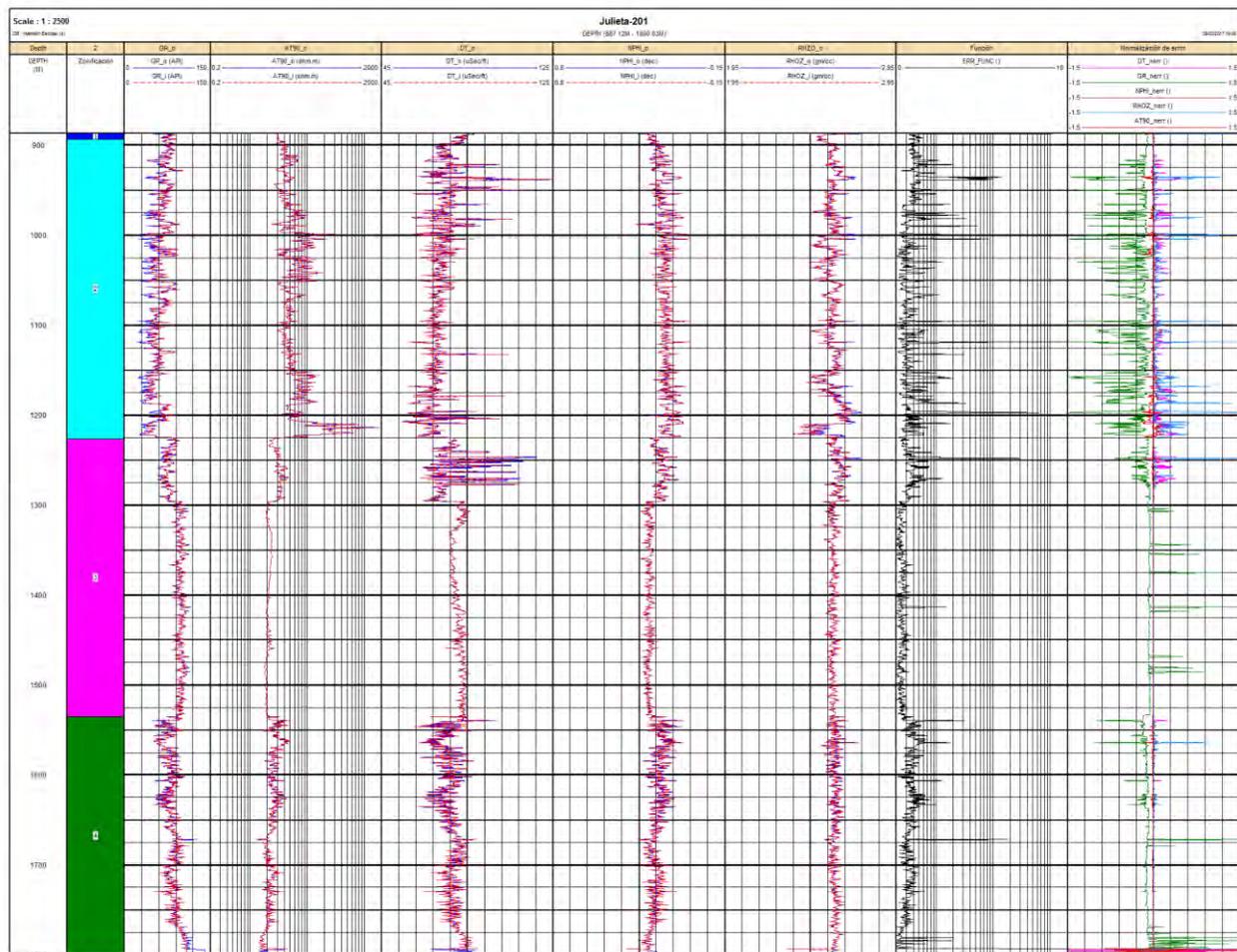


Figura 62. Comparación de las curvas observadas vs las curvas invertidas, adicionando la curva de función y error y normalización de los errores para cada una de las curvas.

A continuación, se muestra una serie de gráficas donde se considera en el eje X los valores de la curva observada y en el eje Y los valores de la curva invertida. Estas figuras son importantes porque permiten conocer la calidad de la inversión.

En las figuras 64 y 65 se puede ver que hay una tendencia lineal en los datos medidos y simulados después de inversión, sin embargo en algunas zonas algunos puntos se salen de la tendencia general de los datos, en el caso de la figura 63, donde se grafican los datos de las curvas AT90 observada vs AT90 invertida, se puede corroborar que la gran mayoría de los datos se encuentran dentro de la zona principal a excepción de los datos que están alrededor de los valores de 5 ohm*m, esto nos podría indicar que en esta zona, la inversión de los datos no es correcta.

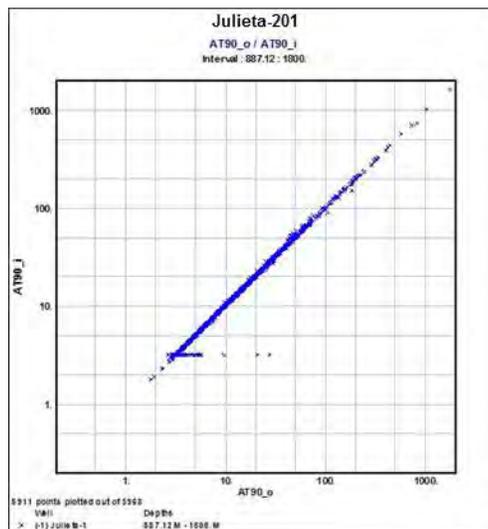


Figura 63. Datos AT90_o vs AT90_i.

Para el caso de la figura 65, en la cual se compara los datos de la curva DT observada Vs DT invertida, se puede observar que el ajuste no es tan bueno como lo fue la figura 60, sin embargo, se puede ver muy clara la tendencia lineal de todos los datos

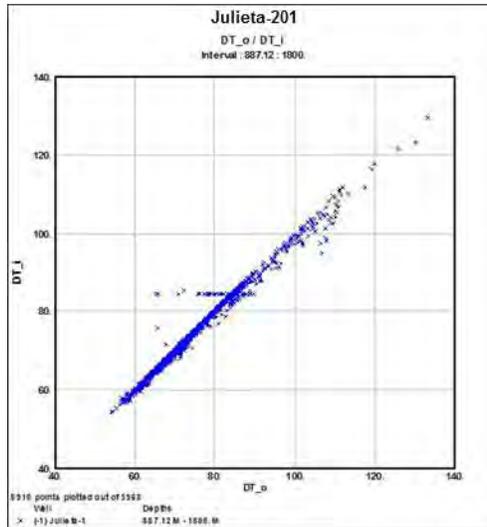


Figura 64. Datos DT_o vs DT_i .

En las figuras 66 y 67 se observan los datos de RHOZ observada vs RHOZ invertida y GR observada vs GR invertida respectivamente, en cada uno de los casos se ve una tendencia lineal de los datos, sin embargo, en el caso de GR se observa que los datos alrededor de los valores de 30 a 90 API muestran un desajuste, indicando que los valores de inversión en esta zona serán tan fiables como en el resto de los valores. Para los datos de RHOZ también se observa una buena tendencia lineal, sin embargo, en este caso en la mayor parte de la zona lineal se ven un poco más dispersos los datos, sin perder la tendencia.

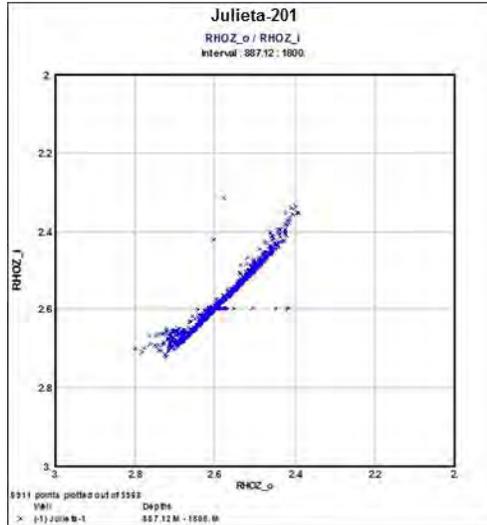


Figura 65 Datos RHOZ_o vs RHOZ_i.

En el caso de la tendencia observada para la curva de rayos gamma (Figura 67), significa que los valores límite deben ser más altos porque no alcanzan a ser modelados.

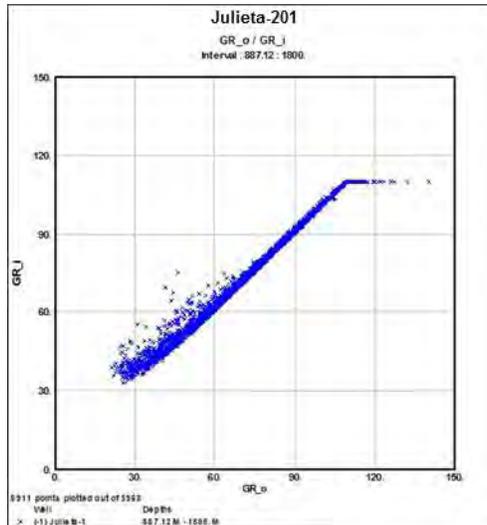


Figura 66. Datos GR_o vs GR_i.

En la figura 68 se graficaron los de NPHI observada vs NPHI invertida, se observa que existe una muy buena tendencia lineal de los a excepción de muy pocos que se encuentra alejados de la tendencia.

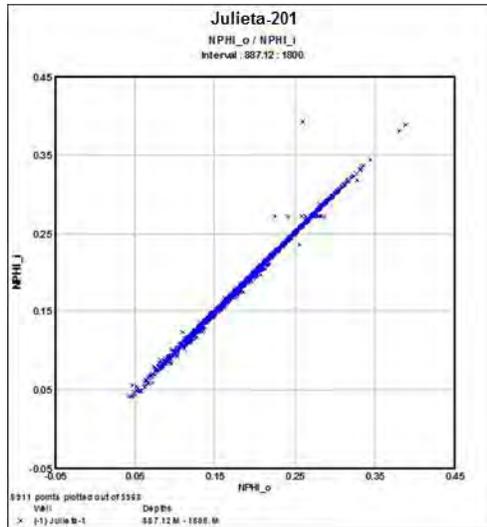


Figura 67. Datos $NPHI_o$ vs $NPHI_i$.

Como se vio en las figuras 64 a 68, los datos invertidos tienen un buen ajuste a los datos observados, son muy pocos los datos que se presentan fuera de la tendencia lineal.

En la figura 69 se enmarcan en color rojo las zonas donde las curvas medidas no coinciden correctamente con las curvas invertidas, este mal ajuste se ve reflejado en la curva de función de error y en las curvas de error normalizado, donde las curvas se disparan y tienen gran variación en sus valores. Se identificaron 6 zonas donde el desajuste es mayor.

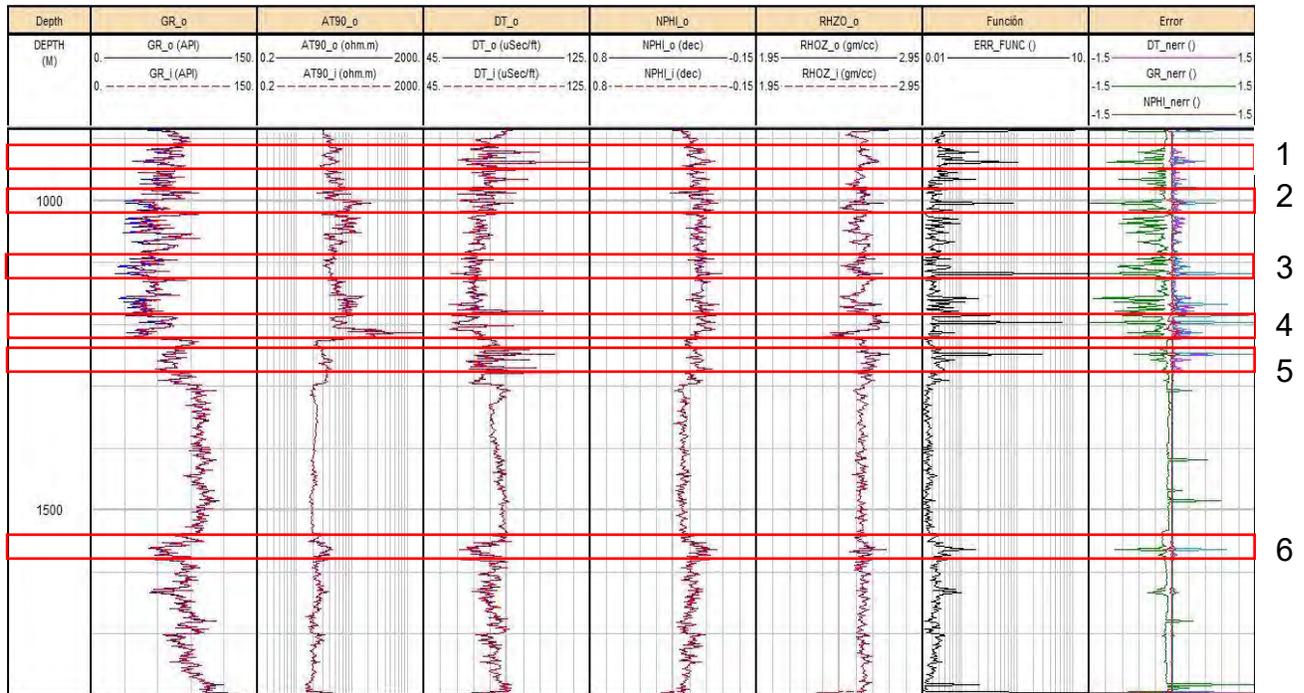


Figura 68. Comparación de las curvas observadas vs las curvas invertidas, curva de función de error y normalización de los errores de cada curva, con la identificación de diferentes zonas con menor ajuste.

En la figura 70, se hace un acercamiento a la zona 4 para poder ver un poco más claro el desajuste entre las curvas medidas y las curvas invertidas, se puede ver en la curva de GR que las curvas azules con las rojas no coinciden del todo, la curva de RHZO ocurre lo mismo, en la curva de Función de error se ve un aumento en sus valores, y en las curvas de error normalizado para cada parámetro se puede observar una gran variación entre sus valores.

los poros, por lo que en la figura 72, en el último carril, se muestran los elementos de la roca de acuerdo al volumen total de la misma, en esta figura se enmarca en color rojo una zona que pareciera interesante por tener un gran volumen de hidrocarburo en el primer nivel.

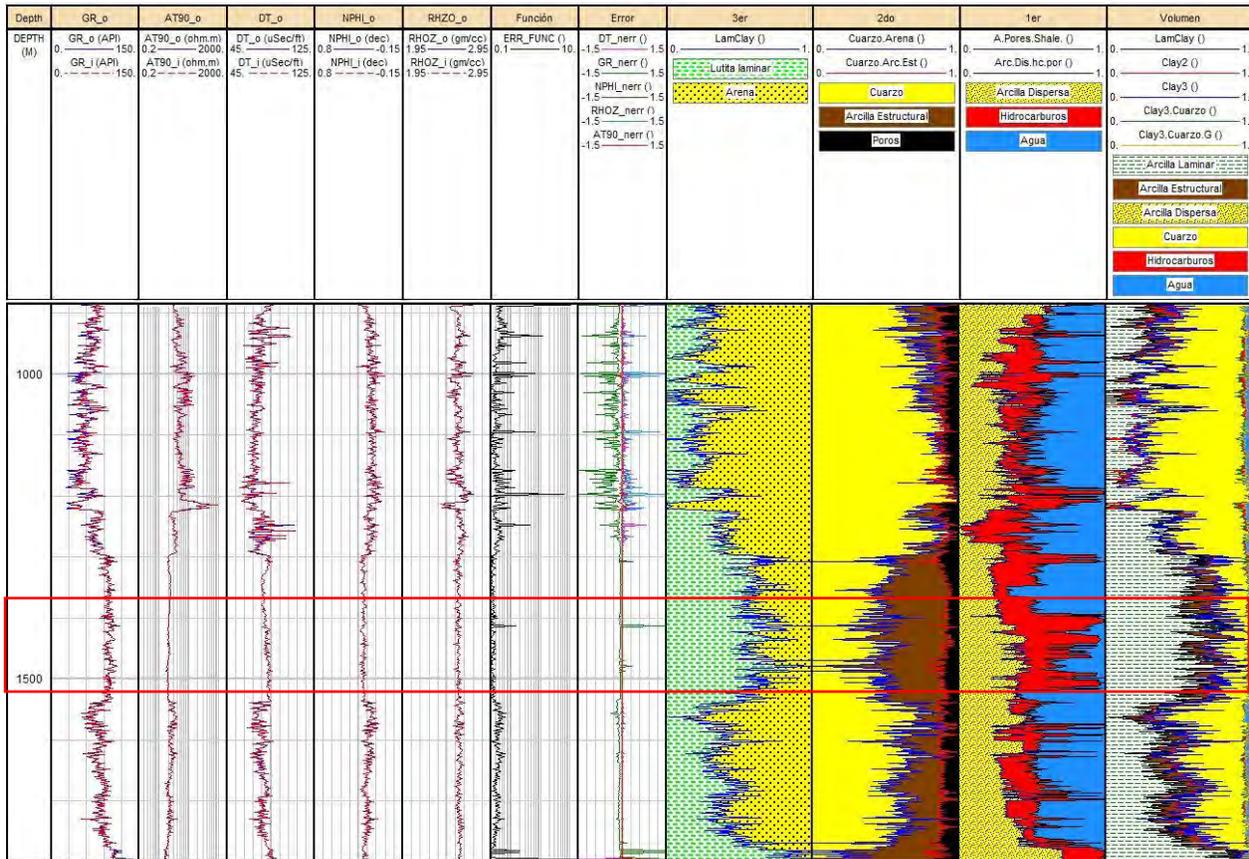


Figura 71. Niveles de homogeneización y volumen total de la roca.

En la figura 72 se hace un acercamiento a la zona 1, y se puede observar que el gran volumen de hidrocarburos en comparación con el volumen total de la roca es mínimo. Además de que hay alto contenido de lutita, por lo que esta zona no es de interés.

También se puede observar en la figura 73 que en el carril 8, de la normalización del error de las curvas invertidas la curva de RHOZ_nerr presenta varios picos, lo que puede indicar mayor incertidumbre en esas zonas

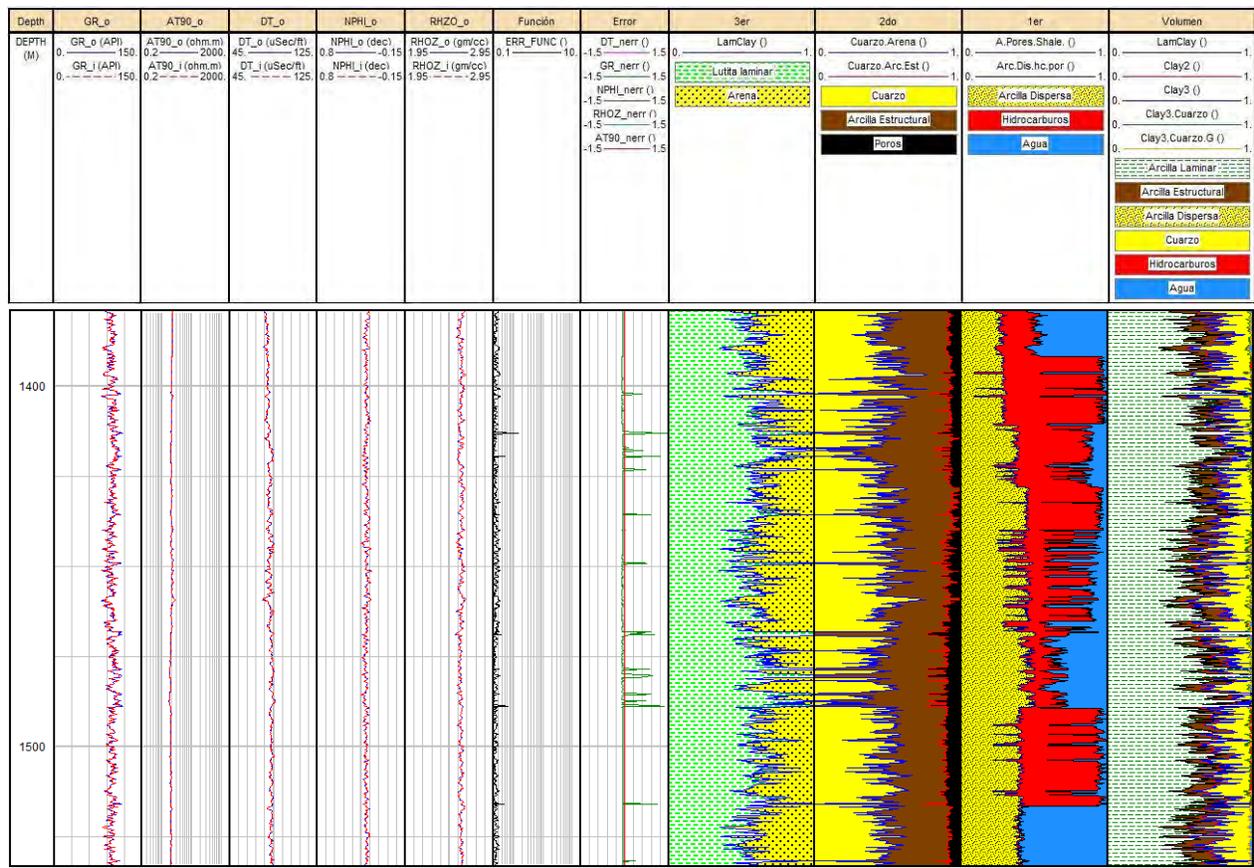


Figura 72. Inversión petrofísica de la Zona 1.

5.2 Discusión de resultados de las dos metodologías

Para mostrar la comparación de los resultados se tomó solo una zona, a continuación, se muestra en la figura 74 la inversión de los datos del pozo 1, que considera solo los elementos arcilla (estructural, laminar y dispersa), arena, poros e hidrocarburos.

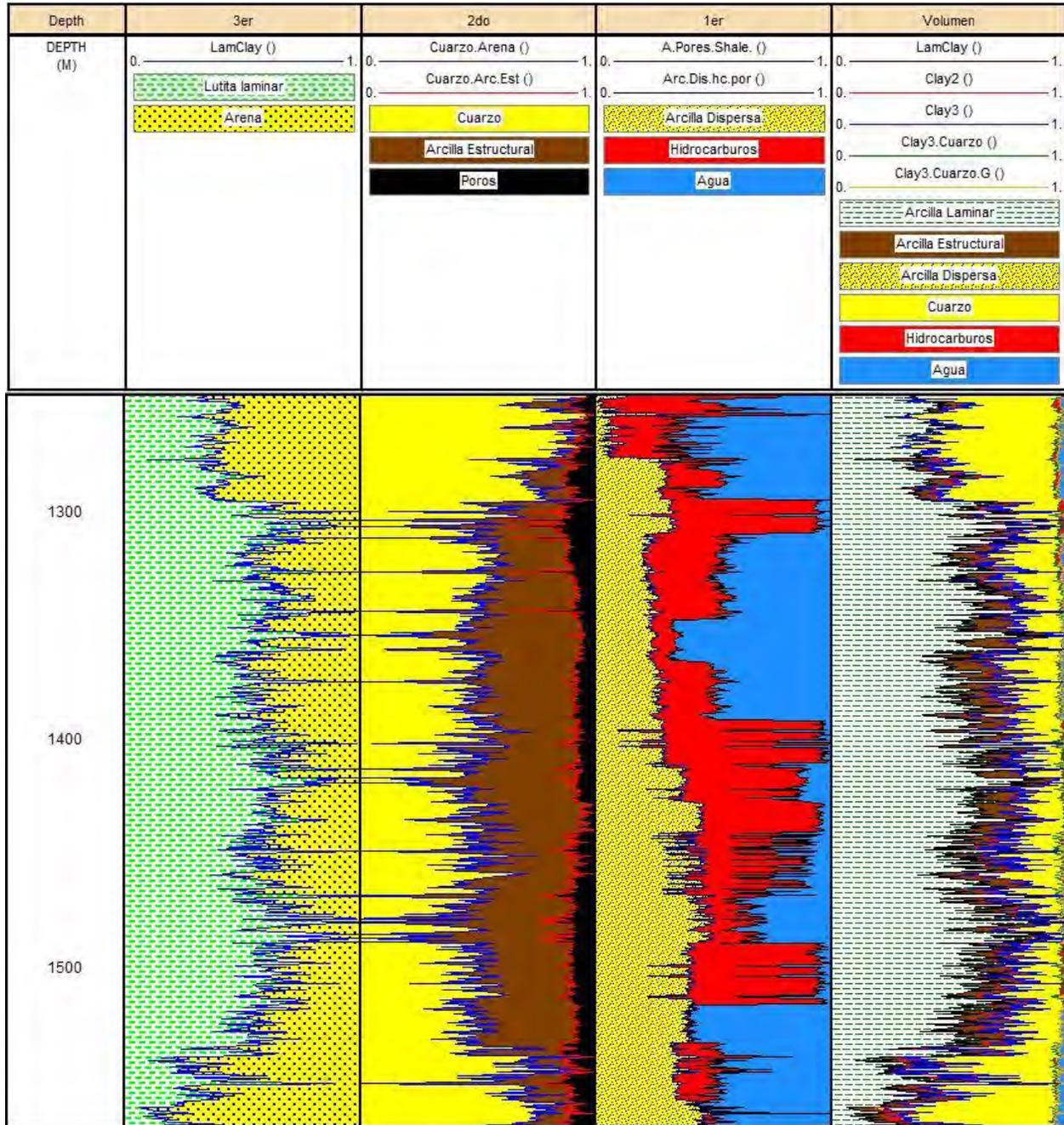


Figura 73. Interpretación con inversión.

En la interpretación con inversión en esta zona de 1300 a 1500 metros de profundidad se puede observar que predomina la lutita lamiar. De acuerdo al volumen total de la roca el contenido de hidrocarburos es muy poco al igual que el volumen de poros, el contenido de cuarzo es mucho menor al contenido de arcilla. La arcilla estructural y dispersa no predominan.

Y en la figura 75, se muestra la interpretación convencional, la cual considera 3 elementos que se tiene lutita, carbonatos y arena.

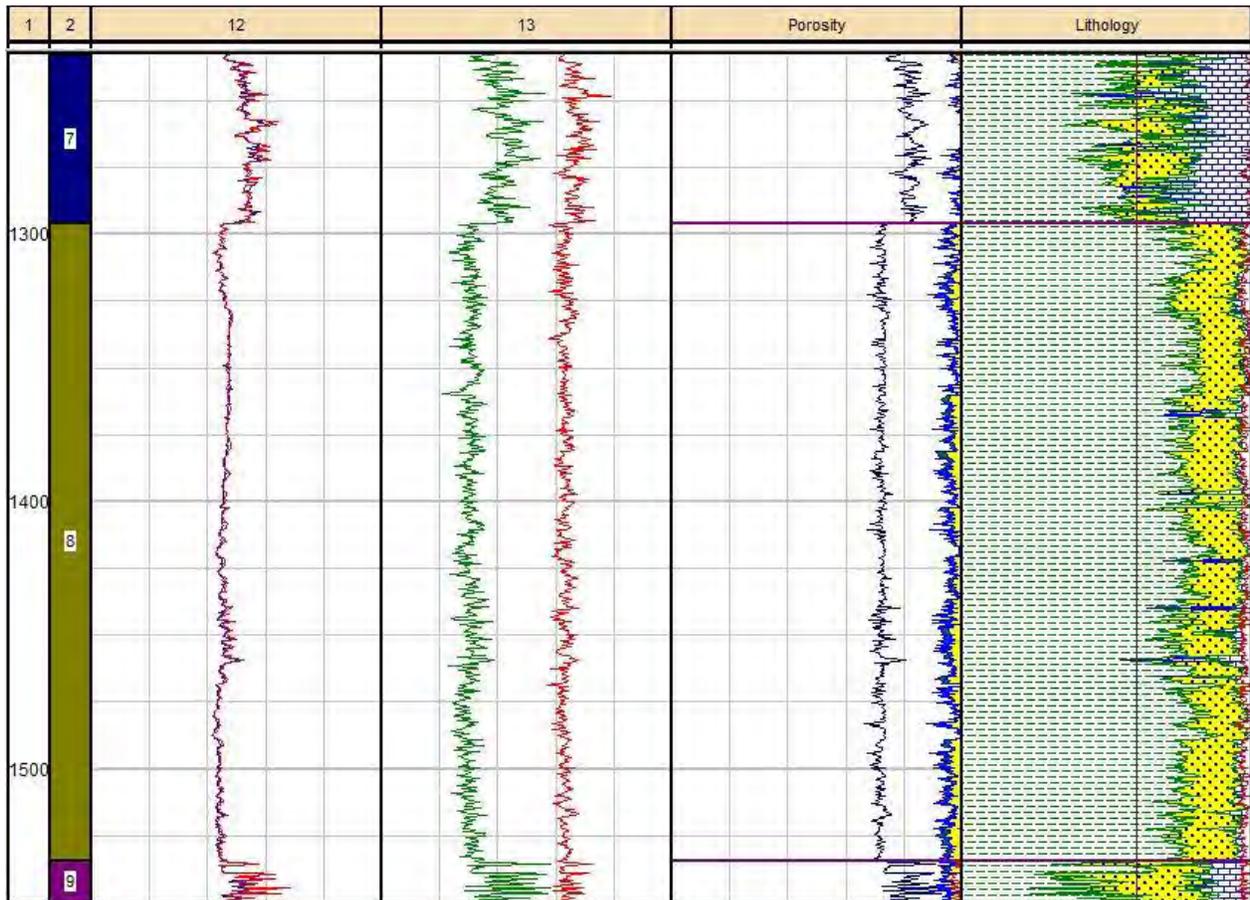


Figura 74. Interpretación convencional.

En el caso de la interpretación convencional se observa que en este caso la lutita también predomina en este intervalo, así como los carbonatos, el contenido de arena es muy bajo.

Tomando en cuenta los dos métodos utilizados en este tesis, se puede observar que el método convencional al utilizar diferentes métodos, te puede dar resultados muy diferentes, dependiendo del método utilizado puede predominar más la saturación de

agua o la de hidrocarburos, en cambio el método de inversión utiliza un solo modelo que te llevará a un único resultado y que utiliza más componentes de la roca para poder llegar al resultado, sin embargo es método iterativo, es decir, se va probando hasta llegar al resultado que mejor se ajuste a nuestras curvas originales. Para “garantizar” que el método de inversión llegue a la solución “correcta”, se deben considerar los parámetros físicos de cada componente en la roca de manera adecuada.

5.3 Ejemplo Pozo Julieta-301

En este punto se muestra un ejemplo más de inversión petrofísica (Figura 76) ahora con el pozo Julieta-301, en el intervalo de 399.85 – 4303.4, cuenta con la siguiente información:

- Resistividad (RT, RV)
- Sónico (DTCO, DTSM)
- Porosidad neutrón (NPHI)
- Densidad (RHOB)

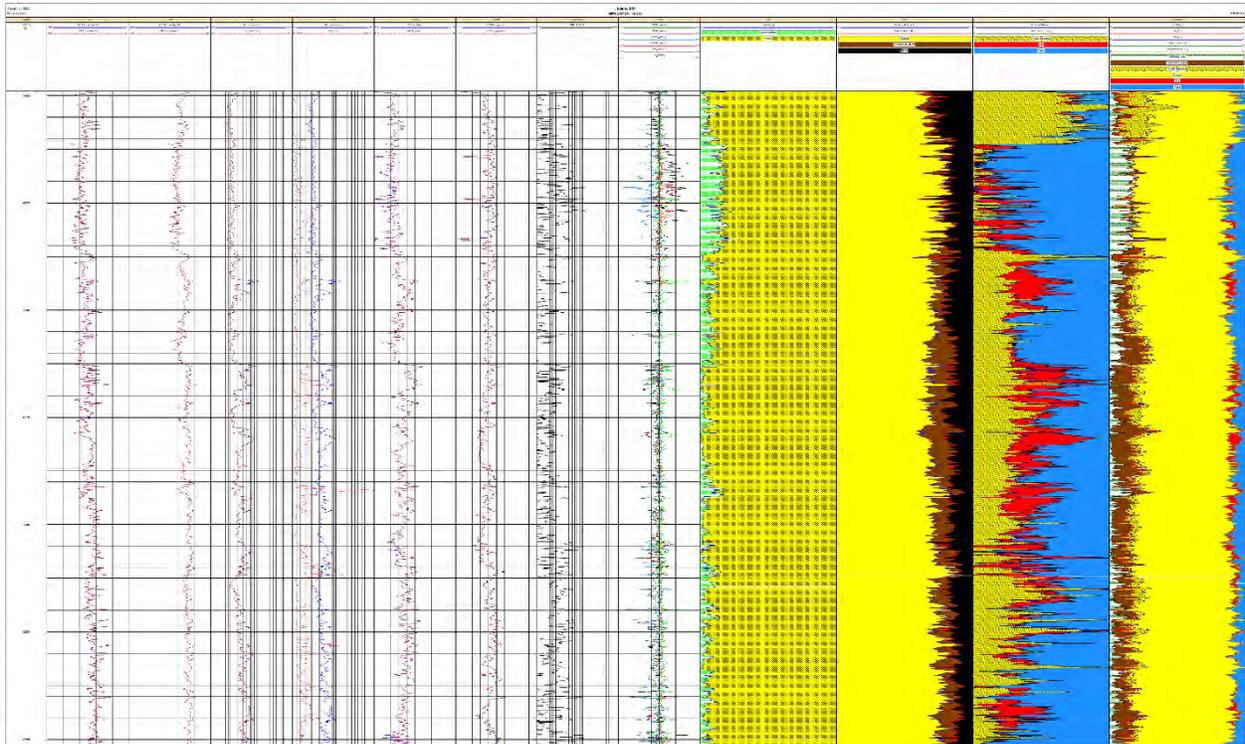


Figura 75. Inversión para el pozo Julieta-301.

En la figura 77 se aplicó la inversión a las curvas del pozo, obteniendo como en el caso anterior, las curvas normalizadas y los errores de las mismas en los últimos carriles.

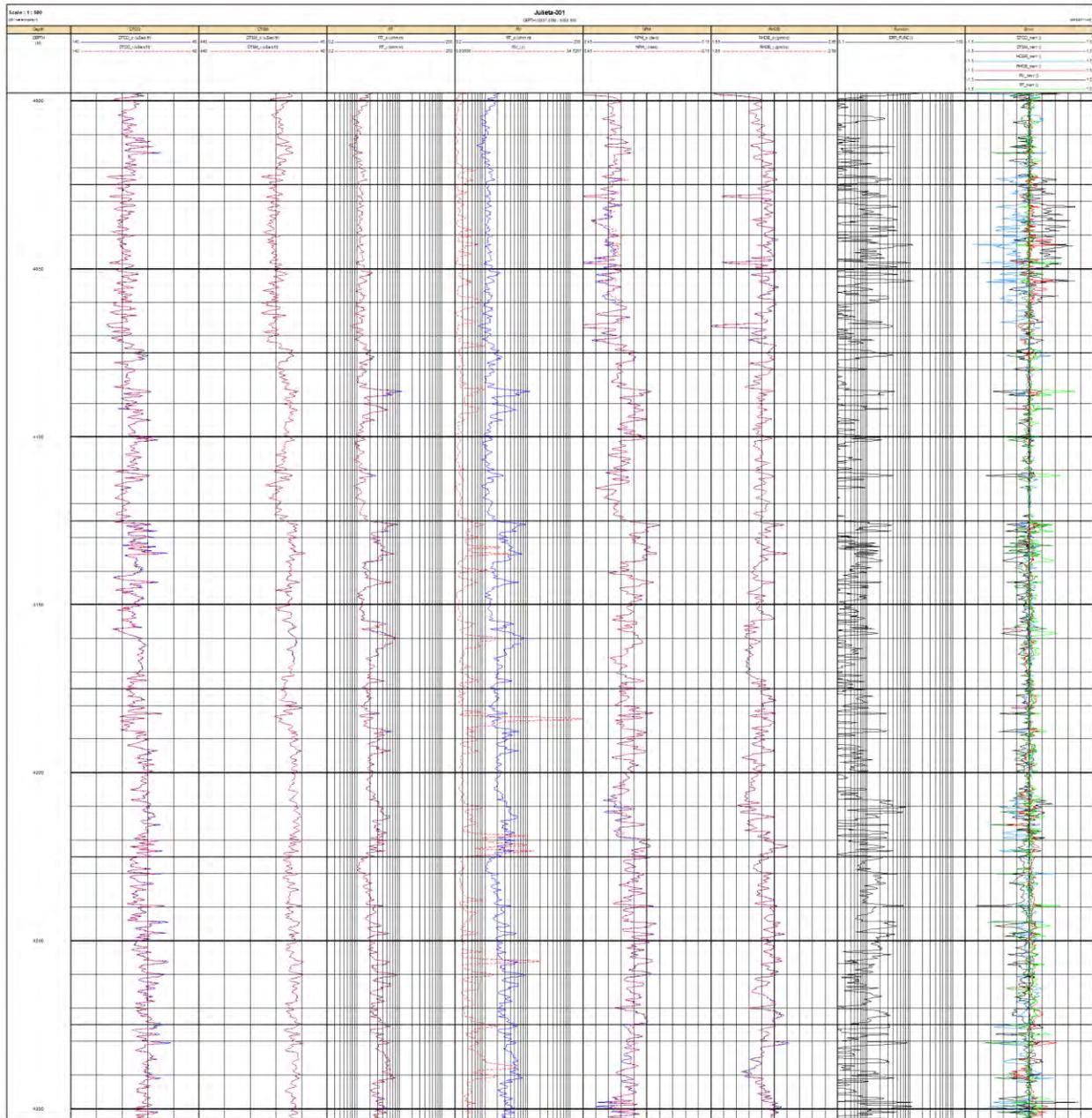


Figura 76. Curvas observadas, curvas medidas, error de las curvas y curvas normalizadas.

En la figura 78 se muestra el resultado de los volúmenes de arcilla, arena, porosidad e hidrocarburos presentes en este pozo. De la cuerda estos resultados, en el tercer nivel de homogeneización predomina la cantidad de arena en comparación con la cantidad de arcilla laminar, en el intervalo señalado, en el segundo nivel ve homogeneización, dentro de la arena, se tiene una gran cantidad de cuarzo muy poca arcilla estructural y poros.

Por último en el primer nivel de homogeneización, se considera la presencia de agua, hidrocarburos y arcilla dispersa.

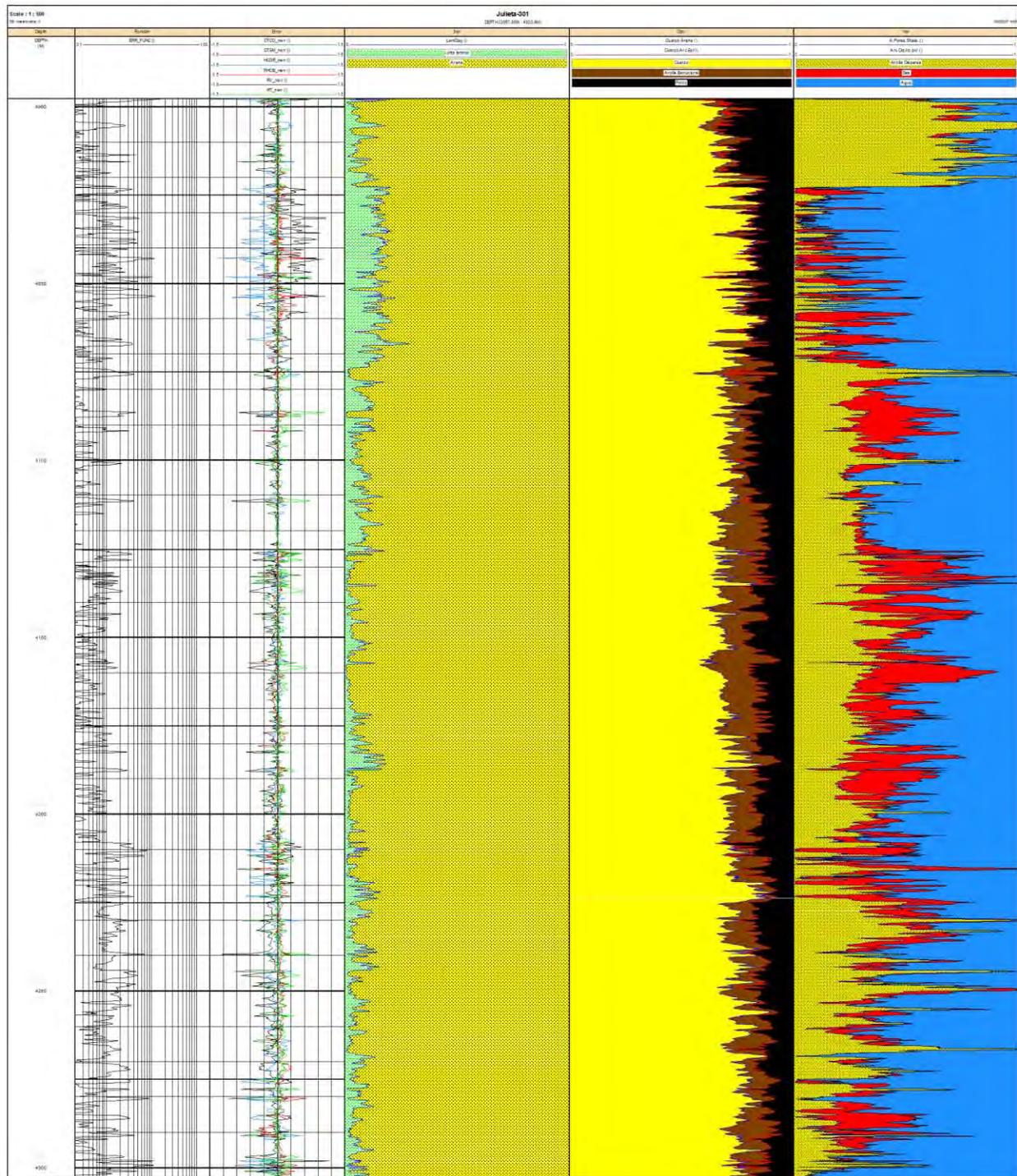


Figura 77. Niveles de homogeneización.

De acuerdo al primer nivel de homogeneización, pareciera que el volumen de hidrocarburos se encuentra en gran cantidad, sin embargo, como se ha mencionado con anterioridad, el primer nivel, representa el volumen de los elementos que se encuentran dentro de los poros, en la figura 79 se muestra en el último carril el volumen de todos los elementos considerados, de acuerdo al volumen total de la roca.

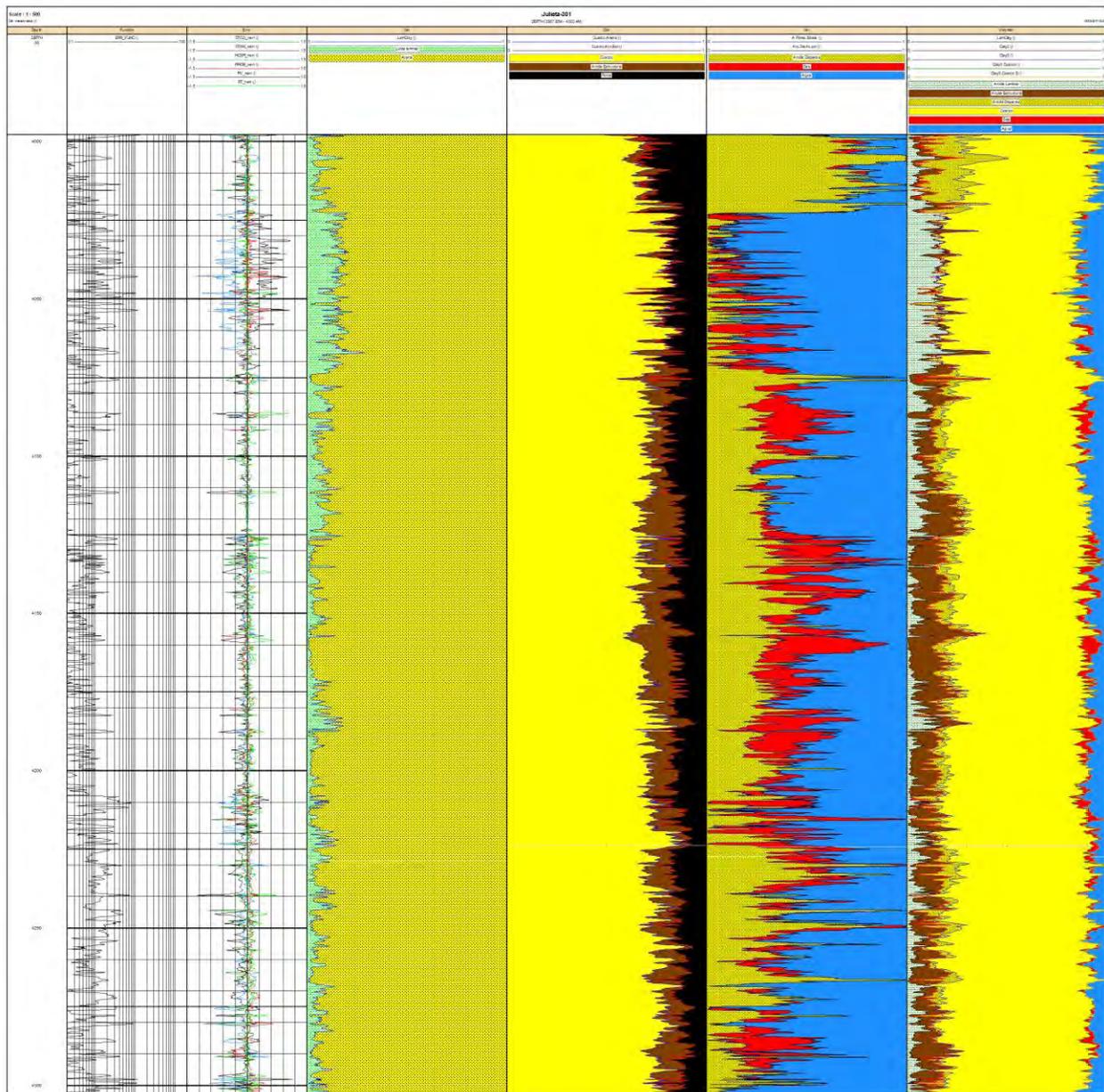


Figura 78. Discretización de los datos, tomando en cuenta el volumen total de la roca.

Al ver el ultimo carril de la figura 4, nos damos cuenta que los volúmenes tan grandes que se ven en los tres niveles de homogeneización, en realidad son mucho menores tomando en cuenta el volumen total de la roca

Conclusiones y recomendaciones

I. Conclusiones

El modelo petrofísico jerárquico para formaciones con secuencias clásticas, simula diferentes propiedades físicas que se miden en los pozos que toman en consideración las propiedades de la roca simultáneamente, lo que permite no determinar las propiedades petrofísicas y componentes mineralógicas del yacimiento.

El modelo jerárquico de 3 niveles de homogeneización, es un modelo que considera en su tercer nivel el volumen de arcilla laminar y arena, en su segundo nivel considera los elementos dentro de la arena que son cuarzo, arcilla estructural y poros, y en el primer nivel de homogeneización considera el volumen de los elementos contenidos en el volumen de poros (arcilla dispersa, agua e hidrocarburos), por lo que en el resultado de la inversión puede verse exagerado el volumen de los elementos presentes, por lo que será necesario graficar las curvas que consideran el volumen total de la roca.

Las zonas más confiables de la inversión, serán las zonas con menor error entre las propiedades físicas medidas y las simuladas, las que se pueden identificar:

- Comparando la curva observada contra la curva invertida, donde las curvas estén más cercanas, serán las zonas más fiables, donde las curvas estén mucho más separadas, el resultado de la inversión será menos confiable; cabe mencionar que el resultado de la inversión nunca será totalmente igual a lo medido originalmente, ya que cuando los registros son medidos existe un ruido, y esta parte no es considerada dentro de la inversión.
- Con la curva de la función de error, donde se encuentren los picos más altos o de mayor variación.
- Con las curvas de error y error normalizado.

La técnica de inversión petrofísica considera las componentes a determinar directamente del modelo petrofísico por lo que representa una forma confiable de interpretación.

La determinación de las curvas sintéticas toma en cuenta, además de la concentración de cada elemento dentro del modelo, sus formas, lo cual adiciona certidumbre en el cálculo de los parámetros petrofísicos.

No es posible hacer una comparación directa de los parámetros petrofísicos estimados con una evaluación petrofísica convencional con los obtenidos en el proceso de inversión petrofísica debido a que las metodologías son diferentes y se asumen diferentes condiciones.

Los métodos convencionales de interpretación de propiedades petrofísicas usan modelos diferentes para determinar parámetros como volumen de arcilla, porosidad efectiva o saturación de agua a diferencia de la técnica de inversión petrofísica en donde estos parámetros se obtienen en un solo proceso ya que están considerados en un modelo petrofísico adecuado.

De acuerdo a los resultados del proceso de inversión en el pozo Julieta-201 la distribución espacial de la arcilla es en mayor volumen de arcilla laminar, en la zona con mayor volumen se tiene hasta el 50% de arcilla estructural.

El contenido de arcilla estructural es menor, alrededor de 15-20% en las zonas con mayor acumulación.

Por último, el pozo también cuenta con presencia de arcilla dispersa, sin embargo, su volumen es mínimo, menor al 10%.

La saturación de fluidos en el pozo Julieta-201, de acuerdo al proceso de inversión, hay poca a acumulación de hidrocarburos, las zonas con mayor volumen están a aproximadamente a una profundidad de 900-1100 m, justo en la zona con una gran capa de arena. En la profundidad de 1300-1400 metros se tiene otra posible zona potencial de hidrocarburos. En estas dos zonas se observa de igual manera una saturación de agua.

De acuerdo con el método convencional de interpretación, (archie o Simandjux) las zonas con mayor acumulación de hidrocarburos se encuentran entre 900-1300 m (independientemente de que estos dos métodos indiquen volúmenes diferentes). En

comparación con el método de inversión se puede observar que coinciden en la profundidad, donde se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos.

II. **Recomendaciones:**

Se recomienda utilizar núcleos o estudios de laboratorios para tener resultados más certeros en la inversión.

La información de las herramientas mineralógicas es importante para usar los parámetros más adecuados de las componentes litológicas del medio por lo que se recomienda utilizar resonancia magnética que puede ayudar a mejorar la determinación de las porosidades de arena y arcilla.

Se recomienda considerar más minerales para inversión, como es el caso de los carbonatos.

Bibliografía

1. Al-Ani T., Sarapää O., *Clay and clay mineralogy*, 2008, pp.
2. Aquino, A., Mousatov, A. and Markov, M, (2011) *Model of sand formations for joint simulation of elastic moduli and electrical conductivity*, *Journal of Geophysics and Engineering*, ocho (8) No. 4, 568-578
3. Aquino, L.A., Mousatov A. Markov M., Kazatechenko E., *Modelling and inversion of elastic wave velocities and electrical conductivity in clastic formations with structural and disperse shales*.
4. Archie G. E., 1941, *The electrical Resistivity log s an aid in determining some reservoir characteristics*, Dallas meeting. 54-62
5. Arroyo C.F.A., Roig S.F.J., *Apuntes de Introducción a los registros geofísicos de pozos*, División de ingeniería en ciencias de la tierra, Departamento de geofísica,
6. Asquith G., Krygowski D. (Ernest A. Mancini). (2004), *Basic Well Log Analysis*, Oklahoma, EE.UU.: American Association of Petroleum Geologists.
7. Bassiouni Z., *Theory, Measurements, and interpretation of well logs*, Richardson, Tx, 1994,
8. Clavier C., Coates G., Dumanoir J. (1994), *Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands*, Society of Petroleum Engineers journal, Abril
9. Escalera, J.A.A., 2010, *Estrategía, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*, Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería Especialidad: Ingeniería Geológica. México Distrito Federal

10. Estrada, E., 2014. Presentación, Posgrado de Ingeniería, UNAM.
11. Guyod H., Interpretation of electric and gamma ray logs in water Wells, Permission of Gearht-Owen, Inc., Forth Worth, Texas, Annual Meeting of the American Geophysical Union, Section of Hydrology, in Washington, D.C.
12. Herrick C.D., 1988, *Pore geometry, conduction models, and mechanisms*, SPWLA Twenty-ninth annual logging Symposium, 5-24.
13. Halliburton/Welex, *Introducción al análisis de los registros de pozo*, 1962
14. Kennedy, D.W. y Herrick D.C., 2012, *Conductivity by models for Archie rocks*, Society of Exploration Geophysicists.
15. Kazatchenko E, Markov M., Muosatov A., Parra J. (2005), *Carbonate microstructure determination by inversion of acoustic and electrical data: Application to a south Florida aquifer*. Journal Applied Geophysics. 59 (2006), 1-15 pp.
16. Kazatchenko E, Markov M., Muosatov A. (2006), *Simulation of acoustic velocities, electrical and thermal conductivities using unified pore-structure model of double-porosity carbonate rocks*, Journal of Applied Geophysics, 59 (2006), 16 - 35 pp.
17. Kazatchenko E, Markov M., Muosatov A., (2004), Joint inversion of Acoustic and Resistivity data for carbonate microstructure evaluation, *Petrophysics*, vol., 45, No. 2, marzo-abril 2004, 130-140 pp.
18. Martell, J.B.A., 2008. *Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM*, Trabajo de ingreso a la academia de ingeniería.

19. Mezzatesta, A.G. 2002. Laminated shaly reservoirs-An interpretation model incorporating new measurements, SPWLA 43 annual logging symposium, 1-12
20. Rangel, E., 2015, Presentación: "IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México", Academia de Ingeniería México.
21. Ricco M.G.A. (2012), *Principios de medición de los registros geofísicos de pozos* (Tesis de licenciatura), Facultad de Ingeniería UNAM, Ciudad de México.
22. Sams M.S., Andrea M., *The effect of clay distribution on the elastic properties of sandstones, Geophysical prospecting*, 22001, 49, 128-150.
23. Schön J.H, (2011) *Physical properties of rocks*, ELSEVIER, Society of petroleum engineers journal,
24. Schlumberger, 1987, Log interpretation principles/applications, Houston, Texas, Schlumberger Well Services Ing.
25. Thomas, E.C., Stieber S.J., *The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity*, SPWLA sixteenth annual logging symposium, junio 4-7, 1975.
26. UNAM, Apuntes de registros de pozo, 2013
27. Walter H., (1987), *Log-Derived Evaluation of shaly clastic reservoirs*, *Journal of Petroleum Technology*, Febrero.
28. Waxman M.H., Smit L.J.M., *Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands*, Shell development Co., Houston Tex.,
29. Worthington E. P., 1985, *The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation*, 23-40.
30. Worthington E. P., 2011, *The petrophysics of problematic reservoirs*, SPE, 88- 96

